

RECUEIL DES INTERVENTIONS



ATELIER

Méthanisation des déchets d'un territoire Enjeux et débouchés



Colloque national • LILLE • 23, 24 et 25 Juin 2009

**Prévention & Gestion des déchets
dans les territoires**



Méthanisation des déchets d'un territoire : enjeux et débouchés

Programme

Animateur : Georges MATTÉRA, Journaliste

11 h **La méthanisation en France : situation et enjeux**
Guillaume BASTIDE, Ingénieur, Département Gestion Optimisée des Déchets, ADEME

La méthanisation : une solution pour tous types de déchets organiques

11 h 10 **Méthanisation des biodéchets : intérêts et limites pour une communauté de communes**
Jean-Claude PERES, Délégué général, Association METHEOR

11 h 30 **Méthanisation de déchets agroalimentaires : intérêts et limites pour une industrie agro-alimentaire**
Aurélien LUGARDON, Président Directeur général, Naskéo Environnement

12 h 50 Vos questions

12 h 10 **Méthanisation territoriale : de la naissance du projet à la mise en place de l'usine**
Eric DELACOUR pour l'installation Fertigaz, Président Directeur Général, Ferti-NRJ
Florent POUILLARD pour la SCEA des Trois chênes, Consultant méthanisation, Système biogaz

12 h 40 Vos questions

13h **déjeuner**

Valorisation des digestats : retour au sol et normalisation

14 h 30 **Quel devenir pour les digestats ?**
Didier RAT, Chargé de mission-sols, Direction générale des politiques agricoles, agroalimentaires et des territoires, Ministère de l'Agriculture et de la Pêche

14h 45 **Comparaison de l'intérêt agronomique des composts, des digestats et des digestats compostés**
Mohammed BENBRAHIM, Ingénieur de Recherche, RITMO

15h **Qualité et devenir des digestats compostés au CVO de Lille**
David LOURME, Directeur d'exploitation, CARBIOLANE

15h 15 Vos questions

Valorisations du biogaz

15 h 30 **Panorama des différentes valorisations énergétiques**
Olivier THEOBALD, Ingénieur, Département Gestion Optimisée des Déchets, ADEME

15 h 40 **L'injection de biogaz épuré dans le réseau de distribution en France : le point sur les contraintes techniques**
Stéphanie LEGRAND, Chargée de projet et d'expertise, GAZ réseau DISTRIBUTION France (GrDF)

15 h 50 **Où en est le projet d'injection du biogaz au CVO de Lille ?**
Pierre HIRZTBERGER, Chef du Service développement, Direction des résidus urbains, Lille Métropole

16 h **Comment développer le biogaz carburant ? Le projet européen Biogasmax**
Gildas LE SAUX, Chef de projet Biogasmax, Lille Métropole Communauté Urbaine

16 h 15 Vos questions

16 h 30 **Fin de l'atelier**

La méthanisation des déchets en France : contexte, enjeux et situation

Guillaume BASTIDE

ADEME, Département Gestion Optimisée des Déchets

20, avenue du grésillé – BP 90406 – 49004 Angers Cedex 01

Tél. : 02 41 20 43 30 – Fax : 02 41 20 42 00 – guillaume.bastide@ademe.fr

En France, les premières installations de méthanisation ont vu le jour dans les années quarante à partir de fumier. Les crises pétrolières des années 70 ont encouragé le développement d'installations de méthanisation agricole (une centaine d'installations à la ferme), mais ce développement n'a duré qu'une dizaine d'années pour des raisons techniques et économiques¹. D'autres pays, comme l'Allemagne, ont continué à soutenir cette filière. Les industries agroalimentaires et les stations d'épurations françaises ont, cependant, utilisé cette technique à des fins épuratoires.

Le contexte actuel (climatique et énergétique) relance à nouveau cette filière et l'on redécouvre les avantages d'une telle technologie.

Quelques rappels

La méthanisation ou digestion anaérobie est « la **transformation de la matière organique** en un biogaz composé principalement de méthane et de gaz carbonique par un consortium microbien fonctionnant en anaérobiose »². Cette réaction est tout à fait naturelle et peut se dérouler dans les marais et les intestins des animaux.

Ce procédé est un bon moyen pour traiter des déchets organiques. Il permet à partir de déchets ménagers, de déchets d'industries agroalimentaires et des effluents agricoles de produire du biogaz et une matière digérée appelée digestat.

La digestat peut retourner au sol par épandage. La méthanisation a de nombreux intérêts notamment la réduction des odeurs et l'épuration d'effluents (taux d'épuration sur la Demande Chimique en Oxygène de 50 à 90 %)^{3 4}.

Le biogaz, composé en moyenne à 60% de méthane, est une énergie renouvelable pouvant être valorisée énergétiquement de nombreuses façons : chaleur, électricité, injection du biogaz épuré dans le réseau de gaz naturel et carburant.

Les 4 secteurs d'activités qui font le choix de la méthanisation :

- les industries agroalimentaires pour leurs différents effluents,
- les communes pour leurs déchets ménagers,
- les agriculteurs pour leurs fumiers et lisiers,
- les stations d'épurations pour leurs boues.

et pourquoi ?

- pour une collectivité, c'est un moyen de traiter une partie des déchets ménagers et de permettre un retour au sol de la matière organique si le digestat est composté et répond aux exigences de qualité. La production d'énergie sera une raison secondaire.
- pour une industrie agroalimentaire, la méthanisation sera un moyen pour réduire le potentiel polluant de leurs effluents et par la même occasion de produire de l'énergie servant dans le process industriel.
- pour un agriculteur, la méthanisation peut être un moyen de diversifier son activité en devenant producteur d'énergie.

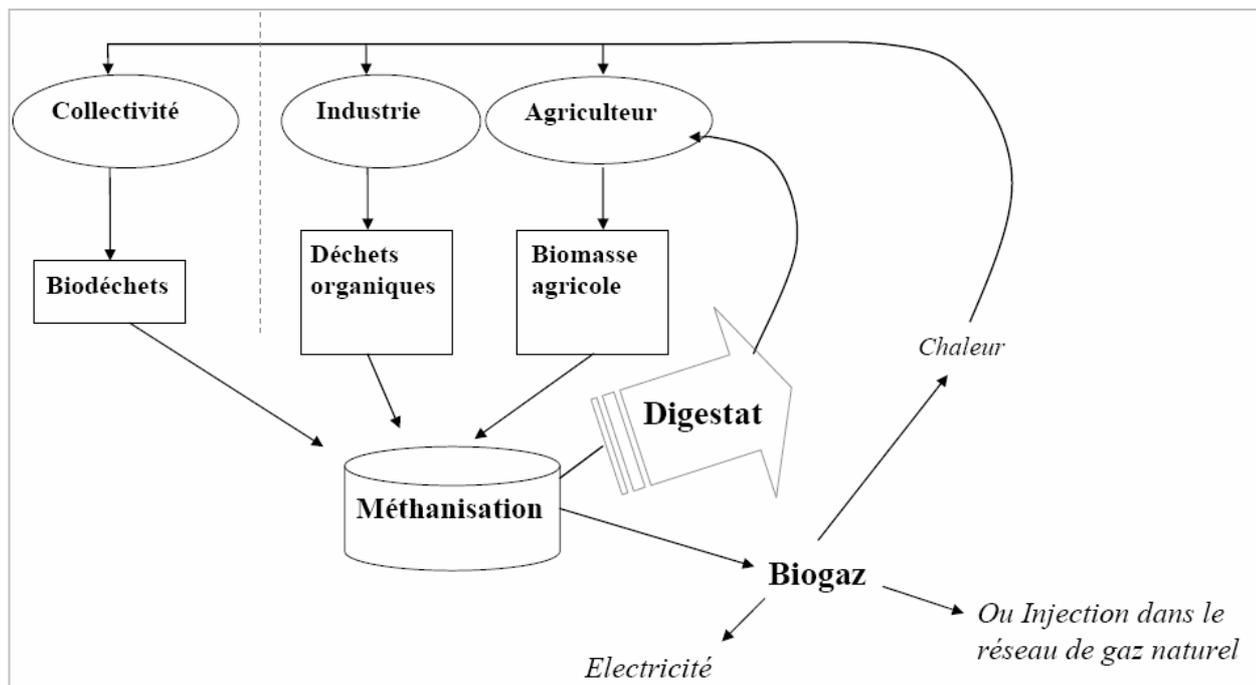
Fig. 1 : gestion des déchets sur un territoire par méthanisation

¹ Bernard Lagrange, 1979. Biométhane, une alternative crédible.

² René Moletta, 2008. La méthanisation. Lavoisier.

³ Solagro, 2004. La qualité agronomique des digestats.

⁴ Agence de l'Eau Adour Garonne, 2006. La méthanisation des effluents industriels.



Les problèmes et donc les orientations seront souvent différentes en fonction des secteurs d'activités et des

acteurs. La première solution se présentant est d'utiliser ses propres substrats sur place afin de produire de l'énergie pour subvenir aux besoins énergétiques de son activité (process industriel, chauffage des bâtiments, etc.).

Une seconde solution, un peu plus complexe, consiste à concevoir le projet sur le territoire en associant plusieurs producteurs de déchets et/ou des consommateurs d'énergie. La taille de l'installation peut être augmentée et le site d'implantation réfléchi en fonction des besoins énergétiques locaux. On peut, alors parler de **co-digestion** (méthanisation de plusieurs déchets en mélange) et de **méthanisation territoriale** ou **centralisée** (cf.Fig.1).

Les objectifs nationaux de développement de la filière et les moyens pour les atteindre

Compte tenu de l'intérêt croissant de la méthanisation, la France s'est fixée des objectifs et met en place des outils réglementaires et économiques pour développer la filière.

- **Les objectifs**

Loi POPE

La France s'est dotée dès 2005 d'une loi fixant des objectifs en matière de politique énergétique. La méthanisation et les valorisations du biogaz rentrent directement dans le cadre de cette loi.

C'est la loi « POPE » du 13 Juillet 2005 (**P**rogramme fixant les **O**rientations de la **P**olitique **E**nergétique). Elle précise, notamment, des objectifs en terme d'électricité renouvelable (21% d'ici 2010), de chaleur renouvelable (50 % d'ici à 2010) et d'indépendance énergétique (économiser l'importation d'au moins 10 Mtep en 2010).

Grenelle de l'environnement et objectifs

Les discussions du Grenelle de l'environnement de 2007 viennent renforcer les orientations françaises en faveur du développement de la méthanisation. La suite du Grenelle de l'environnement en 2008 s'est traduit par la constitution des comités opérationnels ; ceux-ci ont permis de définir les objectifs et les moyens à mettre en oeuvre.

Cinq comités opérationnels (Comop) ont évoqué, à des degrés d'importance divers, la méthanisation ; le Comop15 Agriculture écologique et productive, le Comop 10 Enr⁵, le Comop 22 Déchets⁶ et le Comop Transport.

Des objectifs affichés de développement ont surtout été discutés dans le Comop agriculture et le Comop Enr (cf.Fig.1).

⁵ COMOP 10, 2008. Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale, 2008-2012-2020.

⁶ COMOP 22, 2008. Rapport final.

Dans le Comop 15, les mesures proposées comprennent, entre autres, la création d'une rubrique ICPE spécifique en privilégiant un régime de déclaration, une aide à l'investissement, de l'animation et de la formation. Il propose également **un objectif pour 2013 de 1000 méthaniseurs agricoles dont 300 aidés**⁷.

Le Comop Enr fixe des objectifs de chaleur et d'électricité et insiste sur la nécessité d'encourager l'injection de biogaz épuré dans le réseau de gaz naturel.

Le Comop Déchets souligne la nécessité d'assurer le retour au sol de la matière organique. La méthanisation est une des solutions évoquées avec le compostage.

Ces différents groupes de travail insistent de manière générale sur la nécessité :

- de créer une rubrique ICPE (Installation Classée pour la Protection de l'environnement) spécifique à la méthanisation afin d'assurer une meilleure visibilité pour les porteurs de projet et un meilleur encadrement des pratiques.

- et d'encourager techniquement et économiquement l'injection du biométhane (biogaz épuré) dans le réseau de gaz naturel.

Fig.2 : tableaux de synthèse des objectifs

En ktep

Chaleur		2006	2011	2012	2013
Tous secteurs	COMOP 10, ENR	55		60	
Secteur Agricole	COMOP 15, Agriculture	-	37 (300 installations)		125 (1000 installations)

Electricité		2006	2011	2012	2013
Tous secteurs	COMOP 10, ENR	240 (biomasse dont biogaz)		510 (biomasse dont biogaz)	
Secteur Agricole	COMOP 15, Agriculture		41 (équivalent 300 installations)		137 (équivalent 1000 installations)

Certains objectifs notamment, ceux du secteur agricole, sont très ambitieux et difficilement atteignables. Mais ils témoignent d'une véritable volonté de développer la méthanisation.

⁷ COMOP 15, 2008. Chantier15, "agriculture écologique et productive", Plan de performance énergétique des exploitations agricoles, 2008-2013.

- **Les moyens pour développer la filière**

Plusieurs démarches réglementaires, économiques et techniques sont en cours de mise en place. Elles auront un impact non négligeable sur le développement de la méthanisation.

Une rubrique ICPE spécifique pour la méthanisation

Actuellement, il existe une dizaine de rubrique ICPE possible pour la méthanisation. En fonction des régions, ceci entraîne des lenteurs et une grande hétérogénéité dans l'instruction⁸.

L'année 2009 est marquée par la création d'une rubrique installation classée spécifique à la méthanisation, la 2781. Elle concerne l'activité de méthanisation de déchets non dangereux et de matières végétales brutes. La sous-rubrique 2781-1 s'appliquera aux installations avec une liste restreinte de substrats (matière végétale brute, effluents d'élevage, matière stercoraire, déchets végétaux d'industries agricoles et alimentaires). En fonction de la quantité de substrat traitée par jour, l'installation sera sous le régime de déclaration avec contrôle périodique ou celui de l'autorisation.

La seconde sous-rubrique, 2781-2, s'appliquera à la méthanisation d'autres déchets non dangereux sous le régime de l'autorisation.

La rubrique 2910C encadrant les installations de combustion consommant du biogaz, vient compléter ces évolutions réglementaires.

Ces nouveautés ont pour objectif de clarifier les démarches réglementaires liées à la méthanisation.

Les outils de financement

La production d'électricité à partir de biogaz bénéficie d'un tarif d'achat avantageux depuis 2006. Cette mesure ne suffit pas totalement pour assurer la rentabilité de la méthanisation. Des aides à l'investissement sont nécessaires pour permettre l'émergence des projets.

Les autres valorisations énergétiques telles que la chaleur et l'injection de biogaz sont pénalisées économiquement car elles ne bénéficient pas de rémunération spécifique de l'énergie, alors qu'elles représentent dans certains cas une meilleure valorisation de l'énergie.

Afin de soutenir la méthanisation le Grenelle de l'environnement a permis de créer deux fonds pour les déchets et pour la production de chaleur renouvelable gérés par l'ADEME :

- le dispositif déchets pour les investissements de valorisation des déchets organiques (digesteur et ses périphériques),
- le fonds chaleur, pour les investissements liés à la valorisation du biogaz sous forme de chaleur, d'injection du biogaz dans le réseau ou de biogaz carburant.

Le plan de relance de l'économie française et le plan de performance énergétique (Comop15) viennent compléter ces soutiens par des appels à projet du Ministère de l'Agriculture et de la Pêche, pour les projets de méthanisation agricole.

D'autres sources de soutien perdurent et contribuent à la faisabilité des projets de méthanisation (Conseil régional, l'Europe avec les aides FEDER, etc.).

Les premiers pas de l'injection du biogaz dans le réseau de gaz naturel

En fin d'année 2008, l'Agence française de sécurité sanitaire de l'environnement et du travail a rendu un avis favorable concernant l'absence de risques sanitaires lors de l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel⁹. Ces conclusions sont le début d'une réflexion pour ce type de valorisation énergétique. Le ministère de l'environnement est en train de travailler au côté de GrDF sur ce sujet. L'installation de méthanisation du CVO de

⁸ Inspection générale de l'environnement et Conseil général de l'agriculture, de l'alimentation et des espaces ruraux, 2008. Evaluation des conditions de développement d'une filière de méthanisation « à la ferme » des effluents d'élevage.

⁹ AFSSET, 2008, Risques sanitaires du biogaz : évaluation des risques sanitaires liés à l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel.

