Méthanisation des boues de stations :

Règle de l'art et état des lieux sur les bassins Rhône-Méditerranée et Corse

Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse

Décembre 2012

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie
agence de l'eau rhône méditerranée corse
Établissement public de l'État

Sommaire

A. Introduction 4
B. Contexte et objectifs de l'étude 5
C. Règles de l'art 6
1 Présentation générale 6
1.1 Les étapes biochimiques de la digestion anaérobie 7
1.1.1 Hydrolyse 7
1.1.2 Acidogenèse 7
1.1.3 Acétogenèse 7
1.1.4 Méthanogenèse 7
1.2 Équilibre nutritif et compléments nutritionnels 8
1.3 Teneur en soufre 8
1.4 Inhibition de la méthanisation 9
1.5 Les substrats méthanisables 10
2 La méthanisation appliquée aux boues d'épuration 11
2.1 Caractéristiques des boues d'épuration 11
2.2 Mise en œuvre de la méthanisation 12
2.2.1 Digesteurs : Technologie et Géométries 12
2.2.2 Configurations de la filière de traitement des boues 12
2.2.3 Paramètres de fonctionnement 13
2.3 Sous-produits de la méthanisation 15
2.3.1 Le digestat 15
2.3.2 Fraction liquide du digestat 16
2.3.3 Biogaz 17
3 Réglementation applicable aux unités de traitement par méthanisation 20
3.1 Méthanisation des boues issues de l'épuration 20
3.1.1 Cas particulier du mélange de boues 20
3.2 Co-digestion de boues d'épuration et de substrat autre que des sous-produits de l'assainissement 21
3.2.1 Réglementation ICPE 21
3.2.2 Admission de sous-produits animaux 22
3.2.3 Dispositions techniques applicables à ces unités 22
3.3 Autres Réglementation liées aux unités de méthanisation 23
3.3.1 Autres rubriques ICPE 23
3.3.2 Gestion du risque d'explosion 23
3.3.3 Valorisation du biogaz 23
3.3.4 Élimination des boues digérées 24
D. États des lieux et des pratiques 25
1 Méthode de travail 25

2 État des lieux 26
3 Mise en œuvre de la méthanisation des boues 28
3.1 Type de substrats digérés 28
3.2 Types de digestion et configuration 28
3.3 Agitation 29
3.4 Prétraitement des boues 29
3.5 Co-digestion 29
4 Suivi et pilotage des installations 30
5 Exploitation, contraintes et dysfonctionnements 31
5.1 Appréciation des exploitants 31
5.2 Saisonnalité 31
5.3 Variation de charge 31
5.4 Autres Dysfonctionnements 32
5.5 Retours en têtes 32
5.6 Eléments traces métalliques 33
5.7 Valorisation du biogaz 33
6 Résultats et performances 34
6.1 Chiffres clés 34
6.2 Boues mixtes 34
6.3 Boues biologiques 35
6.4 Stabilisation des boues 35
6.5 Performances énergétiques 35
6.5.1 Besoins calorifiques 35
6.5.2 Consommation électrique 36
6.5.3 Valorisation énergétique du biogaz 36
7 Investissements et coût d'exploitation 39
E. Synthèse de l'étude 40
F. Conclusion générale 43
G. Références bibliographiques 44
H. Liste des figures 46
I. Annexes 47

A. Introduction

La méthanisation est le processus de transformation de la matière organique en biogaz. Ce biogaz est essentiellement composé de méthane et de gaz carbonique. Elle est réalisée en anaérobiose grâce à l'action d'une flore bactérienne complexe. Elle présente le double avantage de traiter les déchets organiques tout en produisant une source d'énergie valorisable.

Le processus de digestion anaérobie s'est développé dès le début du 20ème siècle en Europe et depuis 1940 en France. Les premières unités ont été implantées sur des exploitations agricoles principalement, pour traiter les fumiers. Ce n'est qu'à partir des années 1970 que la méthanisation a connu un réel essor, avec le développement des unités destinées au traitement des boues d'épuration. A l'heure actuelle, la méthanisation est employée dans différents secteurs d'activités : l'agriculture et l'élevage, le traitement des ordures ménagères, le traitement de déchet industriel, le traitement des boues d'épuration.

Après être tombée en désuétude, la méthanisation semble revenir sur le devant de la scène. Les études et les projets se multiplient, notamment grâce à une volonté de l'état français de soutenir les filières de production d'énergie verte.[1] L'objectif fixé est le respect des engagements pris lors du grenelle de l'environnement avec 20% de la consommation électrique française issue d'énergies renouvelables en 2020.

Plusieurs régions réalisent des études concernant l'intérêt et les voies de développement de la méthanisation sur leurs territoires. Ainsi la région PACA et l'ADEME, ont financé une étude concernant les filières de production de biogaz en PACA. La région Rhône-Alpes a lancé à plusieurs reprises depuis 2009 des appels à projets « méthanisation » pour encourager le développement de la filière. Au niveau départemental, le conseil général de Haute-Savoie a mené une étude sur le potentiel de développement de son département. Les conseils généraux du Gard et du Jura réalisent actuellement des études concernant la gestion départementale des déchets, la méthanisation fait partie des scénarii étudiés.

L'étude de marché réalisé en 2008 par Ernst et Young pour le compte de l'ADEME et GrDF [1], présente les stations de traitement d'eaux usées urbaines comme :

- le deuxième secteur en nombre d'installation de méthanisation (74) derrière l'industrie (88).
- le premier secteur en termes de production de biogaz, avec 145 Mm3 sur les 300 Mm3 produit en 2008.

Cependant la méthanisation des boues d'épuration reste un cas à part, avec un contexte différent de celui des autres déchets et avec des objectifs autres que la production d'énergie verte. C'est la raison pour laquelle l'agence de l'eau Rhône méditerranée et Corse a souhaité réaliser sa propre étude en tenant compte des spécificités liées à la méthanisation des boues d'épuration. Nous tâcherons dans ce rapport de mettre en avant les contraintes réglementaires, techniques ainsi que les pratiques associées à la méthanisation des boues.

[1]Énergie verte : énergie produite à partir de sources d'énergies renouvelables (solaire, hydraulique, éolienne et biomasse)

B. Contexte et objectifs de l'étude

Dans le cadre des orientations prévues dans le 10ème programme, l'un des objectifs est d'accompagner l'adaptation des systèmes d'assainissement au contexte de changement climatique. L'un des moyens mis en avant est l'utilisation de l'eau usée comme source d'énergie. A ce titre la méthanisation est l'un des procédés majeurs, permettant une production d'énergie à partir de la biomasse contenue dans les boues d'épuration, mais également une réduction des quantités de boues. L'agence prévoit le lancement d'un appel à projets « méthanisation » courant 2013.

Dans ce contexte, la finalité de l'étude est de réunir les éléments qui permettront à l'agence de mettre en forme cet appel à projets. L'objectif est de mettre en avant les éléments techniques primordiaux dans le fonctionnement de la filière et d'en tirer des éléments d'appréciations des projets. Par exemple, il conviendra d'éclaircir les éléments en termes de type de boues digérées, taille limite d'installation, type de pilotage.

Pour cela, Il a été choisi de s'appuyer sur une synthèse bibliographique et un retour d'expérience des installations présentes sur les bassins RM et C. Il conviendra d'établir les pratiques associées à la mise en œuvre de la méthanisation sur les stations de traitement d'eau usée et les performances épuratoires et énergétiques de ce type d'installation. Les exploitants des stations seront donc associés à la démarche.

Au vu des évolutions récentes de la réglementation et de la volonté de l'état français de pousser cette filière, en parallèle, devra être réalisée une synthèse concernant le cadre réglementaire applicable à la méthanisation des boues d'épuration.

C. Règles de l'art

1 Présentation générale

La digestion anaérobie, également appelée « méthanisation » est un processus biologique ayant l'un des plus important pouvoir de dégradation de la matière organique. Cette fermentation se réalise spontanément à l'état naturel, dès lors qu'il y a présence de matière organique dans un milieu anaérobie et dans des conditions favorables au développement bactérien. Ainsi on peut retrouver ce processus fermentaire dans les marais, les rizières, le sol ou encore dans l'intestin de mammifères.

Cette fermentation se traduit par une libération d'énergie utilisée par la bactérie pour sa survie en milieu anaérobie. Ce phénomène correspond d'un point de vue chimique, à la réduction de molécules organique partiellement oxydée. Bilan du type : $\underbrace{C_6H_{12}O_6}_{Glucose} \rightarrow 3CH_4 + 3CO_2$

La dégradation de cette matière organique conduit principalement à la production de dioxyde de carbone et de méthane. Ce dernier possède une importante valeur énergétique (Figure 1), mais participe également à l'effet de serre. A noter que 50 % des émissions de méthane dans l'atmosphère sont de sources anthropiques.

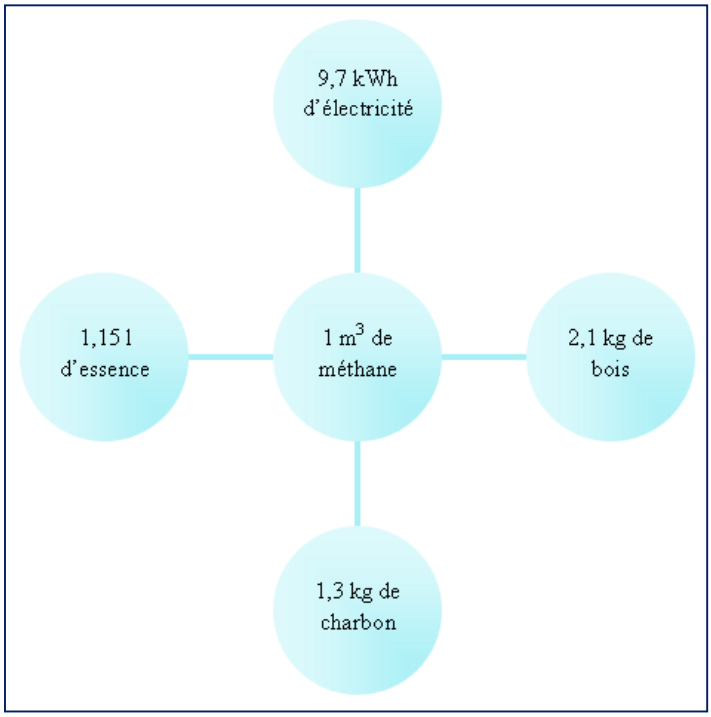


Figure 1: Équivalence énergétique d'un mètre cube de méthane

1.1 Les étapes biochimiques de la digestion anaérobie

La méthanisation **est un processus de fermentation anaérobie complexe** (Figure 2), mettant en jeu plusieurs étapes biochimiques correspondant à l'action de différents groupes bactériens :

- L'hydrolyse de la matière organique.
- L'acidogenèse, transformation de la matière organique en acide gras.
- L'acétogenèse, formation d'acétate, d'hydrogène et de gaz carbonique à partir des acides gras.
- Et la méthanogenèse qui conduit à la formation de méthane à partir des produits de la réaction précédente.

1.1.1 Hydrolyse

Cette étape d'hydrolyse correspond à la dégradation des macromolécules organiques (protéines, lipides, polysaccharides…) en monomères (acide aminé, acide gras, oses…). Ce sont les bactéries dîtes hydrolytiques qui vont permettre de casser des structures organiques complexes en libérant des enzymes (protéases, lipases, cellulases...). Cette étape est déterminante pour la suite de la fermentation, car seules les molécules simples seront biodisponibles pour la suite du traitement. D'un point de vue cinétique l'hydrolyse est considérée comme une étape limitante (Figure 3).

1.1.2 Acidogenèse

Les monomères sont fermentés principalement en acide gras volatil[2] (AGV), en alcools, en H_2 et en CO_2. Les bactéries responsables de cette étape sont nombreuses, on les appelle les bactéries fermentaires. La cinétique de l'acidogenèse peut être élevée relativement aux autres étapes de la méthanisation (Figure 3).

Exemple de réaction : $\underbrace{C_6H_{12}O_6}_{Glucose} \rightarrow \underbrace{3C_2H_3O_2^-}_{Ion\ acétate} + 3H^+$

1.1.3 Acétogenèse

Dans cette étape une grande partie des acides gras volatils (AGV) et des alcools est assimilée par les bactéries acétogènes autotrophes pour former de l'acide acétique (CH_3COOH). Une autre partie est convertie en hydrogène et dioxyde de carbone.

Exemple de réaction : $\underbrace{C_3H_5O_2^-}_{Ion\ propionate} + 3H_2O \rightarrow \underbrace{C_2H_3O_2^-}_{Ion\ acétate} + 3H_2 + HCO_3^- + H^+$

1.1.4 Méthanogenèse

Il y a deux voies de production du méthane :

- À ~ 70% par les bactéries méthanogènes acétoclastes, le méthane est produit à partir de l'acétate. $\underbrace{3C_2H_4O_2}_{Acide\ acétique} \rightarrow CH_4 + CO_2$
- A ~ 30% par les bactéries méthanogènes hydrogénophiles, le méthane est produit à partir du dioxyde de carbone et de l'hydrogène. $CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$

[2]Acides gras volatils : Ce sont des acides carboxyliques (comprenant un groupement carboxyle –COOH) à chaîne carboné courte, inférieur à 6 atomes de carbone. Exemple : Acide acétique (CH_3COOH), Acide propanoïque (CH_3CH_2COOH), Acide butyrique ($CH_3CH_2CH_2COOH$).

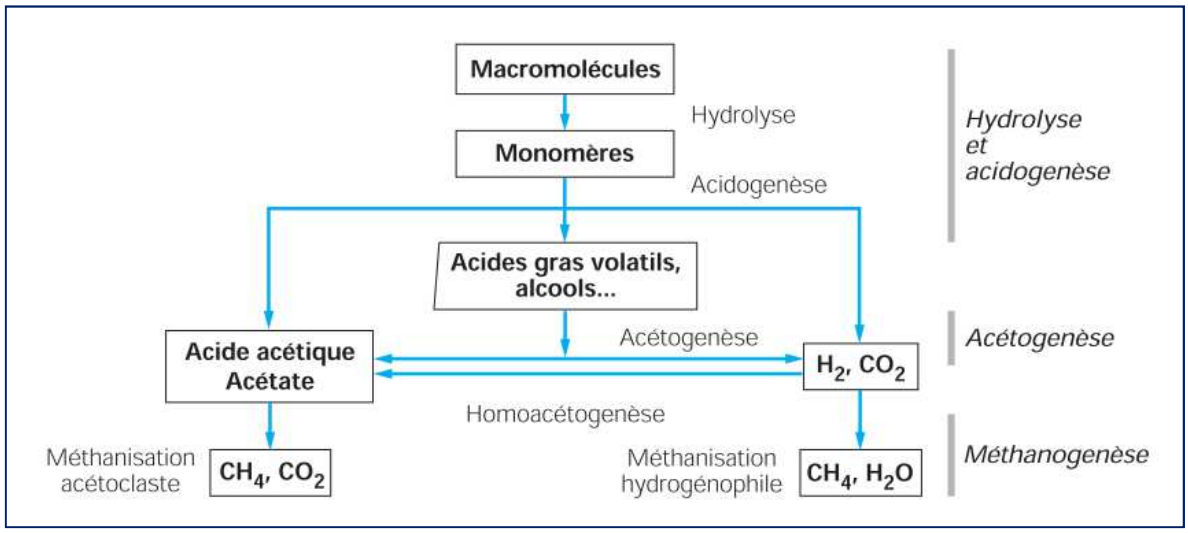


Figure 2: Schéma récapitulatif des réactions biochimiques de la digestion anaérobie [2]

		Hydrolyse	Acidogenèse	Acétogenèse	Méthanogenèse
Vitesse de croissance		Très rapide quelques heures	Rapide (0,01 à 2,7 j)	Rapide (0,13 à 0,86 j)	Lente (4jours)
Constante de cinétique (j^{-1})		0,02 à 2,88	0,51 à 70,6	7,7 à 17,1	2 à 453
pH	Optimum		5,2 à 6,2		6,5 à 7,6
	Sensibilité		Faible		Élevée
Sensibilité température			Modérée		Élevée

Figure 3: Synthèse des caractéristiques relatives aux micro-organismes impliqués lors de la digestion anaérobie [4]

1.2 Équilibre nutritif et compléments nutritionnels

Dans tout processus biologique, l'équilibre nutritif est un paramètre essentiel. On considère que pour une bonne mise en œuvre de la digestion anaérobie, le rapport C/N/P[3] doit être d'environ 700 à 1000/5/1. Les conditions opératoires anaérobies des digesteurs ne permettent une élimination ni de l'azote ni du phosphore. La conséquence directe de ce non traitement est que **les nutriments (N, P, K) sont transférés dans le digestat**[4].

Les micro-organismes nécessitent, pour le bon fonctionnement de leur métabolisme, des nutriments variés. En plus de la matière organique qui sert d'apport énergétique pour la croissance, les micro-organismes ont besoin d'oligoéléments (vitamines, métaux…). Globalement, la méthanisation des déchets ne nécessite pas d'addition d'éléments nutritifs.

1.3 Teneur en soufre

La présence de soufre dans un substrat induit une augmentation de la teneur en sulfure d'hydrogène (H_2S) du biogaz. En effet, les bactéries sulfato-réductrices à l'origine de la formation

[3] C/N/P : Carbone/Azote/Phosphore

[4] Digestat : résidu brut liquide, pâteux ou solide issu de la méthanisation de matières organiques (Définition réglementaire).

d'H_2S sont actives en conditions anaérobies. La teneur en H_2S dans le biogaz produit est un facteur limitant pour sa valorisation. Notamment à cause de sa toxicité et des phénomènes de corrosion qu'elle entraine. Ainsi on peut considérer que **si le ratio C/S d'un substrat est inférieur à 40, un système de traitement approfondi sera probablement nécessaire** pour éliminer l'H_2S [3] Les méthodes de désulfurisation seront abordées dans une partie suivante.

