



Méthanisation et production de biogaz

Etat de l'art

APESA
version 1
Année 2007

Sommaire

1. Notions générales	4
1.1. La biologie de la méthanisation.....	4
1.2. La mise en œuvre de la méthanisation en digesteur.....	5
1.3. Le biogaz.....	8
2. Secteurs d'application.....	10
2.1. Le biogaz de ferme	10
2.2. La méthanisation des déchets ménagers	14
2.3. La méthanisation des effluents industriels.....	16
3. Etat de développement	18
3.1. Situation en Europe.....	18
3.2. L'exemple allemand	19
3.3. La méthanisation en France.....	21
4. Valorisation énergétique du biogaz	24
4.1. Panorama des principaux usages actuels du biogaz.....	24
4.2. La valorisation thermique	26
4.3. Produire de l'électricité renouvelable	27
4.4. Produire un biocarburant.....	30
4.5. Injecter dans le réseau du gaz naturel	31
5. Production d'un amendement organique	32
5.1. Caractéristiques du digestat.....	32
5.2. Possibilité d'écoulement.....	34
5.3. Cas de la normalisation	35
6. Perspectives de développement en Aquitaine.....	36

Avant-propos

La méthanisation ou digestion anaérobie est la transformation par écosystème microbien de la matière organique en biogaz, mélange de méthane et de gaz carbonique. Cette voie biologique de transformation est largement répandue dans la nature, elle est à l'origine des gisements de gaz naturel fossile, elle s'observe dans les marais, dans les vases d'estuaires ou encore dans les sédiments des ports maritimes.

Les premières tentatives de production de biogaz en digesteur remontent aux années 1930 avec des procédés rustiques mais fiables : digesteur batch, fosse de méthanisation... Ces procédés sont largement utilisés dans des pays en recherche de substitut énergétique aux bois de combustion (Région sud de l'Inde, certaines provinces de Chine, certains pays asiatiques : Vietnam, Indonésie). La stratégie consiste le plus souvent à produire de l'énergie pour les besoins de cuisson alimentaire ou de pompage d'eau dans les zones reculées de ces pays, dépourvues de réseau énergétique. La méthanisation représente alors une solution au problème de désertification de ces zones, liée à la consommation abusive de bois combustible, avec tous les enjeux de développement qui peuvent y être associés : désertification, érosion des sols, paupérisation, problèmes de santé des populations...¹

Dans les années 1970 suite aux deux crises énergétiques pétrolières, de nombreuses études poussées sur cette technologie a permis le développement de nombreuses unités industrielles et agricoles dans le contexte français. Si pour diverses raisons la filière agricole s'est progressivement arrêté, au contraire au niveau industriel dépolluer tout en produisant une énergie utilisable a été et reste séduisant. Les principaux avantages liés à cette technologie résident dans la faible consommation énergétique du procédé (contrairement à la voie aérobie où l'on injecte de l'oxygène), l'implantation limitée des équipements nécessaires rendant une unité de méthanisation bien plus petite que son homologue aérobie, le rendement d'épuration performant d'un digesteur et pouvant accepter des charges organiques élevés, la faible (voire inexistante) production de boue, la possibilité de valoriser une partie de l'énergie biogaz produite. Pour toutes ces raisons la méthanisation est restée une technologie largement employée dans l'épuration de pollution carbonée industrielle.

Le traitement des déchets municipaux par méthanisation a démarré à l'échelle industrielle en 1988 avec la première installation au monde à Amiens, traitant 80.000t/an de déchets ménagers et utilisant le digesteur mis au point par la société VALORGA. Depuis des améliorations sur la qualité du déchet collecté et/ou trié a permis un développement important de cette technologie en Europe.

Parallèlement pour de nombreux pays, notamment de l'Europe du Nord (Danemark, Suède, Luxembourg, Allemagne, Autriche, Suisse), c'est principalement l'intérêt énergétique qui a conduit au développement de la méthanisation. Des stratégies politiques de développement des énergies renouvelables ont contribué à l'essor de cette technologie avec le plus souvent un couplage avec une gestion territoriale des sous-produits organiques fermentescibles.

Dans le cadre de nos efforts pour la mise en place d'un développement durable, la méthanisation de part ses nombreux atouts, peut avoir une place prépondérante dans beaucoup de secteurs de l'économie et ainsi peser sur les stratégies de développement qui seront mises en place. Ce document dresse un « état de l'art » sur cette technologie en balayant les différents secteurs et filières auxquels est appliquée. Il s'agit d'une synthèse qui permet au lecteur d'avoir une vision globale sur les enjeux et de disposer de données accessibles pour approfondir les différents sujets évoqués.

¹ Lester R. Brown, le plan B, pour un pacte écologique mondial, éditions Calmann-Lévy, 2007, 415p.

1. NOTIONS GENERALES

1.1. LA BIOLOGIE DE LA METHANISATION

La digestion anaérobie – ou méthanisation - est un processus biologique de dégradation de la matière organique en un mélange gazeux de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2) appelé biogaz. Le biogaz produit peut-être récupéré, stocké et valorisé pour la production de chaleur et/ou d'électricité. La méthanisation est observé dans les milieux naturels pauvres en oxygène, et il existe trois types d'écosystèmes méthanogènes naturels:

- Les sédiments marins et lacustres, les milieux inondés (marais, rizières), les boues et les digesteurs dans lesquels la matière organique est complètement dégradée ;
- Les appareils digestifs animaux et humains qui dégradent partiellement la matière et conduisent à la formation de produits intermédiaires assimilés comme éléments nutritifs ;
- Les eaux volcaniques, dans lesquelles la matière organique est absente et où seule la voie hydrogénéophile produit du biogaz.

La digestion anaérobie se déroule généralement à des pH voisins de la neutralité (6.5 à 8.5) et à des potentiels d'oxydoréduction très bas (-300 à -400mV). La gamme des températures peut varier de 10 à 65°C ; on parle de bactéries thermophiles (45 à 65°C), mésophiles (25 à 45°C), psychrophiles (10 à 25°C).

La digestion anaérobie se déroule en trois étapes principales qui sont présentées par la **Figure 1**.

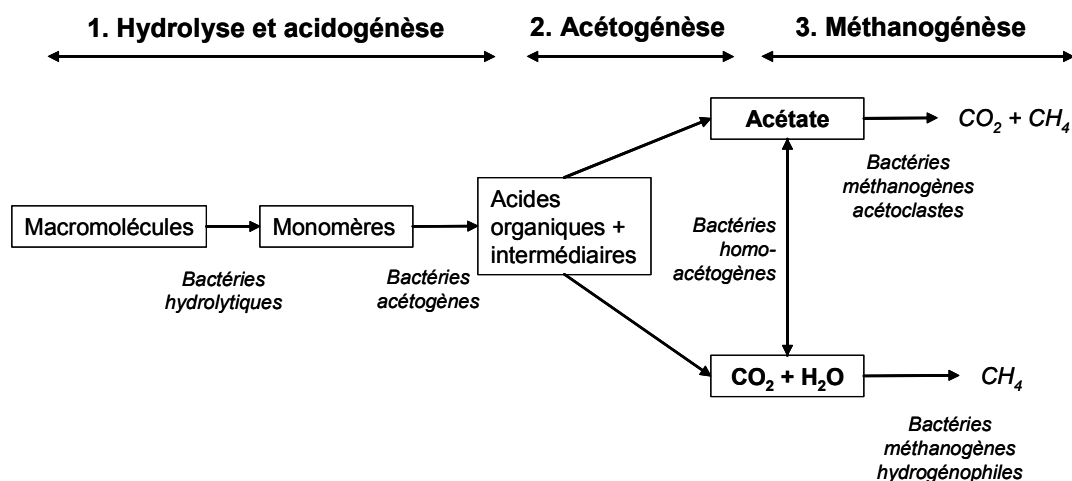


Figure 1 : Voies de dégradation de la matière organique sous conditions anaérobies méthanogènes²

Au cours de l'hydrolyse et de l'acidogénèse, la matière organique est hydrolysée en monomère et transformée par les bactéries dites acidogènes en acides gras volatils ou AGV (acétate, propionate, butyrate...), en alcool, en acides organiques, en hydrogène et en gaz carbonique.

² Extrait de la thèse de Claire Emmanuelle MARCATO, origine, devenir et impact du cuivre et du zinc des lisiers porcins, rôle de la digestion anaérobie, septembre 2007, 185p.

Ces molécules sont ensuite transformées en acide acétique, en hydrogène et gaz carbonique, c'est l'acétogénèse. Au cours de l'ultime étape de méthanogénèse, l'acétate issu des étapes précédentes conduit à la production de biogaz, constitué de CO₂ et CH₄. C'est la voie majoritaire de production de méthane dans un digesteur.

Il existe également une production de biogaz par conversion simple du gaz de fermentation (CO₂ et H₂) en méthane. Cette conversion a une double rôle : en éliminant l'hydrogène gazeux, elle régule la production d'AGV, et elle contrôle la vitesse de catabolisme des acides propionique et butyrique. Ces bactéries sont des bactéries anaérobies strictes, très sensibles aux polluants toxiques et aux traces d'oxygène. De plus, elles sont les plus lentes du système, et ce sont donc elles qui régulent la vitesse globale de la digestion. En cas de dysfonctionnement du procédé (surcharge, variation de température ou de pH), la réponse se traduit par une accumulation des acides gras volatils dans le milieu et une inhibition de la méthanogénèse.

D'une manière générale la digestion anaérobie est stable lorsque l'installation de méthanisation est correctement dimensionnée. L'accumulation de deux types d'intermédiaires peuvent poser des problèmes sur la stabilité de la réaction globale : l'accumulation de l'hydrogène ou celle des AGV. Ces accumulations sont liées aux flux des métabolites. L'accumulation des AGV peut entraîner des baisses de pH qui peuvent inhiber la fermentation globale. L'accumulation d'hydrogène peut inhiber l'acétogénèse et la méthanisation sur acétate ce qui conduit ensuite à une accumulation d'AGV.

1.2. LA MISE EN ŒUVRE DE LA METHANISATION EN DIGESTEUR

Nous ne traiterons pas dans ce document de la méthanisation en Centre d'Enfouissement Technique. La production de biogaz est fatale dès lors que l'on confine de la matière organique humide en condition d'anaérobiose. La réglementation environnementale impose aux exploitants de collecter le biogaz et au minimum de le détruire au moyen d'une torchère conforme à la réglementation en terme d'émissions atmosphériques. Il existe plusieurs cas où les conditions économiques permettent de valoriser le biogaz en électricité laquelle est vendue sur le marché de l'énergie³.

La mise en œuvre de la méthanisation en digesteur va dépendre de plusieurs paramètres, parmi les principaux nous retiendrons :

- Le type de matière organique (particulaire ou soluble)
- La teneur en matière sèche (solide ou liquide)
- La maîtrise de la technicité (système extensif ou intensif)

Le traitement anaérobie est particulièrement bien adapté aux effluents chargés et à ceux qui contiennent une forte proportion de carbone par rapport à l'azote et phosphore. Dans certains cas il est nécessaire de rajouter des compléments nutritionnels pour faire face aux carences ou à la non biodisponibilité d'éléments indispensables à l'activité microbienne. D'une manière générale on considère que la composition des effluents doit se rapprocher des conditions suivantes : DCO/N/P : 600/7/1.

Ainsi la technologie anaérobie va s'adapter aux caractéristiques de l'effluent à traiter et aux conditions d'exploitation. Elle est d'une grande diversité :

³ Arrêté tarif rachat électricité ; arrêté.... Collecte biogaz CET

- **Mono, bi étagée** : en mono étagé toutes les réactions biologiques se font dans un même réacteur ; les systèmes à deux étapes comprennent un réacteur d'hydrolyse et d'acidogénèse suivis d'un réacteur d'acétogénèse et de méthanogénèse.
- **Infiniment mélangé, piston, discontinu** : le réacteur infiniment mélangé est l'une des premières technologies utilisées pour les boues de station d'épuration d'eaux usées. L'unité comprend un digesteur mélangé par un moyen mécanique ou par recirculation de biogaz sous pression (« gas lift »). Dans certains cas un décanteur placé en aval du digesteur permet de récupérer des boues qui sont réintroduites dans le réacteur permettant ainsi de recycler une partie des microorganismes. Dans un digesteur piston l'effluent est introduit à une extrémité du réacteur et est soutiré par l'extrémité opposée. Le temps de séjour hydraulique peut ainsi être correctement contrôlé ; on trouve souvent ce genre de réacteur pour le traitement d'effluents à forte teneur en matière sèche (>25%MS/PB). Citons enfin le digesteur discontinu (mis au point dans les années 1930 par Ducellier et Isman) fonctionnant essentiellement sur des effluents solides de type fumier.
- **Lit de boue, Lit fixé** : la stratégie employée dans un réacteur anaérobie est principalement axée sur le maintien de la biomasse dans le digesteur. On « joue » sur la capacité des micro-organismes à se regrouper entre eux pour former des « floccs » ou des « granules » ou bien à se fixer sur un support pour constituer des « biofilms ». Le digesteur à lit de boues consiste à faire passer l'effluent à traiter au travers d'un lit de boues. La vitesse ascensionnelle de l'effluent est relativement faible, les microorganismes se forment en floccs et la décantation se réalise dans le réacteur. La maîtrise de l'hydraulique est importante et à noter que ce type de réacteur a un « caractère » fortement piston. Le lit fixé, appelé également « filtre anaérobie » est réalisé avec un support solide réparti dans le réacteur. Le support va être colonisé par des biofilms anaérobies. L'effluent traverse le support (ascendant ou descendant) ; plus la surface d'échange biofilm/effluent est importante plus le rendement de biodégradation est grand.
- **Réacteur UASB, lit fluidisé et autres technologies** : la technologie UASB repose sur la capacité des micro-organismes à former des granules. Le réacteur est dimensionné de sorte que les vitesses ascensionnelles de l'effluent soient inférieures à $1\text{m}\cdot\text{h}^{-1}$. Cette technologie est souvent utilisée pour des effluents à forte DCO soluble (effluent de papeterie, de brasserie...). Les lits fluidisés mettent en œuvre un support où se développe un biofilm. Un courant d'effluent, très souvent ascendant sur des unités industrielles, permet de maintenir en suspension ces supports. Ce type de réacteur permet d'accepter des charges organiques très importantes. A noter d'autres variantes de réacteurs adaptés à des effluents industriels spécifiques.

