

MIG

BLOGAZ

Bahlali Mohamed

Belin Paul

Benouniche Leina

Bourlès Yann

Clisson Raphaël

Dallard Julie

Daudet Amélie

Delvaux Robin

Nussbaum Kim

Ortholand Juliette

Villié Antoine

Weisse Grégoire

Novembre-Décembre 2015

Sommaire

Remerciements.....	5
Introduction	6
PARTIE I : LE BIOGAZ, UNE ENERGIE VERTE.....	7
1. Le biogaz, un atout énergétique.....	7
1.1. Généralités sur le biogaz	7
1.1.1. Définition.....	7
1.1.2. Les sources de production	7
1.1.3. Utilisation du biogaz.....	7
1.1.4. Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI)	7
1.2. Les Avantages du biogaz.....	8
1.2.1. Une voie de valorisation possible des déchets.....	8
1.2.2. Une énergie renouvelable et stockable.....	9
1.2.3. Bilan carbone associé à la production de biogaz	9
2. Panorama mondial.....	11
2.1. Le biogaz dans le monde	11
2.2. Le biogaz en Europe.....	11
2.2.1. Etat de la filière biogaz en Europe.....	11
2.2.2. Evolution de la filière biogaz dans quelques pays d'Europe.....	12
2.3. La France et le biogaz	12
2.4. Le cas de l'Alsace.....	13
2.5. Le cas de la Bretagne : potentialités en termes de méthanisation	14
PARTIE II : LES ETAPES DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ	16
1. Le passage de la biomasse au biogaz : la méthanisation.....	16
1.1 Processus chimique : la biodégradation	16
1.2. Du déchet au biogaz : L'influence de la source.....	17
1.2.1. Quantité de déchets disponibles.....	17
1.2.2. Quantité de biogaz produite	18
1.2.3. Composition du biogaz	19
2. Choisir son digesteur	19
2.1. Décomposition naturelle sans traitement.....	19
2.2. Amélioration : un digesteur mécanisé (27).....	20
2.2.1. Digesteur continu ou discontinu	20
2.2.2. Voie sèche ou voie humide.....	21

2.2.3.	Fonctions remplies par le digesteur : chauffage, mélange et prétraitement	21
2.2.4.	Temps de séjour et dimension	21
2.3.	Le prix d'un digesteur	22
2.3.1.	Investissement initial (CAPEX)	22
2.3.2.	Les coûts opératoires (OPEX)	23
3.	Purification du biogaz : l'étape de prétraitement	23
3.1.	Elimination de l'eau	24
3.2.	Elimination d'H₂S, des siloxanes et des COV	24
3.2.1.	Pendant la méthanisation	24
3.2.2.	Après récupération du biogaz brut :	25
3.3.	Conclusion sur la purification	25
4.	Les utilisations du biogaz purifié :	26
4.1.	La Cogénération	26
4.1.1.	Principe et avantages de la cogénération	26
4.1.2.	Coûts de la cogénération	27
4.2.	La séparation CH₄/CO₂ pour produire du méthane gazeux	28
4.2.1.	La séparation membranaire	28
4.2.2.	L'adsorption	29
4.2.3.	L'absorption (38)	30
4.2.4.	L'injection du biogaz gazeux dans le réseau	31
4.3.	La séparation par cryogénie : production de méthane liquéfié	32
4.4.	Comparatif des méthodes de séparation CH₄/CO₂	33
5.	La valorisation des co-produits:	35
5.1.	Valoriser le digestat	35
5.1.1.	Valorisation dans l'agriculture :	35
5.1.2.	La norme NF U44051 et NF U44 095	36
5.1.3.	L'homologation	36
5.1.4.	Perspectives d'avenir	36
5.2.	Valoriser le CO₂	36
5.2.1.	Le marché du CO₂	36
5.2.1.1.	L'alimentaire	37
5.2.1.2.	Micros algues	37
5.2.1.3.	Les serres	37
5.2.1.4.	Autres	38
5.2.2.	Le transport du CO₂	38

PARTIE III : PROGRAMME ET EXEMPLE D'APPLICATION	39
1. Introduction	39
2. Choix du langage	39
3. Création des différents objets du programme	39
4. Résultats, validité et précision du programme.....	41
5. Exemple : un site en Alsace	42
6. Utilisation du programme.....	43
CONCLUSION	46
Annexes	47
Journal de bord	48
La production de biogaz en Alsace	53
La production de biogaz en Bretagne	57
Bilan carbone associé au domaine agricole et à la production de biogaz	62
Le coût d'un méthaniseur	65
Les impuretés dans le biogaz	67
Autres méthodes de purification	70
Solutions technologiques pour la cogénération	72
La séparation membranaire	76
Coûts des technologies de séparation CH₄/CO₂	79
Les coûts de raccordement au réseau de gaz	80
Le processus Cryo Pur	82
Dépendance de la température d'anti sublimation du CO₂ en fonction de sa fraction molaire dans le biogaz	85
Le compostage	87
Valorisation du CO₂ par les micros algues	89
Valorisation du CO₂ dans les voitures réfrigérées	90
Injection du CO₂ sous terre	91
Transport du CO₂	92
Le Gaz Naturel Liquéfié	93
Comparatif économique des différents modes de valorisation	95
Application du programme à la ferme de Chaumes en Brie	97
Glossaire	100
Bibliographie	102

Remerciements

Nous avons réalisé ce projet en trois semaines, dans le cadre de la première année du cursus Ingénieur Civil des Mines de Paris. Il est l'aboutissement d'un travail collectif, encadré par Christophe Coquelet, Alain Gaunand, Paolo Stringari et Charlie Stephan, que nous tenons tout particulièrement à remercier, pour nous avoir suivis et guidés durant cette période. Nous y avons appris à travailler en groupe et à mettre nos compétences individuelles au service d'un objectif commun : cela nous a poussés à prendre des choix que nous avons dû justifier et assumer tout au long du projet. Les différentes visites de sites et présentations nous ont permis d'avoir une première expérience du monde du travail et de l'entreprise, en découvrant les différentes facettes du métier d'ingénieur.

Nous tenons également à remercier tous les intervenants, auprès desquels nous avons énormément appris : M. Nguyen, dont l'intervention nous a permis de saisir la complexité de la gestion de projet, M. Clodic, dont la conférence nous a laissé entrevoir l'entrepreneuriat ainsi que M. Dalpont, qui nous a fait découvrir les enjeux et les acteurs d'un projet industriel. Nous tenons à remercier plus particulièrement Philippe Arpentinier, qui nous a encadrés durant toute la durée de ce MIG. Il convient aussi de citer entre autres les frères Quaak pour la visite de leur site de production, ainsi que Thibault Cantat et M. Jean-Pierre Tranier pour leurs conférences respectives sur la valorisation du CO₂ et son captage, ainsi que tous les intervenants que nous avons pu rencontrer lors de cette expérience inédite.

Introduction

La réduction des émissions de gaz à effet de serre est devenue une nécessité pour limiter les dérèglements climatiques, et l'importante augmentation de la température. Ainsi, l'objectif annoncé à la COP 21 par les pays membres de l'Union Européenne est de réduire de 30% leurs émissions d'ici à 2030 par rapport à celles de 1990 et d'atteindre la neutralité carbone en 2100. Le développement des énergies renouvelables est donc une priorité, notamment pour « décarboniser » l'économie mondiale.

Parmi celles-ci, nous nous intéresserons dans ce dossier au biogaz. Ce secteur à fort potentiel connaît en effet un fort développement depuis quelques années, et de nombreuses initiatives voient actuellement le jour.

Dans le projet MIG BIOGAZ on réalisera tout d'abord une présentation aussi complète que possible de cette filière. On décrira dans un premier temps l'état de développement actuel du biogaz dans le monde pour ensuite nous pencher sur les différentes solutions technologiques disponibles aujourd'hui pour réaliser une unité de production, et sur les différentes voies de valorisation possibles. Une analyse économique de chacune d'entre elles sera aussi réalisée. L'objectif final est de réaliser un programme informatique devant aider à la prise de décision pour un tel projet. Il convient d'ores et déjà de préciser que chaque situation est différente et que ce programme ne saurait être universel : certaines hypothèses ont été prises et seront détaillées dans le dossier. Il ne saurait se substituer à une étude précise mais permet d'avoir une première idée de la faisabilité d'un projet de production de biogaz et est donc un outil pour les pré-études dans ce domaine.

PARTIE I : LE BIOGAZ, UNE ENERGIE VERTE

1. Le biogaz, un atout énergétique.

1.1. Généralités sur le biogaz

1.1.1. Définition

Le biogaz est issu de la fermentation de matières organiques, animales ou végétales, en l'absence d'oxygène. Ce processus, aussi appelé méthanisation, a lieu spontanément dans les décharges stockant des déchets organiques par exemple, ou artificiellement dans des digesteurs. Dans ces derniers peuvent être traités des déchets agricoles ou des boues issues de station d'épuration. Le biogaz est composé majoritairement de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2), qui constituent respectivement entre 45 et 75% du volume pour l'un et entre 20 et 55% du volume pour l'autre. Il contient également des impuretés, comme des siloxanes ou du sulfure d'hydrogène (H_2S). (1) (2)

1.1.2. Les sources de production

Les matières organiques permettant le processus de méthanisation ont différentes origines : déchets de l'industrie agro-alimentaire, boues des stations d'épuration, déchets de l'agriculture et de l'élevage, ou déchets de tout type issus de décharge.

1.1.3. Utilisation du biogaz

En l'absence d'exploitation humaine, la fermentation des déchets relâche nécessairement du biogaz donc du méthane, possédant un Potentiel de Réchauffement Global (PRG) 21 fois supérieur à celui du CO_2 . (2) En pratique, il est brûlé en torchère pour relâcher du CO_2 plutôt que du CH_4 .

Mais il est possible de valoriser ce biogaz, selon les différentes utilisations suivantes : production de chaleur seule pour les installations à proximité, production d'électricité seule, les deux à la fois (on parle alors de cogénération), injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel, transformation en carburant, valorisation pour l'industrie chimique ou encore production de dihydrogène (H_2). Elles seront détaillées plus tard dans ce dossier.

1.1.4. Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI)

Le PCI est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible. La figure 1 permet de mettre en relation la composition moyenne du gaz naturel et son PCI.

Les propriétés énergétiques du biogaz brut en sortie de digesteur par exemple sont donc bien moins intéressantes que celles du gaz naturel. En revanche, les propriétés du méthane pur sont équivalentes. L'idée est donc de purifier le biogaz brut pour améliorer notamment son PCI et obtenir des propriétés comparables à celles du gaz naturel. De manière générale, le biométhane issu du biogaz purifié est compétitif avec les autres sources d'énergie. La figure 2 donne les équivalences énergétiques d'un m^3 de biométhane.

	Biogaz 1 (Ordures ménagères)		Biogaz 2 (agro-alimentaires)		Gaz naturel moyen		Méthane	
Composition	60%	CH ₄	68%	CH ₄	95,0%	CH ₄	100%	CH ₄
	33%	CO ₂	26%	CO ₂	4,2%	C ₂		
	1%	N ₂	1%	N ₂	0,3%	C ₃		
	0%	O ₂	0%	O ₂	0,1%	C ₄ ⁺		
	6%	H ₂ O	5%	H ₂ O	0,4%	N ₂		
PCI (kWh/Nm³)	6.0		6.8		10.2		10.1	

Figure 1 : Tableau comparatif de la composition et du PCI entre différents types de biogaz et le gaz naturel (3)

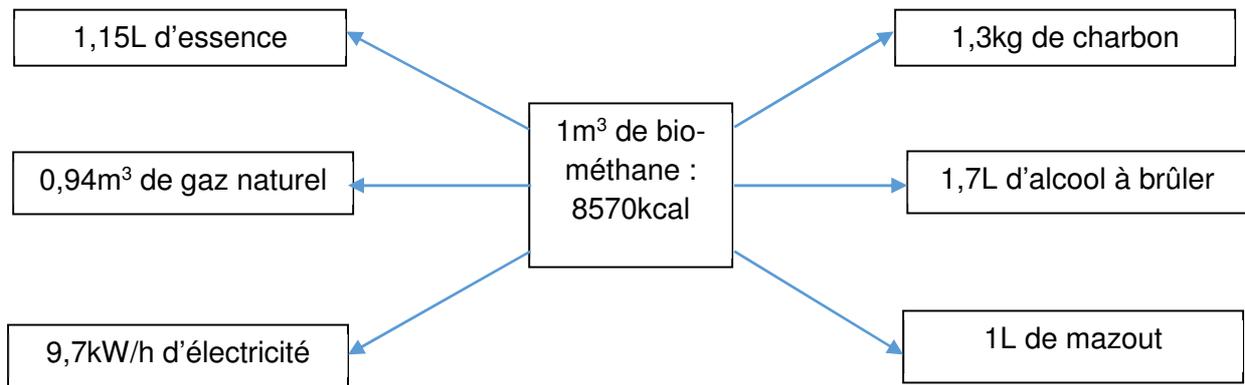


Figure 2 : Comparatif énergétique (4)

1.2. Les Avantages du biogaz

1.2.1. Une voie de valorisation possible des déchets

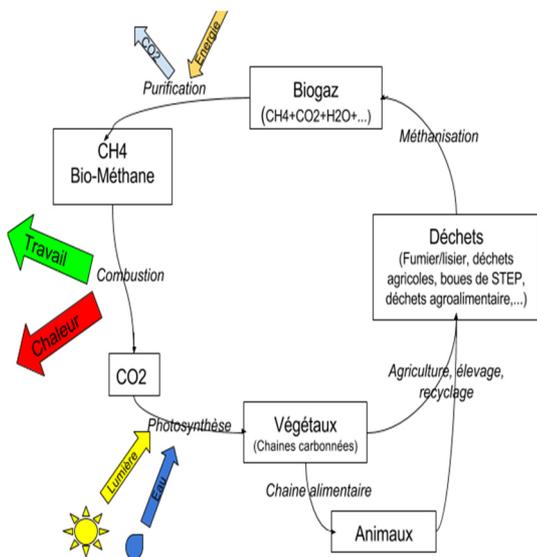


Figure 3 : Le cycle du carbone

La valorisation des déchets par la production de biogaz présente un double avantage (figure 3).

D'une part, la production de biogaz permet une valorisation de nos déchets (ménagers, agricoles) et des boues de stations d'épuration, sous forme de vecteur énergétique (figure 4). D'autre part, le digestat (résidu solide issu de la méthanisation) est une matière fertilisante plus concentrée en éléments fertilisants (azote par exemple), ce qui facilite et accélère son assimilation par les plantes.

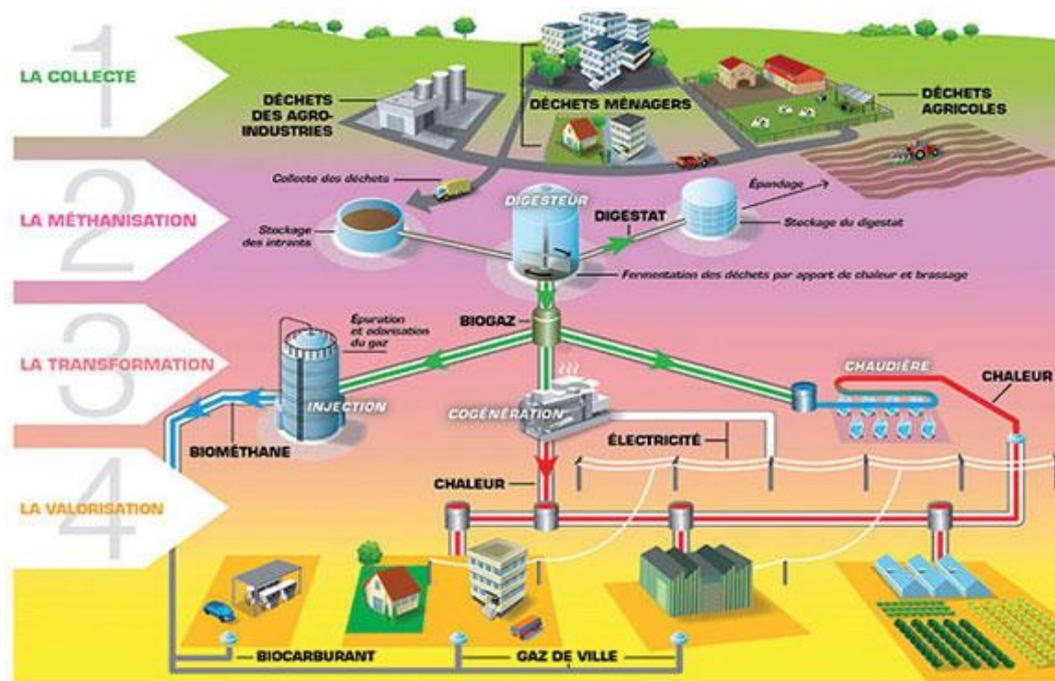


Figure 4 : Cycle de valorisation des déchets (5)

1.2.2. Une énergie renouvelable et stockable

La production de biogaz permet d'obtenir une énergie stockable, ce qui n'est pas le cas de la plupart des autres énergies renouvelables. Son avantage est de lisser la production d'énergie pour mieux s'adapter à la consommation.

1.2.3. Bilan carbone associé à la production de biogaz

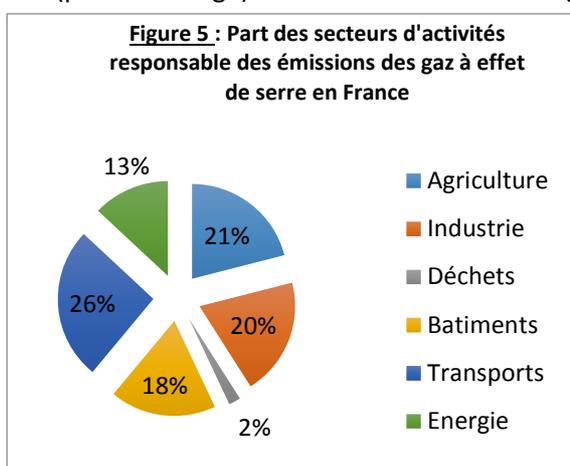
L'annexe D donne plus de précisions quant à cette partie.

Le réchauffement climatique est aujourd'hui au cœur de toutes les préoccupations, particulièrement dans le contexte brûlant de la COP21. Il est donc nécessaire de trouver des solutions afin de réduire drastiquement l'impact anthropique sur le climat.

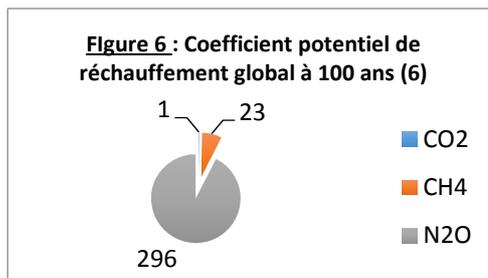
Tout comme le secteur des transports et de l'industrie, l'agriculture joue un rôle important dans l'émission de gaz à effet de serre (GES), particulièrement en France. Ces émissions peuvent être dues à la production des fourrages, au chauffage, ou bien à la fermentation des déjections animales (pour l'élevage) ou à l'utilisation des engrais et carburant, pour l'agriculture.

Si les installations agricoles dégagent moins de CO₂ dans l'atmosphère, c'est le protoxyde d'azote (N₂O) (6) qui contribue fortement aux émissions de GES pour le secteur agricole.

L'impact « effet de serre » engendré par une activité ou un produit peut être évalué par son empreinte carbone. Il s'agit de la quantification des émissions de GES exprimée pour les différents gaz en équivalent CO₂, et observée aux différentes étapes de la fabrication du produit.



Les GES sont principalement : le CO₂, CH₄, N₂O, la vapeur d'eau (H₂O) et l'ozone (O₃). On compare ces différents gaz en fonction de leur PRG (Potentiel de Réchauffement Global), en comparant à l'effet du CO₂. Il est utilisé pour prédire les impacts des gaz sur le réchauffement climatique en se basant sur leurs propriétés radiatives et leur durée de vie.



La valorisation des déchets agricoles et la production de biogaz : quel impact sur le bilan carbone ?

Depuis quelques années, de plus en plus d'agriculteurs font le choix de produire du biogaz, en récupérant les déchets organiques et en les laissant fermenter dans des digesteurs. Cette méthanisation empêche alors les rejets de méthane et de CO₂ directement dans l'atmosphère et contribue donc à réduire les émissions de GES. Néanmoins, l'installation d'une unité de biogaz engendre un certain nombre de nouvelles émissions. Si l'on suit la chaîne de production, on peut citer par exemple la construction du digesteur (BTP, transport routier, etc.), le transport des déchets jusqu'au méthaniseur, l'énergie à fournir pour le maintenir à la bonne température ou encore le CO₂ issu de la méthanisation et rejeté dans l'atmosphère. Sur ce dernier point, on peut cependant noter qu'il ne s'agit pas d'émissions d'origine fossile : elles font au contraire partie du cycle « naturel » du carbone et ne doivent donc pas être prises en compte. En revanche, le méthane récupéré grâce à l'installation d'une unité de biogaz joue un rôle déterminant dans la réduction des émissions de GES.

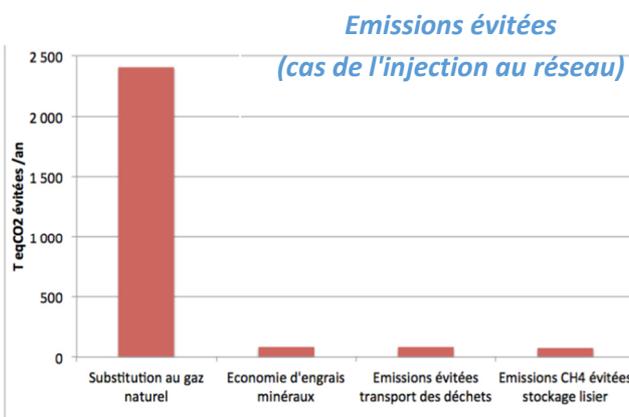
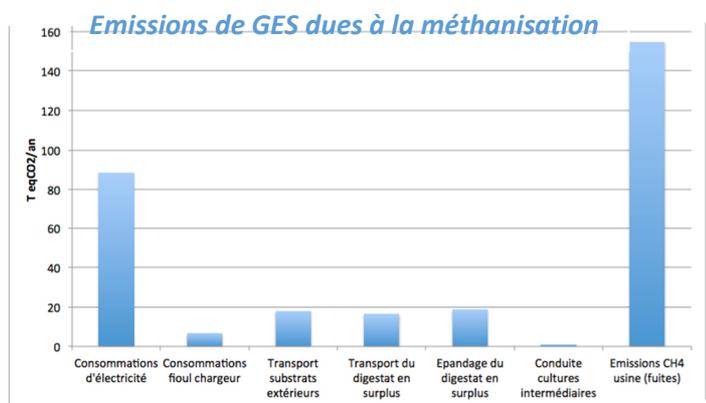
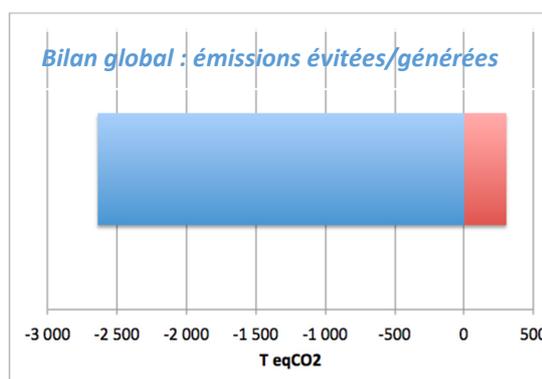
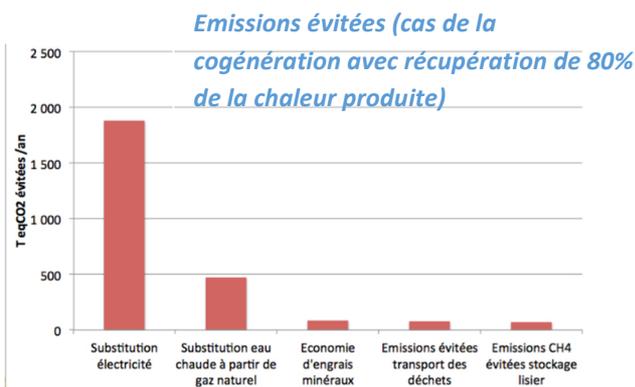


Figure 7 : Bilans en histogrammes des émissions empêchées grâce à la méthanisation dans le cas d'une ferme (200 vaches / 300ha de Surfaces Agricoles Utilisées (SAU) / Unité de méthanisation : 12000t/an de déchet pour une production de 100Nm³/h biométhane soit 350 kWe) (7)

2. Panorama mondial

2.1. Le biogaz dans le monde

Les ressources mondiales de biogaz s'élèvent à 1800Mtep/an, ce qui équivaut à la consommation mondiale annuelle en gaz naturel. Si cette source d'énergie est difficilement valorisable dans sa totalité puisque trop dispersée et parfois peu récupérable, dans le cas des petites installations agricoles par exemple, le potentiel valorisable est compris entre 100 et 300Mtep/an. Aujourd'hui, seulement 0.5% du potentiel global est exploité. Malgré tout, ce secteur connaît un fort développement. (3)

La figure 8 représente la répartition des contributions de chacune des régions mondiales pour la production de biogaz.

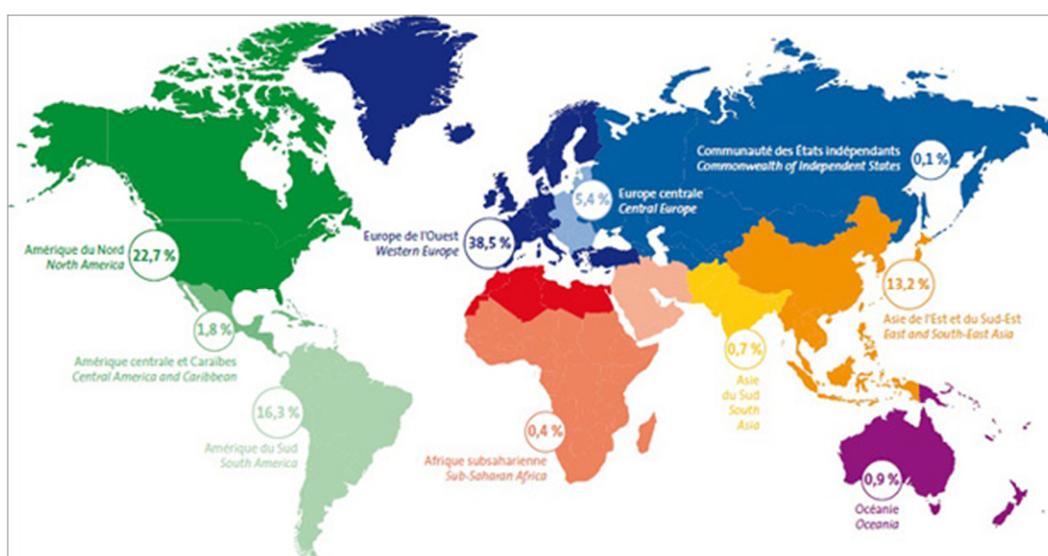


Figure 8 : Répartition des contributions de chacune des régions (8)

Bien que l'Union Européenne soit le siège de près de 40% de la production mondiale du biogaz, les Etats-Unis, le Canada et quelques pays asiatiques (Chine, Japon, Corée du Sud) ont vu également s'installer des unités de méthanisation dès le début des années 2000. Par ailleurs, les projets de production du biogaz concernent aussi les pays en voie de développement : c'est le cas du Ghana et du Cameroun, par exemple. L'objectif serait, à terme, de remplacer les ressources actuelles pour l'éclairage et la cuisine, tout en utilisant le digestat en tant qu'engrais naturel. (9) (10)

2.2. Le biogaz en Europe

2.2.1. Etat de la filière biogaz en Europe

La filière du biogaz s'est particulièrement développée en Europe depuis les années 2000 – notamment en Italie, au Royaume-Uni et en Allemagne où l'on recense près de 9000 installations. La figure suivante représente la production annuelle de biogaz par pays de l'Union Européenne.

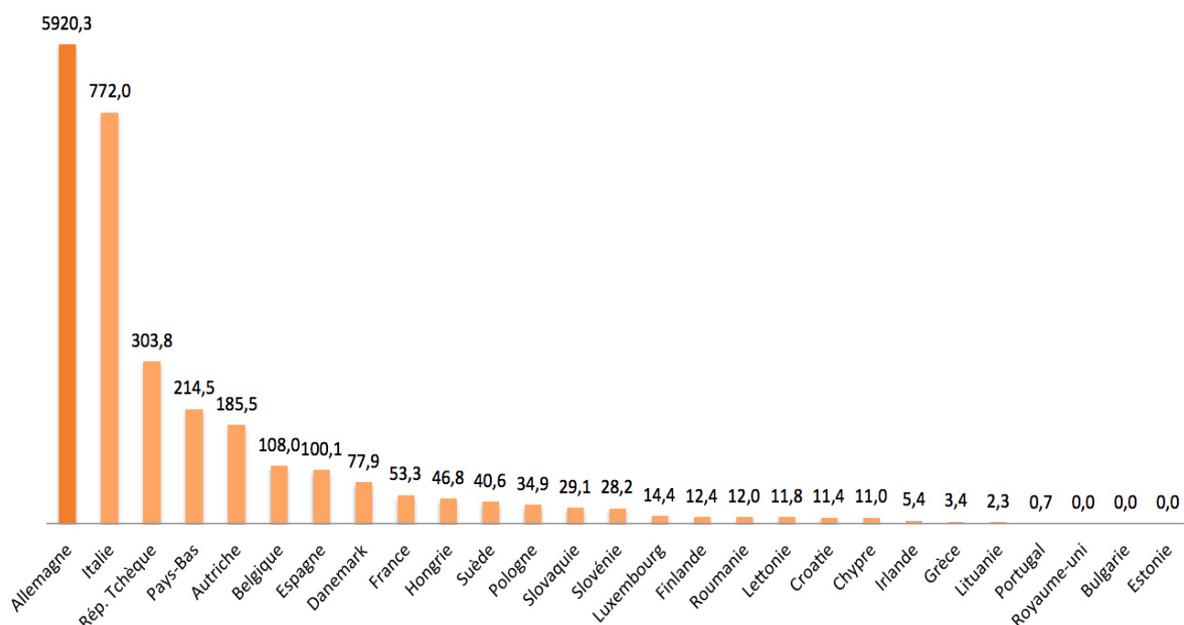


Figure 9 : Production primaire de biogaz de l'Union Européenne en 2012 (en ktep) (11)

2.2.2. Evolution de la filière biogaz dans quelques pays d'Europe

L'Allemagne est le pays qui comporte le plus d'unités de méthanisation. Ceci a été rendu possible grâce à l'instauration d'une loi sur les énergies renouvelables (EEG) au début des années 2000, donnant une garantie de rachat à prix fixe du biogaz pendant 20 ans. Un bonus spécifique était dédié jusqu'en 2012 aux cultures énergétiques, mais ces pratiques sont de plus en plus controversées pour des raisons éthiques au regard de la filière alimentaire.

En Italie, le système d'incitation était basé jusqu'en 2013 sur un tarif d'achat unique, indépendant de la puissance de l'installation, sans contrainte de valorisation de la chaleur et sans limitation de la culture énergétique. Depuis, le système de rachat a été modifié et dépend à présent de la quantité d'effluents d'élevage dans les intrants et des initiatives de valorisation du digestat. Cette nouvelle politique de rachat a entraîné un ralentissement du développement de la filière biogaz en Italie. (12)

Cependant, certains projets nationaux promettent un avenir radieux pour le marché du biogaz. En Suède, par exemple, l'ambition est que le transport ne dépende plus des énergies fossiles d'ici 2030 : des mesures encourageant l'utilisation exclusive de biocarburants sont envisagées et doivent être précisées. La France connaît également un certain engouement pour le biogaz.

2.3. La France et le biogaz

En France, beaucoup reste à faire en termes de biogaz. En 2013, la France se classe ainsi en 9^{ème} position en ce qui concerne la production d'énergie primaire issue du biogaz, alors que d'après l'AEBIOM (Association Européenne pour la Biomasse), elle dispose d'un potentiel de production identique à celui de l'Allemagne.

Cependant, l'objectif annoncé par le Plan national d'action en faveur des Energies Renouvelables est de multiplier par 5 la production d'électricité issue du biogaz d'ici à 2020 comme l'illustre le graphique ci-dessous.

