

ETAT DES LIEUX DE LA FILIERE METHANISATION EN FRANCE

Rapport finalisé en septembre 2011

Pour cette étude, L'ATEE Club Biogaz a obtenu le soutien de l'ADEME



Le Club Biogaz a été créé en 1998, au sein de l'Association Technique Énergie Environnement, ATEE, afin de favoriser le développement des différentes filières de production et de valorisation du biogaz.

L'ATEE est une association régie par la loi du 1er juillet 1901, dont le but est de contribuer à une plus grande maîtrise de l'énergie et à une meilleure protection de l'environnement, dans les aspects de cette dernière ayant une implication énergétique : en organisant tous échanges de vues et d'expériences entre ses membres, et en diffusant toutes informations utiles.

Le Club Biogaz

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

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

Le Club Biogaz compte environ 170 adhérents personnes morales.



Missions et fonctionnement du Club Biogaz

Le Club Biogaz vise à promouvoir les filières de production et de valorisation du biogaz. Cela passe par les actions suivantes :

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

Groupes de travail

Le Club Biogaz anime des groupes de travail adaptés aux sujets d'actualité :

- réglementation,
- transport et injection du biogaz dans le réseau,
- méthanisation agricole.

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

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

Service d'information

Le Club propose aussi à ses adhérents un **service d'information par mail et sur son site** internet : annuaire, agenda et actualités de la filière, flash information, service questions /réponses, service d'offres d'emploi, d'information sur la réglementation ou les appels à projets...

Prochains évènements

- ⇒ Stages de formation
Méthanisation collective et territoriale,
Paris, 4-5-6 octobre 2011
- ⇒ Colloque
Contrat, assurances, financement des projets de
méthanisation, Paris, 11-12 octobre 2011
- ⇒ Salon Expo biogaz, Paris, 3-5 avril 2012

Détail des programmes sur le site internet :
www.biogaz.atee.fr

Club Biogaz ATEE

Déléguée générale : Caroline Marchais
ATEE - 47 avenue Laplace - 94117 ARCUEIL CEDEX
Tél : +33 1 46 56 41 43 - club.biogaz@atee.fr



L'ATEE, Association Technique Energie Environnement, créée en 1978, a trois objectifs : rassembler, informer, proposer.

L'ATEE rassemble tous les acteurs concernés dans leur activité professionnelle par les questions énergétiques et environnementales (petites et grandes entreprises, sociétés de service, organismes publics, collectivités territoriales, universités...). Elle compte 1600 adhérents.

Elle a un rôle d'alerte et d'information sur les dernières nouveautés techniques, sur les tendances économiques et tarifaires, ainsi que sur les évolutions réglementaires nationales ou internationales. Force de proposition reconnue, souvent consultée par les pouvoirs publics, l'ATEE est objective et indépendante.

Elle intervient dans trois domaines principaux :

- les choix en matière d'énergie,
- l'efficacité énergétique des équipements et des procédés,
- la protection de l'environnement.

Quatre Clubs fonctionnent au sein de l'association :

- Le **Club Cogénération** œuvre pour le développement de la cogénération en France et en Europe ;
- Le **Club C2E** s'attache à la mise en œuvre pratique du dispositif des Certificats d'économies d'énergie ;
- Le **Club Biogaz** vise à favoriser le développement des filières de production et de valorisation du biogaz ;
- Le **Club Stockage d'énergies** créé en avril 2010.

Organisme de formation, l'ATEE propose, aux décideurs et ingénieurs des entreprises et collectivités, des **stages de formation** dans ses domaines d'expertise (maîtrise de l'énergie, cogénération, biogaz...).

Avec ses antennes régionales, l'association organise chaque année **plus de 30 colloques et visites d'installations techniques** dans toute la France.

L'ATEE publie **ENERGIE PLUS**, la revue bimensuelle de la maîtrise de l'énergie.

En savoir plus :
www.atee.fr - www.energie-plus.com



Sommaire

1	Résumé.....	7
2	Remerciements	7
3	Objet de l'étude	8
4	La méthanisation	9
4.1	Définition	9
4.2	Mise en œuvre	9
4.2.1	Schéma général des installations de méthanisation	9
4.2.2	Processus de méthanisation	10
4.2.3	Réacteurs de méthanisation.....	10
4.2.4	Les technologies de digesteur.....	10
4.2.5	Intérêt de la méthanisation par rapport aux autres technologies de traitement	11
4.2.6	Déchets et effluents, caractéristiques et prétraitements	12
4.2.7	Traitement du biogaz.....	13
4.2.8	Équipements annexes à la valorisation du biogaz	14
4.2.9	Modes de valorisation énergétique.....	15
4.2.10	Digestat, caractéristiques et traitements.....	17
4.3	Secteurs utilisant la méthanisation	18
4.3.1	Industrie	18
4.3.2	Agriculture et élevage.....	18
4.3.3	Stations d'épuration.....	18
4.3.4	Ordures ménagères	18
4.3.5	Gaz de décharge.....	19
5	Méthodologie d'enquête	20
5.1	Démarche.....	20
5.1.1	Sources.....	20
5.1.2	Déroulement de l'étude	20
5.1.3	Calculs	20
5.1.4	Vérification de la cohérence des données	23
5.2	Taux de réponses.....	23
6	Secteur industriel.....	25
	Tableau de synthèse.....	25
6.1	25
6.2	Répartition géographique des installations industrielles en France.....	26
6.3	Historique de la méthanisation dans le secteur industriel	26
6.4	Technologies.....	27
6.4.1	Procédés de traitement des effluents complétant la méthanisation.	27
6.4.2	Technologies de digesteur	28
6.4.3	Traitement du biogaz.....	29
6.4.4	Charge appliquée et temps de séjour	29
6.5	Effluents	29
6.6	Production de biogaz.....	30
6.6.1	Biogaz produit par DCO entrante	30
6.6.2	Production totale de biogaz	31
6.7	Énergie valorisée.....	31
6.8	Rendement épuratoire.....	32

6.9	Données économiques.....	32
6.10	Motifs de choix de la méthanisation.....	32
6.11	Problèmes rencontrés	33
6.12	Potentiel et perspectives d'évolution.....	33
7	Secteur agricole et territorial.....	34
7.1	Tableau de synthèse	34
7.2	Répartition géographique des installations de méthanisation agricole en France ...	34
7.3	Historique de la méthanisation dans le secteur agricole	36
7.4	Technologies.....	37
7.4.1	Procédés de prétraitement des effluents.	37
7.4.2	Technologies de digesteur	37
7.4.3	Traitement du biogaz.....	38
7.4.4	Charge appliquée et temps de séjour	38
7.4.5	Traitement du digestat.....	39
7.5	Effluents	39
7.6	Production de biogaz.....	40
7.6.1	Biogaz produit par MS entrante	40
7.6.2	Production totale de biogaz	40
7.6.3	Composition du biogaz	40
7.7	Énergie valorisée.....	40
7.7.1	Énergie électrique	41
7.7.2	Énergie thermique	41
7.7.3	Efficacité énergétique.....	41
7.8	Données économiques.....	42
7.9	Motifs de choix de la méthanisation.....	42
7.10	Problèmes rencontrés	43
7.11	Potentiel et perspectives d'évolution.....	43
8	Stations d'épuration des eaux urbaines.....	44
8.1	Tableau de synthèse	44
8.2	Répartition géographique des stations d'épuration équipées de digesteurs anaérobies.....	45
8.3	Historique de la digestion anaérobie des boues urbaines.....	45
8.4	Technologies.....	46
8.4.1	Procédés de traitement des eaux et boues urbaines complétant la digestion.	46
8.4.2	Technologies de digesteur	46
8.4.3	Traitement du biogaz.....	47
8.4.4	Charge appliquée.....	47
8.4.5	Temps de séjour	47
8.5	Effluents	47
8.6	Production de biogaz.....	47
8.7	Énergie valorisée.....	48
8.8	Digestat.....	48
8.9	Données économiques.....	49
8.10	Motifs de choix de la méthanisation.....	49

8.11	Problèmes rencontrés	50
8.12	Potentiel et perspectives d'évolution.....	50
9	Méthanisation des ordures ménagères.....	51
9.1	Tableau de synthèse	51
9.2	Répartition géographique des installations de méthanisation d'ordures ménagères. 51	
9.3	Historique des installations de méthanisation des ordures ménagères en France ..	52
9.4	Technologies.....	52
9.4.1	Technologies de digesteur	52
9.4.2	Traitement du biogaz.....	52
9.4.3	Temps de séjour	52
9.5	Effluents	53
9.6	Production de biogaz.....	53
9.7	Énergie valorisée.....	53
9.7.1	Efficacité énergétique	54
9.8	Digestat.....	54
9.9	Données économiques.....	54
9.10	Motifs de choix de la méthanisation.....	54
10	État des lieux de la filière méthanisation en France en 2011 – Synthèse.....	55
10.1	Répartition géographique des installations en France	55
10.2	Évolution de la filière méthanisation en France	56
10.3	Technologies de digesteur	56
10.4	Déchets traités	56
10.5	Énergie valorisée.....	56
10.6	Le biogaz par rapport aux autres énergies produites en France	57
11	Conclusion.....	59
12	Table des illustrations	60
13	Annexes.....	61
13.1	Annexe 1 : Questionnaire	61

1 Résumé

La méthanisation permet de traiter les déchets et les effluents organiques par la réduction de pollution carbonée. Elle est mise en œuvre par l'action de bactéries dans un milieu sans oxygène (anaérobie) produisant du biogaz, composé essentiellement de méthane et de dioxyde de carbone, constituant un potentiel énergétique. Le présent rapport dresse un état des lieux des installations de méthanisation en France, en comptabilisant le nombre de sites en fonctionnement (197) et en cours de construction (46), la production théorique annuelle de biogaz (282 000 000 Nm³). Est aussi présenté l'état de la valorisation du biogaz produit dans l'ensemble des secteurs utilisant la méthanisation : l'industrie, l'agriculture, les stations d'épuration, et les centres de traitement des ordures ménagères.

2 Remerciements

Le Club Biogaz remercie tout d'abord l'ensemble des exploitants, tous secteurs d'activité confondus, qui ont pris le temps de répondre à notre questionnaire, ou ont eu la bienveillance de nous renseigner par téléphone, pour la patience avec laquelle ils ont répondu aux nombreuses questions.

Nous adressons nos profonds remerciements à l'ADEME, et en particulier aux responsables biogaz des directions régionales, qui nous ont permis d'identifier de manière exhaustive les sites agricoles et territoriaux, ainsi que M. Guillaume Bastide, avec qui nous avons collaboré pour cette enquête.

Nous tenons également à remercier les constructeurs de méthaniseurs, et les personnes avec qui nous avons été en contact dans les Agences de l'eau, les Chambres d'Agriculture, et les associations AILE, RAEE, et les ALE, pour leurs précieuses informations.

Nous remercions enfin M. Philippe Bogdan et M. Claude Servais, ayant réalisé l'état des lieux de la méthanisation en sites industriels en 2001, ainsi que le bureau d'études Solagro, les auteurs de l'étude AMORCE sur les ordures ménagères, ayant contribué via leurs rapports à l'identification des sites.

3 Objet de l'étude

Les procédés de méthanisation et le biogaz sont connus depuis plus d'un siècle. Toutefois, il faut attendre l'après-guerre pour voir se développer les premiers méthaniseurs artisanaux en Europe. C'est ensuite dans les années 80 que l'industrie et les stations d'épuration vont commencer à utiliser la méthanisation comme procédé de dépollution et de production d'énergie.

Depuis, et dans un contexte énergétique plus calme, la méthanisation, comme la plupart des énergies renouvelables, n'a pas connu un développement très soutenu. A l'heure actuelle, la nécessité de préserver l'environnement et nos ressources naturelles, liée aux contraintes réglementaires sur la qualité des rejets, impose aux producteurs de déchets organiques de mettre en œuvre des traitements sûrs. L'optimisation de procédés de méthanisation adaptés aux différents types d'effluents a donné un coup de pouce à ce mode de dépollution. Dans le contexte du renchérissement de l'énergie et de la lutte contre l'effet de serre, une politique nationale mise en œuvre par l'ADEME et via le Grenelle Environnement, a permis la création de fonds de subventions, donnant un nouvel élan à la méthanisation. Ainsi, ce procédé connaît aujourd'hui en France un développement sans précédent, particulièrement vrai dans le secteur agricole.

Ainsi, le gouvernement, par le biais du Grenelle Environnement, s'est fixé un scénario de référence pour atteindre en 2020 l'objectif de 23% d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale fixé par la directive européenne 28/CE/2009. En 2005, la production de chaleur de la filière biogaz était de 86 ktep (1 TWh). Les objectifs de production de chaleur pour 2015 et 2020 sont respectivement de 260 ktep (3 050 GWh) et 555 ktep (10 000 GWh). Concernant la production d'électricité, elle était de 478 GWh en 2005, alors que les objectifs de production pour 2015 et 2020 sont respectivement de 2129 GWh et de 3 701 GWh¹.

Ce rapport a comme principal objectif de dresser un état des lieux des installations de méthanisation, en fonctionnement ou en construction sur le territoire national, tous secteurs confondus (Industriel, agricole, stations d'épuration et ordures ménagères).

Le biogaz est également produit par les ISDND (Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux), et une part de ce biogaz est valorisée. L'étude ITOM en cours dresse l'état des lieux de la filière biogaz de décharge. Les données disponibles actuellement datant de plus de 2 ans, et les chiffres évoluant rapidement dans ce secteur, nous n'avons pas souhaité les intégrer ici.

Nous avons fait de notre mieux pour être les plus exhaustifs possible dans nos recherches, utilisant toutes les ressources à notre disposition. Nous avons notamment contacté chaque site répertorié. Si des omissions ou des erreurs s'étaient glissées, nous vous serions très reconnaissants le cas échéant, de communiquer vos informations à :

M. Nicolas ANGELI, apprenti ingénieur au Club Biogaz

Tel : 01 46 56 35 48

E-mail : n.angeli@atee.fr

¹ Source: NREAP France, 2010,

http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/national_renewable_energy_action_plan_france_fr.pdf

4 La méthanisation

4.1 Définition

La méthanisation est un procédé biologique de dégradation par des bactéries de la matière organique qui, en l'absence d'oxygène, va principalement transformer certaines de ses fractions en deux molécules carbonées : le dioxyde de carbone (CO₂) et le méthane (CH₄).

Le biogaz peut être momentanément stocké puis, selon les besoins, valorisé. Il est essentiellement constitué de dioxyde de carbone et de méthane (45 à 95%), gaz **23 fois plus pernicieux pour l'effet de serre que le CO₂**, considérant une période de 100 ans. Il a la particularité d'être saturé en eau (vapeur) et de souvent contenir du sulfure d'hydrogène (H₂S) dans des proportions variant entre 0 et 5000 ppm. Les autres constituants de ce gaz se trouvent à l'état de trace. Ils sont variés et dépendent de la nature et de l'origine du déchet ou de l'effluent traité.

D'autres fractions, en particulier la lignine et les composés ligno-cellulosiques, réfractaires aux attaques anaérobies, ne vont être que très peu modifiées lors de la méthanisation et constitueront les précurseurs de l'humus des sols lors de l'utilisation du digestat en amendement agricole.

4.2 Mise en œuvre

4.2.1 Schéma général des installations de méthanisation

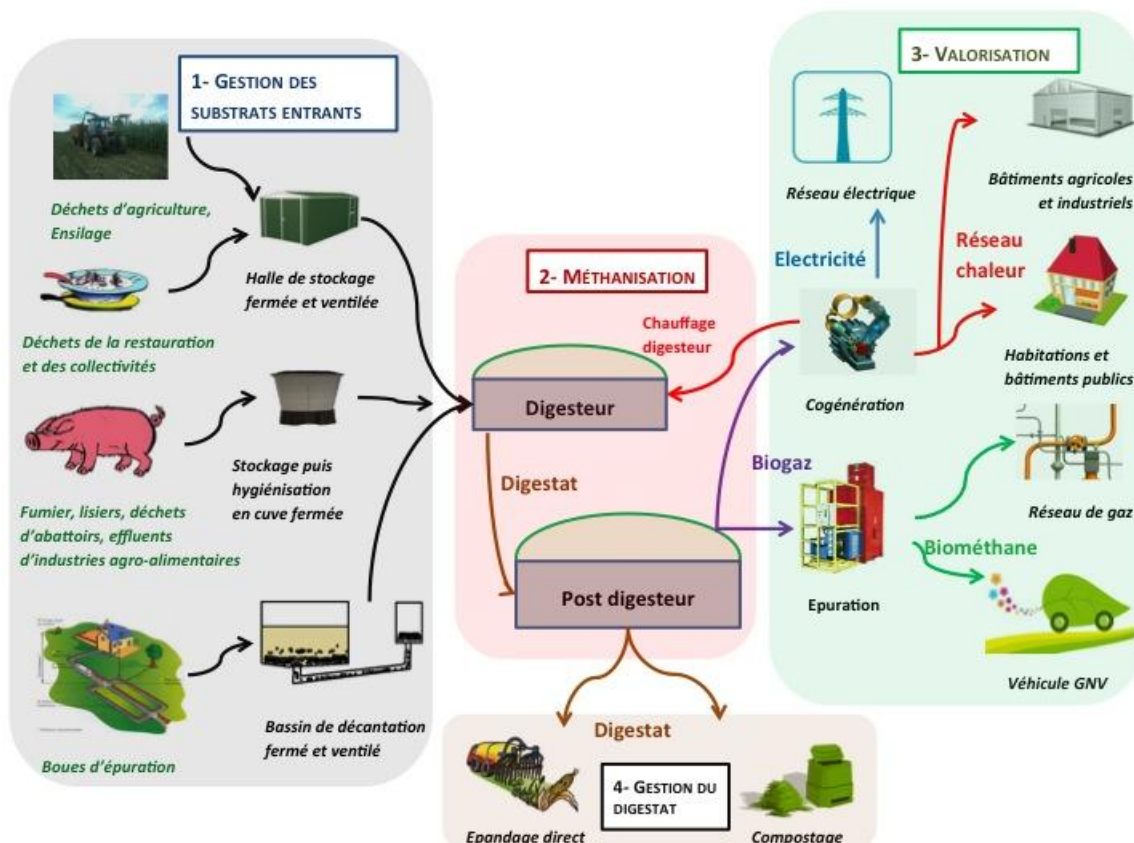


Figure 1 : Schéma général des installations de méthanisation,- Source : Club Biogaz, 2011

4.2.2 Processus de méthanisation

Deux problèmes sont à l'origine du traitement des déchets : le principal est leur demande chimique en oxygène (DCO),² pouvant conduire à la pollution du sol, du sous-sol, de l'eau et de l'air. Les déchets sont également souvent source de nuisances olfactives (odeurs). La méthanisation consiste non seulement en un début de solution au problème des pollutions éventuelles, mais aussi une solution à celui des odeurs.

Bien que nombreuses et complexes, les réactions se déroulant dans un digesteur anaérobie peuvent se diviser en trois étapes principales réparties entre différents groupes de bactéries : hydrolyse-fermentation, acétogénèse et méthanogénèse.

La première étape est l'hydrolyse, ou la décomposition par l'eau de la matière organique présente sous forme de grosses molécules, solubles ou non, comme les protéines, les graisses, les celluloses et l'amidon. Ces polymères sont cassés en monomères, briques élémentaires de la matière organique comme les acides aminés, les acides gras et les sucres simples. Un premier groupe de bactéries, les bactéries acidogènes, transforment le substrat en un mélange d'acides (lactique, butyrique, etc.) et de composés neutres (ex : éthanol).

Un deuxième groupe de bactéries transforme ensuite les divers acides et les autres produits issus de l'étape précédente en éléments précurseurs du méthane : acide acétique, dioxyde de carbone (CO₂) et dihydrogène (H₂). Un transfert efficace de l'hydrogène des bactéries acétogènes aux bactéries méthanogènes est indispensable pour assurer le bon déroulement de l'ensemble du processus de méthanisation.

Enfin les bactéries méthanogènes utilisent les précurseurs formés lors des étapes précédentes pour produire du méthane. Ces étapes biochimiques et microbiologiques se déroulent simultanément ou séparément suivant le procédé anaérobie utilisé mais à des vitesses différentes.

4.2.3 Réacteurs de méthanisation

L'élément primordial nécessaire à la méthanisation, après les micro-organismes, est le digesteur, appelé également bioréacteur ou méthaniseur. Ce réacteur de méthanisation est une simple cuve fermée et étanche, isolée thermiquement et équipée de dispositifs plus ou moins élaborés d'agitation et de suivi, dans laquelle différentes espèces bactériennes se relaient pour dégrader les composés organiques, produisant ainsi du biogaz.

4.2.4 Les technologies de digesteur

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

- Le système à culture libre ou infiniment mélangé : C'est la technologie la plus ancienne et la plus répandue actuellement en France. Le contenu du digesteur est maintenu homogène par brassage mécanique régulier ou par recirculation du gaz ou du liquide, avec recirculation de la biomasse (procédé contact). Ce type de digesteur fonctionne généralement vers 35°C (mésophile). Il a connu un certain nombre d'améliorations ces dernières années.

² Voir explication de la DCO dans la partie "4.2.6 Déchets et effluents, caractéristiques et prétraitements"

- Le système UASB (UpflowAnaerobicSludgeBlanket) ou lit de boues anaérobies à flux ascendant : en utilisant la capacité d'autofloculation de la biomasse dans le réacteur par sédimentation des granules, les flots bactériens sont équilibrés dans le réacteur par sédimentation avec le flux ascendant de l'effluent à traiter. La vitesse de fermentation étant proportionnelle à la masse de bactéries présentes, elle est limitée par le fait que ces bactéries ne peuvent se fixer que sur les parois du réacteur. D'où l'idée - venue de France et d'Irlande - d'augmenter la surface de vie des bactéries en introduisant un support de grande surface spécifique. Les avantages sont nombreux par rapport à l'ancienne technique : fermentation beaucoup plus rapide (quelques heures à quelques jours au lieu de deux semaines), possibilité d'accélérer encore le processus en adoptant la fermentation thermophile, productivité supérieure, multipliée par 4 à 10, biogaz plus riche en méthane (jusqu'à plus de 80%), taille réduite et donc investissement moindre.
- Le système à culture ou lit fixé : le réacteur contient un support statique inerte, minéral ou synthétique sur lequel viennent se fixer les bactéries ;
- Le système à lit fluidisé : les bactéries sont fixées sur un support mobile, particules granulaires fines et poreuses comme le sable, maintenues en expansion et contrôlées par le flux ascendant rapide et régulier de l'effluent.

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

- Les bactéries psychrophiles agissent à température ambiante (15-25°C). Ce sont les responsables de la méthanisation naturelle, se produisant notamment dans les marais.
- Les bactéries mésophiles (30-40°C), sont utilisées dans la quasi-totalité des digesteurs en France.
- Les bactéries thermophiles agissent à des températures plus élevées (50-65°C). Leur utilisation reste rare, mais commence à se développer, notamment dans les installations de très grande puissance.