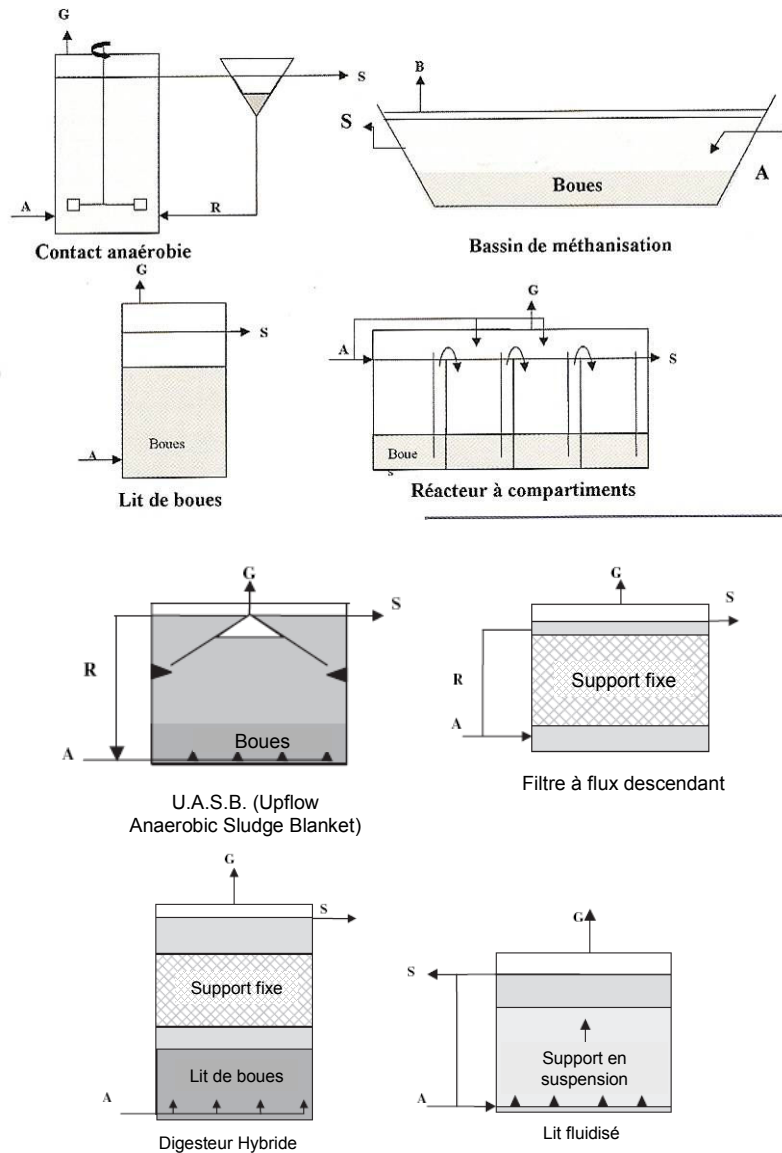


Figure 2 : Principes de fonctionnement de différents réacteurs anaérobies (source : Moletta.R, L'eau, l'industrie, les nuisances, n°300, mars 2007).

Les charges organiques appliquées en digestion anaérobie sont très élevées et peuvent varier de 1 à 40 kg de DCO par m³ de réacteur et par jour selon la technologie employée, le degré de biodégradabilité anaérobie de l'effluent et la température utilisée.

Les rendements de biodégradation de la matière organique sont eux aussi très importants. Ils sont de l'ordre de 60 à 70 % en réacteur infiniment mélangé sur des produits à forte concentration en matière solide et peuvent atteindre 95% d'abattement dans le cas de DCO soluble dans un réacteur à lit fixé ou fluidisé.

La biodégradation de la matière organique permet la libération de biogaz, mélange de méthane et de dioxyde de carbone. On considère en théorie qu'une tonne de DCO éliminée permet la production de 760 m³ de biogaz à 50% de méthane. Cependant selon la nature des produits traités et les conditions de fonctionnement du réacteur anaérobie, la production de biogaz va varier ainsi que sa teneur en méthane, donc son pouvoir calorifique.

1.3. LE BIOGAZ

La connaissance du biogaz remonte en 1776 où A.Volta montre que le gaz issu de la décomposition des vases de marais était combustible. Les différentes techniques de fermentation ont été mises au point dans la première moitié du XX^{ème} siècle. La méthanisation des boues d'épurations d'eaux usées a permis dans les années 1960/70 de grandes avancées sur la mise au point de digesteur. Dans les années 1970, les chocs pétroliers ont entraînés de nombreuses recherches sur la production de biogaz et sa valorisation. De nombreuses installations ont été construites sur effluents industriels et sur effluents agricoles. Le contre choc pétrolier à rendu obsolète la production ed biogaz à des fins énergétiques. C'est l'une des raisons de l'échec du « biogaz à la ferme » et de la disparition de la centaine de digesteurs qui équipaient différents types d'élevages. Au niveau industriel, la méthanisation a permis de répondre aux contraintes environnementales de dépollution des effluents. Dans la plupart des cas les unités de méthanisation ont continué à fonctionner pour dépolluer ; le biogaz est souvent brûlé ou au pire perdu à l'atmosphère. Avec le contexte énergétique actuel, la valorisation du biogaz retrouve un intérêt économique.

La composition du biogaz va varier en fonction des sources de production, les molécules majoritaires seront le méthane (CH₄, 50 à 75% v/v) et le dioxyde de carbone (CO₂, 25 à 50% v/v). Produit en milieu humide, il s'agit d'un gaz saturé en eau et corrosif par la présence notamment d'hydrogène sulfuré (H₂S, 200 à 5000 ppm).

Le biogaz est une énergie renouvelable qui est à apparenter au gaz naturel fossile.

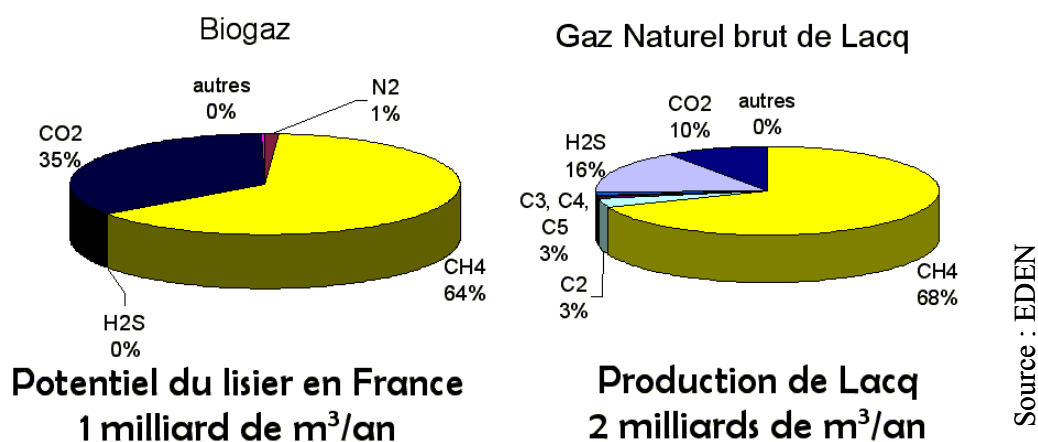


Figure 3 : Comparaison de la composition du biogaz de lisier et du gaz naturel fossile de Lacq

L'intérêt énergétique de ce biogaz réside dans la teneur plus ou moins importante en méthane qui lui confère un pouvoir calorifique.



Figure 4 : Equivalence énergétique du méthane (source M.MOLETTA, 2006)

Ainsi selon la source de matière organique utilisée la production de biogaz va varier tant en volume de biogaz produit qu'en teneur en méthane. Ces deux paramètres vont donc influencer le PCI final du biogaz. Il existe un test appelé potentiel méthanogène qui permet de déterminer l'intérêt d'un produit organique à être méthanisé et à produire du biogaz. Le graphe suivant classe selon la nature de la matière organique différents produits selon leur potentiel méthanogène.

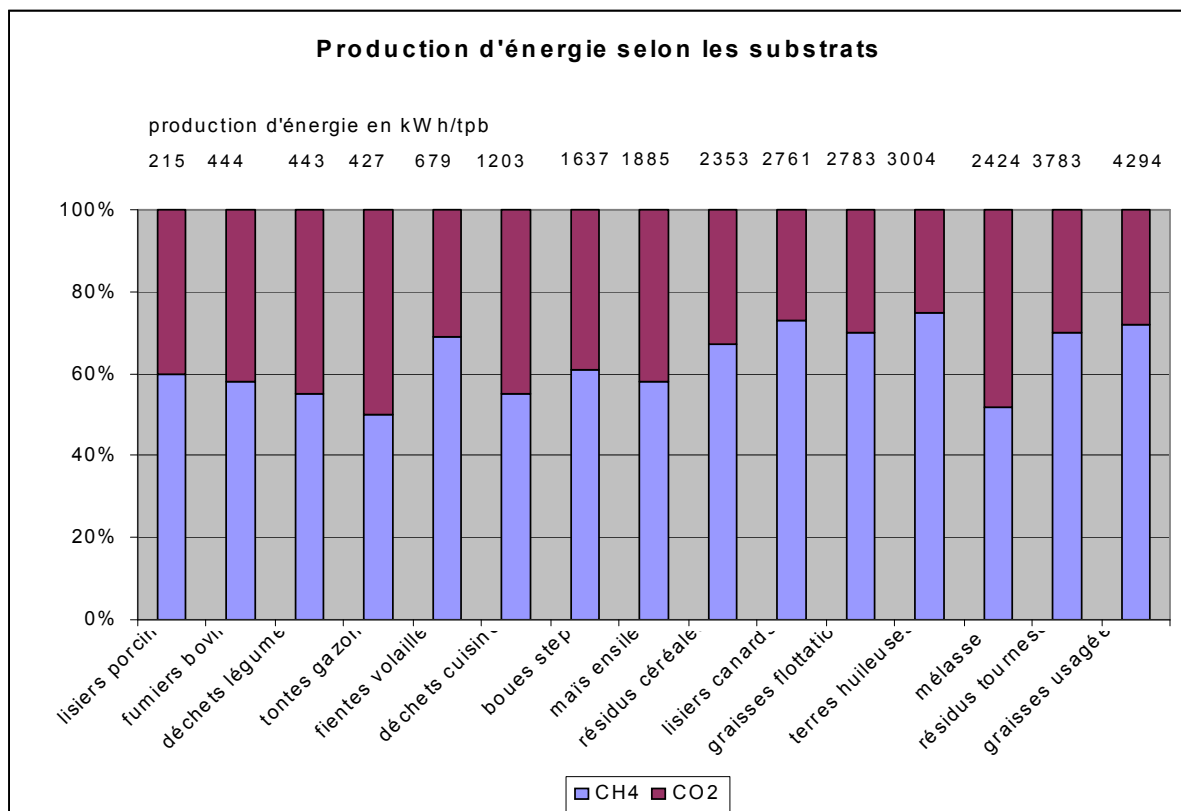


Figure 5 : Comparaison de la composition du biogaz et du potentiel énergétique de différents substrats (source APESA,2007)

2. SECTEURS D'APPLICATION

La méthanisation s'applique à différents secteurs de l'activité économique avec un objectif principal qui peut changer d'un domaine d'activité à l'autre. Ainsi en milieu agricole la méthanisation va s'appliquer dans un objectif de production d'énergie, en milieu industriel agro-alimentaire la méthanisation va s'appliquer essentiellement pour ses performances d'abattement de la pollution carboné, pour les déchets ménagers les avantages liés à la maîtrise des odeurs et à la faible empreinte au sol d'une unité seront plébiscités. Nous donnerons ainsi un aperçu de l'application de la méthanisation aux principaux secteurs d'activités.

2.1. LE BIOGAZ DE FERME

2.1.1. Eléments de contexte

L'exploitation agricole est par définition une usine de production de biomasse. De nombreux produits peuvent être utilisés en méthanisation pour produire de l'énergie. L'intérêt du secteur agricole réside également dans la possibilité de valoriser les digestats produits. Parmi les sources de matières premières citons : les différents types d'effluents d'élevages (fumier et lisier), les résidus de culture, les co-produits de transformation... l'utilisation de cultures végétales dédiées peut même être envisagée comme c'est le cas en Allemagne (cf. chapitre 3).

La production de biogaz va varier selon la nature de la matière première. La figure suivante présente des potentiels méthanogènes de différents produits issus de la filière agricole.