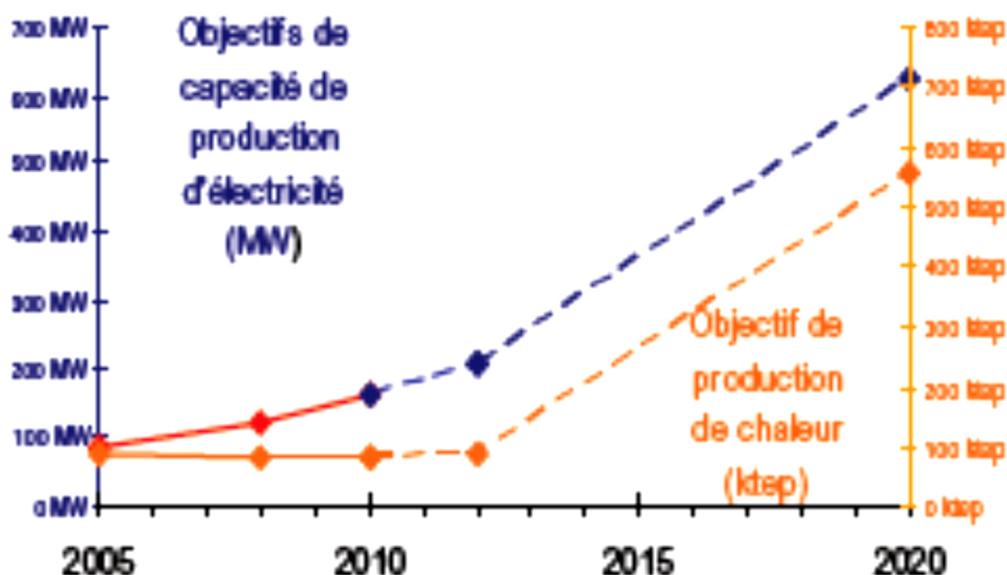


Figure 10 : Objectif jusque 2020 en termes de production d'électricité et de chaleur avec du biogaz (13)

En 2013, la production de biogaz a ainsi augmenté de 17%, du fait de la mise en place d'aides publiques comme les tarifs de rachat d'électricité, ou la création et la réglementation pour l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel. Si fin 2012 la France ne compte qu'une centaine d'unités de méthanisation agricole, l'objectif annoncé du plan EMAA9 (le plan énergie, méthanisation, autonomie, azote), dit projet des « 1000 méthaniseurs » est la construction de plus de 130 nouvelles installations de production de biogaz d'origine agricole d'ici à 2020, ce qui permettrait de produire 2,4TWh d'électricité par an, soit 800 millions de Nm³ de biométhane par an en plus. D'autres scénarios, encore plus optimistes, comme celui de l'ADEME dans son scénario 2030-2050, vont jusqu'à prédire que 20% de la consommation française totale de gaz peut être couverte par le biogaz. (14)

Différentes solutions sont régulièrement proposées pour permettre le développement de cette filiale à fort potentiel, comme par exemple renforcer la visibilité des dispositifs de soutien de l'ADEME, mettre en place un tarif d'achat couvrant les prix de production ou encore allonger les contrats d'achat de l'énergie... Elles sont développées dans (15).

2.4. Le cas de l'Alsace

En Alsace, la centrale nucléaire de Fessenheim couvre la moitié des besoins en électricité de la population. La fin programmée de cette centrale est actée et l'Alsace va devoir compenser cette perte en énergie. Sa proximité avec l'Allemagne et la nette progression de la production d'énergies renouvelables sont des facteurs prometteurs vers une implantation durable d'énergies vertes.

L'Alsace, en partenariat avec l'ADEME, a lancé un appel à projet en 2015 pour l'installation de 1500 méthaniseurs. Une première étude de l'ADEME en 2013 donnait 288 millions Nm³ de méthane mobilisables par an. Toutefois, une étude plus détaillée pour évaluer les ressources disponibles a montré que seuls 86 millions de Nm³ de méthane étaient effectivement mobilisables par an, ceci en échelle basse.

Les ressources en termes de biomasse valorisable sont détaillées dans le diagramme ci-contre. Il met ainsi en valeur trois sources renouvelables de biomasse : les fumiers, les résidus de récolte et les Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE).

- Fumiers
- Lisiers
- Résidus de récolte
- CIVE
- Biodéchets
- Déchets verts
- Boues urbaines
- Déchets d'IAA végétales
- Boues industrielles
- Autres gisements



Figure 11 : Répartition du gisement mobilisable de biogaz en Alsace (86 millions de Nm³ méthane/an) (81)

D'autre part, l'ADEME est prête à subventionner un projet avec un taux de soutien allant de 50% à 70% maximum du coût de l'étude hors taxe, même si l'aide apportée est plafonnée à 3 M€. Les critères de sélection sont les suivants : la localisation du projet, l'origine des intrants, la sécurisation des approvisionnements, la valorisation énergétique (injection de biogaz, biocarburant ou cogénération), la substitution d'énergie fossile et la mise en place de techniques d'épandage. Les projets en injection dans le réseau de gaz seront par ailleurs soutenus en priorité.

Du fait de ce contexte favorable, nous étudierons plus particulièrement cette région dans la dernière partie de ce dossier, 4 zones ayant retenu notre attention pour l'implantation d'un projet de production de biogaz : l'enclave en Lorraine, le nord du Bas-Rhin, la région autour de Strasbourg et le sud de l'Alsace.

Pour plus de détail, on peut se reporter à l'annexe B.

2.5. Le cas de la Bretagne : potentialités en termes de méthanisation

En Bretagne la quantité de lisier de porc est telle qu'elle représente un risque pour l'environnement. Ainsi, les très forts taux d'azote et de nitrate contenus dans les sols et les rivières sont à l'origine des « marées vertes » nuisibles aux plages réparties tout au long du littoral. Il apparaît nécessaire de réduire, ou du moins de traiter cette quantité de déchets agricoles afin d'éviter d'endommager davantage les différents écosystèmes et milieux. D'autre part, en termes de besoins, la Bretagne est une région dépendante énergétiquement de ses voisins, qu'il s'agisse entre autres d'électricité, ou de gaz naturel qu'elle consomme jusqu'à 10 fois sa production. (16)

La Bretagne est cependant un territoire plein de potentiel si l'on souhaite faire de la méthanisation, et comporte des structures capables de valoriser les déchets pour produire de l'énergie.

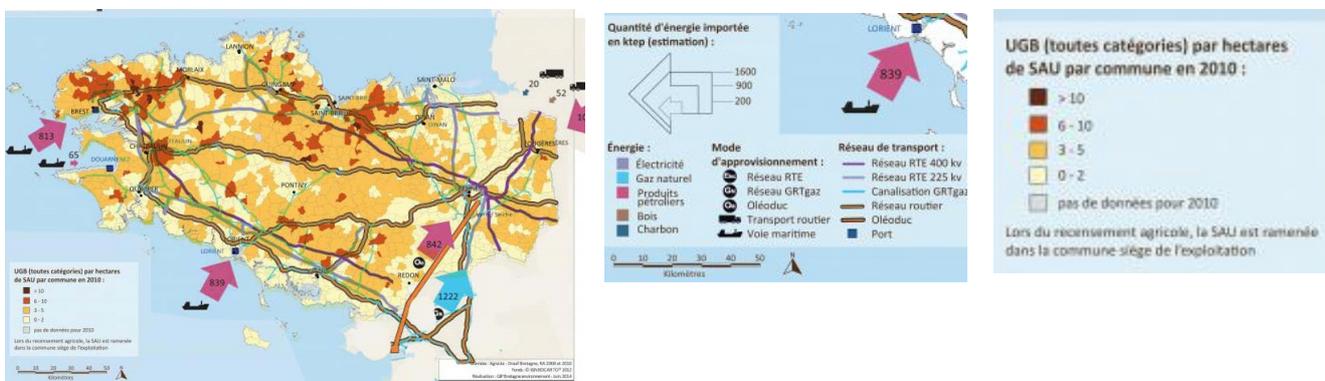


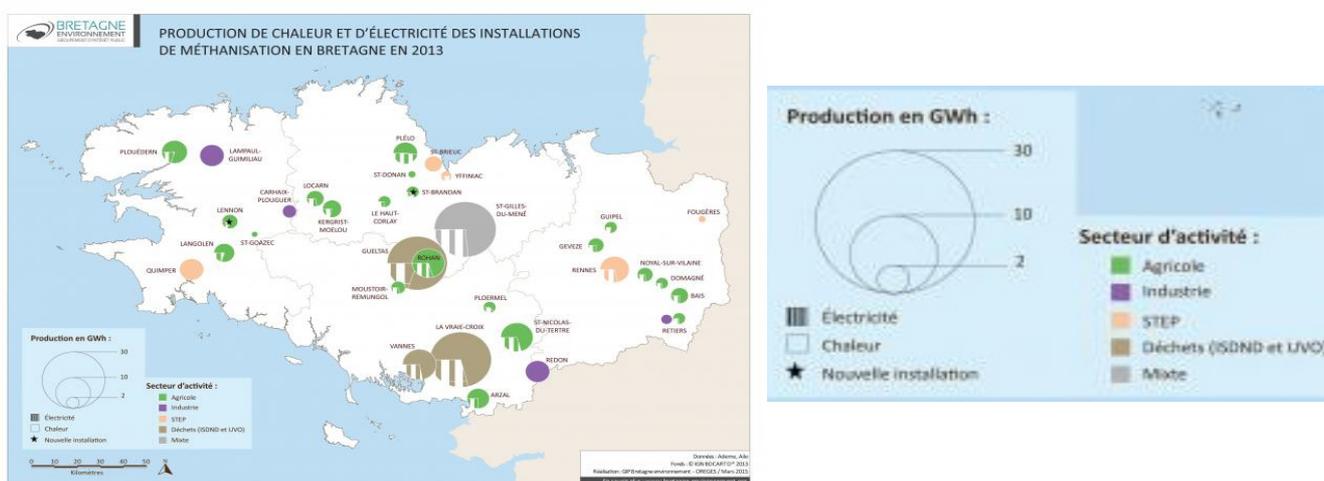
Figure 12 : Densité du cheptel combinée avec l'accès aux différents réseaux d'énergie
(Pour les conversions : 8,5.105 tep = 9885,5GWh | 1,5.106 tep = 17445GWh)

En effet, avec une part de Surface Agricole Utilisée (SAU) de plus de 59% (17), la Bretagne est une région française avec une forte dominante agricole. Pour donner quelques chiffres, à elle seule, la région bretonne contient 56% des cheptels de porcs de France (chiffres de fin 2014), et produit 40% des volailles consommées en France. (17)

La Bretagne a donc un fort potentiel en termes de production de déchets méthanogènes qu'il reste à traiter et valoriser dans le but d'une part de réduire la dépendance énergétique, et d'autre part de diminuer l'impact écologique engendré par cette agriculture de grande envergure.

La production et la valorisation de biogaz existent déjà en Bretagne, mais pour l'instant seule la cogénération est utilisée pour transformer ce biogaz en énergie électrique et en chaleur. Il n'y a que quelques rares exploitations, 35 au total, qui ont pris le parti de purifier ce gaz en biométhane pour le réinjecter dans le réseau. (18) La première installation bretonne à réinjecter directement le biométhane dans le réseau est le lycée du Gros-Chêne, à Pontivy : le budget global de l'opération s'élève à 1,4 million d'euros, avec un taux de subvention qui dépasse les 40%. Le rachat du biométhane par GRDF est garanti à hauteur de 124€/MWh, pour une production prévue de 2 800MWh à l'année. (19)

Pour plus de détails, on peut se reporter à l'annexe C.



PARTIE II : LES ETAPES DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ

1. Le passage de la biomasse au biogaz : la méthanisation

Le processus de méthanisation est naturel : les déchets agricoles le lisier fermentent spontanément, c'est-à-dire se décomposent sous l'action d'enzymes sécrétées par des micro-organismes, ce qui libère du biogaz. Il s'agit alors de le récupérer et de favoriser sa production.

1.1 Processus chimique : la biodégradation

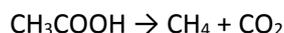
On consultera les sources (21) (22) pour plus de détails.

La réaction produisant du biogaz à partir de biomasse est de type catabolique : c'est une dégradation. Elle se décompose en quatre étapes biochimiques réalisées par trois groupes de bactéries différents, et s'effectue en milieu anaérobie, en l'absence d'oxygène.

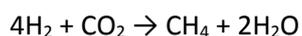
- **Hydrolyse & acidogénèse** : l'hydrolyse permet de solubiliser les molécules, les rendant ainsi moins complexe et les rendant disponibles pour les micro-organismes. On obtient alors des monomères. La matière organique est transformée en intermédiaires de moindre taille, comme les AGV (Acides Gras Volatils), l'acide acétique (CH_3COOH), le dioxyde de carbone (CO_2), le dihydrogène (H_2), et les alcools. C'est l'acidogénèse. Elle est réalisée par les bactéries hydrolytiques et fermentatives.

-**Acétogénèse** : elle permet de transformer la matière obtenue à la première étape en CH_3COOH , CO_2 et H_2 . CH_3COOH est le précurseur ultime du méthane. En parallèle de l'acétogénèse se produit l'homoacétogénèse, consistant à transformer H_2 et CO_2 en CH_3COOH .

-**Méthanogénèse** : les Archées méthanogènes ont pour fonction de transformer l'acide acétique et l'acétate du milieu en CH_4 , CO_2 et H_2O . On distingue les archées acétoclastes des archées hydrogénéophiles. Les premières réagissent avec l'acide acétique pour produire du méthane selon la réaction :



Les archées hydrogénéophiles réduisent le dioxyde de carbone par réaction avec le dihydrogène pour former du méthane et de l'eau selon l'équation d'oxydo-réduction :



L'équilibre microbien à l'intérieur de la cuve est très fragile. Par exemple, la production d'AGV par le premier groupe de bactéries est très rapide. Ainsi, si on augmente la charge organique en introduisant davantage de biomasse dans le digesteur, la concentration d'AGV augmente très rapidement. Mais la réaction d'acétogénèse a une cinétique plus lente : les AGV s'accumulent, provoquant une acidification du milieu. S'ensuit l'inhibition des bactéries méthanogènes, ne supportant pas la baisse de pH, et le procédé s'arrête.

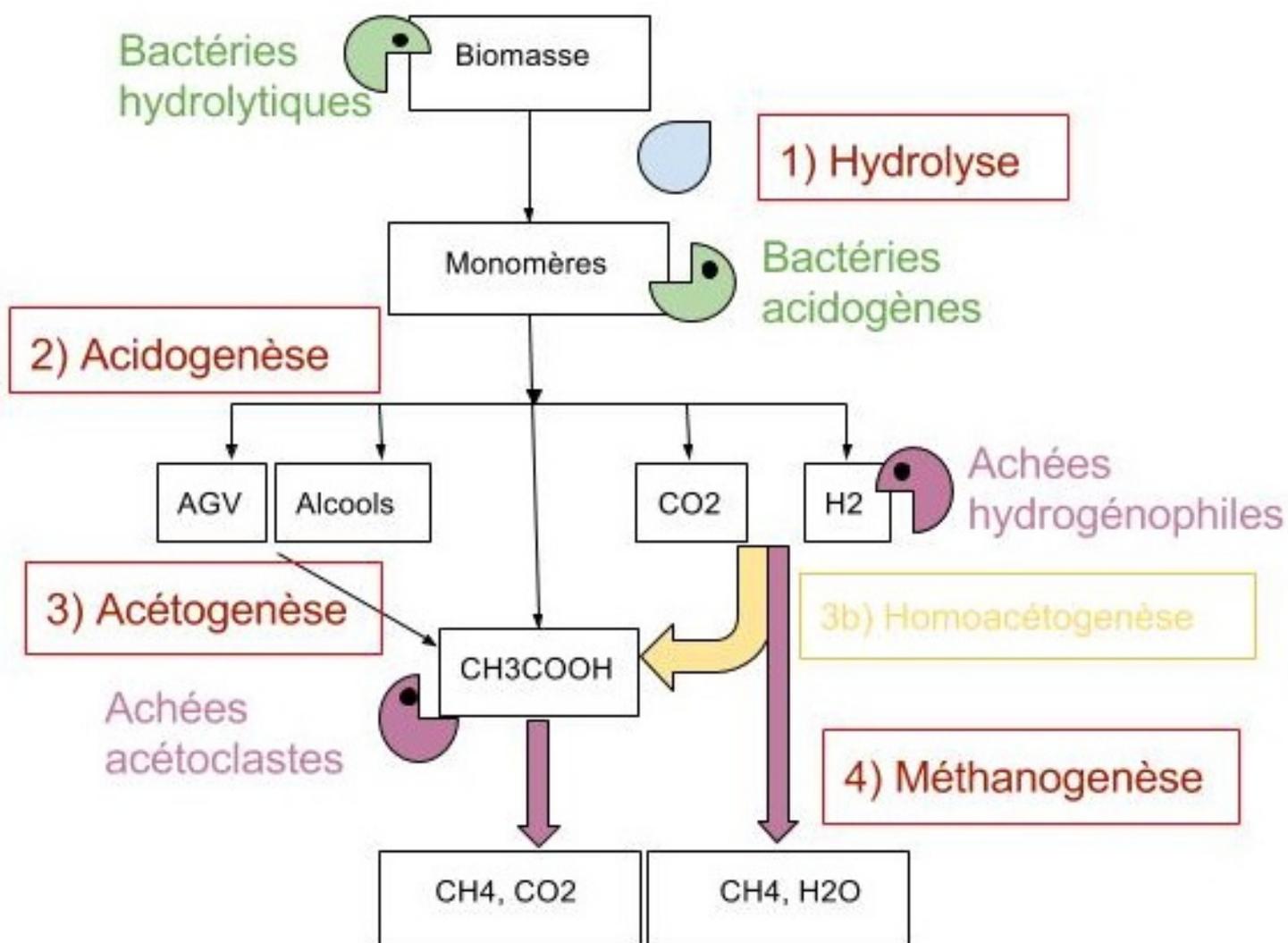


Figure 14 : Schéma de principe du processus de biodégradation

1.2. Du déchet au biogaz : L'influence de la source

Les quantités de biogaz obtenues par tonne de déchets ainsi que sa composition fluctuent de manière conséquente selon la proportion des différents déchets dans le mélange inséré dans le méthaniseur. Le choix de la recette se fait alors suivant plusieurs critères : avoir le meilleur rendement possible en méthane, répondre aux critères législatifs concernant les gaz toxiques comme H₂S, hydrocarbures et métaux lourds, et produire un digestat de qualité et de quantité adapté aux besoins de l'agriculteur. Il est important de s'intéresser à plusieurs choses : le pouvoir méthanogène de chaque type de déchets (Nm³ de CH₄ par tonne), la composition du biogaz obtenu avec ces déchets et les quantités que l'on peut espérer de chaque déchet dans leur contexte actuel de production.

1.2.1. Quantité de déchets disponibles

D'après la *Direction de l'Eau et de la Diversité*, chaque habitant produit pour une station d'épuration, 15kg de boues en matière sèche par an en moyenne, ce qui donne un ordre de grandeur de la production de boues des stations d'épurations. Cette grandeur est exprimée en EH (Equivalent Habitant).

En ce qui concerne l'élevage, les Ministères de l'Environnement et de l'Agriculture ont classifié en 2000 les déjections en 9 catégories. Nous garderons le fumier (mélange du lisier avec la litière des animaux) plutôt que le lisier (déjections liquides et solides des animaux).

Pour les activités agricoles, il est aussi intéressant de ne pas considérer uniquement la production brute. Les céréales, au fort potentiel méthanogène, produisent par exemple très peu de déchets car la quasi-totalité des végétaux est déjà valorisée dans l'industrie agro-alimentaire. Les cultures énergétiques sont quant à elles peu développées en France. (23)

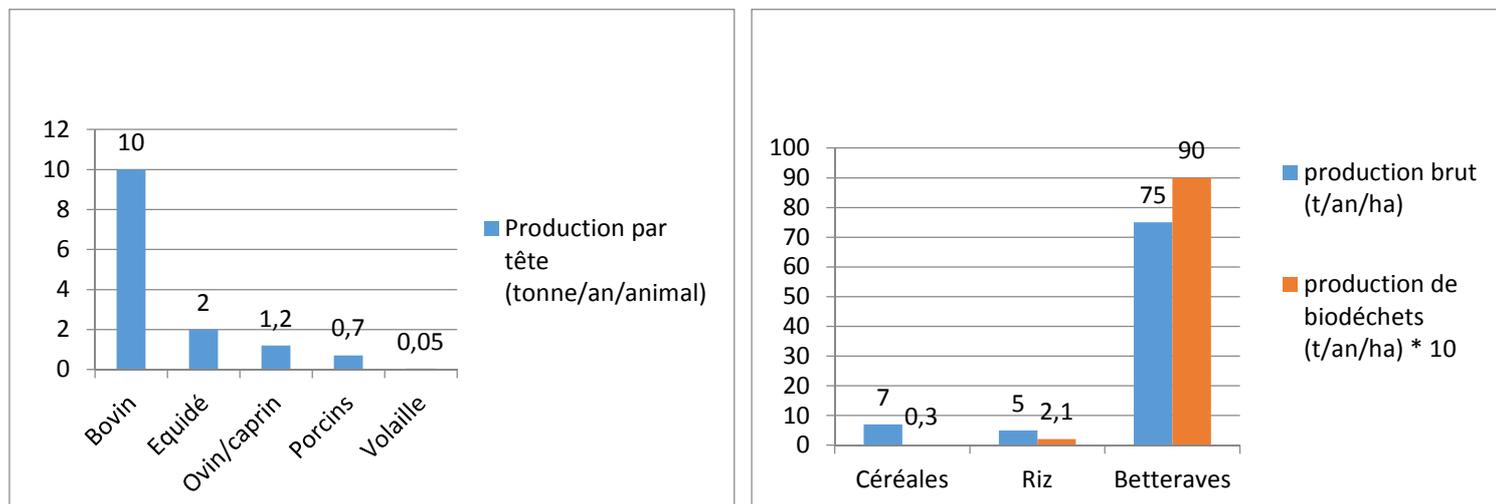


Figure 15 : Production annuelle de fumier des animaux d'élevage et production annuelle agricole.

1.2.2. Quantité de biogaz produite

La figure 16 présente la production de biogaz par tonne de déchets pour des stations d'épuration (boues), des fermes (lisiers et cultures), des ordures ménagères et des cultures énergétiques : (23)

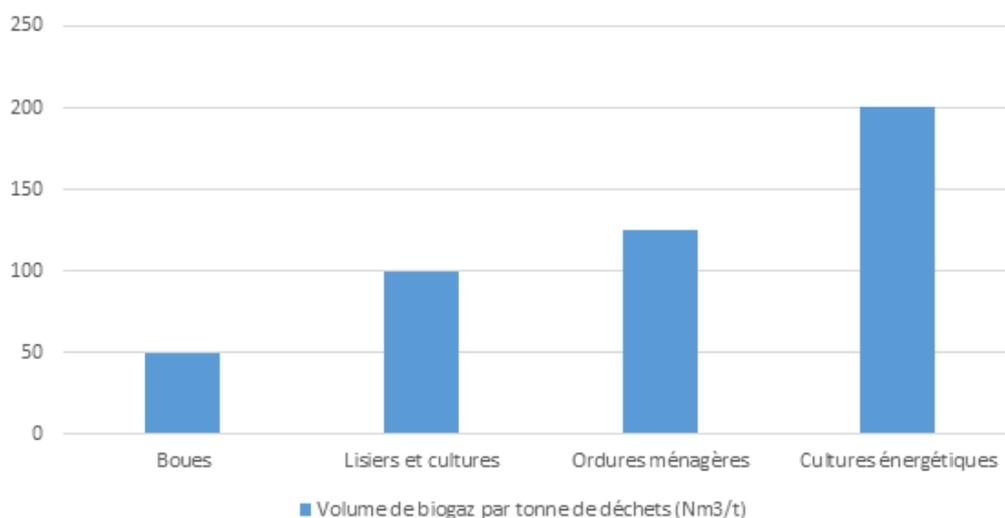


Figure 16 : Volume de biogaz par tonne de déchets (Nm³/t)

L'intérêt des cultures énergétiques est évident quant à son rendement en biogaz. Mais du fait des restrictions les concernant actuellement en France, il faudra surtout retenir l'avantage des décharges d'ordures ménagères et des déchets agricoles par rapport aux boues de station d'épuration.

1.2.3. Composition du biogaz

La figure 17 présente les taux de méthane, dioxygène, eau, diazote et dioxyde de carbone, composants principaux du biogaz produit, selon les différents types d'installations. En annexe sont fournies les quantités d'autres gaz, de liquides et de métaux (entre autres, le H₂S) trouvés dans le biogaz en fonction du type de déchet. (23) (24) (25)

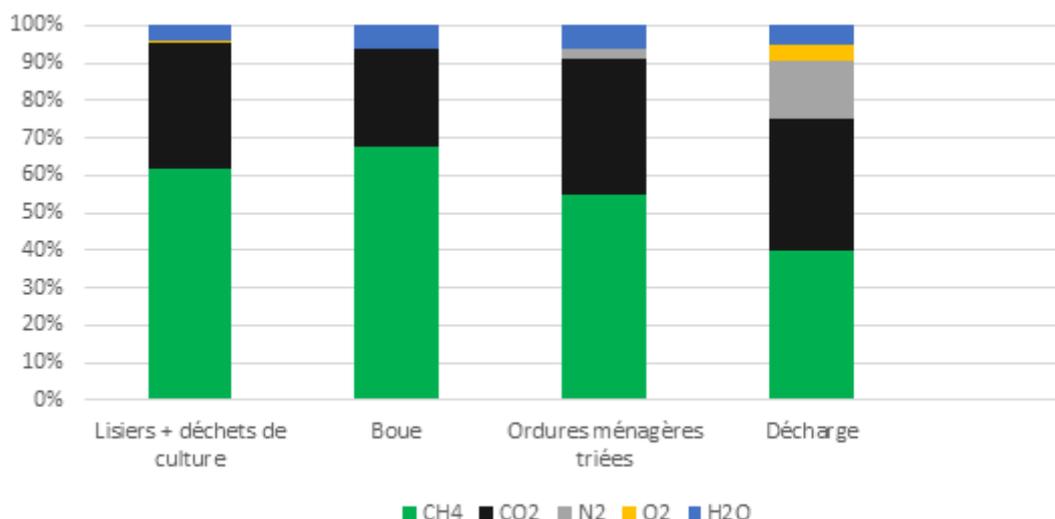


Figure 17 : Composition du biogaz en fonction des différents types de déchets

Les choix précis sont en général expérimentaux et dépendent en premier lieu des ressources dont dispose la personne se lançant dans la méthanisation.

2. Choisir son digesteur

2.1. Décomposition naturelle sans traitement

Exemple: Le cas de la ferme de Grignon

Principe : A la ferme de l'Agro ParisTech, l'exploitant a fait une pré-étude en 2010 pour conclure en 2013 que la solution la plus rentable serait de faire appel au projet Nénufar. Le but est de limiter les émissions de GES de la ferme et de réduire sa consommation en énergie fossile ce qui lui permet d'économiser 11 000 €.

Les 180 vaches de cette ferme produisent du lisier, placé dans une cuve, de volume 1500 m³. La bâche tendue au-dessus (figure 18) piège le biogaz produit. Elle est maintenue par des flotteurs, qui exercent une force de retenue équivalente à 2 tonnes, pour contrer la poussée du biogaz présent dans la bâche, où la pression est de 1,001 bar. Après purification, le biogaz est acheminé jusqu'à la chaudière et valorisé sur place.

Cette solution est peu coûteuse mais doit être choisie pour des sites consommant de grandes quantités de chaleur. Dans le cas de la ferme de Grignon, cette solution est adaptée car l'atelier de production laitière nécessite une quantité importante d'énergie pour chauffer l'eau qui servira à transformer le lait (pasteurisation, nettoyage).

Cette solution est peu coûteuse mais doit être choisie pour des sites consommant de grandes quantités de chaleur. Dans le cas de la ferme de Grignon, cette solution est adaptée car l'atelier de production laitière nécessite une quantité importante d'énergie pour chauffer l'eau qui servira à transformer le lait (pasteurisation, nettoyage).



Figure 18 : Couverture nénufar à la ferme de Grignon (26)

Cependant, le principal inconvénient de ce choix est la grande durée de décomposition dans le digesteur, sans chauffage et sans agitation (de 1 à 6 mois). Cela entraîne une faible production de biogaz, à faible rendement, pour une utilisation locale et non pour la vente.

2.2. Amélioration : un digesteur mécanisé (27)

Exemple : Le cas de la ferme d'Arcy

Dans un digesteur mécanisé, la transformation de la biomasse en biogaz est accélérée car le mélange est agité et chauffé. La température varie entre 30°C et 50°C, selon les bactéries dégradantes.

2.2.1. Digesteur continu ou discontinu

Il existe deux types de digesteur : l'un dit continu, l'autre non. L'avancée continue de la matière dans le premier cas se fait soit par pompe à vide, soit par gravité ou encore par vis sans fin. Dans le second, on remplit une cuve de biomasse et on laisse le biogaz se former pendant des semaines voire des mois. On utilise plusieurs cuves en roulement pour avoir une production à peu près constante.

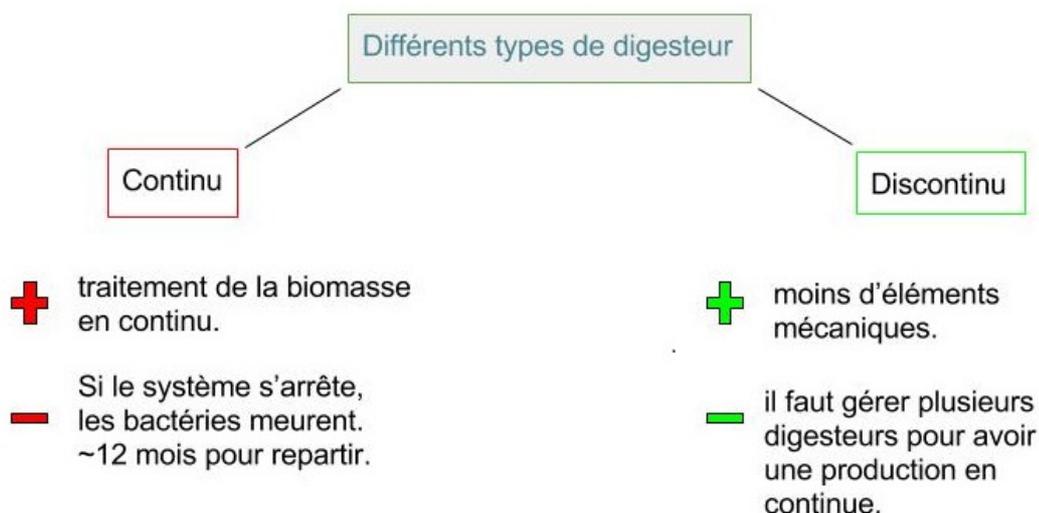


Figure 19 : Différents types de digesteurs

2.2.2. Voie sèche ou voie humide

Selon le type de biomasse entrante, la digestion s'effectuera en voie sèche ou en voie humide. Ce n'est donc pas un choix à faire. En France, la voie humide est principalement développée. Elle s'emploie pour des mélanges avec un taux de matière sèche inférieur à 20% (figure 20) .

Substrats	Matière sèche (en %)
Fumier de bovins (avec paille)	25 à 40
Lisier de bovin (sans paille)	5 à 12
Tonte de pelouse	20 à 25
Paille	70
Lisier de porc	3 à 8

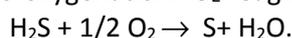
Figure 20 : Taux de matière sèche dans différents substrats

2.2.3. Fonctions remplies par le digesteur : chauffage, mélange et prétraitement

Pour une production optimale de biogaz, plusieurs paramètres doivent être ajustés : température, pH, absence d'inhibiteurs, etc.

Tout d'abord, pour augmenter les surfaces d'échange et faciliter l'activité des bactéries, la biomasse est broyée et hachée avant son insertion dans le réacteur. Le digesteur quant à lui doit être chauffé en permanence à une température constante. Si ce chauffage s'arrête, l'ensemble des bactéries meurt et 12 mois sont nécessaires pour reprendre la production car il est nécessaire d'attendre le nouveau développement complet de l'environnement bactériologique. D'autre part, le pH doit être voisin de 7. Si les acides sont produits en trop grande quantité, l'étape de méthanogénèse est bloquée : il ne faut donc pas surcharger le digesteur (le glucose par exemple doit être présent en petite quantité) et mesurer précisément la concentration d'AGV.

Comme NH₃ et H₂S inhibent les bactéries méthanogènes, un prétraitement est à envisager. Dans le cas de H₂S, on procède à une micro-oxygénation. O₂ réagit avec H₂S selon la réaction :



La biomasse doit également être soumise à un prétraitement particulier s'il s'agit de déchets d'abattoirs ou de cantines. Elle est brûlée à 70°C pour répondre aux normes sanitaires.