4.2.5 Intérêt de la méthanisation par rapport aux autres technologies de traitement

La méthanisation est un traitement de dépollution qui s'adresse plus particulièrement aux produits comportant essentiellement des matières organiques. Il est utilisé en lieu et place ou en complément d'autres traitements tels que l'épuration physico-chimique, l'épuration aérobie, l'évaporation/concentration, notamment pour les stations d'épuration urbaines et industrielles, pour lesquelles la méthanisation ne suffit pas toujours à dépolluer les effluents de manière à ce que leurs rejets dans le milieu naturel respectent la réglementation environnementale. La réduction de la charge polluante avant épandage des effluents améliore leur qualité environnementale et agronomique, et permet de fertiliser correctement les sols. Ainsi, le digestat produit grâce à la méthanisation permet de limiter l'emploi d'engrais chimiques pour le secteur agricole.

L'épuration aérobie est un autre procédé de traitement des effluents organiques liquides, mis en œuvre par l'apport au milieu d'oxygène moléculaire neutralisant l'hydrogène sous forme d'eau. Cette technique nécessite la présence d'une aération forcée générée par des équipements tels que des compresseurs et de moteurs, très énergivores. Ce procédé réduit peu la matière sèche et génère donc de grandes quantités de boues.

Le compostage est un autre procédé de traitement par bactéries aérobies, permettant la formation d'un fertilisant d'excellente qualité. En revanche, ce procédé ne permet pas une valorisation énergétique.

L'épandage direct consiste à faire retourner les composants organiques à la terre. Il est interdit si les effluents contiennent des composés nocifs pour l'environnement. Les surfaces d'épandage doivent être suffisamment grandes pour que la terre absorbe les éléments contenus dans les effluents sans polluer les nappes phréatiques, et la méthanisation permet de réduire la charge organique des effluents à épandre.

L'enfouissement des déchets organiques a, durant de nombreuses années, causé des pollutions graves des sols et de l'eau, ainsi que des nuisances olfactives et visuelles. De nos jours, des techniques complexes et coûteuses ont été développées pour résoudre ces problèmes. Ainsi, le gaz produit par les déchets enfouis, par un procédé bactériologique comparable à la méthanisation, est récupéré dans grand nombre de centres d'enfouissement, avant d'être valorisé ou torché. Cependant, la qualité de ce biogaz est moindre et nécessite plus de traitements. L'étude ITOM en cours dresse l'état des lieux de la valorisation du biogaz de décharge.

L'incinération est un autre procédé permettant la récupération de l'énergie contenue dans la biomasse. Cependant, les fumées produites nécessitent des traitements très complexes et coûteux, et ce procédé n'est pas recommandé pour valoriser au mieux la matière organique.

4.2.6 Déchets et effluents, caractéristiques et prétraitements

Les déchets et effluents pouvant être traités par méthanisation sont organiques. Leurs caractéristiques varient selon les secteurs.

La matière sèche (MS) est ce qui reste lorsqu'on retire l'eau des effluents. La teneur en matière sèche est le rapport entre la masse de matière sèche et la masse totale de l'effluent.

La demande chimique en oxygène (DCO) est la quantité de dioxygène nécessaire à l'oxydation totale par des oxydants chimiques forts des composés organiques et minéraux contenus dans l'eau. C'est une des mesures principales des effluents liquides pour les normes de rejet, permettant d'évaluer leur charge polluante. Elle est beaucoup utilisée dans le secteur industriel. Le calcul de la DCO est détaillé dans la partie "5.1.3 Calculs"

Avant de rentrer dans le digesteur, les effluents subissent très souvent des prétraitements.

- Des presses et/ou broyeurs permettent de réduire le volume des déchets secs
- Des équipements d'hygiénisation peuvent être nécessaires pour éliminer les micro-organismes néfastes (pathogènes...), notamment pour les invendus de supermarchés et les déchets de cantine et de restauration, dans lesquels des bactéries ont pu se développer en grand nombre. La technique utilisée est généralement le chauffage à 70°C durant au moins une heure de ces déchets.
- Des équipements de dégrillage et/ou tamisage permettent retenir les déchets solides suffisamment volumineux, pour les traiter de manière différente.
- Des équipements de préchauffage amènent les déchets à une température proche de celle du digesteur. En effet, Les digesteurs actuels fonctionnant très majoritairement grâce aux bactéries mésophiles ou thermophiles, le digesteur est très souvent chauffé. Ce préchauffage permet soit d'éviter le chauffage du méthaniseur, soit de réduire l'énergie nécessaire à sa mise en œuvre.

- Des fosses de pré-mélange permettent d'homogénéiser la matière à méthaniser, et la stocker en amont de la digestion.
- Des équipements de traitement chimique et/ou biologique peuvent compléter le procédé de méthanisation.

4.2.7 Traitement du biogaz

Si le biogaz peut être valorisé en énergie, c'est grâce au méthane qu'il contient. Cependant, la présence d'autres composés peut dans certains cas endommager les équipements de valorisation. C'est pourquoi un traitement peut être nécessaire.

Le CO₂ étant un gaz inerte, il n'est pas néfaste pour les moteurs. Cependant, pour l'injection dans le réseau de gaz naturel et l'utilisation en carburant, le biogaz doit être épuré de telle manière qu'il soit composé très majoritairement de méthane, et comparable au gaz naturel. Il est alors appelé **biométhane**. Ces modes de valorisation sont encore rares en France.

L'un des procédés utilisés est **le lavage à l'eau ou par un solvant de type polyéthylène glycol**.

L'adsorption par variation de pression (PSA : Pressure Swing Adsorption) est un autre procédé utilisant la propriété des gaz à se fixer sur des surfaces solides à des pressions dépendant de la nature des gaz

Le charbon actif peut également retenir les molécules de dioxyde de carbone.

D'autres procédés existent pour le traitement du CO₂, mais sont peu fréquemment utilisés

La vapeur d'eau contenue dans le biogaz diminue fortement son PCI, car la chaleur latente et la chaleur spécifique de l'eau est très élevée.

Des **groupes froids**, via un système d'échangeurs thermiques alimentés en eau froide, ou tout simplement un passage des canalisations dans la terre, permettent de refroidir le biogaz, et condenser la vapeur d'eau qu'il contient. Des systèmes de purge permettent alors d'évacuer l'eau condensée.

Le H₂S cause la formation d'acides, pouvant endommager de manière importante les moteurs et les canalisations. Il est également mortel à haute dose, et en grande partie responsable des odeurs nauséabondes générées par la dégradation des déchets organiques. C'est pourquoi il est souvent primordial de le traiter.

Le charbon actif peut piéger les molécules d'H₂S.

Des **tours de lavage chimique et/ou biologique** font passer de l'eau ou un acide dans le gaz, et retirent le sulfure d'hydrogène par absorption (passage de la phase gazeuse à la phase liquide).

L'ajout de **chlorure ferrique, ou d'hydroxyde ferrique** dans le digesteur permet de fixer le soufre.

Enfin, **l'injection d'air dans le gazomètre**, lorsque celui-ci est situé au dessus du digesteur, permet à certaines bactéries de dégrader l'hydrogène sulfuré, le transformant en soufre élémentaire qui retombe alors dans le digestat

Les **siloxanes** sont des composés volatils formés en cas de présence de silicium dans les effluents, ce qui est le cas dans les secteurs des industries chimiques, des stations d'épuration, ordures ménagères et ISDND.

Ils sont traités également par **charbon actif**.

4.2.8 Équipements annexes à la valorisation du biogaz

Afin d'optimiser la valorisation énergétique, certains équipements peuvent être mis en place

Une **torchère** est obligatoire. En cas d'absence ou de dysfonctionnement des équipements de valorisation, elle brûle le biogaz et transforme le méthane en eau et CO₂, gaz respectivement 3 et 23 fois moins nocifs pour l'effet de serre que le méthane.

Une **chaudière** couplée à un système d'évacuation de la chaleur (ex : aérotherme...) peut remplacer la torchère.

Un **surpresseur** peut comprimer le biogaz, et améliorer ainsi la puissance des équipements de valorisation

Un **gazomètre** est un équipement de stockage, il est indispensable dans le cas de l'utilisation d'un moteur à gaz. En effet, le rendement des moteurs diminue fortement à mesure que l'on s'éloigne de la puissance nominale. La production de biogaz pouvant fluctuer, le gazomètre absorbe les variations de production, et permet au moteur d'être alimenté de manière à fonctionner continuellement à une puissance proche de la puissance nominale. Le gazomètre peut également être utile dans le cas de l'utilisation d'une chaudière ou d'une turbine à gaz, si on souhaite pouvoir stocker le biogaz quelques heures pendant les opérations de maintenance. Le gazomètre permet également de conserver le gaz à pression constante, en adaptant son volume à celui du biogaz produit. Il existe trois grands types de gazomètres :

- Le **gazomètre à membrane souple**, situé au dessus du digesteur
- Le **gazomètre double membrane**, sphère sous pression située en aval du digesteur
- Pour ces deux gazomètres, le biogaz est stocké entre une membrane tendue, et une membrane souple se déformant de telle manière que le gaz reste à pression constante.
- Le **gazomètre cloche** est composé d'une structure en béton et d'une cloche à virole qui monte ou descend en fonction de la quantité de gaz, et permet également de maintenir le gaz à pression constante
- Des **fosses enterrées recouvertes d'une géomembrane** permettent également de stocker le biogaz.

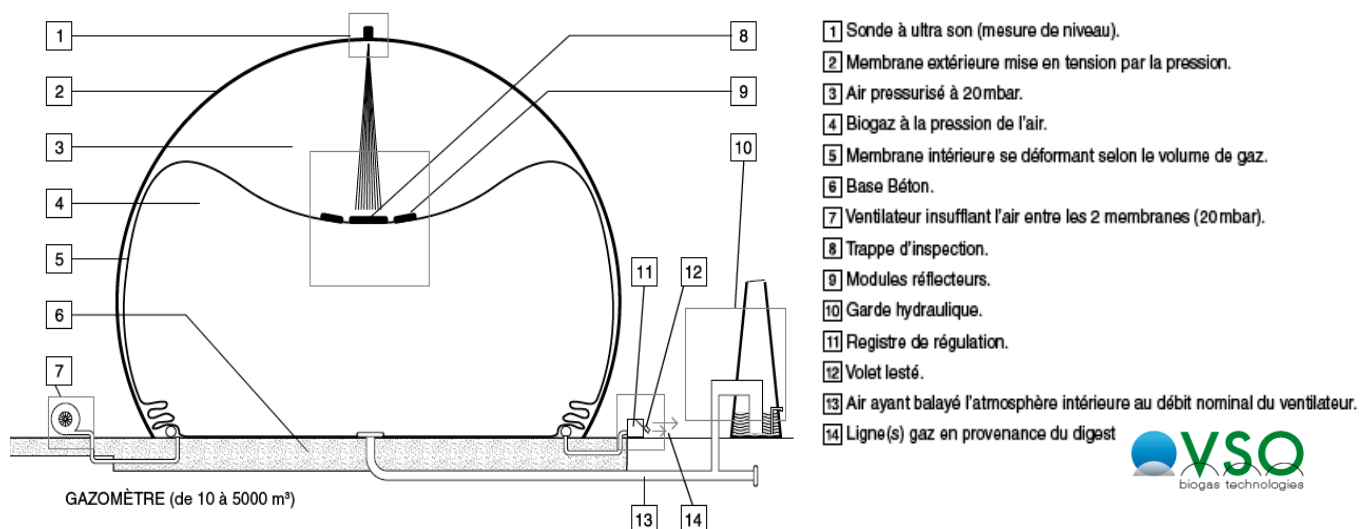


Figure 2 : Gazomètre double membrane –Source : VSO, 2011

4.2.9 Modes de valorisation énergétique

Le biogaz représente un potentiel énergétique. Il est mesuré par le **PCI** (Pouvoir Calorifique Inférieur), et le **PCS** (Pouvoir Calorifique Supérieur), exprimés en kWh/Nm³.

Le PCI du biogaz est directement proportionnel à sa composition en méthane, molécule produisant de l'énergie lors d'une réaction de combustion.

Cependant, l'énergie réellement produite est fonction du PCS, qui inclut l'énergie absorbée par l'eau contenue dans le gaz lors de la combustion, pour son évaporation et son chauffage à la température des gaz d'échappement. Le PCS se calcule à partir du PCI et de la composition en eau (chaleur latente et chaleur sensible de l'eau).

Concernant le biogaz, 1% de méthane représente 1 kWh/Nm³ (voir les calculs de PCI dans la partie « 6.1.3. Calculs »)

Les industriels commencèrent à valoriser le biogaz lorsque la production de biogaz dépassa 1000 Nm³ par jour. Ils apportèrent la preuve que la méthanisation peut être à la fois une technique de dépollution efficace et une source d'énergie rentable à terme. C'est à partir de ce moment là que la valorisation du biogaz lors du traitement des effluents a commencé à se développer plus rapidement, et que la méthanisation a pu toucher d'autres secteurs, notamment le secteur agricole. Ce développement a également été permis à un moment où la lutte contre le réchauffement climatique et les perspectives d'épuisement des réserves en énergies fossiles ont conduit au soutien des énergies renouvelable par l'Etat. Ce soutien s'est concrétisé par la mise en place d'une obligation d'achat par EDF de l'électricité produite grâce au biogaz à un tarif défini par arrêté en 2006, et de subventions permettant un temps de retour sur investissement acceptable (inférieur à 10 ans pour l'installation de méthanisation et de valorisation du biogaz).

Actuellement, **cinq modes de valorisation du biogaz** peuvent être envisagés :

- la production de chaleur seule,
- la production d'électricité seule,
- la cogénération (production conjointe de chaleur et d'électricité),
- la transformation en biométhane carburant pour des flottes de véhicules,
- et l'injection en réseau de gaz naturel.

Cependant la valorisation du biogaz implique des investissements. Si la problématique de départ est uniquement l'abattement de la charge organique et la réduction des volumes de boues, cette valorisation n'est pas systématiquement recherchée, notamment dans le secteur des stations d'épuration urbaines et industrielles. Dans ce cas, le biogaz est seulement torché.

La valorisation en chaleur seule a été très longtemps l'unique mode de valorisation du biogaz. Une chaudière brûle le biogaz, parfois mélangé à du fioul ou du gaz naturel, en produisant de l'eau chaude ou de la vapeur d'eau, utilisées pour chauffer le digesteur et/ou les effluents. Dans les vieilles installations (construites avant 2000 et non rénovées), la chaleur produite par le biogaz est tout juste voire à peine suffisante. Le biogaz supplémentaire est donc dans la majorité de ces installations brûlé en torchère, l'investissement dans plus d'équipements de valorisation n'étant pas rentable. Aujourd'hui, moins de 20 % de l'énergie produite grâce au biogaz peut être suffisante pour chauffer le digesteur, ce qui permet une économie importante d'énergie fossile pour la production de chaleur, lorsque celle-ci peut être utilisée sur le site, par des industriels ou locaux de travail et d'habitation voisins.

La valorisation en électricité seule est mise en œuvre au niveau des sites n'ayant aucun moyen de valoriser la chaleur, notamment les décharges (ISDND). Un moteur à gaz (moteur à explosion) ou une turbine à gaz pour les installations de très grande puissance, produit du

mouvement mécanique transformé en électricité par un alternateur. L'électricité est vendue à EDF via un contrat d'obligation d'achat d'une durée de 15 ans. Cependant, ces systèmes ont des rendements allant de 20 à 42 %. Ainsi, entre 65 et 80 % de l'énergie sont perdus sous forme de chaleur.

La cogénération utilise exactement la même technique, en récupérant une grande partie de la chaleur produite par le moteur, grâce à des échangeurs au niveau du circuit de refroidissement, et éventuellement au niveau des fumées. Dans un souci d'efficacité énergétique, le tarif d'achat de l'électricité produite est fonction de la valorisation de la chaleur.

Le tarif d'achat de l'électricité est donc fonction de l'efficacité énergétique, mais également de la puissance électrique installée. Lorsque le méthaniseur traite des effluents d'élevage, il existe une prime fonction de la proportion de ce type d'effluent par rapport à la totalité des déchets traités.

Les tarifs d'achat de l'électricité, révisés en mai 2011, sont les suivants :

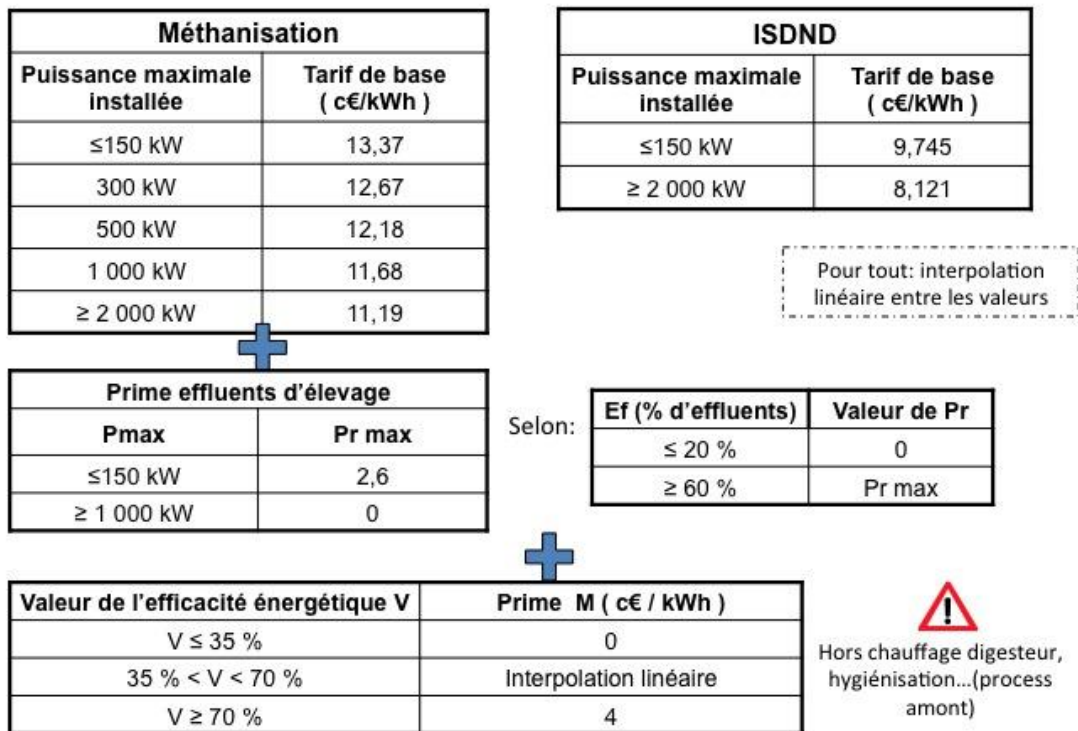


Figure 3 : Tarifs d'achat de l'électricité, pour les installations raccordées après le 21 mai 2011

La valorisation en **biométhane carburant** nécessite un traitement de tous les composants du biogaz, de telle manière qu'il soit comparable au gaz naturel. Le biométhane doit alors être stocké, pour alimenter des véhicules roulant au GNV (Gaz Naturel Véhicule). Ce mode de valorisation, nécessitant de lourds investissements, est tout juste en développement, puisqu'à ce jour seuls 4 sites (Le CVO de Lille, Le site de Claye-Souilly, la station d'épuration de Marquette-lez-Lille et la décharge de Trifyl) l'utilisent. Par contre cette technique est couramment utilisée dans les pays voisins : Suède, Allemagne, Autriche, Suisse...

L'injection dans le réseau de gaz naturel est possible en France depuis fin-2011. De la même manière que pour le biométhane carburant, ce mode de valorisation nécessite un traitement complet du biogaz, afin qu'il respecte les prescriptions techniques des opérateurs de réseau de gaz naturel. Le principal inconvénient de cette technique, en plus du lourd investissement qu'il requiert, est qu'elle nécessite une demande suffisante en gaz naturel dans la zone desservie par le réseau. La consommation baissant en été, un torchage du biogaz excédentaire peut être nécessaire, à moins d'investir dans des équipements de valorisation complémentaires (cogénération, séchage de fourrage...).

L'ANSES a été saisie pour rendre son avis sur l'innocuité du biométhane produit à partir de boues de STEP urbaines et industrielles en vue d'être injecté dans les réseaux, cette valorisation étant particulièrement intéressante pour ces sites proches de zones de forte consommation de gaz.

La valorisation la plus fréquente est pour l'instant l'électricité injectée dans le réseau. De nombreux projets (environ 200 en 2011 d'après les opérateurs de réseau), envisagent une injection dans le réseau de gaz, si celle-ci est techniquement et financièrement possible.

En revanche, pour l'utilisation de la chaleur, il doit absolument exister soit des besoins de chaleur sur le site, ce qui peut être éventuellement le cas pour les installations industrielles, soit des besoins alentour, dans le cas de la vente de chaleur à d'autres industries, ou à des locaux tertiaires et d'habitation via des réseaux de chaleur. Une bonne entente est alors de rigueur entre le producteur de chaleur et les industriels, particuliers ou collectivités proches, afin que l'achat ou la cession à titre gratuit de la chaleur (permettant un meilleur tarif d'achat dans le cas de la cogénération), soit garantie sur le long terme (minimum 15 ans, durée du contrat d'achat d'électricité).

Concernant la valorisation en biométhane carburant, une collectivité locale ou une entreprise peut faire le choix d'utiliser ce type de carburant pour sa flotte de véhicule de bus, de véhicules de collecte des ordures, ou de véhicules légers. Cette solution, mature technologiquement, présente un excellent résultat environnemental, atout pour son intégration dans les plans énergie territoire (PCET), et un intérêt financier pour des véhicules de flottes parcourant des kilométrages importants.

4.2.10 Digestat, caractéristiques et traitements

La méthanisation élimine une partie des déchets traités, mais il subsiste à l'issue du procédé de la matière non dégradable, ou difficilement dégradable par les bactéries anaérobies, appelée **digestat**. Le digestat peut être séparé en une phase liquide et une phase solide (matière sèche).

Ce digestat est généralement un fertilisant d'excellente qualité, s'il ne contient pas de composants nocifs pour l'environnement, ce qui peut être le cas lorsqu'il est issu de la méthanisation d'effluents d'industries chimiques ou d'ordures ménagères. Les digestats du secteur agricole, des industries agroalimentaires et des stations d'épurations des boues urbaines sont dans la majorité des cas épandus sur des surfaces agricoles, selon un plan d'épandage régi par la réglementation ICPE et des prescriptions locales. Ce plan d'épandage est défini de telle sorte que la terre soit en mesure d'absorber les éléments fournis par le digestat, sans polluer les nappes phréatiques.

Certaines industries traitent des effluents très peu chargés en matière sèche. Le digestat est dans ce cas soit directement rejeté en milieu naturel, soit rejeté à l'issue d'un traitement supplémentaire si celui-ci n'est pas conforme aux normes de rejet. Ce traitement peut être effectué par l'industrie elle-même, ou par une station d'épuration collective.

Un équipement de **séparation de phase** permet si besoin de dissocier la phase liquide de la phase solide. Les différentes technologies de séparation de phase utilisées sont la **presse à vis**, la **centrifugeuse**, et le **séchage**.

La phase solide, composée essentiellement de matière organique peut ensuite éventuellement être **compostée, directement épandue**, ou **incinérée** dans certains cas en station d'épuration.