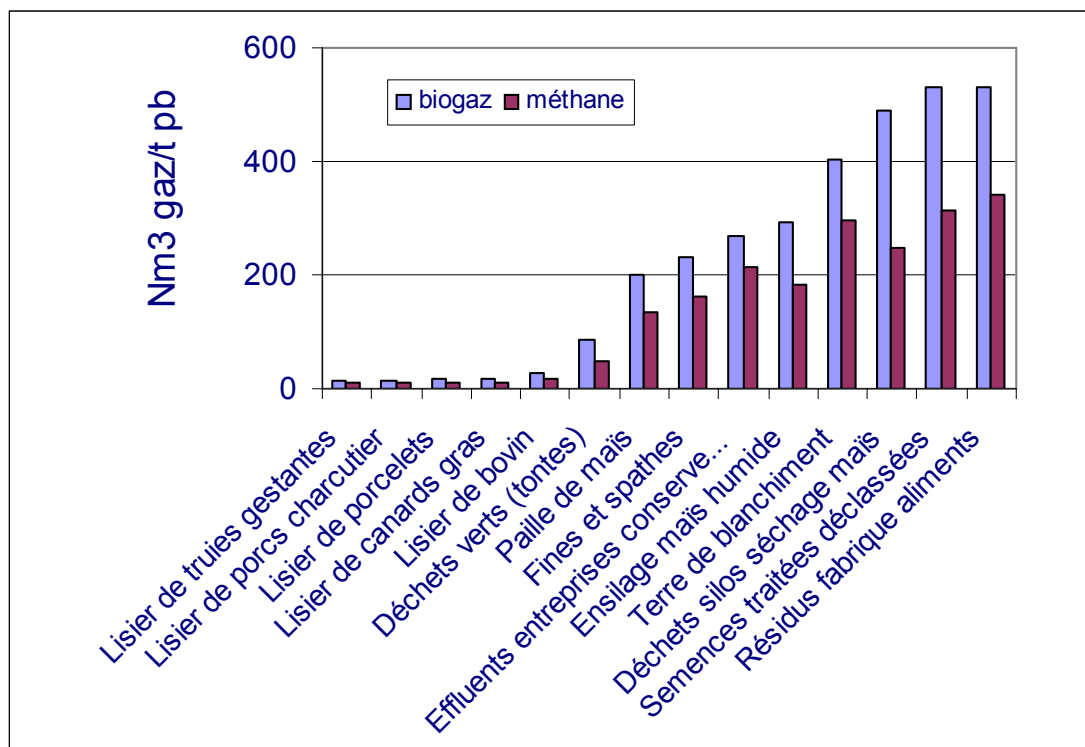


Figure 6 : Production de biogaz de différents substrats d'origine agricole (source APESA, 2007)

Un plan de développement de la méthanisation agricole a été mis en place en France de 1979 à 1983. Il a conduit à la construction d'une centaine d'installations à la ferme dont seulement 2 sont encore en fonctionnement aujourd'hui. L'unité basée à Montardon, Aquitaine – Pyrénées Atlantiques, sur le site de l'AGPM sert encore de référence pour traitement des lisiers de porcs⁴. Les raisons de cet échec de développement sont dues à plusieurs facteurs : la non adéquation entre niveau de production énergétique et les possibilités de consommation sur une exploitation agricole, un tarif de rachat de l'énergie (électricité notamment) trop bas, des erreurs de conception d'installations entraînant des dysfonctionnements et des exigences d'accompagnement technique inadéquates au fonctionnement d'une exploitation agricole. Cette contre-performance a donné une mauvaise image à la méthanisation en milieu agricole.

La situation actuelle du développement de la méthanisation agricole a fortement évolué depuis 2 ans, notons les aspects suivants :

- Un nouvel engouement en France pour cette filière depuis le nouvel arrêté tarifaire pour l'achat d'électricité issue de biogaz⁵.
- Un développement très important en Allemagne depuis 1999 en raison d'une politique volontariste d'accompagnement par des tarifs d'achats de l'électricité produite élevés.
- Un recul de plus de 20 ans au Danemark avec une approche territoriale de la gestion des matières organiques fermentescibles ; approche qui a conduit à la mise en place de schémas collectifs de traitement de ces sous-produits.

2.1.2. Technologies employées

La technologie employée pour la méthanisation de substrat agricole est le digesteur infiniment mélangé brassé. Pour des tailles d'exploitation relativement importantes, un digesteur dédié est mis en place. En général le digesteur est de type « silo vertical⁶ », isolé thermiquement, muni d'un système d'échange chaleur eau/effluents et muni d'agitateurs mécaniques.

⁴ Pouech P. et al. 2005. Intérêt de la co-digestion pour la valorisation des lisiers et le traitement de déchets fermentescibles à l'échelle d'un territoire. *Journées de la Recherche Porcine*, 37, 39-44.

⁵ Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz (voir chapitre 4.3).

⁶ On entend par silo vertical une cuve dont la hauteur est supérieure au diamètre de la circonférence.



Photo 1 : réacteur infiniment mélangé –digesteur gazomètre, 15m³/jour d'effluent – 5000m³/an de lisiers de porcs - AGPM, Montardon (F-65)



Photo 2: Installation au biogaz de plus grande envergure avec plusieurs digesteurs infiniment mélangé – LIPP (A)

Les fosses de stockages d'effluents peuvent également être converties en digesteur. Les technologies employées prévoient généralement une couverture du toit des fosses, la mise en place d'un agitateur mécanique, l'isolation des parois et l'ajout d'un système d'échange chaleur.



Photo 3: réacteur continu infiniment mélangé - fosses digesteur/gazomètre - installation du GAEC Oudet (F)



Photo 4: réacteur continu infiniment mélangé - intérieur d'une fosse/digesteur pour effluents d'élevage – Schmack (A)

La prédominance de fumiers dans les diverses exploitations agricoles au niveau français pourrait entraîner la mise en place de système de méthanisation en voie sèche en fonctionnement discontinu. Les performances de ce type d'installation demandent à être validées en conditions d'exploitation réelles.



Photo 5: réacteur discontinu - intérieur d'une fosse/digesteur pour fumiers bovins – Installation de D.Brosset (F-85)

2.1.3. Intérêts du biogaz à la ferme

Au niveau agricole l'intérêt de la méthanisation réside principalement à deux niveaux :

- La production d'énergie issue de biomasse avec comme perspective à plus ou moins court terme de développer de nouveaux débouchés pour l'agriculture et de transformer l'agriculteur en producteur d'énergie renouvelable.
- L'utilisation du digestat comme fertilisant organique dans la mesure où les surfaces agricoles disponibles sont importantes et où la méthanisation permet d'obtenir au produit « stabilisé » et « caractérisé » du point de vue de l'intérêt agronomique.

2.2. LA METHANISATION DES DECHETS MENAGERS

Alors que la méthanisation des boues de station d'épuration est utilisée depuis plus d'un siècle, il a fallu attendre les années 1980 pour que les premiers pilotes industriels capables de traiter des déchets solides tels que des déchets ménagers apparaissent. Faisons remarqué que l'on parle de digesteur en continu et non de système « batch » déjà expérimentée dans les années 1930 par Ducellier et Issman sur des fumiers. L'usine d'Amiens en France a été construite en 1988 et est restée pendant plus de 10 ans la plus importante unité au monde de méthanisation de déchets municipaux (80.000 tonnes/an). Malheureusement les difficultés de démarrage de cette usine (liées notamment à la chaîne de tri/séparation en amont des digesteurs) ont donné une image négative à cette filière.

Depuis quelques années les éléments de contexte ont beaucoup changé et la méthanisation est devenu une technique de traitement de premier plan en raison notamment :

- De la maturité acquise sur les procédés de digestion industriel en milieu solide
- De la l'amélioration de la qualité des collectes en amont permettant aux équipements de chaîne de tri de mieux fonctionner et garantissant une qualité accrue des digestats ;
- De la possibilité de traiter du biodéchet issu de collecte sélective.



Figure 7 : Situation du développement de la méthanisation des déchets ménagers en Europe (Source Harmonie, Comm. Agglo Montpellier, 2006)

Plusieurs collectivités ont lancé des études pour la réalisation d'unités de méthanisations sur la fraction triée des ordures ménagères et/ou sur les biodéchets collectés en porte à porte.

Principaux opérateurs proposant des unités de traitement par méthanisation :

- VALORGA INTERNATIONAL : digesteur mixte piston/infiniment mélangé avec injection de biogaz sous pression et maturation aérobie du digestat.
- VINCI – procédé Kompogas (procédé suisse) : digesteur piston, fonctionnement en thermophile avec compostage du digestat.
- LINDE : digesteur infiniment mélangé en phase liquide.

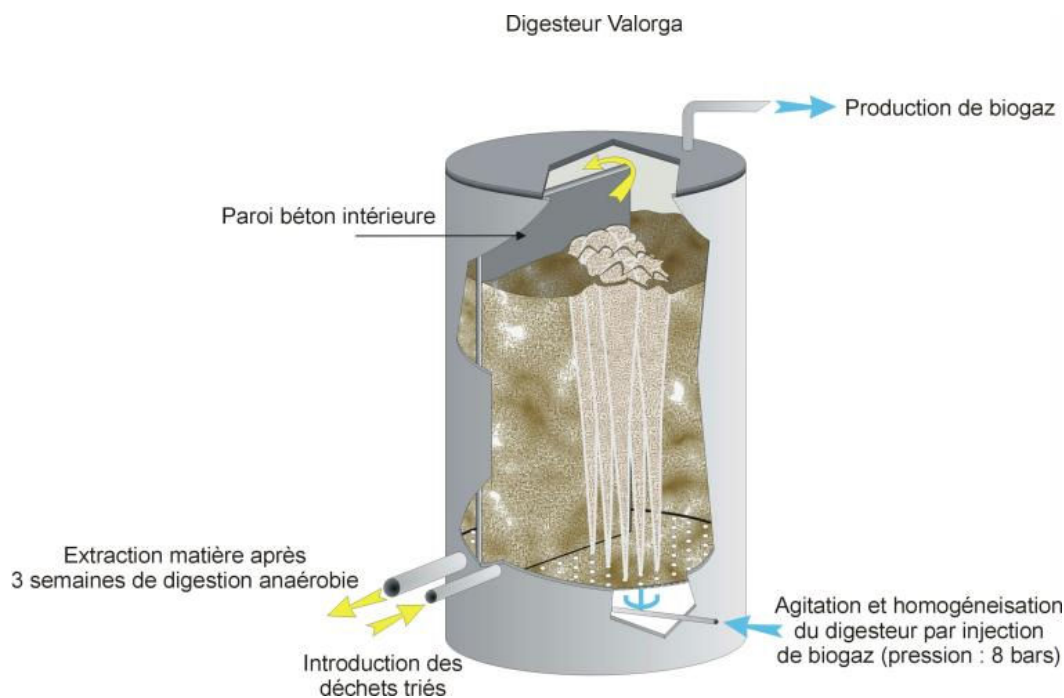


Figure 8 : Schéma de principe du fonctionnement du digesteur VALORGA (source VALORGA INTERNATIONAL)

2.3. LA METHANISATION DES EFFLUENTS INDUSTRIELS

Le développement de la technologie de méthanisation pour les effluents industriels remonte aux années 1970. Elle présente les avantages d'être économe en énergie et de permettre des taux d'abattement très importants de la pollution carbonée. L'amélioration du rendement des réacteurs (voir chapitre 1.2) et la fiabilisation des procédés permettent un développement important de la méthanisation en milieu industriel. Différents secteurs de production sont concernés : l'agroalimentaire, la papeterie, la chimie, le secteur viticole, les laiteries...

La méthanisation s'adapte à la fois à la taille de l'entreprise (volume d'effluents à traiter par jour) et à la nature de l'effluent (différentes technologies disponibles en fonction de la composition de l'effluent : infiniment mélangé, lit fixé, UASB...)

Le parc en Europe reste le plus important au monde. Cela vient du fait notamment de l'avancée technologique acquise ; notamment aux Pays Bas avec la mise au point du procédé UASB. En nombre d'unité la France est le pays européen comportant le plus d'installation de méthanisation (environ 150 unités fonctionnelles).

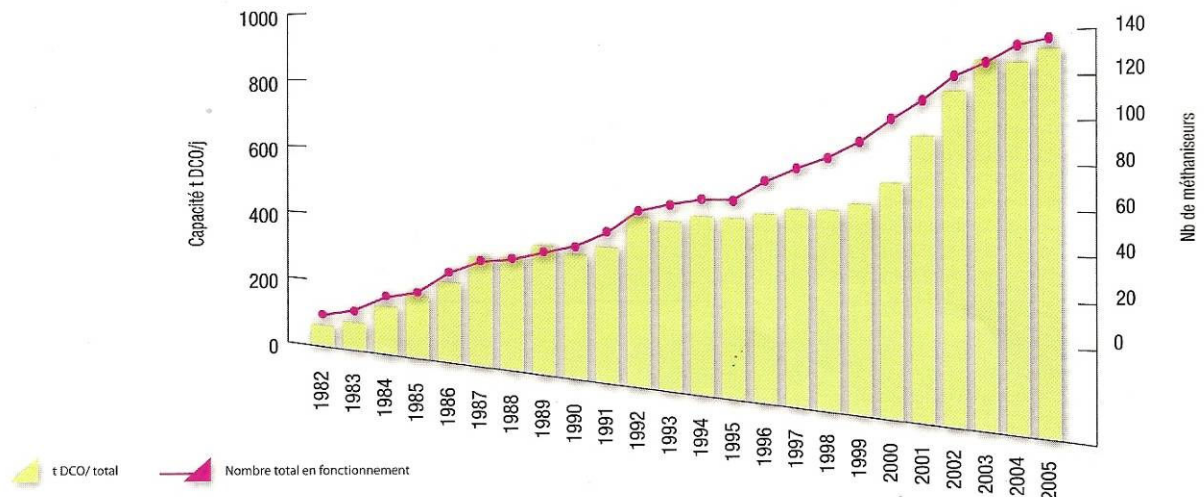


Figure 9 : Evolution de la méthanisation des effluents industriels en France⁷

Une large gamme d'effluents est concernée par la technologie de méthanisation.