1.4 Inhibition de la méthanisation

Comme pour tout processus biologique, il existe des conditions physico-chimiques qui peuvent inhiber la méthanisation, et même détruire la flore méthanogène si certaines concentrations de molécule toxique sont atteintes (Figure 4).

Composé	Concentration provoquant une diminution de 50 % de l'activité (en 10^{-3} mol)
1-Chloropropène	0,1
Nitrobenzène	0,1
Acroléine	0,2
1-Chloropropane	1,9
Formaldéhyde	2,4
Acide laurique	2,6
Éthyl benzène	3,2
Acrylonitrile	4
3 Chloro-1,2-propanediol	6
Croton aldéhyde	6,5
Acide 2-chloropropionique	8
Vinyl acétate	8
Acétaldéhyde	10
Éthyl acétate	11
Acide acrylique	12
Catéchol	24
Phénol	26
Aniline	26
Résorcinol	29
Propanol	90

Substance	Concentration inhibitrice	
	modérément ($mg \cdot L^{-1}$)	fortement ($mg \cdot L^{-1}$)
Sodium (Na^+)	3 500 à 5 500	8 000
Potassium (K^+)	2 500 à 4 500	12,000
Calcium (Ca^{2+})	2 500 à 4 500	8 000
Magnésium (Mg^+)	1 000 à 1 500	3 000
N - ammoniacal (NH_4^+)	1 500 à 3 000	3 000
Sulfure (S^{2-})	200	200
Cuivre (Cu^{2+})		0,5 soluble 50 à 70 total
Chrome (VI)		3,0 soluble 200 à 600 total
Chrome (III)		180 à 420 total
Nickel (Ni^{2+})		2,0 soluble 30 total
Zinc (Zn^{2+})		1,0 soluble

Soluble : concentration fortement inhibitrice de l'élément sous forme soluble.
Total : inhibition totale à cette concentration.

Figure 4: Composés organiques et inorganiques pouvant inhiber les micro-organismes de la digestion anaérobie [2]

1.5 Les substrats méthanisables

Il existe un nombre important de substrats méthanisables (Figure 5). Chaque substrat possède un potentiel méthanogène différent, aussi certains sont reconnus comme étant très favorables à la fermentation anaérobie, car ils présentent des caractéristiques (rapport C/N/P, oligoéléments…) adaptées aux besoins de la flore bactérienne mise en jeu lors de la méthanisation.

	Potentiel méthanogène (Nm^3_{CH4}/t_{MO})
Graisse agroalimentaire	855
Déchets de restauration	500
Sang	454
Ensilage de maïs	340
Matières stercoraires bovines	339
Boues biologiques de station d'épuration	**250**
Fumier de bovin	210
Lisier de porc	183

Figure 5: Valeurs indicatives de potentiel méthanogène pour différents substrats utilisés sur des unités de méthanisation [3]

Les caractéristiques des différents substrats méthanisables sont disponibles en annexe 1.

2 La méthanisation appliquée aux boues d'épuration

La méthanisation des boues d'épuration fait figure de cas particulier, les objectifs et les contraintes de traitement ne sont pas les mêmes que pour d'autres substrats. Ainsi une étude, réalisée par l'Irstea (Ex-Cemagref) [5], révèle que 75 % des exploitants présentent la réduction de la quantité de matière sèche comme le principal avantage de la méthanisation. Alors que seulement 25 % évoque l'intérêt de produire un gaz valorisable. En effet, l'élimination des boues d'épuration représente un enjeu majeur de la dépollution des eaux, et une diminution pouvant aller de 15 à 40 % de matière sèche, en fonction des substrats, est un argument majeur dans le choix de cette technologie.

Les performances du processus de méthanisation vont principalement dépendre de deux paramètres, les caractéristiques intrinsèques des substrats méthanisés et les conditions de mise en œuvre de la digestion.

2.1 Caractéristiques des boues d'épuration

Les caractéristiques d'un « même » substrat peuvent être différentes en fonction de son origine, c'est encore plus vrai dans le cas des boues d'épuration. Tout d'abord, il existe différents types de boues (Figure 6), les boues primaires généralement issues d'un procédé de décantation après les étapes de prétraitement (dessablage, déshuilage, dégraissage), les boues biologiques issues d'une étape de traitement biologique (boues activées, biofiltration…) et les boues physico-chimiques généralement issues d'un traitement tertiaire par coagulation-floculation.

De manière générale les boues envoyées en digestion sont déficitaires en carbone par rapport à l'équilibre nutritif des bactéries mises en jeu lors de la méthanisation. Il est reconnu, que les boues biologiques qui font déjà état d'un important degré de minéralisation, présentent un pouvoir fermentescible inférieur à celui des boues primaires. Cependant, pour apporter une solution de traitement à la fois aux boues biologiques (généralement majoritaire) et aux boues primaires, il est courant d'introduire dans le digesteur des boues mixtes issues d'un mélange de ces deux types de boues. Ce qui permet d'obtenir un substrat avec un potentiel méthanogène plus important que des boues biologiques seules.

Certaines stations ajoutent également les graisses issues du dégraissage (étape de prétraitement), qui permettent un apport en carbone et dispose d'un important pouvoir fermentescible. Le taux d'incorporation est généralement de 10% maximum.

Selon l'étude de l'Irstea (ex-Cemagref), 70 % des stations ont déclaré digérer des boues mixtes alors que 23 % digèrent des boues biologiques uniquement. 20 % ont évoquées un mélange boues/graisses avant d'alimenter le digesteur [5].

La concentration de matière volatile sèche (MVS), généralement exprimée en pourcentage de matière sèche (MS) (Figure 6) traduit la quantité de matière organique présente dans une boue. La figure 7 présente les équilibres nutritifs pour les boues mixtes.

Type de boues	Concentration en matière sèche (%)	Matière volatile/matière sèche (%)
Primaires	5	50 à 70
Mélangées (primaires plus biologiques)	4 à 5	60 à 70
Boues activées (fraîches stabilisées) Station faible charge, aération prolongée	2 à 3	60 à 70
Mélangées primaires + lit bactérien (boues fraîches)	4 à 6	55 à 70
Boues physico-chimiques • décantation statique ou accélérée • décantation lamellaire • aéroflottation	 4 à 6 1 à 2 5 à 6	 40 à 65 suivant le conditionnement chimique

Figure 6: Composition des boues de station d'épuration [2]

	Matières organiques	Azote N	Phosphore P	Potassium K	Calcium Ca
Teneur en % de la matière sèche	60-80	3,5-4,5	2-2,5	0,2-0,3	5-15

Figure 7: Nutriments contenus dans les boues mixtes non digérée

Sur les stations françaises, le procédé de traitement par aération prolongée est le plus répandu. Ce procédé a été mis en place pour un traitement poussé de l'azote (nitrification / dénitrification). Sur ces filières, le décanteur primaire a généralement été supprimé pour permettre une meilleure dénitrification par des bactéries hétérotrophes. Il reste donc à élucider l'intérêt de la méthanisation dans le cas de ces stations où seules des boues biologiques minéralisées sont produites.

2.2 Mise en œuvre de la méthanisation

2.2.1 Digesteurs : Technologie et Géométries

La technologie que l'on retrouve sur les stations de traitement d'eau usée, est une technologie simple dite « à culture libre ». Les réacteurs à boues libres dits de « première génération » consistent en la mise en œuvre d'une biomasse libre dans un réacteur infiniment mélangé s'apparentant à la technologie aérobie des boues activées

Les réacteurs à boues libres peuvent se différencier par leur géométrie (Figure 8). En France, 70 % des installations sont équipées de digesteur cylindrique et le reste avec des digesteurs de type continental [5]. Ceci s'explique par le fait que ce sont les seuls produits proposés par les deux plus gros constructeurs français (groupes Suez et Veolia). Dans le reste de l'Europe (Allemagne, Suisse, Autriche…) on retrouve plus couramment des digesteurs de type ovoïde, qui permet de réduire l'emprise au sol et de favoriser le brassage en supprimant les zones mortes.

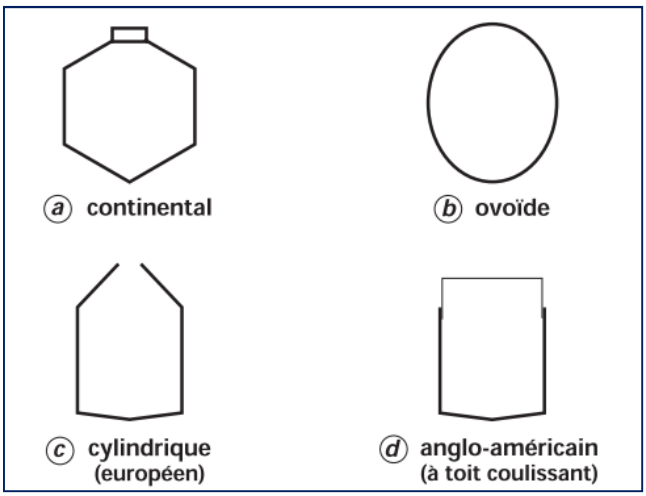


Figure 8: Différentes géométrie de digesteur de boues d'épuration [2]

2.2.2 Configurations de la filière de traitement des boues

a) Prétraitement des boues

Il existe un certain nombre de technologies permettant de préparer les boues pour améliorer la digestion, généralement en optimisant l'hydrolyse de la matière organique. Soit par un traitement thermique à 150 - 180 °C, soit par un traitement par ultrasons à 20 – 40 kHz. Au final une plus grande quantité de matière organique est biodisponible, ce qui permet leur élimination par la flore bactérienne, avec un abattement qui peut aller jusqu'à 50% sur les matières sèches.

b) Type de digestion

Pour la méthanisation des boues d'épuration, on retrouve différentes configurations (Figure 9) de mise en œuvre en jouant sur la température de travail.

La configuration la plus répandue est la digestion mésophile (35-37°C), on retrouve également la digestion thermophile (55°C) qui permet notamment d'augmenter la cinétique de la réaction d'hydrolyse, et enfin on peut également retrouver une étape thermophile suivie d'une étape mésophile, on parle de digestion deux phases.

Type de digestion	Mésophile	2 phases		Thermophile
Température (°C)	37	55	37	55
Temps de séjours (j)	16 à 25	1,5 à 3	8 à 12	8 à 12
Charge organique ($kg_{MV}.j^{-1}.m^{-3}_{digesteur}$)	1,5 à 2,5	10 à 30	2 à 4	2,5 à 5

Figure 9: Données de dimensionnement des différents types de digestion

Chaque technique présente des avantages et des inconvénients. Globalement, l'intérêt d'un traitement thermophile est de pouvoir diminuer le temps de séjour nécessaire pour digérer les boues. Cela permet d'avoir des réacteurs de plus petite taille et donc moins couteux à l'investissement. Cependant, il y a une importante consommation énergétique pour chauffer les boues à 55°C et les bactéries méthanogènes thermophiles sont encore plus sensibles aux variations de température, charge organique…

De ce point de vue, un procédé deux phases est donc pertinent avec :

- un étage thermophile où se déroulent principalement l'hydrolyse et l'acidogenèse, réactions peu sensibles aux variations de charge et de pH
- un étage mésophile dont le fonctionnement est davantage maitrisé pour limiter les variations, ce qui permet le bon déroulement de la méthanogenèse.

Le traitement mésophile qui **nécessite une exploitation moins fine et une consommation énergétique moins importante** que les autres configurations constitue une très grande majorité des installations fonctionnent en France.[5]

c) Brassage

Le brassage est un paramètre très important pour le bon déroulement de la méthanisation. Il va permettre une bonne homogénéisation de la température, du pH... La présence trop importante de zone morte va entrainer des conditions défavorables pour la flore méthanogène, et peut aller jusqu'à provoquer l'arrêt du réacteur.

On retrouve globalement deux systèmes pour assurer le brassage du digesteur. Une agitation mécanique classique, avec un mobile à flux axial (type hélice), ou une agitation par recirculation du biogaz produit qui est compressé et réinjecté. A noter que l'on retrouve généralement une recirculation des boues qui participe également au brassage du digesteur. Sur le parc français, on retrouve une grande majorité de système de brassage par bullage du biogaz (80%), les autres installations disposent généralement d'un système d'agitation mécanique.

Le brassage, le chauffage et la circulation des boues représentent les principaux postes de consommation d'énergie sur un digesteur.

2.2.3 Paramètres de fonctionnement

Dans cette partie sera abordée l'influence de certains paramètres physico-chimiques sur le processus de méthanisation. La température, le pH, le titre alcalimétrique complet (TAC), la

concentration en AGV ou encore la quantité de biogaz produite sont autant de paramètres qui permettent de caractériser et d'évaluer le fonctionnement d'un digesteur.

a) L'anaérobiose

La méthanisation se réalise en anaérobiose stricte. Outre l'absence d'oxygène, Le potentiel d'oxydoréduction doit être inférieur à -300 mV/ENH (mais supérieur à -600 mV/ENH)

b) La température

La température est un paramètre essentiel puisqu'elle **conditionne le bon développement des bactéries**. On rencontre trois types de digestion :

- Psychrophile, (5 à 15 °C).
- Mésophile, (15 à 45 °C) avec un optimum à 37 °C
- Thermophile, (45 à 65 °C) avec un optimum à 55 °C

L'optimum correspond à la température pour laquelle l'activité bactérienne est maximale. La digestion psychrophile se retrouve principalement lors de fermentation naturelle (lagunes, marais, rizières…). Les gammes mésophiles et thermophiles sont mises en œuvre à l'échelle industrielle. Sur les installations de traitement les optimums sont généralement obtenus par un maintien en température du digesteur et un préchauffage des boues entrantes.

La régulation de ces températures est importante car certaines bactéries, en particulier les méthanogènes, sont **sensibles au changement de température**. On retrouve généralement, pour le chauffage des boues, un échangeur de chaleur Eau/Boue (tubulaire, à spirales, à plaques), alimenté en eau chaude par l'intermédiaire d'une chaudière qui fonctionne généralement avec le biogaz produit. Une alimentation d'appoint est cependant nécessaire pour les phases de mise en route où il n'y a pas de production de biogaz.

c) Le potentiel hydrogène

Le pH optimum pour la méthanisation **est proche de la neutralité**, à des valeurs comprises entre 6,5 et 7,5. Les bactéries méthanogènes sont, une fois de plus, **très sensibles aux importantes variations de pH**, ce qui peut se produire lorsque la charge organique introduite dans le réacteur est trop importante. La concentration en AGV augmente (cinétique rapide de l'acidogenèse) avec en parallèle une acidification du milieu, ce qui peut inhiber les étapes d'acétogenèse et de méthanogenèse et entraîner un arrêt du réacteur.

De ce fait, le pouvoir tampon du milieu à un rôle important pour maintenir la stabilité du système. Il existe un certain nombre de solutions pour pallier à ces problèmes. De manière préventive, on peut mettre en place une étape de pré-acidification (séparation des étapes d'acidogenèse et d'acéto/méthanogenèse). De manière curative, par diminution de la charge appliquée et le contrôle du pH ou de l'alcalinité par ajouts de produits correcteurs (soude, chaux et éventuellement acide phosphorique).

d) L'alcalinité

Il est important de s'assurer que le **TAC est supérieur à 1000 mg_{CaCO3}/L** (mais inférieur à 6000 mg_{CaCO3}/L). En effet les hydrogénocarbonates (HCO_3^-), l'azote ammoniacal (NH_4^+) qui font l'alcalinité du milieu, permettent un fonctionnement plus stable du digesteur. Ils sont notamment responsables du pouvoir tampon du réacteur. Cependant, dans le cas d'un effluent d'entrée trop chargé en azote (rapport C/N déséquilibré). On peut avoir une accumulation d'ammoniac (NH_3) dans le réacteur qui se traduit par une augmentation de pH et une diminution des rendements épuratoires. On parle de dépassement alcalin.

e) Les acides gras volatiles

La concentration en AGV est un indicateur direct du fonctionnement du réacteur. Son suivi permet de prévenir des phénomènes d'acidification et ainsi d'éviter une diminution trop importante des performances épuratoires. Idéalement, la concentration en AVG (exprimée en quantité d'acide acétique) doit être autour de **200-300 mg/L d'acide acétique** (pour des températures mésophiles).

2.3 Sous-produits de la méthanisation

2.3.1 Le digestat

a) Valeur fertilisante

Le digestat est un sous-produit de la digestion anaérobie. Il est composé de deux phases (liquide et solide). Après une digestion anaérobie, la boue est stabilisée, la teneur en matière fermentescible des boues est réduite. La digestion anaérobie à tendance à modifier la qualité agronomique des boues. En effet, une grande partie de l'azote dissoute est convertie en ammonium (NH_4^+). Le phosphore est globalement peu modifié et se trouve majoritairement sous forme d'orthophosphates (PO_4^{3-}), il peut cependant y avoir au cours de la digestion des phénomènes de relargage de phosphore qui avait été préalablement piégé dans les boues. Si les boues sont épandues sous forme liquide, l'ammonium et le phosphore sont toujours présents. Les boues ont alors une valeur agronomique plus importante que les boues fraiches car les nutriments sont plus rapidement biodisponibles pour les végétaux. En revanche, quand les boues sont déshydratées en sortie de digestion, **une grande partie des nutriments** (sous forme ionique) **est incluse dans la fraction liquide** issue de la déshydratation. La teneur en élément fertilisant des boues sera diminuée (Figure 10).