2.2.4. Temps de séjour et dimension

La durée de digestion dans le cas d'un tel méthaniseur varie entre 2 et 6 semaines. Le temps de méthanisation est réduit pour favoriser une forte production de biogaz par unité de temps et de volume de digesteur, et augmenté si l'objectif recherché est plutôt d'accroître le taux de dégradation (figure 21).

2.2.5 Quels sont les risques ?

Pour le bon fonctionnement du digesteur, le développement et la résistance de certaines bactéries sont favorisés. Il est certain qu'un risque bactériologique existe dans le cas où ces bactéries se trouveraient libérées dans la nature.

Il existe aussi un risque d'explosion. Ce risque peut compromettre l'acceptation sociale des projets de méthanisation. Mais le risque est souvent faible, étant donnée l'absence d'oxygène dans le méthaniseur. Dans les installations de grande taille, des soupapes de sécurité sont installées, afin de récupérer le gaz fuyant et éviter la « constitution » d'une atmosphère explosive

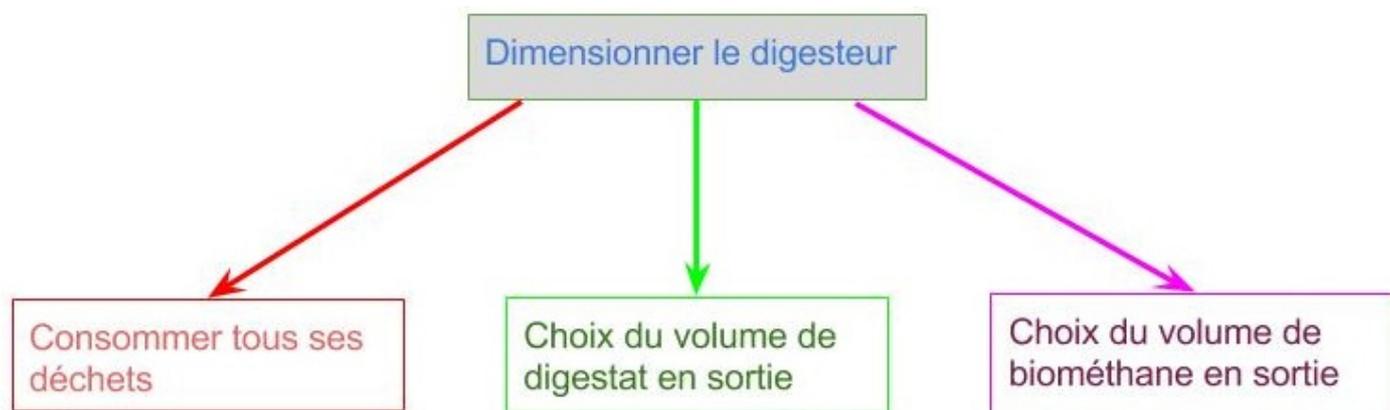


Figure 21 : Comment dimensionner un digesteur ?

2.3. Le prix d'un digesteur

Tous les résultats énoncés ci-dessous sont le fruit d'une modélisation détaillée en annexe E

2.3.1. Investissement initial (CAPEX)

Différents exemples de digesteurs continus existant en France nous permettent de supposer une loi de coût (en €) affine, fonction du volume annuel V de biogaz souhaité (en m^3/an). Une extrapolation a été faite dans le cas d'un digesteur discontinu. Les résultats sont les suivants :

$$\begin{aligned} \text{Coût du digesteur continu} &= 1,61 V \\ \text{Coût du digesteur discontinu} &= 0,88 V \end{aligned}$$

La figure 22 représente la répartition du coût du digesteur, selon les composants :

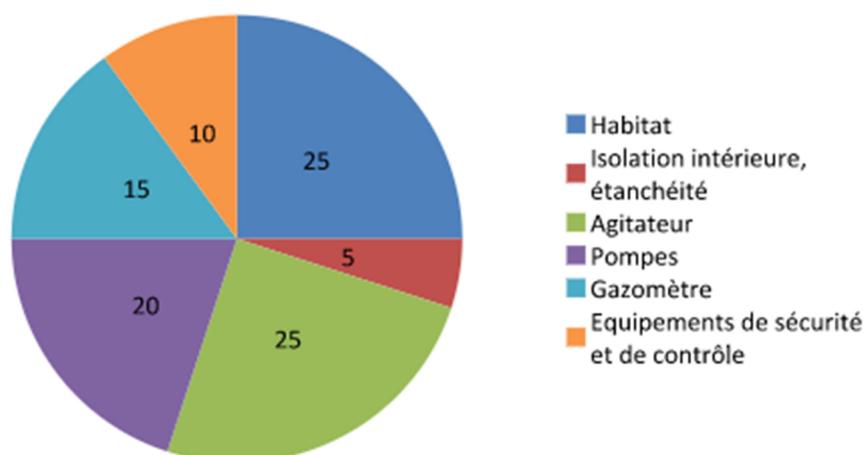


Figure 22 : Répartition des coûts du digesteur (28)

Bien que les prix liés aux équipements soient importants, le génie civil, pour construire la cuve notamment, a aussi un coût non négligeable. Le gazomètre (unité indépendante de stockage du biogaz produit) n'est vraiment nécessaire qu'en cas de production de biométhane. On peut donc s'en passer dans le cas d'une valorisation par cogénération et si la production de biogaz est assez faible.

2.3.2. Les coûts opératoires (OPEX)

Dans le cas d'un digesteur discontinu, le besoin en main-d'œuvre est généralement multiplié par 3 ou 4 par rapport au cas d'un digesteur continu. Par ailleurs, les différentes technologies présentes dans un digesteur continu (agitateur, pompes) nécessitent ainsi un apport électrique important. Les coûts en maintenance sont plus élevés pour un digesteur continu en raison de ces technologies mises en jeu (figure 23).

	Consommation électrique	Main d'œuvre (h/jours)	Maintenance
Digesteur continu	Equivaut 10% de l'électricité produite si cogénération	0,000007*V	3% de l'investissement hors frais fixes
Digesteur discontinu	Négligeable	0,000025*V	1% de l'investissement hors frais fixes

Figure 23 : Coûts opératoires selon la nature du digesteur (29)

On évalue les COPEX annuels :

OPEX annuels = 0,084*V (cas continu)

OPEX annuels = 0,098*V (cas discontinu)

Ainsi, si la méthanisation continue nécessite des technologies dont la maintenance est plus onéreuse, elle ne nécessite néanmoins pas de travail humain important, ce qui, ramené au SMIC (mode standard en France d'évaluation économique du travail humain), la rend moins coûteuse en OPEX (5% de l'investissement initial par an contre 11% dans le cas discontinu).

3. Purification du biogaz : l'étape de prétraitement

Comme nous l'avons vu, le biogaz récupéré en sorti du digesteur ou à la suite de la valorisation des boues de STEP est constitué majoritairement de CH₄ (45 et 75% du volume) et de CO₂ (20 et 55%). Cependant, le biogaz produit contient également des impuretés qui, malgré leur faible concentration, diminuent fortement le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du biogaz et donc sa valorisation énergétique future, comme détaillé en I.1.1.4. C'est le cas notamment d'H₂S ou des Composés Organiques Volatiles (COV). Avant toute utilisation, une étape de purification est nécessaire pour éliminer la vapeur d'eau, H₂S et les siloxanes ainsi que les COV avant la phase de valorisation, d'une part pour augmenter le PCI du biogaz et d'autre part pour augmenter la durée de vie des installations. Une liste non exhaustive de ces impuretés est donnée par les tableaux en annexe F. On pourra se reporter à (30), (31), (32), (33) et (34) pour plus de précision pour la suite de cette partie.

3.1. Elimination de l'eau

Le séchage du biogaz est nécessaire en vue de la majorité des valorisations possibles. Il existe différentes solutions techniques pour le réaliser :

Condensation le long des conduits : Elle nécessite des conduites ayant une pente de 1% minimum le long desquels l'eau se condensera. L'utilisation de séparateurs diphasiques permet de récupérer le condensat, dans lequel l'H₂S sera piégé. Elle est particulièrement adaptée pour des installations de valorisation éloignées de la zone de production. En 2000, sur 375 installations en Allemagne, 61% ont fait le choix de cette solution technologique simple. En sortie de processus, le biogaz séché contient au maximum une fraction molaire d'eau de 0.015 à 15°C.

Le séchage par refroidissement et compression : Le principe est le même que précédemment, sauf qu'on refroidit préalablement le biogaz jusqu'à son point de rosée (environ +5°C) à une pression de 7 bar grâce à une compression pour augmenter la solubilité d'H₂S dans l'eau. Le séchage par refroidissement nécessite une source froide, qui peut être obtenue soit à partir d'un groupe frigorifique (très consommateur en énergie), soit après utilisation d'un échangeur de chaleur avec l'air extérieur (peu performant). En sortie, pour une pression d'entrée de 7 bar, et pour une pression de vapeur saturante de l'eau à 5°C égale à 900 Pa, la teneur en eau maximale du biogaz sera de l'ordre de 0.012 donc un taux d'humidité inférieur à 80%.

3.2. Elimination d'H₂S, des siloxanes et des COV

De nombreuses solutions technologiques existent d'ores et déjà : nous ne présenterons ici que les plus répandues. Pour une description plus précise des phénomènes physiques mis en jeu et pour une liste plus détaillée des autres solutions, on se référera à l'annexe G.

3.2.1. Pendant la méthanisation

Injection de chlorure de fer : L'objectif est d'éliminer les particules d'H₂S directement dans le digesteur en y ajoutant des sels ferriques (FeCl₂) qui vont réagir avec celui-ci. Les produits de réaction comme le sulfure de fer et le soufre peuvent ensuite être évacués avec le digestat puisqu'ils ne sont pas solubles dans le biogaz et n'ont aucun effet non désiré sur digestat. Les réactions d'oxydo-réduction ayant lieu sont : $Fe^{2+} + H_2S \leftrightarrow FeS + 2H^+$ et $2Fe^{3+} + 3H_2S \leftrightarrow 2FeS + S + 6H^+$

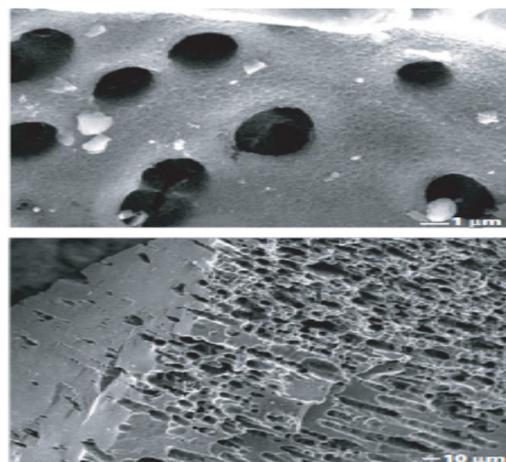
Cette solution est notamment retenue pour le traitement des boues de STEP car elle permet également le traitement du phosphore, obligatoire.

Micro-oxygénation : L'objectif est d'éliminer les particules d'H₂S en les faisant réagir avec de l'oxygène pour produire du soufre grâce aux bactéries autotrophes qui vont les oxyder. Les éléments nécessaires au développement de ces bactéries (pH neutre, nutriment (P, N, K), les éléments traces (Fe, Co, Ni)) sont d'ores et déjà présents dans le substrat dans le digestat, et il ne manque que l'oxygène pour permettre et favoriser leur développement. L'épuration de l'hydrogène sulfuré se fait alors selon la réaction : $H_2S + \frac{1}{2}O_2 \leftrightarrow S + H_2O$. C'est la plus simple des techniques de désulfuration. Il est nécessaire de garantir un apport d'air correspondant à 3 à 8% du volume de la production journalière du biogaz ce qui permet d'éliminer de 95 à 99% d'H₂S. La température, le temps de réaction ou encore la quantité d'air injectée dans le digesteur sont autant de facteurs qui modifient le taux de réduction d'H₂S. D'autre part, une trop grande quantité d'air dans le réacteur peut aboutir à la formation d'un mélange de gaz explosif : la limite d'explosion correspond à une concentration de méthane comprise entre 5 à 15% de méthane dans l'air. D'autre part, pour éviter l'introduction de N₂ en trop grande quantité (gaz inerte qui se retrouvera dans le biométhane) il est préférable d'introduire de l'O₂ pur.

3.2.2. Après récupération du biogaz brut :

Adsorption sur charbon actif : cette solution permet d'éliminer du biogaz brut H_2S , les siloxanes et les composés halogènes comme le fluor F et le chlore Cl (COV). Le charbon actif, issu par exemple de bois, se présente aussi bien sous la forme de grain que de poudre et est caractérisé par une surface interne importante (de 700 à 1500 m^2/g) du fait d'une grande porosité (figure 24), constituant ainsi un volume d'adsorption intéressant, où vont se fixer les particules comme celles d' H_2S , jusqu'à être saturées.

Pour améliorer l'efficacité du procédé, il convient d'effectuer au préalable une étape de séchage du gaz pour limiter l'adsorption d'eau par les charbons actifs. En imprégnant le charbon actif de KOH, cela permet d'augmenter sa capacité d'adsorption, la faisant passer de 0.1 kg de soufre par kilogramme de charbon actif à 0.61 kg de soufre par kilogramme de charbon actif. Une fois celui-ci saturé, il peut être régénéré en le plaçant dans un four à 800°C ce qui a pour effet d'oxyder les particules retenues dans le charbon actif.



porouse du charbon actif (30)

Réaction sur lit d'oxydes métalliques : Cette technique vise à éliminer l' H_2S . L'idée est de faire passer le biogaz à travers un milieu poreux recouvert d'oxydes ou d'hydroxydes métalliques comme le fer. Il existe aussi aujourd'hui des éponges ferrugineuses beaucoup plus efficaces du fait de leur surface de contact élevée. Dans tous les cas, on cherche à produire du sulfure de fer à partir d' H_2S . La régénération des réactifs se fait par oxydation, en faisant circuler de l'air sur le lit de réactif. Le traitement du biogaz brut par les éponges ferrugineuses se fait par exemple à température ambiante, à une pression de 7 bar obtenue lors de la compression du biogaz. L'hydrogène sulfuré précipite avec les oxydes de fer (III) pour donner du sulfure de fer (III) solide, qui sera retenue par un filtre selon la réaction : $Fe_2O_3 + 3H_2S \leftrightarrow 2Fe_2S_3 + 6H_2O$.

3.3. Conclusion sur la purification

Le traitement minimum à adopter est un séchage du biogaz qui permet d'éliminer par la même occasion une partie de l' H_2S . Si on ne peut pas connaître avec certitude sa composition du biogaz avant sa production, on conseillera un prétraitement capable d'éliminer une grande partie du soufre et des siloxanes et de réaliser une fois la production commencer une analyse précise pour déterminer quelle solution est la plus adaptée. Dans les techniques les plus couramment utilisées, on peut lister La micro-oxygénation pour le biogaz d'origine agricole, l'injection de chlorure de fer pour le traitement des boues de STEP et l'adsorption sur charbon actif pour les autres procédés (biogaz industriel, méthanisation de déchets ménagers...). Le traitement des siloxanes se fait majoritairement par adsorption sur charbon actif.

4. Les utilisations du biogaz purifié :

Nous présenterons dans cette partie les différentes utilisations possibles du biogaz.

4.1. La Cogénération

4.1.1. Principe et avantages de la cogénération

Le principe de la cogénération est de brûler le biogaz pour produire à la fois de la chaleur et de l'électricité. La chaleur produite peut être valorisée en chauffant des installations par exemple, ce qui permet d'améliorer le rendement total par rapport à une simple production d'électricité. En effet, pour produire de l'électricité à partir de chaleur, il est nécessaire d'avoir à disposition une source chaude et une source froide. Dans le cas d'une installation sans cogénération, la chaleur produite est perdue car absorbée par la source froide et non réutilisée (typiquement : cours d'eau, air atmosphérique...). Au contraire, pour une installation de cogénération, la source froide qui absorbe la chaleur produite est un fluide caloporteur et va donc pouvoir être utilisée. Ainsi, le rendement moyen d'une centrale thermique d'EDF est de 36% alors que le rendement total pour la cogénération varie de 65 à 90%. La figure 25 illustre ce principe.

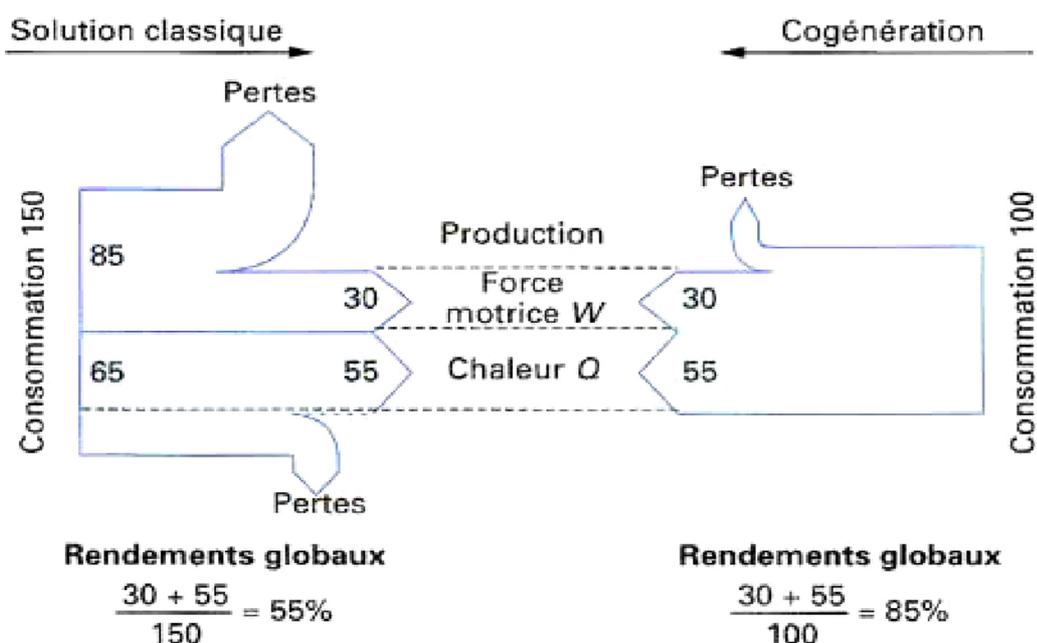


Figure 25 : Schéma de principe de la cogénération (35)

Il existe différentes solutions technologiques pour mettre en place un système de cogénération : moteur à gaz (uniquement avec du biogaz), moteur dual fuel, les micro-turbines, ... La comparaison entre ces différentes technologies est réalisée en annexe H.

Outre une augmentation du rendement total des installations, les avantages et inconvénients de la cogénération sont résumés dans la figure 26.

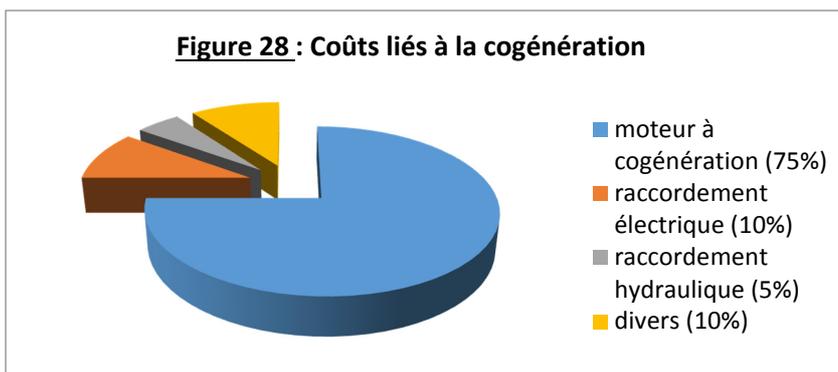
Avantages	Inconvénients
Limitation des émissions de gaz à effet de serre si utilisée à la place d'énergie fossile.	Nécessite un raccordement au réseau EDF
Forte valorisation possible en hiver	Nécessite d'utiliser toute la chaleur produite pour augmenter le rendement
Dans le cas d'une STEP ou du biogaz d'origine agricole : matière première gratuite	Réduction des émissions de gaz à effet de serre et économie d'énergie conditionnées à un fonctionnement constant
Economie d'énergie fossile	Pas de modulation d'une production par rapport à l'autre possible

Figure 26 : Tableau récapitulatif des avantages et inconvénients de la cogénération (36)

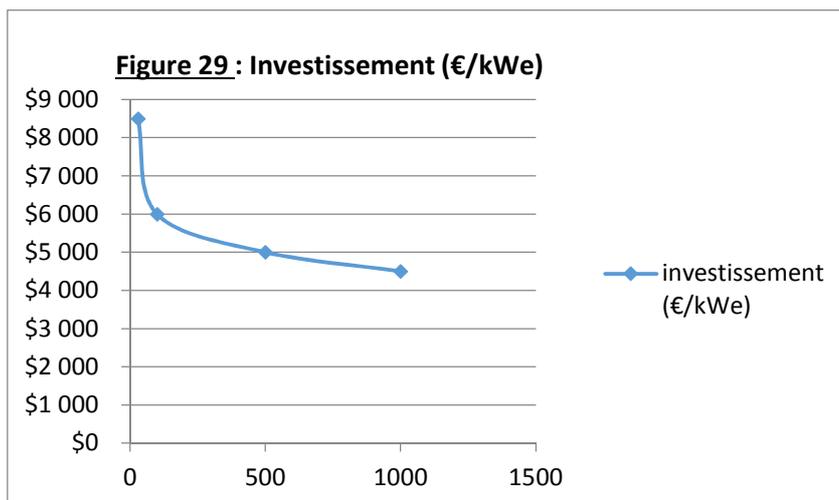
4.1.2. Coûts de la cogénération

La cogénération permet de produire de l'électricité, bénéficiant de tarifs de rachat avantageux, et de produire de la chaleur.

Si les coûts en fonctionnement ne sont pas très élevés, puisqu'ils comptent seulement la maintenance, les investissements initiaux sont beaucoup plus lourds, en particulier à cause du prix du moteur à cogénération. Il faut aussi prendre en compte le raccordement aux réseaux électrique et hydraulique, l'aménagement d'un local dédié, les études préliminaires... La figure 28 détaille les proportions de chacun des investissements. Il faut toutefois garder à l'esprit que ces proportions varient en fonction de la taille de l'exploitation, car certains coûts, comme les raccordements, sont indépendants de la puissance exploitée. (37)



L'investissement initial total reste sensible aux effets d'échelle, et peut être représenté par la figure 29.



D'autres voies de valorisations sont également envisageables.

4.2. La séparation CH₄/CO₂ pour produire du méthane gazeux

4.2.1. La séparation membranaire

Principe : La méthode de séparation membranaire repose sur les différences de perméabilité d'une paroi vis-à-vis des gaz à séparer. Elle utilise une membrane polymère à travers laquelle les divers composés du gaz ne diffusent pas à la même vitesse. Tout le processus s'effectue en phase gazeuse. Dans le cas de l'épuration du biogaz, les composés à séparer sont principalement CH₄, CO₂, H₂S, O₂, H₂O. Les membranes utilisées sont perméables au CO₂ et à l'eau, tandis que le CH₄ se retrouve dans le rétentat.

Ce mécanisme est contrôlé par les différences de pression partielle des composés de chaque côté de la membrane – il s'agit de la force motrice du processus. Par conséquent, il est important d'évacuer le perméat au cours du processus, pour éviter un équilibre des pressions partielles en CO₂ de chaque côté de la membrane, et donc un arrêt de diffusion du CO₂ au travers de celle-ci. L'annexe I donne plus de détails sur le fonctionnement de cette technologie.

Plusieurs types de membranes sont disponibles : planes, enroulées ou à fibres creuses. Cette dernière géométrie est la plus utilisée car elle permet la circulation de biométhane purifié, ainsi que l'évacuation aisée des offgaz (CO₂, H₂O, etc.) vers l'extérieur de l'installation (figure 31).

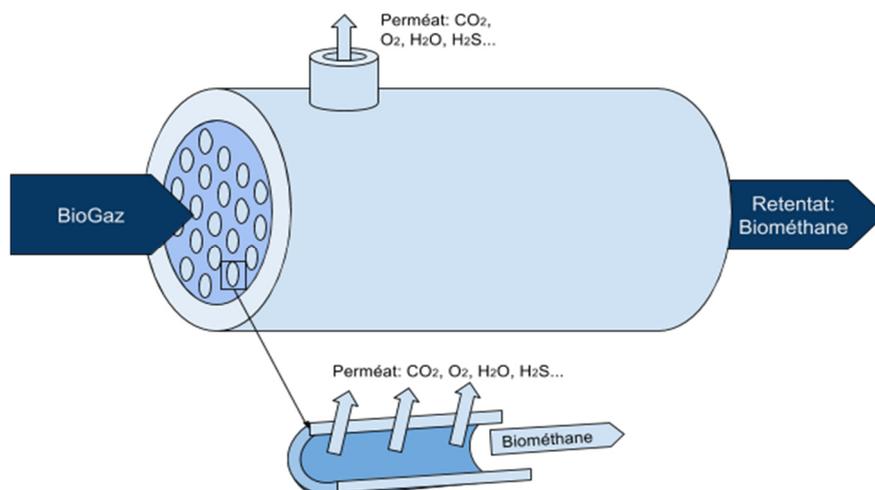


Figure 29 : Schéma de présentation générale de la membrane de séparation

La membrane séparatrice est caractérisée par deux paramètres : la perméabilité et la sélectivité : la perméabilité de la membrane vis-à-vis d'un gaz désigne sa capacité à se laisser traverser par le gaz d'étude, sous l'effet d'un gradient de pression. La sélectivité d'une membrane est le quotient des sélectivités des espèces à séparer. L'objectif de l'industriel sera alors de trouver une membrane présentant un compromis idéal entre perméabilité et sélectivité.

Intérêt et limites : La méthode de séparation membranaire s'adapte bien à l'épuration du biogaz, puisque les membranes présentent une bonne sélectivité CO₂/CH₄. Cependant, la pureté du biométhane en sortie est limitée (de l'ordre de 97%), mais garantit tout de même la conformité aux normes GrDF pour l'injection dans le réseau de gaz naturel. De plus, le processus s'effectuant à haute pression (pression relative de 14 bar), l'injection dans le réseau est possible, sans étape de surpression supplémentaire.

Ce procédé est également celui qui propose la meilleure flexibilité et adaptabilité. Cependant, la membrane possède une espérance de vie limitée à 10 ans (temps relativement semblable à celui du retour sur investissement), et est sensible à l'eau et H₂S, ce qui rend les prétraitements obligatoires

en amont. Enfin, aucune valorisation du CO₂ n'est prévue en interne, donc les offgaz sont relâchés directement dans l'atmosphère.

4.2.2. L'adsorption

Principe : L'adsorption est un phénomène physique de fixation de molécules sur une surface. C'est un phénomène de diffusion naturel, régi par l'établissement de liaisons de Van Der Waals ou de liaisons hydrogène entre la surface et les molécules du gaz.

Les matériaux adsorbants utilisés sont choisis en fonction de leur affinité pour différents gaz et pour leur porosité : ils doivent disposer d'une grande surface de réaction dans un petit volume (plusieurs centaines de m²/g de surface de réaction). Les zéolithes, les charbons actifs, l'alumine activée et les gels de silice sont couramment utilisés.

Les procédés d'adsorption sont cycliques, constitués d'une phase d'adsorption – favorisée à hautes pressions et à basses températures - et de désorption. La figure 30 présente les trois principales technologies.

	Description	Application
TSA (Temperature Swing Adsorption)	Adsorption à basses températures et désorption à basses températures	Séparation des gaz de l'air
PSA (Pressure Swing Adsorption)	Adsorption à hautes pressions et désorption à basses pressions	Séparation du biogaz
VSA (Vacuum swing Adsorption)	Adsorption à pression atmosphérique et désorption sous vide	Production de l'oxygène

Figure 30 : Tableau présentant les différentes techniques d'adsorption

Cas du biogaz : Dans le cas de la séparation du biogaz, la technologie utilisée est en cycle PSA. Après la phase de prétraitement, le CO₂ issu du biogaz brut est adsorbé sélectivement par le matériau adsorbant (charbons actifs ou zéolithes) à une pression de service entre 4 et 7 bar.

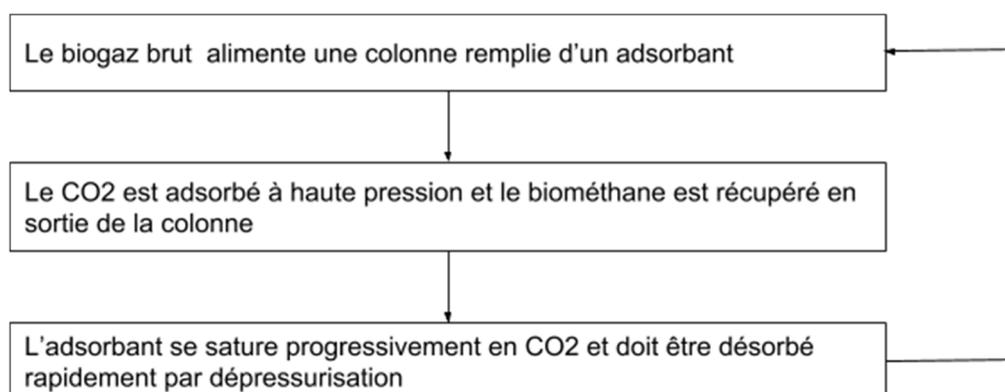


Figure 31 : Procédé d'adsorption appliqué au biogaz

En pratique, une unité d'épuration comprend au moins 4 colonnes d'adsorption successives connectées entre elles. Cela permet de diminuer la demande en énergie lors de la mise en pression des colonnes, et de maximiser la pureté du biométhane en sortie. L'une est en phase d'adsorption, la

suivante en phase de détente, une autre en phase de désorption et la dernière en phase de compression.

Intérêts et limites : La méthode d'adsorption PSA est le troisième procédé le plus utilisé pour la séparation du biogaz (environ 20% des installations). Ceci est notamment lié aux différents avantages de cette technique : les tamis moléculaires sont réutilisables sur plusieurs cycles, et il n'y a pas de réactions chimiques au cours du processus (donc pas de consommation des composants du biogaz). Cependant, le coût de l'installation est relativement élevé, notamment à cause du coût des surfaces adsorbantes. De plus, les pertes en méthane sont estimées à 5% dans les offgaz et le biométhane en sortie est de pureté telle que les normes GrDF pour l'injection au réseau ne sont pas tout à fait respectées. Enfin, les cycles rapides de moins d'une minute entraînent l'usure rapide des vannes, qui sont très sollicitées.

4.2.3. L'absorption (38)

Principe : Le procédé d'absorption est basé sur la solubilisation préférentielle du CO₂ dans un solvant liquide. Le phénomène repose ainsi sur la différence de solubilité des deux gaz dans le solvant. Il existe deux types de captage de CO₂ par absorption: L'absorption physique et l'absorption chimique où une réaction chimique vient s'ajouter pour augmenter la quantité de CO₂ passant dans le solvant.

L'absorption physique : Le procédé d'absorption physique se compose de plusieurs étapes. Le gaz passe dans un premier temps dans une colonne d'absorption en contre-courant avec le solvant (par exemple de l'eau sous pression) induisant la solubilisation du CO₂ du gaz dans le solvant. Le solvant porteur dont la teneur en CO₂ soluble est élevée est dit solvant riche. Ensuite, le solvant riche est pompé puis réchauffé dans un échangeur de chaleur.

Il est conduit dans un régénérateur où le CO₂ est libéré et récupéré par abaissement de la pression ou par lavage à l'aide d'un gaz inerte (figure 32 A).