Dans les industries agroalimentaires les effluents sont plus ou moins chargés en matière organique et connaissent en général d'importantes variations de production (saisonnalité de l'activité). Les principaux secteurs concernés sont les suivants :

- Les effluents riches en alcools : distilleries, cave viticoles, brasseries
- Les effluents riches en sucres solubles : industries de transformation des fruits, boissons
- Les effluents riches en amidon : amidonnerie, industries de la conserve et légumes
- Les effluents issus de production animales : laiteries, fromageries, abattoirs

L'une des particularités des unités agroalimentaires réside dans la saisonnalité de production des effluents qui va demander de bien étudier l'adéquation entre la production d'effluent, la capacité de traitement et la possibilité d'utilisation de l'énergie (énergie thermique notamment).

Dans les papeteries les différents effluents produits (boues, liqueurs blanches...) peuvent être traités par méthanisation. L'intérêt de la méthanisation au delà de la dépollution des effluents réside dans les besoins généralement importants en chaleur sur les unités de production ; de plus le fonctionnement de ces unités est généralement constant sur toute une année.

Enfin le secteur de la chimie est potentiellement producteur de molécules organiques dégradables par méthanisation (acide acétique, dérivés carbonés...).

Par ailleurs notons l'intérêt que peut représenter la méthanisation dans le cadre d'un regroupement d'effluents d'entreprises de petite et moyenne taille ; on parlera alors de codigestion. Différents exemples existent avec des technologies basées sur des réacteurs infiniment mélangés (type effluents d'élevage, boue de step)⁸.

⁷ La méthanisation des effluents industriels, février 2006, agence de l'eau Adour-Garonne.

⁸ ADÆSO, UPPA-LFC, 2003. Amélioration de la dispersion de déchets graisseux agroalimentaires dans des boues d'assainissement afin d'améliorer leur traitement par biodégradation anaérobie.

Au niveau des installations industrielles la méthanisation s'intègre dans une chaîne de traitement comprenant des étapes de pré-traitement, de finition, de séparation des boues, de gestion/valorisation du biogaz. Plusieurs offres de constructeurs existent sur le marché : Biothane (Pays-Bas), Biotim (Belgique), Pâques (Pays Bas), Proserpol (France), Valbio (France), Veolia (France), Ondeo (France)...

En termes de comparaison de coût de traitement « anaérobie » et « aérobie », la méthanisation présente un surcoût généralement de 20% par rapport aux investissements. Cependant avec des coûts de fonctionnement plus faibles et des recettes potentielles dégagées par la valorisation d'énergie, le coût de traitement de la DCO reste plus faible pour la méthanisation vis-à-vis d'une filière aérobie.

3. ETAT DE DEVELOPPEMENT

3.1. SITUATION EN EUROPE

La méthanisation est une technologie mure qui peut voir son développement s'intensifier rapidement dans différents secteurs économiques (voir chapitres précédents). Les objectifs du livre blanc de l'Union européenne fixe à 15 Mtep l'énergie primaire produite à partir de biogaz en 2010 ; en 2005 l'union européenne (à 15 états membres) produisait environ 5 Mtep d'énergie primaire issue du biogaz.

	2004				2005			
	Décharges	Station	Autres	Total	Décharges	Station	Autres	Total
	Landfill Gas	d'épuration Sewage sludge gas	biogaz Other biogas		Landfill gas	d'épuration Sewage sludge gas	biogaz Other biogas	
United Kingdom	1 327,0	177,0		1 504,0	1 421,0	179,0		1 600,0
Germany	573,2	369,8	351,7	1 294,7	573,2	369,8	651,4	1 594,4
Italy	297,7	0,3	37,5	335,5	334,1	0,4	42,0	376,5
Spain	219,1	52,4	23,6	295,1	236,5	56,8	23,6	316,9
France	127,0	77,0	3,0	207,0	129,0	77,0	3,0	209,0
Netherlands	67,1	53,8	28,9	149,8	59,8	50,7	29,6	140,1
Denmark	13,8	19,8	55,6	89,3	14,3	20,5	57,5	92,3
Belgium	56,3	9,7	7,8	73,8	56,3	9,7	7,8	73,8
Czech Republic	18,6	28,7	2,9	50,2	21,5	31,4	2,8	55,8
Poland	21,5	23,9		45,4	25,1	25,3	0,3	50,7
Austria	11,8	19,1	14,5	45,4	11,8	19,1	14,5	45,4
Greece	20,5	15,5		36,0	20,5	15,5		36,0
Ireland	19,9	4,8	5,1	29,9	24,9	4,8	5,1	34,8
Sweden	12,0	22,1	1,2	35,3	10,1	18,7	0,9	29,8
Finland	16,6	9,9		26,5	16,6	9,9		26,5
Portugal			4,5	4,5			10,0	10,0
Slovenia	5,8	0,9		6,6	6,0	0,7		6,8
Luxembourg			5,00	5,0			6,7	6,7
Slovakia		5,7	0,2	5,9		5,7	0,2	5,9
Hungary	0,7	2,6	0,2	3,5	0,8	2,9	0,2	3,8
Total EU	2 808,6	893,1	541,7	4 243,3	2 961,4	898,0	855,6	4 715,0

Figure 10 : Production d'énergie primaire à partir de biogaz dans l'union européenne (en ktep, source EuroObserv'ER, 2006)

Le Royaume Uni reste le plus grand producteur d'énergie issue de biogaz en raison essentiellement de la politique mise en place depuis plus d'une décennie sur la collecte et la valorisation du biogaz de centre d'enfouissement technique.

L'Allemagne est le deuxième producteur d'énergie issue de biogaz avec une forte progression ces 5 dernières années liées à la mise en place d'une politique très incitative de rachat d'électricité issue de biogaz (voir chapitre suivant).

L'Italie et la France sont considérées comme les deux pays où le développement de la méthanisation devrait être significativement important dans les toutes prochaines années. Ces perspectives sont essentiellement liées aux nouveaux tarifs de rachat d'électricité (voir chapitre 4.3).

3.2. L'EXEMPLE ALLEMAND

Le secteur de la production d'énergie à partir de biogaz s'est fortement développé en Allemagne ces dernières années. Il est devenu une branche à part entière du secteur en plein essor des bioénergies.

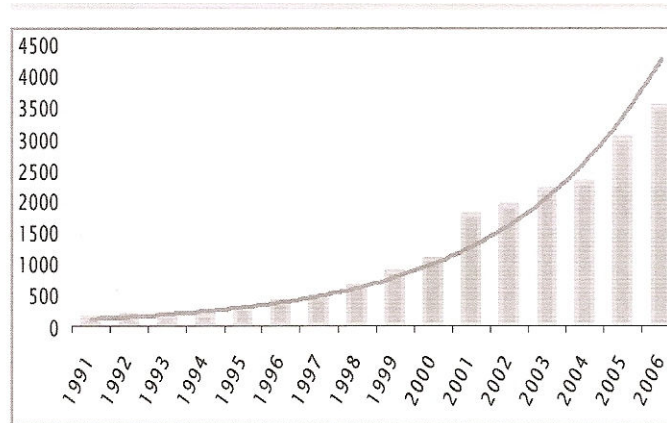


Figure 11 : Progression des installations de biogaz en Allemagne (en GWh, source CA Chevreux, 2007)

L'électricité issue du biogaz représente 10% de l'électricité produite en Allemagne.

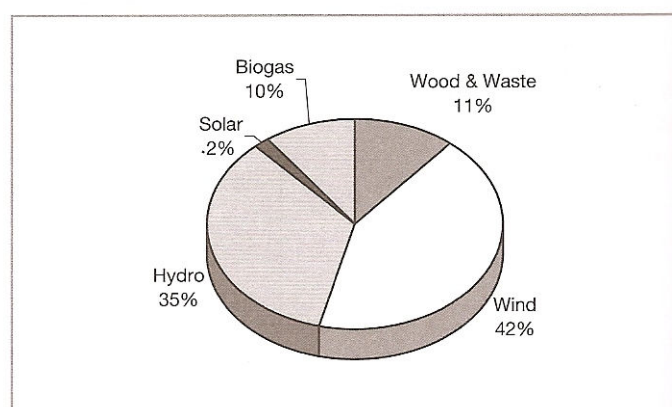


Figure 12 : Origines de la production d'électricité en Allemagne (source CA Chevreux, 2007)

Le secteur agricole est principalement concerné. Dans les installations développées en Allemagne, le biogaz est produit à partir de résidus agricoles, de déchets industriels ou de cultures énergétiques dédiées.

Les conditions de rachat de l'énergie issue de biogaz sont très favorables, le biogaz est généralement valorisé dans des centrales de cogénération décentralisées destinées à la production d'électricité et de chaleur. Dans certaines situations, à la suite d'un traitement particulier, le biogaz peut alimenter les réseaux de gaz naturel existants. Le biogaz, à l'image du gaz naturel, peut être alors utilisé dans le secteur des transports. La Loi sur les énergies renouvelables (EEG) encourage la production d'électricité à partir du biogaz en Allemagne. L'électricité générée à partir du biogaz injectée dans le réseau public est rémunérée selon un tarif d'achat fixe pendant 20 ans, en fonction de la puissance de l'installation. En outre, des primes sont versées en cas d'exploitation de matières premières renouvelables, de technologies énergétiques innovantes et de production de chaleur en cogénération.

Pour permettre ce développement, l'acquisition de connaissances spécifiques de technologie des procédés et de gestion des processus s'est révélée indispensable. Étant donné que la productivité des installations de biogaz dépend de manière cruciale des processus microbiologiques se déroulant lors de la fermentation, un savoir biotechnologique complétant les connaissances techniques a été également nécessaire en vue d'une optimisation des installations. Les entreprises allemandes font figures de pionnières en matière de développement et de réalisation de telles installations. Les entreprises allemandes sont leaders dans le domaine de la technologie du biogaz. Les offres comprennent l'ensemble de la chaîne de compétences: de la planification à la mise en service ainsi qu'à la maintenance, en passant par la construction des installations de biogaz. Des produits élaborés sont également disponibles dans le domaine des installations de stockage et d'entreposage, des centrales de cogénération spécialisées et de la technologie d'analyse du biogaz.

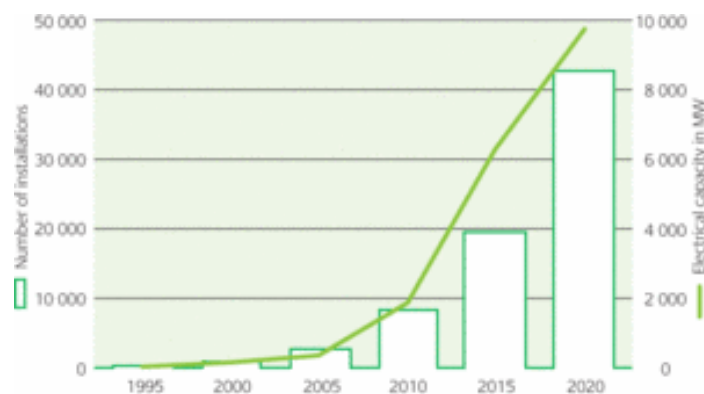


Figure 13 : Projection d'évolution de la production d'électricité issue de biogaz en Allemagne (Source: Association allemande du biogaz-FvB, 2007)

L'année 2006 fut jusqu'à présent la plus prolifique pour le secteur du biogaz en Allemagne avec un total d'environ 650 nouvelles constructions d'installations. Le nombre d'installations a augmenté en 2006 pour atteindre la barre des 3.500, ainsi qu'une puissance électrique installée d'environ 1.100 mégawatts au total. Ainsi environ 5,4 milliards de kilowattheures d'électricité ont été générés à partir du biogaz en 2006.

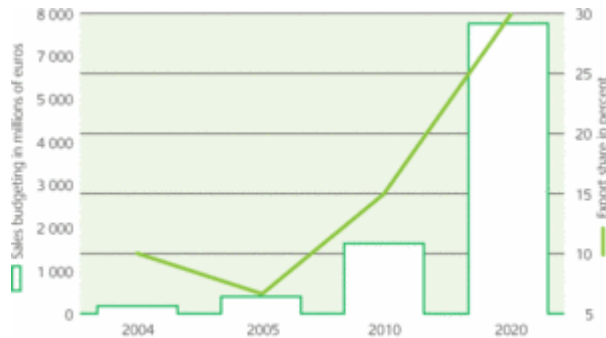


Figure 14 : Prévisions d'évolution du marché et de l'export de la méthanisation en Allemagne (Source: Association allemande du biogaz-FvB, 2007)

Le secteur allemand a augmenté son chiffre d'affaires à l'exportation (voir le graphique ci-dessus). D'ici 2020, les professionnels du biogaz s'attendent à une part à l'exportation de quelques 30 %. Source: Association allemande du biogaz (FvB)

L'évolution de la taille des installations témoigne d'une nette tendance à la construction d'installations plus grandes et plus performantes. Si dans le passé les agriculteurs étaient souvent à la fois constructeurs et exploitants de l'installation, un intérêt accru est maintenant évident de la part des fournisseurs d'énergie et des prestataires de services énergétiques professionnels pour les installations de biogaz. Ainsi, de grandes installations ont été fréquemment réalisées grâce à la participation d'acteurs issus aussi bien du monde agricole que du secteur de l'énergie.