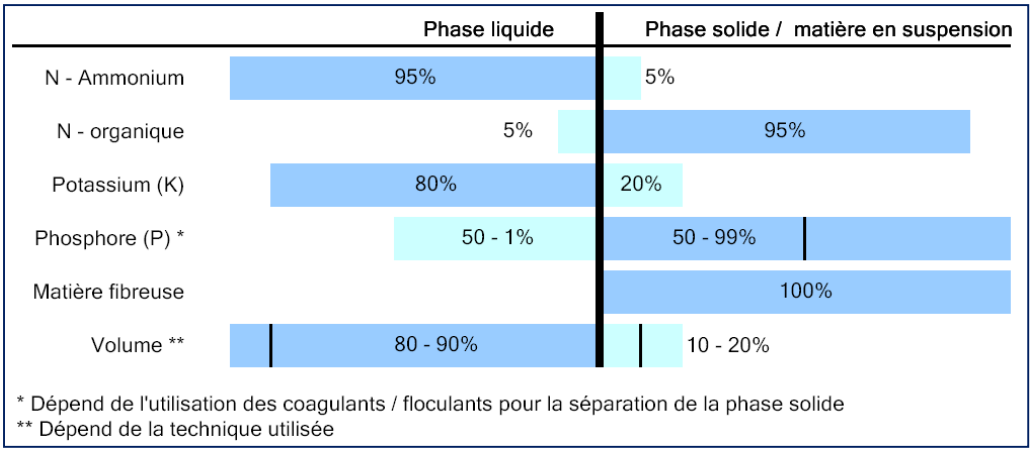


Figure 10: Répartition des éléments entre la phase solide et la phase liquide [7]

Élément	Valeur moyenne (g/kg de MS)	Plage de variation (g/kg de MS)
Azote total	45	30 à 60
$N–NH_4^+$	4	0,5 à 6
P_2O_5	50	40 à 80
K_2O	3	1 à 4
MgO	6	4 à 9
CaO	80	60 à 120
Na_2O	1	0,4 à 1,3
SO_3	20	19 à 22
Rapport C/N	8	6 à 12

Figure 11: Composition des boues mixtes digérées, déshydratées et non chaulé [2]

b) Hygiénisation

La méthanisation est classée selon l'EPA (Environnemental Protection Agency) comme un **procédé réduisant significativement les agents pathogènes**. Une diminution des germes fécaux et des virus par un facteur de 100 à 10000 peut être atteinte. Cependant, seule la digestion thermophile à un caractère complètement hygiénisant. En effet, les œufs d'helminthes résistent particulièrement à la digestion anaérobie mésophile en raison d'une température de traitement plus faible.

c) Devenir des métaux lourd et micropolluant

Extrait de « la méthanisation » par René Moletta (2011) [4] :

La toxicité des métaux, et notamment des métaux lourds, est liée non seulement à leur concentration, mais aussi et surtout à la forme dans laquelle ils se trouvent (spéciation). Seule la forme libre du métal comporte un risque de toxicité, et la concentration en métaux soluble n'est généralement que de 0,5 à 4% de la concentration totale en métaux. La digestion anaérobie ne détruit pas les métaux, mais elle modifie leur spéciation par différents mécanismes chimiques et surtout biologiques : adsorption par chimiesorption, précipitation chimique ou biologique, complexation intracellulaire ou extracellulaire sur des composés organiques ou inorganiques. Au final, en sortie de digestion, la majeure partie des métaux est contenue dans la fraction insoluble des boues, et notamment dans le milieu intracellulaire. Pour la majorité des espèces, très peu se retrouvent sous forme biodisponibles dans la fraction soluble.

Plus généralement, la digestion anaérobie :

- Dégrade ou transforme en composés non ou peu toxiques la plupart des composés aliphatiques ou monoaromatiques, halogénés. Les composés polycycliques plus résistants forment en général des composés moins toxiques.
- Fixe les métaux lourds sous formes moins assimilables et moins toxiques par les organismes vivants.

Le problème est que **les métaux sont concentrés dans les digestats** d'autant que la réduction en matières sèches est importante. Le risque est donc de dépasser les concentrations maximum en éléments traces métalliques (ETM) fixées par la réglementation (Figure 12). Ce qui **peut impacter le mode d'élimination des boues** (enfouissement ou incinération obligatoire) et éventuellement la prime pour épuration si les boues sont envoyées en installation de stockage. Concernant cet aspect, il paraît important de tenir compte de ce facteur de concentration lors de l'étude de faisabilité d'une filière de digestion. Notamment pour des installations qui ont déjà des concentrations en ETM élevées, et qui feraient le choix de mettre en place une filière de digestion.

Éléments	Cd	Cr	Cu	Hg	Ni	Pb	Zn
Concentration (mg/kg $_{MS}$)	20	1000	1000	10	200	800	3000

Figure 12: Concentration en Éléments traces métalliques à respecter (arrêté 8 janvier 1998)

2.3.2 Fraction liquide du digestat

a) Caractéristiques

Lorsque le digestat est déshydraté, on récupère un effluent (filtrat, centrat…) généralement chargé en ammonium (NH_4^+) et en phosphore (PO_4^{3-}). Dans la plupart des cas, cet effluent est renvoyé au niveau de la file eau de la station d'épuration pour assurer son retraitement, on parle de retours en tête. Dans le cas de digestat, il s'avère que **les retours en tête sont particulièrement chargés** en ammonium et en phosphore, avec des concentrations qui peuvent être de l'ordre de 200 à 250 mg/L de P/PO_4 et de 1000 à 1500 mg/L de N/NH_4 (STEU de Castres). Comparativement aux charges en entrée de station qui sont communément de l'ordre de 50 mg/L en N/NH_4 et de 10 à 15 mg/L en Ptot. On peut retenir que les retours en tête issus de la déshydratation des digestats peuvent être jusqu'à 20 fois plus concentrés que l'effluent d'entrée de la station.

b) Traitement et valorisation

Dans le cas où la digestion est construite en même temps que la station, les ouvrages de traitement de la filière eau sont dimensionnés de telle sorte qu'ils puissent traiter la charge correspondante à ces retours en tête. Pour traiter le N recirculé, on peut, par exemple, sur dimensionner l'aération (par rapport à la charge entrante) pour un traitement biologique de nitrification / dénitrification et augmenter la dose de réactif sur un traitement physico-chimique, pour précipiter le P recirculé.

Cependant, il peut arriver qu'une installation de méthanisation soit construite sur une station déjà existante et pour laquelle, le traitement de retours en tête n'a pas été prévu. Dans ce cas, on est en droit de se demander si cette surcharge peut dégrader la qualité du rejet. Pour les stations qui entreprennent de réhabiliter leur filière boue avec la construction d'une unité de méthanisation, une réflexion concernant la gestion de ces retours en tête est donc indispensable.

L'une des pistes en développement pour solutionner ce type de problème, est la mise en place d'une précipitation contrôlée des nutriments contenus dans ces effluents. En France, cela n'existe que sous forme de pilote (STEU de Castres notamment), mais cette technologie a déjà été mise en œuvre à l'échelle industrielle au Canada (Edmonton) et aux États-Unis (Portland). Elle consiste à favoriser la cristallisation d'une poudre appelée struvite grâce à l'ajout d'un réactif magnésien. La réaction chimique mais en jeu le phosphore et l'azote contenu dans l'effluent.

$$Mg^{2+} + NH_4^{+} + PO_4^{3-} \rightarrow MgNH_4PO_4(6H_2O)$$

Cette cristallisation s'effectue de manière spontanée dans le digesteur et les canalisations, surtout lorsque le pH est légèrement basique (optimum 7,5-8), et qu'il y a présence d'ion magnésium. Elle est même la cause de problème, en raison de dépôts qui peuvent obstruer les canalisations. Il serait envisagé de précipiter ces nutriments dans les boues, en ajoutant un réactif magnésien en amont de la centrifugation.

Le double intérêt de cette technologie et de permettre l'élimination d'une partie des nutriments (Azote, phosphore) contenus dans le surnageant et ainsi d'éviter leur recirculation sur la filière eau. Mais également de permettre leur valorisation agricole au travers des boues, ou d'un fertilisant s'ils sont précipités séparément.

2.3.3 Biogaz

a) Caractéristiques

Le biogaz produit est un mélange de méthane, de dioxyde de carbone et de quelques gaz traces (H_2, H_2S, H_2O…). Il est évident que la composition du biogaz dépend du substrat digéré, pour les boues de station de traitement des eaux une composition moyenne est indiquée Figure 13.

Composé	Concentration moyenne (%)
Méthane	55 à 75
Dioxyde de carbone	25 à 45
Hydrogène sulfuré	0,01 à 1
Azote	2 à 6
Hydrogène	0,1 à 2

Figure 13: Composition moyenne du biogaz [8]

Le biogaz est généralement récupéré par aspiration dans le ciel du digesteur et stocké dans un gazomètre. Son pouvoir calorifique dépend de sa teneur en méthane, on peut calculer son PCI grâce à la relation : $\%_{CH\,4} \times 0{,}994\ (kWh / Nm^3)$.

b) Traitement et valorisation

En général, une partie du biogaz est utilisée pour réchauffer le digesteur, 10 à 30% de la production sur un digesteur mésophile. 55% des stations déclarent également utiliser le biogaz pour le chauffage des locaux, et l'excédent est brûlé sur une torchère pour éviter les émissions de gaz à effet de serre. Globalement, 63% du biogaz est valorisé le reste étant brûlé en torchère [5].

Dans le cas d'une simple production de chaleur avec un four ou une chaudière, le traitement du biogaz se limite généralement à une élimination de l'humidité pour éviter l'entrainement de liquide dans les appareils nécessaires à la valorisation. Les rendements énergétiques atteints sont de l'ordre de 80 à 90%.

L'autre filière possible de valorisation du biogaz est la production d'électricité, ou plutôt la cogénération dont les rendements (70 à 90%) sont bien meilleurs qu'une simple production d'électricité (30 à 35 %). Il existe différents procédés qui permettent de mettre en œuvre cette cogénération. Les moteurs à gaz (Figure 14), les turbines à vapeur ou encore les piles à combustible. Cette voie de valorisation implique généralement une épuration du biogaz plus poussée. Notamment pour éliminer l'hydrogène sulfuré qui est à l'origine de phénomène de corrosion et diminue fortement la durée de vie des installations.

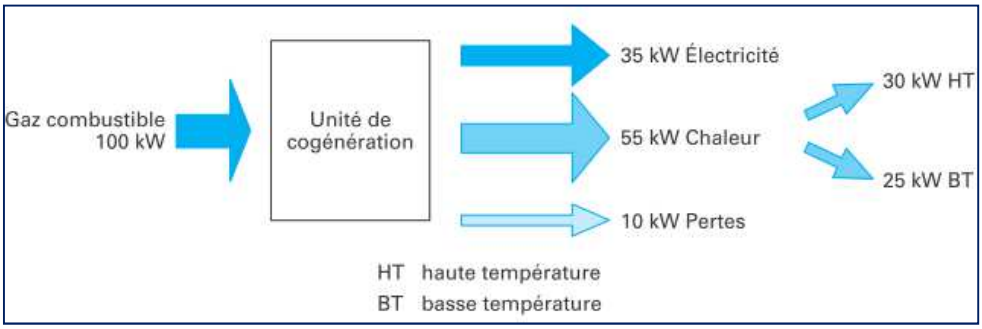


Figure 14: Exemple de rendement d'un moteur à gaz [8]

Il est également possible d'épurer le biogaz pour obtenir du biométhane dont les caractéristiques sont proches du gaz naturel (Figure 15). **Aujourd'hui, il n'est pas autorisé d'injecter dans le réseau**, pour le biogaz issu du traitement des boues d'épuration, mais il est envisageable techniquement d'atteindre une qualité de biométhane qui permette son injection dans le réseau de gaz naturel, et une évolution de la réglementation est possible d'ici la fin de l'année 2012.

Nature du gaz	Concentration requise
Méthane	90 % minimum
Eau	15 mg · Nm^{-3}
Sulfure d'hydrogène	100 mg · Nm^{-3}
Particules	< 40 µm
Huile	70 à 200 p.p.m.
Hydrocarbure liquide	< 1 % en moles
CO_2	3 à 4 % (en moles)

Figure 15: Qualité finale requise pour le gaz naturel pour véhicule [7]

Il existe de nombreux procédés qui permettent d'enrichir le biogaz (Figure 16). Ils sont basés sur différent principes : physique, chimique, biologique, physico-chimique. Pour traiter l'H_2S on retrouve classiquement l'oxydation biologique par l'oxygène $2H_2S + O_2 \rightarrow 2S + 2H_2O$.

Certaines stations réalisent également une précipitation des espèces soufrées directement dans le réacteur par ajout de chlorure ferrique. On peut également retrouver des laveurs ou du charbon actif.

Composé à éliminer	Technique	Principe
Eau	Demister (antibuée)	Physique
	Séparateur cyclonique	Physique
	Condensation	Physique
	Séchage	Physique
	Adsorption sur de la silice	Physique
H_2S	Oxydation biologique a l'air	Biologique
	Ajout de $FeCl_3$ au digesteur	Chimique
	Adsorption sur Fe_2O_3	Physico-chimique
	Absorption (NaOH)	Physico-chimique
	Absorption (solution de fer)	Physico-chimique
	Séparation par membranes	Physique
	Filtres biologiques	Biologique
	Charbon actif	Physico-chimique
	Filtres moléculaires	Physique
CO_2	Adsorption par oscillation de pression	Physico-chimique
	Techniques d'absorption physique	Physico-chimique
	Séparation par membranes	Physique
	Techniques d'absorption chimique	Chimique Physique
	Ajout de propane	Physique
	Cryogénisation	Physique

Figure 16: Liste non exhaustive des différentes techniques d'épuration et d'enrichissement du biogaz AFSSET (2008) [9]

c) Comptage

Le comptage du biogaz est important pour plusieurs raisons :

- Rendre compte du fonctionnement de la digestion.
- Evaluer le potentiel de valorisation énergétique.

La mesure d'un débit de biogaz est rendu difficile par un certain nombre de paramètre :

- Les variations de la composition du gaz (CH_4, CO_2, etc)
- La présence d'humidité et de poussières
- La présence parfois de débit relativement faible

Il existe plusieurs technologies permettant de mesurer un débit ou une vitesse de biogaz. Comme les capteurs à effet vortex, les capteurs thermiques massiques ou les anémomètres à fils chauds.

Le problème est que toutes ces technologies, bien que reposant sur des principes de mesures différents, font intervenir des grandeurs caractéristiques des propriétés physico-chimique du biogaz (capacité calorifique, la masse volumique, la viscosité dynamique). Ces grandeurs sont fonction de la composition du biogaz, qui elle-même varie dans le temps. En pratique, **le capteur est étalonné pour une valeur fixe** (60 % de CH_4 par exemple), et dès lors que la valeur réelle est différente **on introduit une erreur sur la mesure**.

A titre d'exemple si un capteur thermique massique est étalonné pour une valeur de 60 % de méthane et que la valeur réelle est de 65 % à un instant t, on introduit une erreur relative de 8 % sur le débit mesuré.

Depuis avril 2012, est commercialisé un débitmètre couplant une mesure par ultrason et un suivi des paramètres pression, température, % CH4, etc. Ce qui permet de corriger directement les volumes, de mesurer le PCI du gaz, etc.

3 Réglementation applicable aux unités de traitement par méthanisation

La réglementation applicable aux unités de méthanisation ou plus généralement aux unités de production de biogaz dépend du type de biomasse utilisée. Ainsi qu'il s'agisse de boues d'épuration urbaines, de déchets ménagers, de déchets agricoles, ou d'effluent industriel, la réglementation diffère.

Aussi, en ce qui concerne les boues de station de traitement des eaux usées domestiques, la digestion est encadrée :

- par la loi sur l'eau (rubrique 2110) si la digestion concerne seulement des boues issues de l'épuration ;
- par la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) (rubrique 2781) si une co-digestion est mise en œuvre.

3.1 Méthanisation des boues issues de l'épuration

Dans le cas de la digestion des boues de station d'épuration urbaine sur leur site de production, il n'y a pas de réglementation spécifique, et le digesteur est considéré comme une simple unité de traitement des eaux usées. La réglementation applicable est celle de la loi sur l'eau, rubrique 2110 définie à l'article R.214-1 du code de l'environnement.

Extrait du code de l'environnement, Article R214-1, rubrique 2110 :

« 2. 1. 1. 0. Stations d'épuration des agglomérations d'assainissement ou dispositifs d'assainissement non collectif devant traiter une charge brute de pollution organique au sens de l'article R. 2224-6 du code général des collectivités territoriales :

1° Supérieure à 600 kg de DBO5 (A) ;

2° Supérieure à 12 kg de DBO5, mais inférieure ou égale à 600 kg de DBO5 (D). »

De ce fait, le maître d'ouvrage est soumis, au même titre que pour le reste de la filière de traitement, à la réalisation d'un dossier loi sur l'eau (cf Article 214-1 Cenv).

En fonction de l'appréciation du service instructeur du dossier loi sur l'eau, l'arrêté d'autorisation concernant la station d'épuration peut préconiser ou non, des règles techniques applicable à l'unité de méthanisation.

Ces dispositions techniques ne sont pas décrites de manière exhaustive dans la réglementation « loi sur l'eau ». Dans la pratique, elles sont donc issues de l'arrêté pris dans le cadre d'une installation de méthanisation relevant de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

A savoir qu'il existe également dans le fascicule 81, titre II [10] des préconisations concernant les installations de méthanisation de boues d'épuration, auxquelles le service instructeur peut se référer pour la rédaction de son arrêté d'autorisation.