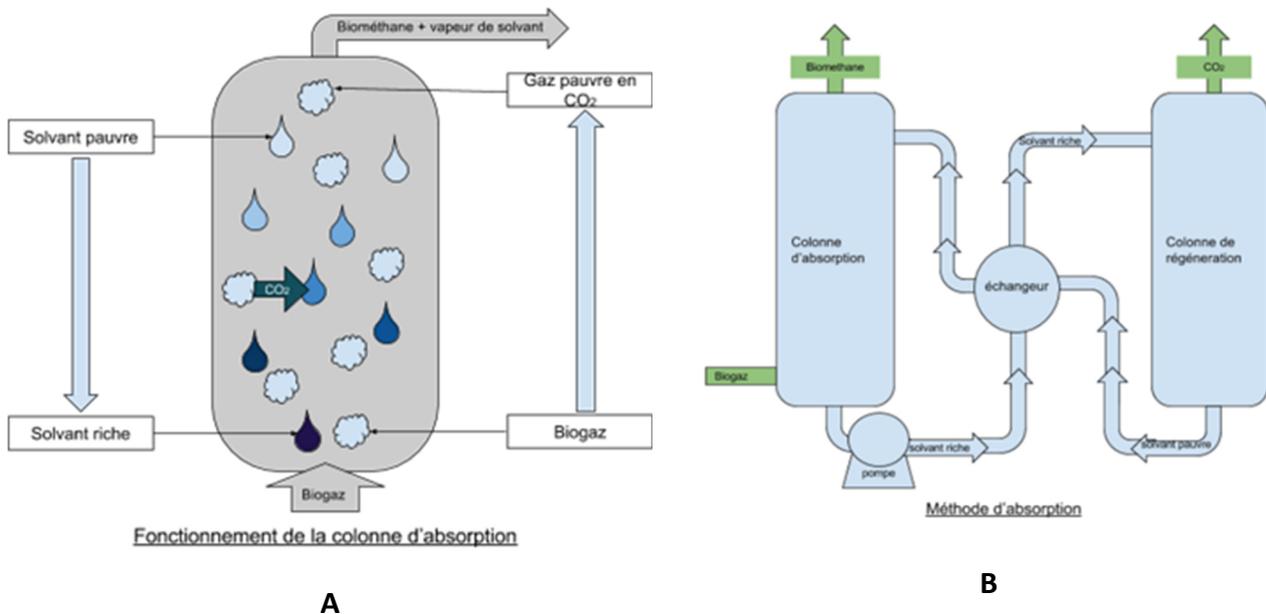


Figure 32 : Schématisation des procédés d'absorption physique (A) et chimique (B)

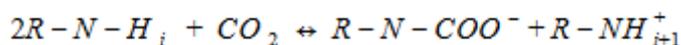
Caractéristiques des solvants:

- Capacité d'absorption ou solubilité: quantité de CO₂ pouvant être dissous exprimé en volume de CO₂ dissous par volume de solvant.
- Sélectivité: solubilité relative des différents composants du biogaz. Il s'agit ainsi de solubiliser le maximum de CO₂ et le minimum de composés organiques.
- Volatilité: Une grande volatilité induit des pertes conséquentes de solvant et une pollution du biométhane recueilli.

Le solvant historique d'absorption physique est l'eau : on parle alors de lavage à l'eau. Le biogaz est mis en contact avec de l'eau sous pression et à faible température. Le CO₂ et d'autres impuretés telles que H₂S étant bien plus solubles que le méthane dans l'eau sont dissous jusqu'à saturation de l'eau. L'eau saturée va ensuite être dégazée dans le régénérateur par abaissement brutal de la pression.

D'autres solvants organiques ont alors été développés : la solubilité du CO₂ y est meilleure ce qui permet de diminuer le volume de solvant utilisé. Exemple de solvants organiques: Genosorb®, Selexol®, Sepasolv®, Rektisol® et Purisol®.

L'absorption chimique : elle est basée sur une réaction acido-basique réversible entre le CO₂ dissous et des molécules actives. Les molécules les plus fréquemment utilisées sont des alcanolamines, dont la réaction acido-basique est la suivante:



La réaction chimique permet de diminuer la concentration de CO₂ dissous et donc d'accélérer le transfert du CO₂ présent en phase gazeuse vers la phase liquide dans la colonne d'absorption.

Il faut noter que la régénération d'un solvant chimique (figure 32 B) nécessite un chauffage important pour inverser l'équilibre chimique d'absorption. D'autre part, le choix du solvant résulte d'un compromis entre la réactivité des différents types d'amines vis-à-vis du CO₂ et des impuretés. Enfin, les alcanolamines réagissent de façon irréversible avec l'oxygène et certaines impuretés. Ces réactions secondaires contribuent à dégrader le solvant et impliquent donc un coût.

Intérêt et limites: la technologie d'absorption physique par lavage à l'eau par exemple est avantageuse si la composition du biométhane n'est pas trop contraignante ou encore si le flux de biogaz peut être utilisé à pression atmosphérique sans compression. La technologie d'absorption chimique par lavage aux amines est quant à elle avantageuse si l'on souhaite avoir un très fort rendement en méthane (99,96%), si le biométhane produit doit être très pur ou encore si le flux de biogaz peut être utilisé à pression atmosphérique sans nécessité de compression ou s'il existe une source de chaleur fatale à proximité

4.2.4. L'injection du biogaz gazeux dans le réseau

Pour pouvoir injecter son propre biométhane dans le réseau, de nombreuses contraintes se présentent. D'une part, il faut installer son raccordement, ce qui signifie installer des tuyaux et un poste d'injection de gaz. Les frais sont à la charge du producteur, mais les tuyaux ainsi que le poste d'injection sont la propriété de GrDF, qui fait de plus payer la location du local d'injection situé chez le producteur pour une somme de l'ordre de 80 000€/an (Annexe K).

De nombreuses études sont à réaliser pour étudier la faisabilité du projet. Ces études sont facturées à un prix fixe par GrDF et sont, mise à part la première, obligatoire (Annexe K). La figure 33 présente les coûts des études de raccordement au réseau de gaz:

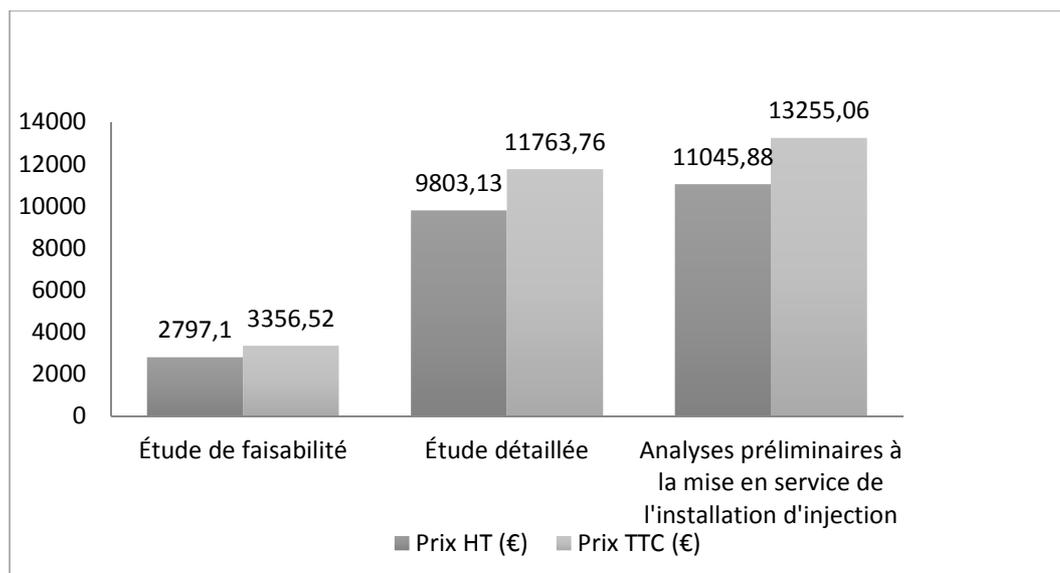


Figure 33 : Coûts des études de raccordement au réseau de gaz

A cela doivent aussi s'ajouter les prix des tests réguliers à effectuer pour vérifier la conformité et la pureté du biogaz injecté. Leurs coûts sont aussi détaillés en annexe K.

Il faut de plus tenir compte du fait que, bien que les tarifs d'achat soient souvent fixés pour des contrats d'une quinzaine d'année comme pour l'électricité, les obligations d'achat ne le sont pas. Alors que les distributeurs d'électricité achètent quelles que soient les quantités l'électricité provenant d'énergies renouvelables, les distributeurs de gaz obligent les producteurs autonomes à se soumettre à la loi du marché indépendamment de leur production. Ce gros désavantage n'est pas à oublier lors des choix techniques de l'installation qui doit alors avoir une bonne flexibilité.

Il faut donc se souvenir que, bien que le prix de vente du biométhane soit important grâce à sa forte valeur ajoutée, les prix d'installation et de gestion, ainsi que le besoin de flexibilité, sont non négligeables dans la prise de décision du producteur. (39)

4.3. La séparation par cryogénie : production de méthane liquéfié

Principe : La plupart des méthodes de séparation présentées s'effectuent à température quasi constante et nécessitent des surpressions importantes. Cryo Pur, une jeune start-up, a breveté une méthode novatrice utilisant les propriétés exceptionnelles du CO₂ – sous forme de carboglace à pression ambiante, selon la température -, et permettant ainsi d'épurer le biogaz à la pression atmosphérique. Cette méthode innovante de séparation cryogénique à pression atmosphérique (figure 34) repose sur un processus de givrage/dégivrage du CO₂ (ou condensation/évaporation).

Intérêts et limites : La particularité de la technologie de Cryo Pur est la génération de deux produits immédiatement valorisables et de haute pureté : du biométhane liquide à 99,4% et du bioCO₂ liquide à 99,9% de pureté. Cela facilite le transport du biométhane lorsque les réseaux de gaz naturel ne sont pas à proximité de l'installation, ou permettant sa valorisation immédiate en tant que biocarburant, tout en réduisant les volumes de stockage. De plus, le bioCO₂ liquide produit possède un haut niveau de pureté, pour une valorisation efficace dans l'industrie ou l'alimentaire. Enfin, cette méthode est flexible (adaptable pour des débits variant de 100 à 20 000 Nm³/h), fiable, propre (pas d'émission de gaz à effet de serre) et possède une très haute efficacité énergétique. Les détails du fonctionnement de cette méthode sont en Annexe L ;

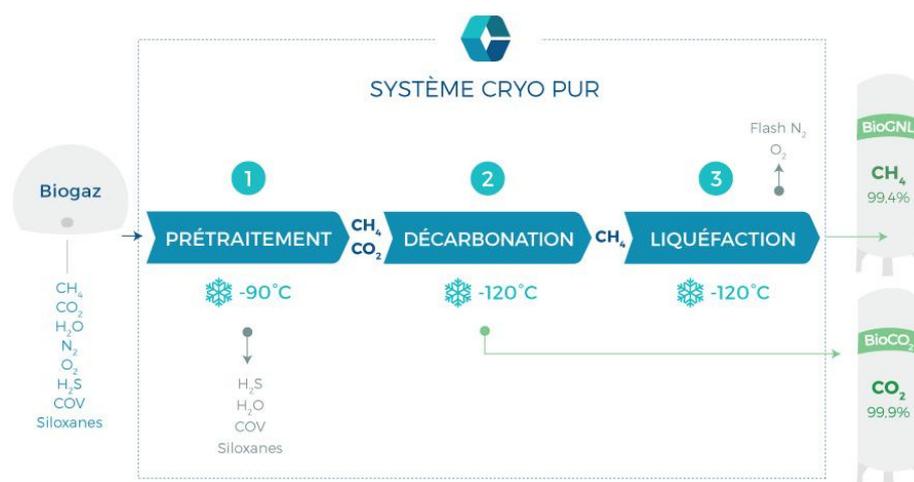


Figure 34 : Etapes du procédé Cryo-Pur (40).

Le fonctionnement précis est décrit en annexe L, ainsi que l'analyse de la température d'anti-sublimation du CO₂ en fonction de sa fraction molaire dans le biogaz en annexe M.

Cependant, son coût élevé et les fortes consommations énergétiques nécessaires pour l'unité de refroidissement (0,55 kWh/Nm³ de biométhane produit) peuvent être un frein à l'utilisation d'une telle technologie dans des installations de méthanisation de petite taille.

La technologie récente de CryoPur s'adapte à tout type d'installations de méthanisation. Un premier démonstrateur industriel pour cette technologie a été installé et mis en service début 2015 à la station d'épuration de Valenton (94), qui dispose de deux digesteurs de 8300 m³ et d'un gazomètre de 2000 m³ permettant le stockage de biogaz. 15% du biogaz brut est utilisé pour chauffer le méthaniseur. L'unité Cryo Pur est encore à l'état de projet pilote à l'heure actuelle, ce qui empêche la commercialisation du bioCO₂ et bioCH₄ produits. Les tests de composition par infrarouge et chromatographie sont concluants et garantissent la pureté des différents produits formés (la teneur en H₂S n'excède pas 0,1 ppm dans le produit fini). L'étape suivante correspond à la recherche d'acheteurs potentiels dans les différentes voies de valorisation.

4.4. Comparatif des méthodes de séparation CH₄/CO₂

La plupart des technologies présentées aboutissent à la production de biométhane gazeux, utilisable en cogénération ou pour l'injection directe au réseau de distribution ou de transport. Cependant, les raccordements au réseau ne sont pas toujours possibles et les besoins en chauffage pas suffisants pour valoriser efficacement toute la chaleur produite par cogénération. Le procédé cryogénique proposé par CryoPur permet de former directement du bioGNL (Gaz Naturel Liquéfié), facilitant son transport sur de longues distances, ou permettant de le valoriser directement en biocarburant. Cette méthode, récemment développée, est encore très peu exploitée (seulement dans une seule unité de méthanisation). Au contraire, le lavage physique à l'eau, l'adsorption PSA et la séparation membranaire sont des technologies installées en grand nombre, et présentant une maturité plus élevée, comme le montre la figure 35.

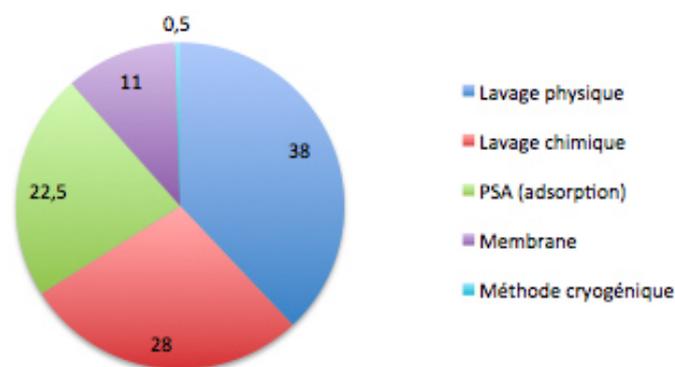


Figure 35: Répartition (%) en nombre d'unités existantes des techniques utilisées (données chiffrées : (41))

La figure 36 compare les différentes méthodes selon les critères de pureté des produits en sortie, du rendement et de la consommation énergétique nécessaire.

Tandis que la méthode cryogénique permet d'obtenir des produits de très haute pureté – c'est d'ailleurs la seule technique qui permet d'obtenir du CO₂ quasi pur - avec de bons rendements, c'est aussi la technique la plus énergivore. En effet, elle nécessite un apport conséquent d'énergie pour le refroidissement lors de l'étape de décarbonation. Par ailleurs les technologies membranaires et de lavage aux amines permettent d'obtenir un haut niveau de pureté, tout en limitant les apports d'énergie extérieure.

Technologie	Biométhane	Coproduit	Rendement en biométhane (en %)	Consommation énergétique
	Pureté (en %)	Composition		kWh/Nm ³ de CH ₄
Membrane	96.5 à 99	CO ₂ impur (méthane, H ₂ S...)	80 à 99,5	0,25-0,4
PSA	98	CO ₂ impur (méthane, H ₂ S...)	98	0,45
Lavage à l'eau	95 à 99	CO ₂ impur (méthane, H ₂ S...)	98	0,46
Lavage aux amines primaire	99	Solvant + CO ₂ + COV + méthane	99,96	0,27
Lavage aux amines secondaire	99	Solvant + CO ₂ + COV + méthane	99,96	0,27
Lavage aux amines tertiaire	99	Solvant + CO ₂ + COV + méthane	99,96	0,27
Cryogénie	plus de 99	CO ₂ pur (99,9%)	99	0.5-1.15

Figure 36 : Tableau comparatif des différentes techniques de séparation CH₄/CO₂ (42)

Enfin, il est nécessaire de comparer les technologies d'un point de vue économique (CAPEX/OPEX). Ces coûts dépendent également du débit de production de méthane en sortie (figure 37). L'annexe J détaille cette comparaison.

Technologie	100 Nm ³ /h		250 Nm ³ /h		500 Nm ³ /h	
	CAPEX (€)	OPEX (€/h)	CAPEX (€)	OPEX (€/h)	CAPEX (€)	OPEX (€/h)
Membrane	745 000	13,8	1 175 000	23,75	1 800 000	40
PSA	1 040 000	12,8	1 350 000	25,25	1 850 000	46
Lavage à l'eau	1 010 000	14	1 375 000	25,75	1 750 000	45,5
Lavage aux amines	950 000	14,4	1 250 000	30	750 000	56

Figure 37 : Tableau comparatif des CAPEX/OPEX selon les technologies et les débits de l'installation (source des données chiffrées : (42))

NB : Du fait du caractère innovant de la méthode cryogénique, il n'a pas été possible d'obtenir des informations sur les prix d'investissement et de fonctionnement de ces types d'unité.

5. La valorisation des co-produits:

5.1. Valoriser le digestat

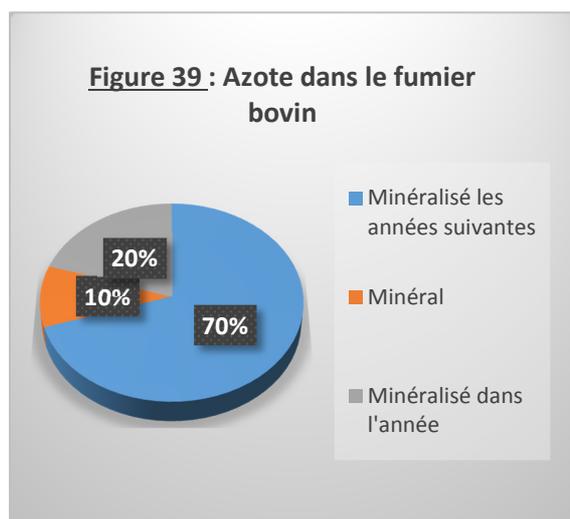
En plus de la production de gaz, le digesteur produit un résidu appelé le digestat. Il représente les restes des déchets compostés, et possède encore aujourd'hui en France un statut de déchets. Selon le contexte de production, ce digestat peut être utilisé de différentes manières.

5.1.1. Valorisation dans l'agriculture :

Dans un contexte agricole, le digestat équivaut à du fumier ayant subi une méthanisation. Il est alors pour plusieurs raisons intéressant d'utiliser ce digestat en temps qu'engrais.

Tout d'abord, au même titre que le fumier, il devrait permettre de couvrir certains besoins en azote, phosphore et potassium. Il faut savoir que l'épandage du fumier permet en moyenne de couvrir 2/3 des besoins en azote des cultures et de 75-85% des besoins en phosphore et potassium.

D'autre part, la teneur en azote organique du fumier baisse de 42% suite à la méthanisation. Or l'azote organique n'est pas très accessible pour les plantes, il a donc été transformé sous d'autres formes minéralisées comme NO₃ qui est une des formes de l'azote les plus accessibles pour les plantes. (43) L'apport d'azote grâce au digestat, peut alors être contrôlé de manière plus fine que dans le fumier, ce qui peut permettre de mieux ajuster l'utilisation d'intrants extérieurs. En effet comme nous pouvons le voir sur la figure 39, seul 10% de l'azote est sous forme minérale dès le début. De plus le rapport C/N du digestat est en moyenne quasiment divisé par deux par rapport à celui du fumier qui est d'environ 20. Pour rappel, le rapport C/N aussi appelé rapport carbone sur azote permet de mesurer l'aptitude



d'un produit à se décomposer plus ou moins rapidement dans le sol. Plus il est élevé, plus le produit se décompose lentement dans le sol. (44)

Pour finir on a une légère réduction du volume entre le digestat et le fumier de l'ordre de 5 à 10% qui peut permettre de diminuer les coûts d'épandage qui sont environ de 1,8 €/m³ épandu.

5.1.2. La norme NF U44051 et NF U44 095

Dans le cas où le digestat ne peut pas être épandu sur place, il existe d'autres voies de valorisations. Une première possibilité est de faire répondre à des normes déjà établies : la norme NFU 44 095, pour les composts contenant des matières issues du traitement des eaux (18 mars 2004), ou la norme NFU 44051, pour les autres composts (21 août 2007). Pour satisfaire ces normes, le digestat subit d'abord un traitement dans un séparateur de phase, qui peut représenter un investissement de plus de 30 000€. (45) Puis la matière sèche doit être compostée : subir une autre fermentation, cette fois ci aérée. Le coût de cette méthode est relativement élevé car il faut ajouter au prix d'achat du composteur, plusieurs analyses annuelles qui se chiffrent en centaines d'euros.

En Allemagne le coût du compostage à partir de digestat est d'environ 30€/t. (46) Le prix de revente quant à lui varie de 7,5€, pour l'épandage sur grandes cultures, à 23 €/t pour des composts de bonne qualité destinés à l'horticulture ou le maraîchage (Annexe N). La rentabilité n'est donc pas assurée.

5.1.3. L'homologation

Une autre voie de valorisation est l'homologation. La démarche à suivre est de remplir un formulaire d'homologation, dossier administratif et dossier technique. Suite à ces demandes les réponses peuvent être variables : autorisation pour 4 à 10 ans d'exploitation. Cependant : « *La procédure d'homologation des digestats est complexe. En outre, elle peut prendre entre douze et quinze mois pour un coût de 20.000 à 40.000 €* », assure dans une question au ministre de l'Agriculture, Jean Bizet, sénateur UMP de la Manche (47). En 2014, trois homologations ont vu le jour, mais il s'agissait les premières.

5.1.4. Perspectives d'avenir

Rendre le digestat commercialisable est un des enjeux du plan « Energie méthanisation autonomie azote » présenté en mars 2013. De plus un projet visant à intégrer les digestats à base de lisier à la norme engrais organique est en train d'être élaborée. Cependant une telle initiative se heurte à une diversité importante des digestats, ce qui complique l'élaboration d'un dossier technique d'analyse globale nécessaire à la création de la norme. A cela vient s'ajouter le problème de l'hygiénisation, non nécessaire pour le compost (montée en température). (47)

5.2. Valoriser le CO₂

Les différentes méthodes de valorisation du CO₂ sont détaillées en Annexes O, P, Q et R.

5.2.1. Le marché du CO₂

Valoriser le CO₂ pourrait permettre de réduire son émission dans le cadre d'une économie circulaire. Les critères de choix du mode de valorisation du CO₂ sont les suivants (48): la rentabilité, le bilan carbone et les autres impacts environnementaux ou encore le marché du CO₂. Avant toute réflexion sur une éventuelle valorisation du CO₂, il est nécessaire d'étudier ce marché dans sa globalité.

Aujourd'hui, 18,2Gt de CO₂ rejetées par an sont potentiellement valorisables alors que les besoins actuels en CO₂ représentent seulement 150 Mt.

Actuellement la consommation de CO₂ et sa valorisation peut se faire avec ou sans transformation. Sans transformation, le CO₂ peut être utilisé pour les extincteurs, le traitement de l'eau, les boissons ou les hydrocarbures. Cette consommation représente 18Mt/an. Le CO₂ peut aussi être utilisé transformé : pour la synthèse de l'urée (120Mt/an) (ce procédé produit cependant plus de CO₂ qu'il n'en consomme), pour la production de polycarbonate 65kt/an, les synthèses cycliques 150kt/an et les carbonates inorganiques 44Mt/an. La transformation idéale serait de reproduire la réaction de photosynthèse. Le problème ici est de trouver les bons catalyseurs (peu chers, non toxiques, abondants).

Pour ce qui est des fournisseurs ce sont principalement les usines de synthèse de l'ammoniac par la production de H₂ à partir de CH₄. Cette source représente la moitié des besoins marchands en Europe et 70% des besoins de la chimie. La production de bioéthanol représente 20% de la part du marché européen de production de CO₂. Cette filiale risque cependant de disparaître pour des raisons de compétition entre la production énergétique et alimentaire.

L'extraction du CO₂ des fumées industrielles est par ailleurs une filière en développement. Pour maximiser l'efficacité de captage, les fumées à valoriser doivent être de préférence riches en CO₂ (+90%), avec le moins de contaminants possible, de production fiable, avec une logistique favorable, le tout avec des volumes importants. Il existe plusieurs méthodes de captage du CO₂ : la précombustion, l'oxycombustion et la post combustion. La consommation de tels traitements peut représenter entre 10 et 40 % de consommation énergétique en plus et une augmentation de 30 à 60 % du coût économique. Les trois principales entreprises qui investissent dans le marché du CO₂ sont Air liquide, Yara et Messer.

Le biogaz peut s'inscrire dans ce cycle de valorisation du CO₂, car après épuration du CH₄, ce dernier possède une forte teneur en CO₂. Plusieurs voies de valorisation sont à étudier :

5.2.1.1. L'alimentaire

Dans ce cas, le CO₂ doit avoir une pureté de 99,9 % avec une absence de métaux lourds. Si l'on prend l'exemple de l'usine Coca-cola [LIEUX], les quantités nécessaires sont très importantes (100-130 tonnes de CO₂/semaine), et ne peuvent subir aucun retard de livraison, car un jour d'arrêt de l'usine représente un manque à gagner de 300 000 €. Il semble difficile dans ce contexte de revendre directement le CO₂ purifié des unités de biogaz à des entreprises agroalimentaires les productions n'étant pas assez régulière, fiable et quantitative. Cependant si l'on imagine une collecte globale du CO₂ avec une centralisation des différentes productions, à long terme la commercialisation alimentaire deviendra peut être possible futur.

5.2.1.2. Micros algues

Une autre solution semble être de fournir du CO₂ à des micros algues, facilement valorisable en pharmacie, cosmétique ou encore pour la production alimentaire ou de carburant. En effet, 1kg de CO₂ permettrait d'obtenir 0,4kg de biomasse. Un exemple concret a été inauguré le 28 août 2008 à Hambourg, permettant de valoriser 400 tonnes de CO₂ en produisant 160 tonnes de biomasse par an sur une surface de un hectare.

Cependant, le rendement faible de 0,2g de matière sèche par litre, les problèmes d'acceptation sociétale (utilisation d'OGM), ainsi que le besoin d'intrants (soleil, azote, phosphate..) peuvent freiner le développement de cette filière. (49)

5.2.1.3. Les serres

La valorisation la plus simple est l'injection du CO₂ sous serres. En effet, pour faciliter la photosynthèse, les serres ont besoin d'être enrichies en CO₂.

En pratique, les agriculteurs réutilisent parfois le CO₂ émis par leurs chaudières en hiver. Mais, pour ne pas endommager les cultures, le CO₂ doit être suffisamment pur : une teneur en soufre des combustibles inférieure à 0,02% en poids, des chaudières homologuées CSA ou l'équivalent pour limiter les rejets en monoxyde de carbone (inférieurs à 6 – 10 ppm) et peu ou pas d'oxyde d'azote ou d'éthylène. Il faut en général un apport de 0,5 à 0,6kg de CO₂ par heure et par 100m² de surface dans une serre vitrée standard pour maintenir la concentration à 1 300 ppm, concentration idéale pour les plantes. Bien que le dosage soit moins précis (à cause des impuretés) qu'avec du CO₂ pur, cela permet des économies considérables. (50)

5.2.1.4. Autres

D'autres techniques d'utilisation peuvent être aussi envisagées : les voitures réfrigérées, la valorisation chimique ou l'extraction des hydrocarbures (annexe P) cependant on rencontre le même problème de quantité que pour l'agroalimentaire. Pour ce qui est de l'injection sous terre, on ne peut pas vraiment considérer cela comme une valorisation, elle n'est de plus pas envisageable pour des raisons de prix 70 € la tonne (captage et stockage).

5.2.2. Le transport du CO₂

Au niveau du transport, trois options sont à étudier : les gazoducs, les navires ou encore les camions ou wagons citernes. Les gazoducs sont une méthode connue. Le coût de telles installations est fortement lié à la distance parcourue, les volumes transportés, ainsi que les milieux traversés. Le prix peut cependant être estimé à 15€ pour 1 000 km. Le transport par navires lui, devient intéressant lorsque les distances augmentent (à partir de 500 km pour une conduite offshore, 1000 km pour une conduite terrestre) (51) et 27€ pour 5000 km. Pour finir, le transport par camion n'est plus rentable économiquement parlant au-delà de 50 km de parcours.

PARTIE III : PROGRAMME ET EXEMPLE

D'APPLICATION

1. Introduction

Pour synthétiser notre travail de recherche sur les choix technologiques associés à la production de biogaz, nous avons choisi d'écrire un programme permettant de proposer à un utilisateur les performances et coûts des différentes technologies en fonction des caractéristiques d'entrée de son exploitation, afin de l'aider dans ses choix en phase d'avant-projet. La figure 40 présente l'architecture du programme.

2. Choix du langage

Nous avons choisi d'utiliser JAVA pour coder le programme, car ce langage est dit orienté objet. Cette spécificité nous a permis de séparer le programme en plusieurs sous-programmes, chacun correspondant à une ligne du squelette du programme (une classe pour les intrants, une pour le digesteur...).

En spécifiant clairement au préalable les entrées et sorties de chaque sous-programme, ces derniers ont pu être réalisés par les personnes ayant travaillé sur le sujet. Cela nous a permis d'obtenir un ensemble de sous-programmes qu'il a suffi ensuite de faire communiquer entre eux, comme le permet JAVA.

Ce choix nous a paru le plus judicieux, afin d'obtenir un programme détaillé, clair dans son organisation, et très simple à modifier et à régler.

3. Création des différents objets du programme

En ce qui concerne la partie « intrants », par souci de facilité d'utilisation, l'utilisateur doit rentrer non pas un tonnage de déchets, mais le nombre d'hectares de cultures, la taille de l'élevage, la capacité de la station d'épuration... Ces données permettent de définir un débit horaire de biogaz, avec sa composition (teneur en CH₄, CO₂... et impuretés), ainsi que la quantité de digestat récupérée en sortie du digesteur. Pour cela, on utilise toutes les données théoriques récoltées dans différentes sources. Des rendements sont ensuite appliqués suivant le type de méthanisation choisi pour être plus proche de la réalité. Ce résultat a une précision relative de 20% compte tenu des variations du temps de digestion.

La sous-partie suivante est celle du « digesteur » qui prend en entrée les données fournies par la partie « intrants » (débits, composition). Cette classe ne comporte que des méthodes qui calculent différents prix liés à l'investissement (CAPEX) et à l'entretien du digesteur (OPEX) sur une durée choisie par l'utilisateur dans le cas d'un digesteur continu et discontinu, ainsi que pour un digesteur de type "nénuphar". Les autres méthodes de la classe choisissent le digesteur le plus adapté en fonction de la masse totale des déchets entrants et du prix total. On a arbitrairement fixé la "masse limite" entre le choix d'un digesteur "nénuphar" ou d'un digesteur plus important à 5000 kg de déchets. Les prix sont calculés suivant les modélisations détaillées en annexe E.



Figure 40 : Architecture du programme

Quel que soit l'utilisation du biogaz, celui-ci doit être purifié. Nous avons choisi ici la méthode la plus utilisée : élimination de H₂S par charbons actifs et condensation de l'eau. Les autres méthodes de purification sont encore trop peu matures pour en connaître précisément les coûts et performances.

Le biogaz peut ensuite être utilisé pour faire de la cogénération. Les investissements nécessaires à la cogénération sont calculés d'après la courbe située dans la partie relative à la cogénération. Les gains liés à la vente d'électricité se basent sur les tarifs de rachat d'électricité issue de cogénération, qui sont plus élevés que l'électricité classique. Les gains liés à la chaleur sont calculés sur la base du prix d'une énergie disponible équivalente achetée en électricité au tarif normal.

S'il n'est pas brûlé, le méthane doit être séparé du CO₂ afin de le valoriser. La partie « techniques de séparation » permet de détailler les prix, les rendements, les débits ainsi que la pureté des gaz en sortie des différents procédés de séparation du biogaz.

Les prix d'investissement et d'entretien sont calculés pour chaque méthode selon une régression linéaire effectuée entre 2 points connus en fonction du débit de biogaz en entrée du système. La courbe prix = f(débit) est affine par morceaux : les tableaux « prixinvest » correspondent au prix pour un débit de 100 Nm³/h, 250 Nm³/h et 500 Nm³/h pour une technique donnée. (Annexe J).

On calcule ensuite le débit de biogaz, le débit de CH₄ en fonction du rendement de la méthode choisie, puis on donne la pureté en sortie des différents gaz. Le programme affiche en sortie un récapitulatif de chaque procédé en fonction des données initiales (ie quantité de biogaz à traiter) et laisse à l'utilisateur le choix de la technique à adopter en fonction des paramètres calculés.

Le biométhane peut ensuite être injecté dans le réseau. Le programme calcule alors tous les investissements (raccordement, études préliminaires...), les coûts trimestriels liés à la location d'un poste d'injection (Annexe K). Il fournit aussi les gains réalisés par la vente du biométhane à tarif fixé, définie par les caractéristiques de l'exploitation. (Annexe T)

En ce qui concerne la valorisation du CO₂, l'utilisateur rentre s'il possède ou non des serres, et de quelle surface. Si il en possède, on peut injecter le CO₂ issu du biogaz afin d'améliorer la capacité de production de la serre, au lieu d'acheter ce CO₂ à 6€/t (52) . On utilise en moyenne 0,55kg/h/m² de CO₂. Dans le cas contraire, si la pureté est supérieure à 99,9%, le programme donne le potentiel chiffre d'affaire lié à la vente à qualité alimentaire de ce CO₂, sans prendre en compte les éventuels coûts logistiques.