Lille et une installation agricole vont servir de projets pilotes. Les questions, autour de ce sujet, sont d'ordre technique (exigences d'épuration et de préparation du gaz) et économique.

Cet ensemble d'améliorations réglementaires, économique et technique va encourager le développement de la filière méthanisation afin d'atteindre les objectifs fixés par le Grenelle de l'environnement.

Les installations de méthanisation et les projets

- **Les déchets d'industries agroalimentaires.** En 2004, il existait 130 digesteurs industriels de petite à moyenne capacité ; en général ces unités sont destinées à traiter des effluents ou des déchets avant leur rejet en station d'épuration ou dans le milieu naturel. C'était avant tout la capacité épuratoire de la méthanisation qui était recherchée par l'abattement de la charge organique (DCO) ou dans certains cas, la mise aux normes réglementaires. Aujourd'hui, la tendance serait à une meilleure valorisation de l'énergie produite à partir de biogaz, pour des usages internes à l'entreprise (chaleur, gaz). Des questions se posent sur la rentabilité d'une cogénération, avec revente de l'électricité au réseau. Grâce au tarif d'achat de l'électricité, un industriel peut avoir intérêt à valoriser le biogaz par cogénération, plutôt que de l'utiliser directement dans une chaudière.
- **Le secteur des déchets ménagers.** Il existe aujourd'hui en fonctionnement 6 usines de méthanisation de déchets ménagers qui traitent des biodéchets ou des ordures ménagères résiduelles. Leur nombre devrait en principe augmenter dans les années qui viennent, avec 15 à 20 usines en projet d'ici à 2015. Il s'agit d'unités de grosses à très grosses capacités (jusqu'à 200.000 T/an), acceptant des ordures ménagères résiduelles ou des biodéchets. La méthanisation n'est alors qu'un maillon dans une chaîne de traitement plus complexe, comprenant aussi le tri, le compostage, l'incinération et la mise en décharge. La méthanisation apporte un élément de réponse supplémentaire à la pénurie d'exutoires, aux difficultés de montage des projets d'incinération ou de stockage, et enfin, de produire une énergie renouvelable. Elle présente toutefois des limites, ne permettant de traiter que la fraction organique, et s'avérant délicate à mettre au point sur des déchets très hétérogènes (ordures ménagères) ou variant dans le temps en qualité et quantité.
- **Le secteur agricole.** Le parc comprend 11 unités agricoles dont 5 unités de petite puissance électrique (en moyenne 30 kWe) construites jusqu'en 2005/2006. En octobre 2008 on comptait 190 projets de méthanisation agricole, dont 40 très avancés. Une cinquantaine d'installations pourrait voir le jour dans les 2 ans avec une puissance électrique moyenne de 280 kWe (minimum de 20 kWe et un maximum de 1,7 MWe). Ces projets répondent à des objectifs de production d'énergie décentralisée. Les substrats utilisés sont des effluents d'élevage, des déchets d'industries agroalimentaires et parfois des cultures énergétiques (ensilage de maïs).
- **Les boues de stations d'épuration.** 70 stations traitent par méthanisation des boues issues de bassins d'aération afin d'en diminuer leur volume avant épandage. Certaines existent depuis les années 50-60, généralement pour de grosses capacités. La valorisation énergétique n'est dans l'ensemble pas optimisée, même si on assiste dans quelques cas à une volonté de mieux valoriser le biogaz.

L'enjeu de développement réside à différents niveaux :

- pour les industriels et les stations d'épuration urbaines, le parc est existant, et les objectifs résident avant tout dans la maximisation de la valorisation du biogaz produit.
- pour le secteur agricole et les collectivités, il s'agit de développer un parc quasi inexistant.

Perspectives en France

La France est en train de créer sa propre filière de méthanisation grâce à l'évolution de la réglementation, aux moyens financiers permettant d'améliorer la rentabilité, et l'innovation technique (injection du biométhane).

De nombreux exemples existent en Europe notamment à partir de déchets organiques séparés à la source. Le modèle danois encourage les installations "centralisée" collectant de nombreux déchets sur un territoire. Le Danemark compte, en effet, une vingtaine d'installations de ce type totalisant 1.1 millions de tonnes de lisier et 400 000 tonnes de déchets industriels, pour un pays 15 fois plus petit que la France.

Autre option possible, celle de l'Allemagne qui a opté pour le développement d'installations individuelles agricoles. Elle en compte plus de 3700 utilisant principalement comme substrat des cultures énergétiques et valorisant leur biogaz sous forme d'électricité.

En Europe, les valorisations énergétiques du biogaz les plus communes sont l'électricité et la chaleur, mais on assiste de plus en plus au développement du bio-méthane carburant et de l'injection du bio-méthane dans le réseau de gaz naturel (Allemagne, Suisse, Suède par exemple).

Nos voisins européens ont montré les multiples possibilités qu'offre la méthanisation et ils continuent à innover. La filière française s'inspire de ces différents modèles. Au même titre que le compostage, elle doit être particulièrement vigilante à la qualité des digestats. Elle doit également s'inscrire dans une dynamique d'industrialisation et de professionnalisation de ces acteurs.

⇒ **Pour en savoir plus :**

- « Méthanisation des effluents industriels réalisée par SOLAGRO pour Agence de l'eau Adour Garonne; Agence de l'Eau Adour Garonne, Mars 2006, 14 p.» <http://www.eau-adour-garonne.fr/page.asp?page=1476>
- « La méthanisation à la ferme » ; AILE, ADEME, SOLAGRO, TRAME, août 2006, 2p. & 16p. <http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=38550&p1=02&p2=05&ref=17597>
- « La digestion anaérobie des boues urbaines – états des lieux & état de l'art » ; réalisée par SOLAGRO pour Agence de l'eau Adour Garonne; coédition SOLAGRO - Agence de l'Eau Adour Garonne, 4ème trimestre 2001, 36 p. <http://www.eau-adour-garonne.fr/page.asp?page=1476>

Méthanisation des déchets agroalimentaires : intérêts et limites pour une industrie agroalimentaire

Aurélien LUGARDON

Naskeo Environnement, Président Directeur Général

52, rue Paul Vaillant Couturier – 92240 Malakoff

Tél. : +33(0)1.57.21.34.70 - Fax : +33(0)1.57.21.34.71 – aurelien.lugardon@naskeo.com

Installation de traitement d'effluents organiques par méthanisation : Fromagerie du Bocage, Maroilles, Nord- Pas de Calais (59)

Naskeo Environnement a pris en charge la réalisation des études préliminaires, de la conception, de la construction (fourniture de la partie process), et de la mise en service industrielle d'une installation de valorisation par méthanisation des effluents industriels de la fromagerie du Pays du Bocage, située à Maroilles (59). Le maître d'ouvrage de l'unité est la Communauté de Communes de Mormal et Maroilles. L'installation a été démarrée fin novembre 2008.

La Fromagerie du Pays de Bocage rassemble 16 familles d'agriculteur et produits une gamme de fromages AOC Maroilles au lait biologique. La capacité de transformation de la fromagerie est de 10m³ (100 hl) de lait par jour.

1 – But de l'installation

a) Epuration des effluents organiques

Ce projet a eu comme principal but l'épuration des effluents de la fromagerie en deçà des limites permettant son rejet au milieu naturel (conformément à l'arrêté du 2 février 1998). Cette épuration vise à réduire significativement la Demande Chimique en Oxygène¹⁰ (DCO) ainsi que les teneurs en azote et en phosphore des effluents générés par la fromagerie.

b) Valorisation du biogaz

La valorisation de la matière organique en énergie de réduire les consommations de gaz naturel destinées à la production de l'eau chaude pour la fromagerie.



Vue de l'installation de méthanisation de Naskeo Environnement pour la Fromagerie du Bocage

¹⁰ La demande chimique en oxygène est une mesure indicative de la teneur en matière organique. Elle correspond à la quantité d'oxygène nécessaire pour oxyder par voie chimique les matières organiques contenues dans un litre d'eau. Elle s'exprime généralement en mg O₂ /L.

2 – Contexte du projet de méthanisation

La fromagerie génère en pointe 8m^3 de lactosérum brut par jour. Le lactosérum brut est un effluent gras, azoté et chargé en matière organique, avec des concentrations en DCO atteignant $70\text{g O}_2/\text{l}$. En parallèle, les lavages fréquents et réguliers de l'atelier génèrent des eaux blanches plus faiblement chargées, représentant un volume journalier de 20m^3 .

Le mélange de ces deux effluents représente une charge organique totale en pointe de 570kg DCO/j et ne peut être rejeté au milieu naturel en raison de sa forte concentration en matière organique, azote et phosphore.

3 – Descriptif technique du process utilisé

La solution mise en place par Naskeo utilise la combinaison successive de deux technologies : la **digestion anaérobie (méthanisation)** et un **réacteur aérobie (procédé Sequencing Batch Reactor)**. Cette combinaison permet au final de rejeter les eaux traitées dans le milieu naturel et de récupérer le biogaz pour produire de l'eau chaude.

a) La méthanisation

En amont de la méthanisation, une flottation par air dissous abat en grande partie les concentrations en matière grasse et en matière en suspension présentes dans l'effluent brut. L'abattement a pour but d'obtenir un effluent soluble à plus de 96%, sur lequel une méthanisation à forte charge peut être réalisée. L'effluent après aéroflottation est pompé et réchauffé via un économiseur et un échangeur jusqu'à une température de 37°C .

Dans un second temps, 90% de la matière organique est transformée en biogaz dans un réacteur à forte charge. Le méthaniseur, utilise la technologie Proveo© issue d'une collaboration Naskeo- INRA.

Le réacteur Proveo© fonctionne en flux ascendant sur un principe hybride entre lit fixe et lit fluidisé. Il présente un volume utile de 40m^3 et un ciel gazeux de 10m^3 permettant un stockage temporaire et un nivellement du biogaz produit. Une recirculation permanente à débit réglable permet l'homogénéisation du réacteur et l'ajustement de la vitesse ascensionnelle à travers le lit.

L'énergie produite est directement valorisée sur une chaudière dédiée permettant l'exportation d'eau chaude à 80°C vers la fromagerie. Celle-ci utilise l'eau chaude sur un réseau interne en substitution de celle habituellement produite par sa chaudière au gaz naturel. La puissance thermique en pointe valorisée au niveau du process est de 45kWth , correspondant à plus de 175m^3 de biogaz valorisé par jour.

Du fait de la présence de lactosérum acide dans l'effluent et du fait de l'acidification naturelle en anaérobiose, le procédé nécessite un redressement régulier du pH, réalisé grâce à l'ajout de soude concentrée.

En sortie du méthaniseur, l'effluent présente une DCO dix fois plus faible qu'en entrée. Cependant, l'abattement portant principalement sur les matières carbonées (production de CH_4), les concentrations en nutriments (azote et phosphore) restent supérieures aux limites de rejet au milieu naturel et un de finition est nécessaire.



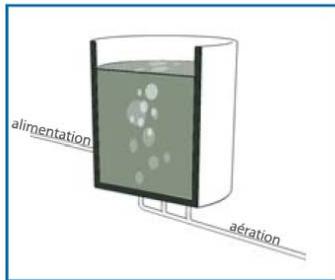
fois plus
 CH_4 , les
très
traitement

Installation de méthanisation de Maroilles : vue du réacteur de méthanisation

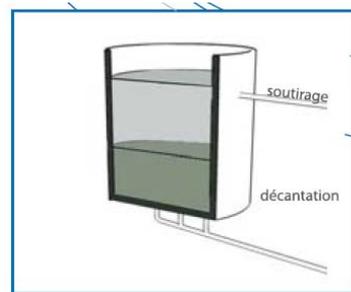
b) Etape aérobie

L'étape aérobie permet l'élimination de la matière organique résiduelle, ainsi que des matières azotées et phosphorées. Cette étape se déroule à faible charge sur une technologie de type SBR (Sequencing Batch Reactor).

Ce type de procédé se caractérise par le fait que les phases d'aération et de décantation se déroulent séquentiellement dans le même bassin et non dans deux bassins séparés. Ceci présente des avantages en termes de nombre de cuves ainsi que pour la réduction du développement de bactéries filamenteuses.



Principe du procédé SBR – phase 1



Principe du procédé SBR – phase 2



SBR avant son enterrement



Soufflante aérobie pour le développement des bactéries aérobie

L'élimination des matières azotées est réalisée par nitrification/dénitrification. La concentration moyenne en azote passe ainsi de 265mg/l en sortie de digesteur à moins de 30mg/l dans le rejet au milieu naturel. La dénitrification et la nitrification sont rendues possibles par l'alternance des phases d'aération et d'anoxie au sein du SBR.

L'élimination des matières phosphorées n'est pas réalisée par voie biologique mais par précipitation simultanée à l'aide de chlorure ferrique. Ce réactif permet l'abattement complet du phosphore, celui-ci se retrouvant sous forme de strengite (FePO_4) au sein des boues aérobies.

Méthanisation territoriale : de la naissance du projet à la mise en place de l'usine

Station de méthanisation de la SCEA des 3 chênes à Herzeele (59)

Florent POUILLARD,
Système Biogaz, Consultant
44 rue du 8 mai- 59 246 MONS EN PEVELE
Tél. : 09 79 27 49 92 - info@sbiogaz.fr

1/ Le contexte :

Depuis 1994, la SCEA des 3 Chênes exploite un élevage de porcs à Herzeele, près de Dunkerque. La production d'effluent, sous forme de lisier, est d'environ 12 000 tonnes par an. Le mode de valorisation était, jusqu'alors, l'épandage. D'année en année, cet exutoire s'est révélé insatisfaisant. En effet, de nombreuses contraintes ont rendu le retour à la terre difficile :

- Cadre administratif lourd et contraignant
- Augmentation des frais d'épandage
- Marché du lisier peu favorable
- Contraintes environnementales

Tous ces éléments pouvaient, à long terme, compromettre la pérennité de l'exploitation. Ainsi, pour s'assurer une valorisation cohérente et viable des effluents du site, le Gérant de la SCEA des Trois Chênes a lancé son projet d'installation d'une station de méthanisation.

Ce projet répond à plusieurs problématiques :

- Au niveau de l'élevage, les effluents sont valorisés énergétiquement, stabilisés et désodorisés. Le but ultime consistait à passer en « logique produit ». Cela implique que la valorisation en fertilisation du produit final ne soit plus soumise à un plan d'épandage de la responsabilité du producteur.
- Au niveau des tiers, l'impact de la porcherie est considérablement réduit : diminution des nuisances olfactives à proximité des bâtiments et à l'épandage.
- Au niveau territorial, la station de méthanisation de Herzeele offre une fenêtre de traitement pour les sous-produits agro-alimentaires locaux.

Ce projet s'intègre dans une vaste réflexion environnementale couplée à une démarche à long terme. Conscient de l'impact de l'exploitation de la porcherie sur l'environnement et sur les tiers, le gérant est convaincu que la construction de la station biogaz est un plus pour l'image de la filière agricole. Le mot d'ordre est : « Produire des cochons à énergie positive ». Ce contrat est largement rempli aujourd'hui. La production électrique du site est supérieure à sa consommation. De plus, la consommation de fuel a diminué du fait de la cogénération.

2/ Le programme :

Le système de traitement d'effluents de Herzeele va bien au-delà de la méthanisation. Il inclut un système de post-traitement de digestat, un réseau de valorisation de la chaleur fatale et une fabrique d'engrais.

La capacité de traitement totale est de 16 000 tonnes par an. Cela inclut 12 000 tonnes de lisier du site et 4 000 tonnes de sous-produits agro-alimentaires. Les produits de ce mixte se présentent sous forme liquide et pompable. Accessoirement et pour une digestion efficace, une faible quantité de maïs plante entière est ajoutée.

Les principes physiques et techniques mis en œuvre à Herzeele sont simples. La digestion est menée en mésophile (à 37°C) en infiniment mélangé dans une cuve étanche en béton de 1000 m³ surmontée d'une « bulle » en butyl pour le captage du biogaz (tampon). L'infiniment mélangé consiste en une injection directe et en quasi-continu des substrats, discrétisée par séquences de 45 minutes et en une homogénéisation régulière. Ce process est utilisé à très grande échelle en Allemagne. En France, les unités de ce type sont encore peu nombreuses.