3.1.1 Cas particulier du mélange de boues

Une station de traitement des eaux usées domestique qui dispose d'un méthaniseur pour le traitement de ses boues, dont la capacité nominale de l'installation n'est pas atteinte et qui pour optimiser le méthaniseur, souhaite **introduire** dans le méthaniseur **des boues d'autres stations du secteur** doit être considérée comme une installation de traitement de déchet non dangereux et donc soumis à la rubrique 2781-2 et à un **régime d'autorisation selon la réglementation ICPE**.

3.2 Co-digestion de boues d'épuration et de substrat autre que des sous-produits de l'assainissement

D'un point de vue réglementaire, dès lors que l'on souhaite co-digérer des boues d'épuration avec des substrats non issus du traitement des eaux usées urbaines, l'installation tombe sous l'application de la réglementation ICPE.

Cependant, il faut noter que la circulaire du 24 décembre 2010 relative aux modalités d'application des décrets no 2009-1341, n° 2010-369 et n° 2010-875 modifiant la nomenclature des installations classées exerçant une activité de traitement de déchets [11] précise : *« la co-méthanisation de boues de station d'épuration d'effluents industriels ou urbains avec d'autres types de déchets relève de la rubrique 2781.* ***Le recours à cette pratique doit néanmoins être aussi limité que possible*** *car l'introduction d'un mélange entre boues de stations d'épuration et déchets* ***complique singulièrement la mise en œuvre des mesure de remédiation*** *en cas de pollution des terrains d'épandage du digestat issus de la co-méthanisation ».* Par ce biais, la co-digestion n'est donc pas encouragée par la réglementation.

3.2.1 Réglementation ICPE

Depuis Octobre 2009 et la parution du décret n°2009-1341 [12], la nomenclature des installations classées a été modifiée. La rubrique 2781, concernant les installations de méthanisation de déchets non dangereux ou de matière végétal brute, a été créée.

Extrait du Décret n° 2009-1341 du 29 octobre 2009 modifiant la nomenclature des installations classées :

	A-NOMENCLATURE DES INSTALLATIONS CLASSEES			B-TAXE GENERALE SUR LES ACTIVITES POLLUANTES	
N°	Désignation de la rubrique	A, E, D, S, C (1)	Rayon (2)	Capacité de l'activité	Coef.
2781	**Installations de méthanisation de déchets non dangereux ou matière végétale brute,** à l'exclusion des installations de méthanisation d'eaux usées ou de boues d'épuration urbaines lorsqu'elles sont méthanisées sur leur site de production. 1. Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'industries agroalimentaires : a) La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 50 t/j …… b) La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 30 t/j et inférieure à 50 t/j …… c) La quantité de matières traitées étant inférieure à 30 t/j …… 2. Méthanisation d'autres déchets non dangereux …….	A E DC A	2 2		

(1) A : autorisation, D : déclaration, S : servitude d'utilité publique, C : soumis au contrôle périodique prévu par l'article L. 512-11 du code de l'environnement.

(2) Rayon d'affichage de l'enquête publique en kilomètres.

Donc une station qui déciderait de mettre en place une co-digestion de ses boues avec d'autre substrat est systématiquement soumise à un régime d'autorisation selon la réglementation ICPE au titre de la sous rubrique 2781-2.

3.2.2 Admission de sous-produits animaux

Dans le cas d'intégration de sous-produits animaux, le règlement européen n°1069/2009 du 21 octobre 2009 établissant des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux et produits dérivés non destinés à la consommation humaine est applicable.

Ce règlement définit les catégories de déchet et fixe les règles de collecte, transport et traitement des différents déchets d'origine animale.

Les matières de la catégorie 1

Ce sont les matières qui présentent un risque important pour la santé publique (risque d'EST, MRS, risque de substance interdite ...). Ces matières doivent être collectées, transportées et identifiées sans retard et sont détruites par incinération ou par mise en décharge après transformation et marquage.

Les matières de la catégorie 2

Les matières de la catégorie 2 comprennent essentiellement les sous-produits animaux présentant un risque moins important pour la santé publique (produits contenant des résidus de médicaments vétérinaires par exemple). Ces produits sont éliminés par incinération ou enfouissement après transformation ou peuvent être recyclés en vue de certaines utilisations autres que l'alimentation des animaux (engrais organiques, biogaz, compostage...).

Les matières de la catégorie 3

Les matières de catégorie 3 ne présentent pas de risque sanitaire et comprennent notamment des parties d'animaux abattus propres à la consommation humaine et les anciennes denrées alimentaires d'origine animale mais non destinés à celle-ci pour des raisons commerciales. Seules les matières de la catégorie 3 peuvent être utilisées dans l'alimentation des animaux, après application d'un traitement approprié dans des installations de transformation agréées.

Les déchets de catégories 2 et 3 peuvent être intégrés à une unité de méthanisation s'ils subissent un prétraitement :

- Les déchets de catégorie 2, autres que les lisiers, matières stercoraires, lait et colostrum, doivent être stérilisés, c'est-à-dire subir un traitement thermique à 133°C pendant 20 min et sous pression de 3 bars
- Les déchets de catégorie 3 et les lisiers, matières stercoraires, lait et colostrum doivent être pasteurisés, c'est-à-dire subir un traitement thermique d'au moins 70°C pendant au moins 60 min.

3.2.3 Dispositions techniques applicables à ces unités

Il convient de rappeler que même si ces dispositions sont décrites dans les textes encadrants les unités de co-digestion, elles seront, dans la plupart des cas, à appliquer pour les unités de méthanisation des boues seules.

Les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation en application du titre Ier du livre V du code de l'environnement sont décrites par l'arrêté du 10 novembre 2009 [13].

Des dispositions particulières sont définies pour encadrer :

- L'implantation et l'accès
- La conception de l'installation
- La nature et origine des matières
- L'exploitation de l'installation
- La prévention de la pollution accidentelle des eaux
- La surveillance des rejets et la gestion des déchets
- L'information de l'inspection des installations classées sur le fonctionnement

3.3 Autres Réglementation liées aux unités de méthanisation

3.3.1 Autres rubriques ICPE

En fonction des équipements installés et des capacités de ces équipements les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) suivantes peuvent être présentes sur un site de méthanisation :

Rubriques ICPE	Types d'installations
2910 B	Installations de combustion
1411	Gazomètres et réservoirs de gaz comprimés renfermant des gaz inflammables

3.3.2 Gestion du risque d'explosion

La réglementation concernant les atmosphères explosives, communément appelée « ATEX », est basée sur deux directives européennes [14] [15].

Dans la pratique, le maître d'ouvrage doit :

- Identifier les atmosphères explosives potentielles
- Identifier les sources d'inflammation potentielles
- Déterminer les zones à risques et les classer
- Prendre des mesures de prévention et de protection
- Agir par des mesures techniques sur les combustibles, les comburants, les sources d'inflammation
- Former au « risque explosion » le personnel concerné
- Gérer les risques liés à certains travaux (générant notamment des points chauds)
- Informer et former les entreprises extérieures

Il existe 3 zones ATEX GAZ :

- Zone 0 : Zone où une atmosphère explosive gazeuse est présente en permanence en fonctionnement normal.
- Zone 1 : Zone où une atmosphère explosive gazeuse est susceptible de se former en fonctionnement normal
- Zone 2 : Zone où une atmosphère explosive gazeuse n'est pas susceptible de se former en fonctionnement normal

Pour une installation de digestion on retrouve généralement une zone 0 pour l'intérieur du gazomètre et du digesteur. Une zone 1 en tête de digesteur au niveau des soupapes de décharge du biogaz, au pied du digesteur au niveau des pots de purge et au niveau de la torchère. Enfin on peut retrouver une zone 2 qui englobe la partie haute du digesteur (coupole), le gazomètre et éventuellement autour du local du compresseur si le biogaz est réinjecté.

3.3.3 Valorisation du biogaz

a) Production d'électricité

La méthanisation en tant que technique de production d'énergie renouvelable, bénéficie d'une obligation d'achat d'électricité produite à partir de biogaz (dans le cas où une unité de cogénération est

installée) et d'une tarification spécifique avec un contrat de 15 ans. L'arrêté du 19 mai 2011 [16] précise les modalités liées au tarif d'achat :

- un tarif de base fixé selon la puissance de l'installation de production diélectrique (entre 11,2 et 13,4 c€/kWh)
- une prime à l'efficacité énergétique définie selon le pourcentage de valorisation de l'énergie dans le biogaz (4 c€/kWh si plus de 70 % d'efficacité énergétique)
- une prime à la méthanisation de 2c€/kWh.

b) Injection du biogaz sur le réseau

L'agence française de sécurité sanitaire de l'environnement et du travail (AFSSET) a publié en 2008 un rapport rendant un avis favorable concernant l'injection de biométhane[5] dans le réseau de distribution de gaz naturel. Cependant cette option reste en suspens concernant le biogaz produit à partir de boues d'épuration, pour lequel l'AFSSET n'a pas conclu.

Si l'avis positif de l'AFSSET est étendu au biogaz produit sur les installations de traitement des eaux, elles pourront bénéficier des mesures décrites dans l'arrêté du 23 novembre 2011 [17]. Comme par exemple un tarif de rachat fixé entre 6,4 et 9,5 c€/kWh PCS en fonction de la capacité maximale de production de biométhane de l'installation.

3.3.4 Élimination des boues digérées

Même s'il existe des réflexions concernant la création d'un statut réglementaire ou normatif pour les digestats, aujourd'hui, les boues digérées issues d'une installation de traitement des eaux usées sont soumises à la même réglementation que n'importe quelle boue d'épuration.

La collectivité doit respecter les obligations administratives et techniques adaptés aux voies d'élimination choisies, parmi les plus classiques épandages, compostage, incinération, mise en décharge. Les digestats épandus ou envoyés en compostage doivent être conformes aux valeurs définies dans l'arrêté du 8 janvier 1998 [18]

[5] Biométhane : biogaz ayant subit un traitement rendant possible son injection dans le réseau.

D. États des lieux et des pratiques

1 Méthode de travail

L'objectif est de mutualiser les retours d'expériences sur les installations du bassin de manière à en ressortir des éléments clés du fonctionnement des digesteurs. Pour cela, la méthode de travail s'st appuyée sur deux étapes :

- **Etape 1** : réaliser un état des lieux des installations présentes sur le bassin : nombre d'installation, capacité épuratoire, type de digesteurs… (§2)
- **Etape 2** : établir les informations nécessaires pour juger du fonctionnement des installations et discussion avec les exploitants sur les éléments manquants et le bilan de leurs pratiques (§ 3, 4 ,5, 6 et 7).

Pour l'état des lieux, plusieurs études et notamment celle du Cemagref en 2010 [5] avaient déjà recensé une quinzaine d'unités fonctionnelles sur les bassins RM et C. Le travail a donc consisté à vérifier les éventuels changements, et à compléter ce premier recensement. Au travers des recherches une attention a également été apportée attention aux projets en développement.

Les recherches ont été effectuées, au niveau des services de l'agence (siège et délégations), auprès des différentes entreprises exploitantes, et enfin auprès des services eaux et assainissement des différents départements du bassin RM&C. Certains projets sont remontés suite à divers échanges, réunions, discussions avec les exploitants.

Dans le cas des stations en construction ou nouvellement mises en services, des informations concernant les caractéristiques des installations, des éléments de dimensionnement, ou encore des performances théoriques ont été réunis.

STEP	Mise en service	Capacité nominale (EH)
Villard de Lans	Décembre 2011	44500
Bormes	Début 2012	93333
Ajaccio	Courant 2012	40000
Saint Marcellin	Fin 2012	35000
Chambéry	Début 2013	220000
Grenoble	Début 2014	598333
Annecy	Fin 2014	230000

Figure 17: Nouvelles unités et projets de digestion sur les bassins RM&C

Pour effectuer le bilan des pratiques, deux types de données ont été recueillis :

- Les données internes à l'agence incluses dans les dossiers de demande d'aide, les données d'autosurveillance …
- Les données spécifiques directement obtenues auprès de l'exploitant ou du maître d'ouvrage.

Les installations ont été caractérisées en termes de substrats digérés, de performances atteintes (réduction des volumes, stabilisation des boues), mais également sur le plan des performances énergétiques.

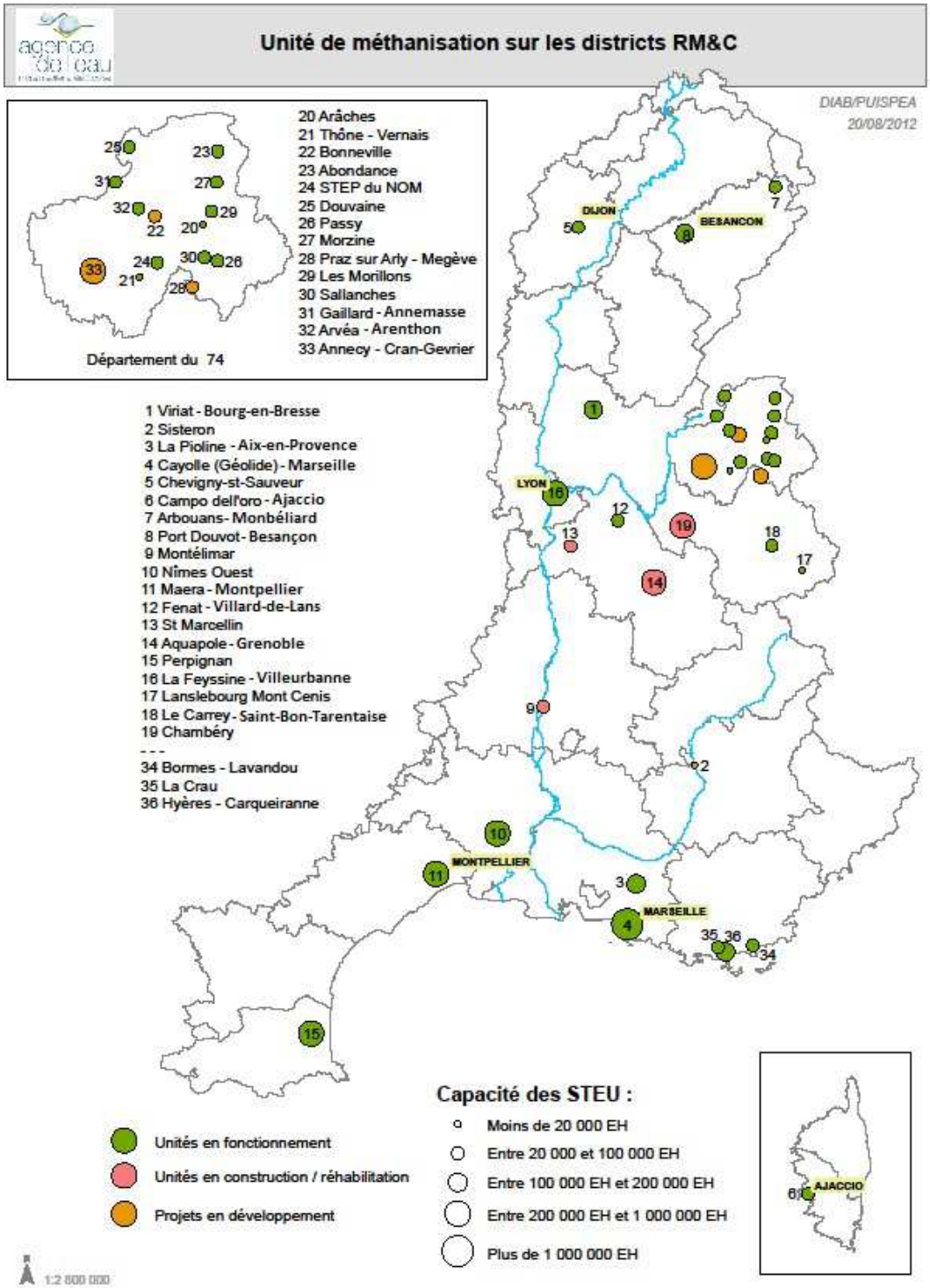
Pour les installations qui disposent au moins d'une année de fonctionnement, un questionnaire (Annexe 2) a été envoyé afin de recueillir un retour d'expérience. C'est principalement par ce biais qu'ont été récoltées les informations présentes dans ce rapport.

En parallèle, plusieurs visites de site (8 stations du bassin) ont été réalisées. Ces visites ont permis d'appréhender la réalité d'exploitation, des contraintes et des pratiques associées à la digestion.

Elles ont également permis d'approcher et d'approfondir certain aspect comme les besoins énergétiques (électrique, calorifique) de la digestion.

2 État des lieux

Les unités fonctionnelles, en construction, et les projets en cours de développement identifiés au cours de l'étude ont été regroupés sur la carte ci-dessous. La carte donne un aperçu du développement de la digestion des boues sur les bassins Rhône Méditerranée et Corse. Ont été identifiée dans le cadre de cette étude, 28 unités de digestion en fonctionnement, et 4 unités en construction. On retrouve également des projets en réflexion, ou en phase de développement.



On peut retrouver à la Figure 18 une représentation statistique de type boite à moustaches pour rendre compte de la répartition en terme de capacité épuratoire des stations équipées d'une filière de digestion sur le bassin RM&C.