Enfin, pour la valorisation du digestat, les économies réalisées sont liés à un volume à épandre moins important que le volume initial des intrants (la matière solide et liquide diminuant de volume dans le digesteur). Le prix de vente du compost est basé sur les prix français à la tonne.

4. Résultats, validité et précision du programme

En entrant seulement les caractéristiques de l'exploitation, le programme fournit tous les détails des coûts de toutes les étapes de valorisation des intrants, et ce pour différentes méthodes. Ce programme est donc un outil d'aide à la décision, au sens où il donne à l'utilisateur toutes les données économiques nécessaires au choix d'une méthode plutôt que d'une autre.

Nous avons choisi de renvoyer à l'utilisateur toutes les méthodes existantes, afin qu'il puisse choisir celle qui lui convient le mieux en fonction de ce qu'il recherche : le temps de retour le plus faible, une rentabilité plus importante mais sur une plus longue période, peu de maintenance...

Les imprécisions du programme sont très diverses. Les chiffres donnés par le programme pour les prix de la location du poste d'injection sont, par exemple, exacts, contrairement à ceux donnés pour le coût du raccordement au réseau de gaz, qui sont très imprécis du fait du très grand nombre de paramètres à prendre en compte (nature et morphologie du terrain traversé). C'est aussi pour cette raison que nous avons choisi de détailler les coûts à chaque étape et pas de donner uniquement un prix total final. L'utilisateur peut ainsi garder un regard critique aux vues des résultats et accorder différents degrés de confiance en fonction de la précision sur chaque étape.

5. Exemple : un site en Alsace

La commune française de Blaesheim est située à 20km au sud-ouest de Strasbourg dans le Bas-Rhin.

Ce village de 1300 habitants a une superficie de 1000 hectares dont 550 hectares sont de surfaces agricoles (soit 55% du territoire). 7 exploitations regroupent l'ensemble de ces cultures majoritaires céréalières.

Les autres ressources potentielles pour la valorisation du biogaz proviennent:

- des vergers et champs de la commune
- de quatre éleveurs de vaches, d'un éleveur de moutons
- d'une exploitation produisant du lait
- de la production importante de chou à choucroute
- de la collecte locale des déchets verts

Les chiffres qui quantifient les sources variées de biomasse sont résumés dans la figure 41.

Blé et orge	Maïs	Prairies naturelles	Luzerne	Jachères	Chou à choucroute
109 ha	336 ha	69 ha	22 ha	11 ha	4,8 t/an

Figure 41 : Résumé des sources de biomasse d'origine agricole

Plusieurs démarches auprès de la mairie de Bleasheim ne nous ont pas permis d'obtenir de chiffres plus détaillés. Nous partons ainsi sur un total de 250 vaches sur le village, ainsi que 150 brebis allaitant, en se basant sur la taille moyenne des exploitations alsaciennes.

Enfin, une station d'épuration est située à 8 kilomètres de Blaesheim. Cette station de taille moyenne a les caractéristiques suivantes : sa charge maximale en entrée est de 20000EH (Equivalent Habitant), pour un débit entrant moyen de 3112m³/j et une production annuelle de boues de 742tMS (tonne de matière sèche).

Voici ensuite les arguments principaux qui motiveraient la mise en place de la valorisation du biogaz dans ce village :

- L'étendue du village et le nombre d'exploitations sont raisonnables pour organiser une collecte des déchets agricole.
- De même, une association regroupant les agriculteurs est déjà en place dans ce village agricole, ce qui traduit une dynamique coopérative déjà existante. D'un point de vue administratif et fonctionnel, cela faciliterait également une centralisation de la biomasse potentielle.
- la présence de l'aéroport de Strasbourg à 11km du village pourrait, dans le cas d'un choix de solidifier le CO₂ en pain de glace, constituer un client dans le domaine alimentaire.

Un point noir subsiste tout de même : l'injection au réseau de gaz est freinée par l'absence du transport de distribution du gaz naturel dans la commune. Un projet de raccordement au réseau est en discussion, il est donc judicieux de considérer cette éventualité.

Choix technologiques :

- Eventualité d'un réseau de gaz abouti : la purification du biogaz peut se faire grâce à une membrane Air Liquide par exemple. Le méthane peut être laissé sous forme gazeuse car c'est sous cette forme qu'il sera injecté dans le réseau GrDF. Cette solution, moins coûteuse que si on devait liquéfier le méthane, est adaptée ici : la demande de méthane à Strasbourg (à seulement 30 km) est forte.
- Eventualité d'un réseau peu abouti (le cas aujourd'hui) : on envisage alors deux possibilités. Soit on fait de la cogénération, en revanche cela nécessite que l'on valorise la chaleur quelque part. Il y a de rares industries à Blaesheim : teinturerie, boucherie, plâtrier, menuisier. Il n'y a pas de piscine ni de centre commercial. Vu le grand potentiel de production de biométhane, toute la chaleur ne peut pas être valorisée sur place.

On peut aussi faire appel au procédé Cryo Pur. Dans ce cas, on obtient directement du GNL, avec une forte densité énergétique. Le réseau routier est correct, et le GNL peut directement partir vers l'extérieur (Strasbourg). De plus le CO₂ solide à haute pureté obtenu grâce au procédé peut être vendu à l'aéroport, à seulement 11km du village. Bien que le procédé soit coûteux, cette solution semble la meilleure ; elle est économiquement viable si les producteurs et éleveurs se regroupent.

6. Utilisation du programme

Nous avons donc décidé d'appliquer le programme informatique à cet exemple, afin de déterminer la solution la plus favorable. Les données entrées sont donc :

- 250 bovins,
- 150 ovins,
- 550 hectares de céréales,
- 5 hectares de betteraves, qui possèdent la même valeur énergétique que les choux.

Le programme donne alors :

```
La masse totale d'intrants est de 4241.5 tonnes par an
Le débit de biogaz est (Nm3/h) : 18.83
Le débit de méthane est (Nm3/h) : 11.87
Le biogaz est composé de 63.05% de CH4, de 31.61% de CO2, de 4.51% de H2O,
de 0.31% de N2, et de 0.5% de O2
Il contient 1091.0 ppm d'H2S
Vous récupérerez 4173.24 tonnes par an de digestat
```

Le biogaz est donc assez concentré, mais la forte présence d'H₂S est liée à la présence des boues de la station d'épuration qui contiennent des quantités importantes de composés soufrés.

nous vous conseillons un digesteur néufar pour un investissement initial de 100000.0€ et un coût annuel de 0.0€

Les quantités d'intrants traités étant relativement faibles, le choix d'un digesteur type Néufar est bien approprié.

la cogénération nécessite un investissement initial de 239000.0€, elle

Rapport MIG Biogaz 2015 - Partie III : Programme et exemple d'application

rapporte 38000.0€ par an et vous permet d'économiser (SOUS RESERVE D'UTILISER TOUTE LA CHALEUR) 72000.0€ par an

La cogénération est donc une solution envisageable, avec un temps de retour sur investissement d'un peu plus de deux ans. Mais il faut pour cela utiliser toute la chaleur, ce qui semble compliqué puisque les intrants proviennent de différentes sources : il risque de ne pas y avoir d'installation assez importante.

Voici le comparatif des techniques de séparation:

Caractéristique de la technique Membrane

Le prix d'investissement est:140000.0 €

Le débit en méthane est:10.0 Nm3/h

Le débit en CO2 est:8.0 Nm3/h

La pureté du CO2 est:85.0 %

La pureté du CH4 est:98.0 %

Caractéristique de la technique PSA

Le prix d'investissement est:195000.0 €

Le débit en méthane est:11.0 Nm3/h

Le débit en CO2 est:7.0 Nm3/h

La pureté du CO2 est:90.0 %

La pureté du CH4 est:98.0 %

Caractéristique de la technique Lavage à l'eau

Le prix d'investissement est:190000.0 €

Le débit en méthane est:11.0 Nm3/h

Le débit en CO2 est:7.0 Nm3/h

La pureté du CO2 est:80.0 %

La pureté du CH4 est:97.0 %

Caractéristique de la technique Lavage aux amines

Le prix d'investissement est:178000.0 €

Le débit en méthane est:11.0 Nm3/h

Le débit en CO2 est:6.0 Nm3/h

La pureté du CO2 est:95.0 %

La pureté du CH4 est:99.0 %

Compte tenu de ces résultats, nous conseillons un procédé membranaire, compte tenu de son prix et d'une baisse relative de rendement limitée. Mais si l'aéroport se montre intéressé par l'achat de pains de glace, la cryogénie ou un procédé membranaire, suivi d'un processus de solidification, serait à étudier.

vous économisez 1100.0€/an en épandant le digestat plutôt que le fumier
Il vous coûtera 30400.0€ pour mettre au norme le digestat, qui vous rapportera entre 30.0€ et 100.0€ par an

Le compostage du digestat n'est donc pas viable.

A quelle distance du réseau de gaz vous situez vous? (en km)

0

A quelle fréquence sont réalisées les mesures en temps normal? (par an)

0

Quelle fréquence de non conformité prévoyez vous? (par an) 5

0 A quelle distance du réseau de gaz vous situez vous? (en km)

0

A quelle fréquence sont réalisées les mesures en temps normal? (par an)

0

Quelle fréquence de non conformité prévoyez vous? (par an) 5

0

Rapport MIG Biogaz 2015 - Partie III : Programme et exemple d'application

Prenez vous en charge l'odorisation du bio méthane?

non

Quelle est la pression d'injection en bar (4 ou 16)?

4

les opex sont de 18100.0€ HT, c'est à dire 21800.0€ TTC et les capex sont de 23600.0€ HT, c'est à dire 28300.0€ TTC

la location du poste d'injection vous coutera 18100.0€ HT, soit 21800.0€TTC par trimestre

la vente de biométhane par injection vous rapportera 105000.0€ par an

Prenez vous en charge l'odorisation du bio méthane?

non

Quelle est la pression d'injection en bar (4 ou 16)?

4

les opex sont de 18100.0€ HT, c'est à dire 21800.0€ TTC et les capex sont de 23600.0€ HT, c'est à dire 28300.0€ TTC

la location du poste d'injection vous coutera 18100.0€ HT, soit 21800.0€TTC par trimestre

la vente de biométhane par injection vous rapportera 105000.0€ par an

Dans l'hypothèse que le réseau de distribution de gaz soit présent à proximité du village, l'injection dans le réseau se révèle être la solution la plus rentable. La valorisation du CO₂ qui semble la plus rentable reste la vente de pains de CO₂ à l'aéroport. Pour conclure, la centralisation à l'échelle de ce village se révèle viable, mais une collecte sur plusieurs villages pourrait se montrer plus avantageuse, car les intrants seraient plus importants et le passage à un digesteur discontinu ou continu serait envisageable, avec pour conséquence d'augmenter le débit de gaz à injecter, et donc les bénéfices. Mais la logistique en serait d'autant compliquée.

CONCLUSION

En seulement trois semaines de projet, nous avons réussi à nous plonger dans un univers industriel inconnu pour la plupart d'entre nous en début de première semaine. Outre la difficulté de l'organisation du travail en groupe, nous sommes parvenus, grâce à des visites et conférences bien choisies par nos encadrants et grâce à nos recherches, à effectuer un tour d'horizon, aussi large que complet, sur la question de la production du biogaz et de la valorisation de ses co-produits. Notre satisfaction provient d'une part de la relative maîtrise que chacun d'entre nous a maintenant sur ce vaste sujet inconnu il y a un mois, mais aussi d'autre part, des aboutissements concrets de ce Mig Biogaz, à savoir l'élaboration du programme récapitulatif et l'application de nos méthodes au village de Blaesheim, comprenant un dialogue avec les collectivités locales.

S'il fallait résumer les apports de ce Mig pour chacun d'entre nous, il conviendrait de citer en tout premier lieu la connaissance de la difficulté du travail à douze. Nous avons en effet pu remarquer une différence énorme entre notre organisation lors de la première semaine et les outils de communication et de gestion mis en place lors de la troisième semaine. Il est aussi important de souligner l'apport de certaines conférences et visites, parfois plus éloignées du thème, qui nous ont donné enfin une image concrète des différents travaux de l'ingénieur : Recherche & Développement, Ingénieur de production en usine ou encore chef de projet.

Pour terminer, l'ensemble du groupe tient à souligner sa pleine satisfaction quant au travail accompli et quant aux apports multiples de cet enseignement de rupture, sans oublier de remercier encore une fois tous les intervenants et plus encore l'équipe du corps enseignant qui a organisé et encadré ce projet.

Annexes

- A. Journal de bord
- B. La production de biogaz en Alsace
- C. La production de biogaz en Bretagne
- D. Bilan carbone associé au domaine agricole et à la production de biogaz
- E. Le coût d'un méthaniseur
- F. Les impuretés dans le biogaz
- G. Autres méthodes de purification
- H. Solutions technologiques pour la cogénération
- I. La séparation membranaire
- J. Coûts des technologies de séparation CH₄/CO₂
- K. Les coûts de raccordement au réseau de gaz
- L. Le processus Cryo Pur
- M. Dépendance de la température d'anti-sublimation du CO₂ en fonction de sa fraction molaire dans le biogaz
- N. Le compostage
- O. Valorisation du CO₂ par les micros algues
- P. Valorisation du CO₂ dans les voitures réfrigérées
- Q. Injection du CO₂ sous terre
- R. Transport du CO₂
- S. Le Gaz Naturel Liquéfié
- T. Comparatif économique des différents modes de valorisation
- U. Application du programme à la ferme de Chaumes en Brie

Annexe A

Journal de bord

1. Première semaine

Lundi 16 novembre :

Matin :

Nous avons eu une présentation générale du MIG biogaz par nos encadrants : Christophe Coquelet, Alain Gaunand, Paolo Stringari, enseignant-chercheurs au CTP Mines ParisTech, Charlie Stephan, doctorant au CTP, et Philippe Arpentinier, ingénieur R&D chez Air Liquide. Nous avons alors créé trois groupes de mini-projet abordant chacun différentes problématiques sur le biogaz :

Groupe 1 : Quelles ressources pour la production de biogaz ? Comment choisir le lieu d'implantation d'une unité de production de biogaz ?

Groupe 2 : Le marché du biogaz, applications, aspects économiques et environnementaux.

Groupe 3 : Méthodes de production du biogaz et purification du CO₂.

Philippe Arpentinier nous a ensuite fait une présentation générale d'Air Liquide, nous donnant ainsi une première approche sur la philosophie de l'entreprise et sur sa situation dans le marché du gaz.

Après-midi :

D. Clodic, l'un des fondateurs de la start-up Cryo Pur, a été le premier intervenant du MIG. Il nous a présenté le principe de production et de valorisation du biogaz. Plus précisément il nous a détaillé le fonctionnement de la méthode de séparation CH₄/CO₂ par "cryogénisation" utilisée par CryoPur.

Mardi 18 novembre :

Matin :

Nous nous sommes rendus au CRCD (Centre de Recherche Claude Delorme), d'Air Liquide aux Loges-en-Josas. Nous avons assisté à des conférences présentées par deux membres du groupe Air Liquide : Raphaëlle Gregory a détaillé la biologie de la méthanisation et Antonio Trueba a présenté toutes les méthodes de purification et de traitement du biogaz. Ces présentations nous ont permis d'avoir un premier aperçu des fondements de l'exploitation de biogaz.

Après-midi :

Nous avons effectué notre premier travail en groupe sur le projet. Ce fut l'occasion de nous organiser, mobiliser nos connaissances déjà acquises et réfléchir sur la direction à prendre pour le

projet. Nous avons décidé de commencer par aborder le sujet de manière très large pour étendre nos connaissances sur le biogaz. Nous avons également eu une formation sur la recherche de documents sur le site de la bibliothèque.

Mercredi 19 novembre :

Après une autre session de travail de groupe à Fontainebleau le matin, nous nous sommes rendus l'après-midi à la ferme des frères Quaak à Chaumes-en-Brie. Nous avons alors vu pour la première fois une unité de méthanisation sur le terrain. L'intervention des frères Quaak nous a permis de prendre conscience du nombre important de paramètres à prendre en compte pour rentabiliser la production de méthane, ainsi que certains enjeux financiers.

Jeudi 20 novembre :

Matin :

Philippe Arpentinier nous a présenté le logiciel de simulation de procédés AspenPlus. Nous avons ensuite effectué un petit exercice pratique pour nous familiariser avec le logiciel.

Après-midi :

Travail de groupes dans le but de préparer le bilan de semaine du vendredi.

Vendredi 21 novembre :

Matin :

Jean-Pierre Tranier, R&D program Director Air & CO₂ chez Air Liquide, nous a présenté les méthodes de captage du CO₂. Cette première conférence sur le CO₂ nous a sensibilisés sur l'importance de l'empreinte carbone de notre projet.

Après-midi :

Le vendredi après-midi a été dédié à un premier bilan d'avancement du projet : chaque groupe a présenté son travail effectué au cours de la semaine. Le premier groupe a chiffré les quantités de déchets potentiellement mobilisables en France pour une production de biogaz. Le second groupe s'est concentré sur les différentes voies de valorisation du biogaz, sur les coûts d'installation d'une unité de méthanisation et de revente des produits finis (électricité, méthane, chaleur, CO₂ etc...). Enfin, le troisième groupe s'est penché sur les différentes techniques de purification (membrane, cryogénie, lavage aux amines...). La forme que nous voulions donner au projet évoluait. Deux grands axes se dessinaient : faire une étude de cas précise, ou bien réaliser un arbre de décision accompagné d'un éventuel programme informatique, qui permettrait de conseiller un client voulant installer une unité de méthanisation.

2. Deuxième semaine

Lundi 24 novembre :

Nous sommes allés au centre d'ingénierie d'Air Liquide à Champigny-sur-Marne pour assister à une conférence de Pierre Nguyen, Directeur Activités Site chez Air Liquide. Celle-ci était axée sur un jeu de rôle nous permettant de mieux comprendre le management de projet. Chacun devait incarner un chef de projet dans un cadre bien défini (entreprise, budget) et réfléchir à de potentielles solutions face à une série de situations problématiques (des accidents d'ouvriers, des choix de fournisseurs proposant des avantages différents, des coupes budgétaires etc....) Cette conférence nous a permis d'avoir un regard plus mature sur le management de projet et nous a offert l'opportunité de mieux comprendre les situations auxquelles, en tant que futur ingénieur, nous pourrions faire face.

Mardi 25 novembre :

Matin :

Nous nous sommes rendus sur le site d'une station d'épuration à Valenton. Cela nous a permis de voir sur le terrain une unité de purification de CryoPur, et par conséquent, d'obtenir des données plus précises sur les moyens de fonctionnement de leurs purificateurs.

Après-midi :

L'après-midi a été consacré au travail en groupe.

Mercredi 26 novembre :

Après une matinée de travail en groupe, nous nous sommes rendus sur le site de l'usine de Coca-Cola à Grigny, pour assister à une présentation de Geoffroy Mounier. Il nous a parlé du traitement de l'eau pour le soda et nous avons enchaîné sur une visite de l'intérieur de l'usine. Il a été très intéressant de voir concrètement une la chaîne de production de bouteilles, d'autant plus que pour la plupart d'entre nous, c'était la première fois que nous entrions dans une usine d'une telle ampleur. Cette visite nous a également permis d'avoir une vision concrète d'une des nombreuses valorisations possibles du CO₂.

Jeudi 27 novembre :

Matin :

Nous sommes allés à Grignon visiter une ferme rattachée à AgroParisTech, plus petite que celle des frères Quaak. Dominique Tristant, directeur de la ferme, nous a présenté un autre type d'unité de méthanisation : le digesteur de type "Nénuphar". Le principe est de poser une bâche, suffisamment résistante, par-dessus le mélange de déchets, le biogaz se dégageant la faisant alors gonfler. Le méthane ainsi récupéré part ensuite en chaudière et permet de chauffer la ferme. Ce système, quoique très simple et rudimentaire, montre à quel point la façon de collecter le biogaz est adaptable selon les dimensions de la ferme.

Après-midi :

Travail en groupe, en vue du bilan de semaine du lendemain.

Vendredi 28 novembre :

Matin :

Jean-Pierre Dal Pont, Président SFGP (Société Française de Génie des Procédés) nous a fait une conférence sur le thème : « Projet industriel ». Il nous a permis d'avoir un regard plus critique sur les dimensions économiques de notre projet. Complétant la conférence de Pierre NGuyen, il nous a ainsi aidé à préciser notre approche du projet.

Après-midi :

Deuxième bilan de semaine en présence de nos encadrants. On a pu constater une avance considérable par rapport au travail de la première semaine. Les créneaux de travail en groupe plus nombreux nous ont permis de collecter un nombre important de données précises qui figureraient plus tard dans le rapport final. La forme définitive du projet a été enfin décidée : nous avons trouvé un moyen de regrouper en un seul projet les deux idées de la première semaine. La décision des encadrants de ne pas trop intervenir dans notre choix de forme de projet a porté ses fruits : nous sommes arrivés à un consensus et avons appris à nous mettre d'accord sur un compromis.

3. Troisième semaine

Lundi 30 novembre :

La journée est consacrée au travail en groupe. Il s'agit désormais de commencer le travail de synthèse. En parallèle, les recherches continuent.

Mardi 1^{er} décembre :

Matin :

Dernière visite du MIG. Nous avons visité une usine de conception d'échangeurs cryogéniques d'Air Liquide à Vitry-sur-Seine. Nous avons ainsi pu avoir une approche pratique sur la méthode de fabrication de telles pièces. Ce fut une visite très intéressante car elle nous présentait le processus complet de fabrication : l'arrivée des différents matériaux, l'assemblage, les tests en cours de production, l'acheminement des produits finis et tout le travail de contrôle effectué dans le laboratoire adjacent au hangar de production.

Après-midi :

Thibault Cantat, chercheur au CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives) nous a fait une conférence sur la valorisation du CO₂. Nous avons eu une description très précise de différents moyens de valorisation ainsi que des procédés chimiques de capture du CO₂ et d'éventuelles transformations nécessaires pour l'obtention de produits intéressants. Par ailleurs, la conférence a été très interactive : nous avons notamment été sollicités pour juger si certains projets sur le CO₂ élaborés par des scientifiques, présentés en vidéo, étaient viables ou non.

Mercredi 2 décembre :

Travail en groupe. Les encadrants nous conseillent, le projet informatique débute et son squelette est établi. Une pause est réservée pour souhaiter son anniversaire à Charlie, un gâteau lui a été préparé.

Jeudi 3 décembre :

La journée est consacrée encore une fois au travail en groupe. La plupart des recherches sont terminées, l'objectif de cette journée est de préparer le bilan de fin de semaine et du MIG pour le lendemain. Chacun crée ses slides sur lequel il exposera ses recherches et synthèses.

Vendredi 4 décembre :

La dernière journée du MIG. Nous avons présenté nos travaux aux encadrants. Toutes les données du projet ont été obtenues à temps, mais la dernière chose à faire est de bien coordonner tous nos travaux pour en faire un développement logique. Le programme informatique de décision a été bien avancé, mais il restait encore à saisir d'autres données et de bien soigner la présentation des résultats en sortie.

Notre MIG se termine dans la bonne ambiance, par un repas au restaurant japonais à midi.

Annexe B

La production de biogaz en Alsace

Thématique :

En Alsace, la quantité d'énergie produite subvient aux besoins électriques de la population pour moitié grâce à la centrale nucléaire de Fessenheim. La fin programmée de cette centrale est actée et l'Alsace va devoir compenser cette perte en énergie. Sa proximité avec l'Allemagne et la nette progression de la production d'énergies renouvelables (EnR) sont des facteurs prometteurs vers une implantation durable d'énergies vertes.

Problématique :

Comment l'Alsace, avec un fort potentiel en énergie renouvelable, peut-elle évoluer dans sa production d'électricité dans le cadre du développement de la méthanisation et mettre en place des structures capables de valoriser les déchets pour produire de l'énergie ?

Problèmes actuels :

- L'Alsace s'appuie à 50% sur cette centrale nucléaire pour palier à ses besoins en électricité, sa fermeture prochaine risque de rendre la région dépendante de ses voisins en électricité
- Bien que les EnR soient en plein développement, elles ne représentent que 0,5% de la production actuelle en électricité.
- En particulier, les infrastructures valorisant le biogaz sont presque inexistantes à l'heure actuelle et les parcs éoliens commencent tout juste à apparaître sur le territoire.

Consommation versus production :

L'Alsace a consommé 14 031 GWh en 2013 pour une production annuelle de 18 138 GWh. Le bilan électrique en 2014 est encore meilleur : une baisse de 5,1% de la consommation (13 564 GWh) a été accompagnée d'une augmentation de 12,3% de la production (20 224 GWh). Ainsi, la production d'électricité couvre environ 1,5 la demande régionale.

Enfin, le domaine du photovoltaïque, bien que marginal, a vu sa production augmenter de 77% tandis que le premier parc éolien a été ouvert durant l'année 2013.

D'autre part, la consommation de l'Alsace en gaz naturel est de 1908ktep (kilotonne équivalent pétrole) (Figures B1 et B2).



Figure B1 : Evolution de la consommation en Alsace (82)

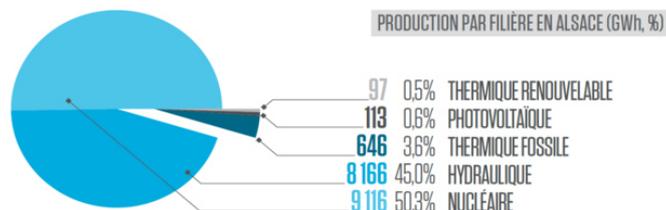


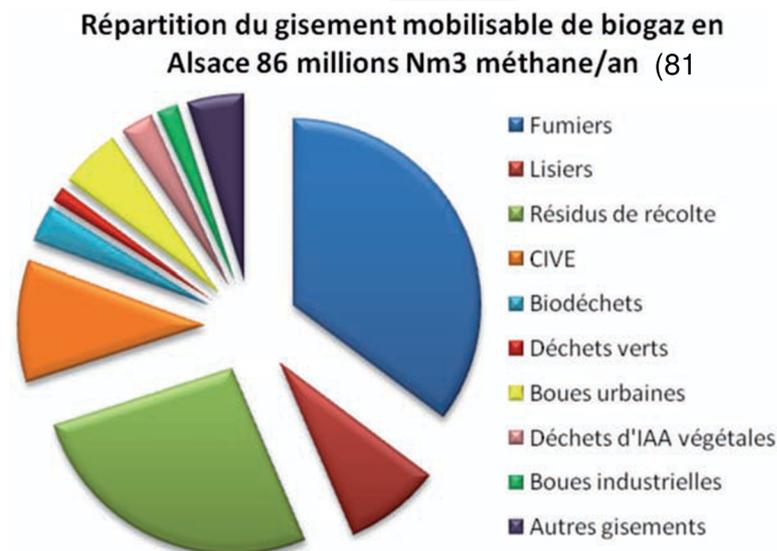
Figure B2 : Production par filière en Alsace (GWh, %) (82)

Ressources disponibles :

L'Alsace, en partenariat avec l'ADEME, a lancé un appel à projet en 2015 pour l'installation de 1500 méthaniseurs. Une première étude de l'ADEME en 2013 donnait 288 millions Nm³ méthane/an mobilisables. Toutefois, une étude plus détaillée a montré que 86 millions de Nm³ de méthane était effectivement mobilisable par an; et ceci en échelle basse.

Les ressources se répartissent comme indiqué par la figure B3.

Figure B3 :



Ce diagramme met ainsi en valeur trois sources de biomasse : les fumiers, les résidus de récolte et les CIVE (cultures intermédiaires à vocation énergétique).

La composition du biogaz et les teneurs de chacun de ses constituants dépendent de la biomasse initiale. Il est donc nécessaire de s'intéresser également à la répartition de ces ressources sur le territoire alsacien pour pouvoir développer un projet viable, mettant en œuvre les techniques les plus adaptées aux sources. La localisation des décharges et stations d'épuration, sources potentielles de biogaz, sont mises en vis-à-vis pour déterminer les lieux d'implantation les plus avantageux (Figure B4-5-6).

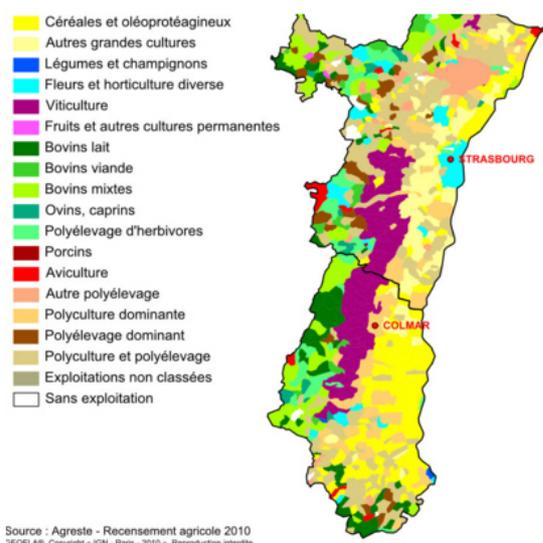


Figure B4 : Répartition des secteurs agricoles (54)

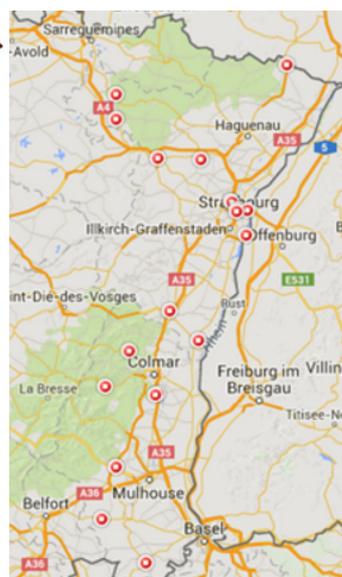


Figure B5 : Répartition des déchetteries (83)

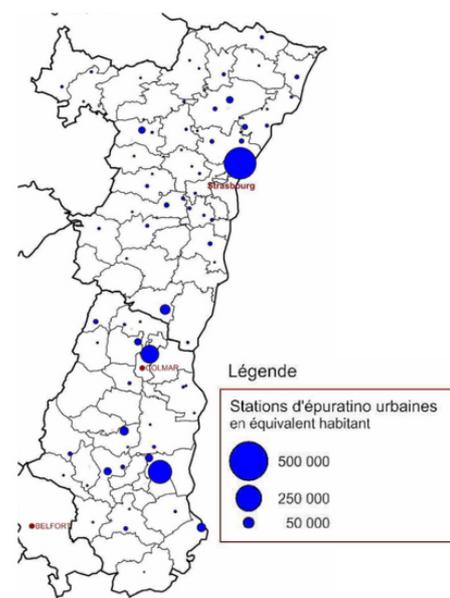


Figure B6 : Répartition des stations d'épuration urbaines (84)

Ainsi, plusieurs régions semblent se démarquer des autres. Les terres autour de Strasbourg, l'enclave de l'Alsace en Lorraine et le Sud du Haut-Rhin semblent être les régions les plus propices à la construction de structures de valorisation du biogaz.

Ensuite, une connaissance des réseaux de gaz permettra de s'orienter ou non vers un type de valorisation du biogaz.

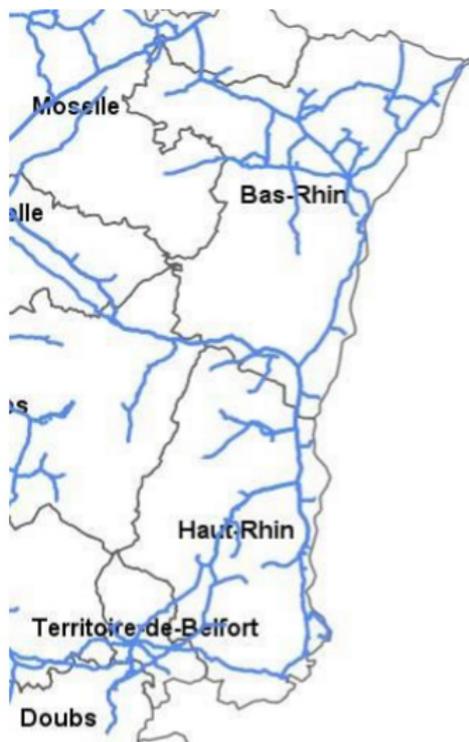


Figure B7 : Réseau de transport de gaz naturel (84)

En 2009, il n'y avait aucune structure de valorisation du méthane et du CO₂. Cette dernière carte expose la localisation des 17 sites existants, les 4 en devenir ainsi que la vingtaine d'études de projet en 2013. Cela prouve que la dynamique alsacienne est importante à l'heure actuelle et les opportunités présentes (voir figure B8).