Le biogaz est consommé par un groupe de cogénération spécifique, en continu, sans stockage. Une légère épuration est effectuée en amont. Elle consiste en un abattement du soufre par l'injection d'air en partie haute du digesteur. Enfin, l'humidité du gaz est condensée par le passage de la conduite de biogaz en terre, en tête du cogénérateur. La teneur en méthane du biogaz obtenu est d'environ 55%.

Au niveau de la cogénération, l'électricité est vendue en totalité à EDF en obligation d'achat. La **puissance de production est de 250 kWe en triphasé 400 V BT. La chaleur de cogénération se présente sous deux formes** : En eau chaude à environ 85°C et en air eau à 450°C (fumée d'échappement). Les deux sont valorisés sur site. L'eau chaude est utilisée pour le chauffage du :

- digesteur
- unités d'élevage (chaleur de fond)
- trois maisons (chauffage central)
- le séchage de la partie solide du digestat sur tapis (par le biais d'un échangeur eau air).
- l'hygiénisation de la partie solide

Les fumées d'échappement sont valorisées directement dans un système d'évaporation de la phase liquide du digestat.

Un effort particulier a été mené, dans le but de valoriser la quasi-totalité de l'énergie de cogénération.

Parallèlement, le digestat est aussi valorisé sur site. Il est soutiré en quasi-continu du digestat. Il est ensuite séparé mécaniquement par un système à vis et piston. On obtient au final un produit « solide » à environ 20% de matière sèche et un produit « liquide » et minéral à environ 4% de matière sèche. Le produit liquide est concentré et traité par le biais d'un système de lavage d'air à acide sulfurique. Le concentrat est repris puis réintroduit dans la partie solide. Le produit solide, une fois mélangé au concentrat minéral est déshydraté puis hygiénisé. Au final, une grande partie du potentiel fertilisant minéral est récupéré. Le produit obtenu est à environ 85 % de matière sèche. La production annuelle est d'environ 1000 tonnes par an. Le reste de la matière brute entrante a été évaporée (eau) ou valorisée en combustion (carbone/méthane).

3/ Aspect territorial

L'implantation de la station de biométhanisation de Herzeele est une initiative privée. Elle s'intègre en premier lieu dans une problématique agricole d'élevage et de fertilisation. La méthanisation est un atout pour maintenir et consolider la filière agricole sur nos territoires, même en zone d'élevage intensif. Concrètement, la transformation du lisier en « produit » solide est un atout. Ce produit est stable, sans odeur. Le producteur du déchet est dédouané de toute responsabilité vis-à-vis de son usage. En fonction du marché local, il peut être commercialisé ou laissé gratuitement à disposition. Parallèlement, on assiste à une réduction importante du tonnage et du volume. Les produits bruts destinés à la méthanisation sur le site de Herzeele sont des boues liquides. Le mixte global se présente à 15% de matière sèche. Une fois méthanisé et déshydraté à 85 % de matière sèche, la masse passe de 16 000 tonnes à 1000 tonnes par an. Ceci réduit les coûts de gestion et de transport du produit fini.

En plus, la SCEA des Trois Chênes propose une prestation de traitement et de valorisation énergétique des déchets à l'échelle du territoire. Elle traite 4 000 tonnes par an de déchets agro-alimentaires en provenance de toute la région Nord Pas de Calais. L'intérêt consiste à pérenniser l'activité industrielle dans le Nord Pas de Calais en offrant un exutoire sûr et local pour les sous produits.

4/ Mise en perspective globale :

L'unité de méthanisation de Herzeele se situe à mi chemin entre l'agricole et l'industriel. Elle se différencie des autres installations agricoles (il y en a peu en France pour comparer), par le fait qu'elle dispose d'un système de post-traitement du digestat. Ce dispositif est la clé, le but ultime pour tout éleveur : se dispenser d'un plan d'épandage de sa responsabilité. Le système global mis en œuvre constitue une solution pertinente à la problématique agricole en zone d'élevage intensif, comme en Bretagne par exemple. Les technologies proposées peuvent être transposées sur des élevages porcins de grande taille, dans le cadre d'un projet privé ou collectif, à l'échelle d'un territoire.

Quel devenir pour les digestats ?

Didier RAT

Ministère de l'Agriculture et de la Pêche

3, rue Barbet de Jouy - 75349 PARIS 07SP France - didier.rat@agriculture.gouv.fr

1. Valorisation des digestats : retour au sol et normalisation

« Quel devenir pour les digestats ? » La question doit bien entendu s'entendre dans le contexte défini par l'intitulé de l'atelier au sein duquel elle est posée : « Méthanisation des déchets d'un territoire : enjeux et débouchés »

La question s'inscrit donc dans une logique de gestion, gestion des déchets d'une part et gestion d'un territoire au regard de l'un de ses éléments naturels essentiel qui est le sol, d'autre part.

Le point de vue de l'administration sur cette question s'appuie sur les éléments existants de la réglementation auxquels peut-être rattachée la gestion des digestats issus de la méthanisation, en lien avec les principes qui sous-tendent cette réglementation : développement durable et précaution.

Concernant les sols, à défaut de l'existence d'une réglementation globale et cohérente, tant européenne que nationale, dédiée aux sols et destinée à préserver leur capacité à remplir leurs multiples fonctions, de nombreux textes réglementaires prennent en compte la protection des sols, au regard de certains de leurs usages. Il s'agit des réglementations relatives aux matières fertilisantes et aux supports de culture, aux déchets, à l'eau, aux installations classées, à l'urbanisme, à la prévention des risques, au développement des territoires ruraux ou aux pratiques agricoles. Ce corpus réglementaire est complété, pour les matières fertilisantes et les supports de culture notamment, par des normes qui peuvent être rendues d'application obligatoire.

Ainsi, la valorisation des digestats par épandage sur les sols agricoles relève-t-elle à la fois des dispositions contenues dans le code rural, articles L 255-1 à L 255-11, texte fondamental fixant le cadre réglementaire pour les matières fertilisantes et les supports de culture, et de la normalisation avec la norme NF U 44-051 – Amendements organiques – Dénominations, spécifications et marquage », rendue d'application obligatoire par arrêté du ministre de l'agriculture et de la pêche en date du 21 août 2007.

En 2004, afin de tenter de répondre aux nombreuses interrogations pesant sur les qualités agronomique et sanitaire des digestats et des composts issus de digestats, l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), dans une réflexion globale de retour au sol de la matière organique, a initié une étude dont la réalisation a été confiée à l'association SOLAGRO¹¹ (Etude « Orgaterre12 »).

Aujourd'hui, dans le cadre élargi de la gestion des déchets et du développement des énergies renouvelables, la France s'efforce de développer la méthanisation des formes « peu nobles » de la biomasse, telles que les effluents d'élevage. Ainsi, le rapport « Evaluation des conditions de développement d'une filière de méthanisation « à la ferme » des effluents d'élevage »¹³ souligne l'intérêt de la méthanisation « à la ferme », « ... forme de valorisation énergétique de la biomasse décentralisée, contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre de la part des animaux et offrant une production d'énergie facile à transporter, que ce soit sous forme de biogaz ou d'électricité ».

¹¹ SOLAGRO: 785, voie du Toec – 31076 Toulouse cedex 3

¹² Orgaterre – « La qualité agronomique des digestats – Rapport final – Décembre 2004 » (C/568-N°2-12/04)

¹³ Mission conjointe du Conseil Général de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Espaces Ruraux et de l'Inspection Générale de l'Environnement – Février 2008

Le ministère de l'agriculture et de la pêche, en partenariat avec l'ADEME, lancera au second semestre 2009 une étude destinée à préciser l'intérêt agronomique et les risques associés à l'épandage de ces digestats sur les sols agricoles.

Extraits du rapport de l'Inspection générale de l'environnement et du Conseil général de l'agriculture, de l'alimentation et des espaces ruraux, de 2008." Evaluation des conditions de développement d'une filière de méthanisation « à la ferme » des effluents d'élevage "

Homologation et normalisation du digestat

Le digestat est une matière fertilisante qui peut être comparée à du compost dès lors que le méthaniseur utilise les mêmes matières premières.

Cependant, à ce jour, et contrairement au compost, le digestat ne fait pas l'objet d'une homologation ou d'une norme qui permettrait sa commercialisation ; il ne peut donc pas être valorisé dans un circuit commercial.

Les unités de méthanisation doivent donc supporter les contraintes d'évacuation de ce qui reste un déchet.

Seuls les éleveurs ont l'avantage de pouvoir utiliser le digestat dans leur plan d'épandage, à condition qu'ils ne se trouvent pas en excédent structurel d'azote. A défaut, ils doivent trouver des terres supplémentaires pour leur plan d'épandage. Le problème est donc de même nature que celui posé par le lisier brut. (La méthanisation n'est donc pas une alternative aux nécessités éventuelles de traitement de l'azote et du phosphore en élevage intensif.)

Deux possibilités s'offrent alors :

- le compostage du digestat, qui le fait entrer dans la norme « compost »,
- ou son homologation puis sa normalisation.

Ce dernier dispositif d'homologation et de normalisation implique une composition du digestat quasi-constante et une démonstration de l'innocuité (pour la santé et l'environnement) et de l'efficacité (agronomique) adaptée à l'usage envisagé. (L'exigence de ce dernier paramètre semble une particularité française.)

• Compostage

Le digestat peut être composté et ainsi entrer dans la norme AFNOR NF U 44-051 au titre de la dénomination « compost et amendements organiques issus de végétaux », dans le cadre d'une liste positive de produits entrants utilisables en cours d'annexion à la norme.

Le choix du compostage impose un atelier complémentaire à celui de la méthanisation. Cette voie est actuellement mise en œuvre mais elle a un coût technique et financier. Elle reste donc difficilement envisageable pour de petites unités de méthanisation à la ferme. A l'inverse, les composteurs sont bien placés pour développer un processus de méthanisation, ou composter les digestats de leur zone de collecte.

• Homologation et normalisation

La mise sur le marché d'un produit de ce type est soumise aux dispositions du Code rural, qui prévoit une homologation préalable (accordée à un seul producteur) ; à défaut d'homologation pour chaque produit, la normalisation permet la mise sur le marché d'une famille de produits identiques par plusieurs producteurs.

Les conditions d'homologation relatives aux matières fertilisantes et supports de culture sont définies par un arrêté interministériel du 21 décembre 1998.

Le dossier d'homologation doit comporter la liste des matières premières utilisées, décrire le processus et préciser la composition du produit fini. Des résultats d'analyse des éléments-trace et une analyse microbiologique doivent être fournis.

Les délais d'homologation sont de l'ordre de dix huit mois. L'instruction du dossier repose sur une expertise de l'AFSSA – Association Française de Sécurité Sanitaire des Aliments, qui prélève une redevance. Le coût total d'un dossier d'homologation peut être estimé autour de 40 000€. Il ne peut porter que sur un produit et un seul producteur.

Dans une seconde phase, la normalisation peut être envisagée dès lors qu'une série de produits (trois à cinq) sont homologués. La normalisation d'un produit générique doit donc passer obligatoirement par une phase d'homologation de produits particuliers, ce qui représente un coût non négligeable. Le processus de normalisation lui-même prend du temps (18 mois, soit un total d'au moins trois ans avec les homologations préalables).

Ainsi, différents digestats pourraient être homologués, les uns issus uniquement d'effluents d'élevage, les autres d'un certain mélange entre effluents et cultures énergétiques, les troisièmes d'un mélange avec des sous-produits végétaux à définir...etc.

La normalisation pourrait s'appliquer séparément aux phases liquide et solide du digestat :

La séparation de phase permettrait d'épandre la phase liquide à proximité et d'exporter la phase solide :

- la phase solide peut être séchée en utilisant la chaleur produite par l'installation de co-génération électrique,

- la phase liquide riche en azote ammoniacal peut être valorisée en engrais organique (norme NF U 42 001) ou détruite par nitrification-dénitrification.

A terme donc, différents produits issus du digestat pourraient être mis sur le marché.

Une telle démarche est inaccessible à des petites structures de méthanisation et elle nécessite pour aboutir une approche collective, qui permette notamment de mutualiser les coûts.

Comparaison de l'intérêt agronomique des composts, des digestats et des digestats compostés

Mohammed BENBRAHIM
RITTIMO

37, rue d'Herrlisheim - 68000 COLMAR

Tél. : 03.89.80.47.00- Fax : 03.89.21.16.70 - mohammed.benbrahim@rittmo.com

- **Introduction :**

La méthanisation et le compostage sont deux voies de biodégradation naturelle des matières organiques d'origine animale ou végétale. Pour la méthanisation, les processus biologiques de cette dégradation se déroulent en absence d'oxygène et aboutissent principalement à la formation de biogaz, mélange de gaz carbonique et de méthane inflammable et du digestat. Pour le compostage, les processus biologiques nécessitent au contraire une aération importante avec un dégagement de gaz carbonique et de vapeur d'eau et aboutissent à la formation d'un amendement organique.

Ces deux procédés sont alors utilisés pour le traitement de plusieurs types de déchets organiques comme les boues de station d'épuration, les déjections animales, les biodéchets des ordures ménagères. Selon leurs caractéristiques agronomiques, les produits issus des deux procédés peuvent être valorisés par épandage agricole au regard de la réglementation actuelle. Cette valorisation agricole a pour objectifs : (i) l'amélioration des caractéristiques physiques, chimiques ou biologiques des sols et/ou (ii) l'apport d'éléments nutritifs comme l'azote ou le phosphore aux cultures.

De nombreux paramètres physiques, chimiques et biologiques conditionnent les procédés de compostage et de méthanisation et affectent directement l'évolution des matières premières et la qualité des produits destinés à la valorisation agricole.

- **Dynamique de la méthanisation :**

Lors du processus de digestion anaérobie, la conversion de composés organiques en CO₂ et CH₄ est réalisée par l'action de différents types de microorganismes. La méthanisation se déroule en quatre étapes que sont l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et enfin la méthanogénèse. Durant cette dernière étape, les produits de l'acétogénèse sont convertis en CH₄ par des microorganismes anaérobies stricts.

L'évolution de la matière organique au cours de la méthanisation dépend de plusieurs facteurs dont :

Le potentiel redox : Un milieu anaérobie est défini par un potentiel redox de -300 à -500 mV. Certains microorganismes méthanogènes sont des anaérobies stricts et de simples traces d'O₂ peuvent inhiber leur croissance. Elles ne se développent qu'à très faible potentiel redox (-400 mV).

La température : Deux plages de température ont donc été identifiées pour cette voie métabolique : 35-40°C pour la méthanisation mésophile et 55°C pour la méthanisation thermophile.

Le pH : Les bactéries anaérobies et notamment les bactéries méthanogènes sont sensibles au pH dont l'optimum se situe entre 6,5 et 7,5. En cas de surcharge du méthaniseur, il y a une accumulation d'AGV (Acides Gras Volatils) et le pH peut chuter à 4 ce qui inhibe la croissance bactérienne et donc la méthanisation. De même, un pH supérieur à 8,5, induit par l'accumulation de NH₃ aura un effet similaire.

La charge organique

La charge organique introduite dans le digesteur est un paramètre important puisqu'elle conditionne la quantité de CH₄ produit. Les méthaniseurs par voie humide fonctionnent de manière optimale dans des plages de M.S de l'ordre de 5 à 20%, Ceux à voie sèche peuvent méthaniser un substrat ayant jusqu'à 35-40% de MS (ADEME). L'utilisation de substrats trop riches en azote (herbe d'ensilage, déjections de volaille) entraîne la production d'ammonium en grandes quantités, responsable d'une augmentation significative du pH et qui, sous forme de NH₃, peut affecter la croissance bactérienne (Maintenir en dessous de 80 mg / L). Par ailleurs, Le ratio optimal C/N/P est estimé à 100/5/1 et affecte directement le pourcentage de CH₄ dans le biogaz produit. En effet, un rapport C/N de 8 donne un biogaz composé à 67 % de CH₄ alors qu'un rapport C/N de 50 engendre un biogaz composé seulement à 52 % de CH₄.

- **Dynamique du compostage :**

Le processus de compostage se déroule en 3 phases distinctes ou interviennent différentes cohortes de microorganismes ayant chacun leur rôle spécifique. On distingue principalement (i) la phase mésophile, (ii) la phase thermophile et (iii) la phase de maturation. Durant la première phase, la présence de M.O facilement biodégradable entraîne une forte activité microbienne générant une rapide montée en température au cœur du tas. Elle est dominée par l'activité des bactéries mésophiles présentes initialement dans le substrat. Durant la seconde phase (thermophile), la température atteint des valeurs allant de 60 à 75 °C. Seuls les micro-organismes thermorésistants (bactéries) peuvent survivre à ces hautes températures. Une part importante de la matière organique est perdue sous forme de CO₂ et le compost s'assèche par évaporation. Cette phase sert de phase d'hygiénisation du compost. Enfin, durant la phase de refroidissement-maturation, les champignons et la flore mésophile recolonisent le substrat au dépend de la flore thermophile et les processus d'humification prédominent ainsi que la dégradation lente des composés résistants.