Une étape importante en matière de développement a été franchie en 2006 en ce qui concerne l'alimentation du réseau de gaz naturel en biogaz traité. Deux projets pilotes ont démarré avec succès. D'autres installations destinées à l'approvisionnement en biogaz se trouvent actuellement en cours de construction en Allemagne.

Notons également que l'Allemagne a une politique de soutien très important aux cultures énergétiques pour la production de biogaz. Une prime spécifique est attribuée pour chaque kWh produit à partir d'une culture énergétique dédiée ; ainsi selon la puissance installée le prix de rachat du kWh électrique va pouvoir varier entre 18 et 22 cts€/kWh. Cette situation a entraîné d'ailleurs des problèmes importants de fonctionnement des unités en fin d'année 2007 lorsque le prix d'achat des céréales a augmenté sur le marché des denrées alimentaires ; les agriculteurs n'avaient pas d'intérêt à introduire leurs cultures dans un digesteur pour produire du biogaz.

3.3. LA METHANISATION EN FRANCE

Le développement de la méthanisation s'appuie sur plusieurs enjeux liés à différentes orientations importantes nationales et européennes, notons :

- La production d'énergie renouvelable : 21% d'électricité renouvelable en 2010 (directive EU 27/09/2001) ; augmentation de la production thermique (hausse de 50% d'ici 210 (Loi POPE du 13/07/05), production de biocarburant à hauteur de 7% en 2010 (plan biocarburant et Loi d'orientation agricole).
- La fourniture d'un amendement organique de qualité participant au maintien de la fertilité des sols
- La réduction des quantités de déchets mis en CET (directive du 26/04/1999)
- La réduction des gaz à effet de serre (plan climat 2004)

- La maîtrise des pollutions et la restauration de la qualité des eaux en permettant de réduire la pollution carbonée susceptible d'être rejetée dans le milieu naturel (directive EU et Loi sur l'eau).

Nous donnerons un petit aperçu de l'état de développement de la méthanisation selon les différentes filières.

La méthanisation est utilisée depuis longtemps pour le traitement des boues de station d'épuration, quelques données clés (source ADEME) :

- 68 installations sur boues de STEP
- Capacité de traitement 17.7 millions d'équivalent habitants
- Production d'énergie : thermique = 345 GWh_{th} ; électrique = 45 GWh_{elec}
- coût du traitement : 56 à 120 €/Tonne de MS
- Tendances : on constate une diminution du parc lié notamment aux modifications de la chaîne de traitement des eaux usées qui conduisent à une moindre production de boues et de plus des boues moins riches en matière organique biodégradable. Ces conditions ne permettent pas d'envisager une méthanisation seule de ces boues.

Au niveau industriel la méthanisation est utilisée depuis plusieurs années notamment dans le traitement des effluents issus des unités de production de boissons (brasserie, cave vinicole...) ; quelques chiffres repères (source Agence de l'Eau et ADEME) :

- 103 installations chez des industriels et IAA (127 digesteurs)
- Capacité de traitement 853 T DCO/j
- Production d'énergie : thermique = 196 GWh_{th} ; électrique = 4 GWh_{elec}
- Coût du traitement : 20 à 70 €/Tonne de DCO
- Tendances : une forte croissance (3 à 5 nouvelles unités par an) liée notamment à des enjeux énergétiques. A noter plusieurs sociétés spécialisées en France sur la technologie de la digestion anaérobie.

Comme évoqué précédemment la méthanisation des déchets ménagers est en plus essor en Europe et de nombreux projets de construction sont en cours au niveau national ; quelques données chiffrées (source ADEME) :

- 5 installations existantes (par ancienneté): Amiens, Varennes-Jarcy, Le Robert (Martinique), Lille, Calais
- Capacité de traitement 331.000 T/an
- Production d'énergie : thermique = 32 GWh_{th} ; électrique = 31 GWh_{elec}
- Coût du traitement : 80 €/Tonne
- Tendances : une croissance de 2 unités supplémentaires par an. Projection de 15 unités en 2012, développement de projet biocarburant.

Au niveau agricole la méthanisation connaît un nouvel élan spectaculaire avec 128 projets recensés par l'ADEME (voir les figures ci-après). Les projets concernent soit des installations individuelles de petite et moyenne taille, soit des projets collectifs de grande taille ; beaucoup d'installations envisagent la codigestion avec des effluents d'élevage ; quelques données (source ADEME) :

- 6 installations en fonctionnement (dont l'installation de Montardon(64) depuis 1982) ; 4 installations en système continu, 2 en système discontinu (batch) sur fumier.
- Capacité de traitement <50.000 T/an
- Production d'énergie : thermique = 1.3 GWh_{th} ; électrique = 3.3GWh_{elec}
- Coût du traitement : non déterminé
- Tendances : une croissance prévisionnelle de 15 unités/an d'ici 3 à 5 ans en s'appuyant sur un transfert de technologie allemande.

Etat d'avancement des 128 projets de méthanisation agricole français (octobre 2007)

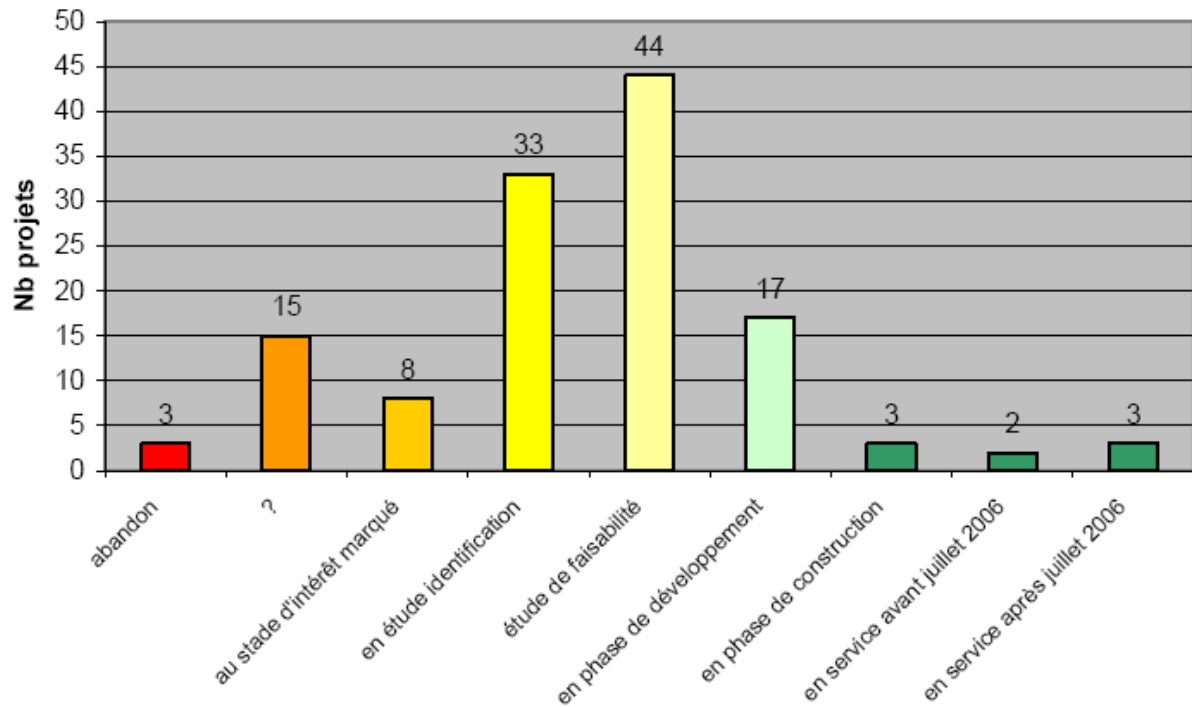


Figure 15 : Recensement de l'état d'avancement des différents projets au niveau français (Source: ADEME, 2007)

Projets et constructions d'installations de méthanisation agricole par région

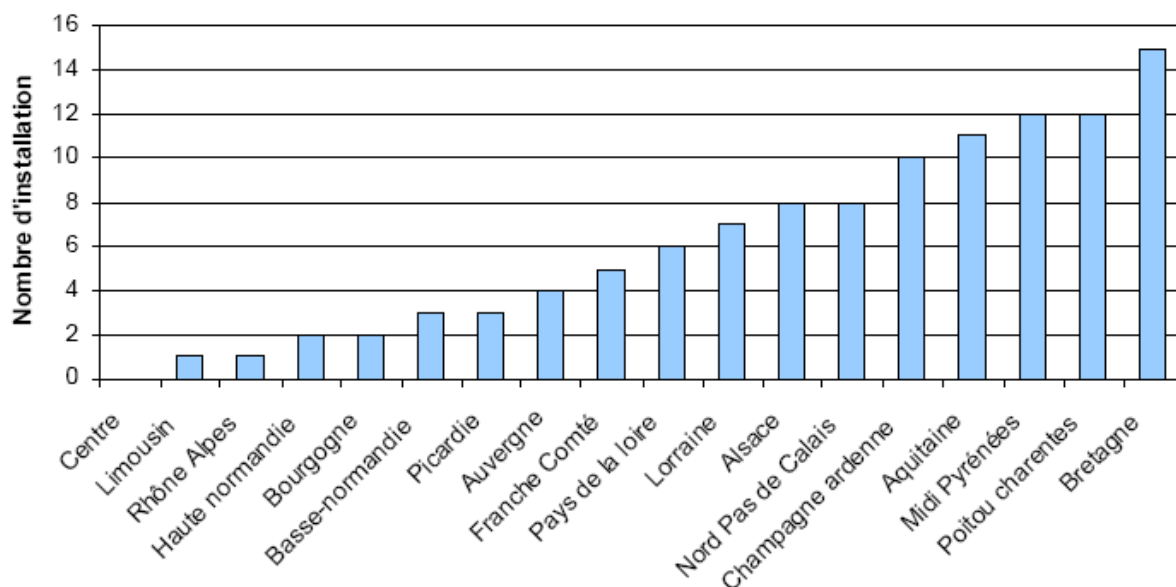


Figure 16 : Répartition par région des différents projets d'installations de méthanisation agricole en France (Source: ADEME, 2007)

4. VALORISATION ENERGETIQUE DU BIOGAZ

4.1. PANORAMA DES PRINCIPAUX USAGES ACTUELS DU BIOGAZ

Le biogaz est convertible en pratiquement toutes les formes utiles d'énergie.

Certaines applications sont largement développées et l'offre industrielle et commerciale est solidement établie pour :

- l'utilisation directe en chaudière : production de chaleur, eau chaude ou de vapeur
- la production d'électricité
- la production combinée d'électricité et de chaleur par cogénération
- gaz naturel après épuration (voir aussi la directive européenne sur le gaz naturel)
- carburant automobile après épuration et compression

D'autres voies sont au stade de la recherche et développement : production d'hydrogène, pile à combustible, production de froid par absorption.

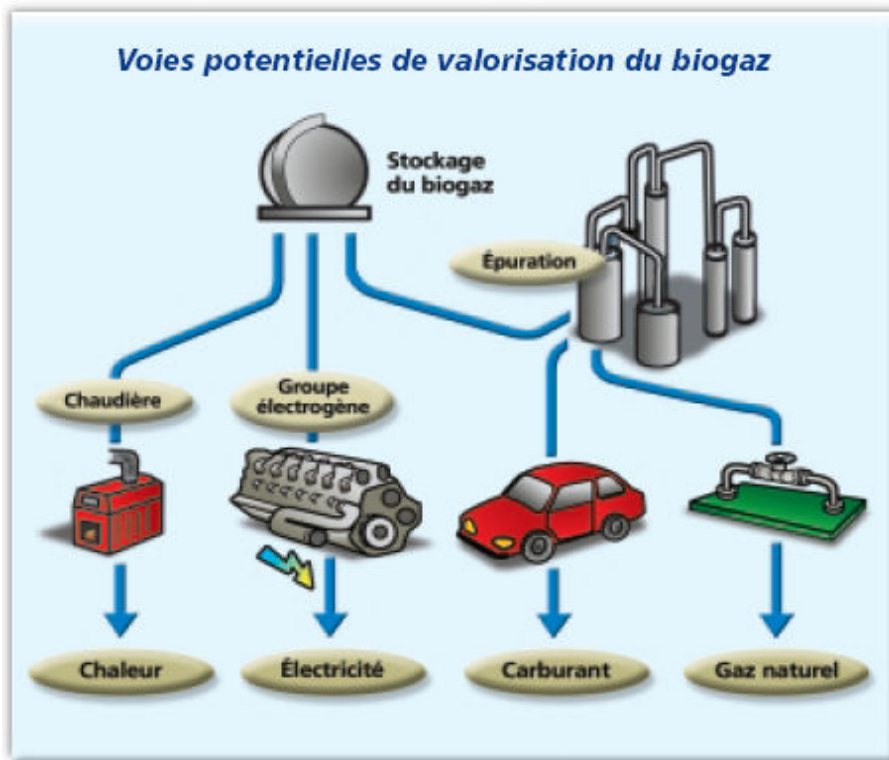


Figure 17 : Les différentes voies de valorisation du biogaz - source GDF

D'une manière générale, les valorisations thermiques nécessitent des débouchés de proximité : il peut s'agir de consommateurs externes au site de production (industries, réseaux de chaleur...) ou d'usages internes. Généralement une partie du biogaz produit est utilisée pour maintenir le digesteur à la température de fermentation (généralement 37°C ou 55°C). Cette consommation interne du procédé représente environ 15 à 30 % de la production. L'énergie est parfois utilisée pour déshydrater les boues.

Lorsqu'il n'y a pas de débouchés de proximité, la valorisation du biogaz nécessite son exportation sur les réseaux de distribution : électricité ou gaz naturel.