La phase liquide peut être traitée pour deux raisons : la mise aux normes des rejets, et la production d'engrais (ammonium, potassium, phosphore). Les modes de traitement sont **l'osmose inverse**, ou des **traitements chimiques et biologiques**.

4.3 Secteurs utilisant la méthanisation

4.3.1 Industrie

Les industries produisent des déchets et effluents fortement nocifs pour l'environnement, et représentent le premier secteur historique d'utilisation de la méthanisation, pour la mise aux normes des rejets. Nous avons catégorisé les industries en trois grands secteurs : l'agroalimentaire, la chimie et les papeteries.

4.3.2 Agriculture et élevage

La méthanisation des effluents d'agriculture et d'élevage permet une diversification de revenu agricole, par les revenus de la vente d'énergie et / ou les économies et l'autonomie permises par sa substitution aux énergies fossiles. En outre, la substitution à l'énergie fossile réduit les émissions de gaz à effet de serre.

Le digestat étant un bon fertilisant, son utilisation permet une réduction de l'utilisation d'engrais minéraux. Dans les zones d'excédent structurel des sols en azote et phosphore (zones d'élevage intensif avec de plus un excès de fertilisation avec des engrais minéraux). la méthanisation permet non pas d'éliminer ces éléments, mais de les collecter à la source et de les transformer pour une utilisation par exemple dans d'autres zones déficitaires en azote ou en matière organique.

En plus de ces déjections, l'agriculture produit des déchets ou sous-produits de cultures, non polluants (résidus de cultures, menue paille, fonds de silos...), mais pouvant être valorisés en énergie par la méthanisation.

4.3.3 Stations d'épuration

L'activité humaine génère des flux considérables d'eaux usées. Ces eaux polluées, issues de réseaux d'égouts ou de fosses septiques vidangées, sont traitées par des stations d'épuration. Les stations d'épuration collectives peuvent également traiter des effluents industriels. Elles séparent généralement les eaux et les boues, afin de les traiter différemment, et la méthanisation intervient pour le traitement des boues.

4.3.4 Ordures ménagères

L'activité humaine génère également des déchets solides, les ordures ménagères. Ces ordures sont de toute nature : déchets organiques, mais également plastiques, métaux, produits chimiques toxiques, céramiques et minéraux... Seuls les déchets organiques non ligneux peuvent être traités par la méthanisation, les autres déchets doivent faire l'objet de techniques complexes de tri et de traitement.

Deux approches existent : soit un tri à la source, avec une collecte dans un bac séparé des déchets organiques individuels ou collectifs, soit un tri mécano-biologique sur site, d'ordures ménagères non collectées sélectivement.

4.3.5 Gaz de décharge

Les ordures ménagères peuvent également être enterrées en centres d'enfouissement, aussi appelés décharges ou ISDND (Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux). De manière similaire à la méthanisation, une fois enterrés, les déchets organiques contenus dans ces ordures sont dégradés par des bactéries en l'absence d'oxygène, produisant également du biogaz. Ce gaz peut être récupéré, en vue d'être valorisé.

Pour en savoir plus, le livre « La méthanisation » coordonné par René Moletta, dont la deuxième édition est parue en 2011 chez Lavoisier, présente l'ensemble des connaissances actuelles relatives à la méthanisation.

5 Méthodologie d'enquête

5.1 Démarche

L'enquête a consisté en premier lieu à l'identification des sites production de biogaz. Nous avons par la suite cherché à contacter l'ensemble des sites, pour leur faire remplir un questionnaire, transmis par email, courrier, ou rempli au cours de rendez-vous téléphoniques. Les données ont ensuite fait l'objet de calculs et d'interpolations, ce qui nous a permis de réaliser les estimations présentées dans ce rapport.

5.1.1 Sources

La source principale qui nous a permis l'identification des sites a été la base de données SINOE de l'ADEME. Nous avons par la suite travaillé avec l'ADEME, et notamment le département « Service Prévention et Gestion des Déchets », ainsi que l'ensemble des directions régionales, ce qui nous a permis d'identifier les installations agricoles et territoriales de manière exhaustive, et de récolter bon nombre d'informations sur ces sites. Par la suite, AILE (Association d'initiative locale pour l'énergie et l'environnement), RAEE (Rhônalpénergie Environnement), les ALE (Agences locales de l'énergie) ont complété la liste, et fourni des données supplémentaires sur les sites. Nous avons identifié également les installations classées ICPE (nomenclature IC 2781, méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales hors STEP). Les agences de l'eau nous ont permis d'identifier les stations d'épuration urbaines et industrielles. Enfin certains constructeurs ont collaboré en nous communiquant la liste des installations qu'ils ont réalisées, et parfois certaines données sur ces installations. Les données sur les ordures ménagères nous ont été fournies par l'étude AMORCE³. Les données de puissance électrique installée ont été vérifiées avec le service de l'Observation et des Statistiques du Commissariat Général au Développement Durable, au Ministère de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement.

5.1.2 Déroulement de l'étude

Nous avons dans un premier temps, en octobre 2010, identifié avec l'ADEME les données à collecter. Ce travail nous a permis de réaliser un questionnaire sous format Excel, disponible en annexe 1.

Une fois les sites identifiés, nous avons pris contact avec eux à partir de janvier 2011 pour vérifier leur existence, puis ensuite leur transmettre le questionnaire, en premier lieu par mail, puis par courrier lorsque la demande a été formulée par les sites. Certains sites ont également préféré répondre au cours d'un entretien téléphonique. De nombreuses relances ont été effectuées pour que le questionnaire nous soit retourné complété.

5.1.3 Calculs

Lorsque la donnée sur la quantité de biogaz annuellement produit n'était pas disponible, nous l'avons estimé grâce aux autres données dans l'ordre suivant :

1) Calcul à partir de l'énergie primaire de biogaz :

Si la quantité d'énergie primaire E que représente le biogaz est donnée, sachant que l'énergie contenue dans le biogaz correspond à l'énergie du méthane (CH_4), nous l'avons converti en Nm^3 comme suit :

³ Amorce, « Méthanisation des déchets ménagers, Etat des lieux », Mars 2011.

$$E \text{ [MWh]} = E \times \frac{1000}{3600} \text{ [kJ]}$$

Le PCI du méthane étant de 50 020 kJ/kg,

$$E \text{ [MWh]} = E \times \frac{1000}{3600 \times 50020} \text{ [kg de CH}_4\text{]}$$

La masse molaire moléculaire du méthane étant de $16,04 \cdot 10^{-3} \text{ kg} \cdot \text{mol}^{-1}$

$$E \text{ [MWh]} = E \times \frac{1}{3600 \times 50020 \times 16,04} \text{ [mol. de CH}_4\text{]}$$

A conditions normales de température et de pression ($1013 \cdot 10^5 \text{ Pa}$ et $0^\circ\text{C} : 273 \text{ K}$), le volume molaire d'un gaz est de $22,4 \text{ L} \cdot \text{mol}^{-1}$, soit $22,4 \cdot 10^{-3} \text{ Nm}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$

$$E \text{ [MWh]} = E \times \frac{22,4}{3600 \times 50020 \times 16,04 \times 10^{-3}} \text{ [Nm}^3 \text{ de CH}_4\text{]}$$

Il suffit de connaître le pourcentage volumique V_i de méthane pour déterminer la quantité de biogaz. Si cette donnée n'est pas disponible, nous avons pris par défaut la valeur moyenne rencontrée dans les installations du même secteur.

$$E_{\text{Primaire}} \text{ [MWh]} = \boxed{E \times \frac{22,4}{3600 \times 50020 \times 16,04 \times 10^{-3} \times V_i}} \text{ [Nm}^3 \text{ de biogaz]}$$

2) Calcul à partir de l'énergie valorisée à partir du biogaz

Si nous ne disposons pas de la valeur de l'énergie primaire représentée par le biogaz, nous procédons à une estimation de son volume par l'énergie produite par l'équipement de valorisation. Le calcul sera le même que le précédent, à ceci près qu'il faudra prendre en compte le rendement η de l'équipement, assimilé au rendement moyen des équipements du même type et de puissance similaire.

$$E_{\text{Valorisée}} \text{ [MWh]} = \boxed{E \times \frac{22,4}{3600 \times 50020 \times 16,04 \times 10^{-3} \times V_i \times \eta}} \text{ [Nm}^3 \text{ de biogaz]}$$

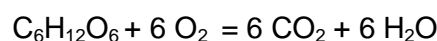
3) Calcul à partir de la quantité de DCO

La quantité de biogaz produite est directement fonction de la quantité de DCO présente dans les effluents entrants, et du pourcentage d'abattement en DCO, défini comme suit :

$$\% \text{DCO} = \frac{DCO_{\text{entrante}} - DCO_{\text{sortante}}}{DCO_{\text{entrante}}}$$

Nous développons ici l'exemple des effluents sucrés (glucose).

La dégradation aérobie du glucose ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$) est régie par la formule suivante :

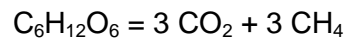


Ainsi, la DCO d'une mole de glucose ($180 \text{ g}\cdot\text{mol}^{-1}$) est de $6 \cdot 2 \cdot 16 = 192 \text{ g}$ (masse molaire de l'oxygène : $16 \text{ g}\cdot\text{mol}^{-1}$).

Donc, 180 g de glucose correspondent à une DCO de 192 g.

Pour le procédé de méthanisation, s'effectuant dans un milieu sans oxygène, les bactéries transforment les composants organiques en méthane (CH_4) et en dioxyde de carbone (CO_2)

Ainsi, la formule simplifiée est la suivante :



Ainsi, la digestion d'une mole de glucose (180 g) donnera 3 moles de dioxyde de carbone et 3 moles de méthane, soit 6 moles de biogaz.

Ce n'est pas le cas pour le glucose, mais lorsque le bilan de matière en oxygène et hydrogène n'est pas équilibré, il le devient grâce aux molécules d'eau s'ajoutant aux réactifs.

A conditions normales de température et de pression, le volume molaire des gaz est de $22,4 \text{ L}\cdot\text{mol}^{-1}$, soit $22,4 \cdot 10^{-3} \text{ Nm}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$

Ainsi, 180 g de glucose donneront $22,4 \cdot 6 = 134,4 \text{ L}$ de biogaz, donc une tonne de glucose donnera $134,4/180 = 746 \text{ Nm}^3$ de biogaz composé à 50% de méthane, dans le cas où 100% de la DCO est éliminée.

Cela correspond à $134,4/192 = 700 \text{ Nm}^3$ de biogaz et donc 350 Nm^3 de méthane par tonne de DCO. Or, la méthanisation ne permet jamais d'éliminer 100% de DCO. La valeur de la quantité de biogaz est donc à multiplier par le % d'abattement en DCO. De plus, une partie de ce biogaz se dissout dans l'effluent, ce qui diminue légèrement la quantité disponible pour la valorisation énergétique.

Cependant, les molécules organiques sont souvent bien plus complexes que le glucose, et dans la majorité des cas (digestion humide), elles sont hydrolysées par l'eau qui les contient avant de pouvoir être digérées. La DCO est directement fonction de la proportion des molécules en atomes d'oxygène, mais il est impossible de connaître l'exacte composition des effluents méthanisés. C'est pourquoi nous estimerons la teneur en DCO des effluents en les assimilant à la moyenne des DCO renseignées pour les effluents traités par les installations traitant le même type d'effluents, lorsque la donnée n'est pas fournie.

La quantité de biogaz produit, tout comme sa composition, est directement fonction de la composition des molécules organiques contenues dans les effluents, ainsi que du pourcentage d'abattement. Nous l'estimerons à partir de la DCO des effluents, du volume de biogaz produit par tonne de DCO, ainsi que du pourcentage d'abattement, assimilés à la moyenne des valeurs renseignées par les installations du même secteur lorsque la donnée est indisponible ou incohérente.

Dans les cas (pour un petit nombre d'installations industrielles) où nous n'avons aucune des informations précédentes, nous avons assimilé l'installation à la moyenne des autres installations du même secteur, bien que cette méthode soit très approximative. Ces approximations ne nous permettent pas de calculer un intervalle de confiance.

La capacité des installations s'exprime parfois en Équivalents Habitants (EH). Ainsi, 1 EH équivaut à 135 g de DCO par jour, soit 0,49225 t de DCO par an. Cependant, il faut prendre en compte l'abattement en DCO permis par les éventuels équipements de prétraitement.

4) Calcul à partir du tonnage de matière sèche

Dans le secteur agricole et territorial, la DCO est rarement utilisée, on utilise plutôt la teneur en MS (Matière sèche). De même que pour la DCO, le calcul de la quantité de biogaz produit lorsqu'il n'était pas renseigné a été fait en calculant la moyenne de biogaz produit par tonne de matière sèche. La teneur en matière sèche a été assimilée à la moyenne rencontrée dans les installations traitant le même type de déchets. En effet, ces données s'écartent peu de la moyenne.

Pour les stations d'épuration n'ayant pas renseigné suffisamment de données, ou lorsque celles-ci étaient incohérentes (quelques confusions entre le tonnage traité par le digesteur et les données en entrée de la station d'épuration), nous avons pris des valeurs moyennes de tonnage de matière sèche de boues par équivalent habitant.

5.1.4 Vérification de la cohérence des données

Nous avons vérifié pour chaque site la cohérence des données, par une série de calculs :

1) Vérification énergétique

L'énergie valorisée n'est pas supérieure à l'énergie produite, en tenant compte du rendement maximal des équipements.

2) Vérification biologique

La quantité de biogaz produite n'est pas supérieure à la quantité maximale théorique, par le calcul à partir de la DCO et/ou de la MS, suivant les données renseignées.

Toute valeur s'écartant de l'intervalle rencontré dans la majorité des installations a été vérifiée, et en cas de doute ignoré. Les données ne sont présentées que si le taux de réponse est supérieur à 20%, le taux de réponses étant systématiquement signalé.

5.2 Taux de réponses

Les tableaux suivants présentent les sources ayant fourni les informations principales, ainsi que le taux de réponse.

Installations opérationnelles					
Source	A la ferme	Centralisée / Territoriale	Industrie	Station d'épuration	Ensemble
Constructeur ou Exploitant	85%	86%	66%	60%	69%
Données SINOE (2008)			21%	15%	14%
Agences et associations	15%	14%	7 %	5%	8%
Pas de données			6%	20%	9%
Nombre d'installations	41	7	80	60	188

Installations en construction ou rénovation					
Source	A la ferme	Centralisée / Territoriale	Industrie	Station d'épuration	Ensemble
Constructeur ou exploitant	62%	89%	25%	80%	66%
Agences et associations	35%	11%		20%	25%
Pas de données	4%		75%		9%
Nombre d'installations	26	9	4	5	44

Tableau 1: Source des données

Les données fournies par les constructeurs ou exploitants l'ont été par l'intermédiaire d'une réponse au questionnaire, par courrier, courrier électronique, conversation téléphonique. Pour certaines installations les informations étaient disponibles sur le site internet. Les agences et associations correspondent à l'ADEME, AILE, RAEE, les ALE et les Agences de l'eau.

Il a été particulièrement difficile d'identifier et de collecter les informations pour les sites industriels. En effet, le milieu industriel entretient la culture du secret, et certains groupes refusent systématiquement de divulguer la moindre information, même aux institutions gouvernementales. De plus, la nomenclature IC 2781 n'existe que depuis octobre 2009, c'est pourquoi très peu de sites sont répertoriés sur la base des installations classées ICPE. Malgré les très nombreuses relances que nous avons effectuées, beaucoup d'interlocuteurs n'ont pas trouvé de temps à consacrer à ce questionnaire, et pour certaines installations anciennes, personne n'a été en mesure de nous renseigner.

L'identification et la collecte d'informations autour des stations d'épuration a également posé problème, puisque beaucoup d'exploitants n'ont pas trouvé de temps à consacrer à notre questionnaire, et ce malgré de nombreuses relances. De plus, certaines installations ont pu échapper à notre recensement.

Afin d'obtenir un meilleur taux de réponse lors de la prochaine enquête, nous suggérerions de réaliser un questionnaire plus compact, éventuellement différent pour chaque secteur, même si cela complique la phase de traitement des données. En effet, un questionnaire plus court et plus clair est moins décourageant.

Beaucoup de données indisponibles ont du être estimées, ce qui induit une marge d'erreur, notamment sur la quantité de biogaz produit. Le tableau suivant présente les sources des chiffres sur la quantité de biogaz produit, lorsque les données ont été fournies ou estimées.

Source	A la ferme	Centralisée / Territoriale	Industrie	Station d'épuration	Ensemble
Donnée fournie	73%	86%	55%	50%	59%
Donnée estimée					
Par l'énergie produite	2%		4%	3%	3%
Par le tonnage en DCO			10%	2%	5%
Par le tonnage en MS	7%		3%	18%	9%
Par le tonnage en MB	17%	14%	13%	3%	11%
Par la capacité en Equivalent Habitant (EH)				23%	7%
Par la moyenne des installations similaires			16%		7%
Nombre d'installations	41	7	80	60	188

Tableau 2 : Source des données sur la quantité de biogaz produit

6 Secteur industriel

Le secteur industriel a été le premier à développer la méthanisation pour le traitement des effluents. Nous avons classé les **80** installations industrielles recensées en 3 sous secteurs :

Les industries agroalimentaires regroupent les industries de transformation des produits suivants :

- Viandes (2 installations)
- Lait (fromage, lactosérum, eaux blanches, yaourts, glaces) (11 installations)
- Sucre, miel et friandises (6 installations)
- Boissons et alcools (7 brasseries, 18 exploitations viticoles, 4 distilleries et 1 industrie de fabrication de boisson non alcoolisée)
- Fruits, légumes et pommes de terre (7 installations)
- Amidon et additifs alimentaires (2 installations)

Les industries chimiques et industries de production de biocarburants (13 installations), ainsi que les industries pharmaceutiques (2 installations)

Les papeteries et cartonneries (7 installations)

4 installations de méthanisation d'effluents industriels sont en construction, **2** pour des industries de transformation de fruits et légumes, et **2** pour l'industrie viticole.

Les taux de réponse étant plutôt faibles pour les installations industrielles (74%), en cas d'absence de données, nous avons repris les données de 2008 figurant dans la base SINOE (21% des sites). Il est parfois difficile d'obtenir des données en sites industriels, car non seulement beaucoup refusent de communiquer, mais de plus la méthanisation est incluse dans une chaîne de traitement incluant différentes technologies, et le suivi des données biogaz intéresse rarement les exploitants (pas de compteurs séparés sur les flux ou l'énergie produite ou consommée). Pour respecter la confidentialité des données, lorsque moins de 3 installations ont renseigné les données, elles ne sont pas communiquées.

6.1 Tableau de synthèse

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (t _{MS} /an)	Production de biogaz (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
80	149 400	57 000 000	1765	441,25	7,105	350
En construction						
4	1 228	500 000	0	0	0	NC

Tableau 3 : Tableau de synthèse de la méthanisation d'effluents industriels

6.2 Répartition géographique des installations industrielles en France

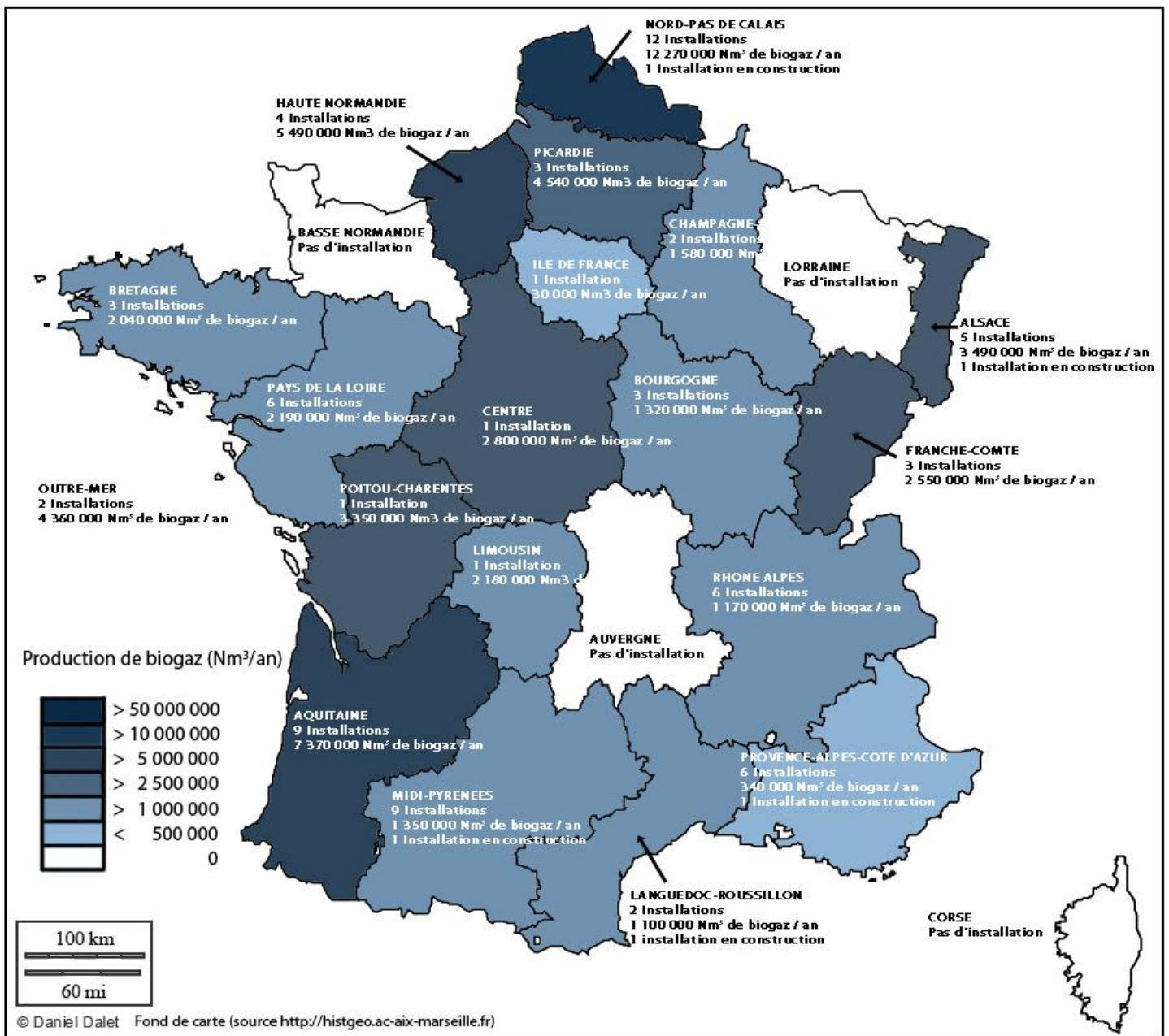


Figure 4 : Répartition des installations de méthanisation industrielles en France

6.3 Historique de la méthanisation dans le secteur industriel⁴

Le premier méthaniseur en France fut construit en 1978. Depuis, le nombre d'installations a connu une évolution très faible jusqu'en 1983, puis plus importante et plutôt constante jusqu'en 1995. L'état des lieux de la méthanisation dans le secteur industriel réalisé par le Club Biogaz en 1995 recensait 46 sites, et 76 en 2001. La production de biogaz en 2001 a été estimée entre 290 et 340 MWh (25 et 29 ktep), dont 175 MWh (15 ktep) valorisé.