L'évolution de la matière organique au cours du compostage dépend de plusieurs facteurs dont :

Le rapport C/N : La consommation de carbone par les micro-organismes pendant le compostage est 15 à 30 fois plus importante que la consommation d'azote. Les micro-organismes utilisent le carbone comme source d'énergie et l'azote pour la production de protéines nécessaires à leur développement. Certains travaux ont montré que **le rapport optimal C/N est au départ de 35 pour les déchets verts et de 25 pour les déchets municipaux.**

L'oxygène : Une bonne oxygénation est indispensable afin de maintenir une dynamique de dégradation constante de la matière organique. En conditions contrôlées, l'aération optimale semble avoisiner les 50- 60 L/h d'air pour 1 m³ de substrat.

L'humidité : L'humidité du compost influence la température, l'aération, la sélection et l'activité des micro-organismes. Les conditions optimales d'humidité sont proches de 60% en poids mais dépendent de la nature du substrat (75 à 85% pour les substrats ligneux ou fibreux et 50 à 60% pour les déchets de végétaux tendres).

Le pH : Ce paramètre varie beaucoup au cours du processus de compostage en fonction des différentes réactions produites par les micro-organismes. En effet la gamme de pH optimum pour les bactéries se situe entre 6 et 7,5, tandis que pour les champignons, cette gamme se situe entre 5,5 et 8. Ainsi, le pH diminue en début de phase thermophile car il y a production importante de CO₂ et d'acides lactiques par les microorganismes. Il remonte ensuite pour devenir neutre ou alcalin. Malgré tout, en pratique, on se préoccupe peu de ce paramètre qui reste dans des limites acceptables pour le développement des microorganismes.

- **Caractéristiques des digestats et des composts :**

Les caractéristiques physico-chimiques des produits issus de la transformation biologique (compostage ou méthanisation) des déchets organiques dépendent de la nature et la qualité des intrants ainsi que des procédés utilisés. Pour une valorisation agricole, nous nous intéressons ici qu'aux matières organiques, et aux éléments minéraux majeurs : azote, phosphore et potassium des produits issus de ces deux procédés.

Pendant la méthanisation (sans phase de maturation), 30 % à 70 % de la matière organique est transformé en méthane et en dioxyde de carbone selon la nature des intrants et le procédé. La réduction de la matière organique lors de la méthanisation des lisiers varie entre 30 % et 50 % pour les lisiers et les boues de station d'épuration. Elle peut atteindre 60 % à 65 % pour les déchets municipaux. Cet abattement de la matière organique concerne principalement les composés organiques facilement dégradables. Ainsi, la digestion des sucres, de l'amidon et des protéines de faible poids moléculaire atteint les 90 %. Celle de la cellulose et des hémicellulose atteint les 60 % à 70 % et des protéines et des lipides les 40 % à 60 %. Par contre, l'abattement des lignines ne dépasse pas les 2 % à 3%. Cependant, les macromolécules à l'origine des composés sont issues pour grande partie de la dégradation biologique des lignines. Ainsi, la digestion anaérobie affecte peu le taux d'humification. Le taux d'humification des digestats, en sortie du méthaniseur reste faible comparativement au compost fini.

La transformation des composés carbonés est associée à une forte minéralisation de l'azote. Dans ces conditions anaérobiques, l'azote organique est principalement transformé en ammonium. Selon le traitement des digestats, les ions d'ammonium peuvent évoluer vers des nitrates, ou de l'ammoniac. La minéralisation de l'azote organique dépend d'une part des teneurs en azote dans les intrants et d'autre part des caractéristiques du traitement anaérobie (durée de la digestion, température).

Néanmoins, l'ammonium est une forme très soluble de l'azote et se trouve essentiellement dans la phase liquide du digestat et les conditions de stockage ou le post-traitement du digestat peuvent induire une forte réduction des teneurs en azote.

Pour les déjections animales, riches en ammonium, plusieurs travaux ont montré que la digestion de ces déchets induit une meilleure assimilation par les plantes de l'azote alors que le compostage est associé à une diminution des teneurs en azote et de son assimilation.

De la même manière que l'azote, la biodégradation des matières organiques se traduit par une minéralisation du phosphore. Cependant, dans ce cas, les formes minérales du phosphore sont en grande partie liées aux particules organiques du digestat et se trouvent dans la fraction solide en cas de séparation de phase.

Ainsi, à la fin de la digestion anaérobie, les formes de carbone, d'azote et du phosphore se trouvent différemment dans les deux phases du digestats en cas de séparation de phase. La phase solide est plus riche en lignine, en azote organique et en phosphore alors que la phase liquide est plus riche en azote minérale et en orthophosphates. Les valeurs agronomiques de ces deux fractions sont alors différentes.

Après méthanisation, le digestat peut subir une phase de post-traitement qui consiste généralement à une aération apparentée à la phase de maturation du procédé de compostage. La principale différence est que pendant le compostage, cette phase de maturation est une étape du procédé lui-même.

Pendant le compostage, la matière organique des intrants évolue d'une matière riche en composés facilement biodégradables vers une matière très lentement dégradable par voie microbienne comme la biodégradation des matières organiques dans un sol. Ainsi, le compostage peut être considéré comme un procédé de stabilisation de la matière organique.

Au cours du compostage, les teneurs en matières organiques diminuent de 15 % à 35 % selon la nature des intrants et les caractéristiques du compostage. Ces teneurs diminuent continuellement

pendant la durée de maturation et la durée du simple stockage de l'amendement. Comme pour la méthanisation, la biodégradation de la matière organique en dioxyde de carbone est associée à une minéralisation de l'azote. Cependant, dans le cas du compostage, La plus grande fraction d'azote se trouve sous forme organique. Les formes minérales de l'azote et du phosphore, assimilées par les plantes, sont libérées pour grande partie après l'apport de l'amendement au sol et la minéralisation de la matière organique des composts.

Ainsi, l'évolution de la matière organique pendant la phase anaérobie de la méthanisation est similaire à celle de la phase thermophile du compostage. Ce dernier procédé comprend cependant, une phase de maturation alors que celle-ci reste facultative pour la méthanisation. La valeur agronomique des produits issus de la méthanisation dépend donc de la phase du post traitement (séparation de phase et/ou compostage).

- **Intérêt agronomique des composts, des digestats et des digestats compostés :**

Les produits issus de la méthanisation et du compostage apportés aux sols jouent deux grands rôles. Ils influencent à la fois les caractéristiques physico-chimiques et les caractéristiques biologiques des sols.

Les effets sur les propriétés physiques des sols comprennent plusieurs paramètres dont la capacité de rétention en eau, la microporosité, la macroporosité, l'acidité et la stabilité structurale des sols. Au niveau chimique, les effets de l'apport de ces produits se traduisent par des modifications des teneurs en matières organiques et en éléments minéraux.

De manière générale, le compost peut être valorisé en tant qu'amendement organique, agent structurant ou encore matière fertilisante. Cependant, la plupart des composts ont des concentrations en nutriments relativement faibles et les formes minérales directement assimilables par les plantes sont libérées progressivement après l'apport aux sols. De ce fait, la plupart du temps, les composts sont utilisés comme agents structurants ou amendements organiques. Par ailleurs, les composts peuvent jouer un rôle supplémentaire par le fait qu'ils contiennent une flore bactérienne riche qui peut limiter la prolifération de moisissures et autres pathogènes (effets suppressifs des composts).

Pour la méthanisation, La valeur amendante du substrat d'origine est conservée car les fractions ligneuses, contribuant à la formation de l'humus, sont gardées intactes. Cependant, seule la fraction solide peut avoir une valeur d'amendement. Néanmoins, la matière organique de la phase solide est très peu stabilisée et une phase de maturation aérobie permet d'augmenter proportionnellement la fraction des lignines pour avoir un produit fini de même nature que le compost.

Pour l'azote, la méthanisation (sens strict, sans phase de maturation) est un procédé conservateur sans transformation en azote atmosphérique, en protoxyde d'azote comme le compostage. Il en résulte que le digestat garde une valeur fertilisante azote plus importante que le compost. Néanmoins, cette valeur azotée dépend des phases de post traitement. L'utilisation directe de la phase liquide permet de bénéficier de ses teneurs en azote en cas d'enfouissement direct pour éviter la volatilisation.

Enfin, la valeur fertilisante en phosphore des produits de la méthanisation et du compostage sont relativement similaires. En effet, les valeurs en phosphore des intrants sont gardés intacts lors des deux procédés. Néanmoins, la phase liquide du digestats contient des orthophosphates dont les teneurs peuvent être élevées selon la nature des produits méthanisés (boues de STEP riches en P). De ce fait, cette fraction liquide peut avoir une valeur fertilisante en phosphore plus importante que pour un compost ou pour la phase solide du digestat. Pour ces deux derniers, la valeur fertilisante en phosphore est généralement très faible.

En ce qui concerne l'innocuité du digestat vis-à-vis de certains agents pathogènes et phytopathogènes, plusieurs publications et études ont montré que la méthanisation permettait la

réduction de certains pathogènes [236], mais que pour une bonne hygiénisation, il faut une remontée de température en compostage pour assurer une hygiénisation correcte.

En plus de l'efficacité agronomique des produits issus de la méthanisation ou du compostage, l'innocuité des produits est un critère très important pour leur utilisation en agriculture. La valorisation agronomique des produits de la méthanisation et du compostage supposent une innocuité des produits à la fois pour les éléments traces métalliques, les composés traces organiques et les agents pathogènes comme celle imposée par les réglementations actuelles en France.

QUALITE ET DEVENIR DES DIGESTATS COMPOSTES AU CVO DE LILLE

David LOURME

CARBIOLANE, Directeur d'exploitation

Centre de valorisation organique de Sequedin – BP 80169 – 59482 HAUBOURDIN CEDEX
Tél. : 03 20 17 65 70 – Fax : 03 20 17 65 78 - dlourme@carbiolane.com

1 – LE PROCESS DE COMPOSTAGE

Au Centre de Valorisation Organique de SEQUEDIN, le digestat est composté en mélange avec des structurants ou des déchets verts faiblement méthanogènes. On mélange le digestat brut ou pressé en fonction de la nature et du pouvoir absorbant du structurant.

Sur les 108 000 tonnes traitées annuellement au CVO, 60 000 tonnes sont méthanisées tandis que 48 000 tonnes servent de structurant. La production de compost est d'environ 30 000 tonnes.

Le processus de compostage comporte 3 phases distinctes :

- une première phase de fermentation en box sous aération forcée d'une durée de 21 jours.
- une seconde phase de maturation en andains d'une durée de 21 jours.
- un affinage afin de donner au compost ses qualités physiques.

La première phase peut être accélérée si la montée et le maintien en température sont aisés. L'objectif de cette phase est de dégrader la matière organique rapidement et d'hygiéniser le produit par un maintien à 55°C durant 72 heures.

Cette phase ne peut durer moins de 2 semaines par contre, nous exigeons quand à l'hygiénisation un maintien à 60°C durant 4 jours.

La seconde phase est une phase de maturation – stabilisation lors de laquelle nous retournons régulièrement les andains afin de les oxygéner et de casser les mottes et réduire sensiblement la granulométrie. Ces retournements participent également à l'augmentation de la teneur en matières sèches.

Le processus d'affinage permet dans un premier temps de « dé ferrailer » le compost, de réaliser une coupure granulométrique 20 mm, d'ôter les éléments légers et lourds afin d'obtenir un produit conforme à la norme NFU 44051 et satisfaisant pour les clients.

2 – LA QUALITE DU COMPOST PRODUIT AU CVO

S'agissant de la première année de production, nous avons choisi de définir un lot par mois de livraison de déchets.

Une analyse complète a été réalisée sur chaque lot de compost.

L'objectif de ces contrôles est bien évidemment le respect de la norme tout au long de l'année, mais aussi d'analyser l'ensemble des paramètres en fonction de la saisonnalité.

Le tableau suivant permet d'avoir une vision synthétique de la qualité du compost.

Type d'analyse	Exigences de la norme NFU 44-051	Moyenne
MS(%)	≥ 30%	56,3
pH	--	7,9
Conductivité (mS/cm)	--	1,2
Salinité (mg/l d'eau du produit saturé)	--	1706,0
Composition du produit :		
MO (%) sur MB	≥ 20%	23,6
Organique (%) sur MB	--	11,8
Norganique (%) sur MB	< 3% sur MB	0,8
Rapport C/N	> 8 (amendements avec engrais)	14,0
Rapport C/Norg		14,1
Azote Kjeldahl (g/kg) sur MB		8,5
Azote global (NTK+N-NOx) (g/kg) sur MB		8,6
Azote ammoniacal N-NH ₄ (g/kg) sur MB		0,1
Azote nitrique N-NO ₃ (mg/kg) sur MB		8,9
Azote uréique		
Phosphore P ₂ O ₅ (%)	< 3% sur MB	0,4
Potassium K ₂ O (%)	< 3% sur MB	0,7
Magnésium MgO (%)		0,4
Calcium CaO (%)		1,6
Sodium Na ₂ O (%)		0,1
N(org)+P ₂ O ₅ +K ₂ O (%)	< 7% sur MB	0,3
Ntotal = Norg+N-NH ₄ +N-NO ₃ +Nuréique (%) sur MB		0,3
As (mg/kg)	< 18 mg/kg sur MS	3,7
Cd (mg/kg)	< 3 mg/kg sur MS	0,9
Cr (mg/kg)	< 120 mg/kg sur MS	23,5
Hg (mg/kg)	< 2 mg/kg sur MS	0,3
Ni (mg/kg)	< 60 mg/kg sur MS	16,0
Pb (mg/kg)	< 180 mg/kg sur MS	87,4
Se (mg/kg)	< 12 mg/kg sur MS	0,7
Cu (mg/kg)	< 300 mg/kg sur MS	58,2
Zn (mg/kg)	< 600 mg/kg sur MS	289,5
HAP :		
Fluoranthène (mg/kg)	< 4 mg/kg MS	0,5
Benzo(b)fluoranthène (mg/kg)	< 2,5 mg/kg MS	0,3
Benzo(a)pyrène (mg/kg)	< 1,5 mg/kg MS	0,2
Pathogènes :		
Oufs d'helminthes viables	Absence dans 1,5g	
Salmonella	Absence dans 1g	
Inertes et impuretés :		
Verres + métaux > 2 mm (%)	< 2% sur MS	0,4
Autres plastiques > 5 mm (%)	< 0,8% sur MS	0,2
Films + PSE > 5 mm (%)	< 0,3% sur MS	0,1
Inertes totaux (%)	--	11,2

En ce qui concerne les qualités physiques du compost CARBIOLANE, il est à noter que :

- la granulométrie du produit est inférieure à 20 mm ; Ce qui le rend particulièrement simple à épandre
- le taux de matière sèche est très important (de l'ordre de 63% en moyenne) ; on optimise ainsi les quantités épandues et les coûts de transport.

- le produits est particulièrement propre (taux de verre, métaux, plastiques, films très faibles)
- la nature du déchet traité provoque un taux d'inerte important constitué de sable, terre, petits granulats légèrement élevé.

En ce qui concerne les métaux lourds et les HAP, le compost CARBIOLANE est bien en dessous des valeurs limites définies dans la norme.