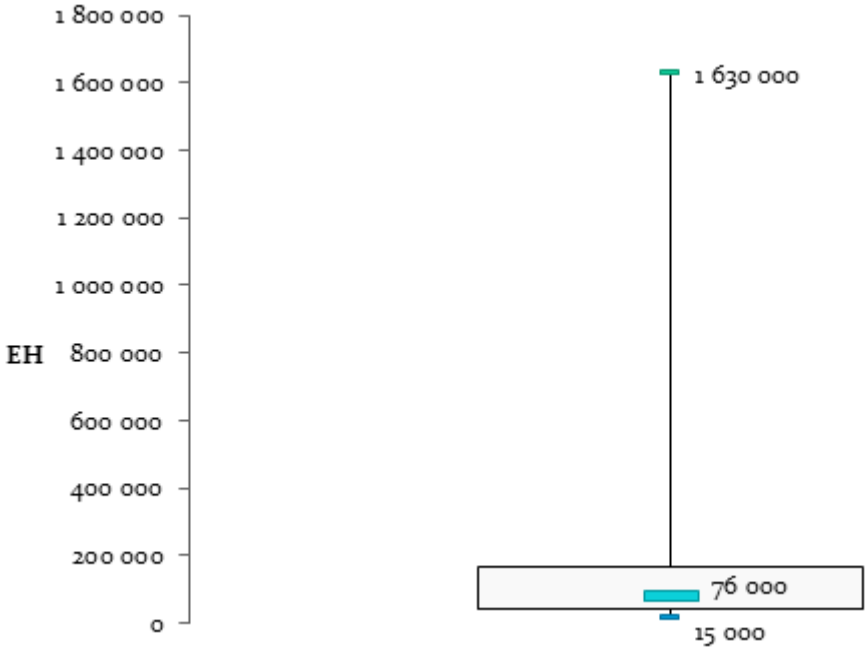


Figure 18: Représentation boite à moustaches des capacités des stations équipées d'une filière de méthanisation (N=32)

On peut noter que les capacités extremums sont de 1 630 000 EH et de 15 000 EH. La capacité totale équipée en 2012, soit 4 960 000 EH représente 19% de la capacité épuratoire installée sur le bassin[6] hors stations rurales (inférieures à 2 000 EH). En tenant compte des travaux et projets en cours, cette capacité installée dépassera 6 millions d'EH d'ici 2015.

On remarque qu'un nombre important de station de grande capacité (Villeurbanne, Marseille, Montpellier, Besançon…) disposent de filière de digestion pour traiter leurs boues. En effet, 9 des 15 stations du bassin dont la capacité est supérieure à 200 000 EH sont ou seront bientôt équipées d'une filière de digestion. Cela s'explique notamment par le fait que le retour sur investissement est plus court en raison des économies liées à l'élimination de grandes quantités de boues. En effet, l'évacuation des boues sur une station de traitement des eaux usées représente des dépenses importantes avec des coûts pouvant varier entre 40 et 70 € la tonne en fonction de la filière et des contraintes locales (transport, etc.)

En plus de ces économies, des éventuels gains peuvent permettre une meilleure rentabilité des projets dans les cas où le biogaz est valorisé, par exemple avec une cogénération. Toutefois, cela ne concerne pas la majorité des installations.

L'autre point remarquable, c'est le nombre important d'unités situées en Haute-Savoie. Il semble y avoir deux raisons principales expliquant ce développement. Tout d'abord une volonté du département de soutenir ce type de projet, en participant au financement des études de faisabilité. Puis en raison des restrictions de l'épandage liées aux nombreuses AOC laitières. De ce fait, les voies d'élimination choisies sont généralement l'incinération ou le compostage qui implique parfois d'importants déplacements lorsque les stations ne sont pas équipées. **Les économies liées à la réduction des volumes sont donc un argument de poids.**

[6] 23 485 499 EH en 2010 (Les grands chiffres de l'assainissement DIAB)

3 Mise en œuvre de la méthanisation des boues

3.1 Type de substrats digérés

Les performances de la digestion sont notamment liées aux caractéristiques des substrats digérés. Les deux grands types de boues envoyées en digestion sont des boues biologiques simples (boues activées dans les cas observés) et des boues mixtes, mélanges entres des boues biologiques (boues activées, biofiltration, etc.) et des boues primaires. Les boues issues d'un traitement tertiaire par coagulation–floculation ne présentent pas grand intérêt à être digérées, dans la mesure où la fraction organique est généralement minime.

La Figure 19 présente la répartition des types de filières rencontrées sur le bassin.

Filière eau	Quantité	Type de boues
Décanteur primaire + Biofiltres	13/32	mixtes
Décanteur primaire + Boues activées	9/32	mixtes
Boues activées	5/32	biologiques
Décanteur primaire + MBBR	3/32	mixtes

Figure 19: Types de stations sur lesquelles on retrouve une filière de digestion pour le traitement des boues

A défaut d'avoir une quantité d'information suffisante pour pouvoir analyser les résultats par filière de traitement des eaux. Celles-ci seront regroupées en deux grandes catégories, les filières qui digèrent des boues mixtes (27/32) et celle qui digère des boues biologiques uniquement (5/32). L'analyse associée à la digestion des boues biologiques seules, a été limitées par le faible nombre d'installations recensées.

3.2 Types de digestion et configuration

Sur les 28 installations de digestion en fonctionnement à l'heure actuelle, 24 sont des digestions mésophiles, 2 des digestions thermophiles, et enfin 2 mettent en œuvre les deux gammes de température. L'une en parallèle, l'autre en série (deux phases). Le retour d'expérience n'est pas suffisant pour comparer de manière rigoureuse les deux types de digestion, mais les éléments recueillis permettent tout de même quelques remarques.

Sur le bassin les digesteurs thermophiles se situent tous sur des grosses stations (>160 000 EH) du sud de la France (Marseille, Aix-en-Provence, Montpellier, Perpignan). Pour les deux stations strictement thermophile, le choix de cette gamme se justifie notamment par la construction de plus petit digesteur (1,5 à 2 fois plus petit qu'en mésophile) étant donnée la charge volumique plus importante et le temps de séjour plus faible nécessaire pour atteindre des performances similaires à la digestion mésophile. **La mise en œuvre d'une digestion thermophile permet des économies d'espace et d'argent à l'investissement**. On observe également que cette technologie thermophile est mise en œuvre dans des régions ou les hivers ne sont pas trop froids (PACA, LR).

Les résultats observés ne semblent pas indiquer de meilleures performances en termes de réduction des volumes ou de production de biogaz que sur des digesteurs mésophiles.

Concernant les stations qui disposent des deux gammes, il n'a pas non plus été mis en évidence une amélioration des performances par rapport à la digestion mésophile. Les deux types de digesteurs ne seront pas donc individualisés dans l'analyse des performances.

Sur les stations équipées de digesteurs thermophiles, on observe que tout en restant autosuffisant on consomme généralement une part plus importante de biogaz pour le maintien en température des digesteurs, en comparaison d'une technologie mésophile. Sur le seul cas ou l'information a été obtenue, **l'autoconsommation est de 45 % du biogaz produit**.

3.3 Agitation

On retrouve les deux grandes technologies d'agitation (injection de biogaz, agitation mécanique) répartit de manière équitable. A noter que les digesteurs Degrémont sont équipés d'un système d'agitation par injection du biogaz et les digesteurs OTV sont équipés d'un agitateur mécanique. Sur le bassin 26 des 32 digesteurs existant ont été construit par l'une de ces deux sociétés.

Remarque : Pour les 6 autres digesteurs on retrouve comme constructeur : Stéreau, GTM environnement, Vinci, Oswald schulze.

3.4 Prétraitement des boues

On retrouve assez couramment des bâches à boues mélangées équipées d'une agitation pour homogénéiser les boues, en particulier dans le cas de boues mixtes. En général les boues primaires sont épaissies gravitairement pendant que les boues biologiques sont flottées, la bâche à boues mélangés permet une homogénéisation avant digestion. A noter qu'il arrive également que les boues biologiques soient recirculées au niveau du décanteur primaire, et que l'on épaississe directement des boues mixtes. Dans ce cas, la bâche à boues n'est pas systématique.

Les autres types de prétraitement que l'on peut retrouver en amont des digesteurs sont des dégrilleurs et des dilacérateurs. La dilacération a pour objectif d'éliminer la fillasse présente dans les boues et qui peut entrainer des pannes de certain équipement (pompes, agitateur). A noter que les agitateurs mécaniques sont plus sensibles à ces problèmes de fillasses, qui vient s'entourer sur les pâles et l'arbre de l'agitateur. Pour limiter ces effets il est généralement prévu des cycles de rotation, 23h/24 dans le sens horaire et 1h/24 dans le sens antihoraire par exemple.

Le retour d'expérience semble indiquer que **la dilacération n'a qu'une efficacité limitée** et que **la fillasse a tendance à se reformer**.

Enfin, une seule station utilisant un système de prétraitement des boues par ultrasons a été recensé. Il n'y a pas de retour d'expérience pour l'instant.

3.5 Co-digestion

Sur le bassin seulement deux stations admettent dans leur digesteur, de manière régulière, des déchets extérieurs à la station (huiles, graisses, déchets de restaurations), dans des quantités plus ou moins importantes. Une petites dizaine de station admettent de manière ponctuelle des substrats extérieurs (graisses, huiles, boues, etc.) sans que cela soit forcément réglementé.

L'enquête n'a pas permis de mettre en évidence les avantages et inconvénients d'une telle pratique. On peut noter, cependant, que plusieurs stations mettent aujourd'hui en place des unités de réception de matières grasses type graisses, huiles de restauration avec l'idée de potentiellement les injecter dans le digesteur après quelques traitements adaptés. Si l'on se réfère au paragraphe 1.5 de la partie C, **les graisses agroalimentaires sont les substrats dont le potentiel méthanogène est le plus élevé.**

4 Suivi et pilotage des installations

Au cours de l'étude bibliographique certains paramètres de fonctionnement qui permettent de caractériser le fonctionnement du digesteur avaient été évoqués (Température, pH, AGV, TAC, etc.). Au travers du retour d'expérience, le suivi de ces paramètres a été observé.

La température est le paramètre le plus suivi. Par ailleurs, d'après les retours c'est le seul qui est directement utilisé pour le pilotage de l'installation. Le suivi de la température se fait généralement au niveau des boucles de recirculation des boues avant et après l'échangeur de chaleur. On fixe une valeur consigne en supervision pour la température des boues après échangeur. En fonction de celle-ci on régule le débit et la température de l'eau chaude passant dans l'échangeur à partir d'un système de vannes (vannes trois ou quatre voix). Les chaudières utilisées permettent généralement de chauffer de l'eau à une température fixe entre 70 et 85 °C.

Le **pH** est généralement suivi **de manière régulière**, parfois en ligne parfois ponctuellement. Sans avoir un suivi jour par jour, on a observé qu'en général le pH restait relativement stable à des valeurs relativement neutres, avec des petites variations de l'ordre de quelques dixièmes de point pH.

Concernant les **AGV et le TAC**, bien qu'ils ne soient pas mesurés de manière systématique sur toutes les stations. Une majorité d'entre elles réalisent ces mesures à raison de **quelques fois par mois**, sans pour autant qu'il y ait des actions prévues en cas de concentration en AGV trop élevée ou de concentration en TAC trop faible.

Concernant les mesures de **MS et MVS** qui permettent d'évaluer les flux admis et extrait du digesteur et d'en déduire les rendements atteint en termes de réduction des volumes, elles sont en général réalisées de manière **hebdomadaire** voire journalière pour certaine station. Les prélèvements sont la plupart du temps ponctuels et peuvent être réalisés à divers endroits (l'épaississement, la bâche à boue mélangée pour les boues admises ; la recirculation, la bâche à boues digérées, la déshydratation pour les boues digérées). En fonction de la fréquence d'analyse les rendements calculés sont plus ou moins représentatifs.

La production de biogaz reste le paramètre essentiel pour caractériser le fonctionnement de son digesteur. Le biogaz est le principal produit des réactions associées à la méthanisation. S'assurer de la productivité en biogaz de son digesteur, est une garantie du bon déroulement du processus biologique. On observe que bien qu'il y ait environ 60 % des stations qui suivent les volumes de biogaz produit de manière journalière, l'autre partie ne les suit que de manière mensuelle. Cela illustre notamment le fait que la production de biogaz n'est pas une priorité pour une station d'épuration. **La majorité des stations ne suivent** d'ailleurs **pas directement la production**, mais la déduise à partir des consommations sur la chaudière et la torchère.

Si l'on se place d'un contexte de valorisation énergétique, le peu de suivi en production et le non suivi de la composition du biogaz, en particulier du pourcentage de CH_4 qui détermine le pouvoir énergétique du biogaz, sont deux facteurs qui empêchent d'évaluer le potentiel énergétique réel du biogaz.

5 Exploitation, contraintes et dysfonctionnements

5.1 Appréciation des exploitants

Lors de l'enquête par questionnaire, les exploitants ont été interrogés au sujet des avantages et des inconvénients de la méthanisation des boues.

Avantage :

1. Réduction des volumes 95 % (60/63)
2. Production d'énergie verte 87 % (55/63)
3. Qualité des digestats 83 % (52/63)
4. Economie financière 76 % (48/63)
5. Diminution des nuisances olfactives 67 % (42/63)
6. Economie énergétique 65 % (41/63)

Inconvénient :

1. Coût d'investissement 81 % (46/57)
2. Contraintes réglementaires 75 % (45/60)
3. Charges d'exploitation 60 % (34/57)
4. Cout d'exploitation 54 % (31/57)

Sur vingt exploitants ayant répondu à la question seulement deux se sont déclarés insatisfaits par la filière de digestion.

Il est à noter que les économies d'énergie ne sont citées qu'en dernière position. Ceci met une nouvelle fois en avant le fait que la filière de digestion est avant une installation de traitement des boues permettant de mieux gérer leur filière de valorisation.

5.2 Saisonnalité

L'influence des saisons sur le fonctionnement de la digestion est liée aux variations de température. Deux principales conséquences ont été identifiées.

La première est que **les besoins calorifiques** de la digestion **sont plus élevés en hiver qu'en été**. Le gradient de température entre l'intérieur et l'extérieur du digesteur est plus important, et de fait les pertes thermiques aussi. On observe donc de manière générale que les stations soumises à d'importants changements de température, brûlent en torchère, environ 20 % de biogaz supplémentaire en été qu'en hivers.

L'autre conséquence observée sur plusieurs stations, est la **dégradation en été de la phase d'épaississement**, en particulier sur les installations d'épaississement gravitaire. La température entraine un début de fermentation des boues, ce qui gêne leur décantation et entraine des nuisances olfactives. Ceci oblige l'exploitant à réduire les temps de séjours dans les épaississeurs et entraine de moins bon rendement d'épaississement et donc des concentrations en MS plus faibles. Cette baisse de concentration peu impacter d'une part, la digestion dans la mesure où il est important d'atteindre des concentrations assez élevées (< à 30 – 40 g/L), pour permettre un bon développement de la flore bactérienne et d'autre part, la siccité finale des boues.

Pour les sites étudiés, en moyenne la concentration en MS des boues admises en digestion de 45,3 g/L (N=26 ; σ = 12,5 ; Min = 27,3 ; Max = 66).

5.3 Variation de charge

Il est admis que la digestion nécessite un fonctionnement relativement stable pour atteindre de bonnes performances et éviter les dysfonctionnements (acidification, etc.). On observe cependant qu'un grand nombre de stations soumises à d'importantes variations de charge (saison, intersaison),

notamment en Haute-Savoie, mettent en œuvre ce procédé. Il est donc intéressant de s'interroger sur les contraintes, et l'influence de ces variations de charge sur la digestion.

Lorsque la charge diminue, la production de boues aussi. Les digesteurs étant dimensionnés pour la plupart de manière à ce qu'un temps de séjour normal (20-25j) soit respecté lorsque la production de boues est maximum, il est **difficile de maintenir des paramètres** (Temps de séjour, charge volumiques, etc.) **optimums toute l'année**. Globalement il semble que les digesteurs s'adaptent bien à ces diminutions de charge dans la mesure où les exploitants n'ont pas fait part de diminution des performances en termes de réduction des volumes sur ces périodes, on peut cependant observer une baisse de productivité de biogaz. En période basse, à défaut d'avoir des conditions optimales, il semble que les temps de séjours peuvent être très longs (de l'ordre d'une centaine de jours) permettent le bon déroulement des réactions.

Le problème provient plutôt de **l'accumulation des facteurs baisse de la charge, diminution de la température** en particulier pour les installations du bassin situées dans les Alpes. Pour ces installations, Les pointes saisonnières sont localisées pendant l'hiver, avec augmentation de la charge sur la période de janvier à mars et éventuellement sur la période estivale mais dans une moindre mesure. A l'inverse on observe généralement une importante baisse de la charge en intersaison de septembre à novembre. C'est cette dernière qui est le plus problématique puisque elle coïncide avec le début de la baisse de température. Lorsque la quantité de boues admise dans le digesteur diminue, la **production de biogaz** est logiquement **plus faible**, alors qu'en parallèle les **besoins thermiques** sont **plus élevés**. On atteint des situations ou **la production de biogaz n'est plus suffisante pour répondre aux besoins en calories de la digestion**.

A titre d'exemple, sur une station visitée en Haute-Savoie on passe d'une production de de 900 m^3/j en mars à une 100 m^3/j en septembre.

Sur les stations soumises à cette problématique on observe deux réponses. La première est l'**utilisation d'un combustible d'appoint** (fioul, propane, etc.) pour compenser le manque énergétique. L'autre est d'**accepter la diminution de température** jusqu'à une certaine limite. Les long temps de séjour permettent visiblement de compenser la diminution des cinétiques de réaction due à la température plus faible et d'ainsi maintenir un certain niveau de performance. Toutefois, cette dernière solution n'est pas recommandée.