----->	Energie thermique seule	Energie électrique seule (sans usage de la chaleur)	Cogénération (usage interne de la chaleur)	Cogénération (usage externe de la chaleur)	Gaz naturel, carburant...
STEP urbaines					
STEP industrielles					
Centres d'enfouissement					
Digesteurs agricoles					
Installations centralisées					
Méthanisation des biodéchets					

	Rare
	Occasionnel
	Fréquent
	Majoritaire
	Dominant

Figure 18 : modes de valorisation les plus usités selon le type de station de méthanisation (Source : <http://www.lebiogaz.info>).

Nous donnerons les principes généraux des différentes voies de valorisation du biogaz sans entrer dans les détails techniques de la production d'énergie. Par contre il nous a semblé important d'apporter un éclairage sur les conditions réglementaires de fourniture d'énergie sous forme de chaleur et/ou d'électricité.

4.2. LA VALORISATION THERMIQUE

4.2.1.Principes généraux

Le biogaz est utilisé pour des besoins thermiques autres que ceux nécessaires à la méthanisation (maintien en température du digesteur, hygiénisation de l'effluent) : soit sur le site de production (séchage des boues, déshydratation de lixiviats...), soit à l'extérieur (livraison de chaleur à un industriel ou à un réseau urbain...). Cette valorisation est souvent utilisée dans le cas des unités de méthanisation des effluents industriels.

4.2.2.Conditions de fourniture de chaleur ⁹

Le biogaz issu d'une unité de méthanisation peut être utilisé pour produire, conjointement ou non, de l'électricité et de la chaleur. L'électricité et la chaleur produites peuvent être utilisées pour les besoins du maître d'ouvrage de l'installation et / ou vendues à un tiers (privé ou public).

Il faut considérer les cas de figure suivants :

- La vente de chaleur à un tiers privé qui ressort de contrats bilatéraux sous seing privé.
- La vente de chaleur à une collectivité publique qui est encadrée par une série de textes réglementaires.

• La vente de chaleur à une collectivité publique ou à un réseau de chaleur

Rappelons qu'au sens juridique du terme, un réseau de chaleur est un service local de distribution d'énergie calorifique dont l'organisation incombe à la Collectivité. Entrent dans le champ des réseaux de chaleur les ensembles de bâtiments alimentés en chaleur à partir d'une chaufferie centrale et dont l'un au moins n'est pas propriété du maître d'ouvrage du réseau.

Le maître d'ouvrage d'une unité de méthanisation, s'il ne valorise pas la totalité de la chaleur en interne, peut vendre cette énergie à des usagers proches. Il y est d'ailleurs encouragé, du moins pour les installations de puissance supérieure ou égale à 3,5 MW, par la loi sur la chaleur (loi 80-531 du 15 juillet 1980), qui précise que :

- les quantités d'énergie utilisées, produites et disponibles doivent être déclarées à l'administration,
- le maître d'ouvrage doit faire connaître à toute collectivité publique qui lui en ferait la demande les conditions techniques et les tarifs auxquelles la chaleur disponible pourrait être livrée.

⁹ D'après l'étude réglementaire réalisée par APESA/BIOMASSE/RITTMO pour le compte de l'ADEME ; 2007

La vente de chaleur à une collectivité publique ou à un réseau de chaleur peut faire appel à deux types de relations contractuelles :

- Les contrats de vente sont encadrés par **le Code de Marchés publics** si le ou les bâtiments à chauffer sont :
 - un équipement public seul exploité en régie,
 - un réseau de chaleur exploité en régie,
 - un équipement public seul dont l'exploitation est déléguée. Notons que dans ce cas, une modification du contrat en cours est indispensable et peut prendre la forme d'un avenant ou d'une résiliation suivie de la passation d'un nouveau marché.

Il est important de noter que la mise en concurrence pour la fourniture de chaleur ou de combustible n'est pas obligatoire.

- **Les contrats de délégation de service public** concernent les bâtiments chauffés par un réseau de chaleur dont l'exploitation est déléguée. Ils prévoient la possibilité d'alimenter partiellement le réseau de chaleur avec une source énergétique différente de celles précisées au contrat initial. Il s'agit dans ce cas d'un simple contrat privé d'achat de chaleur entre le délégataire et le producteur de chaleur issue du biogaz. La passation de ce contrat s'effectue néanmoins, suivant les quantités en jeu, sous le contrôle de la Collectivité autorité organisatrice du service public

Rappelons que, dans le cadre de l'alimentation d'un réseau de chaleur, quel que soit son mode de gestion, la Collectivité et les usagers peuvent trouver un intérêt à son alimentation totale ou partielle à partir de chaleur issue du biogaz, dans la mesure où la fiscalité sur la vente de chaleur peut être réduite à 5,5 % si la proportion d'énergie renouvelable utilisée dépasse 60 % (loi 2006-872).

Par ailleurs, il est important de noter que, conformément à la Loi 2006-872 du 13 juillet 2006 portant engagement national pour le logement, la mise en concurrence pour la fourniture de chaleur ou de combustible n'est pas obligatoire. Les contrats de délégation de service public ne sont pas régis par le code des marchés publics mais par le code général des collectivités territoriales.

• **La vente de chaleur à un tiers privé**

La vente de chaleur à un tiers privé n'est encadrée par aucun texte de loi. Il semble cependant nécessaire d'envisager des contrats sous seing privés avec acte notariés.

Notons que le producteur de chaleur, qui peut s'engager à fournir tout ou partie des besoins du tiers, doit veiller à la pérennité de son débouché, par exemple en envisageant de lier le bien immobilier chauffé à sa fourniture d'énergie.

4.3. PRODUIRE DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

4.3.1. Principe généraux

Avec la directive 96/92 du 19 décembre 1996 relatives au marché intérieur de l'électricité, l'Union européenne a souhaité mettre en place un grand marché de l'électricité. En France cette directive a été transposée notamment par la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Citons également la

loi de programme n°2005-781 du 13 juillet 2005 qui détermine les orientations de la politique énergétique de la France et qui fixe un objectif de production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation en 2010.

La libéralisation du marché de l'énergie a conduit à la mise en place des instruments économiques pour la production d'électricité à partir d'origines renouvelables tels que l'obligation d'achat de l'électricité produite avec des tarifs spécifiques pour chacune des filières ainsi que la possibilité de vendre de l'électricité renouvelable à un opérateur énergétique. La production d'électricité à partir de biogaz fait partie des différentes filières de production d'électricité à partir de la biomasse.

Ainsi le producteur d'électricité issue du biogaz va pouvoir envisager : soit la vente d'électricité à un opérateur privé ; soit la vente d'électricité dans le cadre de l'obligation d'achat. Les différentes réglementations dont il faut tenir compte ainsi que les démarches nécessaires pour la vente d'électricité sont abordées dans le chapitre suivant.

Au niveau technique les installations de production d'électricité à partir de biogaz sont éprouvées. Plusieurs entreprises proposent des installations « clés en main » dans des gammes de puissance variant de 30 kWelec à plus de 1 MWelec ; les services de maintenance sont souvent associés au fournisseur d'équipement.

4.3.2. Conditions de vente d'électricité ¹⁰

Le producteur dispose de deux possibilités pour vendre l'électricité produite à partir du biogaz :

a) **La vente à un opérateur énergétique sur le marché de l'électricité** (opérateur ayant déposé une déclaration pour exercer l'activité d'achat pour revente d'électricité en application du décret n°2004-388 du 30 avril 2004). Il est important de noter que le producteur doit être rattaché à un responsable d'équilibre qui garantit contractuellement avec le gestionnaire du réseau de transport (RTE), le coût des écarts instantanés constatés entre l'électricité produite et injectée dans un périmètre pré-établi et l'électricité consommée dans ce même périmètre. Ce responsable d'équilibre peut être l'acheteur ou un tiers. Le producteur peut également envisager de garantir et contractualiser directement avec le RTE.

b) **La vente dans le cadre de l'obligation d'achat par EDF ou une entreprise locale de distribution** (article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000). La puissance installée ne doit pas dépasser 12 MW (**Décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000**). Il s'agit d'un droit pour le producteur qui est formalisé par l'obtention d'un certificat d'obligation d'achat. Pour cela le producteur doit adresser un dossier de demande au préfet de région (DRIRE) comprenant les éléments énumérés dans le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 :

- S'il s'agit d'une personne physique, ses nom, prénom et domicile ou, s'il s'agit d'une personne morale, sa dénomination ou sa raison sociale, sa forme juridique, l'adresse de son siège social, son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (SIRET), ainsi que la qualité du signataire du dossier.
- La localisation de l'installation de production d'électricité concernée.
- L'énergie primaire biogaz et la technique de production utilisées.
- La puissance installée, la capacité de production de l'installation de production d'électricité et le nombre prévisionnel d'heures de production annuelle.

¹⁰ D'après l'étude réglementaire réalisée par APESA/BIOMASSE/RITTMO pour le compte de l'ADEME ; 2007

Les relations entre le producteur et l'acheteur font l'objet d'un contrat d'achat de l'électricité établi selon un modèle approuvé par le ministre chargé de l'énergie (modèle de contrat disponible sur le site internet du MINEFI «contrat d'achats de l'énergie électrique produite par les installations valorisant le biogaz et bénéficiant de l'obligation d'achat d'électricité»). Ce contrat précise notamment les conditions relatives à la fourniture de l'électricité, le tarif d'achat de l'électricité, la durée, les engagements des parties. Le producteur doit communiquer à la DRIRE un bilan annuel de fonctionnement de la production. Le producteur est tenu de vendre l'intégralité de la production d'électricité, déduction faite éventuellement de la part autoconsommée (cependant le tarif préférentiel d'achat de l'électricité rend la plupart du temps l'autoconsommation économiquement non intéressante).

A noter la possibilité de vente de l'électricité dans le cadre d'un appel d'offres lancé par la ministre chargé de l'énergie dans un objectif de développer les capacités de production de la filière.

▪ Les tarifs de rachat de l'électricité produite

Dans le cadre de la [Loi n°2000-108 du 10 février 2000](#) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et de ses décrets d'application, de nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ont été définies et chaque filière a fait l'objet d'un arrêté tarifaire spécifique pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. Il existe deux arrêtés tarifaires spécifiques à la filière biogaz et méthanisation :

- L'arrêté du 16 avril 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par méthanisation ; les conditions de cet arrêté restent valables pour les installations construites avant le 10 juillet 2006 qui ont conclu un contrat d'obligation d'achat.

- L'arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz. Ce sont les conditions tarifaires de ce nouvel arrêté qu'il faut retenir pour la vente de l'électricité produite. L'énergie électrique fournie par le producteur est facturée à l'acheteur sur la base d'un tarif qui prend en compte la puissance maximale installée, la prime d'efficacité énergétique et la prime à la méthanisation. Ainsi le tarif applicable à l'énergie fournie est égal à $T+M+PM$, formule dans laquelle T : est le tarif de référence; M : est la prime à l'efficacité énergétique ; PM : est la prime à la méthanisation qui s'élève à 2 c€/kWh. Les conditions des différents paramètres ont été fixées dans l'arrêté de la manière suivante :

Puissance maximale installée	Tarif d'achat (c€/kWh)
Inférieure ou égale à 150 kW	9.00
Entre 150 kW et 2 MW	Interpolation linéaire
Supérieure ou égale à 2 MW	7.50

Tarif d'achat de l'électricité issue de la méthanisation

Valorisation énergétique totale (V)	Montant de la prime (c€/kWh)
V inférieur ou égal à 40%	0.00
V entre 41% et 74%	interpolation linéaire
V supérieur ou égal à 75%	3.00

Prime à l'efficacité énergétique

Précisons que la valorisation thermique totale s'évalue de la manière suivante : $V = \text{énergie thermique valorisée ((vendue ou autoconsommée) + énergie électrique valorisée (vendue ou autoconsommée))} / \text{énergie primaire biogaz} \times 0,97$. Ainsi selon le pourcentage de valorisation de l'énergie contenue dans le biogaz, le prix d'achat de l'électricité pour une puissance installée inférieure ou égale à 150 kW va se situer entre 11 c€/kWh sans valorisation de la chaleur et 14 c€/kWh si une cogénération est installée et plus de 40% de la chaleur produite est valorisée.

Il faut également noter qu'une installation de production d'électricité issue de biogaz et de puissance inférieure ou égale à 36KVA peut éventuellement bénéficier d'une obligation d'achat selon les conditions tarifaires de l'[arrêté du 13 mars 2002](#). Le prix d'achat d'électricité est basé sur les tarifs de vente d'électricité du marché dans le cadre de contrat fournisseur/client domestique. Un plafond d'achat d'électricité est établi en fonction de la puissance installée et d'une durée de fonctionnement maximale de l'installation de 8400h.

Le producteur d'électricité peut choisir entre les deux arrêtés tarifaires en cours. Le contrat d'obligation d'achat est établi pour une durée de 15 ans.

4.4. PRODUIRE UN BIOCARBURANT

Pour cette application, les spécifications de pureté du gaz sont beaucoup plus sévères que pour les précédentes, puisque le biogaz utilisable comme carburant doit contenir un minimum de 96% de méthane. Il faut en outre que le point de rosée soit inférieur à -20°C, ce qui correspond à une teneur en eau inférieure à 15 mg/(n)m³. D'autres exigences sont à respecter : teneur en H₂S inférieure à 100 mg/(n)m³, en huile inférieure à 70- 200 ppm, en hydrocarbures liquides inférieure à 1 %, avec une taille de poussières limitée à 40 microns.