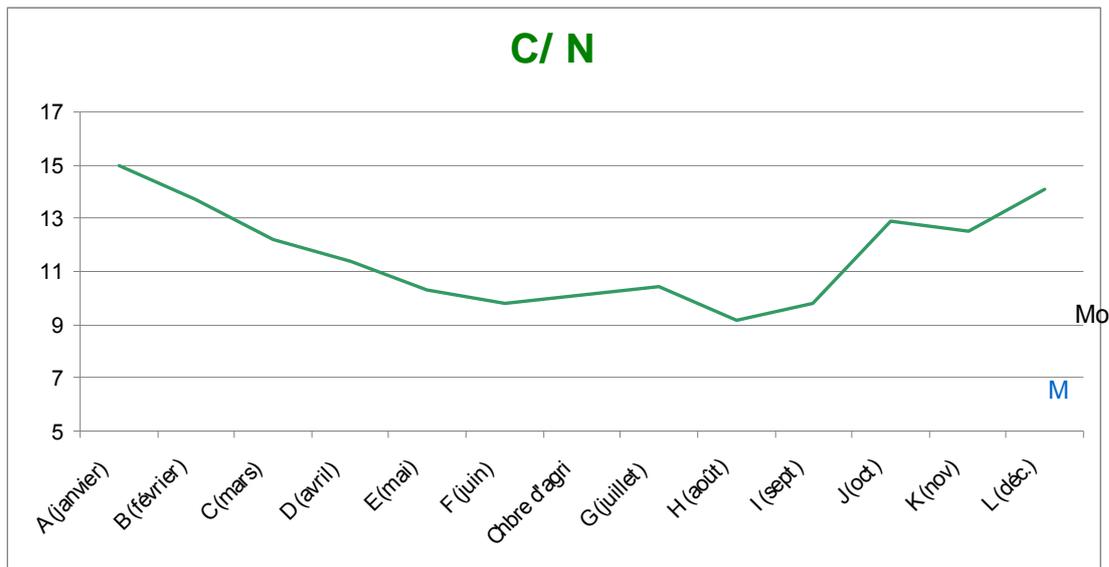
L'absence de pathogènes nous permet également de valider les périodes d'hygiénisation.

On note que le fait que 60 % du gisement soit méthanisé dans un premier temps a pour conséquence d'avoir un taux de matière organique par rapport à la matière brute faible. En effet, les produits sont ici bien plus dégradés que sur une plate forme de compostage classique. Le fait d'avoir un compost particulièrement sec nous permet d'être conforme à la norme en termes de taux de matière organique.

Le rapport C/N est quant à lui satisfaisant.

Les qualités agronomiques de ce compost en azote, phosphore et potasse sont tout à fait cohérentes par rapport à un compost de déchets verts classique produit sur une plate-forme de compostage.

La qualité du compost au cours des saisons est globalement stable. Le rapport C/N est celui qui connaît les variations les plus importantes puisqu'il est proche de 9 pour les lots d'été pour atteindre 15 pour le lot de janvier.



En ce qui concerne les autres paramètres, ils restent très stables tout au long de l'année.

2 – LE DEVENIR DU COMPOST DE DIGESTAT

L'ensemble du compost CARBIOLANE est utilisé en agriculture sur les départements du Nord et du Pas de Calais. Il est évacué principalement par voie d'eau et distribué aux agriculteurs sur les quais de déchargement.

Les agriculteurs se chargent de l'épandage selon la fiche produit et les besoins en éléments liés au type de culture.

Chaque tonne de produit livré est tracée et on connaît précisément la destination de chaque lot.

Les services techniques des communes proches sont également des utilisateurs du compost CARBIOLANE pour l'entretien des espaces verts.

Une partie du compost CARBIOLANE sera également mise en sac afin de satisfaire les besoins des particuliers et sera commercialisée par une structure locale.

Panorama des différentes valorisations énergétiques

Olivier THEOBALD

ADEME, Département Gestion Optimisée des déchets

20 avenue du Grésillé – BP 90406 – 49 004 ANGERS Cedex 01

Tél. : 02.41.20.43.12 - Fax : 02.41.20.42.00 – olivier.theobald@ademe.fr

En France, le biogaz est issu de cinq sources principales de production : les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) et les unités de traitement par méthanisation des déchets ménagers, des boues d'épuration, des effluents agricoles ou industriels. En raison de ces différentes sources, on parle ainsi souvent « des biogaz » plutôt que du biogaz.

Différentes formes de valorisation des biogaz sont possibles : le brûlage pour produire de l'électricité ou/et de la chaleur ; ou après épuration, l'utilisation sous forme de carburant, pour alimenter des véhicules fonctionnant au gaz naturel voire, dans certains cas particuliers, l'injection dans le réseau de transport ou de distribution du gaz naturel. Les différentes voies de valorisation sont répertoriées dans le schéma n°1 ci-dessous.

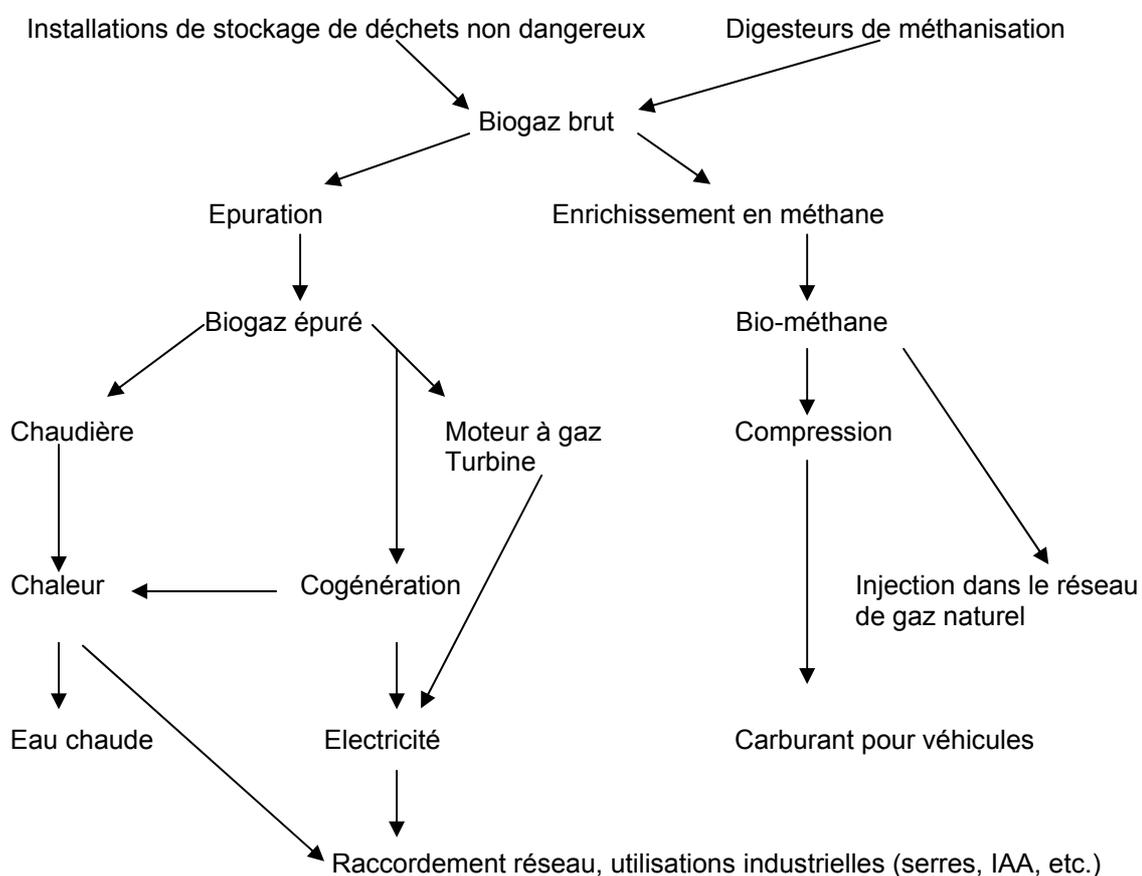


Schéma n°1 : voies de valorisation énergétique des biogaz

(d'après T. Al Seadi, *Biogas Handbook*, 2008)

2. Pourquoi valoriser les biogaz ?

2.1. Valoriser les biogaz, une « justification » de la méthanisation

La valorisation énergétique des biogaz permet d'exploiter le potentiel énergétique de la matière organique contenue dans les déchets, tout en assurant, par la méthanisation, un traitement et le retour au sol de cette même matière organique. Cette dimension énergétique constitue un caractère spécifique au procédé de méthanisation par rapport aux voies « classiques » de traitement biologique de la matière organique, telles que le compostage pour les déchets ou le traitement aérobique pour les effluents, tout en permettant de « rentabiliser » les investissements consentis.

L'énergie contenue dans des biogaz issus de méthanisation est liée à leur teneur en méthane. Par exemple, pour un biogaz contenant 60 % de méthane, la valeur énergétique sera de 21,6 MJ/Nm³ (équivalant environ à 0,7 L d'essence ou 0,6 L de fuel). La composition et les propriétés des biogaz varient selon les intrants utilisés (déchets, effluents, cultures énergétiques), les procédés de méthanisation, la température, le temps de séjour hydraulique, etc.

Différents équipements de valorisation des biogaz peuvent être utilisés, la plupart du temps après un traitement préalable assez « rustique » du biogaz, par condensation, refroidissement et déshydratation, soit après un traitement plus poussé destiné à éliminer des composés indésirables (siloxanes par exemple).

- *les chaudières à combustion directe* : c'est le moyen le plus simple pour utiliser le biogaz. La combustion directe est largement utilisée avec des brûleurs au gaz naturel, dans de nombreux pays. Le biogaz peut être brûlé pour une production de chaleur sur le site, ou transporté par canalisations vers une utilisation finale sous forme de gaz (canalisation dédiée) ou de chaleur (réseau). Dans certains cas particuliers, le biogaz est transformé en vapeur et utilisé dans un cycle de production d'électricité combiné incluant une turbine à vapeur.

- *les moteurs à cogénération d'électricité et de chaleur* : c'est l'utilisation « standard » du biogaz dans de nombreux pays européens, avec un bon rendement de production énergétique : environ 90 %, avec 35 % de production électrique et 65 % de production de chaleur, dont approximativement 2/3 seront disponibles pour une utilisation (valorisation) externe.

- *les micro-turbines à biogaz* : un mélange air-biogaz est brûlé à haute température dans une chambre de compression, puis les gaz chauds sont ensuite injectés dans une turbine à ailettes connectée à un alternateur de production électrique. Pour l'application au biogaz, des microturbines d'une puissance unitaire de 30 kWe sont proposées sur le marché, avec la possibilité de coupler plusieurs unités ensemble. Les coûts de ces matériels restent encore élevés, et leur utilisation relativement confidentielle. On peut cependant espérer un développement à l'avenir.

- *les turbines à gaz* : pour des installations de puissance installée importante, le biogaz peut être brûlé dans des turbines à gaz et transformé en électricité.

- *les moteurs Stirling* ou moteurs à combustion interne sont peu répandus mais présentent l'intérêt de pouvoir être utilisés pour des biogaz « pauvres », à faible teneur en méthane, et pour de petites puissances installées, de l'ordre de 50 kWe. Leur rendement de conversion électrique est faible, généralement inférieur à 30 %¹⁴ mais leurs émissions à l'échappement sont faibles, de même que leurs coûts de maintenance¹⁵.

- *les piles à combustibles* dont le principe est de convertir l'énergie issue d'une réaction chimique en énergie électrique, en faisant passer un mélange de gaz et d'air entre une cathode et une anode. Les coûts sont aujourd'hui très élevés, de 2 à 3 fois supérieurs à ceux des moteurs de cogénération.

- *la production de biométhane* : le biogaz est épuré et enrichi avant d'être distribué dans des réseaux de gaz naturel et pour les mêmes utilisations que ce dernier, ou alors compressé avant d'être utilisé comme carburant pour véhicules. Auparavant, le biogaz doit subir un processus d'enrichissement au cours duquel tous les composants indésirables tels que le gaz carbonique, l'azote ou les siloxanes

¹⁴ *Biogas Handbook*, Teodirita Al Seadi, University of Southern Denmark, 2008, 125 p.

¹⁵ RECORD, 2008, « Etude de l'art sur les moteurs et les turbines à gaz alimentés en biogaz et gaz de synthèse », Etude n°07-0226/1A, 230 p.

sont éliminés, et la teneur en méthane portée de 50-60 % à plus de 95 %. Le biogaz enrichi est généralement appelé *biométhane*. Différentes technologies peuvent être utilisées pour éliminer les composés indésirables ou pour enrichir la teneur en méthane du biogaz. Les procédés utilisés sont les lavages à l'eau, l'adsorption (charbon actif, zéolithes, variation de pression), les membranes (procédé encore expérimental).

Contribuer à atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables et de diminution de gaz à effet de serre

Les valorisations des biogaz que ce soit sous forme électrique, chaleur ou carburant permettent de contribuer aux différents objectifs réglementaires nationaux ou européens :

- augmenter la part de production d'électricité d'origine renouvelable de 15% en 1997 à 21% avant le 31 décembre 2010 (directive Electricité 27/09/2001),
- augmenter la production de chaleur d'origine renouvelable de 50 % d'ici à 2010 (Loi de Programmation d'Orientation de l'Energie 13/07/2005) ou augmenter de + 3 Mtep la production pour passer à 5,2 Mtep en 2020 à partir de la biomasse (objectifs Fonds Chaleur Renouvelable).
- augmenter la part des biocarburants et des autres carburants renouvelables porter à 2% d'ici au 31 décembre 2005 et à 5,75 % d'ici au 31 décembre 2010 (directive Biocarburants 08/05/2003)
- réduire de 3% par an les émissions de gaz à effet de serre pour atteindre une division par quatre de ces émissions d'ici à 2050 (Plan Climat)

En 2007, on estimait que 605 GWh électriques et 56 ktep (651 GWh) thermiques étaient issus de la valorisation énergétique des biogaz. L'électricité provient principalement du biogaz issu des décharges et la chaleur de la digestion des boues et des effluents industriels, du fait de la proximité de débouchés pour cette chaleur (séchage de boues, process industriels, etc.).

Tableau 1 : Bilan détaillé des énergies renouvelables – Observatoire de l'énergie Juin 2008

	2005		2006(1)		2007(2)	
	Electricité GWh	Chaleur ktep	Electricité GWh	Chaleur, ktep	Electricité GWh	Chaleur, ktep
Hydraulique	53 257		57 807		59 899	
Eolien	990		229		4 106	
Solaire	21	38	25	47	38	58
Géothermie	95	130	78	130	95	130
Pompes à chaleur		371		469		585
ENR issues UIOM	1 642	328	1 595	310	1 680	313
Bois énergie	1 254	8 985	1 250	8 789	1 430	8 480
Résidus de récoltes	415	236	463	251	541	276
Biogaz	481	54	523	53	605 (3)	56 (3)
Biocarburants		476		700		1 174
Total	58 154	10 618	63 970	10 750	68 331	11 068
Total en ktep	15 693		16 312		17 018	

(1) provisoire (2) estimé (3) DGEC, 2008
1 GWh = 0,086 kTep

Tableau 2 : Production d'énergie issue des biogaz– Observatoire de l'énergie Juin 2008

	2005		2006(1)		2007(2)	
	Electricité GWh	Chaleur, ktep	Electricité GWh	Chaleur, ktep	Electricité GWh	Chaleur, ktep
ISDND	421	6	462	7	546	7,2
STEP	57	28	57	26	51	27,2
Agriculture	2	3	0	3	1	2,8
IAA ⁽⁶⁾	3	17	3	17	7	18,6
TOTAL	481	54	523	53	605	56

(1) provisoire (2) DGEC, 2008
1 GWh = 0,086 kTep

D'un point de vue général, la valorisation énergétique des biogaz peut être caractérisée par sa mauvaise efficacité, souvent liée à l'absence de débouchés pour la chaleur, et pour certains secteurs, au recours quasi-systématique à la production électrique.

2.2. Viser les bénéfices environnementaux

L'étude de l'Analyse du Cycle de Vie¹⁶ des différents modes de valorisation énergétique du biogaz de méthanisation de déchets ménagers a pu mettre en évidence différentes tendances présentées ci-dessous.

La valorisation énergétique du biogaz permet par substitution à des filières de production d'énergie classique d'entraîner, quelque soit le mode de valorisation, des bénéfices environnementaux. Ils interviennent principalement sur les impacts « effet de serre », « consommation d'énergie » et de manière moindre sur les impacts « eutrophisation » et « acidification ».

Les bénéfices environnementaux peuvent être de divers ordres et d'ampleurs différentes en fonction :

- *du choix du mode de valorisation énergétique* : électricité seule ou cogénération,
- *du contexte de cette valorisation* : taux de valorisation de la chaleur, pourcentage de biogaz brûlé en torchère, etc.
- *des filières substituées de production ou de transformation de l'énergie* : chaudière au fioul ou au gaz, bus au GNV ou au diesel, bus ou bennes à ordures ménagères, électricité utilisée en France ou exportée dans d'autres pays d'Europe....