5.4 Autres Dysfonctionnements

Les exploitants n'ont pas fait part de gros dysfonctionnements récurrents sur leurs installations. Les petits dysfonctionnements sont souvent liés à la présence de fillasse ou à la formation d'une croute (le chapeau) en haut du digesteur, qui gêne le dégazage et la surverse. Ce dernier problème à tendance à se réduire avec la mise en place de système d'agitation à plusieurs mobiles, en haut et en fond de digesteur. Quelques exploitants ont indiqué réaliser ponctuellement, en traitement préventif ou curatif, des ajouts d'antimousse, de chlorure ferrique ou de correcteur de pH.

5.5 Retours en têtes

Le sujet des retours en tête est un élément important, et potentiellement problématique. Sur la question du suivi, seulement trois stations ont déclaré suivre de manière régulière les caractéristiques des retours en têtes et 12 stations ont fourni des valeurs.

Les réponses ont confirmé que **les retours en tête sont généralement très concentrés** en NH_4 et en Ptot. Les concentrations observées varient entre 2 à 16 fois la concentration en entrée pour le NH_4 et entre 2 à 25 fois pour le Ptot (quand il est traité sur la station). La majorité des stations sont loin de leurs charges nominales et disposent généralement d'une marge pour pouvoir traiter les charges correspondantes aux retours en tête. Cependant, il arrive que des retours en tête particulièrement concentrés obligent des actions au niveau du traitement.

Il a été observé, le cas de stations qui après une pointe sur la déshydratation, sont amenées à augmenter par deux ou trois la dose de chlorure ferrique injectée pour pouvoir traiter le phosphore présent dans les effluents.

L'aspect le plus problématique, est observé sur certaines stations équipées de biofiltres. En fonction du milieu de rejet, les stations peuvent avoir une contrainte de rejet sur le NH_4 ou le NTK. Les phases d'aération sur les biofiltres permettent la nitrification de l'ammonium en nitrate, et permet donc d'atteindre un niveau de traitement adéquate aux contraintes fixées. Cependant, Il arrive qu'en période de pointe sur la déshydratation, la concentration en NH_4 admissible sur les biofiltres, pour pouvoir assurer les performances de traitement, soit dépassée. Dans ce cas les objectifs de traitement peuvent ne pas être atteints.

5.6 Eléments traces métalliques

Pour certaines stations, le facteur de concentration lié à la digestion entrainent des concentrations en éléments traces métalliques supérieures à la réglementation pour la valorisation agricole des boues, ou parfois simplement supérieures aux concentrations fixées par l'agence de l'eau pour le compostage conventionné. Ceci peut être pénalisant au travers des primes pour épuration.

5.7 Valorisation du biogaz

Bien qu'il y ait beaucoup de réflexion sur le sujet, et qu'un certain nombre de projet soient en gestation, un grand nombre d'installations ne valorise pas ou peu le biogaz produit en comparaison du potentiel qu'il représente.

Au-delà de l'utilisation du biogaz pour le maintien à température du digesteur (mis en place sur toutes les installations), les autres moyens de valorisation identifiés au cours de l'enquête sont regroupés à la Figure 20.

Type de valorisation du biogaz	Nombre de stations (N=28)
Chauffage des locaux	12
Cogénération	4
Sécheur thermique	2
Incinérateur	2

Figure 20: Valorisation du biogaz sur le bassin RM&C

Pour la plupart, les exploitants et maîtres d'ouvrage voient dans la valorisation du biogaz, une opportunité de réaliser des économies et de réduire son empreinte énergétique. Cependant, on constate que **le potentiel énergétique n'est pas clairement identifié** et qu'il est **peu utilisé**. Ce constat rappelle une fois de plus **la valorisation énergétique du biogaz n'est pas une priorité des stations d'épurations.**

6 Résultats et performances

6.1 Chiffres clés

Ces chiffres sont des estimations obtenues en regroupant les données de chaque site. Ils sont à considérer avec précaution, mais permettent de mettre en perspective certain enjeux de la digestion des boues.

Dimensionnement :

1 à 3 kgMV/$m^3_{réacteur}$.j
Temps de séjour : **20 à 25 j**

Biogaz :

18,7 millions de m3 produit en 2011 et 24,2 million à l'horizon 2015

30 % est autoconsommé sur la digestion.

40 % est utilisé, pour des raisons techniques, en production d'électricité

⇨ 21 million de kWh soit la **consommation annuelle de 2800 habitants** en France

Boues :

Plus de 22 000 tonnes de MS éliminées en 2011, soit **8 % de la production de boues** sur les bassins RM&C en 2010.

Une économie de 2200 camions sur les routes (Camion de 20 t).

6.2 Boues mixtes

Une majorité des installations du bassin digère des boues mixtes (27/32). Bien qu'il existe différent type de boues mixtes (Figure 19), la constante est la présence dans ce mélange, de boues issues d'une décantation primaire avec ou sans réactif. Ces boues sont principalement composées de matière organique brute ayant un fort pouvoir fermentescible. En théorie on considère qu'un décanteur primaire permet d'éliminer 60 % de MES et 30 % de la DBO_5.

Sur la **digestion des boues mixtes**, on observe en moyenne une **réduction de matières sèches** (MS) de l'ordre de **42 %** (N=20) et de 53 % (N=18) sur les matières sèches volatiles (MVS). Les **productions de biogaz** sont de l'ordre de **840 $Nm^3/t_{MV\ éliminée}$** (N=11), de 460 $Nm^3/t_{MV\ introduite}$ (N=11). En moyenne on observe qu'un équivalent habitant produit environ **10,4 m^3/an de biogaz** (N=13).

	Rendement MS (%)	Rendement MV (%)	$Nm^3/t_{MV\ éliminée}$	$Nm^3/t_{MV\ introduite}$	Nm^3/EH/an
Moyenne	42%	53%	840	460	10,4
Ecart type	8%	8%	96	83	3,5
Min	22%	31%	670	296	6,4
Max	56%	67%	970	610	17,7

6.3 Boues biologiques

Le faible développement de cette pratique est lié au fait que les boues biologiques issues d'un traitement boues activées aération prolongée sont moins fermentescibles que des boues primaires et ont donc naturellement un pouvoir méthanogène plus faible. Cependant, il semble important de caractériser les performances atteintes en digestion sur ce type de boues, dans la mesure où les filières de traitement par aération prolongée sont les plus répandues pour le traitement des eaux usées domestiques en France.

Comme évoqué précédemment, il n'y a pas suffisamment de station qui digèrent des boues biologiques seules sur le bassin, pour pouvoir apporter des chiffres très représentatifs concernant ces filières. Cependant quelques données collectées à l'occasion de visites de site, permettent de présenter quelques résultats.

Sur deux sites ont été observés des **réductions de** l'ordre de **30 % pour les MS** et de 35 % sur les MVS. On atteint sur les cas observés, les même **taux de productivité de biogaz** par rapport à la quantité de matière volatile éliminée, **autour de 800 Nm3/t $_{\text{MV éliminée}}$**. Mais logiquement des taux plus faible par rapport à la charge entrante, proche de 350 $Nm^3/t_{\text{ MV introduite}}$. On observe des productions rapportées à l'équivalent habitant de l'ordre de **5 Nm^3/EH/an** (N=4).

6.4 Stabilisation des boues

Même si la réduction des volumes est souvent l'argument majeur mise en avant par les exploitants, ils sont nombreux à évoquer la qualité des boues issues d'un digesteur. Si la digestion est correctement mise en œuvre avec des temps de séjour adaptés, on obtient un produit bien stabilisé et généralement peu odorant en comparaison d'autres filières. Un certain nombre d'exploitant a également insisté sur le fait que malgré des variations en amont de la digestion (charges, rendement de l'épaississement, etc.) on garde en sortie un produit relativement constant, ce qui est un gros avantage d'une part pour la déshydratation et d'autre part pour la valorisation des boues, notamment en épandage.

6.5 Performances énergétiques

L'étude a également été l'occasion de s'interroger sur les performances énergétiques du procédé. Comme la plupart des procédés de traitement, la méthanisation consomme de l'énergie, à la fois électrique pour l'homogénéisation, l'alimentation ou la recirculation et thermique pour le maintien en température des digesteurs (37 ou 55 °C). Cependant la digestion a la particularité de produire du biogaz, dont le potentiel énergétique permet d'atteindre généralement une certaine autonomie énergétique concernant les besoins calorifiques de la digestion.

6.5.1 Besoins calorifiques

Une partie du biogaz est systématiquement utilisée comme combustible sur une chaudière, cela permet de réchauffer les boues par l'intermédiaire d'un échangeur eau/boue. Les besoins calorifiques pour maintenir en température les boues seront difficiles à évaluer dans le cadre de cette étude. Ils tiennent compte : de la température à atteindre (mésophile, thermophile), des débits de boues, de la température extérieure au digesteur, ainsi que de l'isolation de celui-ci. En général, on observe que sur des gammes mésophiles, environ 30 % de la production de biogaz est utilisée dans ce but.

En théorie (en ne tenant pas compte des pertes thermiques) le besoin calorifique nécessaire pour élever en température un volume donné de boues, est calculé avec la formule suivante :

$$E = c_{boues} \times V_{boues} \times (T_{cible} - T_0)$$

Avec : $c_{\text{boues}} = c_{\text{eau}}$ = chaleur massique de l'eau = 1,16 kWh/m^3/°C

V_{boues} = Volumes de boues à chauffer

T_{cible} = 37°C (mésophile) ou 55°C (thermophile)

T_0 = Température initiale des boues

	T_{cible} = 37°C	T_{cible} = 55°C
T_0 = 12°C	30	50
T_0 = 20°C	20	40

Figure 21: Besoins calorifiques théoriques des boues en digestion (kWh/m^3)

Au travers des éléments collectés notamment les consommations observées sur les chaudières, **les besoins calorifiques** ont été estimés autour de **50 kWh/m^3 $_{entrant}$** (N=5) (en tenant compte des pertes thermiques), ce qui d'un point de vu énergétique **représente la consommation d'une dizaine de mètres cube de biogaz**.

Le potentiel énergétique du biogaz est lié à la quantité de méthane qui le compose, cependant c'est un paramètre qui est peu suivi. Bien qu'il soit variable, on considère en théorie que ce taux est proche de 60 %. Le calcul du potentiel énergétique ce fait grâce à la formule suivante :

Volume de biogaz x taux de CH4 x pouvoir calorifique inférieur du méthane

Avec PCI CH4 = 9,94 kWh/Nm3

Soit en général : E primaire = V x 0,6 x 9,94

6.5.2 Consommation électrique

Les consommations électriques pour la digestion, ont été évaluées au cours des visites de sites. Les données présentées ont été obtenues en recensant les puissances électriques nominales[7] et les temps de marche des différents dispositifs.

Les deux grands postes de consommation électrique sont **l'agitation et la recirculation** des boues. Ils **représentent** à eux deux **en moyenne 80 % de la consommation électrique** associée à la digestion (N=6). On observe **une consommation moyenne électrique au niveau de la digestion de 0,25 kWh/kg $_{DBO5\ traité}$** (N=6). A titre de comparaison on retrouve à la Figure 22 des ordres de grandeur des consommations électriques des stations de l'étude. Ces consommations spécifiques ont été calculées à partir des consommations électriques relevées au compteur général.

Filière	Consommation électrique (kWh/kg $_{DBO\ traité}$)	Echantillon
Primaire + Boues activées	2,6	N=4
Primaire + Biofiltres	4,0	N=8
Boues activées	4,2	N=4

Figure 22: Consommations électriques moyennes observées par filière de traitement

6.5.3 Valorisation énergétique du biogaz

Comme présenté précédemment, **peu de station valorise leur biogaz de façon permanente**. L'utilisation pour le chauffage interne de la station, n'est en soit qu'une valorisation partielle du biogaz puisque qu'il n'intervient que sur les périodes froides, et n'apporte pas de voie de valorisation en été.

Il y a plusieurs facteurs qui semblent expliquer cette situation. Tout d'abord **l'objectif premier d'une installation de digestion des boues est la réduction des volumes**, et non la production d'une énergie verte**. La valorisation énergétique du biogaz, n'est de fait pas une priorité pour un exploitant de station d'épuration**. Et même si les nouveaux projets de digestion mettent de plus en

[7] Un facteur de 0,8 a été multiplié aux puissances nominales pour approcher les puissances absorbées.

plus en avant les aspects énergétiques, historiquement la valorisation énergétique est plutôt vue comme un bon avantage, une opportunité de réduire sa facture énergétique plus que comme une motivation première.

Bien que la plupart des acteurs s'accorde à dire qu'il est regrettable de brûler du gaz alors qu'il peut être valorisé, les projets de valorisation ont du mal à éclore. Le premier facteur est que pour qu'il soit intéressant, énergétiquement et financièrement de valoriser du biogaz, il est indispensable de **disposer d'un potentiel fixe suffisant** (Figure 23) sur lequel on peut se baser pour **dimensionner correctement des équipements de valorisation**. Ce potentiel fixe correspond plus ou moins au plus petit volume disponible par jour. C'est-à-dire **un volume fixe de biogaz en excès par rapport aux besoins** en calories sur la digestion, et cela **indépendamment de la saison**.

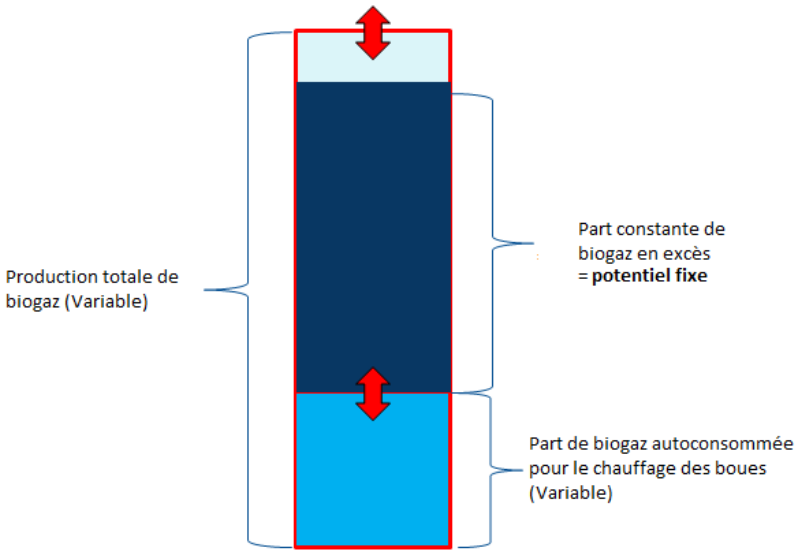


Figure 23: Définition du potentiel fixe

Si on considère, par exemple **une valorisation du biogaz par cogénération** avec revente de l'électricité à EDF, l'intérêt pour pouvoir rentabiliser le groupe est de pouvoir fonctionner un maximum de jours dans l'année. D'autant que dans le cadre des contrats d'obligation d'achat par EDF, il est stipulé que le producteur **doit assurer une production presque toute l'année** (Figure 24).

La livraison ne peut être interrompue ou réduite que pour des raisons d'ordre technique. Le producteur s'efforce alors de rétablir la situation normale dans les meilleurs délais.

Des arrêts de livraison pour l'entretien normal du matériel sont admis dans la limite de dix jours par an, moyennant un préavis de 48 heures.

Outre ces arrêts de courte durée, un arrêt d'un mois par an en moyenne sur la durée du contrat est admis pour un entretien plus important de l'installation.

Figure 24: Extrait des conditions générales des contrats d'achat EDF

Sans avoir réalisé un inventaire exhaustif, il semble que les plus petit groupes de cogénération actuellement sur le marché sont de l'ordre de 30 kW électrique. Pour pouvoir fonctionner à la puissance nominale du groupe et en tenant compte du rendement de production électrique (35–38%), on peut estimer que le **potentiel fixe** doit être au **minimum de l'ordre de 350 m³** de biogaz par jour[8].

[8] $\frac{30\times24}{0.35} = 2060 kWh\ de\ biogaz\ par\ jour\ soit\ \frac{2060}{0.6\times9.94} = 345\ m^3\ de\ biogaz$

En tenant compte des performances moyennes observées au travers de cette étude, on peut estimer une capacité à partir de laquelle on devrait techniquement pouvoir mettre en place un groupe de cogénération.

Les hypothèses utilisées sont : 30 % d'autoconsommation, 10,4 Nm^3/EH/an pour des boues mixtes.

$$Production\ totale\ nécessaire = 350 + \frac{350}{0{,}7} \times 0{,}3 = 500\ m^3/j$$

$$Capacité\ estimée = \frac{500 \times 365}{10{,}4} = 17550\ EH\ (sur\ une\ filière\ boues\ mixtes)$$

A titre indicatif, on peut donc considérer que pour **pouvoir faire fonctionner un groupe de cogénération** de 30 kW électrique **24h/24**, il est nécessaire de disposer d'**une charge minimum d'environ 20 000 EH sur une filière à boues mixtes**. Cette capacité pourrait diminuer pour des groupes de cogénération inferieur à 30kW. **Sur une filière à boues biologiques**, on peut estimer que cette limite est **supérieure à 30 000 EH**.