Le nombre de méthaniseurs a donc augmenté de manière constante et significative entre 1984 et 2001, mais a peu évolué depuis.

⁴Club Biogaz ATEE, « Les installations industrielles de méthanisation en 2001 », 2001.

On compte 44 méthaniseurs industriels arrêtés à ce jour, dont 15 entre 1978 et 1995, 10 entre 1995 et 2001, et 19 entre 2001 et 2010. Ces arrêts sont très souvent dus à la cessation d'activité de l'usine, sauf pour les installations de méthanisation d'effluents vinicoles et de lactosérum réalisées dans le début des années 2000, ayant connu de nombreux dysfonctionnements (voir le chapitre 6.11 Problèmes rencontrés).

6.4 Technologies

6.4.1 Procédés de traitement des effluents complétant la méthanisation.

Le schéma suivant présente une installation type, bien que chaque installation soit équipée différemment.

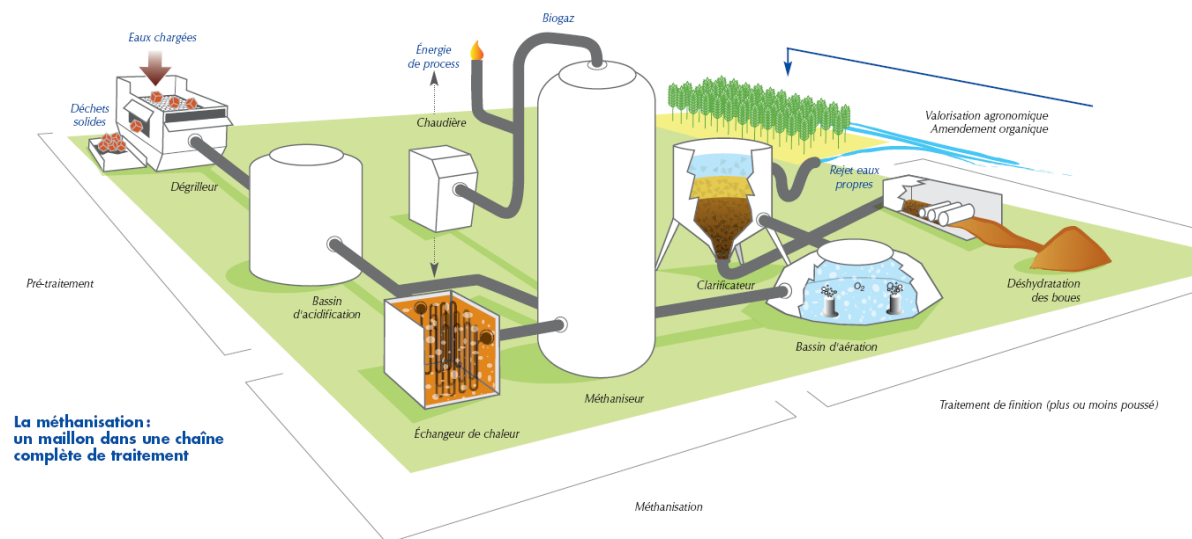


Figure 5 : Procédés de traitement des effluents industriels - Source : Agence de l'eau Adour-Garonne, « La méthanisation des effluents industriels », 2006

Sur les 80 installations industrielles en fonctionnement, 55 ont décrit leurs équipements de prétraitement des effluents.

Broyeur : 1 installation de traitement d'effluents de transformation de pommes de terre, 1 d'industrie vinicole

Presse : 1 installation vinicole (presse à vis et presse à bande)

Hygiénisation : 1 abattoir

Dégrilleur / tamiseur : 24 installations dans les secteurs de la transformation du lait et du fromage, des fruits et des légumes, des boissons, des produits sucrés et l'industrie chimique.

Préchauffage des déchets entrants : 18 installations tous secteurs confondus, le préchauffage des déchets permet essentiellement une réduction du chauffage du méthaniseur.

D'autres procédés de traitement **chimiques ou biologiques**, comme le chaulage, la nitrification / dénitrification, l'ajustement de pH ou l'épuration aérobie peuvent compléter la méthanisation (en amont ou en aval) pour la dépollution des effluents.

Dans le cas où la teneur en DCO reste supérieure aux normes environnementales⁵, (300 mg/L pour les installations rejetant moins de 50 kg/j, 125 mg/L pour les autres), des équipements de traitement supplémentaires sont nécessaires, sauf dans le cas où les effluents sont envoyés en station d'épuration collective. Ceux-ci sont également nécessaires dans le cas où d'autres indicateurs de pollution sont hors norme (taux de nitrate, phosphore, matière en suspension...).

Sur 36 installations l'ayant précisé, **14**, tous secteurs confondus, comportent un équipement de **séparation de phase**. Il s'agit d'une centrifugeuse, d'un décanteur, d'un clarificateur, d'un flottateur ou d'une presse à vis et/ou à bande.

Les boues sont ensuite généralement **déshydratées**, alors que l'eau subit dans la majorité des cas une épuration aérobie. La phase liquide ainsi traitée est alors rejetée en milieu naturel (en rivière ou en épandage) lorsqu'elle est conforme aux normes, ou est traitée en station d'épuration collective dans le cas contraire.

3 industries agroalimentaires produisent du **compost** à partir de la phase solide de leur digestat.

6.4.2 Technologies de digesteur

Le tableau suivant présente le pourcentage d'utilisation de chaque technologie pour les installations l'ayant précisée. Les technologies utilisées dans le secteur des boissons étant dépendantes du type de boisson produite, nous avons détaillé cette catégorie. Le taux de réponse global pour cette donnée est de 57%.

Technologies de digesteur	Chimie	Fruits et légumes	Lait et fromage	Papeterie	Pharmacie	Sucre
Infiniment mélangé	29%	33%	71%	0%	100%	33%
Lit fixé	14%	67%	0%	0%	0%	33%
Lit fluidisé	14%	0%	0%	50%	0%	0%
UASB	43%	0%	29%	50%	0%	33%
Taux de réponse	58%	43%	64%	57%	100%	50%

Technologies de digesteur	Brasserie	Distillerie	Effluents vinicoles
Infiniment mélangé	20%	67%	38%
Lit fixé	0%	33%	0%
Lit fluidisé	0%	0%	13%
UASB	80%	0%	50%
Taux de réponses	71%	75%	45%

	Infiniment mélangé	Lit fixé	Lit fluidisé	UASB
Proportion générale	42%	11%	11%	36%

Tableau 4 : Technologies de digesteur dans le secteur industriel

Sur 47 industriels ayant précisé la température de digestion, **4** utilisent la technologie psychrophile (**2** brasseries, **1** industrie de production de produit laitier, et **1** industrie de transformation de fruits et légumes). Les **43** autres, tous secteurs confondus, utilisent la technologie mésophile. Aucune installation industrielle n'a déclaré fonctionner en thermophile.

⁵Source : Legifrance.gouv.fr, « Arrêté du 14 Janvier 2011, Article 37 », 2011, <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023713720&dateTexte=&categorieLien=id>

Sur 35 exploitants d'installations s'étant prononcés, **29** ont déclaré disposer d'un gazomètre, tous secteurs confondus. Seules 14 installations ont précisé le type de gazomètre, ce qui ne permet pas d'estimer la proportion de chaque technologie, sachant qu'elles sont toutes utilisées en milieu industriel.

6.4.3 Traitement du biogaz

Sur 40 installations industrielles l'ayant précisé, **6** comportent un équipement pour la déshumidification, **2** pour l'épuration des siloxanes, et **6** pour l'épuration du sulfure d'hydrogène (H₂S).

6.4.4 Charge appliquée et temps de séjour

La charge volumique appliquée (CVA) d'un réacteur désigne le rapport entre le débit de charge organique entrante et le volume du digesteur. Nous l'exprimerons en tonnes de DCO par mètre cube par an ($\text{kg}_{\text{DCO}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{j}^{-1}$)

$$\text{CVA} = \text{Charge organique journalière} / \text{Volume du digesteur}$$

La CVA pour les installations industrielles est comprise entre 0,19 et 27 $\text{kg}_{\text{DCO}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{j}^{-1}$, la moyenne étant proche de 5,5 $\text{kg}_{\text{DCO}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{j}^{-1}$.

Le temps de séjour hydraulique (TSH) désigne, pour les effluents liquides, le temps moyen passé par le produit organique dans le réacteur.

Il est calculé par le rapport entre le volume du digesteur et le débit de matière brute d'effluents traités.

$$\text{TSH} = \text{Volume du digesteur} / \text{Débit d'effluents traités}$$

Il s'échelonne pour les installations industrielles entre 2h et 66 jours, et la moyenne est proche de 8,5 jours.

La CVA et le TSH expriment donc un rapport entre le volume du digesteur et la charge d'effluents traités, la CVA en matière biologique, et le TSH en matière brute. Le TSH est donc inversement proportionnel à la CVA et à la teneur en DCO des effluents.

Les valeurs extrêmes de la CVA et du temps de séjour sont très éloignées, et ces données sont indépendantes du type d'industrie. Le volume du digesteur est dimensionné pour la charge nominale, et lorsque le débit d'effluent est irrégulier, le rapport entre le volume du digesteur et le débit annuel d'effluents est plus faible.

Cependant, ceci n'explique pas une telle disparité. Le dimensionnement du digesteur se fait en fonction des technologies utilisées, desquelles dépend en partie la vitesse de la réaction biologique, mais surtout en fonction du taux d'abattement souhaité. En effet, la vitesse de réaction décroît de manière exponentielle à mesure que la matière organique se dégrade. Ainsi, augmenter de peu le taux d'abattement nécessite une augmentation très importante du temps de séjour, et donc du volume du digesteur.

6.5 Effluents

Les effluents industriels sont généralement composés essentiellement d'eau (dans l'ensemble des données recueillies, le taux de MS est proche de **0%** et inférieur à **4,5 %**, sauf pour les effluents d'un abattoir et d'une industrie de transformation de pommes de terre, dont la teneur en MS est proche de **10%**). Au total, 155 500 tonnes de DCO sont traitées

chaque année par les installations de méthanisation en secteur industriel, ce qui correspond à environ 7 775 000 tonnes de MB, et 777 000 tonnes de MS.

L'industrie traite ses effluents par méthanisation pour réduire leur DCO afin de pouvoir les rejeter en milieu naturel dans le respect des normes environnementales. L'intérêt est uniquement de traiter les effluents, c'est pourquoi les données sur le biogaz et l'énergie qui en est issue n'intéressent généralement pas les industriels, même si certains commencent à y trouver un intérêt.

Certaines industries, notamment vinicoles ou distilleries, fonctionnent de manière discontinue sur l'année, puisque l'apport en effluents survient principalement après les vendanges.

Le tableau suivant présente la quantité totale d'effluents annuellement traités par méthanisation pour le secteur industriel.

	Fruits et légumes	Lait et fromage	Amidon	Sucre
Tonnes de DCO traitées par an	34 432	11 560	3 200	1 263

	Viande	Chimie	Pharmacie	Papeterie	Total général
Tonnes de DCO traitées par an	6 609	38 357	1 106	24 297	155 479

Tableau 5 : Tonnage de DCO traité par an dans le secteur industriel

Teneur en DCO des effluents	Boissons	Chimie	Fruits et légumes	Lait et fromage	Général
Min	0,01%	0,67%	0,80%	1,27%	0,01%
Max	1,70%	6,00%	7,95%	3,00%	7,95%
Moyenne	0,67%	2,79%	3,25%	2,17%	1,96%
Taux de réponse	14%	25%	43%	27%	23%

Tableau 6 : Teneur en DCO des effluents industriels

Les industries pharmaceutiques et de transformation de produits sucrés et amidonnés n'ont pas fourni suffisamment de données sur la teneur en DCO pour les renseigner dans le tableau 5. Les valeurs tous secteurs confondus s'écartant généralement peu de la moyenne de 2 %, nous choisissons cette valeur dans le cas d'absence de donnée dans ces secteurs pour le calcul de la production de biogaz.

6.6 Production de biogaz

6.6.1 Biogaz produit par DCO entrante

Volume de biogaz produit [Nm ³ /t _{DCO}]	Boissons	Chimie	Fruits et légumes	Lait et fromage	Total
Min	125	21	317	52	21
Max	740	604	665	696	740
Moyenne	428	274	468	348	391
Taux de réponse	17%	33%	43%	55%	25%

Tableau 7 : Quantité de biogaz produit par tonne de DCO entrante dans le secteur industriel

Comme le démontrent ces données, la production de biogaz est plus fonction de l'efficacité du procédé que du type d'effluent entrant.

6.6.2 Production totale de biogaz

La production totale de biogaz en des sites industriel en fonctionnement est d'environ **57 000 000 Nm³/an**, les sites en cours de construction et de rénovation représenteront environ **500 000 Nm³/an**. L'estimation est basée sur les données de 44 installations (**55%**)

Quantité de biogaz produit par secteur (Nm ³ /an)	Boissons	Chimie	Fruits et légumes	Lait et fromage	Amidon
Opérationnel	15 519 000	10 957 000	12 114 000	4 067 000	1 910 000

Quantité de biogaz produit par secteur (Nm ³ /an)	Papeterie	Pharmacie	Sucre	Viande	Total général
Opérationnel	8 514 000	689 000	601 000	2 584 000	56 955 000

Tableau 8 : Production annuelle de biogaz en secteur industriel

19% des responsables d'installations ont donné la composition en méthane du biogaz produit par leur installation. Elle est comprise entre 55% et 87%, la moyenne étant de 73%.

Les données sur la composition en eau et en autres gaz sont malheureusement insuffisantes pour être traitées. La composition en H₂S est peu renseignée, ou l'est avec des flous sur les unités (% ,‰, ppm...).

6.7 Énergie valorisée

Parmi les installations que nous avons référencées, seules 4 industries valorisent le biogaz en électricité. La puissance électrique installée en industriel est de **1765 kW** (1 105, 265, 200 et 195), ce qui représente une énergie annuelle de **7105 MWh**. Toutes les autres installations industrielles brûlent le gaz en chaudière et torchère.

Au niveau des vieilles installations, et également pour le traitement des effluents peu chargés en DCO (effluents de brasseries et d'industries vinicoles, lactosérum et eaux blanches), le digesteur peut consommer plus d'énergie qu'il en produit. Dans ce cas, le biogaz est brûlé conjointement avec une autre énergie fossile (fioul ou gaz naturel) dans une chaudière mixte.

Dans la majorité des cas, la chaleur fournie par la combustion du biogaz dans une chaudière suffit tout juste pour subvenir aux besoins du digesteur. La quantité de biogaz peut également être légèrement supérieure à celle requise par le procédé de méthanisation, mais si les besoins de chaleur sur le site sont inexistant, ou si l'énergie en surplus est trop faible pour que l'investissement nécessaire à la construction d'un réseau de chaleur soit rentable, le biogaz excédentaire est brûlé en torchère.

Les installations plus récentes ont généralement une meilleure efficacité énergétique, et utilisent la chaleur produite par la combustion en chaudière du biogaz, via un réseau de vapeur ou d'eau chaude industrielle pour réduire les consommations en énergies fossiles de l'usine. Là encore, l'utilisation de chaudières mixtes peut permettre une production de chaleur maîtrisée, permettant de valoriser l'intégralité du biogaz produit. Ceci est fait notamment pour les industries nécessitant de grandes puissances en chaleur, dont les papeteries récentes.

Enfin, **3** industries ont déclaré torcher la totalité du biogaz produit, en utilisant une autre source d'énergie pour le chauffage du digesteur.

Les constructeurs ayant précisé la quantité d'énergie thermique produite par leur chaudière n'ont pas précisé la part de consommation en biogaz et en énergie fossile, il nous est donc impossible de calculer la part d'énergie valorisée, que nous estimerons en utilisant les

données sur la quantité de biogaz torché. Le tableau suivant présente le pourcentage de biogaz valorisé par rapport à la totalité de biogaz produit (valorisé + torché).

Part d'énergie valorisée	Boissons	Chimie	Lait et fromage	Papeterie	Général
Min	41%	80%	84%	48%	41%
Max	100%	100%	100%	100%	100%
Moyenne	84%	88%	94%	80%	87%
Taux de réponses	20%	25%	27%	57%	24%

Tableau 9 : Part de biogaz valorisé dans le secteur industriel

Ces données sont à titre indicatif. En effet, elles sont issues d'informations dont le taux de réponse est plutôt faible (24%).

6.8 Rendement épuratoire

Les effluents industriels étant pour la plupart très liquides, la quantité de digestat est très proche de la quantité de l'effluent en entrée du méthaniseur. Cependant, leur charge en DCO est réduite de 55 à 99,5% suivant les installations. On définit l'abattement en DCO comme étant le rapport :

$$\frac{DCO_{entrante} - DCO_{sortante}}{DCO_{entrante}}$$

% Abatement DCO	Boissons	Fruits et légumes	Lait et fromage	Sucre et friandises	Chimie	Papeteries
Min	55%	70%	75,3%	60%	60%	70%
Max	99%	99,5%	98%	99%	96,5%	97%
Moyenne	87,7%	87,7%	88,7%	80,7%	83,8%	82,3%
Taux de réponse	50%	57%	55%	67%	25%	49%

Tableau 10 : Abatement en DCO permis par les installations de méthanisation industrielles

La moyenne de l'abattement en DCO parmi les sites industriels l'ayant renseigné est de **86,3%**.

6.9 Données économiques

Les industries utilisant la méthanisation étant souvent vieilles, il fut difficile d'obtenir des données sur les montants d'investissement.

L'organisme principal subventionnant la méthanisation sur sites industriels est l'Agence de l'eau, puisque celle-ci a soutenu au moins 14 projets. Ensuite, l'ADEME a également subventionné au moins 7 projets. Enfin, le conseil général ou régional peut également apporter son soutien financier.

6.10 Motifs de choix de la méthanisation

La méthanisation est réalisée dans le secteur industriel pour réduire la charge polluante des effluents, de manière à respecter la réglementation environnementale. Elle permet également dans une moindre mesure de réduire la masse d'effluents à manipuler, et certains industriels sont intéressés par la production d'énergie qu'elle génère. 30 industriels ont répondu au sondage sur les motifs de choix de la méthanisation.

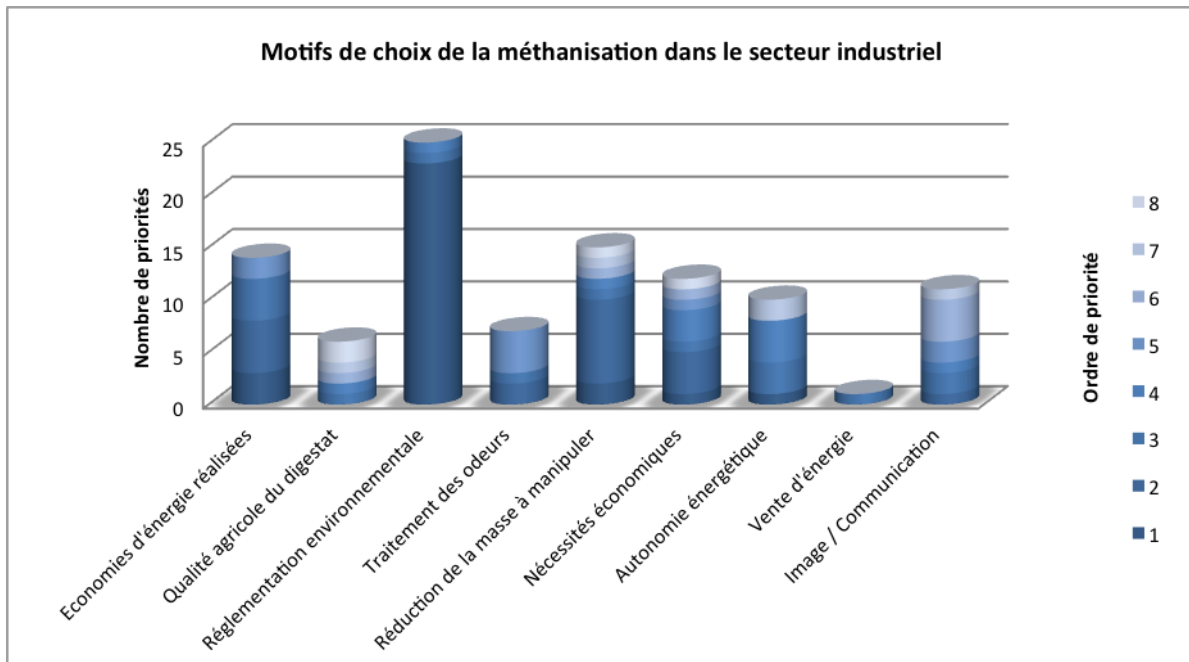


Figure 6 : Motifs de choix de la méthanisation dans le secteur industriel

6.11 Problèmes rencontrés

Les sites ayant rencontré le plus de problèmes avec la méthanisation sont l'industrie produisant des effluents vinicoles. En effet, 8 installations de ce type, datant du début des années 2000, ont fermé entre 2004 et 2009. Le méthaniseur réclame du temps, et une bonne expertise technique, que n'ont pas forcément ce type d'exploitants. De plus, certaines de ces installations ont été mal dimensionnées. Ceci est parfois le cas également au niveau de certains sites de traitement de lactosérum et d'eau blanche. Le principal frein au développement de la méthanisation industrielle est ce manque de savoir faire technique, et le coût de l'expertise de spécialistes.

6.12 Potentiel et perspectives d'évolution

Peu d'industries sont créées de nos jours en France, c'est pourquoi la méthanisation dans le secteur industriel ne se développera pas de manière significative au niveau de nouvelles installations. Les principales industries se créant actuellement sont de grosses installations de production d'agro-carburants. Le potentiel d'évolution se trouve plus au niveau des industries existantes, produisant des effluents organiques. En effet, le taux d'équipements actuel est extrêmement faible, et le potentiel de croissance est donc immense. La méthanisation permet de réduire le recours à d'autres procédés plus énergivores (épuration aérobie majoritairement). De plus, beaucoup d'installations existantes, et notamment celles qui torchent une grande partie du biogaz produit, ont un réel potentiel d'amélioration de valorisation et d'efficacité énergétique, qui pourrait leur permettre de produire de l'électricité et/ou de la chaleur, afin de réduire leur consommation en énergies fossiles.

Certaines installations ne fonctionnent à leur capacité nominale qu'une partie de l'année, notamment les industries traitant des effluents vinicoles. Il existe donc pour celles-ci une possibilité de traiter des effluents extérieurs à l'exploitation, ce qui leur permettrait de diversifier leurs revenus, et rentabiliser plus facilement l'installation.

7 Secteur agricole et territorial

Le principal motif du développement de la méthanisation d'effluents agricole est la production d'énergie qu'elle permet. En second lieu, les effluents d'agriculture et d'élevage sont souvent sources de pollution, et la méthanisation apparaît comme une excellente solution pour les traiter ou les contrôler. Cependant, les installations de traitement d'effluents agricoles sont pour l'instant peu rentables, et malgré un tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite révisé en 2011, elles dépendent largement de subventions.