Il ressort ainsi que:

- **la valorisation électrique seule est peu avantageuse vis-à-vis de l'impact sur l'effet de serre.** Les impacts évités se réfèrent à la filière nucléaire, peu émettrice de gaz à effet de serre. Le résultat est différent si cette valorisation vient se substituer à une centrale électrique fonctionnant au gaz naturel. Pour les autres impacts, la valorisation électrique permet une diminution de la consommation d'énergie, mais de manière moins importante que la valorisation sous forme de chaleur (substitution fioul), de cogénération ou de carburant (substitution essence ou diesel).
- **l'ampleur des bénéfices environnementaux de la valorisation chaleur est fortement dépendante de la quantité de chaleur valorisée.** Pour 100% de la chaleur valorisée, ce mode de valorisation apparaît plus intéressant que la valorisation électrique seule pour l'impact effet de serre. Il est cependant rare d'avoir des besoins en chaleur toute l'année, notamment dans le cas de chauffage d'habitations ou le séchage de fourrage pour des applications agricoles. Une partie de l'énergie est ainsi perdue. En combinant valorisation chaleur et électrique, la quantité d'énergie disponible est mieux utilisée et les bénéfices environnementaux sont plus intéressants.
- **la cogénération est intéressante** particulièrement en termes d'impacts sur la consommation d'énergie non renouvelable, car elle permet d'atteindre un rendement global élevé du fait de la production combinée de l'électricité et de la chaleur (jusqu'à 90 % de rendement). Elle est également intéressante du point de vue des émissions de gaz à effet de serre, en raison de la production d'électricité évitée.
- pour un pourcentage de biogaz valorisé identique entre les différents modes, **la valorisation du biogaz en carburant véhicule apparaît globalement plus favorable pour les impacts effet de serre, acidification, eutrophisation que la valorisation par cogénération ou la valorisation électrique seule.**

Le positionnement des modes de valorisation les uns par rapport aux autres peut être modifié en fonction du pourcentage de biogaz brûlé en torchère. Par exemple, une cogénération biogaz se substituant à une chaudière fioul et où 2% du biogaz sera brûlé en torchère est plus favorable qu'une valorisation en carburant pour Bennes à Ordures Ménagères au GNV où 30% du biogaz partirait en torchère. Les raisons d'une non-utilisation de biogaz peuvent être diverses : arrêt du

¹⁶ RDC-ADEME-GdF, 2007, « Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation énergétique du biogaz issu de méthanisation de la Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères collectées sélectivement en France »

fonctionnement des véhicules le week-end, besoins en GNV peu importants par rapport à la quantité de biogaz épuré disponible, moteur sous dimensionné par rapport à la quantité de biogaz disponible, maintenance, etc.

Dans tous les cas, il faut veiller à minimiser les quantités de biogaz brûlé en torchère.

2.3. Assurer l'équilibre économique du projet

Par rapport à des solutions de production d'énergie plus classique, l'analyse économique de la valorisation énergétique des biogaz s'effectue par rapport aux surcoûts d'une situation classique de production d'énergie (électricité, chaleur, ..), mais également par rapport à une situation de référence de traitement de déchets ou d'effluents. La pérennité de la filière est fortement dépendante du coût de reprise de l'énergie et de la disponibilité de la ressource fatale.

Seule la filière électrique bénéficie d'un tarif d'achat d'électricité, qui a été réévalué à la hausse par l'arrêté du 10 juillet 2006¹⁷ :

- pour le biogaz de décharge : 7,5 à 9 c€/kWh selon la puissance,
- pour le biogaz de méthanisation : 9,5 à 11 c€/kWh selon la puissance.

A ce tarif de base, une prime à l'efficacité énergétique peut être rajoutée pour une efficacité supérieure à 40% et aller jusqu'à 3c€/kWh pour une efficacité supérieure à 75%. En 2009, le tarif le plus élevé peut atteindre 14,5 c€/kWh, compte tenu de l'indexation intervenue depuis juillet 2006.

3. Conclusions et perspectives

3.1. Vers une valorisation énergétique optimisée

Le choix du mode de valorisation énergétique est dépendant :

- du contexte :
 - o implantation de l'usine à proximité de débouchés de chaleur, station de distribution GNV, réseau gaz naturel, etc.,
 - o substitution énergétique (fioul, gaz, chaudière, moteur, type de véhicules,...),
 - o besoin en énergie tout au long de l'année : besoin de chaleur en période de chauffe,
- ...
- des conditions d'exploitation : nécessité de chauffage des digesteurs,
- des substrats traités : variation de la production dans le temps, disponibilité et accessibilité de la ressource, etc.
- de l'adéquation des gisements disponibles avec les besoins énergétiques,

Il est préférable de choisir une solution où le biogaz peut être utilisé à son maximum et, dans le cas d'une valorisation chaleur, où la chaleur peut également être utilisée au mieux. Une combinaison des modes de valorisation énergétique, par exemple électricité / chaleur, peut s'avérer ainsi judicieux.

3.2. Des filières en construction et en plein développement

La valorisation électrique : des enseignements à capitaliser.

Le parc le plus important pour la valorisation électrique se situe aujourd'hui sur le secteur des installations de stockage de déchets non dangereux. La méthanisation agricole se tourne principalement vers de la cogénération mais de petite puissance (200 kWh moyenne). Dans les difficultés identifiées propres à la valorisation électrique, on peut actuellement citer : des difficultés de raccordement de site, ou encore l'identification de polluants spécifiques comme les siloxanes rencontrés plus particulièrement pour le biogaz de décharge mais aussi dans les boues urbaines. Ces composés sont des produits issus de la silice (cosmétiques, huiles, peintures, etc.) corrodant les moteurs, les turbines, ou les échangeurs de chaleur, ce qui diminue, de fait, les performances des matériels, ainsi que leur durée de vie.

¹⁷ Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

La valorisation chaleur : une filière à développer.

La valorisation chaleur reste une filière très intéressante du fait d'un rendement énergétique élevé mais reste tributaire de l'existence de débouchés pour la chaleur à proximité du site de production de biogaz, et de l'existence de besoins de chaleur parfois limités dans le temps. Encore trop peu de projets (principalement ceux traitant des déchets ménagers, agricoles, ou les projets collectifs) se tournent vers une valorisation de la chaleur. La réflexion sur le lieu d'implantation de l'unité de méthanisation et le recensement des débouchés pour la chaleur sont à effectuer bien en amont du projet.

Les projets (raccordement à un réseau de chaleur notamment) bénéficient en 2009 des possibilités de financement via le Fonds Chaleur Renouvelable, décidé par le gouvernement français, suite au Grenelle de l'Environnement. Pour 2009, ce seront 5 M€ qui devraient être consacrés à des projets de valorisation de la chaleur issue de biogaz.

La valorisation en carburant véhicule ou par injection dans le réseau de gaz naturel : une filière en émergence en France.

Bien que développée dans certains pays du nord de l'Europe (Allemagne, Autriche, Finlande, Suède, Suisse), la valorisation par injection est encore en émergence en France. L'état a réuni un groupe de travail sur le sujet, suite au rapport de l'AFSSET d'octobre 2008. Dans ce rapport, l'AFSSET considère que l'injection dans le réseau de certains types de biogaz épurés ne semble pas présenter de risque sanitaire supplémentaire pour les usagers avant et après combustion, par rapport au gaz naturel actuellement distribué. Les biogaz épurés concernés sont ceux issus de déchets ménagers et assimilés produits dans les installations de stockage de déchets non dangereux et ceux issus de la méthanisation en digesteur de déchets non dangereux, tels que les biodéchets triés à la source ou déchets ménagers ; les déchets organiques agricoles (effluents d'élevages et déchets végétaux), les déchets de la restauration collective et les déchets organiques fermentescibles de l'industrie agro-alimentaire.

Ces filières apparaissent intéressantes mais le dispositif réglementaire reste à bâtir ainsi que des références technologiques et économiques propres au contexte français.

L'ADEME a lancé début 2009 une étude de marché sur la méthanisation et la valorisation des biogaz en France, dans le but de connaître le potentiel de production de biogaz dans les 10 années à venir. Les premiers résultats devraient être disponibles fin 2009, pour une publication finale 1^{er} trimestre 2010. Cette étude permettra de prévoir les investissements et les principaux secteurs concernés.

4. Bibliographie

RDC-ADEME-GdF, 2007, « Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation énergétique du biogaz issu de méthanisation de la fraction fermentescible des ordures ménagères collectées sélectivement en France » ; synthèse 12 p. + rapport 130 p. - Documents disponibles sur la médiathèque de l'ADEME (www.ademe.fr)

Biogas Handbook, Teodirita Al Seadi, University of Southern Denmark, 2008, 125 p.

Observatoire de l'énergie, *Les statistiques sur les énergies renouvelables*, juin 2008, http://www.industrie.gouv.fr/energie/renou/textes/se_bilan2.htm

AFSSET, 2008, *Risques sanitaires du biogaz : évaluation des risques sanitaires liés à l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel*, 175 p.

RECORD, 2008, « Etude de l'art sur les moteurs et les turbines à gaz alimentés en biogaz et gaz de synthèse », Etude n°07-0226/1A, 230 p.

Injection de bio-méthane dans les réseaux de distribution – Point sur les contraintes techniques

**Stéphanie LEGRAND
GrDF**

6 rue Condorcet – 75009 Paris

Tél. : 01.71.19.16.87- stephanie-anette.legrand@grdf.fr

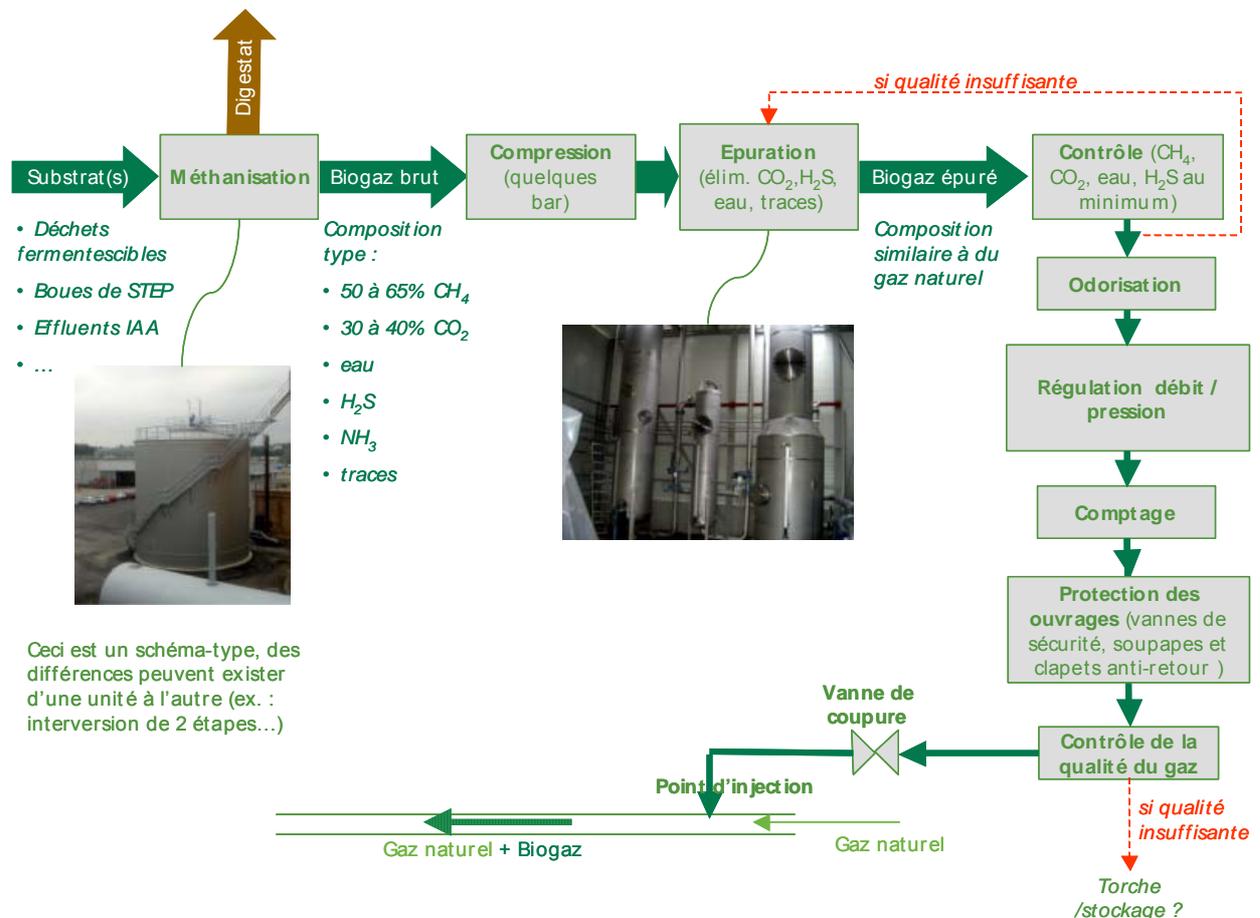
L'injection de biogaz correctement épuré (bio-méthane) dans les réseaux de gaz naturel est une solution pour permettre la valorisation de biogaz loin des zones de production. Ce mode de valorisation est réalisé dans certains pays européens tels que l'Allemagne (associée à la cogénération ou carburant GNV), la Suisse (associée au carburant GNV)...

En France, la filière est en train de s'organiser avec notamment la création en décembre 2008 d'un groupe de travail 'injection' de la DGE du MEEDDAT qui vise à établir les règles techniques et économiques pour l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz naturel. GrDF met tout en oeuvre pour valoriser cette filière et l'accompagner, dans le respect des obligations de sécurité et de service public.

Chaque projet d'injection est unique en fonction du type de déchet traité, de la situation par rapport au réseau existant, des débits produits. Des règles de portée générale pour l'injection de bio-méthane dans les réseaux de distribution de GrDF peuvent néanmoins être dégagées. L'impact d'une injection sur un réseau de gaz naturel et l'exploitation de celui-ci n'est pas sans conséquence pour l'opérateur de réseau.

Pour chaque demande d'injection de biogaz, l'opérateur de réseau doit étudier le projet sous un certain nombre d'aspects impactant le réseau, afin de déterminer si l'injection est techniquement possible et économiquement viable:

- Qualité du gaz et odorisation
- Pression et capacité du réseau à absorber le débit de bio-méthane pendant les périodes creuses
- Contrôle de l'injection (et des non conformités)
- Comptage
- Éléments économiques liés à la taille de l'unité et à la distance au réseau.



1- Qualité du bio-méthane produit

1-1 Aspect sanitaire

L'Afsset (Agence française de sécurité sanitaire de l'environnement et du travail) a rendu fin 2008 son avis sur le risque sanitaire du biogaz (Evaluation des risques sanitaires liés à l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel, octobre 2008). Elle émet des réserves sur certains types de biogaz (biogaz issus de boues de station d'épuration et des déchets industriels).

Pour toute demande d'injection, GrDF souhaite qu'un avis favorable soit établi par une autorité compétente et légitime sur le territoire du point d'injection attestant que le bio-méthane ne présente pas de risque pour la santé publique, l'environnement et la sécurité.

1-2 Prescriptions techniques du bio-méthane

La directive gaz et la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie autorisent une opération d'injection de deux gaz (ici bio-méthane et gaz naturel), même lorsque leur composition est différente, si deux conditions sont remplies :

- l'opération d'injection et d'acheminement de bio-méthane dans les réseaux de distribution est techniquement possible,
- la sécurité d'une telle opération est garantie.

En application de cette loi et du décret n°2004-555 du 15 juin 2004 relatif aux prescriptions techniques applicables aux canalisations et raccordements des installations de transport, de distribution et de stockage de gaz, GrDF a publié sur son site Internet (www.grdf.fr) ses prescriptions techniques, qui contiennent les exigences auxquelles doivent satisfaire à minima la conception technique et l'exploitation des Canalisations et des installations des tiers en vue d'un Raccordement de celles-ci aux installations du Distributeur.

Ainsi, afin de préserver l'intégrité des ouvrages du Distributeur vis-à-vis des risques de réaction chimique et de modification des caractéristiques physiques de ses matériaux constitutifs et de garantir

l'acheminement vers les clients d'un gaz apte à la combustion et conforme à la réglementation en vigueur, le bio-méthane injecté doit a minima satisfaire ces prescriptions techniques pour les gaz dits "autres que naturels".