La figure B7 correspond aux dispositifs de transport de gaz déjà existants en Alsace. Cette région est donc bien globalement bien desservie, en particulier la région autour de Strasbourg.

De plus, le biogaz peut être directement réinjecté dans le réseau de la ville à côté de laquelle le méthaniseur est construit.

Sa proximité avec l'Allemagne, pays ayant déjà engagé de nombreux processus de valorisation du biogaz, fait de l'Alsace un territoire avec des atouts variés pour la transition énergétique.

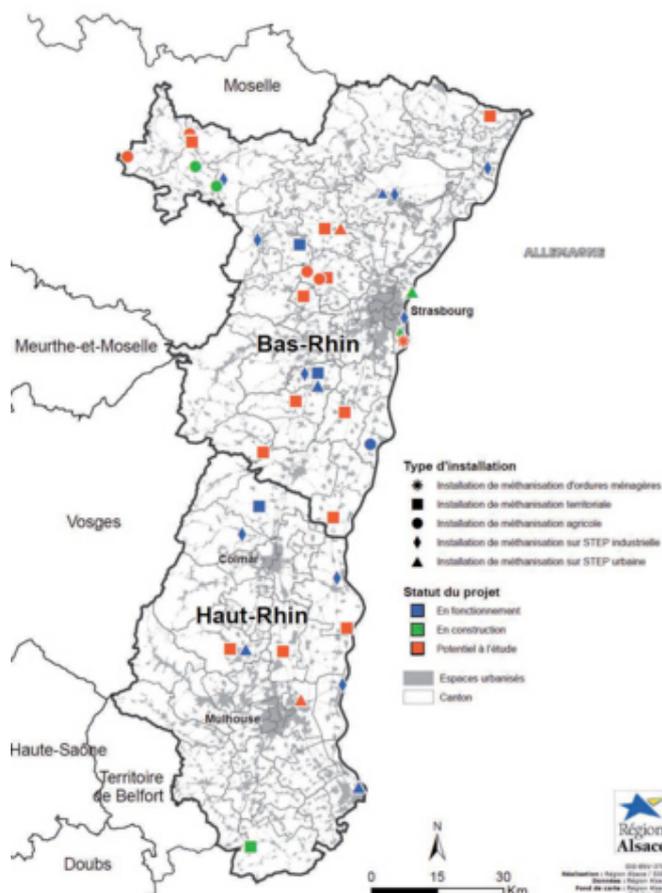


Figure B8 : Projets de méthanisation en Alsace (81)

Aspects économiques :

L'ADEME est prête à subventionner un projet avec un taux de soutien allant de 50% à 70% maximum du coût de l'étude hors taxe. L'aide apportée dans le cadre de l'appel à projets est plafonnée à 3 M€.

Les critères de sélection sont les suivants : la localisation du projet, l'origine des intrants, la sécurisation des approvisionnements, la valorisation énergétique (injection de biogaz, biocarburant ou cogénération), la substitution d'énergie fossile et la mise en place de techniques d'épandage.

Les projets en injection dans le réseau gaz seront soutenus en priorité.

Acceptation sociale :

La faible présence de parcs éoliens ou solaires ne permet pas d'estimer l'acceptation sociale d'implantation de méthaniseurs dans la région. Toutefois, la création d'une telle unité de valorisation de gaz pour la station d'épuration de Strasbourg fut saluée dans les journaux.

Conclusion :

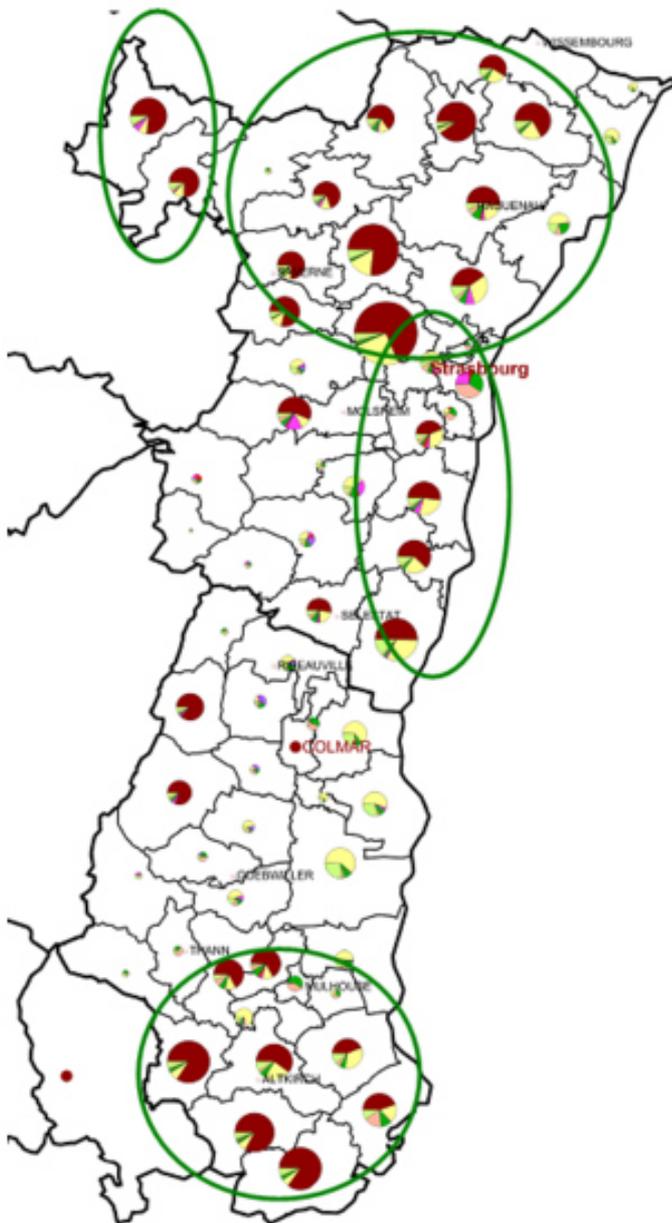
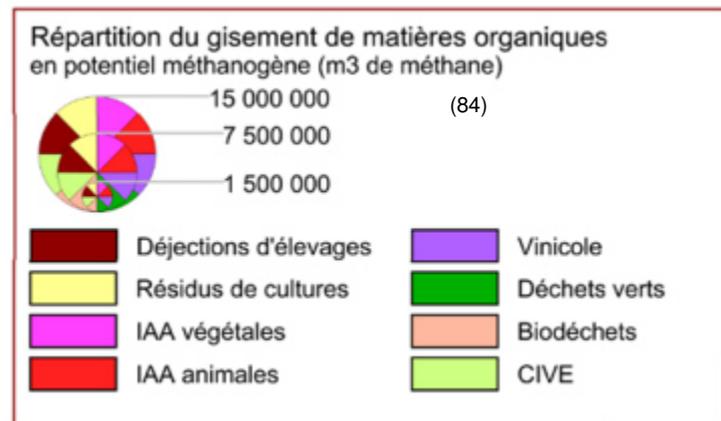


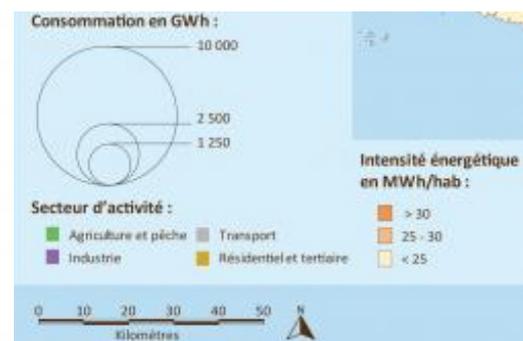
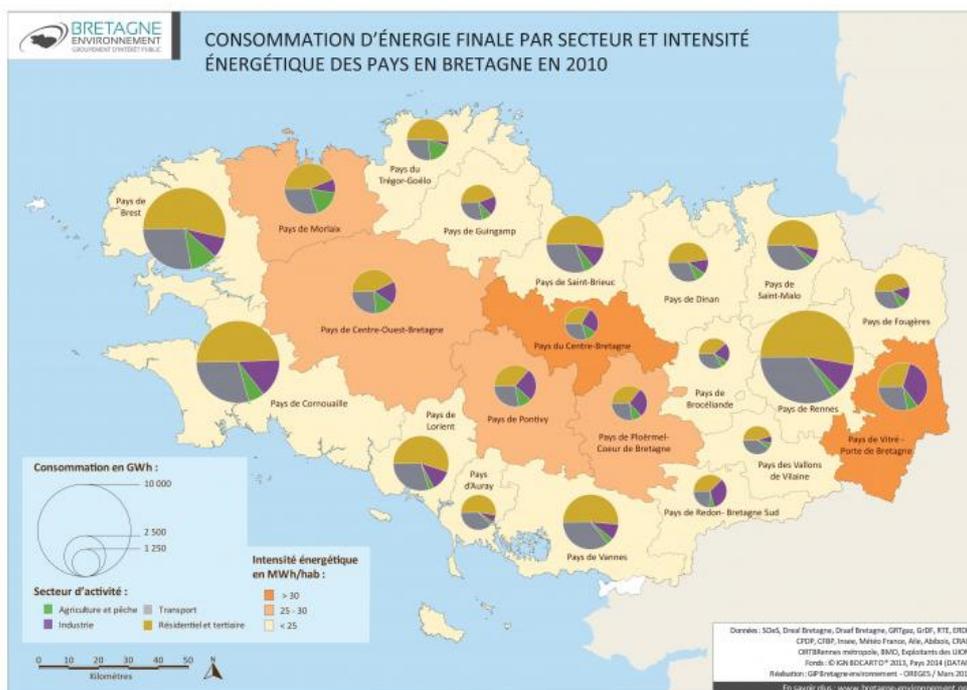
Figure B9 :



Quatre zones sont donc prédisposées à l'implantation de structures valorisant le biogaz : l'enclave en Lorraine, le nord du Bas-Rhin, la région autour de Strasbourg, le sud de l'Alsace.

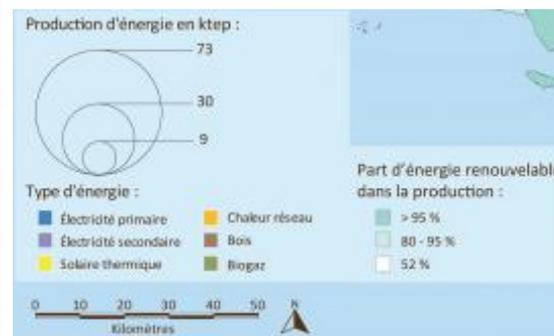
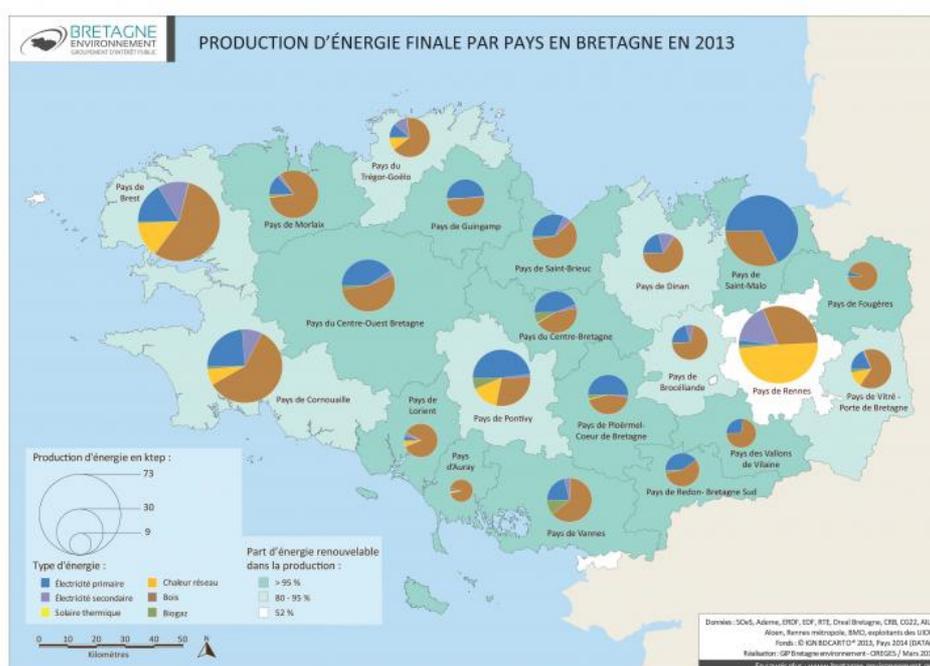
Annexe C

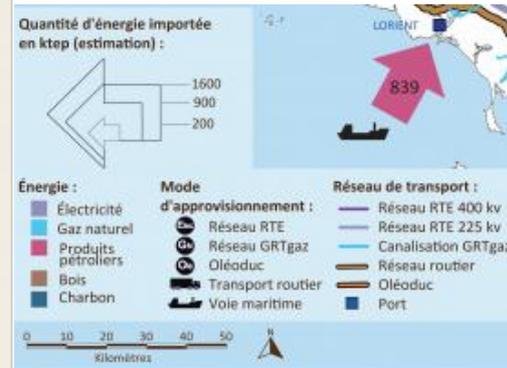
La production de biogaz en Bretagne



Sources : (16) (53) (20)

Figure C1 :
Cartes récapitulant la production énergétique et la consommation par an en Bretagne

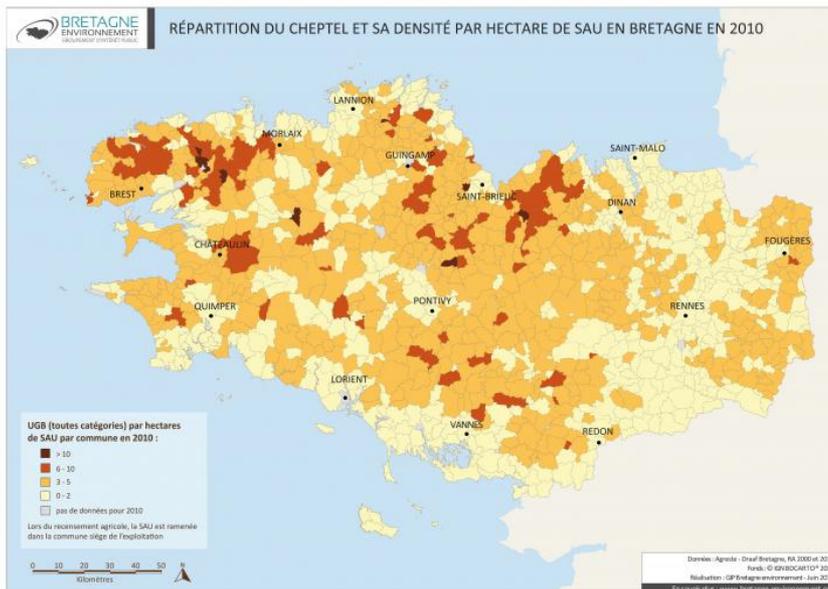




tep	kWh	MWh	GWh
8,50E+05	9,89E+09	9885500	9885,5
1,50E+06	17445000000	17445000	17445

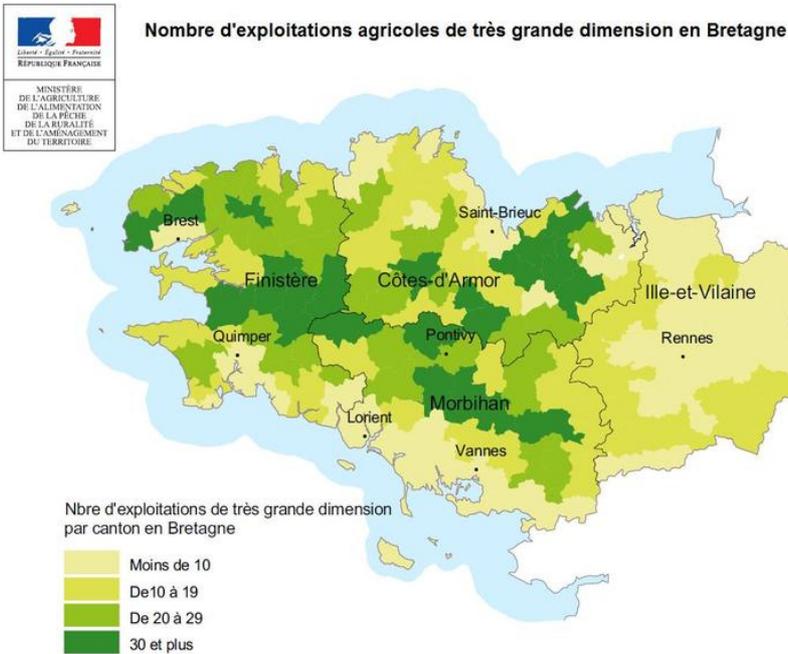
La Bretagne est sans aucun doute une région qui gagnerait à réduire sa dépendance énergétique en gaz, électricité, avec une consommation pouvant être jusqu'à 10 fois supérieure à la production effective. Les importations venant de l'extérieur (étranger, autres régions françaises) sont donc nécessaires bien qu'onéreuses. Notons néanmoins un bon développement des énergies renouvelables en Bretagne qui représentent en moyenne 50% de la production énergétique globale de la région.

Figure C2 : Bilan sur les élevages



Avec une part de surface agricole utilisée (SAU) de 59% (source du registre parcellaire graphique), la Bretagne est une région française avec une forte dominante agricole. La région bretonne contient par exemple 56% des cheptels de porcs de France (chiffres de fin 2014), et produit 40% des volailles consommées en France.

La Bretagne a donc un fort potentiel en termes de production de déchets méthanogènes qu'il reste à traiter et valoriser dans le but d'une part de réduire la dépendance énergétique, et d'autre part de diminuer l'impact écologique engendré par cette agriculture de grande envergure.



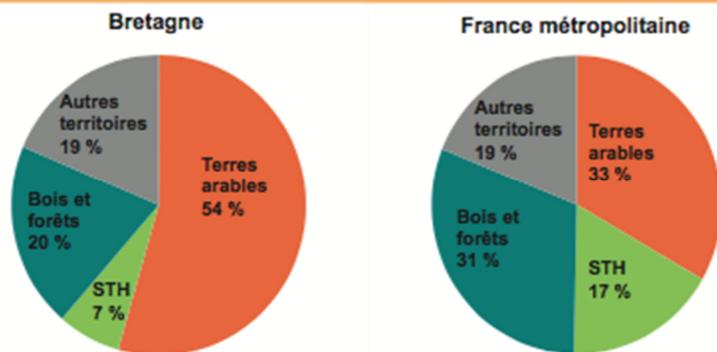
Nombre d'exploitations avec une production brute standard (PBS) égale ou supérieure à 500 000 euros, en 2010
Source : Agreste - DRAAF Bretagne - Recensement agricole 2010

Une vache produit en moyenne 13t de déjection annuelle.

Pour la Bretagne, cela représente 27 000t de déchets par an, et donc 27 000t de déchets mobilisables pour la production de biogaz. Sans oublier les élevages de volailles, porcs, et autres effluents agricoles nécessaires à la production d'un biogaz riche et donc susceptible de produire du biométhane en grande quantité.

(54)

L'occupation du territoire en 2014



Source : Agreste, Draaf Bretagne, statistique agricole annuelle 2014 semi-définitive

Les superficies en 2014

Superficies en ha et % de la superficie tot.	Côtes-d'Armor	Finistère	Ille-et-Vilaine	Morbihan	Bretagne
Superficie totale	699 622	678 691	685 218	687 136	2 750 667
dont SAU (Superficie Agricole Utilisée)	449 378	394 683	469 514	391 376	1 704 951
Prairies temporaires	17 %	17 %	18 %	16 %	17 %
Fourrages annuels	12 %	10 %	13 %	8 %	11 %
Autres terres arables	29 %	24 %	28 %	25 %	26 %
Superficie Toujours en Herbe (STH)	6 %	6 %	8 %	7 %	7 %
Bois et forêts (y c. peupleraies)	20 %	21 %	15 %	24 %	20 %
Autres territoires	16 %	22 %	18 %	19 %	19 %

Source : Agreste, Draaf Bretagne, statistique agricole annuelle 2014 semi-définitive

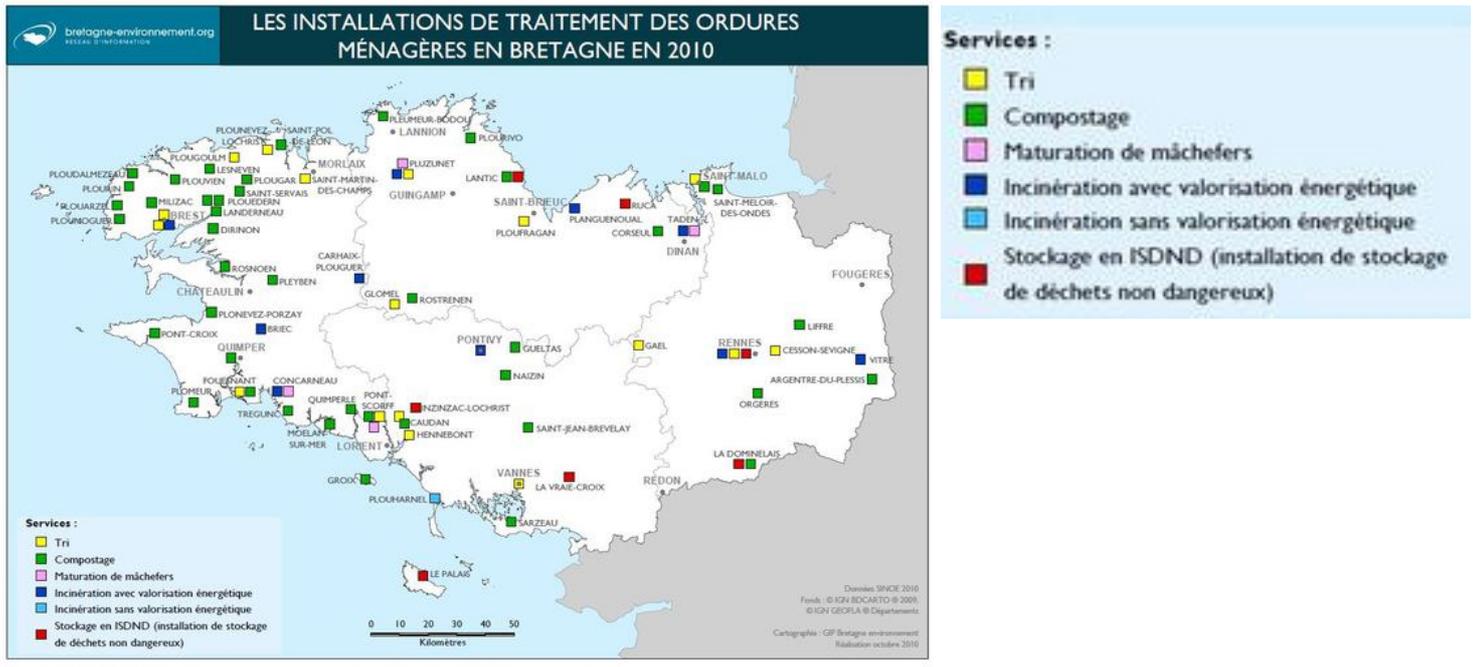
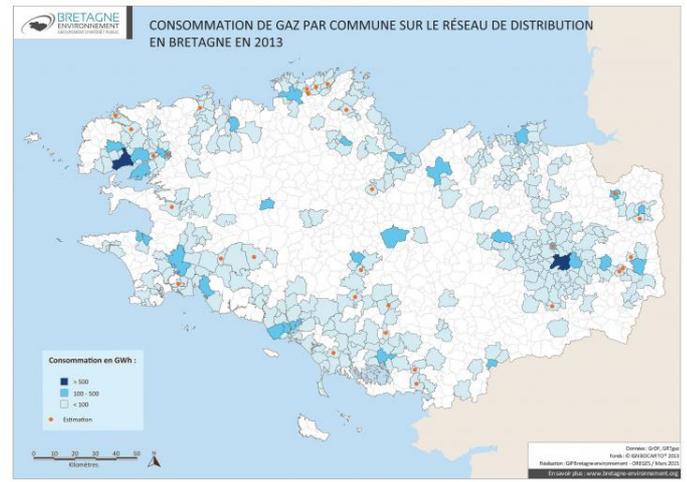
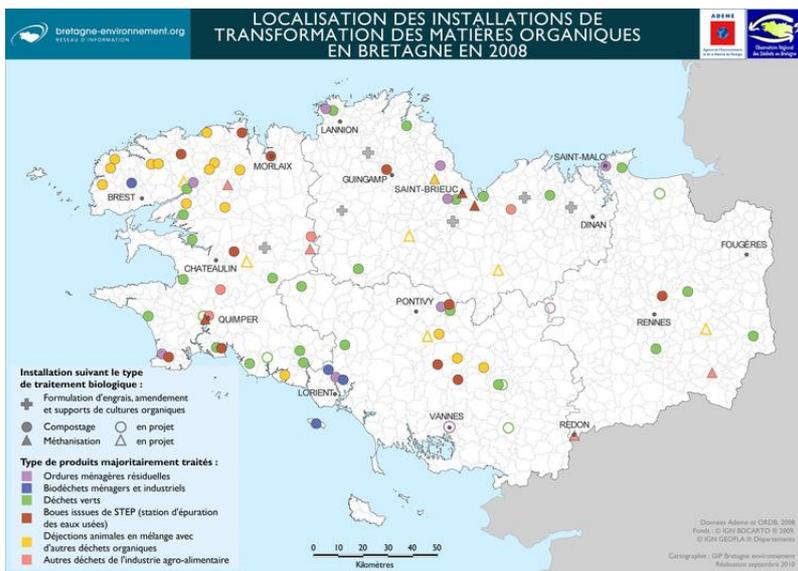


Figure C3 : Autres ressources potentielles en termes de méthanisation tels que les déchets ménagers, stations d'épurations, déchets d'industrie (55)

Qu'en est-il du biogaz en Bretagne ?

Consommation de gaz en Bretagne :

Plusieurs exploitants agricoles sont également pourvus d'installations dans le but de valoriser leurs déchets autrement que par la production de biogaz. Néanmoins ces structures existantes peuvent être améliorées notamment pour permettre le développement d'unités de méthanisation.



Subventions :

Plusieurs aides sont accordées à ceux désirant produire cette bio-énergie notamment par l'ADEME et les collectivités territoriales.

En prenant le cas de Pontivy, les subventions couvrent 40% de l'investissement.

Type de projet	Puissance du projet	Taux d'aides	
		ADEME	Région
A la ferme	P < 80 kW _é	30 %	10 %
	80 < P < 250 kW _é	Régression linéaire	
	P = 250 kW _é	15 %	5 %
Collectif agricole	P < 80 kW _é	35 %	15 %
	80 < P < 500 kW _é	Régression linéaire	
	P = 500 kW _é	20 %	10 %
Autres cas de figure	P < 500 kW _é	15 %	BPI France, SAS Eilan
	P ≥ 500 kW _é	Selon analyse économique	BPI France, SAS Eilan

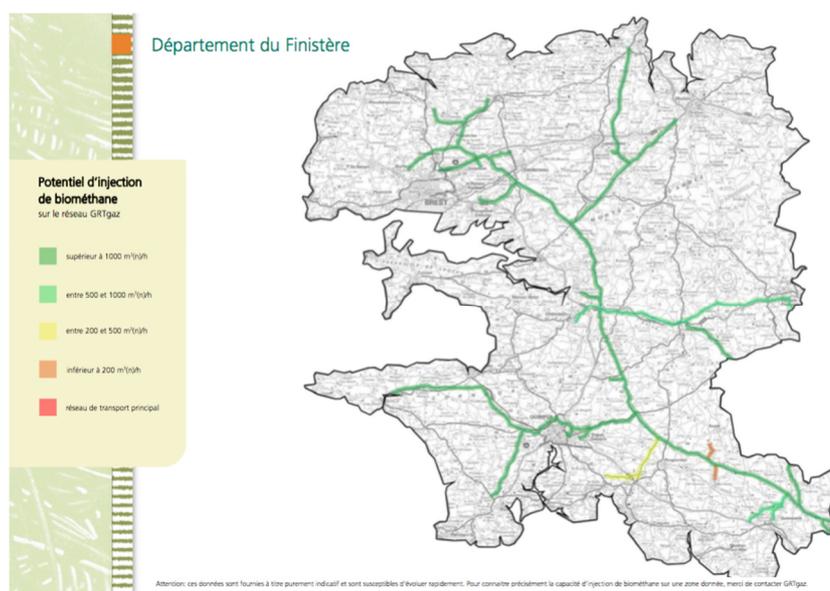
Figure C4 : Tableau récapitulatif des subventions accordées en fonction de l'énergie produite :
(56).

Implantation :

- Sur quels critères se reposer pour implanter une unité de production de biométhane en Bretagne ?
- Comment valoriser le biogaz, comment choisir la technologie à adopter en fonction de la localisation et du type de déchets ?
-

Dans le cas de l'injection au réseau de gaz, il est intéressant de recouper les données de densité du cheptel sur la région ainsi que l'accès au réseau :

(57)



Annexe D

Bilan carbone associé au domaine agricole et à la production de biogaz

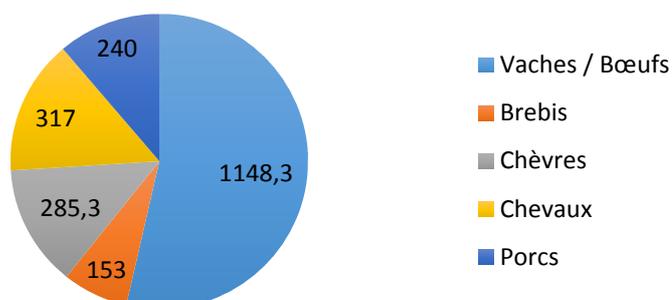
Tableau D1 : Les émissions de GES dans l'agriculture (7)

M t éq. CO ₂	CO ₂	CH ₄ eq CO ₂	N ₂ O eq CO ₂	Total
Emissions directes	9	42	35	86
Apports d'azote sur les sols agricoles, lessivage et volatilisation NH ₃			32	32
Fermentations entériques		34		34
Effluents d'élevage		8	3	12
Consommation d'énergie	9			9
Emissions indirectes	16	0	5	21
Fabrication engrais azotés	9		5	14
Production d'énergie	1			1
Aliments du bétail, autres intrants	6			6
TOTAL	25	42	40	108

Ci-contre, le diagramme représente la part des émissions en équivalent CO₂ des différents types d'élevage. (58)

En recyclant les déjections animales, l'impact CO₂ des installations agricoles est considérablement réduit.

Figure D2 : Emission CO₂ (kg eq CO₂ /tête/ an)



Ce processus permettrait une amélioration du bilan d'émissions de la gestion des effluents de 0,55 à 1,44t éq. CO₂/bovin/an et de 0,37t éq. CO₂C/porc/an sur une durée de 20ans.

Pour la méthanisation du lisier, les réductions de GES sont principalement réalisées sur le méthane (CH₄).

Les émissions de N₂O des fumiers sont réduites d'environ 0,63t éq. CO₂/animal/an (ordre de grandeur pour une vache laitière (VL)).

- Les effets indirects de substitution de chaleur et d'électricité jouent relativement peu dans ce bilan: de 0,03t éq. CO₂/porc/an à 0,12t éq. CO₂/VL/an.
- Les émissions de N₂O à l'épandage sont réduites grâce à la valorisation du digestat en fin de méthanisation.

Transport des déchets (méthanisation)

Lors d'une installation d'une unité de méthanisation, il est en général nécessaire de récolter plusieurs types de déchets afin de produire un biogaz suffisamment riche en méthane. Une question à se poser est le transport de ces déchets : la dépense énergétique en terme de transport ne doit pas dépasser la quantité d'énergie produite grâce auxdits déchets. Un rapport d'EP/EC (Energie produite/Energie consommée) de minimum 5 est jugé rentable pour optimiser la valorisation énergétique du biogaz.

Sur cette base de critère, on peut mener une étude sur le « rayon maximal » (distance à partir de laquelle le rapport EP/EC est inférieur à 5) pour chaque type de déchet, en fonction de leur potentiel méthanogène, de la masse transportée ainsi que de la consommation de carburant.