Nous avons distingué deux types d'installations de traitement d'effluents agricoles,

- Projets à la ferme
- Projets centralisés / territoriaux

Pour les projets **à la ferme**, un agriculteur ou groupement d'agriculteurs exploite(nt) l'installation, alors que les installations **centralisées / territoriales**, de taille plus conséquente, sont exploitées par des sociétés traitant les déchets de plusieurs structures agricoles, souvent conjointement à des effluents provenant d'autres secteurs (coproduits agro-industriels, déchets de grandes surfaces ou collectivités, boues de stations d'épuration...). Certains projets à la ferme se font en partenariat avec un lycée agricole (1 en service, 2 en construction), et certaines installations sont expérimentales (3 classées dans la catégorie « À la ferme ».)

7.1 Tableau de synthèse

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (t _{MS} /an)	Production de biogaz (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
48	103 500	34 652 000	9,6	200	81	110
En construction						
35	109 400	42 359 000	16,4	470	99	114

Tableau 11 : Tableau de synthèse du secteur de la méthanisation d'effluent agricoles

7.2 Répartition géographique des installations de méthanisation agricole en France

Le tableau suivant présente par région le nombre d'installations en fonctionnement et en construction, la puissance électrique et la quantité de biogaz annuellement produit à capacité nominale. Par souci de confidentialité, certaines données sur la quantité de biogaz produit et la puissance électrique ne sont pas communiquées. Aucune installation n'est en fonctionnement ni en construction en Provence-Alpes-Côte d'Azur ni en outre mer.

Régions	Opérationnel				En construction			
	Nombre d'installations		Quantité de biogaz produit (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (kW)	Nombre d'installations		Quantité de biogaz produit (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (kW)
A la ferme	Centralisée / Territoriale	A la ferme			Centralisée / Territoriale			
Alsace					1	NC	NC	
Aquitaine	2		87 700	55	2	1 510 000	660	
Auvergne	2		1 320 000	400	2	4100 000	1 050	
Basse Normandie	2		925 000	260	2	1 525 000	400	
Bourgogne					2	1 310 000	400	

7.3 Historique de la méthanisation dans le secteur agricole

Une centaine d'installations de méthanisation d'effluents agricoles ont été construites dans les années 1970-1980, suite aux chocs pétroliers⁶. Cependant, il ne subsiste en 2011 aucune de ces installations. La plus ancienne des installations en fonctionnement en 2011 a été créée à but expérimental en 1981 par l'A.G.P.M. (Association Générale des Producteurs de Maïs). Conçue pour tester un mode de traitement efficace du lisier de porc, elle a été suivie en 1986 par la coopérative des Monts de Joux, industrie créée pour traiter exclusivement du lisier de porc par méthanisation. Il fallut ensuite attendre 2003 pour qu'un agriculteur indépendant, après de longues et fastidieuses démarches, réussisse à créer une installation de 21 kW pour traiter tous les effluents organiques de sa ferme. Une seconde installation à la ferme a suivi en 2003, puis une troisième en 2005, et depuis 2007, la filière de la méthanisation agricole suit un développement exponentiel. Depuis le début des années 2000, des projets territoriaux commencent à être réfléchis, mais ce n'est qu'en 2008 que le premier se concrétise. Depuis, ce type d'installation connaît un développement important. Ce développement se poursuit, puisque 26 projets à la ferme, et 7 projets territoriaux sont en construction au mois de juillet 2011. Le graphique ci-dessous présente l'évolution du nombre d'installations de méthanisation d'effluents agricoles depuis 2003 jusqu'en juillet 2011 :

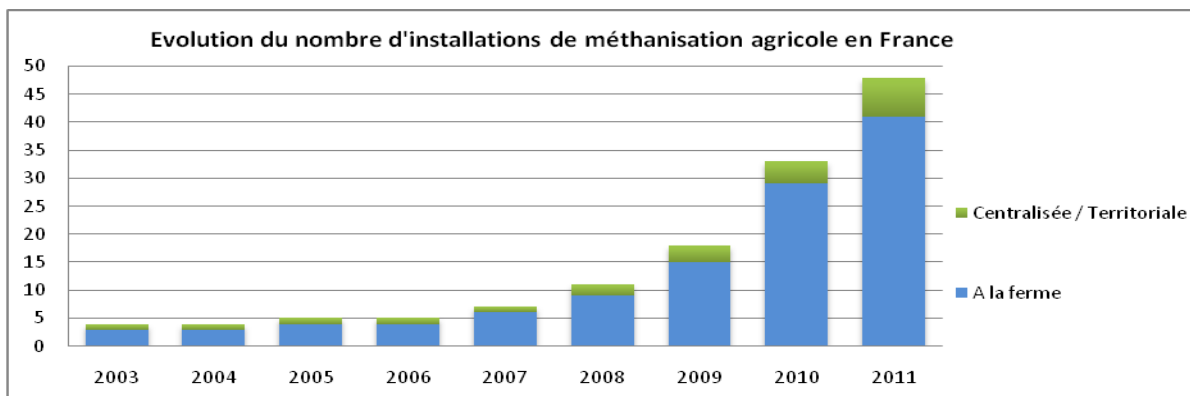


Figure 8 : Évolution du nombre d'installations opérationnelles de méthanisation agricole en France

Les projets étant de puissance de plus en plus importante, l'évolution de la puissance installée, présentée dans le graphique suivant, est encore plus rapide.

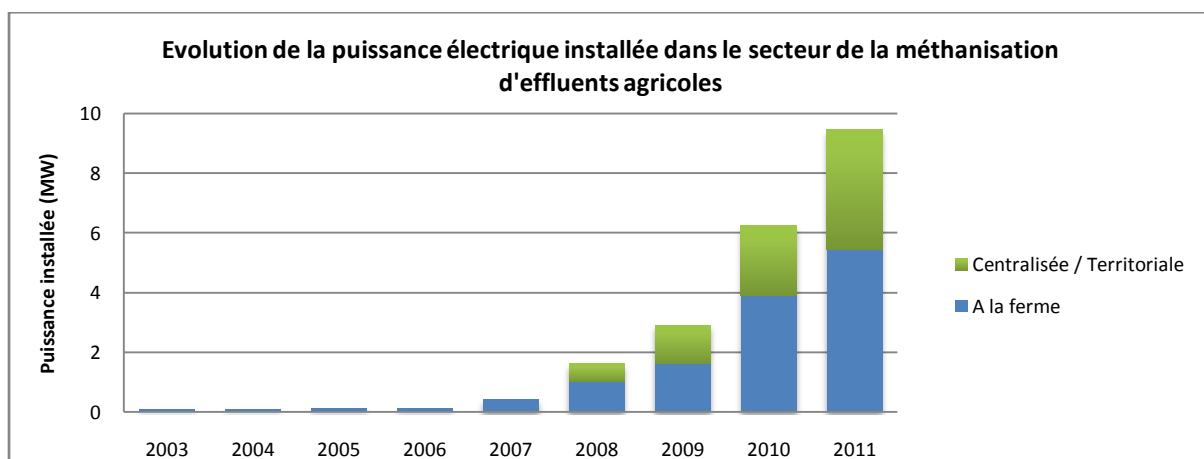


Figure 9 : Évolution de la puissance totale électrique opérationnelle pour la méthanisation agricole en France

⁶ Source : ADEME

7.4 Technologies

Le schéma suivant présente le fonctionnement général des installations de méthanisation d'effluents agricoles.

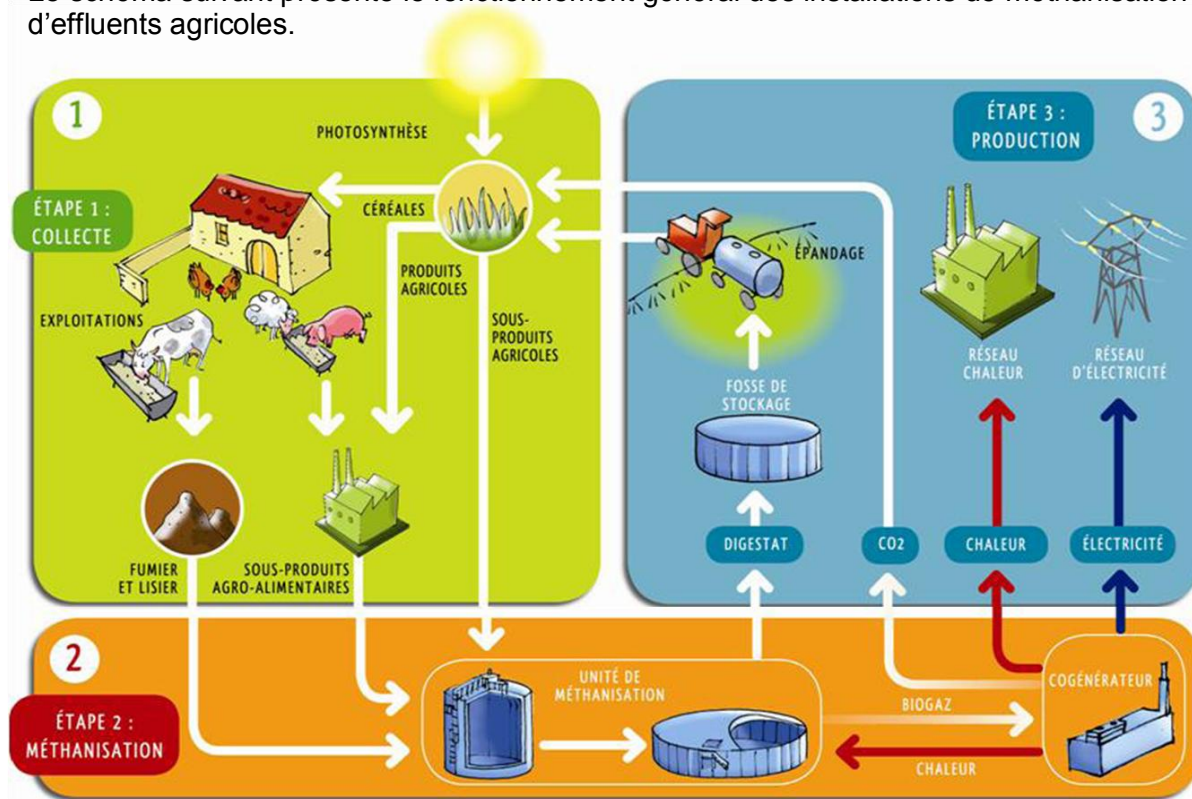


Figure 10 : Fonctionnement des installations de méthanisation agricole – Source : Methaneo, 2008

7.4.1 Procédés de prétraitement des effluents.

Sur les 42 installations à la ferme en fonctionnement, 26 ont décrit leurs équipements de prétraitement des effluents, ils sont également connus pour 4 des 7 installations territoriales.

Broyeur : 3 installations à la ferme, 2 centralisées

Presse : 2 installations à la ferme, 1 centralisée

Hygiénisation : 3 installations à la ferme, 3 centralisées (l'hygiénisation est mise en place lorsque les effluents sont composés en partie de déchets pouvant contenir des bactéries pathogènes (déchets de grande surface et de restauration collective))

Dégrilleur / tamiseur : 2 installations à la ferme, 2 centralisées

Préchauffage des déchets entrants : 4 installations à la ferme, 1 centralisée

Fosse de pré-mélange : 17 installations à la ferme, 1 centralisée

7.4.2 Technologies de digesteur

L'ensemble des installations de traitement d'effluents agricoles utilise la technologie infiniment mélangé, et pour une écrasante majorité le mélange se fait par agitation mécanique, même si certaines utilisent la recirculation du digestat.

Technologies de digesteur	A la ferme	Centralisé/ Territorial	Total
Agitation mécanique	91%	100%	92,5%
Recirculation du digestat	9%	0%	7,5%
Taux de réponse	85%	71%	83%

Tableau 13 : Technologies de digesteur utilisées pour la méthanisation agricole

Une seule installation (à la ferme) parmi les 40 qui ont donné réponse utilise la digestion thermophile, à la suite d'une phase mésophile. De même, une seule installation à la ferme utilise la digestion psychrophile. L'ensemble des autres installations fonctionnent en mésophile.

La quasi-totalité des installations de méthanisation d'effluents agricoles sont équipées de gazomètre double membrane situés au dessus du post-digesteur, parfois sur le digesteur.

7.4.3 Traitement du biogaz

Sur 39 installations l'ayant précisé, **11** déshumidifient le biogaz, par le biais d'une canalisation enterrée permettant de condenser l'eau, ou grâce à un dessiccateur, un sécheur frigorifique ou une pompe à chaleur.

36 utilisent une technique de désulfuration, et sur 16 ayant précisé le type d'équipement, **11** pratiquent l'injection d'air dans le biogaz, au niveau du gazomètre, **2** utilisent une tour de lavage à l'eau, et les trois autres équipements sont un filtre à charbon, un compresseur d'air et un aérateur d'aquarium (installation à la ferme de très faible puissance)

7.4.4 Charge appliquée et temps de séjour

La charge volumique appliquée (CVA) d'un réacteur désigne le rapport entre le débit de charge organique entrante et le volume du digesteur. Nous l'exprimerons en tonnes de matière organique par mètre cube par an ($\text{kg}_{\text{MO}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{j}^{-1}$)

$$\text{CVA} = \text{Charge organique journalière} / \text{Volume du digesteur}$$

La CVA pour les installations de traitement de déchets agricoles est comprise **entre 0,55 et 11 $\text{kg}_{\text{MO}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{j}^{-1}$** , la moyenne étant proche de **2,7 $\text{kg}_{\text{MO}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{j}^{-1}$** .

Le temps de séjour des solides (TSS) désigne, pour les effluents concentrés en matière sèche, le temps moyen passé par le produit organique dans le réacteur.

Il est calculé par le rapport entre le volume du digesteur et le débit massique de matière brute d'effluents traités.

$$\text{TSS} = \text{Masse d'effluents dans le digesteur} / \text{Débit massique d'effluents traités}$$

Il s'échelonne pour les installations de méthanisation d'effluents agricoles entre **20 et 200 jours**, et la moyenne est proche de **62 jours**.

La CVA et le TSS expriment donc un rapport entre le volume du digesteur et la charge d'effluents traités, la CVA en matière biologique, et le TSH en matière brute. Le TSH est donc inversement proportionnel à la CVA et à la teneur en MO des effluents

7.4.5 Traitement du digestat

Les informations sont issues des réponses données par 57 installations. Le principal traitement apporté au digestat est la séparation de la phase solide de la phase liquide.,**29** installations comprennent un équipement de ce type, qui peut être une centrifugeuse ou une presse à vis ou piston.

La phase solide peut être déshydratée (séchée) par sécheur à tapis ou échangeur à plaque. Le nombre d'installations dans ce cas n'est pas connu, dans la mesure où la question n'a pas été posée dans le questionnaire. La phase solide peut également être compostée. Actuellement, **1** installation à la ferme et **1** territoriale compostent. Dans tous les cas, la phase solide est épandue sur des exploitations agricoles.

La phase liquide sert aussi en épandage, pour l'arrosage de plantations ou est mélangée aux effluents entrants pour diminuer leur teneur en matière sèche.

Elle peut subir des traitements d'acidification, de nitrification/dénitrification (**1** site à la ferme) et/ou d'osmose inverse (**1** site territorial), notamment en vue d'une production d'engrais (azote, ammonium, phosphore, potassium) destiné à la vente.

La réglementation impose la présence d'équipements pouvant recevoir le digestat en cas de fuite du digesteur, d'un volume au moins égal à ce dernier. Dans la majorité des cas, il s'agit d'un post digesteur. Il peut être complété ou remplacé par une géomembrane, une fosse en béton ou en inox. Une plateforme ou un hangar peuvent permettre de stocker la phase solide, une lagune ou une fosse couverte la phase liquide.

Les traitements poussés du digestat, coûteux, se font surtout au niveau de grosses installations. L'aspect de la valorisation des digestats peut être un point bloquant pour des projets ne pouvant épandre localement (zones d'excédents structurel notamment), pouvant mener à l'abandon du projet, les investissements liés aux traitements grevant le budget.

7.5 Effluents

Le tableau suivant présente la quantité de déchets traités en tonnes de matière sèche par an.

Tonnage de déchets traités en matière sèche (t _{MS} /an)	A la ferme	Centralisé/ Territorial	Total
En construction	49 700	59 700	109 400
Opérationnel	56 700	46 900	103 500
Total	106 400	106 600	212 900

Tableau 14 : Tonnage de matière sèche traitée par les installations agricoles et territoriales

Les installations opérationnelles traitent annuellement 103 500 tonnes de MS par an, ce qui correspond à environ 430 000 tonnes de MB.

Il apparait clairement que les installations sont de plus en plus conséquentes, puisque les 35 installations en construction traiteront autant de déchets que les 48 installations en fonctionnement

De même, les projets centralisés, disposant d'équipements de valorisation d'une puissance moyenne de 670 kW, sont largement plus conséquents que les projets à la ferme, pour lesquels cette puissance moyenne est de 135 kW.

La teneur en matière sèche des effluents oscille entre **2%** pour les installations traitant exclusivement du lisier, et **28%** pour les installations traitant différents types de déchets. La

moyenne est proche de **24%**. La technologie de digestion humide est la plus utilisée, et les déchets solides sont mélangés aux déchets plus liquides dans ou en amont du digesteur de manière à ce que la teneur en matière sèche de l'effluent entrant dans le méthaniseur reste inférieure à 18% environ, pour être pompée plus facilement. Entre **82 et 89%** de la matière sèche est organique, le reste est constitué de matière minérale (métaux, sable et matières rocheuses)

La digestion de déchets en phase sèche en batch est encore très peu développée en France puisqu'une seule installation à la ferme l'utilise, ainsi que des micro installations expérimentales de capacité tellement insignifiantes qu'elles ne sont pas répertoriées dans ce rapport. Des méthaniseurs clé en main en conteneurs, utilisant la digestion sèche apparaissent sur le marché.

7.6 Production de biogaz

7.6.1 Biogaz produit par MS entrante

La quantité de biogaz produit par tonne de matière sèche pour les installations de méthanisation d'effluents agricoles s'échelonne entre **145 et 560 Nm³/t_{MS}**. Elle est en moyenne de **337 Nm³/t_{MS}**.

7.6.2 Production totale de biogaz

La production totale de biogaz en secteur agricole est d'environ **34 700 000 Nm³/an**, dont **17 700 000** en installations à la ferme, et **17 000 000** en centralisées. Il faut bien prendre en considération le fait que ces productions sont des productions optimales, non atteintes la première année de mise en service. En effet, les sites récents ont renseigné la production optimale de biogaz, mais la mise en service des installations dure plusieurs mois, durant lesquels la production de biogaz sera moindre. Les sites en cours de construction produiront environ **42 360 000 Nm³/an**.

Production totale de biogaz (Nm ³ /an)	A la ferme	Centralisé / Territorial	Total
En construction	17 700 000	24 659 000	42 359 000
Opérationnel	17 674 000	16 978 000	34 652 000
Total général	35 374 000	41 637 000	77 011 000

Tableau 15 : Quantité de biogaz produit par la méthanisation agricole

7.6.3 Composition du biogaz

D'après les données de 33 installations, le biogaz produit par les installations de méthanisation d'effluents agricoles est constitué de **50 à 70%** de méthane. La moyenne est proche de **60 %**.

7.7 Énergie valorisée

Seules deux installations valorisent le biogaz en chaudière. Il s'agit d'une installation de traitement de lisier de porc (centralisée), ainsi qu'une petite unité expérimentale. Ces cas exclus, l'ensemble des installations valorisent le biogaz produit grâce à la cogénération. La puissance électrique des cogénérateurs varie entre **15 et 526 kW_{él}** en projets à la ferme, à noter tout de même une installation de **1 MW_{él}** en construction. Pour les projets territoriaux, les puissances sont comprises entre **300 et 1 020 kW_{él}**, mais les installations en construction vont jusqu'à **2 MW_{él}**.

Les tableaux suivants présentent la puissance installée et en construction en France, et l'énergie annuellement produite. Certaines des installations sont opérationnelles mais ne sont pas encore raccordées au réseau ErDF. De plus, 2 installations auto-consomment l'électricité qu'elles produisent, puisqu'au moment où elles se sont construites, les tarifs d'achat étaient trop bas pour que le raccordement et la vente soient rentables. La puissance annoncée par ErDF ne comprend pas non plus les sites raccordés à des ELD (Entreprises Locales de Distribution), c'est pourquoi elle est légèrement inférieure à celle que nous présentons.

Les données relatives à la production annuelle d'énergie représentent l'énergie qui sera produite annuellement par les installations en fonctionnement et en construction, lorsque leur production sera optimale (environ un an après leur mise en service). L'énergie produite en 2010 est en cours de quantification par le Bureau de l'observation de l'énergie et des matières premières.

7.7.1 Énergie électrique

Puissance installée (MW)	A la ferme	Centralisé / Territorial	Total général
Opérationnel	5,6	4	9,6
En construction	5,2	11,2	16,4
Total	10,8	15,2	26

Tableau 16 : Puissance électrique des équipements de cogénération en méthanisation agricole

Quantité d'énergie électrique produite (GWh _é /an)	A la ferme	Centralisé / Territorial	Total général
Opérationnel	43,4	37,7	81,1
En construction	32,8	66,5	99,3
Total	76,2	104,2	180,4

Tableau 17 : Énergie électrique annuellement produite par les installations de méthanisation agricole

7.7.2 Énergie thermique

Quantité d'énergie thermique produite (GWh _{th} /an)	A la ferme	Centralisée / Territoriale	Total général
Opérationnelle	47,9	62,1	110,0
En construction	40,7	73,3	114,0
Total	98,6	135,4	225,0

Tableau 18 : Énergie thermique annuellement produite par les installations de méthanisation agricole

D'après 11 installations ayant quantifié l'énergie nécessaire pour le chauffage du digesteur, de **17 à 38 %** de la chaleur produite sert à alimenter le digesteur. Le traitement du lisier de porc seul produit peu d'énergie, et la chaleur est dans ce cas généralement à 100% utilisée pour chauffer le digesteur.

7.7.3 Efficacité énergétique

Les calculs suivants sont effectués à partir des données de 14 installations. L'énergie calorifique du biogaz étant le produit entre le volume annuellement produit et son PCI.

Le **rendement électrique** η_{ei} des cogénérateurs est le rapport entre l'énergie électrique produite et l'énergie calorifique du biogaz.

$$\eta_{ei} = \text{Énergie électrique annuellement produite} / \text{Énergie calorifique du biogaz}$$

Le rendement électrique est généralement compris entre **38 et 41 %**, sauf pour les moteurs de faible puissance, affichant un rendement plus proche de **23%**.

Le **rendement thermique** des cogénérateurs est le rapport entre l'énergie thermique valorisée et l'énergie calorifique du biogaz.

$$\eta_{et} = \text{Énergie thermique annuellement produite} / \text{Énergie calorifique du biogaz}$$

Le rendement thermique est généralement compris entre **36 et 62%**

L'**efficacité énergétique** est le rapport entre l'énergie totale produite par l'équipement de cogénération ou la chaudière et l'énergie calorifique du biogaz,

$$EE = \text{Énergie (électrique + thermique) annuellement produite} / \text{Énergie calorifique du biogaz}$$

L'efficacité énergétique est comprise entre **66 et 84 %** pour les cogénérations, et proche de **92 %** pour les chaudières.