Il reste le cas **des stations soumises à des variations de charge** et qui **ne disposent pas de ce potentiel toutes l'année**. L'une des solutions à ce problème serait de **lisser les volumes de biogaz produit sur l'année** pour augmenter son potentiel fixe et l'amener à un niveau suffisant (autour de 500 m^3 de biogaz produit par jour). Pour ce faire on peut imaginer deux scénarios. Le premier serait d'**augmenter la capacité de stockage du biogaz** (stockage sous pression, etc.) pour permettre de consommer en période basse du biogaz stocké en période haute. A l'heure actuelle, les gazomètres sont dimensionnés pour stocker entre 20 et 40 % de la production journalière moyenne. Le second serait de **compenser la diminution de charge** dans le digesteur **avec un apport de co-substrat extérieur** (graisses, huiles, déchets, etc.) pour assurer une production de biogaz suffisante. Il n'en reste pas moins que ces deux solutions sont délicates sur le plan réglementaire.

Au-delà des difficultés techniques, il semble qu'il y ait également un **frein économique**. Bien que la rentabilité de ces projets se soit nettement améliorée avec la mise en place des nouveaux tarifs de rachat d'électricité en 2011, les **investissements** restent relativement **importants** (groupe de cogénération, raccordement au réseau EDF, maintenance du groupe, etc.). Exemple : environ 2M € pour un groupe de cogénération de 900 kW électrique. En première approximation on peut considérer que pour s'équiper d'un groupe de cogénération, cela représente **un investissement de 2000 €/kW électrique installé**.

Toutefois, il semble que de plus en plus de maîtres d'ouvrage, d'exploitants se renseignent et entreprennent des études pour évaluer les possibilités de valorisation de ce biogaz. **Tous les projets de digestion en développement incluent une partie valorisation du biogaz**. Selon toute vraisemblance, les projets de valorisation devraient se multiplier dans les années à venir.

7 Investissements et coût d'exploitation

L'un des aspects souvent évoqué par les maîtres d'ouvrage et les exploitants, est l'importance des investissements à réaliser pour mettre en place une filière de digestion. Même si la digestion nécessite des technologies relativement simples et maitrisées, l'importance des volumes (en moyenne 1m^3 pour traiter 2 kg $_{MV}$/j) implique **des investissements conséquents**. La mise en place d'une filière de digestion **nécessite** également **un certain nombre d'équipement** : chaudière, échangeur, agitateur, compresseur à gaz, gazomètre, torchère, matériel ATEX.

En fonctionnement normal, la digestion n'entraine **pas d'important coût d'exploitation**, pas de réactif, une certaine autonomie énergétique. Les charges peuvent venir de l'entretien des chaudières, de l'usure normal des équipements (pompes, vannes, etc.).

Les **coûts d'exploitation** sont plutôt liés à des évènements **ponctuels**. L'ajout d'anti mousse, de chaux pour palier à des phénomènes de moussage ou d'acidification. La principale dépense, en dehors de l'investissement, est **liée à la vidange des digesteurs**. On estime qu'il est nécessaire de pratiquer une vidange décennale afin de curer le digesteur des sables et autres solides accumulés au fil des années. Il convient donc de trouver une alternative pendant la durée de l'opération (généralement plusieurs semaines) pour traiter et déshydrater le supplément de boues. L'extraction des sables dont les quantités peuvent être importante (de l'ordre de plusieurs centaines de mètres cubes) entraine de nombreuses rotations de camion et donc des coûts importants pour le transport et l'élimination de ceux-ci. **Les coûts dépendent** évidemment **des volumes à évacuer**, mais cette opération ce chiffre généralement à **plusieurs dizaines de millier d'euros** : Pour un cas observé durant l'étude 57 000 € pour un digesteur de 3000 m^3.

En ce qui concerne les coûts d'investissement, ces aspects n'ont pas été évoqué au travers des questionnaires, les quelques données présentées proviennent des visites et des dossiers de demande d'aides à l'agence.

Les chiffres obtenus sur huit stations allant de quelques dizaines à quelques centaines de millier d'équivalent habitant, et situées dans différentes régions du bassin ont permis de déterminer les éléments suivants :

	€/EH	€/m^3 $_{digesteur}$
Moyenne	21,8	720
Ecart type	10,2	324
Min	9,4	351
Max	34,7	1105

Figure 25: Investissements pour la méthanisation (équipements compris)

NB : ces chiffres représentent les coûts d'investissement pour un digesteur et sa filière associée, les stations concernées ne disposent pas de valorisation du biogaz en électricité.

La rentabilité d'une telle filière ce situe principalement dans les **économies réalisées en diminuant les quantités de boues à évacuer**. A cela **peut s'ajouter les économies réalisées en utilisant le biogaz** comme source de chaleur pour le chauffage des bâtiments d'exploitation, ou le séchage des boues. Les éventuels gains associés à la valorisation du biogaz par cogénération peuvent également améliorer la rentabilité de l'installation.

E. Synthèse de l'étude

Au vu du nombre d'études qui se multiplient sur le sujet et de l'intérêt croissant de nombreux acteurs très diversifiés (collectivités, industries, établissements publics, organismes de recherche…), la méthanisation constitue un sujet d'actualité majeur avant tout pour sa production d'énergie verte à partir de biomasse. Pour ce qui concerne l'assainissement, cette technologie est appliquée au traitement des boues de station de traitement des eaux usées. **Pourtant, à ce jour, les digesteurs sont spécifiquement conçus avec un objectif de gestion de la filière boues. Les performances attendues sont mesurées en termes de réduction des volumes de boues et stabilisation du digestats.**

L'objectif de ce rapport consiste à mutualiser les retours d'expérience concernant ces installations sur les bassins Rhône-Méditerranée et Corse afin de déterminer les conditions optimales de fonctionnement. Une attention particulière a été portée à la valorisation énergétique bien que ce volet ne soit pas aujourd'hui primordial pour les exploitants.

① Fonctionnement du digesteur

Les premiers digesteurs de boues, en France, datent des années 70. Les exploitants mettaient alors en avant une exploitation pointilleuse avec de nombreux incidents à gérer. Les éléments recueillis de l'enquête permettent de contredire cette première analyse. Aujourd'hui, sur l'ensemble des exploitants interrogés **seuls deux (2/23) se déclarent mécontents de la filière**.

L'étude a également permis de définir quelques conditions de fonctionnement du digesteur concernant la taille des stations, le type de substrat à digérer, le type de digesteur et la gestion des retours en tête.

Taille des stations :

La taille des stations équipées de digesteurs sur les bassins Rhône-Méditerranée et Corse varie de 15 000 à 1,6 millions d'EH. Aucune différence significative de fonctionnement n'a pu être mise en évidence.

Substrats des digesteurs :

La plupart des stations du bassin digère des boues mixtes (boues biologiques + boues primaires). Seules 5 stations digèrent des boues biologiques seules. Le faible nombre de station digérant les boues biologiques seules oblige à être prudent sur les conclusions. Toutefois, les premières analyses comparant digestion boues biologiques seules et boues mixtes mettent en avant les résultats suivants :

- **Une réduction des MS diminuée à 30 %** pour les boues biologiques (42 % pour les boues mixtes) mais qui reste intéressante dans un contexte de réduction des coûts d'un épandage ;
- **Une réduction par deux de la production annuelle de biogaz par équivalents habitants** pour les boues biologiques (10,4 Nm^3/EH.an pour les boues mixtes, 5 Nm^3/EH.an pour les boues biologiques) qui permet de mettre en doute l'intérêt d'une valorisation énergétique du biogaz.

Seules deux stations sur le bassin réalisent une co-digestion (boues + co-substrat). Ce faible nombre peut être expliqué par les freins mis en avant par l'enquête :

- La réglementation ne favorise pas la co-digestion. Cela est clairement précisé dans la circulaire du 24 décembre 2010 ;
- Les maîtres d'ouvrage ont pu évoquer la co-digestion lors de la conception des méthaniseurs. Cependant, la mise en œuvre reste difficile du fait de la disponibilité et la pérennité des co-substrats.

Au vu des difficultés recensées, il semble donc que les installations de co-digetsion resteront confidentielles. Elles pourraient être **limitées à des contextes de fortes variations de charge**. Le co-substrat aurait donc l'objectif de lisser les charges entrantes sur le digesteur et de limiter l'utilisation de combustible d'à point (maintien de la température du digesteur) en période de faible charge.

Type de digesteurs :

La digestion thermophile est installée sur 4 stations des bassins RM&C (4/28). Là aussi, le faible nombre d'installation invite à la prudence. Quelques commentaires peuvent toutefois être formulés.

Les installations thermophiles du bassin sont dimensionnées de manière **à limiter l'emprise au sol des digesteurs**. Aucun gain sur les performances n'est attendu que cela soit en termes de réduction des MS ou production du biogaz. Les performances mesurées ramenées à l'équivalent habitant traité sont donc identiques à celles des digesteurs mésophiles.

Les besoins calorifiques des réacteurs thermophiles étant supérieurs à ceux des réacteurs mésophiles (température de digestion voisine de 55°C au lieu de 37°C), leur utilisation dans les régions plus froides semble peu pertinente.

Gestion des retours en tête :

Les retours de tête sont les effluents liquides obtenus après déshydratation des boues digérées et envoyés en tête de station. L'enquête confirme que ces effluents sont chargés en azote et phosphore (concentrations a minima doublées par rapport à un effluent urbain classique).

L'enquête n'a pas pu mettre en évidence si ces retours en tête avaient été pris en compte dans le dimensionnement de la station. Toutefois, **au vu du taux de charge des stations (< 80 %), la gestion de ces effluents ne pose pas de difficultés majeures** dans la plupart des cas. Il convient toutefois d'évoquer certains dysfonctionnements observés sur les stations de montagne équipées de biofiltre en période hivernale.

② Valorisation énergétique

60 % du biogaz produit est valorisé, la moitié est valorisée pour le chauffage du digesteur et l'autre moitié correspond soit à une valorisation thermique (chauffage des locaux) soit à une valorisation pour une production d'électricité (cogénération).

Aujourd'hui la production d'électricité par cogénération est mise en avant par les constructeurs cependant les projets ont du mal à éclore. L'étude a permis de mettre en avant les freins à la mise en place de cette technologie.

Tout d'abord, les contrats EDF de rachat de l'électricité prévoient :

- Un bonus sur le tarif de rachat lorsque 70 % du biogaz est valorisé en électricité, le bonus de tarif de rachat conditionne la rentabilité du système ;
- Une fourniture quasi continue et stable d'électricité ne laissant que très peu de place à la maintenance et aux dysfonctionnements.

Dans ces conditions, une valorisation par **production d'électricité ne semble pas pertinente pour** :

- **Des réacteurs thermophiles** : 45 % du biogaz étant utilisé pour le chauffage du réacteur ;
- Des réacteurs où **seules les boues biologiques** sont digérées compte tenu du besoin calorifique pour chauffer le digesteur ;
- Des installations à **forte variation de charge**.

Par ailleurs, les installations de cogénération disponibles aujourd'hui sur le marché sont adaptées aux productions de biogaz **des stations de plus de 20 000 EH (boues mixtes digérées) ou 30 000 EH (boues biologiques seules digérées)**

Enfin, les éléments financiers ne sont pas négligeables. Pour la seule valorisation en électricité les projets recueillis au cours de l'étude dépassent le million d'euros d'équipement. En première approximation, on peut considérer qu'un groupe de cogénération représente un investissement de **2000 €/kW électrique installé.**

③ Perspectives

Les conclusions de cette étude résultent d'une enquête sur les installations des bassins RM&C. De manière à préciser les performances, il semble aujourd'hui indispensable de mettre en place des suivis d'installation en particulier pour mieux connaître :

- Les retours en tête, aucun bilan en flux n'a pu être réalisé ;
- Les performances de la méthanisation, en particulier par la prise en compte de la quantité de CH_4 produite, cela reviendrait à suivre la composition du biogaz ;
- L'impact environnemental global de la filière par la réalisation d'ACV.

Enfin, concernant la valorisation du biogaz, une attention particulière devrait être portée à l'injection du biogaz dans les réseaux de gaz en identifiant les freins à sa mise en œuvre.

F. Conclusion générale

La méthanisation des boues d'épuration n'est pas une technologie nouvelle. Elle a été systématiquement installée au cours des années 70-80 sur les stations de traitement des eaux usées pour être progressivement abandonnée. D'une part, les nouvelles contraintes de traitement sur l'azote ont limité l'intérêt de cette technologie, d'autre part les contraintes de fonctionnement et de pilotage étaient jugées trop importantes par les exploitants. L'étude, basée sur des échanges avec les exploitants des 28 installations de méthanisation du bassin, a permis de faire le point sur les avantages et inconvénients de la technologie.

Aujourd'hui l'enquête auprès des exploitants, a permis de réhabiliter la technologie puisque la quasi-totalité **des exploitants se déclare satisfait** (90%) de leur installation. Les évolutions techniques et une meilleure expertise des exploitants ont permis de mieux appréhender le fonctionnement des méthaniseurs.

Les installations de méthanisation sont jugées très efficaces pour la gestion des boues. Elles permettent une réduction des volumes de boues (même dans le cas le moins favorable de boues biologiques seules), ce qui permet de réduire les coûts de transport et d'élimination. En outre, la qualité des digestats obtenues se révèle excellente et stable (pas d'odeur même en cas de dysfonctionnement sur la station de traitement des eaux usées), même si cela peut demander une consommation plus importante en réactifs.

Cependant, l'étude a également permis de révéler **que les installations du bassin n'étaient pas optimisées d'un point de vue énergétique**. La valorisation du biogaz est surtout limitée à son utilisation pour le chauffage du méthaniseur. Aujourd'hui, seules 4 stations utilisent la cogénération pour valoriser le biogaz en électricité. Des projets sont aussi à l'étude sur 3 autres installations. Des freins juridiques (liés au contrat EDF), réglementaires (liés à la valorisation du biogaz) et économiques (liés au coût d'investissement des unités de cogénération) ont pu être mis en évidence et peuvent expliquer les difficultés de mise en œuvre des technologies de valorisation énergétique.

G. Références bibliographiques

[1] Ernst et Young pour le compte de L'ADEME et GrDF (2010) « Etude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz, rapport final ».

[2] René Moletta « Méthanisation de la biomasse » Les techniques de l'ingénieur.

[3] Fédération nationale des CUMA (2011) « Réussir un projet de méthanisation territoriale multi partenariale »

[4] René Moletta (2011) « La méthanisation » Lavoisier - Tec & Doc.

[5] Anne-Laure Reverdy, Jean-Christophe Baudez, Emilie Dieude-Fauvel (2011) « La digestion anaérobie des boues de station d'épuration urbaines : Etat des lieux-Etat de l'art » Cemagref.

[6] Degrémont (2005) « Mémento techniques de l'eau ».

[7] Toine Bakx (2010) « Traitement de l'azote des digestats au moyen d'un réacteur à biofilm sur mobile » EREP SA.

[8] Jérôme Gay « Valorisation énergétique des boues » Les techniques de l'ingénieur.

[9]AFSSET (2008) « Evaluation des risques sanitaires liés à l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel »

[10] : Article III.13 : Stabilisation du Fascicule 81 titre II Conception et exécution d'installations d'épuration d'eaux usées (Mars 2003)

[11] : Circulaire du 24 décembre 2010 relative aux modalités d'application des décrets no 2009-1341, n° 2010-369 et n° 2010-875 modifiant la nomenclature des installations classées exerçant une activité de traitement de déchets

[12] : Décret n° 2010-875 du 26 juillet 2010 relatif à la modification de la nomenclature ICPE (rubrique 2781).

[13] : Arrêté du 10 novembre 2009 relatif aux règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation par la réglementation ICPE (version consolidé au 27 mars 2012).

[14] : Directive 94/9/CE du 23 mars 1994, concernant les appareils et les systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphère explosive. Cette directive a été transposée en droit français, principalement par le décret n° 96-1010 du 19 novembre 1996 du ministère chargé de l'Industrie, relatif aux appareils et aux systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphère explosive.

[15] : Directive 1999/92/CE du 16 décembre 1999, « concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphère explosive ». Cette directive a été transposée en droit français dans les textes suivants :

- Décret 2002-1553 du 24 décembre 2002 relatif à la prévention des explosions sur les lieux de travail (articles R 232-12-23 à R 232-12-29 du Code du travail).
- Décret 2002-1554 du 24 décembre 2002 relatif aux obligations des maîtres d'ouvrage en matière de construction des lieux de travail (article R 235-4-17du Code du travail).
- Arrêté du 28 juillet 2003 relatif aux conditions d'installation de matériels électriques

[16] Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

[17] : Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

[18] : Arrêté du 08/01/98 fixant les prescriptions techniques applicables aux épandages de boues sur les sols agricoles pris en application du décret n° 97-1133 du 08/12/97 relatif à l'épandage des boues issues du traitement des eaux usées.

H. Liste des figures

Photo de couverture : Filière de digestion située sur la station de traitement des eaux usées du syndicat intercommunal de la Vallée d'Abondance.