La séquence typique de préparation est la suivante : compression à 15- 20 bar désulfuration et décarbonatation par lavage à l'eau sous pression (perte de 8% du méthane environ) ; déshydratation par procédé PSA (Pressure System Adsorption) ; déshalogénéation par passage sur charbon actif, généralement perdu (incinéré) ; enfin, compression à 250-350 bar.

La ville de Lille est pionnière en France sur ce type de valorisation. Les références existent dans certains pays du nord de l'Europe et notamment la Suède.

Le biogaz est un biocarburant à part entière. Il est d'ailleurs le seul biocarburant à présenter les mêmes propriétés que sont homologues fossiles, ce qui est tout à fait logique puisqu'il s'agit de la même molécule d'hydrocarbure, le méthane CH₄.

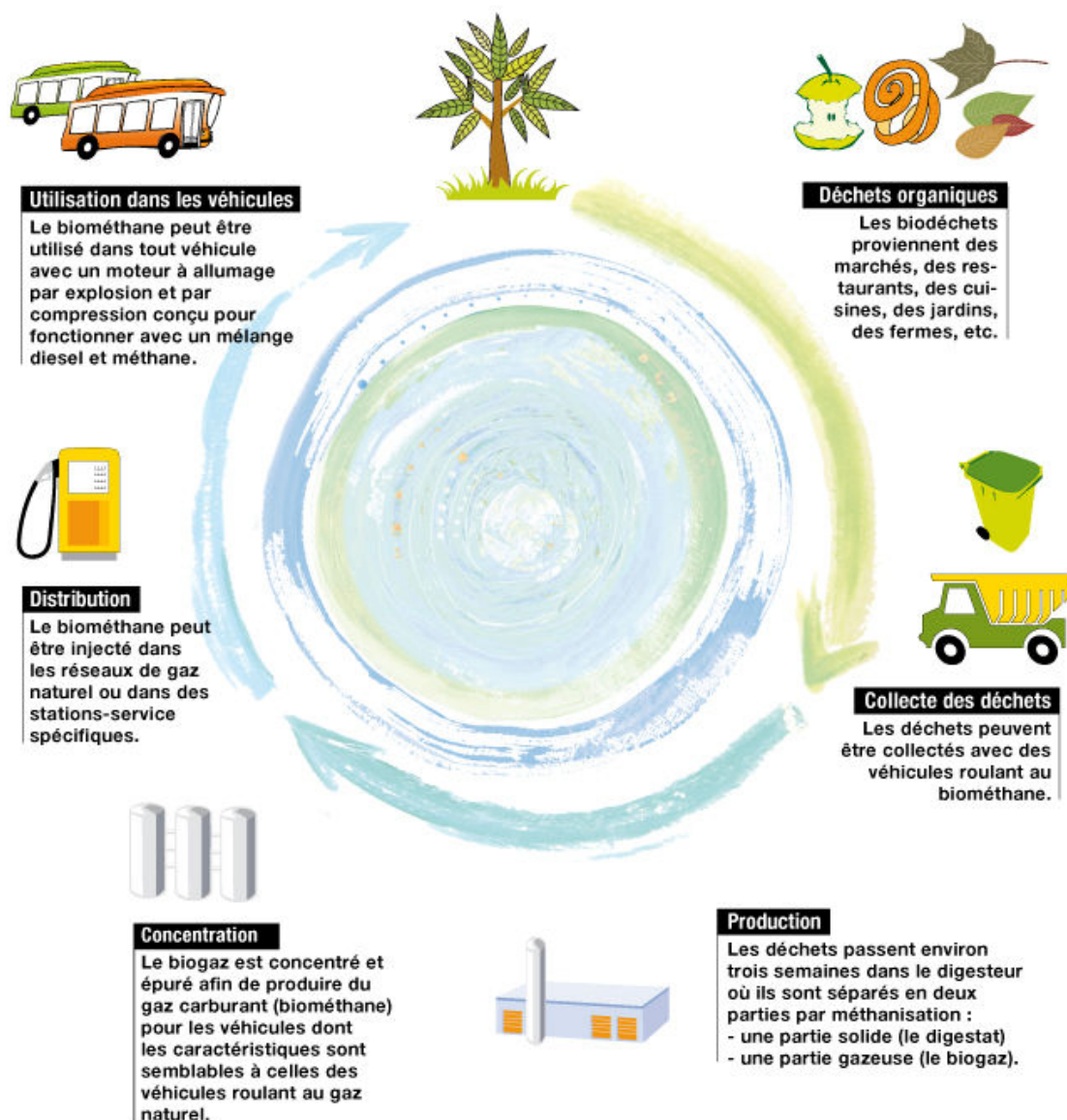


Figure 19 : schéma de principe de la valorisation des déchets par méthanisation et l'utilisation de biogaz en carburant pour véhicules (Source : [http:// www.biogasmax.eu/fr/biogas-lifecycle](http://www.biogasmax.eu/fr/biogas-lifecycle)).

4.5. INJECTER DANS LE RESEAU DU GAZ NATUREL

L'épuration du biogaz aux normes du gaz naturel d'origine fossile permet d'envisager l'injection dans le réseau de transport. Cette perspective permet d'envisager le découplage entre la production et la consommation d'énergie.

La composition finale du biogaz ainsi que sa pression dépendent évidemment des spécifications imposées par le gestionnaire du réseau. Ces dernières portent principalement sur les teneurs en méthane, en gaz carbonique, en hydrogène sulfuré et en oxygène, avec des contraintes supplémentaires sur la teneur en composés organohalogénés. Le gaz injecté doit en outre être odorisé avant l'injection.

Il n'existe pas en France d'opération d'injection de biogaz épuré dans le réseau de transport.

Par contre différentes opérations existent en Suède, en Hollande, Allemagne...

Des travaux sont en cours, notamment par l'AFSSET (Agence française de sécurité sanitaire de l'environnement et du travail) dans le cadre du projet de Lille (injection de biogaz issu d'installation de méthanisation de boue de STEP).

5. PRODUCTION D'UN AMENDEMENT ORGANIQUE

La méthanisation des sous-produits solides conduit à la production d'un résidu de méthanisation appelé le digestat. Ce produit peut avoir des caractéristiques intéressantes pour une valorisation comme fertilisant organique, nous apporterons ci-après quelques éclairages sur ce point.

5.1. CARACTERISTIQUES DU DIGESTAT

Après avoir été digéré pendant quelques dizaines de jours en condition mésophile (37°C) ou thermophile (55°C), le résidu de méthanisation contient une fraction non dégradée de la matière organique initiale et l'ensemble des matières minérales ; signalons également que le procédé n'entraîne pas de perte en eau (minime au travers des condensats du biogaz). Le schéma suivant présente les différentes fractions obtenues.

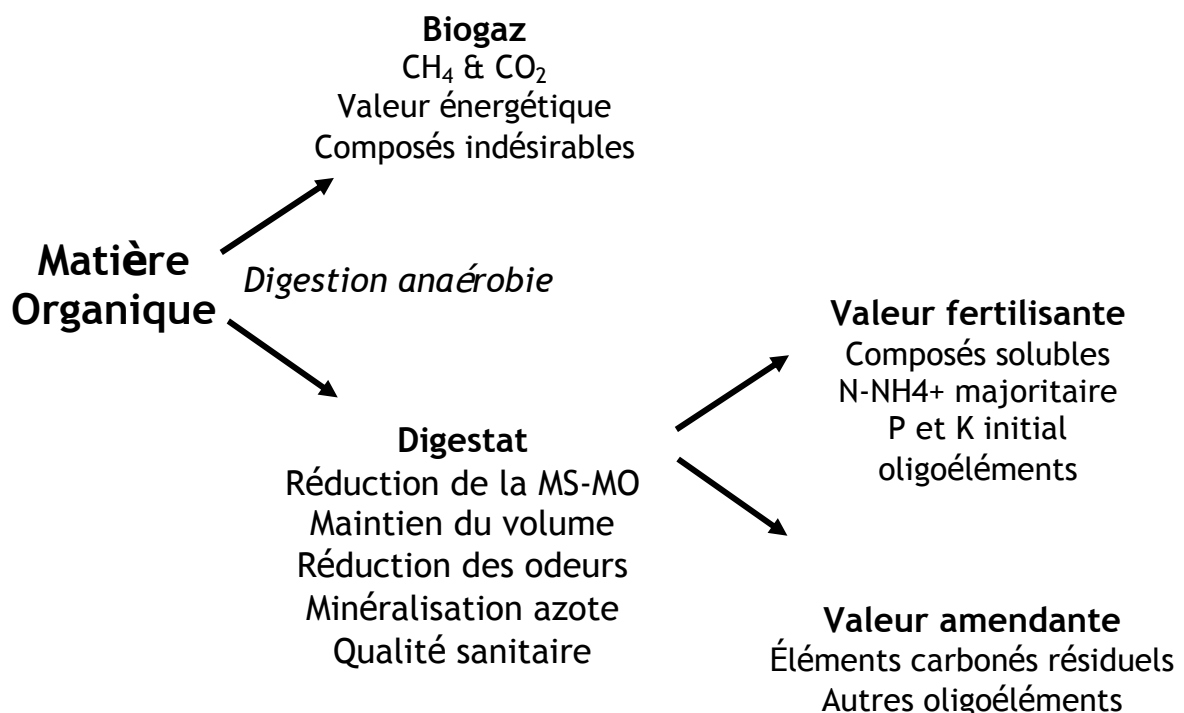


Figure 20 : schéma de principe de la transformation de la matière organique par méthanisation.

La qualité de la fraction solide du digestat est une composante importante du bon fonctionnement de la filière dans son ensemble. Elle concerne d'une part l'aspect visuel du produit final et d'autre part des critères agronomiques d'efficacité et d'innocuité. La qualité visuelle est directement dépendante de la présence de composés indésirables (morceaux de plastique, de verre, de métaux...). Certains critères d'innocuité sont liés à la présence de composés dangereux (métaux, composés organiques...). La qualité des produits finis dépend dès lors du système de collecte mis en place et de l'efficacité du tri ¹¹.

La fraction solide résiduelle issue du digestat contient de la matière organique et des éléments minéraux pouvant être valorisés en agriculture pour l'entretien de la fertilité des sols et/ou pour la fertilisation des cultures. En effet la méthanisation est un procédé de transformation biologique entraînant des modifications dans les formes de la matière organique et la biodisponibilité des éléments nutritifs pour les végétaux. Les conditions physico-chimiques du milieu (anaérobiose avec des potentiels d'oxydoréduction très bas) ont également un impact sur la mobilité de certains composés comme les éléments traces métalliques¹². Il n'est pas raisonnable de considérer cette transformation comme un simple prétraitement (au même titre que le broyage ou la déshydratation), il s'agit bien d'une étape de profonde modification de la matrice organique. Pour permettre une optimisation de son utilisation, le digestat doit suivre une phase de post-traitement aérobie dont l'objectif est de poursuivre l'évolution de la matière organique afin d'obtenir un produit plus « stabilisé » du point de vue de l'évolution de la matière organique. Dans la pratique, les industriels poursuivent l'évolution du produit en procédant à une phase de maturation aérobie plus ou moins poussée voire de compostage aérobie.

Les produits obtenus à partir de la méthanisation de matière organique sont à rapprocher de la catégorie des amendements organiques en revendiquant principalement un effet d'entretien ou de valorisation de la fertilité des sols. La méthanisation de la matière organique peut être comparée à la phase thermophile du compostage. Il s'agit de phases d'intense activité bactérienne où le carbone le plus facilement accessible est dégradé en CO₂ avec dégagement de chaleur (phase thermophile du compostage) ou en CO₂ et en méthane (digestion anaérobie). A la fin de ces processus biologiques, on a des produits (digestat et compost frais) qui doivent subir une phase de maturation (réorganisation du carbone, humification) afin d'obtenir un produit stabilisé (faible évolution de la fraction carbonée). La question à laquelle le projet souhaite répondre est de savoir si on peut obtenir à partir du même déchet qu'il soit traité par compostage ou par méthanisation, un produit final appartenant à la même catégorie de produit organique.

Les schémas suivants présentent les bilans matière organique et azote lors du processus de méthanisation.

¹¹ Environnement & Technique (2005), n°252, p26-28.

¹² APESA et al. (2006). Methavalorg, rapport final de programme. Et publication en cours

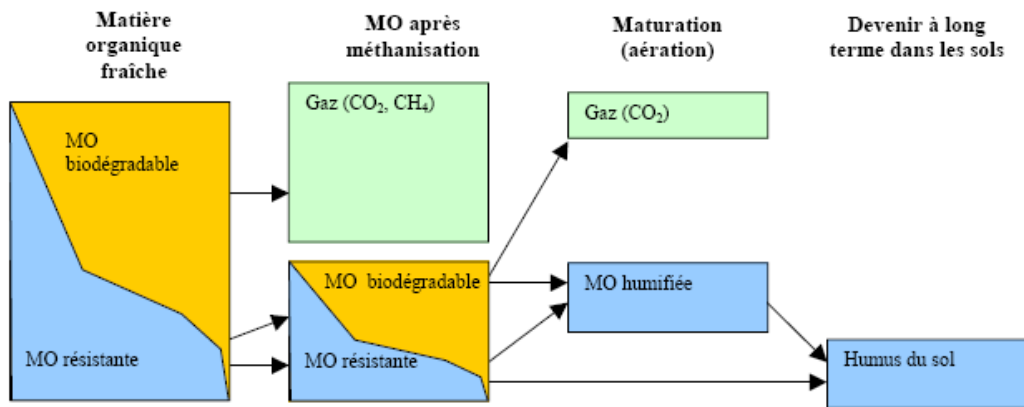


Figure 21 : schéma de principe de l'évolution de la matière organique par méthanisation

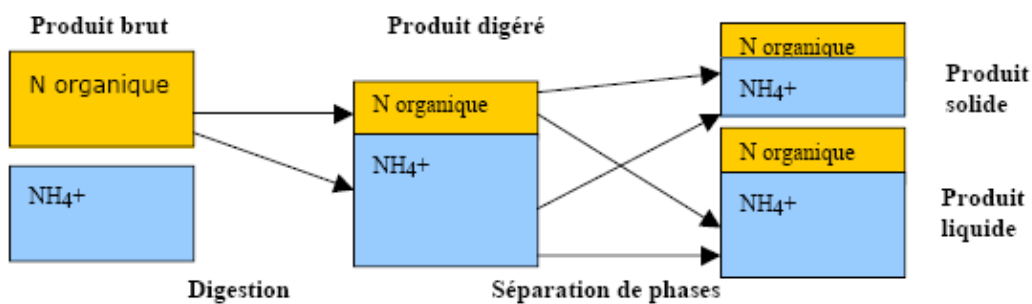


Figure 22 : schéma de principe de l'évolution de la fraction azoté en digestion anaérobie

5.2. POSSIBILITE D'ÉCOULEMENT

L'écoulement du digestat reste un point important à bien maîtriser sur une unité de méthanisation. Cela conditionne le fonctionnement de l'ensemble de l'installation au même titre que la valorisation énergétique du biogaz.