Un point de vigilance devra être considéré dans le cas où des clients sensibles aux variations de pouvoir calorifique sont raccordés sur le réseau en aval de l'installation de biogaz.

Du fait de la structure des réseaux de distribution, de la localisation du point d'injection et des profils de consommation, un client raccordé au réseau de distribution de gaz naturel peut être alimenté avec 100 % de bio-méthane ; aucun facteur de dilution du bio-méthane avec du gaz naturel ne peut donc entrer en compte pour le respect de ces prescriptions.

Il est de la responsabilité du producteur de bio-méthane de fournir un bio-méthane conforme à ces prescriptions et donc de concevoir son épurateur en conséquence.

2- Etude du réseau existant de gaz naturel (localisation, capacité, pression)

Pour chaque projet d'injection, l'opérateur de réseau doit étudier sa faisabilité technique et notamment vérifier les contraintes techniques liées au réseau local dans lequel doit se faire l'injection :

La position du point d'injection et les quantités injectées doivent être compatibles avec la capacité du réseau et ses conditions d'exploitation.

2-1 Localisation du point d'injection

Le réseau de distribution de gaz naturel regroupe l'ensemble des canalisations à moyenne et basse pression, qui assurent l'acheminement du gaz naturel vers les clients finaux.

Le réseau représente aujourd'hui 186 000 km de canalisations desservant 9 200 communes raccordées et couvrant 77 % de la population française.

L'ensemble des réflexions menées à ce jour sur l'injection de bio-méthane dans les réseaux est faite pour des points d'injection situés en zone desservie en gaz (sur le périmètre d'une commune desservie en gaz). A ce jour, il semble assez difficile de définir les conditions technico-économiques dans le cadre d'une nouvelle concession.

Projet par projet, les équipes techniques de GrDF détermineront la distance au réseau de distribution le plus proche et les coûts de raccordement correspondant.

2-2 Pression

La pression en amont du poste d'injection doit être supérieure de quelques bars à la pression du réseau sur lequel doit se faire l'injection. Ce niveau de pression exigé sera mesuré à l'entrée du poste d'injection et de comptage. Si la pression livrée tombe en dessous de ce niveau, le poste se fermera et l'injection sera arrêtée. Elle ne devra en aucun cas dépasser la pression maximale de service du réseau.

Le fonctionnement dynamique de l'injection (pression, pertes de charge, débit) permettant de déterminer la bonne pression en amont du poste d'injection reste à étudier projet par projet entre les équipes techniques de l'opérateur de réseau et le producteur.

2-3 Capacité de réseau à absorber les quantités produites de bio-méthane

Le réseau de distribution étant un réseau passif (absence de stockage, réserve gazométrique négligeable,...), les quantités injectées sont égales en permanence aux quantités livrées.

Les réseaux de distribution et leurs interfaces aux réseaux de transport en amont sont dimensionnés en fonction des besoins des clients de la zone d'exploitation. Chaque zone, en fonction de la typologie des clients et de leur répartition (particuliers/tertiaires/industriels...), est caractérisée par une courbe de fonctionnement en débit spécifique en fonction de la saison et de la température (typiquement les consommations varient de 1 à 10, ou plus, entre hiver et été). L'injection de bio-méthane n'est possible que si elle se fait à un débit inférieur à cette courbe.

Le débit maximal d'injection acceptable est à étudier par projet, par zone, entre les équipes techniques de l'opérateur de réseau et le producteur.

Par zone, on entend la zone d'exploitation gaz au sens de l'article 1 de l'arrêté du 13 juillet 2000. Une liste des zones d'exploitation approchantes pourra être celle des PITD (Point d'Interface Transport Distribution) disponible sur Internet sur le site www.gtg2007.com

Dans tous les cas, un système de délestage (torche...) devra être prévu pour évacuer le gaz produit en cas de saturation en pression du réseau.

En conséquence et compte tenu de la structure des réseaux de distribution, l'injection devra être effectuée dans des réseaux avec un transit de base significatif.

Le niveau de débit maximal qui peut être injecté étant défini, c'est ensuite en fonction de la capacité de production de bio-méthane que sera fixé le débit maximal du poste d'injection.

3- Interfaçage

3-1 Odorisation

La réglementation (arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations, applicable au gaz naturel mais aussi au bio-méthane distribué) impose que « le gaz distribué doit posséder une odeur suffisamment caractéristique pour que les fuites soient immédiatement perceptibles à l'odorat ». Le bio-méthane injecté devra donc être correctement odorisé, en cohérence avec les pratiques d'odorisation mises en œuvre pour le gaz naturel.

Le décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz spécifie que les transporteurs doivent livrer du gaz odorisé à leurs clients et aux distributeurs et que le distributeur doit s'assurer que le gaz qu'il reçoit est correctement odorisé.

De plus, le cahier des charges RSDG10 publié par l'AFG en application de l'arrêté du 13 juillet 2000, impose pour la vérification de l'odeur que :

- soit l'opérateur de réseau procède ou fait procéder périodiquement (à minima 2 fois par jour) à des contrôles de l'odorisation
- soit les processus permettant de maîtriser l'odeur du gaz font partie d'une certification du système de management de la qualité conformément à la NF EN ISO 9001 (2000) par un organisme tiers ; ce qui est le cas des transporteurs en France GRTgaz et TIGF.

GrDF a publié sur son site Internet (www.grdf.fr) un cahier des charges fonctionnel relatif à la réalisation de l'odorisation du bio-méthane.

3-2 Contrôle de la qualité du bio-méthane

Le contrôle de la qualité du bio-méthane est réalisé en aval de toutes opérations de traitement (séparation, polissage, filtration, etc.). A cette étape, certaines caractéristiques du biogaz épuré sont mesurées soit de façon continue par des analyseurs installés sur site (au minimum 1 analyse par heure), soit de façon ponctuelle en envoyant les prélèvements pour analyse à un laboratoire externe (au minimum 1 analyse par mois).

Les paramètres qui doivent être impérativement mesurés en continu sont liés à la sécurité et aux responsabilités réglementaires de GrDF :

- le pouvoir calorifique supérieur (PCS), mesure transactionnelle pour la facturation
- l'indice de Wobbe, paramètre permettant de s'assurer de la bonne combustion du gaz
- la concentration d'hydrogène sulfuré (H₂S), risque de corrosion
- la teneur en eau (ou point de rosée), risque de corrosion
- la teneur en tétrahydrothiophène (THT), pour l'odorisation

Pour les autres paramètres, suivant le type de composés et les technologies de mesure existantes, le choix peut être soit un contrôle ponctuel soit un contrôle continu (ce qui permet de privilégier l'investissement).

GrDF a publié sur son site Internet (www.grdf.fr) un cahier des charges fonctionnel relatif au contrôle des caractéristiques du bio-méthane.

3-3 Poste d'injection

L'injection du bio-méthane dans le réseau est assurée physiquement par un 'poste' (poste d'injection et dispositif local de mesurage) qui assure la régulation et la sécurité de l'injection ainsi que le comptage des quantités injectées.

Le poste (simple ou double ligne) avec les grandes fonctions suivantes :

- Sécuriser l'injection (en fonction des Pression amont et Pression aval – un ou deux organes de sécurité conformément aux normes en vigueur – un clapet de sécurité de pression maximale en premier organe)
- Réguler l'injection (un système de régulation de débit sur la base d'un régulateur de pression et d'un limiteur de débit)
- Compter le gaz injecté
- Filtrer le gaz injecté
- Interdire un débit de retour du réseau vers les installations de production et de traitement (à l'aide d'un clapet anti-retour)

Le comptage (mesure de volume et détermination du PCS) devra être conforme à la réglementation relative à la métrologie légale.. En fonction des débits et des pressions il devra être équipé d'un ensemble de conversion de volume.

GrDF a publié sur son site Internet (www.grdf.fr) un cahier des charges fonctionnel relatif au poste d'injection et dispositif local de mesurage pour le bio-méthane.

3-4 Gestion des non conformités

Une procédure d'alerte devra être prévue si la qualité du bio-méthane dérive vers une non-conformité. Le producteur devra alerter immédiatement l'opérateur de réseau (chef d'exploitation) s'il est en situation de ne plus garantir la qualité du biogaz produit ou si son process a une défaillance. Une procédure de traitement de ces situations est à prévoir entre le producteur et l'opérateur. Elle pourra prévoir une intervention de premier niveau du producteur sur le poste d'injection ou l'organe de coupure en amont du réseau. Il pourra par exemple être prévu, au cas par cas, dans le contrat de raccordement, les paramètres contrôlés, leurs valeurs seuils et les actions en cas de dépassement.

Une télé-surveillance des contrôles des caractéristiques critiques devrait être installée. L'exploitation de cette surveillance reste à définir : prestation du transporteur, prestation du producteur ou déploiement dans des équipes du distributeur.

Les bouchons de gaz non conformes détectés par les analyseurs gaz de process devront être traités selon des procédures à définir sur chaque site d'injection, afin d'éviter la livraison d'un gaz non conforme aux spécifications des opérateurs aux clients finaux

4- Eléments économiques

Les composantes de coûts (en investissement et en exploitation) pour l'accès au réseau de distribution par des producteurs de bio-méthane sont donc liées:

- aux équipements d'odorisation, de contrôle qualité gaz, du poste d'injection/comptage,
- au raccordement au réseau existant,
- au surcoût lié à l'exploitation du réseau de distribution lié à l'injection de bio-méthane.

Un mécanisme incitatif d'aide à l'injection reste à définir par le MEEDDAT.

Dans l'état actuel des choses, GrDF attendra que les conditions technico- économiques de l'injection soient définies par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) et par le Groupe de travail « injection » du MEEDDAT pour donner aux demandes d'injection une réponse avec des éléments économiques.

5- Aspect contractuel

Tous les éléments évoqués précédemment seront précisés dans un contrat d'injection qui devra être réalisé entre le producteur de bio-méthane et le gestionnaire de réseau. Ce contrat décrira notamment les conditions dans lesquelles le producteur de biogaz injecte du bio-méthane dans le réseau de

distribution et les obligations des 2 parties. Ce contrat inclura le paiement par le producteur de la part qui lui incombe au titre de toutes les prestations d'injection/raccordement.

Conclusion

GrDF est favorable à l'injection de biogaz dans les réseaux mais l'impact de l'injection sur un réseau et son exploitation n'est pas négligeable et les opérateurs doivent faire preuve d'une certaine vigilance dans la mise en œuvre.

C'est la naissance d'une filière et l'apprentissage ne va pas se faire en un jour pour GrDF comme pour la filière et tout reste à construire (matériels, conception des installations, règles d'exploitation, gestion des non-conformités...)

Il reste des questions non résolues comme celle de la gestion des gaz non conformes ou de la télésurveillance, du traitement du pouvoir calorifique du bio-méthane pour le PCS de facturation de la zone, de la place de la production de biogaz dans les règles d'allocation de la CRE, et surtout de l'équilibre économique de la filière...

Ces questions seront traitées dans le cadre du groupe de travail « Injection » de la DGEC du MEEDDAT.

GrDF mettra tout en œuvre pour participer à la naissance et à la croissance de cette filière (établir les règles et bâtir le retour d'expérience). Un programme de recherche ADEME-GrDF (accord-cadre) a été lancé sur le sujet.

Comment développer le biogaz-carburant? Le projet européen Biogasmax

Gildas LE SAUX, chef de projet Biogasmax
Lille métropole communauté urbaine- Direction des résidus urbains
2 rue ballon 59000 Lille
Tél. : 03.20.21.27.48 - Fax : 03.20.21.30.48 - glesaux@cul-lille.fr

1. Le projet européen BIOGASMAX

Le projet européen BIOGASMAX s'inscrit dans le sixième Programme-cadre de recherche et développement (PCRD) de la Commission Européenne. Il a été mis en place en 2006 à l'initiative de Lille Métropole Communauté Urbaine (LMCU), en lien étroit avec le Centre de Valorisation Organique (CVO) alors en phase de construction. BIOGASMAX regroupe 30 partenaires et LMCU en est le coordinateur. BIOGASMAX a pour objet la production de biométhane-carburant à partir des déchets organiques (déchets ménagers ou eaux usées) et son utilisation dans les véhicules de transports.

Ce projet vise à démontrer la pertinence de la filière de biométhane-carburant sur la base d'expérimentations concrètes : Lille métropole (France), Stockholm et Göteborg (Suède), Rome (Italie), Berne (Suisse) et Torun en Pologne. Il consiste à analyser l'ensemble de la chaîne du biométhane, du « puits à la roue », c'est-à-dire de la production de biogaz brut à partir des déchets organiques jusqu'à l'utilisation du biogaz épuré (biométhane) dans les véhicules de transports et à évaluer la filière.

Par les études, les recherches et les retours d'expériences qu'il capitalise, le projet vise aussi à identifier les freins actuels au développement du biométhane et à proposer des solutions auprès de la Commission Européenne et des instances nationales.

2. Biométhane : quels enjeux ?

La méthanisation est un procédé de traitement des déchets qui intéresse de plus en plus de collectivités en France. Le biogaz est une énergie renouvelable intéressante à plusieurs titres.

Il est de composition homogène, son traitement est par conséquent relativement peu complexe. Le biogaz brut issu des déchets ménagers se compose de 55% de méthane, le reste étant constitué de CO₂ et de quelques traces de polluants qui peuvent être facilement éliminés (H₂S, siloxanes...).

Le biogaz-carburant est brûlé dans un moteur qui rejette à l'atmosphère du CO₂, ce dernier étant d'origine biologique et donc considéré comme neutre vis-à-vis de l'effet de serre. Cette valorisation permet d'éviter les émissions de méthane issues de la décomposition de la biomasse dans des installations de traitement inappropriées, méthane dont l'effet sur le dérèglement climatique est vingt-cinq fois supérieur au CO₂. Méthaniser les déchets organiques pour la production de biométhane s'avère en outre plus vertueux qu'une production unique de compost. Les installations traditionnelles de compostage des déchets organiques laissent souvent échapper du méthane du fait d'un manque d'aération de la biomasse. Ce phénomène est en effet souvent, dans ces installations, difficilement maîtrisable. La digestion anaérobie contrôlée permet au contraire de capter les émissions de méthane, de les valoriser et d'en éviter l'émission dans l'atmosphère. Ceci s'applique aussi pour les gaz de décharge qu'il est plus vertueux de capter et de valoriser.

La filière fait appel à des techniques peu complexes. L'épuration du biogaz, procédé qui permet d'élever la concentration de méthane au même niveau que celui du gaz naturel et de retirer les polluants mineurs, permet de substituer ce dernier en totalité dans les véhicules ou d'être injecté dans les réseaux de distribution de gaz naturel.

L'avantage du biométhane, par rapport à d'autres carburants alternatifs, est en outre la grande disponibilité des ressources en biomasse utile à sa production sans perturbation de la chaîne alimentaire. La biométhanisation est un moyen efficace de traitement des déchets urbains ou agricoles. Les produits résiduels issus de la digestion peuvent servir d'amendement pour l'agriculture.

La filière de méthane-carburant est du point de vue énergétique un procédé efficace. L'ADEME et Gaz de France ont publié en 2007 une Analyse de Cycle de Vie qui conclut à la pertinence de la production de carburant à partir de biogaz issu de la méthanisation des déchets organiques ménagers, tant sur l'impact général sur l'environnement que sur l'effet de serre.

Enfin, la problématique mondiale de la substitution des carburants fossiles pour les transports terrestres accroît l'intérêt de transformer le biogaz brut en biométhane-carburant. Le Wuppertal Institut (Allemagne) annonce un potentiel de substitution de 20 % des carburants fossiles par du biométhane-carburant pour les transports terrestres.