Si on ne prend pas en compte la chaleur consommée pour le chauffage du digesteur dans l'énergie thermique produite, l'efficacité énergétique des équipements de cogénération est comprise entre **41 et 70,5%**. L'efficacité énergétique dépend essentiellement de la taille des installations, et la part d'énergie valorisée au niveau des installations de puissance inférieure à 100 kW est encore plus faible. Les investissements étant moins importants, les équipements d'isolation sont moins efficaces et les échangeurs de chaleur moins présents, ce qui implique des pertes thermiques plus élevées. De plus, les moteurs et alternateurs de plus petite puissance ont un rendement plus faible.

7.8 Données économiques

Le temps de retour sur investissement des installations de méthanisation d'effluents agricoles oscille entre **4 et 10 ans**, selon les chiffres de 37 installations. La moyenne est proche de **7 ans**. Ceci est permis grâce à l'obtention de subventions d'un montant généralement compris entre **15 et 60 %** de l'investissement, la moyenne étant proche de 35 %. Le pourcentage de subvention est d'autant plus faible que le temps de retour sur investissement est élevé.

Sur **41** installations, **32** ont reçu des subventions de la part du PPE (Plan de performance énergétique), **30** de l'ADEME, **30** du conseil régional, **14** du conseil général, **7** du FEDER (Fonds européen de développement régional). D'autres associations ou organismes locaux peuvent également apporter leur soutien aux projets.

7.9 Motifs de choix de la méthanisation

La méthanisation est choisie dans un but de traitement des effluents agricoles, en produisant un digestat d'excellente qualité, permettant des économies d'engrais, mais également car elle permet de réaliser des économies sur la consommation d'énergie fossile. Une installation de méthanisation peut également permettre de vendre de l'électricité, voire de l'engrais commercial biologique, ce qui constitue une diversification des sources de revenus pour les agriculteurs. Beaucoup d'entre eux choisissent également la méthanisation dans le

but de faire un geste pour l'environnement, en produisant une énergie renouvelable tout en réduisant la quantité de méthane et de dioxyde de carbone émis dans l'atmosphère.

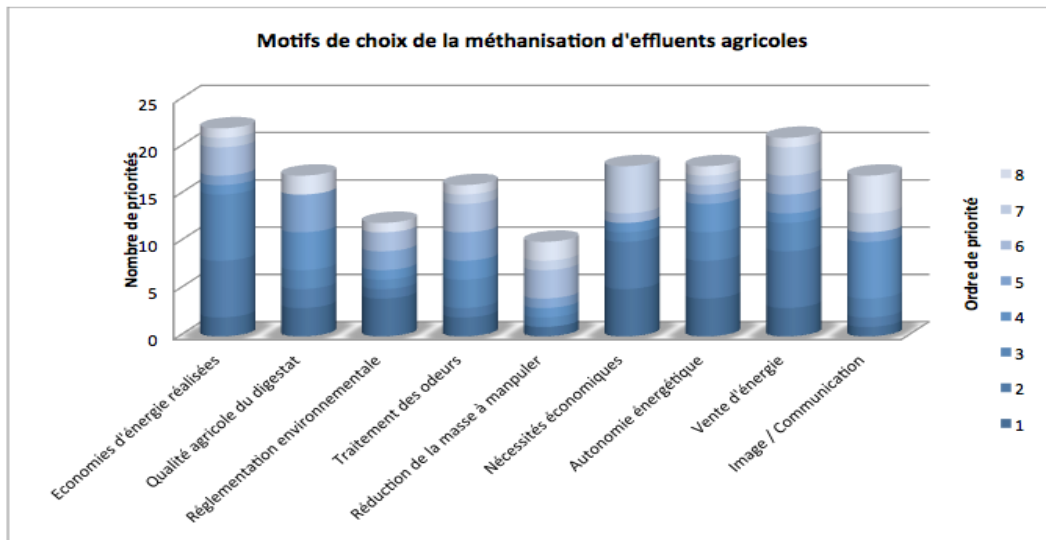


Figure 11 : Motifs de choix de la méthanisation d'effluents agricoles

Les exploitants ont été invités à classer par ordre de priorité les motifs qui les ont poussés à se lancer dans un projet de méthanisation. 20 sites à la ferme et 4 sites territoriaux ont répondu à ce sondage.

7.10 Problèmes rencontrés

18 exploitants ont mentionné les problèmes qu'ils ont rencontrés pour réaliser leur projet de méthanisation.

Le principal frein à la méthanisation agricole est le temps de réalisation des projets. En effet, il a fallu plus de 10 ans pour que certains projets se montent, et il faut compter actuellement 4 ans entre le début des démarches et la mise en route d'un projet. Ces délais sont principalement la conséquence de la lenteur des démarches administratives, et du temps de raccordement des installations au réseau ErDF, Ainsi, la totalité des exploitants s'étant exprimés a évoqué ce problème de lourdeur des démarches.

Avec les tarifs d'achats actuels, pour qu'une installation soit rentable, elle doit forcément être subventionnée, à moins d'être de taille très conséquente. Le développement de la méthanisation est donc totalement dépendant des aides publiques. De plus pour 11 exploitants, la rentabilité des installations est trop faible, car les coûts d'investissement sont trop élevés et les aides (tarifs d'achat et subventions) trop faibles.

Le développement de la filière étant récent en France, le manque d'expertise technique a été évoqué par 6 exploitants.

Enfin, la méthanisation est mal connue du grand public, et le montage d'un projet doit s'accompagner d'une excellente communication, sans quoi les riverains risquent fort de s'y opposer fermement.

7.11 Potentiel et perspectives d'évolution

La méthanisation agricole connaît depuis 2007 un développement exponentiel, même si le montage des projets reste bien plus long et complexe que dans les pays voisins, et la possibilité d'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel mi-2011 pourrait lui donner une nouvelle impulsion.

8 Stations d'épuration des eaux urbaines

Nous avons recensé 60 stations d'épuration équipées d'installations de digestion anaérobie. Ces stations traitent en grande majorité des effluents urbains, mais également pour certaines une faible proportion d'effluents industriels. La capacité totale installée est d'au moins **17 000 000 EH (Equivalents Habitants)**, ce qui correspond à **368 000** tonnes de matière sèche de boues traitées par an. Une capacité légèrement supérieure à **1 200 000 EH** est en construction ou rénovation.

Les capacités des stations en équivalents habitants sont recensées sur le site eaufrance (<http://www.eaufrance.fr/>)

8.1 Tableau de synthèse

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (EH)	Production de biogaz (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
60	17 000 000	140 000 000	12,172	870	97	540
En construction						
4	1 530 000	13 110 000	0,190	190	1,52	70

Tableau 19 : Tableau de synthèse de la méthanisation en station d'épuration des eaux urbaines

8.2 Répartition géographique des stations d'épuration équipées de digesteurs anaérobies

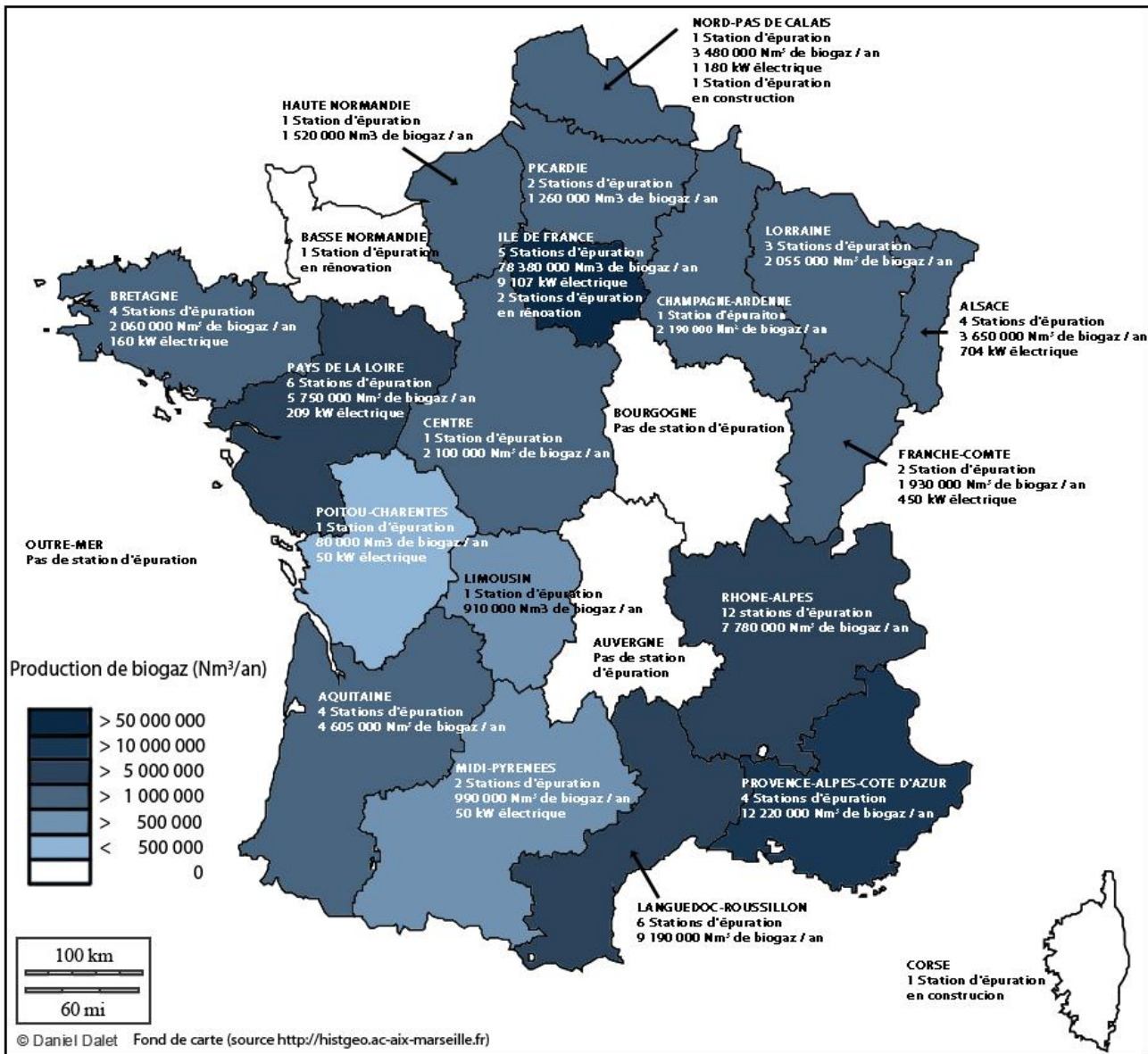


Figure 12 : Répartition géographique des stations d'épuration équipées de digesteurs anaérobies

8.3 Historique de la digestion anaérobie des boues urbaines⁷

La première installation de digestion anaérobie d'effluents urbains en France est la station Seine Aval du SIAAP (Syndicat interdépartemental pour l'assainissement de l'agglomération parisienne), construite en 1940. C'est encore aujourd'hui de loin la station d'épuration la plus importante de France. Ce type de traitement d'effluents urbains s'est surtout développé entre 1975 et 1985, suite aux chocs pétroliers et à l'augmentation du coût de l'énergie. Il semblerait que le nombre d'installations de ce type ait peu évolué jusqu'en 2001.

⁷Solagro, « La digestion des boues urbaines, État des lieux, État de l'art », 2001.

En 2001, l'étude sur l'état des lieux de la digestion des boues urbaines, réalisée par Solagro et l'Agence de l'eau Adour-Garonne, recensait 108 installations, pour une capacité proche de 20 000 000 EH. Les stations ont par ailleurs tendance à être beaucoup plus grandes, puisque leur capacité a légèrement baissé, alors que leur nombre a été presque divisé par deux.

8.4 Technologies

8.4.1 Procédés de traitement des eaux et boues urbaines complétant la digestion.

Le schéma suivant présente les équipements généralement utilisés au sein des stations d'épuration pratiquant la digestion anaérobie. Pour plus de détails, voir le rapport sur l'état de l'art des stations d'épuration en 2001⁶, réalisé par Solagro.

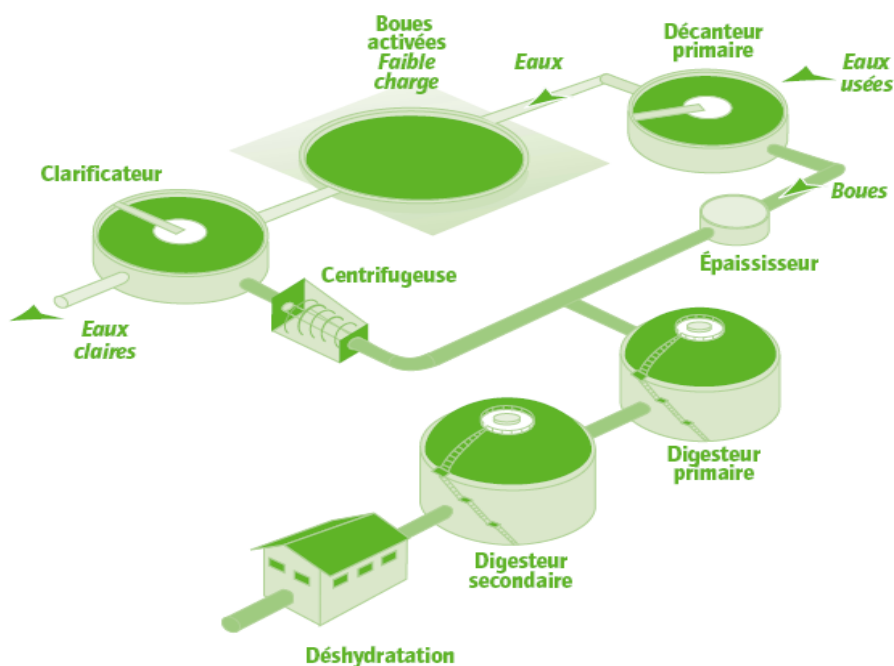


Figure 10 : Schéma général des stations d'épuration équipées de digesteurs anaérobies
- Source : Solagro, « La digestion des boues urbaines, État des lieux, État de l'art », 2001

8.4.2 Technologies de digesteur

L'ensemble des digesteurs de stations d'épuration est en technologie infiniment mélangé. Sur 20 stations ayant précisé cette donnée, la majorité des installations comportent des digesteurs brassés par bullage du biogaz (réinjection de biogaz dans le digesteur : **60%**). On trouve également la technologie d'agitation par brassage mécanique (**30%**) et par la recirculation des boues (**10%**).

Une seule station d'épuration en fonctionnement, de très grande capacité (1 750 000 EH), utilise la technologie thermophile. Toutes les autres sur les 35 ayant répondu à cette question sont en technologie mésophile.

Sur 43 stations ayant répondu à cette question, 42 sont équipées de gazomètre. Parmi les 28 en ayant précisé le type, **57%** des gazomètres sont à cloche, et **43%** sont à membrane souple.

8.4.3 Traitement du biogaz

Parmi les 22 stations d'épuration ayant précisé cette donnée, **7** utilisent un équipement de déshumidification (refroidisseur, sécheur à bande ou purgeurs). **2** comprennent un équipement d'épuration des siloxanes, et **5** un équipement de désulfuration (filtre à charbon actif, injection de chlorure ferrique en amont du digesteur, ou tour de lavage à l'eau).

8.4.4 Charge appliquée

La charge volumique appliquée (CVA) d'un réacteur désigne le rapport entre le débit de charge organique entrante et le volume du digesteur. Pour les effluents liquides, nous l'exprimerons en tonne de matière sèche par mètre cube par an ($\text{kg}_{\text{MS}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{j}^{-1}$)

$$\text{CVA} = \text{Charge organique journalière} / \text{Volume du digesteur}$$

La CVA pour les stations d'épuration est comprise entre **0,35 et 5,5 $\text{kg}_{\text{MS}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{j}^{-1}$** , la moyenne étant proche de **2 $\text{kg}_{\text{MS}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{j}^{-1}$** .

8.4.5 Temps de séjour

Le temps de séjour hydraulique (TSH) désigne, pour les effluents liquides, le temps moyen passé par le produit organique dans le réacteur.

Il est calculé par le rapport entre le volume du digesteur et le débit de matière brute d'effluents traités.

$$\text{TSH} = \text{Volume du digesteur} / \text{Débit d'effluent traités}$$

Il s'échelonne généralement pour les digesteurs de station d'épuration entre **6 et 40 jours**, la moyenne est proche de **25 jours**.

La CVA et le TSH expriment donc un rapport entre le volume du digesteur et la charge d'effluents traités, la CVA en matière biologique, et le TSH en matière brute. Le TSH est donc inversement proportionnel à la CVA et à la teneur en MS des effluents

8.5 Effluents

Les stations d'épuration collectives traitent essentiellement des effluents urbains, et parfois des effluents industriels. L'effluent est donc généralement très variable, en qualité comme en quantité, le débit entrant étant largement supérieur en temps de pluie, et le taux de matière sèche inférieur. Les effluents provenant en grande partie de ménages, ils contiennent grand nombre de composants polluants. (Silicium, Soufre...)

Les boues sont extraites de l'effluent, puis déshydratées, avant entrée dans le digesteur. La quantité de matière sèche entrant par an dans le digesteur, d'après les données de 13 installations, varie entre **3 et 30 kg** par Equivalent Habitant, la moyenne étant proche de **16 kg**.

8.6 Production de biogaz

La production de biogaz par tonne de MS est comprise d'après les données de 35 installations entre **141 et 560 $\text{Nm}^3/\text{T}_{\text{MS}}$** , la moyenne étant de **347 $\text{Nm}^3/\text{T}_{\text{MS}}$** .

La quantité totale de biogaz produite par les stations d'épuration collectives équipées de digesteurs anaérobies est proche de **140 000 000 de Nm^3 par an**. Ce chiffre représente une estimation, basée sur les données de 35 installations (60% de taux de réponse), une très

grande partie des stations d'épuration ne mesurant pas le biogaz produit, et certaines n'ayant pas répondu au questionnaire.

D'après 25 stations d'épuration, la teneur du biogaz en méthane oscille entre **55%** et **80%**, la moyenne étant proche de **65%**. Les effluents urbains contenant du silicium, provenant de produits chimiques et cosmétiques, le biogaz contient souvent des siloxanes.

8.7 Énergie valorisée

14 stations d'épuration valorisent le biogaz par des équipements de cogénération, de puissances électriques comprises entre **10 et 1 180 kW**. A noter l'installation du SIAAP Seine Aval, qui comprend des équipements de cogénération d'une puissance totale de **8 200 kW**. La puissance totale installée est de **12 172 kW**. Parmi ces installations, **4** auto-consomment l'électricité produite, le tarif d'achat au moment de leur construction ayant été inexistant ou défavorable, ou ont des statuts spécifiques ne leur permettant pas d'injecter.

Une station d'épuration, la station de Marquette-lez-Lille, utilise une partie du biogaz produit sous forme de biométhane carburant. Cet équipement est en rénovation en 2011.

Les autres installations valorisent le biogaz en chaudière, pour le chauffage du digesteur, et éventuellement des locaux. D'après les données de 8 stations d'épuration, entre **12%** et **100%**, et en moyenne **64%** du biogaz est valorisé, le reste est torché.

8.8 Digestat

D'après les données de **23** stations d'épuration, le taux d'abattement en MS permis par le processus de digestion anaérobie oscille entre **17%** et **65%**, la moyenne étant proche de **40%**.

Le schéma suivant présente l'utilisation faite des boues digérées (digestat).

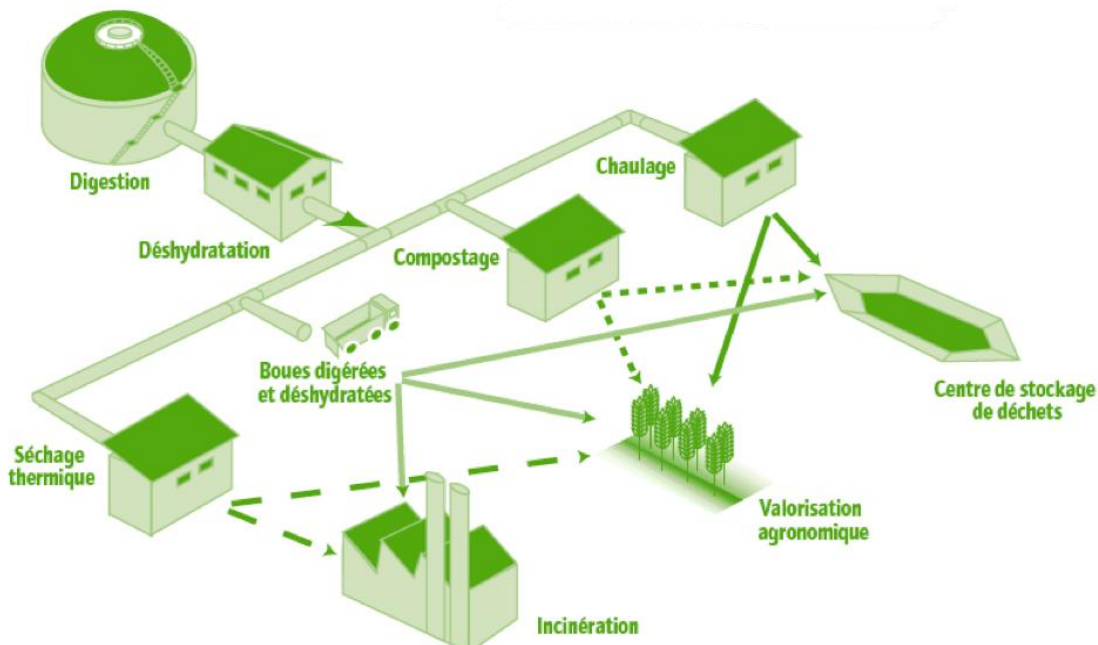


Figure 11 : Devenir des boues digérées de station d'épurations
Source : Solagro, « La digestion des boues urbaines, État des lieux, État de l'art », 2001.

Sur **24** stations d'épuration, **18** comportent un équipement de séparation de phase, dont **13** une centrifugeuse, **2** un équipement de séchage, et **1** combine les deux techniques.

9 comportent un équipement de traitement chimique ou biologique, dont **5** par chaulage, **1** par addition de polymères et **1** par aération. Les deux autres sites n'ont pas précisé le type d'équipement de traitement chimique ou biologique.

Les boues de **14** stations d'épuration sont destinées à être compostées, et **7** épandues sur des exploitations agricoles sans compostage.

8.9 Données économiques

Il est très difficile d'obtenir des données économiques sur les stations d'épuration équipées de digesteurs anaérobies, car beaucoup sont anciennes, et dans la majorité des cas les coûts des équipements de digestion sont intégrés dans les coûts totaux de la station.

Le principal organisme aidant au financement des stations d'épuration équipées de digestion anaérobie est l'Agence de l'eau. L'ADEME, le conseil général et le conseil départemental peuvent également apporter des subventions, sachant que les stations d'épuration sont de toute façon financées par la collectivité.

8.10 Motifs de choix de la méthanisation

Le but premier d'une station d'épuration est bien évidemment le traitement des effluents, et la digestion permet une réduction de la masse de boues, tout en étant un procédé produisant plus d'énergie qu'il n'en consomme. Les boues digérées étant de bons fertilisants, elles peuvent être valorisées en agriculture. 19 responsables de stations d'épuration ont répondu au sondage sur les motifs de choix de la méthanisation.