On peut alors calculer le bilan carbone de ces transports :

- Pour un transporteur 20t, consommation gasoil routier 0,270L/km (59)
Masse volumique gasoil : 840kg/m³
⇒ 3,07kg de CO₂/L de gazole (c'est-à-dire 3,65kg CO₂/kg gasoil)
D'où un bilan carbone de 0,829kg de CO₂/km

- On utilise le PCI pour quantifier l'énergie calorifique produite/consommée du gasoil et du méthane. (60)

PCI_{gasoil} = 10kWh/L

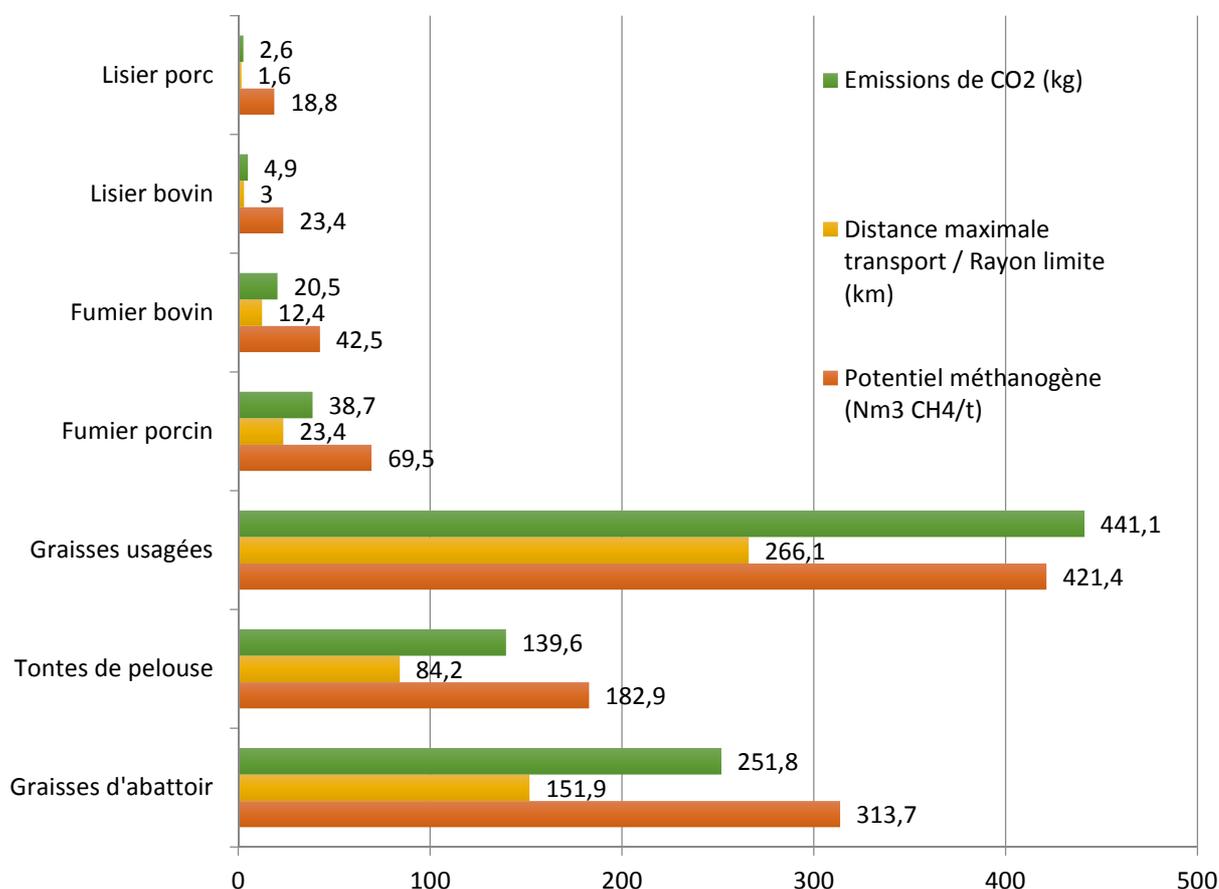
PCI_{méthane} = 10kWh/Nm³

- Rendement moyen d'un moteur en cogénération 30%
- On utilise le Potentiel Méthanogène de chaque type de déchet en Nm³ de CH₄/t de matière sèche. (61)

On a alors :

Rayon maximal = R = M_{Déchets} * PM*PCI_{Méthane} / 2*Consommation * 5 * PCI_{gasoil}

Figure D3 : Evolution des distances "maximales" de transport en termes de rentabilité énergétique et bilan des émissions de CO₂



	Graisses d'abattoir	Tontes de pelouse	Graisses usagées	Fumier porcin	Fumier bovin	Lisier bovin	Lisier porc
■ Emissions de CO2 (kg)	251,8	139,6	441,1	38,7	20,5	4,9	2,6
■ Distance maximale transport / Rayon limite (km)	151,9	84,2	266,1	23,4	12,4	3	1,6
■ Potentiel méthanogène (Nm3 CH4/t)	313,7	182,9	421,4	69,5	42,5	23,4	18,8

On a arbitrairement choisi de regarder le « potentiel calorifique » pour comparer les énergies issues du méthane et du carburant.

Les potentiels méthanogènes sont des moyennes issues de chiffres de l'ADEME. De plus le pourcentage de matière sèche varie énormément au sein d'un même type de déchet.

Les rayons trouvés sont des moyennes approximatives qui donnent un premier ordre d'idée.

Annexe E

Le coût d'un méthaniseur

1 - INVESTISSEMENT INITIAL

Deux types de méthanisation, donc deux types de digesteurs peuvent être choisis : voie continue ou voie discontinue.

Différents exemples de digesteurs continus existant en France (28) nous permettent de supposer une loi de coût (en €) affine fonction du volume annuel V de biogaz souhaité (en m³/an) :

Figure E1 : Exemple de coûts de digesteurs

Site	Production annuelle de biogaz (m ³ /an)	Coût du digesteur (€)
Rohan	1580000	2150000
Arcy	2000000	4000000
Passel Noyon	4500000	7200000
Le Bois Joly	1700000	2500000
Le Roitelet	1000000	1900000
Clavy-Warby	125000	140600

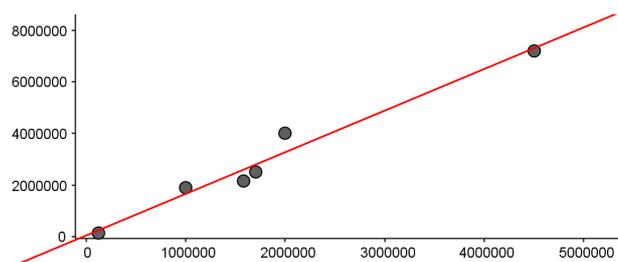


Figure E2 : Evolution du cout du digesteur en fonction du volume de biogaz fourni

Coefficient de corrélation : $R^2=0.9845$

Coût du digesteur continu = $1,61 * V$

Les pompes et agitateurs constituent ainsi 45% du coût total. On peut donc supposer que le coût d'un digesteur discontinu vaut, à même potentiel biogaz, 55% d'un continu :

$$\text{Coût du digesteur discontinu} = 0,88 * V$$

Il reste à noter qu'en raison de son processus de fonctionnement, la méthanisation discontinue nécessite l'emploi de quatre fois plus de digesteurs que dans le cas continu.

2 - OPEXs

On suppose les besoins en main d'œuvre proportionnels à la quantité de biogaz produite. Pour une installation continue produisant 150000m³/an cela nécessite d'après la littérature à une heure de travail humain par jour. On peut donc supposer :

$$\text{Durée de main d'œuvre (en h/jour, cas continu)} = 0,000007 * V$$

Dans le cas d'un processus discontinu, la multiplicité des digesteurs engendre un travail 3 à 4 fois plus long :

$$\text{Durée de main d'œuvre (en h/jour, cas discontinu)} = 0,000025 * V$$

Par ailleurs, les différentes technologies présentes dans un digesteur continu (agitateur, pompes) nécessitent ainsi un apport électrique important. Les coûts en maintenance sont plus élevés pour un digesteur continu en raison de ces technologies mises en jeu :

Figure E3 : Coûts en maintenance et en utilités

	Consommation électrique	Main d'œuvre (h/j)	Maintenance
Digesteur continu	Equivalut 10% de l'électricité produite si cogénération	0,000007*V	3% de l'investissement hors frais fixes
Digesteur discontinu	Négligeable	0,000025*V	1% de l'investissement hors frais fixes

Calculons les OPEX annuels liés à chacun des deux modes de méthanisation.

La consommation électrique équivalut à 10% de l'électricité produite en cas de cogénération.

Avec un prix de revente à EDF égal à 186€/MWh (voir plus loin), et un rendement cogénératif de 40%, cela représente un manque à gagner annuel de $0,1*74*P*V$ €, où P est le pouvoir calorifique du biogaz en MWh/m³.

Les coûts en main d'œuvre peuvent également être évalués (hypothèse : coût horaire au SMIC)

:

$$\text{Coût annuel en main d'œuvre} = 0,023*V \text{ (cas continu)}$$

$$= 0,082*V \text{ (cas discontinu)}$$

On peut alors évaluer les COPEX annuels :

$$\text{OPEX annuels} = 0,084*V \text{ (cas continu)}$$

$$= 0,098*V \text{ (cas discontinu)}$$

Ainsi, si la méthanisation continue nécessite des technologies dont la maintenance est plus onéreuse, elle ne nécessite néanmoins pas de travail humain important, ce qui ramené au SMIC (mode standard en France d'évaluation économique du travail humain) la rend moins coûteuse en OPEX (5% de l'investissement initial par an contre 11% dans le cas discontinu).

Notons néanmoins que les technologies mises en jeu dans un digesteur continu rendent ce système plus en proie aux pannes - une marge de prévention annuelle en ce sens est donc à envisager.

Annexe F

Les impuretés dans le biogaz

Figure F1 : Tableau récapitulatif des différentes impuretés présentes dans le biogaz brut, leurs origines et leurs conséquences : (30)

Impureté	Origine	Conséquence(s)
O ₂	- Défaut d'étanchéité dans le digesteur ou lors du procédé d'extraction. - Oxygénation dans le digesteur lors de l'élimination d'H ₂ S	Diminue le pouvoir calorifique du biométhane produit
CO ₂ <i>(25 à 50% en volume)</i>	Processus de méthanisation	- Diminue le pouvoir calorifique du biométhane produit - source de corrosion en présence d'eau
Composés azotés (NH ₃ ...) <i>(0 à 3% en volume)</i>	Processus de méthanisation	- Accélère et amplifie la combustion : contraintes thermiques importantes - Si oxydation en NO _x lors de la combustion : pollution des fumées - Si passage dans les huiles : corrosion
Eau <i>(1 à 5% en volume)</i>	Processus de méthanisation	- Réaction avec H ₂ S : formation d'acides sulfureux (corrosion) - Baisse rendement moteur - Source indirecte de corrosion (en présence de CO ₂ par exemple) - Entraîne condensation dans les parties froides du système

<p>Les composés soufrés (H₂S allant jusque 20 000ppm)</p> <p><i>(0 à 1% en volume)</i></p>	<p>Processus de méthanisation</p>	<ul style="list-style-type: none"> - corrosion des conduites, des différentes installations (en milieu humide, H₂S corrode l'acier rapidement : jusque 1mm par an) - acidification de l'huile du moteur : augmente la fréquence des vidanges nécessaires - pollution - détérioration des catalyseurs
<p>Les composés organiques volatils (COV)</p> <p>(majoritairement alcanes et composés aromatiques comme le toluène mais aussi composés halogénés, alcools...)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Fermentation de la matière organique → formation par dégradation - déjà présents dans les déchets (ménagers, pharmaceutiques...) → émission directe 	<ul style="list-style-type: none"> - Diminue le pouvoir calorifique du biométhane produit - Si combustion en présence d'eau : dégradation des équipements (corrosion) et acidification des huiles de moteur et des fumées
<p>Siloxanes</p> <p><i>(0 à 100mg.m⁻³)</i></p>	<p>Processus de méthanisation</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Dépôt et accumulation de silice dans les conduits et encombrement/obstruction de ceux-ci - Endommage les moteurs/micro turbines etc... et diminue leur performance - Augmentation de la maintenance des installations et donc diminution de la disponibilité des installations.
<p>Azote N₂</p> <p>(0 à 5% en volume)</p>	<p>Processus de méthanisation Présent dans l'eau</p>	<p>Diminue le pouvoir calorifique du biométhane produit</p>
<p>Poussières</p>		<ul style="list-style-type: none"> - Obstruction des équipements - Réduit l'efficacité des catalyseurs

Lisiers + déchets de culture	2000 ppm -peut aller jusqu'à 4000 ppm -peut descendre jusqu'à 220 ppm avec l'aération
Boue	1666 ppm
Ordures ménagères triées	333 ppm
Décharge	23.8 ppm

Figure F2 : Proportion de H2S dans le biogaz en fonction de sa provenance

(24),(25)

	CH ₄	CO ₂	N ₂	O ₂	H ₂ O
Lisiers + déchets de culture	62	33,5	0,25	0,6	4
Boue	67,5	26	0,5	0,25	6
Ordures ménagères triées	55	36	2,5	0,5	6
Décharge	42	35	15,5	4,5	4
Incertitudes	±10 %	±7 %	±1 %	±1 %	±2%

Figure F3 : Composition molaire d'un biogaz en fonction de sa provenance (23)

(24) (25)

	CO (ppm)	Toluène (mg/m ³)	Cuivre (µg/m ³)	Chrome (µg/m ³)	Fluorés (mg/m ³)	Chlorés (mg/m ³)	Trichloroéthylène (mg/m ³)	SO ₂ (mg/m ³)	NH ₃ : (mg/m ³)	Mercure
Lisiers + culture	28	<0.21	1.3	8.1	22.5	25	35.2	0.16	0.53	ND
Boues	25.5	0.8	4	71	30	10 à 80	95	0.009	15	0.77 mg/kg MS
Ordures ménagères	10	41,1	1.4	25	< 20	40	52.8	ND	ND	
Décharge	5	58	1.9	12.3	20	45	15.3	1.802	ND	0.09 µg/m ³

Figure F4 : Proportions de gaz et de métaux dans le biogaz et le digestat en fonction de la provenance_(24),(25)

On remarque que les boues et les déchets agricoles sont les plus intéressants au niveau du pouvoir méthanogène. Cependant, ce sont les installations avec les taux les plus élevés en H₂S (le taux en H₂S peut néanmoins être diminuée jusqu'à 150 ou 200 ppm selon les installations) CO et composants fluorés. Il est donc nécessaire de bien veiller à ce que les quantités ne dépassent pas les normes législatives, et implanter des méthodes pour éliminer ces composants dangereux pour la santé et l'environnement, quitte à baisser le rendement en méthane. Les boues contiennent de plus des métaux lourds et des composés chlorés à ne pas ignorer.

Les inconvénients des décharges, d'ordures triées ou non, mise à part la teneur en méthane plus faible, sont la présence de métaux lourds et composés chlorés mais aussi de siloxanes, préjudiciables pour les tuyaux, moteurs et systèmes d'épuration. Il faut néanmoins noter une importante proportion de CO₂, qui peut devenir intéressante dans l'optique de le valoriser.

Annexe G

Autres méthodes de purification

On pourra consulter pour plus de détails (30), (31), (32), (33) et (34).

Filtre biologique

L'objectif des filtres biologiques est d'éliminer les particules d' H_2S du biogaz brut en sorti de digesteur, grâce par exemple à des micro-organismes qui, en présence d'oxygène, vont dégrader l' H_2S . L'idée est de faire circuler dans une colonne le biogaz et de l'air comprimé ainsi que le substrat contenant ces micro-organismes pour permettre cette dégradation. Il faut maintenir la colonne dans des conditions qui favorisent cette réaction, à savoir une température de $20^{\circ}C$ et un pH neutre, compris entre 6 et 8. De plus, l'humidité doit également être contrôlée ($20m^3/j.m^2$ de biogaz) ainsi que le débit du substrat (entre 0.5 et $0.75m^3/h$). Dans ces conditions optimales et suivant la teneur du biogaz en H_2S , le taux d'épuration du biogaz peut atteindre 95 à 99%. Cette technologie est d'autant plus intéressante qu'elle permet de traiter des débits de biogaz très variés (de 500 à $2000m^3/j$). Il convient de nettoyer la colonne régulièrement à l'eau et pendant 30 minutes.

Cependant, cette solution requiert une grande rigueur : en effet, il est nécessaire de maintenir une concentration en H_2S et un débit en biogaz et en substrat constants au fil du temps sous peine d'entraîner la mort des micro-organismes dégradant l' H_2S . Elle est donc plutôt adaptée à des installations fournissant un biogaz brut à forte teneur en H_2S .

Exemple d'utilisation : « *Schneider et AL ont développé un filtre biologique. [...] Pendant les quatre premières semaines d'utilisation, celui-ci a permis d'éliminer la totalité d' H_2S contenue dans le biogaz (de 200 à 2000 ppm)* » (62). Un maintien du pH à 6.5 et de la température dans le filtre au-delà de $20^{\circ}C$ permet de garantir des capacités de réduction d' H_2S au-delà de 90%.

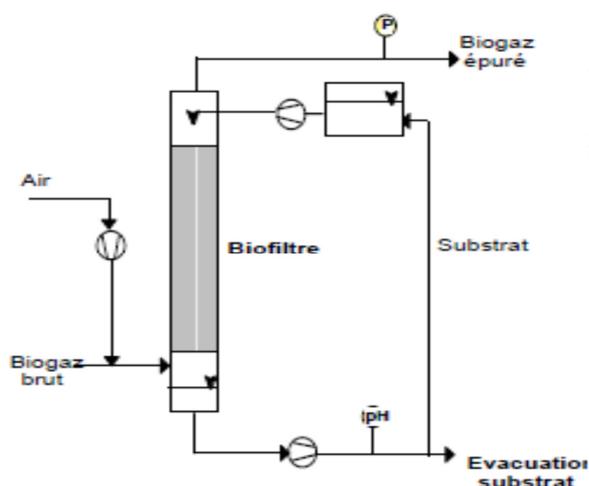


Figure G1 : Schéma de principe de l'épuration biologique.

Source : Schwegklofer A., 2000

Adsorption sur tamis moléculaires :

Selon le tamis utilisé, il est possible d'éliminer aussi bien l'eau que l' H_2S , les siloxanes ou les composés halogènes. La grande porosité des structures cristallines constituant les tamis moléculaires leur permet d'absorber les différents constituants du biogaz à traiter, selon le tamis utilisé. L'eau étant retenue en priorité, il convient de sécher au maximum le biogaz avant son passage sur les tamis moléculaires. Leur régénération s'effectue sur le même principe que celle du charbon actif, par élévation de la température. Là encore, il est nécessaire d'avoir plusieurs réacteurs en parallèle pour permettre une purification continue du biogaz. Cette solution permet d'éliminer presque totalement les traces d'eau du biogaz et cette perfection n'est pas justifiée dans le cas d'une cogénération. De même, elle permet d'atteindre des taux d' H_2S inférieur à 1 ppmV, même si elle est encore peu utilisée.

Annexe H

Solutions technologiques pour la cogénération

Il existe différentes solutions technologiques pour mettre en place un système de cogénération, parmi lesquelles :

- le moteur à gaz, fonctionnant uniquement avec du biogaz
- le moteur dual fuel
- les micro-turbines

La comparaison entre ces différentes technologies doit prendre en compte le rendement thermique et électrique mais aussi entre autre la production effective d'énergie, la disponibilité des installations (arrêts des moteurs pour maintenance par exemple), la présence ou non de prétraitement préalable. Une étude détaillée (30) permet d'aboutir aux résultats suivants :

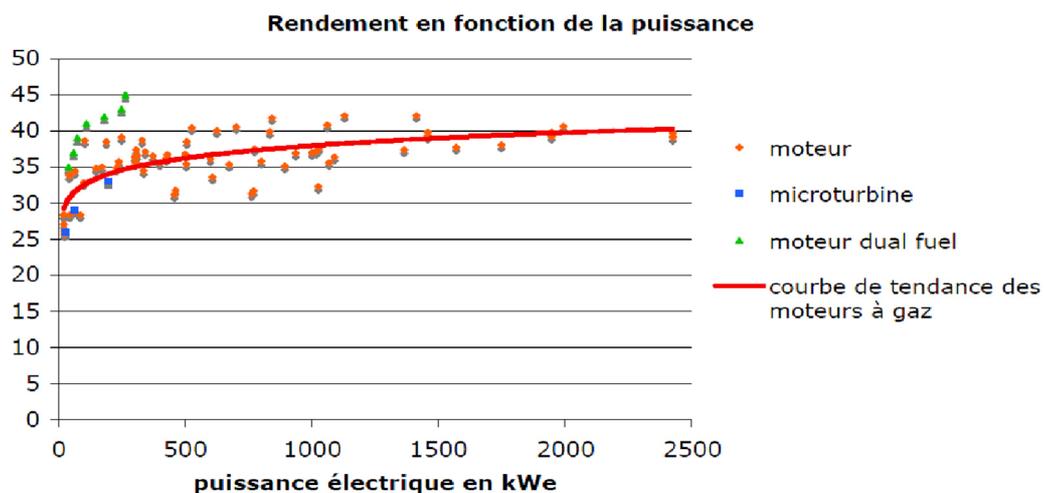
- Pour qu'une installation utilisant un moteur dual fuel soit à favoriser sur une installation à moteur à gaz, il faut que le gain de rendement soit supérieur à 3%. En fonction de l'évolution du prix du pétrole, le moteur dual fuel peut perdre de sa compétitivité.
- Les micro-turbines sont à favoriser pour des installations où la production de biogaz est variable, le taux de méthane fiable et si l'on souhaite une installation nécessitant peu de maintenance.
- Un prétraitement allonge le temps de retour sur investissement mais reste rentable : le bilan énergétique est en effet meilleur, et cela permet un gain en énergie primaire, en maintenance et en disponibilité des installations.
- La longueur du réseau d'eau chaude est à prendre en compte pour une installation de cogénération, même si de manière générale, le temps de retour sur investissement est nettement diminué pour une installation de cogénération.

On peut par ailleurs lister quelques caractéristiques des technologies disponibles :

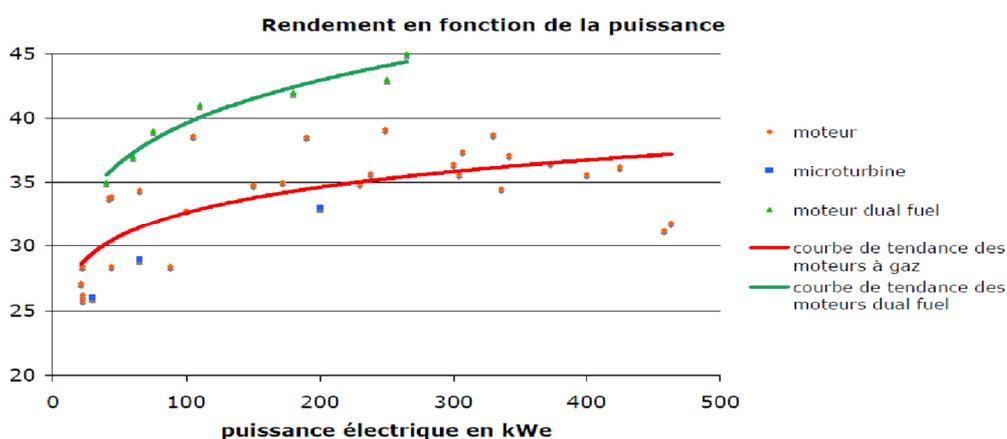
	Moteurs	Turbines à gaz	Micro-turbines
Gamme de puissance	30kW à 6.3MW	1.2 à 15MW	30 à 250kW
Développement de la technologie	Important	Important	En cours
Rendement électrique (diminue avec la puissance électrique)	A Gaz : de 27 à 37% Dual fuel : de 35 à 45%		De 25 à 34%

Figure H1 : Tableau de différentes technologies disponibles (30)

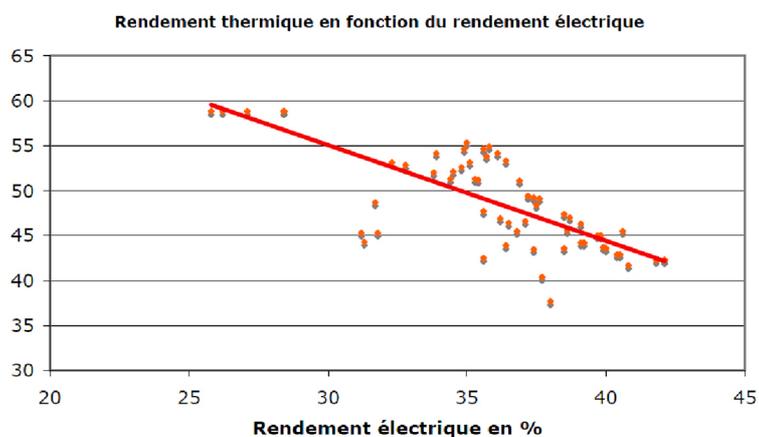
Graphiquement, toujours d'après cette même étude, on a l'évolution suivante pour l'évolution du rendement du moteur en fonction de la puissance électrique.



En zoomant sur une gamme plus restreinte de puissance :



D'autre part, le rendement thermique est inversement proportionnel au rendement électrique comme le montre ce graphique :



La tendance aujourd'hui est d'améliorer le rendement électrique et de maximiser la consommation de chaleur récupérée. Ces graphiques peuvent servir de prévision pour connaître la production d'électricité envisageable. Ils proviennent tous de (30).

Une comparaison plus précise des micro-turbines et des moteurs peut également être réalisée : **Figure H2 : Comparatif des différentes technologies disponibles**

	Moteur	Micro-turbine	Turbine à combustion
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> - Bon rendement électrique (de 35 à 45%) - Ne nécessite pas de prétraitement particulier : fonctionnement possible avec des impuretés mais implique maintenance plus régulière et spécifique - Gamme étendue de puissance (de 40kW à 3MW) - Technologie connue et répandue 	<ul style="list-style-type: none"> - Disponibilité : 94 à 98% - Maintenance réduite car une seule pièce motrice et pas d'utilisation d'huile - Valorisation des gaz pauvres : teneur minimum en méthane nécessaire : 35% - Peu de pollution NOx et CO (10 fois moins que les moteurs) 	<ul style="list-style-type: none"> - Gamme de puissance allant de quelques dizaines de kW à 100MW - Bon rendement (entre 25 et 45% en fonction de la puissance) - Disponibilité : 94 à 98% - Maintenance réduite car une seule pièce motrice et pas d'utilisation d'huile
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Disponibilités : 75 à 90% - Faible valorisation des gaz pauvres : taux de méthane minimum compris entre 40 et 45% - Forte pollution (NOx, CO) - Beaucoup d'utilités (huiles, bougies...) Maintenance importante - Arrêt nécessaire si taux de charge < 50% de la charge nominale 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible rendement électrique : 26 à 33% - Sensibilité aux siloxanes : prétraitement obligatoire (la plupart du temps adsorption sur charbons actifs) - Gamme restreinte (quelques dizaines de kW) - Coût d'investissement peu élevé 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible rendement électrique : 26 à 33% - Sensibilité aux siloxanes : prétraitement obligatoire (la plupart du temps adsorption sur charbons actifs)
Solution adaptée pour/si...	<ul style="list-style-type: none"> - Petite installation et utilisation locale - Taux de biogaz > 40% Débit stable 	<ul style="list-style-type: none"> - Teneur en méthane faible - Centre de stockage des déchets (car plus de flexibilité) 	

Norme d'émission : La circulaire du 10.12.2003 donne la limite d'émission dans les gaz d'échappement, résumées dans la figure H3.

Figure H3 : Tableau récapitulatif des valeurs limites d'émissions en mg/m³ pour différents appareils à partir du biogaz en France

		Valeurs d'émissions limites (VEL) en mg par m ³			Poussières	COV	CO
		SO ₂	NOx				
	Teneur en O ₂ sur gaz sec						
Chaudière 2 à 10 MW	3%	Pas de VEL	225	50	50	250	
Turbines 2 à 20 MWth	15%	Pas de VEL	225	150	50	300	
Moteurs 2 à 20 MWth	5%	Pas de VEL	525	150	50	1200	
Torchères de 2 à 20 MW	Reprise des dispositions de l'article 44 de l'arrêté ministériel du 9 septembre 1997						
Torchères, chaudières, turbines < 2MWth	Pas de VEL : pour les installations de même taille utilisant des combustibles classiques, aucune réglementation ne fixe de valeur limite. Les installations de cette taille utilisant du biogaz ne présentant pas de spécificité, il n'y a pas de VEL						

Pour respecter les normes en termes de NOx et de CO, il convient d'installer un pot catalytique (de 120 000€ à 170 000€) qui impose cependant d'installer au préalable un module de traitement d'H₂S sous peine de désactiver les catalyseurs du pot.

Annexe I

La séparation membranaire

Description détaillée de la méthode

La méthode de séparation membranaire des gaz est un procédé utilisant une membrane polymère à travers laquelle les divers composés du gaz ne diffusent pas à la même vitesse. Tout le processus s'effectue en phase gazeuse.

Dans le cas de l'épuration du biogaz, les composés à séparer sont CH₄, CO₂, H₂S, O₂, H₂O et éventuellement quelques composés supplémentaires. Les membranes utilisées sont perméables au CO₂ et à l'eau, tandis que le CH₄ se retrouve dans le rétentat.

Cette méthode est notamment proposée par Air Liquide, Evonik Industries et Envitec pour l'épuration de biogaz.

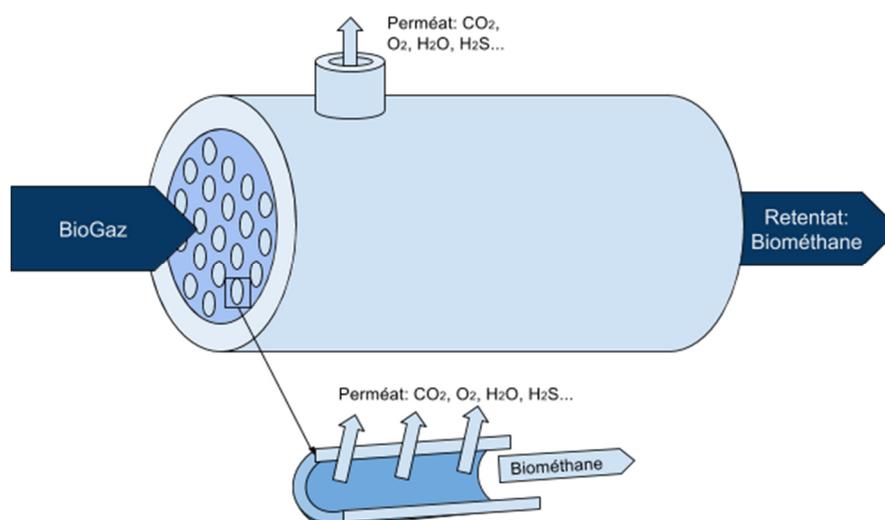


Figure I1 : Schéma de présentation générale de la membrane de séparation

Ce mécanisme est contrôlé par les différences de pression partielle des composés de chaque côté de la membrane – il s'agit de la force motrice du processus.

Le flux du perméat est défini par la relation : (63)

$$\varphi = \frac{P * \Delta P_i * A}{l}$$

P : perméabilité de la membrane vis-à-vis de CO₂

ΔP_i : différence de pressions partielles de CO₂, de chaque côté de la membrane

A : aire de la membrane (à maximiser)

l : épaisseur de la membrane (à minimiser).

Par conséquent, il est important d'évacuer le perméat au cours du processus, pour éviter un équilibre des pressions partielles en CO₂ de chaque côté de la membrane, et donc un arrêt de diffusion du CO₂ au travers de la membrane.

La membrane séparatrice est caractérisée par deux paramètres : la perméabilité et la sélectivité.

La perméabilité de la membrane vis-à-vis d'un gaz désigne sa capacité à se laisser traverser par le gaz d'étude, sous l'effet d'un gradient de pression. Cette perméabilité est liée à la vitesse de perméation des différents gaz, qui dépend elle-même de la solubilité (représentant le nombre de molécules à l'intérieur de la membrane) et de la taille des molécules : un gaz présentant une solubilité plus élevée et une taille moléculaire réduite aura une vitesse de perméation plus rapide. Dans le cas de la séparation membranaire du biogaz, le CO₂ traversera la membrane tandis que le CH₄ se retrouvera dans le rétentat.