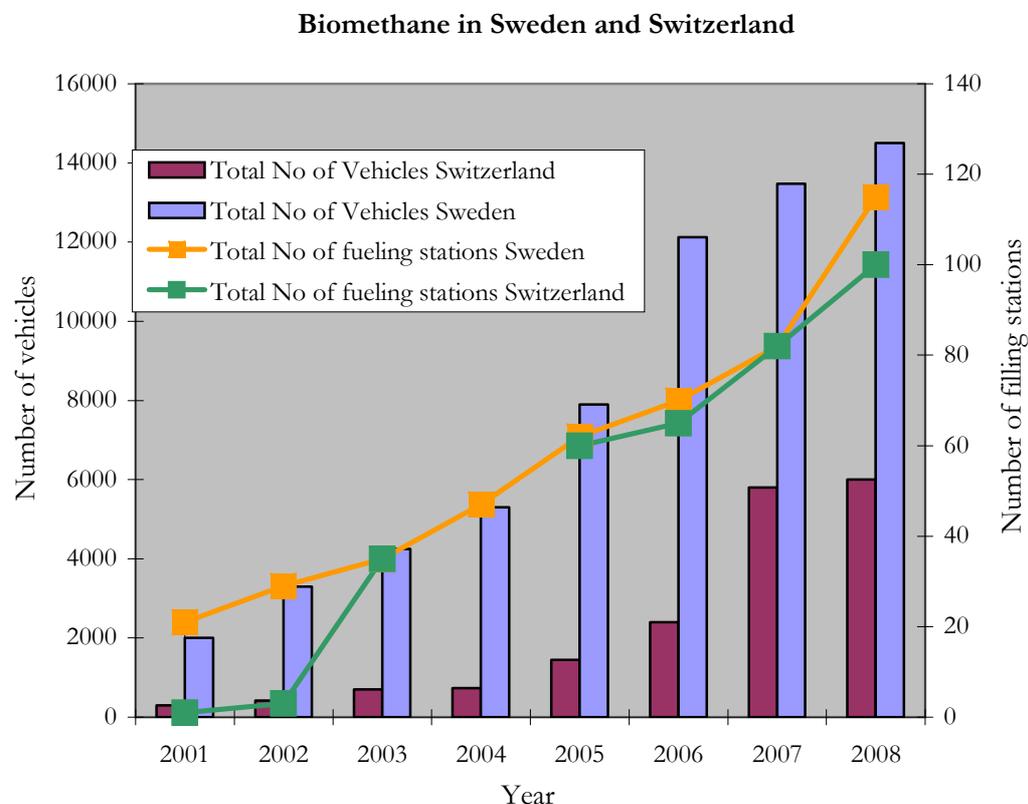
3. Quels leviers actionner pour développer le biométhane ?

Créer un marché intérieur de véhicules au gaz

Un projet de production de biométhane ne peut aboutir qu'à la condition d'identifier en amont des débouchés pour l'utilisation du gaz qui sera produit. L'Europe dispose d'un vaste réseau de gaz naturel permettant le transport du biométhane. Et l'injection dans le réseau de distribution est une solution qui devrait voir le jour prochainement en France (sujet actuellement en cours de discussion). Mais l'injection ne peut être une solution adaptée à toutes les situations.

Il convient par conséquent de garantir l'utilisation du biométhane par les véhicules de transports terrestres, en augmentant significativement le parc de véhicules roulant au gaz comprimé. Plus de 2 000 stations-service sont déjà équipées en Europe pour ces véhicules et à l'heure actuelle 600 000 véhicules, bus et camions roulent déjà au gaz naturel.

Développer le parc de véhicules ou déployer alors dans un premier temps les stations de distribution ? C'est le problème de l'œuf et de la poule... Pour espérer voir se créer un marché intérieur de véhicules au gaz, il est essentiel de développer en premier lieu le réseau de stations-services et de distribution de gaz-carburant qui permettront d'alimenter les véhicules. Les deux phénomènes sont étroitement liés. Leur observation ces dernières années en Suisse et en Suède permet de l'illustrer :

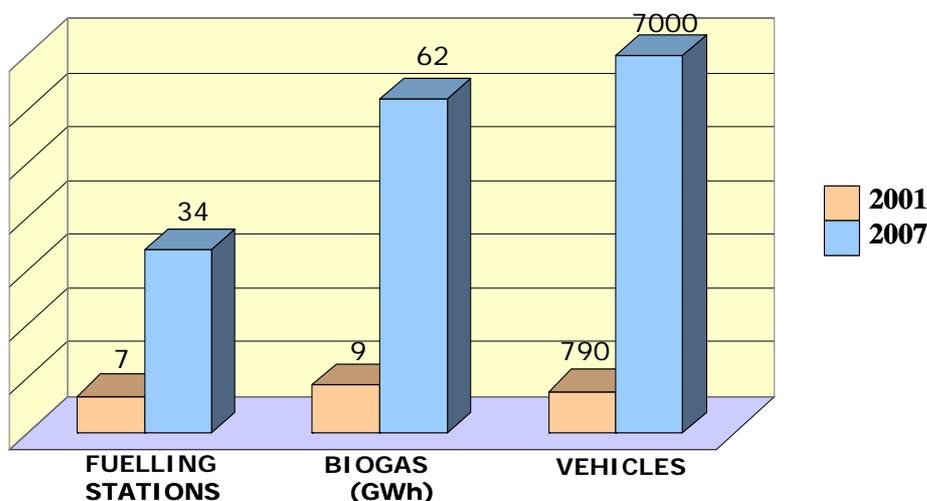


Source : Biogasmax, 2008 – www.biogasmax.eu

Un territoire peut aussi se constituer une flotte « captive » de véhicules au gaz comprimé (des bus, des bennes de collecte de déchets ménagers mais aussi des taxis). Ainsi à Lille métropole, la flotte de bus roulant au gaz ne cesse d'augmenter depuis dix ans (289 sur un parc total de 373 en 2008). La société exploitant le réseau de transports urbains Transpole a pour obligation d'acheter le biométhane produit au Centre de Valorisation Organique (CVO) situé en face du dépôt de bus. La condition est bien évidemment que ces flottes soient constituées d'un nombre critique de véhicules roulant au gaz naturel (GNV), ces mêmes véhicules pouvant utiliser, à 100% ou en mélange, le gaz naturel du réseau comme le biométhane. La société Esterra, en charge de la collecte des déchets ménagers pour le compte de la Communauté urbaine de Lille, convertit également dans cette optique progressivement son parc de camions de collecte, du diesel au GNV. Elle dispose actuellement de dix véhicules au gaz.

En Suède, outre les flottes de véhicules relevant de services publics, les voitures particulières sont également visées par la politique de développement du marché de véhicules GNV :

Bio-methane development in West Sweden 2001-2007



Source : Biogasmax, 2008 – www.biogasmax.eu

En Suisse, ce sont près de 6 000 véhicules qui roulent au gaz, dont 1 000 voitures particulières et 45 bus pour la ville de Berne.

Biogas fuel in Switzerland				
	2003	2005	2006	2007
Number of vehicles	730	1900	2400	5800
Number of upgrading plants	4	7	6	10
Number of pumping stations	35	60	70	100
Share of biogas [%]	45	37	26	21
Price at pump station in €/l petrol eq.	Biogas	0.62	0.64	0.8
	Natural Gas	1.32	1.32	1.34

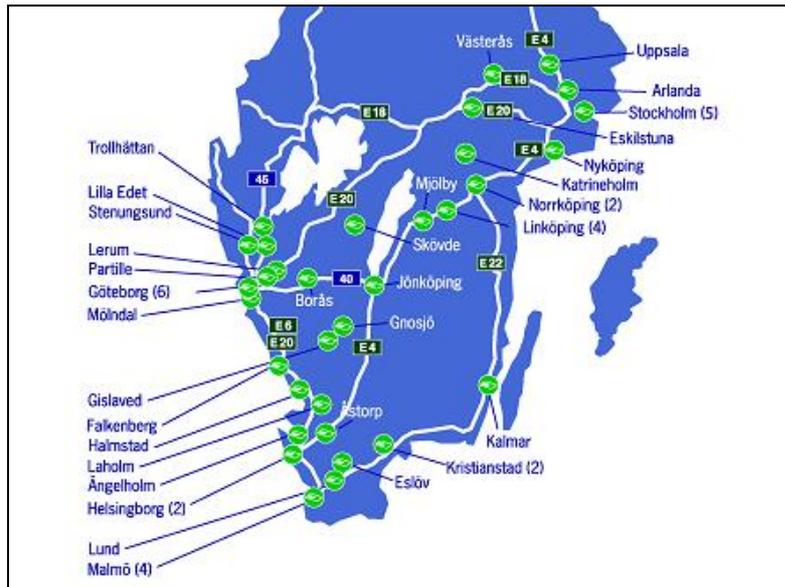
Source: Biogasmax, 2008 - - www.biogasmax.eu

Déployer un réseau de stations de distribution sur les territoires est donc la condition *sine qua none* pour l'avènement d'un marché. A cet effet, la région de Lombardie (Italie) impose que toute nouvelle station-services dispose au minimum d'une pompe de distribution de gaz comprimé.

Dans un pays comme la France où les stations-services proposant du gaz naturel comprimé restent à ce jour extrêmement rares, la collectivité doit veiller à équiper ses dépôts de véhicules de transports urbains ou de collecte en stations de compression et de distribution. Sur la métropole lilloise, les dépôts de bus de Villeneuve d'Ascq, de Sequedin et de Wattrelos en sont équipés, les dépôts de véhicules de collecte de déchets le seront prochainement.

En Suède, un réseau de station-services distribuant du biométhane se développe progressivement, (cf. carte ci-après), notamment par le biais du projet « Biogas Highway ». L'autoroute E 20 entre Stockholm et Göteborg, qui relie sur 500 kilomètres les deux principales villes du pays, s'est équipée ces dernières années de sept stations proposant du gaz comprimé. Le biométhane y représente deux millions de Nm³ consommé par an.

Swedish NGV and biogas stations in 2005



Source: Biogasmax, 2008 - - www.biogasmax.eu

Des solutions d'épuration et de distribution adaptées aux contraintes de chaque site de production

Unité d'épuration mutualisée ou dédiée, injection dans le réseau de distribution, canalisations de transport dédiées jusqu'au consommateur final... les solutions pour l'épuration du biométhane, son transport et sa distribution peuvent être très diverses. Elles se doivent d'être adaptées aux contextes locaux et prendre en compte au mieux les différents paramètres tels que les zones de gisement des déchets, les lieux de production ainsi que la « zone de chalandise » où se situent les utilisateurs finaux.

L'unité d'épuration se situe sur le lieu de production de biogaz (Lille, Berne, Stockholm). Pour des raisons de disponibilité foncière ou de proximité du réseau de distribution, l'épuration peut être localisée à quelques kilomètres, comme à Göteborg.

Capter le gisement et assurer la valorisation des résidus

Etre en capacité de capter des déchets organiques ménagers signifie, dès l'amont, la mise en place d'une collecte sélective des biodéchets, ceux-ci pouvant regrouper la fraction fermentescible (déchets de jardins et de cuisine, ces derniers étant les plus méthanogènes) mais aussi les déchets verts municipaux, de restauration collective, etc.

Ajouter des co-substrats tels que les huiles et graisses issues de la restauration permet d'augmenter le processus de méthanisation. Le digesteur de la station d'épuration de Berne a ainsi vu sa production de biogaz augmenter de 15%, moyennant également quelques ajustements sur le process. Stockholm et Göteborg en Suède font appel à de tels gisements secondaires à hauteur de 5 à 10% du volume total.

Le tri à la source des biodéchets garantit en outre la qualité du compost obtenu en fin de digestion, résultat qui peut s'avérer éventuellement plus difficile dans le cas où l'équipement adopte un système de tri mécano biologique.

Rachat du biométhane via les certificats verts

Le décollage de la filière en France nécessite la mise en place d'un soutien financier garanti par un système de certificat vert sur le modèle existant pour l'électricité aujourd'hui. Une obligation de rachat du biométhane par les opérateurs gaziers sur la base d'un tarif soutenu et d'une équivalence au minimum avec le tarif électrique ont été notamment des pistes identifiées lors des discussions du Grenelle en octobre 2007. Un groupe de travail piloté par le Ministère de l'Ecologie travaille sur cette question depuis la fin de l'année 2008..

Un système de certificat vert existe déjà aujourd'hui dans d'autres pays européens comme l'Allemagne ou la Suisse. Le certificat « *Naturemade Star!* » a été mis en place en Suisse à l'initiative d'un large éventail d'acteurs incluant les producteurs et les distributeurs de gaz, des associations de professionnels et les institutions publiques¹⁸.



A l'échelle européenne, l'enjeu des spécifications communes sur la qualité du (bio)gaz

Pour le gaz naturel et *a fortiori* pour le biométhane, il n'existe pas à l'heure actuelle, entre les pays européens, de règles homogènes d'accès aux réseaux de distribution de gaz naturel. La directive européenne pour la promotion des énergies renouvelables adoptée fin 2008 n'inclut pas de règles homogènes pour l'utilisation du biométhane.

Et pour cause, les qualités requises pour qu'un gaz puisse être distribué via le réseau varie d'un pays à l'autre. Disposer à l'avenir de spécifications communes sur la qualité du gaz naturel et du biométhane à l'échelle européenne permettra à la filière de s'amplifier et de garantir des débouchés aux projets.

Le Comité Européen de Normalisation (CEN), mandaté par la Commission européenne, travaille actuellement à la définition de ces standards de qualité du gaz naturel, ce qui devrait permettre de faciliter la libre circulation du gaz dans le réseau européen. Le biométhane profitera aussi naturellement de ces nouveaux standards. Biogasmax formulera en ce sens également des recommandations relatives aux spécifications communes de qualité du biométhane.

Informier, former, poursuivre la recherche & développement

Malgré ses atouts et son potentiel, le biométhane, par manque de notoriété, est souvent considéré comme une filière de niche devant rester marginale... Au regard de ces atouts, il y a lieu néanmoins de contrecarrer cette idée reçue. A ce titre, LMCU et les partenaires de Biogasmax développent une stratégie ambitieuse de communication et de dissémination.

Les trois premières années du projet ont permis aux partenaires de participer à environ 200 événements (conférences, séminaires, visites de sites...) et de développer des supports de communication spécifiques. Ont été également organisées une dizaine de formations visant à fournir une information pré-opérationnelle à des acteurs proches d'engager une démarche de projet. L'enjeu est aussi d'assurer le transfert de connaissances sur la filière vers les nouveaux Etats-Membres ; des ateliers et des formations adaptées aux besoins des acteurs de ces territoires sont également organisés. Près d'une quinzaine de rencontres sont prévues à travers l'Europe jusque mi-2010, dont trois formations en France et une conférence nationale à Lille au printemps 2010.

Des outils d'aide à la décision ont aussi été élaborés et sont disponibles, tels un guide pour les décideurs, leur explicitant toutes les étapes d'un projet de biométhane et un outil informatique, sous forme de tableur, permettant de modéliser sur un territoire différents scénarios de biométhanisation.

Des études R&D sont également réalisées pour approfondir les connaissances sur la filière, son optimisation et ses domaines d'application. Un éventail de problématiques est couvert, depuis les

¹⁸ cf. le rapport Biogasmax "Naturemade biomethane label – Green certificate for Switzerland as an example for EU wide application", 24 pages disponible sur www.biogasmax.fr

moyens d'augmenter la production de biogaz sur un même équipement jusqu'aux performances environnementales et mécaniques des véhicules, en passant par la définition de modèles économiques des procédés d'épuration...

Le biométhane, filière de développement économique

Le biométhane peut être aussi porté comme une filière à proprement parler de développement économique. C'est le cas de la Région Ouest de Suède autour de Göteborg (*West Sweden*) qui a lancé au début des années 2000 le projet de *cluster* « Biogas Vast », initiative animée par l'agence parapublique *Business Region Göteborg*. L'intérêt est de faire émerger une véritable filière construite par une multitude d'acteurs pouvant profiter du biométhane pour se développer et créer de nouveaux services et produits (producteurs et distributeurs d'énergie, bureaux d'études, fabricants de matériels, agriculteurs et éleveurs, société de transports urbains, gestionnaires de déchets urbains, collectivités...). Une telle stratégie d'aménagement du territoire peut renforcer l'impulsion et la pérennité de la filière de biométhane.

Quelle influence des politiques publiques ?

Les politiques publiques ont un rôle essentiel à jouer dans l'émergence de projets de biométhane, en agissant sur différents leviers :

- l'incitation au recyclage et à la valorisation des déchets en taxant la mise en centre d'enfouissement ou l'incinération,
- le soutien aux carburants alternatifs (gaz naturel comprimé, biométhane), comme l'exonération de la TICGN pour ces derniers depuis 2008 en France,
- le soutien au développement des stations-services distribuant du gaz comprimé,
- la possibilité d'injecter dans le réseau de distribution de gaz naturel et la mise en place d'un système de rachat du biométhane (*cf. ci-avant*),
- et l'intégration du monde agricole dans le processus en favorisant l'implantation d'équipements mixtes traitant des co et sous produits agricoles (lisiers...), des déchets de l'industrie agro-alimentaire et des déchets urbains.