Figure 1: Équivalence énergétique d'un mètre cube de méthane 6
Figure 2: Schéma récapitulatif des réactions biochimiques de la digestion anaérobie [2] 8
Figure 3: Synthèse des caractéristiques relatives aux micro-organismes impliqués lors de la digestion anaérobie [4] 8
Figure 4: Composés organiques et inorganiques pouvant inhiber les micro-organismes de la digestion anaérobie [2] 9
Figure 5: Valeurs indicatives de potentiel méthanogène pour différents substrats utilisés sur des unités de méthanisation [3] 10
Figure 6: Composition des boues de station d'épuration [2] 11
Figure 7: Nutriments contenus dans les boues mixtes non digérée 12
Figure 8: Différentes géométrie de digesteur de boues d'épuration [2] 12
Figure 9: Données de dimensionnement des différents types de digestion 13
Figure 10: Répartition des éléments entre la phase solide et la phase liquide [7] 15
Figure 11: Composition des boues mixtes digérées, déshydratées et non chaulé [2] 15
Figure 12: Concentration en Éléments traces métalliques à respecter (arrêté 8 janvier 1998) 16
Figure 13: Composition moyenne du biogaz [8] 17
Figure 14: Exemple de rendement d'un moteur à gaz [8] 18
Figure 15: Qualité finale requise pour le gaz naturel pour véhicule [7] 18
Figure 16: Liste non exhaustive des différentes techniques d'épuration et d'enrichissement du biogaz AFSSET (2008) [9] 19
Figure 17: Nouvelles unités et projets de digestion sur les bassins RM&C 25
Figure 18: Représentation boite à moustaches des capacités des stations équipées d'une filière de méthanisation (N=32) 27
Figure 19: Types de stations sur lesquelles on retrouve une filière de digestion pour le traitement des boues 28
Figure 20: Valorisation du biogaz sur le bassin RM&C 33
Figure 21: Besoins calorifiques théoriques des boues en digestion (kWh/m^3) 36
Figure 22: Consommations électriques moyennes observées par filière de traitement 36
Figure 23: Définition du potentiel fixe 37
Figure 24: Extrait des conditions générales des contrats d'achat EDF 37
Figure 25: Investissements pour la méthanisation (équipements compris) 39

I. Annexes

Annexe 1 : Caractéristiques de différent substrat méthanisables

Tableau 2 : Récapitulatif des caractéristiques de quelques exemples de substrats fréquemment rencontrés (données moyennes et entre crochets, valeurs extrêmes observées).

		MS	MO	Potentiel méthanogène		Azote total	
		% MB		Nm^3C_{H4}/t_{MB}	Nm^3C_{H4}/t_{MO}	gN/kg_{MS-MB}	C/N
Effluents d'élevage	Lisier de porcs	3,9 [2,4-6,3][1]	2,5 [1,6-4,0][1]	4,6 [1,4-9,4][1]	**183 [78-364][1]**	3,5 kgN/t_{MB} [2,2-5,0][1]	3-9[1]
	Lisier de bovins	9,0 [5,0-17][7]	7,0 [4-13][7]	14,5[7]	**202[7]**	3,5 kgN/t_{MB}[7]	5-9[7]
	Fumier de bovins	20,4 [12-40][7]	15,9 [9-30][7]	35,9[7]	**210[7]**	4,8 kgN/t_{MB}[7]	
Cultures et résidus	Ensilage d'herbe	31,3[7]	26,3[7]	70[7]	**260[7]**	26kgN/t_{Ms}[4]	25
	Moutarde blanche	22,8[3]	19,4[3]	223[3]	**43[3]**	16 kgN/t_{Ms}[3]	24[3]
	Ensilage de maïs	31[7]	29[7]	95[7]	**340[7]**	13,4kgN/t_{Ms}[4]	35[4]
Déchets et co-produits agro-industriels	Graisses agro-alimentaires	[7-55][6]	[6-55][6]	[50-500][6]	**855 [740-970][6]**	[1,7-9,0] kgN/t_{MB}[6]	[22-110][6]
	Matières stercoraires bovines	16,6[6]	15,5[6]	53[6]	**339[6]**	19kgN/t_{MS}[6]	25[6]
	Sang	15,6[6]	14,6[6]	66[6]	**454[6]**	24kgN/t_{MB}[6]	3,3[6]
	Pulpes de carottes	16,6[6]	15,6[6]	53[6]	**340[6]**	18 kgN/t_{MB}[6]	26[6]
	Boues biologiques de station d'épuration égouttées	5,9 [4,5-7][7]	4,1 [3,1-4,8][7]	11 [8,0-12,0][7]	**250 [200-280][7]**	71 kgN/t_{MS} [60-81][7]	6 [4-9][7]
Déchets des collectivités	Tontes de pelouse	27,7[7]	22,6[7]	68[7]	**300[7]**	30 kgN/t_{MS}[6]	12[7]
	Déchets de restauration	17,1[7]	15,6[7]	81[7]	**500[7]**	25 kgN/t_{MS}[7]	

Ces chiffres sont donnés **à titre indicatif** *et ne peuvent se substituer à des analyses spécifiques du fait de fortes variabilités observées pour un même substrat en fonction de son origine.*

(Sources : 1 Campagne de prélèvement réalisée sur 19 lisiers de porcs dans le cadre du programme Biodecol2 ; 2 Chiffres issus de la base de données Cemagref ; 3 Chiffres issus de la thèse de Pascal Peu ; 4 Chiffre BD ges ; 6 Chiffres issus des campagnes de prélèvement Biodecol2 ; 7 Base de donnée développée dans le cadre du projet Digestaero ; 8 Chiffres Arvalis-Institut du Végétal.

Phosphore total	Potassium total	Soufre : C/S	Remarques
gP_2O_5/kg_{MS}	gK_2O/kg_{MS}	gC/gS	
1,3 gP_2O_5/kg_{MB} [0,7-3,0]2	2,1 gN/kg_{MB} [0,5-3,9]^2	45^3	Faible potentiel méthanogène mais fort pouvoir tampon
1,7 gP_2O_5/kg_{MB}7	-	83	
2,2 gP_2O_5/kg_{MB}	-	-	Potentiel plus élevé mais difficultés de manutention
12 gP_2O_5/kg_{MS}	-	-	Bon potentiel mais concurrence avec autres cultures
10 gP_2O_5/kg_{MS}8	35 kgK_2O/t_{MS}^{8}	-	Potentiel intéressant et non concurrence avec autres cultures (dérobée) mais difficultés de récolte.
4,5kgP_2O_5/t_{MS}4	16,2kgK_2O/t_{MS}^{4}	-	Fort potentiel et rendement à l'ha mais concurrence avec cultures alimentaires et coût élevé
2,5 gP_2O_5/kg_{MS}6	0,6 kgK_2O/t_{MS}^{6}	>350^3	Très fort potentiel mais substrat de composition très variable et risque de dysfonctionnement si le taux d'incorporation est trop élevé
10,4 gP_2O_5/kg_{MS}6	6,0 kgK_2O/t_{MS}^{6}	210^3	Bon potentiel
3,4 gP_2O_5/kg_{MS}6	3,2 kgK_2O/t_{MS}^{6}	55^3	Bon potentiel mais très chargé en azote et contraintes réglementaires
6,2 gP_2O_5/kg_{MS}6	3,2 kgK_2O/t_{MS}^{6}	300^3	Bon potentiel, Concurrence avec des filières de valorisation en alimentation animale
[20-100] gP_2O_5/kg_{MS}6	[10-35] kgK2O/t_{MS}^{6}	40^3	Potentiel assez faible et fortes teneur en azote et phosphore
20 gP_2O_5/kg_{MS}1	60 kgK_2O/t_{MS}^{1}	60^3	Potentiel intéressant mais attention à la saisonnalité de la production
6 gP_2O_5/kg_{MS}7	10 kgK_2O/t_{MS}^{7}	100^3	Bon potentiel mais collecte pas toujours facile à réaliser

Annexe 2 : Questionnaire support pour le retour d'expérience

Pour tout contact
Joseph Lalès
04 72 71 26 24
Joseph.lales@eaurmc.fr
Agence de l'eau Rhône Méditerranée et Corse
2-4, allée de Lodz
69363 Lyon cedex 07

Fiche méthanisation :

Date de l'enquête :
Nom de la personne enquêtée:
Société :
Téléphone et mél :

I) Identification

Nom de la STEP :
Code station :
Ville / Agglomération :
Maître d'ouvrage :
Exploitant :

II) Descriptif de la STEP

Année de mise en service de la STEP :
Année éventuelle de réhabilitation :
Constructeur de la STEP :
Capacité nominale (EH) : (60g DBO5 /j)
Charge nominal (DBO5) : kg/j
Charge moyenne journalière 2011 (DBO5) : kg/j
Charge moyenne en période de pointe 2011 (DBO5) : kg/j
Destination finale des boues :
Boues produites en 2011 : t_{MS}/an
Boues évacuées en 2011 : t_{MS}/an
Zone sensible : ☐ Azote ☐ Phosphore ☐ Aucune
Exigence de rejet : Azote mg/L Phosphore mg/L

Descriptif de la filière eau :

Descriptif de la filière boues :

III) Digestion anaérobie : Descriptif

Année de construction de la première installation de digestion :

Si differente, année de mise en service de la filière actuelle de digestion :

Constructeur de la digestion :

Nombre de digesteur

Primaire* :

Secondaire** :

Stockeur***:

* Digesteur primaire : Chauffé à la température cible, avec brassage et récupération de biogaz
** Digesteur secondaire : En série derrière le primaire, non chauffé, avec brassage et récupération de biogaz
*** Stockeur : Simple silo à boue sans agitation ni récupération de biogaz

Type de digestion : ☐ Mésophile ☐ Thermophile ☐ Deuxphases

Volume total de digestion : m^3

Agitation et mélange : ☐ Injection du biogaz ☐ Recirculation des boues ☐ Agitation mécanique

Alimentation du digesteur : ☐ Continue (7j/7) ☐ Continue (5j/7) ☐ Par bâchés

Débit moyen d'alimentation : m^3/j

Débit d'alimentation en période de pointe : m^3/j

Remarque particulière sur la filière de digestion :

IV) Substrats et Produits

Caractérisation des boues entrantes

Toutes les boues de la station passent t'elles en digestion ?

☐ Oui ☐ Non

Sinon, quel pourcentage représente la quantité de boues digérées par rapport à la totalité des boues évacuées ?

[ ] %

Quels types de boues sont digérés dans le digesteur ?

☐ Boues primaires ☐ Boues biologiques ☐ Boues physico-chimiques tertiaire ☐ Graisses

Digérez-vous d'autres déchets que les boues ?

☐ Oui ☐ Non

De quelle nature ?

☐ Lactosérum ☐ Huiles agroalimentaires ☐ déchets d'assiettes ☐ Déchets vert

☐ Autres Précisez : [ ]

Y a-t-il un prétraitement pour les boues entrantes ?

☐ Oui ☐ Non

De quel type ?

☐ Homogénéisation ☐ Dégrillage ☐ Hydrolyse thermique ☐ Traitement par ultrason

Réalisez-vous des prélèvements réguliers sur les boues entrantes dans le digesteur ?

☐ Oui ☐ Non

Avec quelle fréquence ?

☐ Journalière ☐ Hebdomadaire ☐ Bi-mensuelle ☐ Mensuelle Autre : [ ]

Concentration / siccité : [ ] g_{MS}/L [ ] %

Taux de matière volatile (MVS) : [ ] %

Boues admise en digestion en 2011 : [ ] t_{MS}/an

Caractérisation des boues digérées

Réalisez-vous des prélèvements réguliers sur les boues digérés ?

☐ Oui ☐ Non

Avec quelle fréquence ?

☐ Journalière ☐ Hebdomadaire ☐ Bi-mensuelle ☐ Mensuelle Autre : [ ]

Concentration / siccité : [ ] g_{MS}/L [ ] %

Taux de matière volatile (MVS) : [ ] %

Boues sortie du digesteur 2011 : [ ] t_{MS}/an

Biogaz

L'installation dispose t'elle d'un compteur de gaz ?

☐ Oui ☐ Non

Avec quelle fréquence relevez-vous l'index ?

☐ Journalière ☐ Hebdomadaire ☐ Bi-mensuelle ☐ Mensuelle Autre :

Sinon, quels moyens sont utilisés pour évaluer la production de biogaz ?

☐ Consommation chaudière ☐ Consommation torchère

Production annuelle 2011 : Nm^3

Débit moyen journalier : Nm^3/j

Débit en période de pointe : Nm^3/j

Avez-vous déjà réalisé des analyses pour connaître la composition du biogaz produit ?

☐ Oui ☐ Non

Si oui, quels en étaient les résultats ?

CH_4 : %

CO_2 : %

H_2S : %

Le biogaz bénéficie-t-il de traitement particulier avant utilisation ?

☐ Oui ☐ Non

De quel type ?

☐ Elimination vapeur d'eau Procédé :

☐ Traitement H_2S Procédé :

☐ Elimination CO_2 Procédé :

Autre :

L'installation est-elle équipée d'un gazomètre ?

☐ Oui ☐ Non

De quels types ?

☐ A Cloche ☐ A membrane(s) souple(s)

Capacité : m^3

L'installation est-elle équipée d'une torchère ?

☐ Oui ☐ Non

Quelle est la part de la production qui est brulée sur la torchère ?

En moyenne %

En période de pointe %

Quelles sont les voies de valorisation du biogaz produit ?

☐ Chauffage des locaux ☐ Séchage des boues ☐ Cogénération

Autre :

Puissance de la chaudière : kW

Si présent, groupe de cogénération : kW électrique et thermique

Quel est le combustible d'appoint ?

☐ Fioul ☐ Propane ☐ Gaz naturel

Déshydratation des boues

Quels procédés sont utilisés pour déshydrater les boues ?

☐ Centrifugeuse ☐ Filtre à bande ☐ Filtre presse ☐ Séchage thermique ☐ Séchage solaire

Disposez-vous d'un ouvrage de stockage entre la digestion et la déshydratation ?

☐ Oui ☐ Non

Capacité : _____ m^3

La déshydratation fonctionne : ☐ 7j/7 ☐ 5j/7

A quel niveau de la filière sont renvoyés les effluents (filtrat, centrat…) issus de la déshydratation ?

_____

Y a-t-il des analyses chimiques sur ces effluents ?

☐ Oui ☐ Non

Avec quelle fréquence ?

☐ Journalière ☐ Hebdomadaire ☐ Bi-mensuelle ☐ Mensuelle Autre : _____

Prélèvements ponctuels : ☐ Oui ☐ Non

DCO : _____ mg/L

Ptot : _____ mg/L

N/NH4 : _____ mg/L

S'ils sont réinjectés sur la filière eau, y a-t-il une réflexion sur leur impact ?

☐ Oui ☐ Non

Comment ont-ils été pris en compte par le constructeur ?

☐ Traitement spécifique

☐ Surdimensionnement de l'étage biologique pour traiter le N

☐ Ajout de réactif plus important pour traiter le P

Autre : _____

V) Information généralement sur l'exploitation du digesteur

Parmi les paramètres suivants, merci d'indiquer le mode de suivi :

Température :	☐ En ligne	☐ Régulier	☐ Ponctuel	☐ Pas de suivi particulier
pH :	☐ En ligne	☐ Régulier	☐ Ponctuel	☐ Pas de suivi particulier
Acides gras volatiles (AGV) :	☐ En ligne	☐ Régulier	☐ Ponctuel	☐ Pas de suivi particulier
Titre alcalimétrique complet (TAC) :	☐ En ligne	☐ Régulier	☐ Ponctuel	☐ Pas de suivi particulier
DCO :	☐ En ligne	☐ Régulier	☐ Ponctuel	☐ Pas de suivi particulier

Température moyenne du digesteur : _____ °C

Y a-t-il des variations relativement importantes (> à 5°C) ?

☐ Oui ☐ Non

Plage de variation de la température : _____ °C

Valeur moyenne du pH : _____

Y a-t-il des variations relativement importantes (> à 0,5 unité pH) ?

☐ Oui ☐ Non

Plage de variation du pH : _____

Y a-t-il des ajouts de réactifs au niveau de la filière de digestion ?

☐ Correcteur de pH ☐ Anti-mousse ☐ Chlorure ferrique Autre : _____

VI) Dysfonctionnements / problème rencontrés

De manière générale, quels types de problèmes rencontrez-vous ?

☐ Instabilité du digesteur ☐ Moussage ☐ Création d'odeurs ☐ Colmatage ☐ Corrosion

☐ Chauffage insufisant ☐ Brassage insuffisant Autre :

Rencontrez-vous des problèmes pendant la période froide ?

☐ Oui ☐ Non

De quelle nature ?

☐ Pertes thermiques ☐ Baisse importante de la production de biogaz ☐ Baisse de la réduction des volumes

Autre :

Concernant les boues évacuées, avez-vous des problèmes par rapport à certaines concentrations d'éléments traces métalliques ?

☐ Oui ☐ Non

Dans quelle mesure ?

☐ Dépassent les valeurs limites réglementaire ☐ Proches des limites réglementaires

VII) Avantages / Inconvénients

Notez de 1 à 3 en fonction de l'importance que vous attribuez à l'élément

Avantages :

Peu de nuisance olfactive :	
Source d'énergie valorisable :	
Réduction des volumes :	
Economies financières :	
Economies énergétiques :	
Qualité des boues obtenues :	

Inconvénients :

Charges d'exploitation :	
Coût d'exploitation :	
Coût d'investissement :	
Contraintes réglementaires :	

VI) Informations complémentaires

Effectuez-vous des bilans énergétiques sur la digestion ?

☐ Oui ☐ Non

Le cas échéant, production d'électricité : _____ kWh/an

Consommation électrique sur la STEP en 2011 : _____ kWh/an

Consommation électrique sur la filière boue en 2011 : _____ kWh/an

Comment gérez-vous les variations de charge sur la filière de digestion ?

☐ Le digesteur est dimensionné pour la charge maximale

☐ Grâce à un ouvrage de stockage prévu à cet effet

☐ Grâce aux ouvrages d'épaississement

Etes-vous satisfait par la filière de digestion ?

☐ Satisfait ☐ Non satisfait ☐ Indéterminé

Y a-t-il des projets de modifications, de réhabilitation, de mise en conformité sur la filière de digestion ?

☐ Oui ☐ Non

Si oui, merci de les présenter :

Si vous avez des remarques, des critiques sur la démarche ou le questionnaire, n'hésitez pas à en faire part, merci :