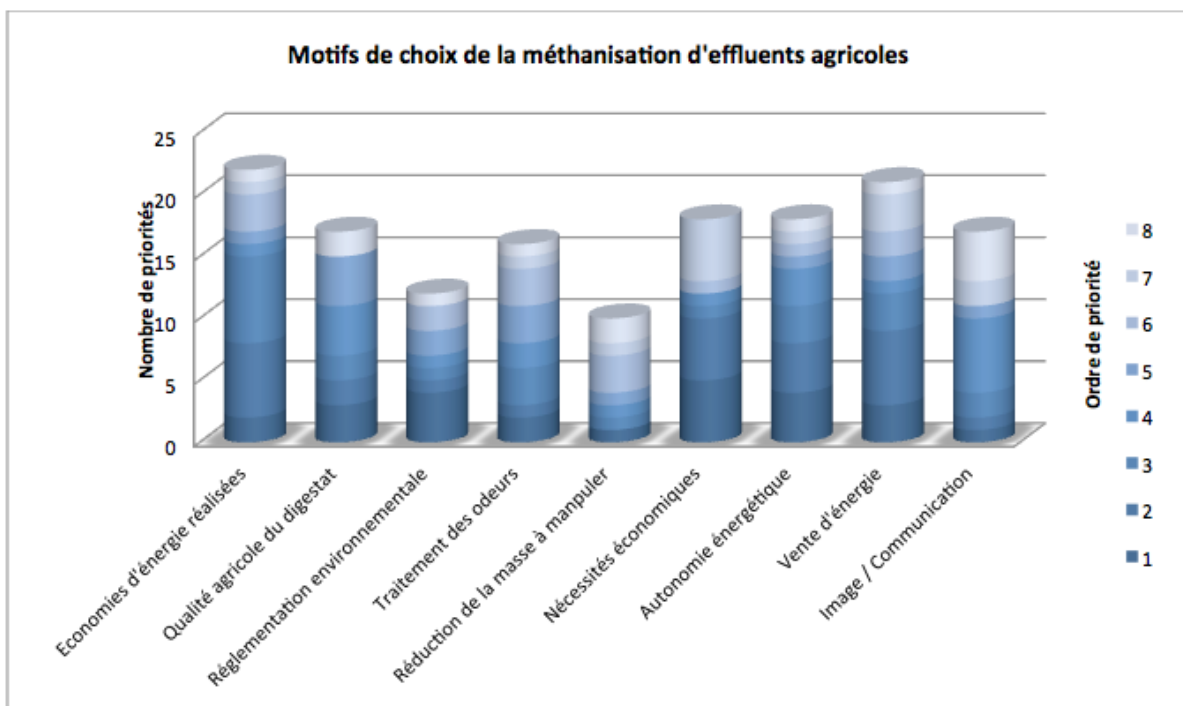


Figure 15 : Motifs de choix de la méthanisation en stations d'épurations

8.11 Problèmes rencontrés

La réglementation ATEX relative aux atmosphères explosives rend compliquée l'exploitation des stations d'épuration. Les boues contenant des composants de natures très différentes, il est courant que la formation de siloxanes ou de sulfure d'hydrogène endommage les équipements de valorisation. Enfin, la digestion anaérobie nécessite un investissement généralement supérieur aux autres technologies, même si les économies permises par l'autoconsommation de l'énergie issue du biogaz peuvent permettre de la rentabiliser.

8.12 Potentiel et perspectives d'évolution

La digestion anaérobie est pratiquée dans environ un tiers des stations d'épuration. Si la population française évolue peu, la capacité totale de ce type de station peut au grand maximum être multipliée par trois, dans l'hypothèse improbable où l'ensemble des stations utilisant les autres techniques de traitement serait rénové et que la digestion anaérobie serait systématiquement choisie. Cependant, une amélioration de l'efficacité énergétique est possible au sein des stations valorisant pas ou peu le biogaz produit. Des projets de codigestion de boues de stations d'épuration et de biodéchets sont en cours, notamment au niveau de la station d'épuration en construction de Seine Grésillons.

9 Méthanisation des ordures ménagères

Les données présentées ici sont issues de l'étude Amorce⁸.

Les déchets des ménages comportent une grande proportion de matière organique, pouvant être traitée par méthanisation, de manière à produire de l'énergie. On compte actuellement **9** centres de méthanisation d'ordures ménagères en France, et **2** en construction. L'ensemble de ces installations produit du compost à partir du digestat.

9.1 Tableau de synthèse

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (tonnes de MB)	Production théorique de biogaz (Nm ³ /an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
9	200 000	64 000 000	16,4	2050	51	15,4
En construction						
2	53 700	7 150 000	NC	NC	14,7	16

Tableau 20 : Tableau de synthèse de la méthanisation des ordures ménagères

9.2 Répartition géographique des installations de méthanisation d'ordures ménagères.

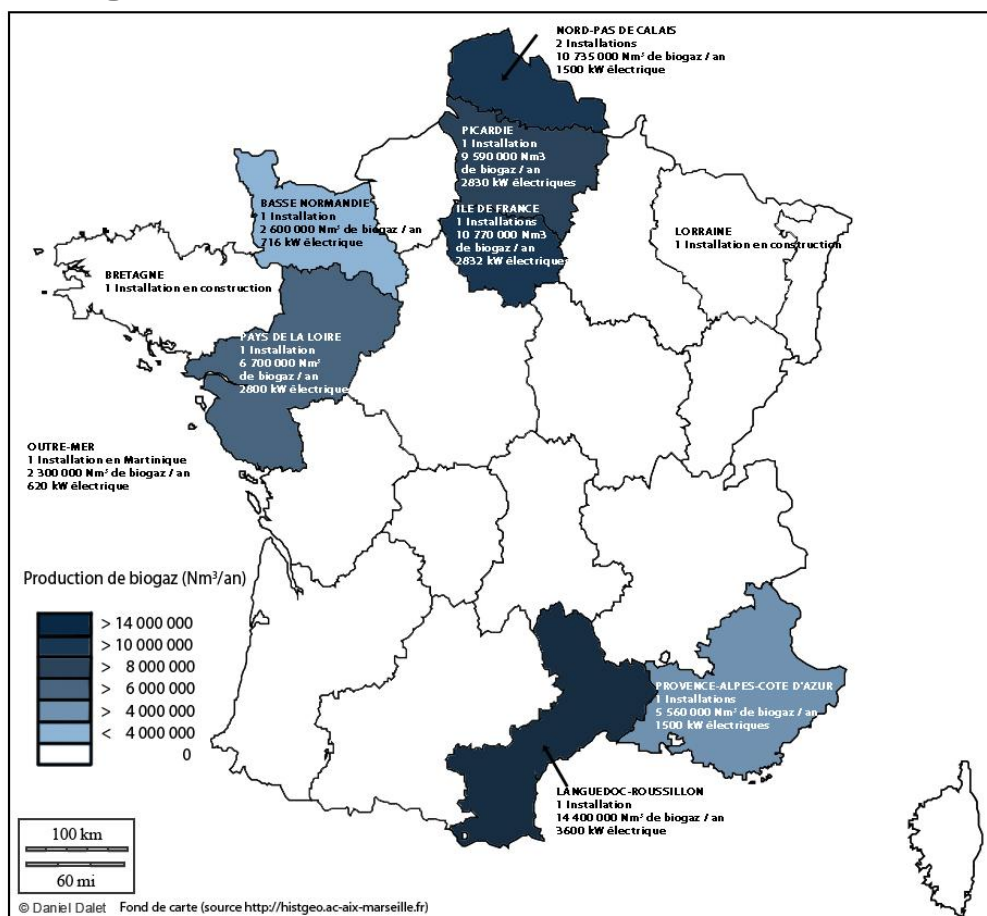


Figure 16 : Répartition géographique des installations de méthanisation des ordures ménagères

⁸ Amorce, « Méthanisation des déchets ménagers, État des lieux », mars 2011.

La carte précédente et le tableau de synthèse présentent les quantités de biogaz théoriques produites par an. Cependant, les installations ne fonctionnent pas à capacité maximale, et pour certaines la quantité de biogaz réellement produite actuellement peut être largement plus faible. Les quantités de biogaz théoriquement et réellement produites en 2010 par les installations sont présentées dans le chapitre « 9.6 Production de biogaz »

9.3 Historique des installations de méthanisation des ordures ménagères en France

Le premier site de traitement des ordures ménagères à utiliser la méthanisation fut celui d'Amiens Métropole, en 1988. Il fallut ensuite attendre 2002 pour qu'un deuxième soit mis en service, le SIVOM de Varennes-Jarcy. Furent ensuite construites une installation en 2005, une en 2008, deux en 2009, et deux en 2010. En 2011 deux installations ont été mises en service depuis le début de l'année, deux sont en construction, et 5 sont en projet, avec marché de construction attribué.

9.4 Technologies

En premier lieu, les ordures sont broyées et triées de manière à ne faire entrer que des déchets organiques dans les digesteurs.

9.4.1 Technologies de digesteur

L'étude Amorce ne précise pas les technologies utilisées dans le secteur de la méthanisation des ordures ménagères, mis à part la température de traitement et le temps de séjour.

Sur les 9 installations, **3 (33%)** méthanisent en température mésophile, et **6 (67%)** en thermophile. Les installations en construction et en projet sont à peu près dans la même proportion.

9.4.2 Traitement du biogaz

Parmi 7 installations ayant communiqué les équipements de traitement du biogaz :

- **5** comprennent un équipement de déshydratation,
- **3** traitent le sulfure d'hydrogène (H₂S) par injection de chlorure ferrique en amont du digesteur,
- **3** traitent le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone : **2** par filtre à charbon actif, et **1** par tour de lavage à l'eau.

9.4.3 Temps de séjour

Le temps de séjour des solides (TSS) désigne, pour les effluents concentrés en matière sèche, le temps moyen passé par le produit organique dans le réacteur.

Il est calculé par le rapport entre le volume du digesteur et le débit massique de matière brute d'effluents traités.

$$\text{TSS} = \text{Masse d'effluents dans le digesteur} / \text{Débit massique d'effluent traités}$$

Il s'échelonne pour les installations de méthanisation d'ordures ménagères entre **16 et 38 jours**, et la moyenne est proche de **22 jours**.

9.5 Effluents

Les installations de traitement des ordures ménagères traitent essentiellement les déchets solides des ménages, mais également d'entreprises et d'industries agroalimentaires. Elles peuvent les traiter conjointement à des déchets verts et biodéchets, des boues de station d'épuration, et des graisses et huiles.

Les digesteurs des sites traitent annuellement entre **2 000 et 67 000** tonnes de déchets par an, alors qu'ils ont des capacités théoriques comprises entre **18 000 et 107 000** tonnes par an. En 2010, **200 000** tonnes de déchets ont été traitées par les 7 installations en service au début de l'année, ayant une capacité totale de **390 000** tonnes, elles fonctionnent donc en moyenne à **50%** de leur capacité.

9.6 Production de biogaz

La production de biogaz par tonne de MB est comprise **33,25 et 155,2 Nm³/T_{MB}**, la moyenne étant de **104 Nm³/T_{MB}** (moyenne non pondérée).

La production théorique de biogaz des installations mises en service est de **64 000 000 Nm³/an**, dont **52 000 000** par les installations en service au début de l'année 2010. La production réelle de biogaz par ces installations en 2010 a été de **26 000 000 Nm³/an**, la production réelle est donc égale à **50%** de la production théorique. Ceci s'explique en grande partie par le fait que les installations ne traitent pas autant de déchets qu'elles le pourraient. La production théorique de biogaz des installations en construction représente **7 150 000 Nm³/an**.

Le biogaz est composé de **50% à 60%** de méthane, la moyenne étant proche de **55,5%**.

9.7 Énergie valorisée

8 des 9 installations de méthanisation des ordures ménagères valorisent le biogaz produit par cogénération, dont une qui dispose en plus d'une chaudière. Un site valorise le biogaz produit sous forme de biométhane carburant, en attendant de pouvoir l'injecter dans le réseau GrDF. La puissance électrique totale est de 16,4 MW. Le tableau suivant présente l'énergie électrique théoriquement produite par an et réellement produite en 2010 par les installations de traitement d'ordures ménagères.

Quantité d'énergie électrique produite (GWh _{el} /an)	Annuel Théorique	Réel 2010
Opérationnel	51	36,5
En construction	63	

Tableau 21 : Énergie électrique annuellement produite par les installations de méthanisation d'ordures ménagères

Une installation rencontre des difficultés techniques, et une était en cours de montée en charge en 2010, et une installation, le SIVOM de Lille, réalise la mise en place d'installations de valorisation du biogaz par l'injection dans le réseau GrDF et l'utilisation en biométhane carburant, et a donc produit très peu d'énergie en 2010. Le site a pour objectif de valoriser **4 000 000 Nm³/an en injection dans le réseau GrDF, et également 4 000 000 Nm³/an sous forme de biométhane carburant.**

15,4 GWh d'énergie thermique ont été valorisés en 2010

9.7.1 Efficacité énergétique

Les calculs suivants sont effectués à partir des données de 5 installations valorisant de manière optimale le biogaz par cogénération. L'énergie calorifique du biogaz étant le produit entre le volume annuellement produit et son PCI.

Le **rendement électrique** η_{ei} des cogénérateurs est le rapport entre l'énergie électrique produite et l'énergie calorifique du biogaz.

$$\eta_{ei} = \text{Énergie électrique annuellement produite} / \text{Énergie calorifique du biogaz}$$

Le rendement électrique est compris entre **21 et 40 %**, la moyenne étant proche de **30%**.

Le **rendement thermique** des cogénérateurs ou chaudières est le rapport entre l'énergie thermique valorisée et l'énergie calorifique du biogaz.

$$\eta_{et} = \text{Énergie thermique annuellement produite} / \text{Énergie calorifique du biogaz}$$

L'**efficacité énergétique** est le rapport entre l'énergie totale produite par l'équipement de cogénération ou la chaudière et l'énergie calorifique du biogaz,

$$EE = \text{Énergie (électrique + thermique) annuellement produite} / \text{Énergie calorifique du biogaz}$$

3 installations affichent un rendement thermique inférieur à **2%**, alors que les 2 autres sont respectivement de **17%** et **21%**, de manière à ce que l'efficacité énergétique soit proche de **48%**. Il est possible que les exploitants aient compris différemment la donnée sur l'énergie thermique autoconsommée et vendue, incluant ou non le chauffage du digesteur, à moins que l'énergie thermique ne soit pas valorisée pour les installations affichant un rendement thermique presque nul.

9.8 Digestat

Le digestat produit par les installations de méthanisation des ordures ménagères est composté. Les 8 installations en service depuis début janvier 2010 ont produit cette année-là 134 000 tonnes de compost, vendu à des agriculteurs ou cédé gratuitement à la population.

9.9 Données économiques

Les données économiques sont relatives aux sites entiers, composés de l'installation de méthanisation, mais également des équipements de traitements des déchets non méthanisables. D'après les données de 6 installations, les subventions sont de l'ordre de **5%** à **17%** de l'investissement, elles proviennent pour **4** d'entre elles du conseil régional, **3** de l'ADEME, **2** du conseil régional, **2** du FEDER et **1** des fonds structurels.

9.10 Motifs de choix de la méthanisation

Le but de ce type d'installation est avant tout de traiter les déchets. La méthanisation est choisie car elle permet de produire un digestat transformé ensuite en compost, mais également car elle produit de l'énergie, l'électricité vendue réduisant les coûts de fonctionnement de l'installation, et la chaleur produite permettant de réduire les consommations en énergies fossiles. Ce type de traitement pourra également à l'avenir produire du biométhane valorisable en injection dans le réseau GrDF ou en carburant, notamment pour les flottes de bennes à ordures desservant les sites.

10 État des lieux de la filière méthanisation en France en 2011 – Synthèse

Nous avons recensé **197** installations de méthanisation, dont **80** dans le secteur industriel, **41** à la ferme, **7** installations centralisées/territoriales, **60** stations d'épuration et **9** centres de traitement d'ordures ménagères. **46** installations sont en construction, essentiellement dans le secteur agricole. La production théorique totale de biogaz est de **282 000 000 Nm³/an**. La production réelle en 2010 est cours de détermination par le Bureau de l'observation de l'énergie et des matières premières. La puissance électrique totale installée, est de **36,9 MW**, dont **16,4 MW** pour les installations de méthanisation d'ordures ménagères, ce qui correspond à une énergie électrique de **150 GWh/an⁹**. L'énergie thermique produite avoisine les **1100 GWh/an**, l'équivalent en puissance de **126 MW**. La carte suivante présente la répartition des installations en France.

10.1 Répartition géographique des installations en France

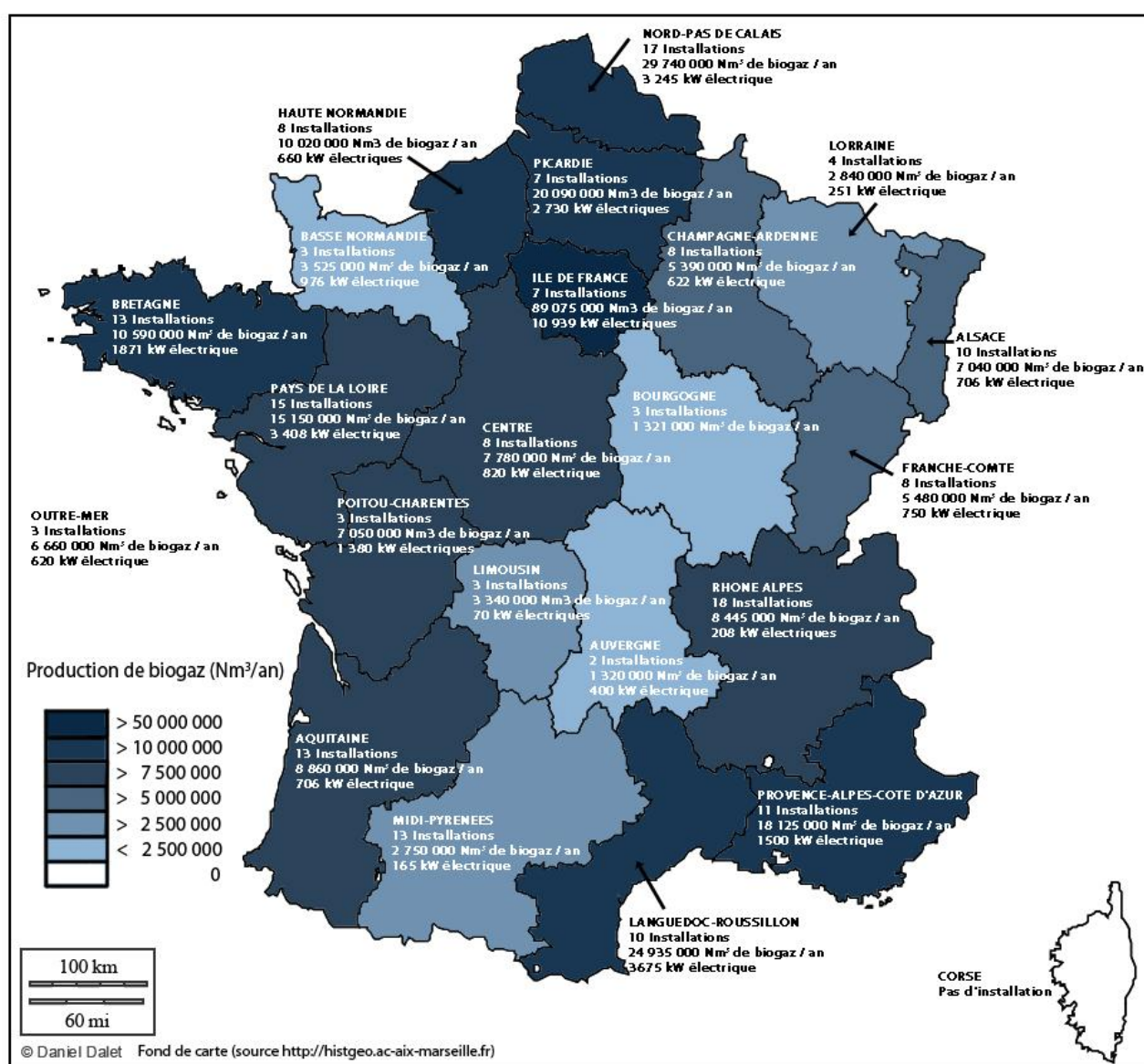


Figure 17 : Répartition des installations de méthanisation en France

⁹ L'énergie électrique annuellement produite par les installations de méthanisation d'ordures ménagères est inférieure à la capacité théorique

10.2 Évolution de la filière méthanisation en France

La production de biogaz a très peu évolué depuis 2001 dans le secteur industriel et depuis 1985 dans le secteur des stations d'épuration, pour lequel un grand nombre d'installations vétustes de petite taille ferment, laissant place à un nombre plus réduit de stations d'épuration de tailles plus conséquentes. En revanche, la méthanisation des effluents agricole, quasi inexistante jusqu'en 2003, connaît depuis 2007 un développement exponentiel. Enfin, la méthanisation des ordures ménagères a également peiné à se développer, puisqu'après la première installation mise en service en 1988, il fallut attendre 2002, puis 2005, avant que de nouvelles voient le jour. Depuis 2008, de nombreux projets aboutissent, puisque 9 installations sont en service mi-2011, et 2 sont en construction.

10.3 Technologies de digesteur

La majorité des méthaniseurs en France ont recours à la technologie infiniment mélangée (77,5%). Cette technique est utilisée par la quasi-totalité des installations de méthanisation d'effluents agricoles, pour lesquelles le brassage mécanique est largement majoritaire, même si la méthanisation par voie sèche commence à se développer. La technologie infiniment mélangée est également utilisée par l'ensemble des stations d'épurations, pour lesquelles les techniques de brassage sont plus variées. Au niveau du secteur industriel, on trouve tous les types de technologies, en majorité l'infiniment mélangé, puis l'UASB.

10.4 Déchets traités

	Stations d'épuration	Effluents agricoles	Industrie	Ordures ménagères
Nombre d'installations	60	48	80	9
Unité	Équivalent habitant (EH)	Tonnes de MS	Tonnes de DCO	Tonnes de MB
Déchets traités par an	17 000 000	106 400	149 400	200 000

Tableau 22: Déchets traités par chaque secteur

10.5 Énergie valorisée

Le mode de valorisation du biogaz produit dépend des secteurs. Le tableau suivant présente la proportion de valorisation par chaudière et cogénération pour chaque secteur. 1 industrie torche la totalité du biogaz produit. 1 station d'épuration utilise une partie du biogaz produit pour l'utiliser en carburant véhicules. Ce mode de valorisation est actuellement en cours de développement, surtout pour le secteur des stations d'épuration et des ordures ménagères. L'injection dans le réseau de gaz naturel va également se développer à partir de l'année 2011, dans le secteur des ordures ménagères, des effluents agricoles, puis des stations d'épuration lorsque l'avis de l'ANSES sera paru.

Concernant le secteur des ordures ménagères, 8 sites sur 9 valorisent le biogaz produit par cogénération, dont un site qui utilise en plus une chaudière. 1 installation valorise le biogaz sous forme de biométhane carburant.