Il s'agit donc d'une problématique qu'il ne faut pas sous-estimer au moment des études de faisabilité d'un projet. Les possibilités d'écoulement du digestat sont comparables aux différentes voies d'écoulement d'un produit organique en faisant le distinguo entre la « logique déchet » et la « logique produit ». La figure suivante présente les différentes possibilités d'écoulement du digestat.

Nous détaillerons la voie de la normalisation et la spécificité des digestats ; pour les autres voies on peut s'appuyer sur les documents et ouvrages relatifs aux autres sous-produits organiques car la réglementation et les modes opératoires sont applicables à l'utilisation de digestat.

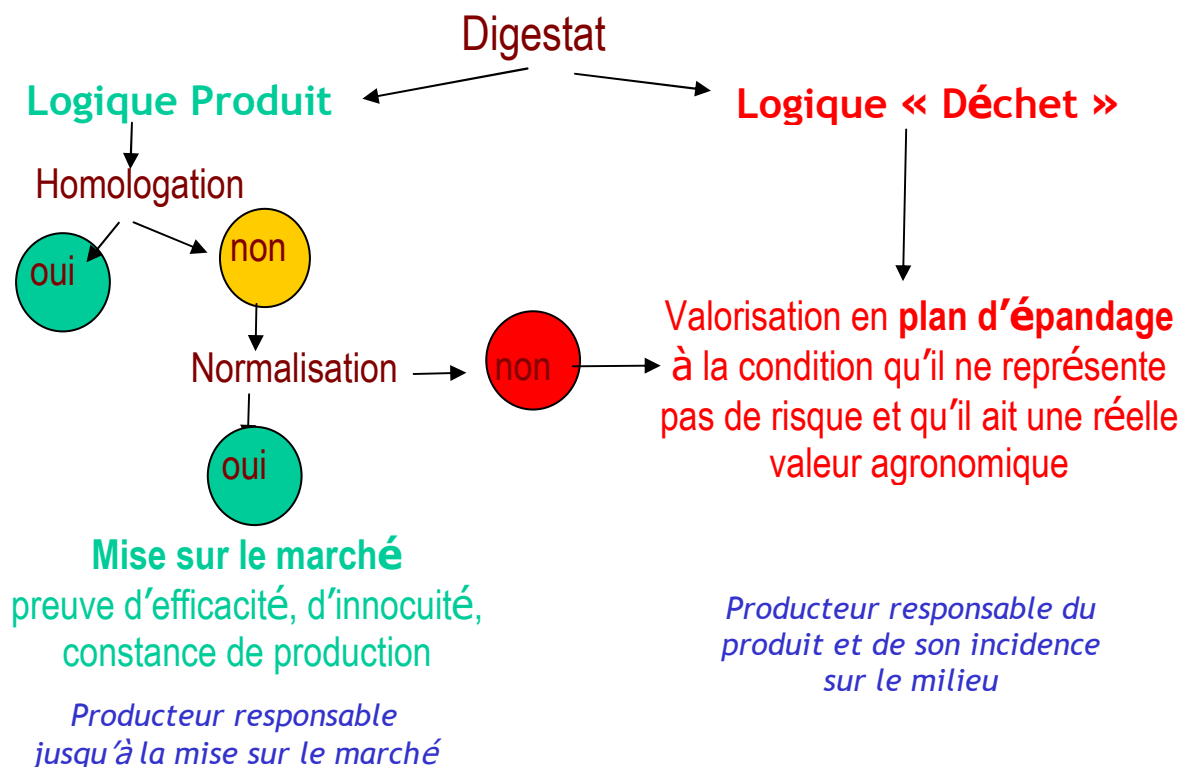


Figure 23 : Les différentes voies de valorisation du digestat

5.3. CAS DE LA NORMALISATION

Il existe deux normes qui peuvent s'appliquer aux digestats :

- NF U 44-051 : Amendements organiques
- NF U 44-095 : Composts contenant des matières d'intérêt agronomique, issues du traitement des eaux

Il faut cependant noter que seuls les **digestats compostés** peuvent entrer dans la composition d'amendements organiques normalisés (NF U 44-051 ou NF U 44-095).

Les principales spécificités de la norme 44-051 sont les suivantes :

- Rendue d'application obligatoire (arrêté du 21 août 2007): compost urbain – délai de 18mois, compost vert – délai de 6mois, écoulement des sacheries – 18 mois
- 5 dénominations accessibles aux digestats: fumiers/lisiers/fientes compostés, compost vert, compost de fermentescibles alimentaires et/ou ménagers,compost végétal, compost de matières végétales et animales.
- Nettement plus rigoureuse que l'ancienne version (décembre 1981)
- Introduit différents critères:
 - Critères de composition en éléments fertilisants (NPK)
 - Critères d'innocuité : E.T.M., C.T.O., inertes et impuretés
 - Critères microbiologiques
- Analyses sur le produit : correspondant aux critères + CBM/ISB + minéralisation C et N

- Analyses en routine selon le tonnage produit

La valorisation du digestat au travers la norme 44-051 demandera le respect de ces différentes mesures. Mais le texte précise que pour le digestat un « compostage caractérisé » est obligatoire. Selon la NF-U 44-051 le « **Compostage caractérisé** » des digestats est défini de la manière suivante :

- Ajout de matière végétale
- Processus de décomposition et de transformation contrôlées de produits organiques sous l'action de populations microbiennes évoluant en milieu aérobie qui se traduit par :
 - augmentation de température
 - perte masse et volume
 - « humification » + degré maturité

Cette obligation de compostage pour les digestats nous paraît abusive et très pénalisante pour la filière méthanisation. En effet l'obligation d'imposer un compostage post-méthanisation est non seulement techniquement un contre sens mais également supprime les avantages que revêt la technologie anaérobie : faible emprise foncière, rapidité du traitement, maîtrise des odeurs, bilan énergétique...

Il nous semble important de mieux caractériser le comportement du digestat en maturation aérobie. Ceci afin de dimensionner correctement l'étape post-méthanisation au niveau industriel. Il nous semble également important de pouvoir comparer les produits organiques finaux issus d'une filière de traitement par compostage et d'une filière de méthanisation. Cette comparaison doit permettre de mieux appréhender les différences entre ces produits, leurs efficacités et leurs innocuités. Des démarches sont en cours pour essayer de faire évoluer cette norme.

6. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT EN AQUITAINE

La région Aquitaine a un historique d'installation de méthanisation et dispose d'un potentiel de développement important pour cette filière.

Le tissu techico-économique dispose de nombreuses compétences pour accompagner la filière et notamment :

- Laboratoires de recherche sur la microbiologie anaérobie (notamment à l'UPPA)
- Laboratoires spécialisés en énergétique
- Un centre technologique équipé en pilotes de méthanisation pré-industriel (APESA)
- Un « historique gazier » permettant de faire bénéficier aux acteurs une large gamme de compétences technologiques
- De la biomasse en quantité et de nature variée : agricole, agroalimentaire, fruits et légumes, filières animales
- Des réseaux d'acteurs impliqués dans l'accompagnement de filières : centres techniques industriels, chambres d'agriculture...

Il existe aujourd'hui en région des unités de méthanisation pour le traitement des effluents industriels (papeterie, distillerie...), des effluents d'élevages (lisiers de porc), des effluents vinicoles ou encore des boues de station d'épuration.

Sur quatorze installations identifiées par l'APESA, huit correspondent à des activités agricoles et agro-alimentaires. En effet, la méthanisation est un procédé biologique particulièrement

adapté au traitement des effluents vinicoles ou de distillerie. Sur le territoire régional, une unité a été identifiée pour le traitement de vinasses de distillerie tandis que 6 unités traitent des effluents de chai issus d'exploitations viti-vinicoles, de groupements coopératifs ou d'entreprises de négoce.

La carte présentée les installations de méthanisation d'effluents industriels et agro-alimentaires dans le bassin Adour-Garonne.

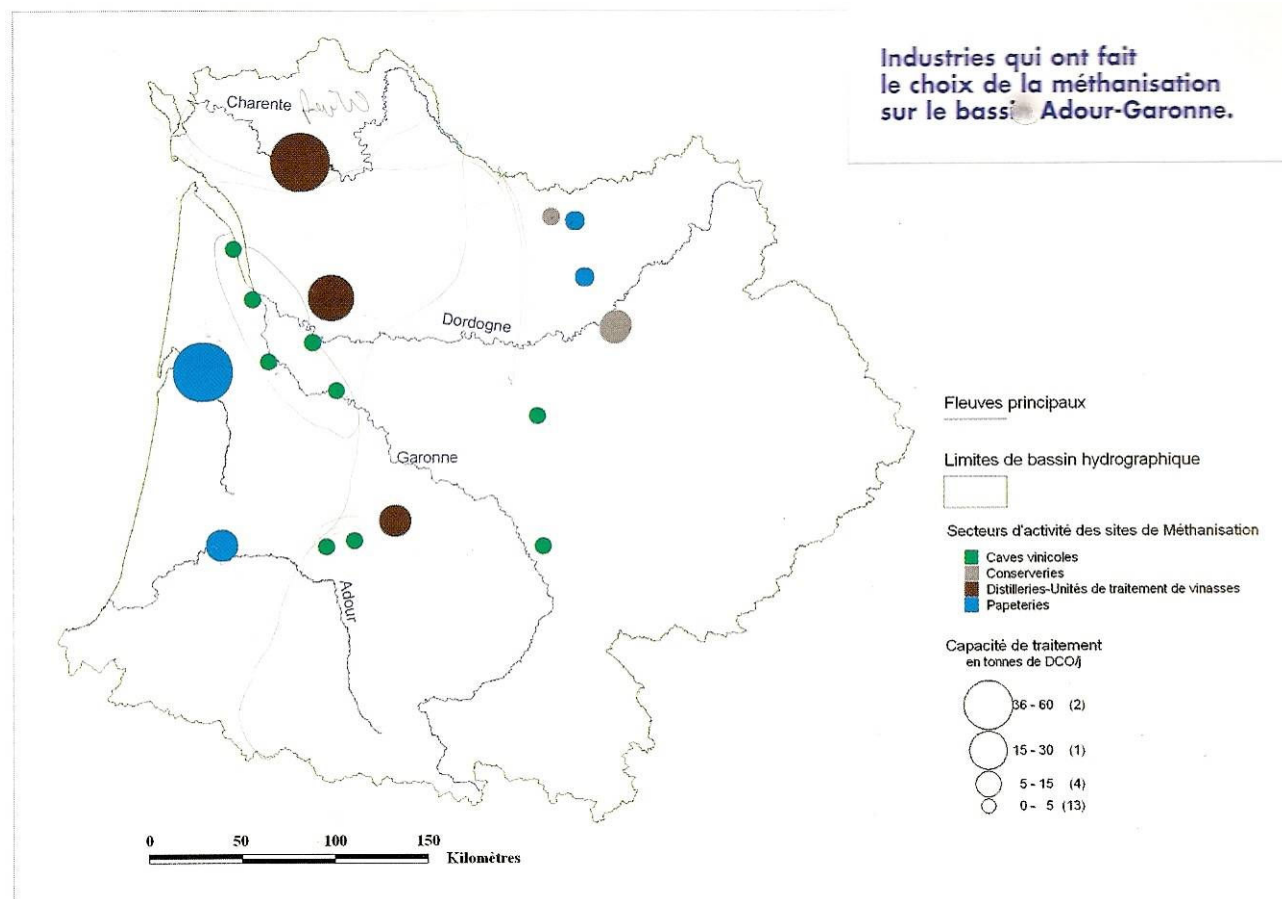


Figure 24 : Installations de méthanisation d'effluents industriels sur le bassin Adour Garonne (source Agence de l'Eau Adour Garonne, 2006)

De nombreux projets sont en cours d'étude en région qu'il s'agisse d'unité individuelle agricole, d'installation industrielle ou encore de système de traitement collectif à l'échelle d'un territoire.

Par ailleurs, les digesteurs agricoles reviennent d'actualité du fait de la nouvelle tarification de l'électricité produite par valorisation du biogaz. La station de Montardon en Pyrénées Atlantiques qui fonctionne depuis 1981 pour traiter les lisiers de l'élevage de porc, constitue une référence exemplaire et unique en France dans ce domaine. De nombreux projets sont en cours en Aquitaine (voir figure 16).