Type de valorisation	Effluents agricoles	Industrie	Station d'épuration	Ordures ménagères
Cogénération	96%	5%	23%	89%
Chaudière	4%	94%	77%	11%
Nombre d'installations	48	80	60	9

Tableau 23: Modes de valorisation du biogaz pour chaque secteur

Le tableau suivant présente la quantité d'énergie produite à partir du biogaz, pour chaque secteur. N'ayant pas de données récentes sur les gaz de décharges, les données présentées sont issues de l'étude Ernst & Young réalisée en 2008 et parue en 2010¹⁰

	Gaz de décharge (2008)	Stations d'épuration	Effluents agricoles	Industrie	Ordures ménagères
Nombre d'installations	301	60	48	80	9
Production de biogaz (MNm ³ /an)	1100-1350	140	34,7	57	64
Énergie primaire de biogaz produit (GWh/an)	4900-6000	905	207	397	355
Production d'énergie électrique					
Capacité électrique installée (MW)	NC	12,172	9,6	1,765	16,4
Électricité produite (GWh)	160	97	81,1	7,105	51
Production d'énergie thermique					
Énergie thermique produite par cogénération (GWh)	0	120	110	8,8	15,4
Énergie thermique produite hors cogénération (GWh)	90	420	0,2	340	0
Production de biométhane (Nm ³ /an)	45 000*	8350	0	0	0

*Donnée 2011

Tableau 24 : Synthèse de la quantité de biogaz produit et de l'énergie valorisée par les installations de méthanisation

La valorisation énergétique du biogaz est généralement d'une meilleure efficacité pour les installations récentes (entre **66%** et **82%** pour les cogénérations, et jusqu'à **92%** pour les chaudières), et donc pour les secteurs récents, comme pour la méthanisation d'effluents agricole ou d'ordures ménagères, puisque le tarif d'achat de l'électricité dépend de l'efficacité énergétique. Elle est en revanche plus faible au niveau des stations d'épuration d'effluents urbains et industriels, pour lesquelles une grande partie du biogaz est torché, et où l'efficacité énergétique n'est peu ou pas recherchée. Elle n'est donc pas mesurée, et dans ce cas les énergies thermiques produites ont été calculées à partir des réponses concernant la part de biogaz torché.

10.6 Le biogaz par rapport aux autres énergies produites en France¹¹

Selon les prévisions du Commissariat Général au Développement Durable, la production de biogaz (gaz de décharge compris) en 2010 représente 7,07 TWh, ce qui correspond à 2,7% de la production primaire d'énergie renouvelable, contre 1,5% en 2009. Cependant, l'énergie valorisée à partir du biogaz est largement inférieure, et non encore chiffrée.

¹⁰ "Etude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz", Ernst & Young, 2010

¹¹ "Bilan énergétique de la France pour 2010", Commissariat général au développement durable, Juin 2011

Type d'énergie	Energie produite (TWh)
Bois énergie	117,5
Hydraulique	67,8
Biocarburants	27,9
Pompes à chaleur	19,8
Incinération déchets urbains	14,0
Biogaz	7,1
Eolien	9,4
Résidus d'agriculture et IAA	4,4
Géothermie	1,0
Solaire thermique	0,7
Photovoltaïque	0,6
Total	252,2

Tableau 24 : Production totale brute d'énergie à partir des ENR en France en 2010

Part de chaque filière dans la production primaire d'énergie renouvelable en 2010

En %

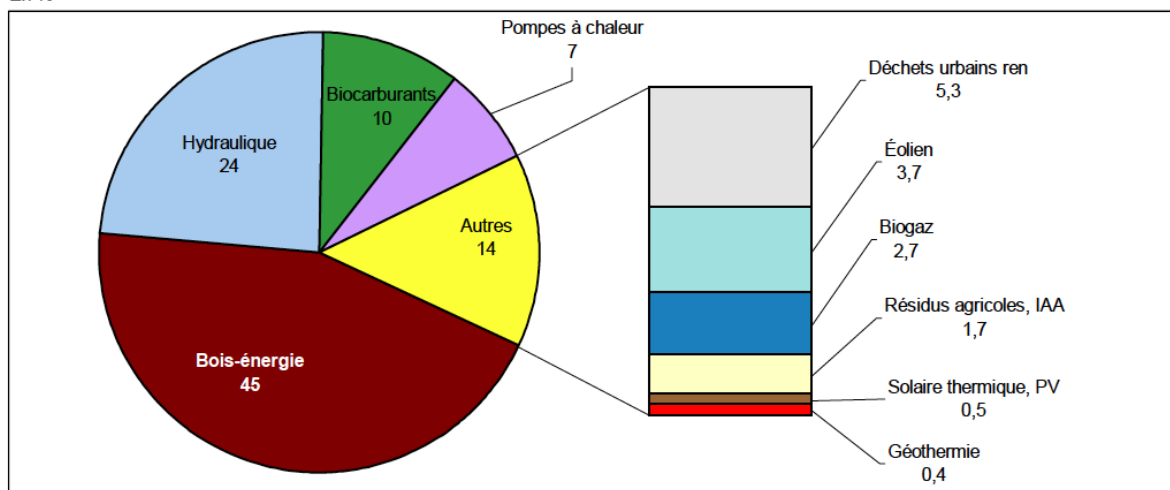


Figure 138 : Part de chaque filière dans la production primaire d'énergie renouvelable en France en 2010 "Bilan énergétique de la France pour 2010", Commissariat général au développement durable, Juin 2011

L'énergie électrique que produiront annuellement les installations en service en juillet 2011) représente moins de 0,05% de la production d'électricité en France. un grand nombre de ces installations sont très récentes, notamment dans le secteur de la méthanisation des effluents agricoles, secteur valorisant la plus grande part d'énergie sous forme d'électricité. Certaines de ces installations n'existaient donc pas en 2010, et celles qui ont été construites en 2009 et 2010 ont produit une quantité de biogaz largement inférieure à leurs capacités nominales. On devrait donc voir – à sa modeste échelle pour l'instant – une augmentation forte de la production électrique issue de biogaz dans les années à venir.

Le biogaz produit a représenté en 2010 **0,44%** de la production totale d'énergie primaire en France. Les énergies nouvelles et renouvelables (ENR) ont représenté **17,5%** de la production d'énergie primaire, mais l'énergie valorisée à partir des ENR **12,5%** de l'énergie valorisée totale.

11 Conclusion

La méthanisation permet de traiter les déchets organiques en produisant du biogaz, valorisable en énergie, électrique et/ou thermique. Le biogaz peut également être converti en biométhane, afin d'être injecté dans le réseau GrDF, ou utilisé comme carburant.

Comme cet état des lieux le montre, la méthanisation connaît en ce moment un important développement, en particulier dans le secteur agricole, où ce développement est exponentiel. La méthanisation des ordures ménagères commence également à se développer. En revanche, la méthanisation des effluents industriels évolue peu, car les industries sont peu nombreuses à se créer, tout comme la digestion anaérobie des boues urbaines, qui a peu évolué depuis 2001. La méthanisation des effluents agricoles et des ordures ménagères étant récente, elle s'accompagne d'une valorisation du biogaz et d'une optimisation de l'efficacité énergétique, alors que les installations de méthanisation d'effluents industriels et d'effluents urbains gaspillent une grande partie d'énergie, car leur but premier est de traiter les effluents et non de produire de l'énergie. Il existe donc un fort potentiel d'amélioration d'efficacité énergétique dans ces installations.

Les nouveaux modes de valorisation que sont l'injection du biométhane au réseau ou sa valorisation en carburant pourraient donner une nouvelle impulsion à la filière, même si ceux-ci nécessitent de lourds investissements.

Nous avons réalisé cet état des lieux à un moment charnière pour le biogaz en France, au moment où les nouveaux tarifs d'achat de l'électricité sont mis en place, et où l'injection et la valorisation biométhane deviennent possibles. Cela permettra donc d'avoir une vision « avant », point de référence pour analyser les évolutions et nous l'espérons, la forte croissance de l'ensemble des secteurs.

Les nouvelles procédures d'identification systématique des projets par l'ADEME, permettront un suivi plus facile des données. Cependant il nous semble intéressant de renouveler cette étude tous les 3 ans environ, le temps que les projets qui se lancent aujourd'hui soient plus ou moins au stade de la mise en service, afin d'observer les tendances sur les sites, nouvelles technologies, valorisations choisies, etc. Cela permettra aussi d'étudier les modifications sur les sites existants : agrandissement, optimisation, évolution des substrats en fonction du marché...

12 Table des illustrations

Figure 1 : Schéma général des installations de méthanisation,- Source : Club Biogaz, 2011 .9	
Figure 2 : Gazomètre double membrane –Source : VSO, 2011	14
Figure 3 : Tarifs d'achat de l'électricité, pour les installations raccordées après le 21 mai 2011	16
Figure 4 : Répartition des installations de méthanisation industrielles en France.....	26
Figure 6 : Motifs de choix de la méthanisation dans le secteur industriel	33
Figure 7 : Répartition des installations de méthanisation d'effluents agricoles en France	35
Figure 8 : Évolution du nombre d'installations opérationnelles de méthanisation agricole en France.....	36
Figure 9 : Évolution de la puissance totale électrique opérationnelle pour la méthanisation agricole en France.....	36
Figure 10 : Fonctionnement des installations de méthanisation agricole – Source : Methaneo, 2008.....	37
Figure 11 : Motifs de choix de la méthanisation d'effluents agricoles.....	43
Figure 12 : Répartition géographique des stations d'épuration équipées de digesteurs anaérobies.....	45
Figure 13 : Schéma général des stations d'épuration équipées de digesteurs anaérobies ...	46
Figure 14 : Devenir des boues digérées de station d'épurations.....	48
Figure 15 : Motifs de choix de la méthanisation en stations d'épurations.....	49
Figure 15 : Motifs de choix de la méthanisation en stations d'épurations.....	49
Figure 16 : Répartition géographique des installations de méthanisation des ordures ménagères.....	51
Figure 17 : Répartition des installations de méthanisation en France.....	55
Figure 148 : Part de chaque filière dans la production primaire d'énergie renouvelable en France en 2010 "Bilan énergétique de la France pour 2010", Commissariat général au développement durable, Juin 2011.....	59

Tableau 1: Source des données.....	23
Tableau 2 : Source des données sur la quantité de biogaz produit.....	24
Tableau 4 : Technologies de digesteur dans le secteur industriel.....	28
Tableau 5 : Tonnage de DCO traité par an dans le secteur industriel.....	30
Tableau 6 : Teneur en DCO des effluents industriels	30
Tableau 7 : Quantité de biogaz produit par tonne de DCO entrante dans le secteur industriel	30
Tableau 8 : Production annuelle de biogaz en secteur industriel	31
Tableau 9 : Part de biogaz valorisé dans le secteur industriel	32
Tableau 10 : Abattement en DCO permis par les installations de méthanisation industrielles	32
Tableau 11 : Tableau de synthèse du secteur de la méthanisation d'effluent agricoles	34
Tableau 12 : Nombre d'installations par région, puissance installée et quantité annuelle de biogaz produit pour les installations de méthanisation d'effluents agricoles.....	35
Tableau 13 : Technologies de digesteur utilisées pour la méthanisation agricole	38
Tableau 14 : Tonnage de matière sèche traitée par les installations agricoles et territoriales	39
Tableau 15 : Quantité de biogaz produit par la méthanisation agricole	40
Tableau 16 : Puissance électrique des équipements de cogénération en méthanisation agricole	41
Tableau 17 : Énergie électrique annuellement produite par les installations de méthanisation agricole	41
Tableau 18 : Énergie thermique annuellement produite par les installations de méthanisation agricole	41
Tableau 19 : Tableau de synthèse de la méthanisation en station d'épuration des eaux urbaines.....	44
Tableau 20 : Énergie électrique annuellement produite par les installations de méthanisation d'ordures ménagères	53
Tableau 21: Déchets traités par chaque secteur.....	56
Tableau 22: Modes de valorisation du biogaz pour chaque secteur.....	56
Tableau 23 : Synthèse de la quantité de biogaz produit et de l'énergie valorisée par les installations de méthanisation.....	57
Tableau 24 : Production totale brute d'énergie à partir des ENR en France en 2010.....	58

13 Annexes

13.1 Annexe 1 : Questionnaire

ETAT DES LIEUX DE LA FILIERE METHANISATION EN FRANCE

Enquête du Club Biogaz de décembre 2010, à envoyer par mail avant le 8 Avril 2011 à Nicolas ANGELI : n.angeli.atee@gmail.com

I) Identification de l'installation de méthanisation

Nom de l'installation :	
Adresse 1 du site :	
Adresse 2 du site :	
Code postal :	
<i>Format de réponse : XXXXX</i>	
Commune :	
Département :	Région :
Téléphone :	Fax :
<i>Format de réponse : XX XX XX XX XX</i>	<i>Format de réponse : XX XX XX XX XX</i>
Mail :	
Site internet de l'installation :	
Situation de l'installation :	Type de site de méthanisation :
<input type="checkbox"/> Opérationnelle	<input type="checkbox"/> A la ferme
<input type="checkbox"/> Fermée	<input type="checkbox"/> Centralisée / Territoriale
	<input type="checkbox"/> Industrie
	<input type="checkbox"/> Station d'épuration
	<input type="checkbox"/> Autre (préciser) :
Capacité nominale de l'installation (t/an) :	
Date d'ouverture de l'installation :	
<i>Format de réponse : JJ/MM/AAAA</i>	
Date de fermeture de l'installation :	
<i>Format de réponse : JJ/MM/AAAA</i>	

II) Identification du maître d'ouvrage de l'installation

Nom du maître d'ouvrage :	
Adresse 1 :	
Adresse 2 :	
Code Postal :	
<i>Format de réponse : XXXXX</i>	
Commune :	
Département :	Région :
Téléphone :	Fax :
<i>Format de réponse : XX XX XX XX XX</i>	<i>Format de réponse : XX XX XX XX XX</i>
Mail :	
Mode de gestion :	
<input type="checkbox"/> Régie	
<input type="checkbox"/> Privé	
<input type="checkbox"/> Marché de prestation de service	
<input type="checkbox"/> Délégation de service public	
Type d'exploitant :	
<input type="checkbox"/> Entreprise	
<input type="checkbox"/> Structure intercommunale	

III) Identification de l'exploitant de l'installation

Nom de l'exploitant :
 Adresse 1 :
 Adresse 2 :
 Code Postal :
Format de réponse : XXXXX
 Commune :
 Département : Région :
 Téléphone : Fax :
Format de réponse : XX XX XX XX XX *Format de réponse : XX XX XX XX XX*
 Mail :
 Type d'exploitant
 Entreprise Autre (préciser) :
 Structure Intercommunale

IV) Identification du contact pour ce questionnaire

Nom : Prénom :
 Téléphone : Mail :
Format de réponse : XX XX XX XX XX

V) Identification des déchets entrants

	Quantité (t/an)	Redevances perçues (€/an)	Si achat, coût en €/t de MB
<input type="checkbox"/> Boues industrielles			
<input type="checkbox"/> Boues d'épuration des eaux			
<input type="checkbox"/> Effluents d'élevage (lisier, fumier...) Préciser le type d'effluent :			
<input type="checkbox"/> Coproduits d'agro-industries			
<input type="checkbox"/> Déchets de la préparation des produits animaux			
<input type="checkbox"/> Ordures ménagères résiduelles			
<input type="checkbox"/> Biodéchets des ménages			
<input type="checkbox"/> Déchets verts			
<input type="checkbox"/> Corps gras (huiles, graisses...)			
<input type="checkbox"/> Cultures énergétiques dédiées			
<input type="checkbox"/> Cultures énergétiques dérobées/intermédiaires, résidus de culture Préciser le type de culture :			
<input type="checkbox"/> Déchets de papiers et cartons			
<input type="checkbox"/> Déchets de restauration, surfaces de vente			

	Quantité (t/an)	Redevances perçues (€/an)	Si achat, coût en €/t de MB
<input type="checkbox"/> Autres déchets Préciser le type :			

Commentaires :

Total de déchets effectivement traités :

Déchets effectivement traités (en t de MB/an) :

Déchets effectivement traités (en t de MS/an) :

Déchets effectivement traités (en t de DCO/an) :

Déchets effectivement traités (en t de MO/an) :

Quantité de pollution éliminée lors du processus de méthanisation (exprimée en %) :

% abattement DCO

% abattement MS

% abattement MO

VI) Equipements de conditionnement et de préparation des déchets

Broyeur :

Oui Type d'équipement :

Non Fournisseur :

 Nombre :

Capacité (tonnes/heures) :

Commentaires :

Presse :

Oui Type d'équipement :

Non Fournisseur :

 Nombre :

Débit (m3/h) :

Commentaires :

Equipement d'hygiénisation :

Oui Type d'équipement :

Non Fournisseur :

 Nombre :

Température de traitement (°C) :

Temps de traitement (en jours) :

Volume (m3) :

Commentaires :

Equipement de dégrillage/tamisage :

Oui Type d'équipement :

Non Fournisseur :

 Nombre :

Commentaires :

Equipement de préchauffage des déchets entrant :

Oui Type d'équipement :

Non Fournisseur :

 Nombre :

Température de chauffage (°C) :

Commentaires :

Fosse de pré mélange :

Oui Type d'équipement :

Non Fournisseur :

 Nombre :

Volume (m3) :

Commentaires :

VII) Méthaniseur

	Digesteur 1	Digesteur 2	Digesteur 3
Volume du digesteur (m3)			
Temps de séjour (en jours)			
Fournisseur			
Nombre de post-digesteurs			
Fournisseur			
<i>Type de technologie</i>			
UASB	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Contact	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Réacteur infiniment mélangé	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
- Agitation mécanique	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
- Piston	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
- Recirculation interne	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
du biogaz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
du digestat	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Lits fixés	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Lits fluidisés/circulants	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Sans agitation	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Autres (préciser)			
<i>Type de digestion (pour le traitement des produits solides)</i>			
Digestion humide	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Digestion sèche	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<i>Température de fonctionnement</i>			
Psychrophile (15-25 °C)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Mésophile (30 - 40°C)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Thermophile (50 - 65°C)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<i>Mode de fonctionnement</i>			
Continu	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Discontinu	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Discontinu séquentiel	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<i>Nombre d'étapes</i>			
Une étape	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Multi-étapes	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Préciser le nombre d'étapes			
<i>Alimentation</i>			
Continue	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Discontinue	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Fournisseur			
Commentaires :			

VIII) Biogaz produit en sortie de digesteur

Biogaz produit (en m3/an) :

Recettes vente de biogaz brut (€/an) :

Teneur du biogaz en CH4 (en %) :

Teneur du biogaz en CO2 (en %) :

Teneur du biogaz en H2S (en %) :

Teneur du biogaz en H2O (en %) :

Teneur du biogaz en N2 (en %) :

Teneur du biogaz en CO (en %) :

Teneur du biogaz en O2 (en %) :

Autres (préciser) :

Gazomètre :

Oui

Non

Type d'équipement :

Fournisseur :

	Nombre :
Technique :	
Commentaires :	

IX) Traitement du biogaz

Le biogaz est-il épuré ?	
<input type="checkbox"/> Oui	
<input type="checkbox"/> Non	
Séchage :	
<input type="checkbox"/> Oui	Type d'équipement :
<input type="checkbox"/> Non	Fournisseur :
	Nombre :
Technique :	
Commentaires :	
Epuración des siloxanes :	
<input type="checkbox"/> Oui	Type d'équipement :
<input type="checkbox"/> Non	Fournisseur :
	Nombre :
Technique :	
Commentaires :	
Désulfuration (traitement des composés soufrés) :	
<input type="checkbox"/> Oui	Type d'équipement :
<input type="checkbox"/> Non	Fournisseur :
	Nombre :
Technique :	
Commentaires :	
Epuración CO2 :	
<input type="checkbox"/> Oui	Type d'équipement :
<input type="checkbox"/> Non	Fournisseur :
	Nombre :
Technique :	
Commentaires :	

Nombre :

Puissance thermique (kW) :

Quantité d'ET produite (MWh/an) :

Quantité d'ET autoconsommée (MWh/an) :

Quantité d'énergie thermique vendue (MWh/an) :

ET vendue à un réseau de chaleur industriel (MWh/an) :

ET vendue à un réseau de chaleur urbain (MWh/an) :

ET vendue à un réseau de chaleur mixte (MWh/an) :

Recettes vente de chaleur (€/an) :

Prix de vente (c€/kWh) :

Commentaires :

Injection dans le réseau GrDF ou équivalent :

Oui

Type d'équipement :

Non

Fournisseur :

Envisagée

Quantité vendue (Nm3 de biométhane) :

Recettes vente de gaz (€/an) :

Prix de vente (c€/kWh) :

Débit par heure de biométhane injecté (Nm3/heure) :

Commentaires :

Valorisation sous forme de carburant :

Oui

Type d'équipement :

Non

Fournisseur :

Envisagée

Quantité autoconsommée (Nm3 de biométhane) :

Quantité vendue (Nm3 de biométhane) :

Recettes vente de carburant (€/an) :

Prix de vente (c€/kWh) :

Coût de carburant évité (€/an) :

Commentaires :

Stockage du biogaz :

Oui

Type d'équipement :

Non

Fournisseur :

Volume (m3) :

Commentaires :

Fournisseur :

Commentaires :

Traitement du digestat :

Oui

Non

Séparation de phases :

Oui

Non

Type d'équipement :

Fournisseur :

Technique :

Commentaires :

Traitement chimique ou biologique :

Oui

Non

Type d'équipement :

Fournisseur :

Technique :

Commentaires :

Digestat composté :

Oui

Norme 44-051

Norme 44-095

Non

Recettes liées à la vente digestat composté (€/an) :

Quantité de compost produit (t/an) :

Quantité de compost autoconsommé (t/an) :

Quantité de compost vendu (t/an) :

Recettes liées à la vente de compost (€/an) :

XII) Éléments économiques

Coût total d'investissement (€) :

Coût de fonctionnement (€/an) :

Temps de retour sur l'investissement :

Montant total des subventions (€) :

Origine des subventions :

ADEME

Région

Autres :

Frais d'entretien de l'installation (€/an) :

Estimation du montant total des frais d'exploitation (€/an) :
Estimation du montant total des recettes (€/an) :

XIII) Commentaires généraux

Motivations pour la création du projet de méthanisation:

- N° Motifs à classer par ordre croissant de 1 à 10, où 1 correspond au motif principal
- Réglementation environnementale à respecter
 - Traitement des odeurs
 - Réduction de la masse à manipuler
 - Qualité agricole du digestat
 - Economies d'énergies réalisées
 - Nécessités économiques
 - Autonomie énergétique
 - Vente d'énergie
 - Conversion agriculture biologique
 - Image/communication

Trois principaux leviers et freins au développement de la méthanisation

Leviers :

- 1
- 2
- 3

Freins :

- 1
- 2
- 3

XIV) Table des conversions

Quelques équivalences :

1 tep (tonne d'équivalent pétrole) = 11,7 MWh = 42 GJ

1 MWh = 0,086 tep = 3,6 GJ

1 GJ = 0,024 tep = 0,28 MWh

1000 m³ de CH₄ = 9,9 MWh PCI = 0,885 tep

XV) Vos commentaires sur le questionnaire