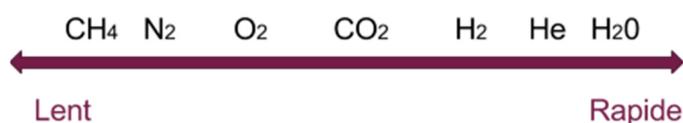


Figure 12 : Vitesse de perméation de différents gaz

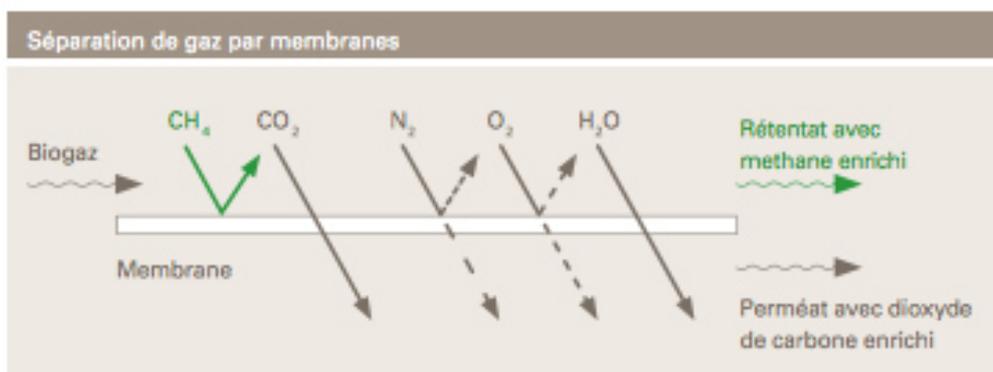


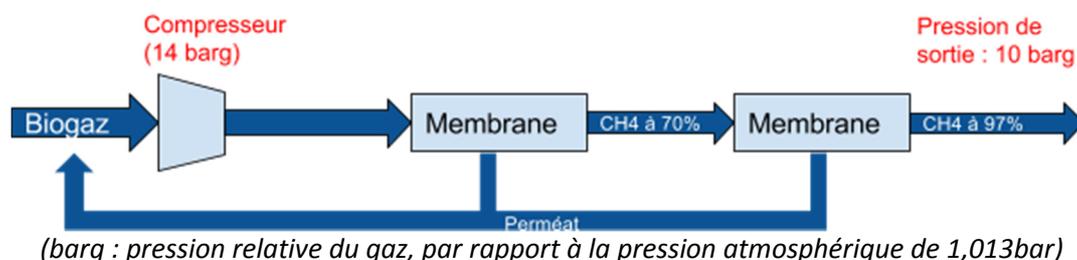
Figure 13 : Mécanisme d'épuration membranaire (64)

La sélectivité de la membrane est définie par $S = \frac{\text{perméabilité}/\text{CO}_2}{\text{perméabilité}/\text{CH}_4}$. Plus cette sélectivité est importante, plus la séparation du CO₂ et du CH₄ sera efficace, et donc plus les produits en sortie seront purs.

L'objectif de l'industriel sera alors de trouver une membrane présentant un compromis idéal entre perméabilité et sélectivité. Il existe différents types de membranes :

- Poreuses : pour un filtrage (dimension caractéristique > 500Å) ou tamisage moléculaire (< 5Å)
- Polymères denses non poreuses avec solution de diffusion : c'est la solution retenue par Air Liquide, permettant une séparation efficace du biogaz

En pratique, il est nécessaire d'utiliser plusieurs systèmes membranaires en cascade pour maximiser le taux de pureté du biométhane en sortie. La figure suivante présente une solution à deux étages, proposée par Air Liquide pour l'épuration du biogaz.



Exemple d'installation utilisant cette technologie :

De nombreuses installations de méthanisation utilisent cette méthode pour la purification de biogaz, en Allemagne et en France. Nous avons visité la ferme de méthanisation des frères Quak, près de Chaumes-en-Brie, qui utilise cette technologie depuis 2013. Elle est constituée de :

- Un échangeur pour éliminer les traces d'eau dans le biogaz brut
- Un site de prétraitement de H₂S sur charbons actifs
- Un compresseur pour compresser le biogaz à 14bar
- Une installation de 5 membranes en cascade pour la séparation du biogaz
- Les offgaz (évent) sont soit réinjectés en amont du compresseur, soit relâchés dans l'atmosphère (aucune valorisation du CO₂ n'est prévue pour le moment).

Cette installation innovante est la première à s'être raccordée au réseau de gaz naturel, permettant ainsi l'injection directe de biométhane dans le réseau. Un poste d'injection a été installé, comportant un système d'odorisation du biométhane, une unité de tests de qualité ainsi qu'un raccord direct au réseau.

Pour répondre à la demande variable du réseau, il faut choisir une technologie adaptable : la technologie membranaire est la seule qui offre la possibilité de passer d'une production de 140Nm³/h en hiver à 60Nm³/h de biométhane en été, sans perte de rendement ni de pureté.

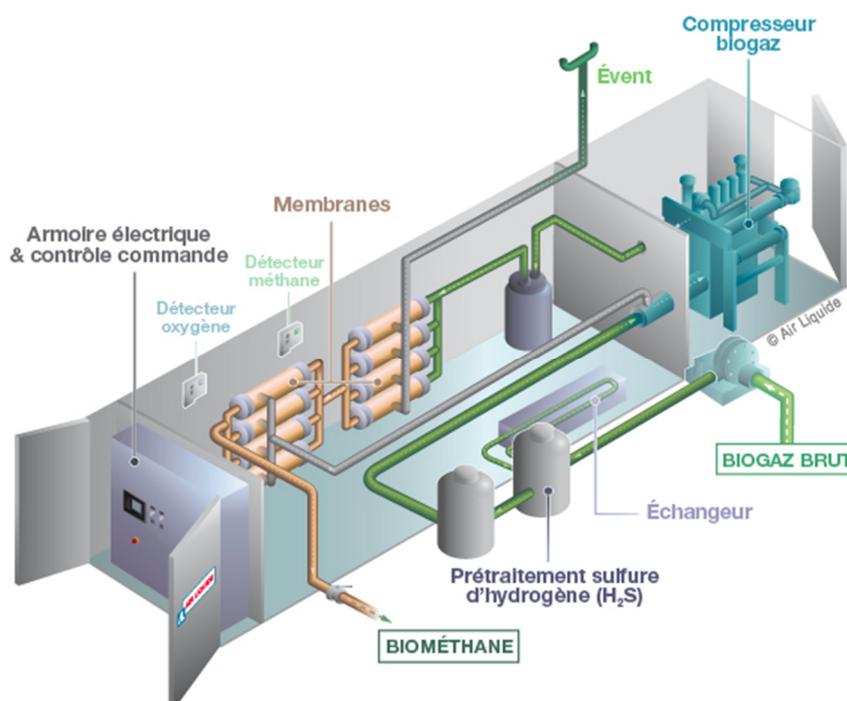


Figure I4 : Installation Air Liquide pour la purification de biogaz à la ferme de Chaumes-en-Brie (65)

Annexe J

Coûts des technologies de séparation CH₄/CO₂

Le coût dépend du débit souhaité en sortie. En effet, il faut considérer le coût de fonctionnement en plus du coût de l'installation à proprement parler. Les coûts de fonctionnement ne sont pas fonction linéaire du débit, il est clair par effet d'échelle que plus on produit moins le m³ de biogaz revient cher, comparons donc quantitativement les différentes technologies afin de répondre à la question suivante : laquelle est la plus rentable au bout d'un temps T ? L'étude comparative sera faite en se basant sur des prix datant de Mars 2013.

Figure J1 : coûts pour les petits élevages (100Nm³/h)

Colonne1	Lavage à l'eau	Lavage solvant organique	Lavage aux amines	PSA	technologie membranaire
Coût investissement(€)	1010000	950000	950000	1040000	745000
Coût fonctionnement (€/h)	14.00	13.80	14.40	12.80	13.80

→ Les technologies à membranes se détachent clairement sur ce graphique par un coût initial moindre, mais on peine à voir le moins cher sur le long terme, où la technologie PSA se démarque le plus :

Figure J2 : Coûts pour les élevages moyens (250Nm³/h)

	Lavage à l'eau	Lavage solvant organique	Lavage aux amines	PSA	technologie membranaire
Coût investissement €	1375000	1250000	1250000	1350000	1175000
Coût fonctionnement (€/h)	25.75	25.50	30.00	25.25	23.75

Figure J3 : Coûts pour les gros élevages (500Nm³/h)

	Lavage à l'eau	Lavage solvant organique	Lavage aux amines	PSA	technologie membranaire
Coût investissement (€)	1750000	1750000	1750000	1850000	1800000
Coût fonctionnement (€/h)	45.50	45.00	56.00	46.00	40.00

Annexe K

Les coûts de raccordement au réseau de gaz

1. Les coûts préliminaires à l'exploitation (CAPEX)

1.1. Étude de faisabilité :

Durée: 2 mois

Prix: 2797,10€ HT donc 3356,52€ TTC

Commentaires :

-Cette étude est facultative

-Elle donne des premières estimations de faisabilité et de coûts:

- Détermine si la consommation en gaz des alentours est suffisante pour absorber le biométhane produit,
- Donne une première estimation du coût du raccordement au réseau.

1.2. Étude de faisabilité :

Durée: 4 mois

Coûts: 9 803,13€ HT soit 11 763,76€ TTC

Commentaires :

- Donne le coût exact du raccordement au réseau et détermine son tracé exact,
- Détermine la capacité d'injection (débit par période, réglages du poste d'injection),
- Fixe la qualité nécessaire à l'injection du biométhane (pureté, teneur en dioxygène) ainsi que la procédure en cas de non-conformité du biométhane reçu,
- Attribue un numéro d'ordre au dossier.

1.3. Étude de faisabilité :

Durée : Variable

Coûts : Variable, dépend de l'éloignement au réseau préexistant et du terrain

Estimation grossière : 75 000€ TTC/km

1.4. Analyses de mise en service de l'installation d'injection :

Coûts : 11 045,88€ HT soit 13 255,06€ TTC pour les 5 mesures

Commentaire : cinq mesures consécutives les cinq premiers jours suivant l'injection dans le réseau.

2. Les coûts en fonctionnement (OPEX) :

2.1. Analyses à fréquence déterminée :

Coûts : 2 696,35€ HT, soit 3 235,62€ TTC par mesure

Commentaires :

- Ces mesures s'ajoutent à celles réalisées en continu par le chromatographe du poste d'injection,
- La fréquence est déterminée dans l'étude détaillée.

2.2. Analyses complémentaires en cas de non-conformité :

Coûts : 3 108,86€ HT, soit 3 730,63€ TTC par mesure

Commentaires :

- Ces analyses sont non planifiées et obligatoires en cas de non-conformité du biométhane reçu.

2.3. Location du poste d'injection (celui-ci reste la propriété de GrDF) :

Coûts :

POSTES D'INJECTION DE BIOMETHANE			
Type d'installation	Pression d'injection	Loyer trimestriel	
		€ HT	€ TTC
Avec odorisation	4 bar	18 199,77	21 839,72
	16 bar	18 441,90	22 130,28
Sans odorisation (*)	4 bar	16 656,23	19 987,48
	16 bar	17 271,62	20 725,94

(*) cas où le biométhane est odorisé en amont du poste d'injection par le Producteur de biométhane

Services compris dans la location :

- Prise en compte de l'investissement initial, de la maintenance et de l'exploitation,
- Mise aux normes et renouvellement,
- Gestion du système d'information de la qualité du biométhane,
- Opérations liées au réseau

Annexe L

Le processus Cryo Pur

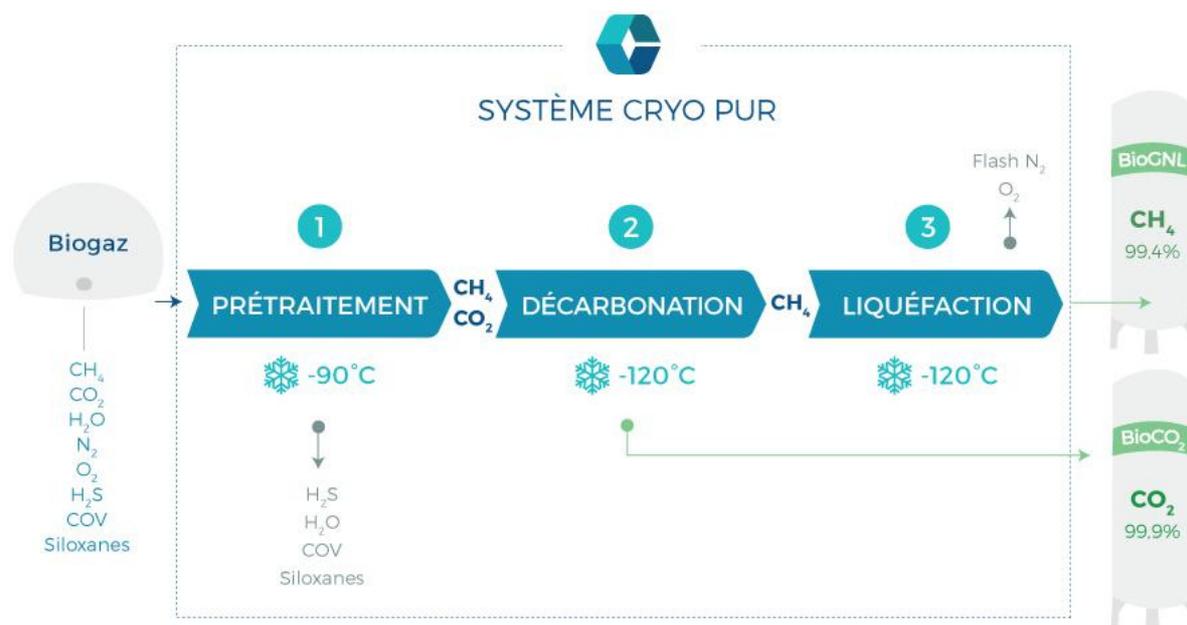


Figure L1 : Etapes du processus Cryo Pur (66)

Le processus cryogénique s'effectue en trois étapes successives :

a. Les prétraitements

Contrairement aux autres méthodes, le prétraitement doit se faire de façon particulière pour préparer les étapes suivantes.

Le premier prétraitement est un prélavage à base de solution froide de soude pour éliminer H₂S (méthode d'absorption). Ensuite, pour éviter toute prise en glace du procédé à l'étape de décarbonation, l'eau est éliminée par givage/dégivrage dans deux systèmes frigorifiques successifs. Cette étape permet également l'élimination du H₂S résiduel, des siloxanes et des COV.

b. La décarbonation

L'étape clé de la séparation du biogaz est un processus de givage/dégivrage du CO₂ à pression atmosphérique au passage dans un échangeur. Des cristaux de CO₂ se forment au passage dans l'échangeur quand la température correspond à la température d'anti-sublimation du CO₂ dans le mélange CH₄/CO₂ (figure L2).

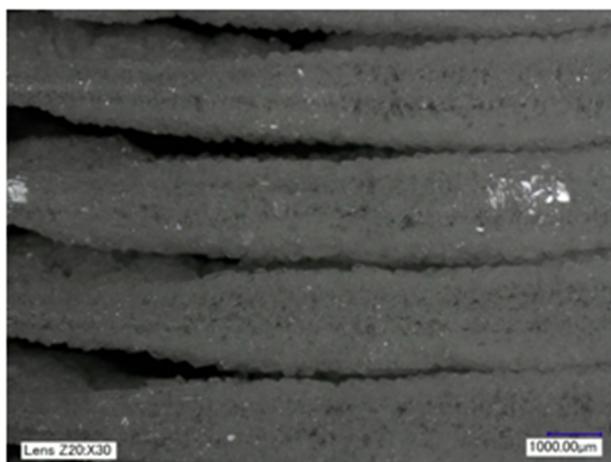
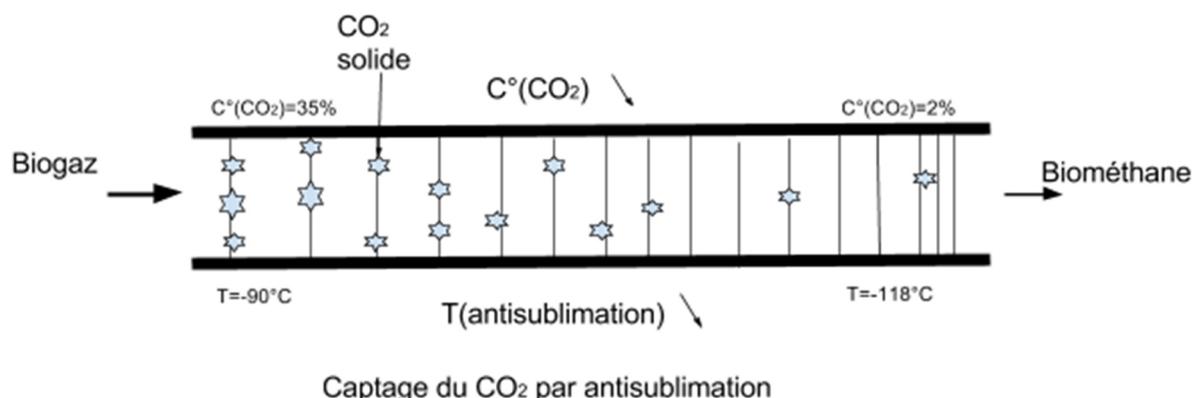


Figure L2 : Croissance du CO₂ solide sur un échangeur de chaleur à basse température (67)

La température d'anti sublimation (passage de gaz à solide) du CO₂ dépend de sa pression partielle dans le biogaz, et donc de sa fraction molaire. Ainsi, cette température diminue progressivement à mesure que le gaz s'appauvrit en CO₂. En pratique, la fraction molaire en CO₂ passe de 35% à 2% au cours du processus, ce qui justifie l'existence d'un gradient de température au sein de l'échangeur (-90°C en entrée et -118°C en sortie).

Le système frigorifique est constitué de deux échangeurs en parallèle, permettant une épuration en continu : l'un est dédié au givrage et l'autre au dégivrage. Quand les dépôts deviennent trop volumineux et empêchent la circulation du gaz dans le premier échangeur, il y a permutation des deux échangeurs, ce qui permet le dégivrage des cristaux sans interrompre l'épuration du biogaz circulant en continu.



c. La liquéfaction

Le bio-CO₂ dégivré se trouve sous forme liquide, sous pression et à 99,9% de pureté. Par ailleurs, le biométhane en sortie de l'échangeur est à l'état gazeux, à pression atmosphérique et à -118°C. La dernière étape du processus consiste donc à liquéfier le biométhane en le comprimant à 15bar, tout en le maintenant à -118°C. Comme le prouve la figure suivante, celui-ci se trouve alors à l'état d'équilibre liquide-vapeur, permettant ainsi d'optimiser son stockage.

Le coût de pompage d'un liquide est bien inférieur à celui de compression d'un gaz, ce qui justifie l'étape de liquéfaction précédant le stockage du biométhane, sous forme liquide.

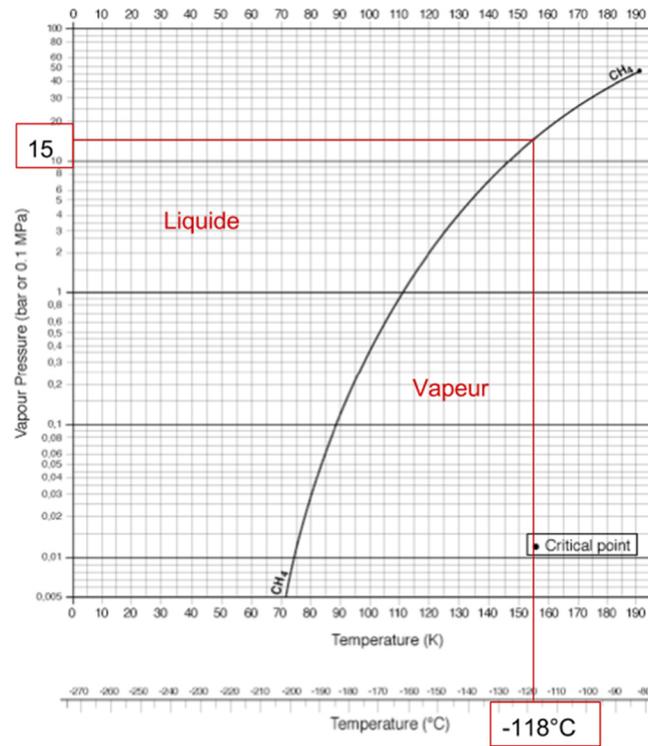


Figure L3 : Diagramme d'équilibre liquide-vapeur du CH₄ (68)

Annexe M

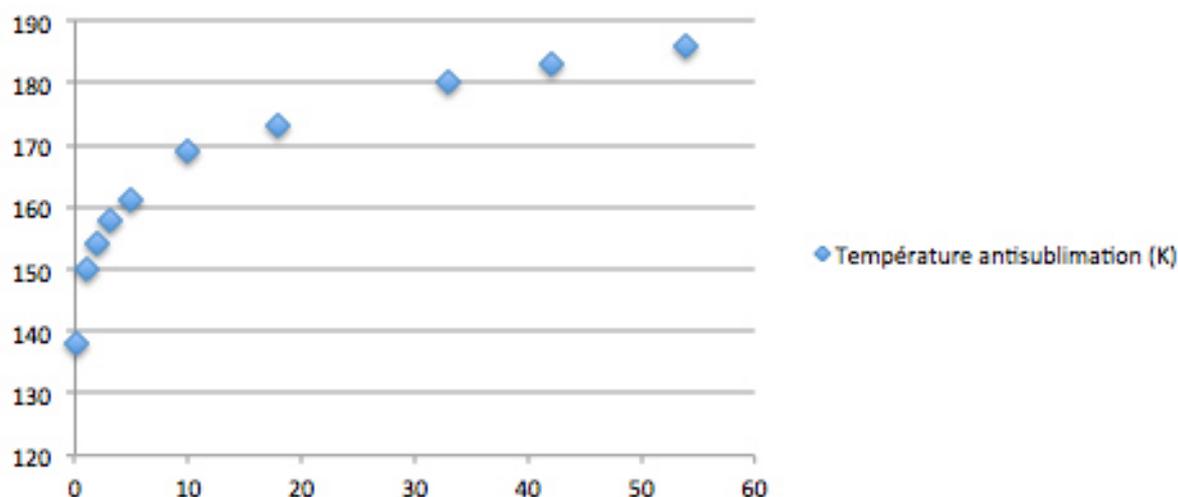
Dépendance de la température d'anti sublimation du CO₂ en fonction de sa fraction molaire dans le biogaz

La température d'anti-sublimation du CO₂ dépend de sa pression partielle dans le biogaz, et donc de sa fraction molaire. Ainsi, cette température diminue progressivement à mesure que le gaz s'appauvrit en CO₂. Il est possible de représenter graphiquement cette évolution, et ainsi de justifier le gradient de température dans l'échangeur cryogénique. (69)

Fraction molaire en CO ₂ (%)	0,1	1	2	3	5	10	18	33	42	54
Température anti sublimation de CO ₂ (°C)	- 135	- 123	- 119	- 115	- 112	- 104	- 100	- 93	- 90	- 87

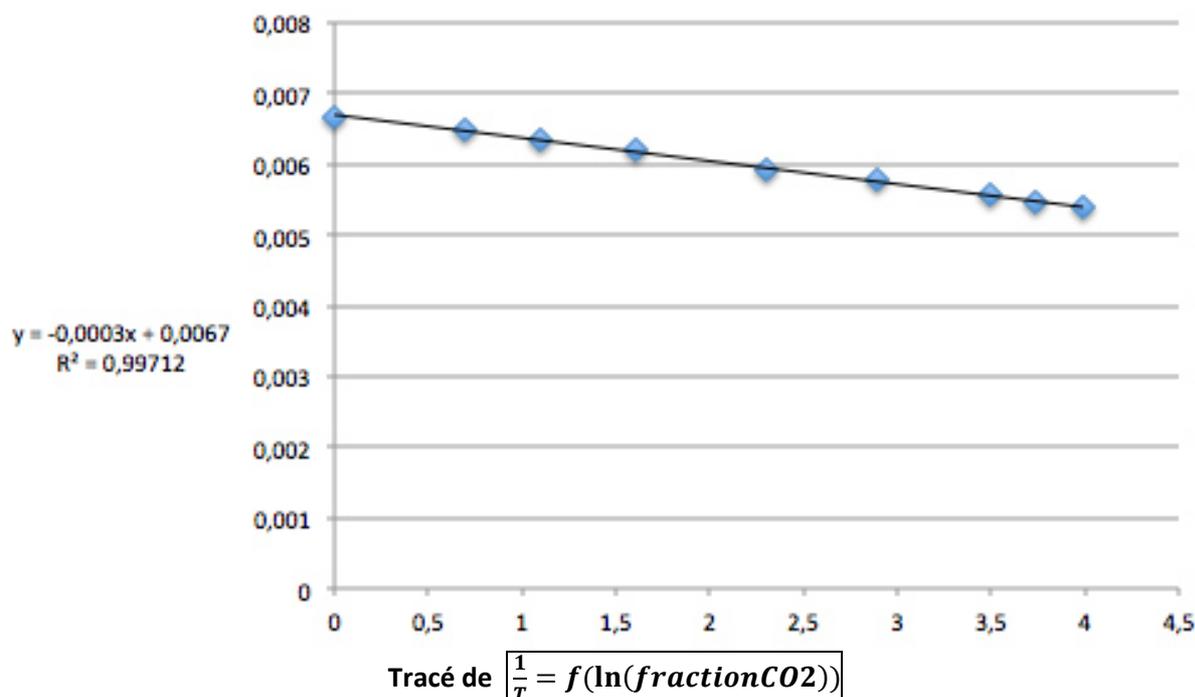
Figure M1 :

Evolution de la température d'antisublimation du CO₂ en fonction de la fraction molaire



En abscisses : fraction molaire de CO₂ dans le mélange CO₂/CH₄ (en %)

En ordonnées : température d'anti-sublimation de CO₂



Modélisation linéaire : $\frac{1}{T} = -3.10^{-4} * \ln(\text{fractionCO2}) + 6,7.10^{-3}$.

Le biogaz introduit dans l'échangeur peut être considéré comme un mélange binaire CO₂/CH₄ (il y a peu d'impuretés dans le mélange après les étapes de prétraitement). L'étude du diagramme binaire associé permet de justifier la diminution de température d'anti-sublimation du CO₂ à mesure que sa fraction molaire diminue dans le mélange, et donc que celle de CH₄ augmente.

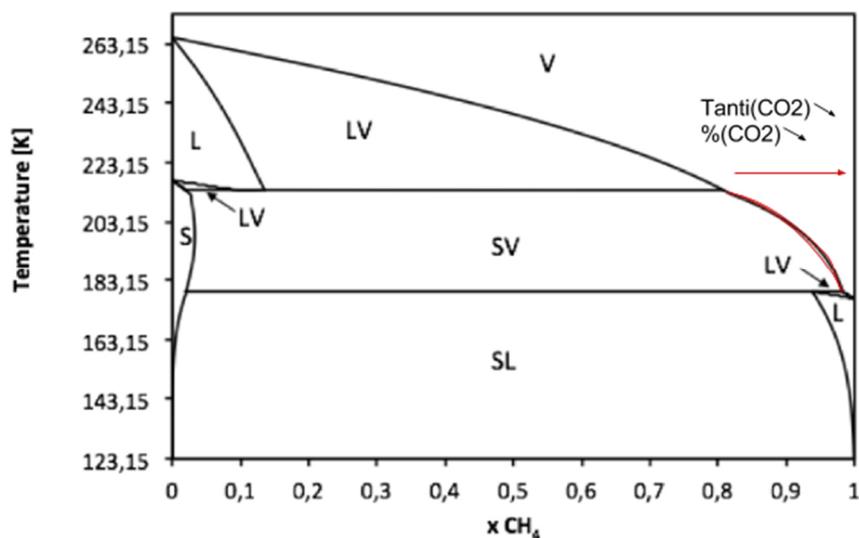


Figure M2 : Diagramme binaire CH₄/CO₂ à 30bar

Annexe N

Le compostage

Le compostage est un processus qui a lieu en présence d'eau et d'oxygène et qui vise principalement à dégrader de la matière organique, pour former un produit stabilisé et hygiénique. On peut distinguer deux phases (70) :

- Une dégradation : les matières les plus facilement dégradables sont décomposées par des bactéries. La température s'élève alors principalement sous l'action de la respiration des micro-organismes et atteint entre 60 et 70°C. Un maintien de cette température pendant 4 jours permet l'hygiénisation du compost. Durant cette phase, la masse du compost diminue suite à le dégagement de CO₂ et l'évaporation d'eau.

- Une maturation : la quantité de matière facilement utilisable devient plus rare ce qui entraine la disparition de certaines bactéries. Le compost descend progressivement à température ambiante.

Ce procédé permet de réduire de 50% le volume et le poids des intrants. (71)

Le prix d'investissement d'un composteur étant soumis à de fortes fluctuations, on évalue grossièrement les prix :

- Compost : de 4 à 10€ pour 40litres,
- Lombricompost : de 7 et 15€, de 10kg à 20kg.

Type d'analyse	Tonnage par an				Prix en euros pour un lot
	0 à 350t/an	350 à 3500t/an	3500 à 7000t/an	Plus de 7000t/an	
Agronomie	2/an	3/an	4/an	4/an	330
E.T.M.	1/an	2/an	3/an	4/an	
C.T.O.	1/an	1/an	1/an	2/an	
Critères microbiologiques	1/an	2/an	3/an	4/an	310
Inertes et impuretés	1/an	2/an	2/an	3/an	130
Minéralisation potentielle	Absence	Absence	1/an	1/an	870
Fractionnement biochimique	Absence	Absence	1/an	1/an	170

Figure N1 : Prix de maintenance du composteur (72)

Eléments	Valeur limite dans les déchets ou effluents (mg/kg MS)
As	18
Cd	3
Cr	120
Cu	300
Hg	2
Ni	60
Pb	180
Se	12
Zn	600

Figure N2 : Teneur limite en métaux selon les normes (73)

Il existe aussi des normes en termes de micro-organisme et d'impureté.

Exemple d'homologation

En mars 2015, il existait un unique bénéficiaire d'une homologation en France (Bretagne) : Géotexia Mené. Le digestat est produit à partir de 35 000 tonnes de lisiers de porcs et 40 000 tonnes de coproduits venant d'entreprises agroalimentaires. Les phases solide et liquide sont ici vendues séparément. Pour ce qui est de la vente, le PDG de Géotexia précise qu' « *En général, nos clients sont des agriculteurs de la plaine céréalière. Les produits solides peuvent faire des distances plus longues - 300km en moyenne - et les produits liquides, moins faciles à transporter, restent dans un rayon d'environ 20km* ». Le prix quant à lui varie selon les produits, la distance et le marché de l'offre et la demande. La principale difficulté rencontrée est la constance de la composition du digestat. (47)

Annexe O

Valorisation du CO₂ par les micros algues

Les micros algues sont des organismes riches en acides gras, lipides et pigments, qui peuvent facilement être utilisés en pharmacie, cosmétique ou encore pour la production alimentaire ou de carburant. Elles ont aussi l'avantage de consommer du CO₂; en effet, 1kg de CO₂ permettrait d'obtenir 0,4kg de biomasse. Un exemple concret est l'installation inaugurée le 28 août 2008 à Hambourg, visant à revaloriser les émissions de CO₂ d'une centrale de chauffage à gaz. Pour un coût d'investissement de 2,2 millions d'euros, elle devrait permettre de produire 160tonnes de biomasse par an sur une surface de un hectare, ce qui revient à consommer 400tonnes de CO₂ par an.

Cependant, cette solution serait plutôt destinée à des quantités restreintes de CO₂, car comme l'explique Ulf Karsten, chercheur à l'Institut de sciences biologiques de l'Université de Rostock, « *la productivité élevée des photobioréacteurs ne suffit pas à convertir les immenses quantités de CO₂ en biomasse* ». Hubert Märkl, spécialiste du génie des bioprocédés à l'Université technique de Harbourg, conforte cette idée avec l'exemple d'une centrale à charbon : « *une centrale à charbon modeste, d'une capacité de 500MW, consomme chaque jour 3000 tonnes de charbon. Il faudrait 5000 tonnes d'algues par jour pour fixer cette quantité de CO₂* » (49). Si le traitement de forte quantité de CO₂ semble un problème en ce qui concerne les émissions des centrales à charbon, cela semble plus adapté à la production de CO₂ associée à la méthanisation.

Enfin, pour ce qui est de l'avenir de la production de micros algues, bien que la vitesse de croissance de ces organismes soit 20 à 30 fois supérieure à celle des végétaux, le coût du litre de carburant est de l'ordre de 50€ par litre. Cela est dû, d'une part, au faible rendement de 0,2g de matière sèche par litre (il faut compter 5000 litres d'eau filtrés pour obtenir 1kg de matière sèche). D'autre part, le CO₂ n'étant pas le seul intrant, il est nécessaire de fournir de l'énergie solaire, de l'eau, et surtout de l'azote et du phosphore (74). Certains de ces micro-organismes sont des OGM ; l'acceptation sociétale est donc un paramètre à considérer.

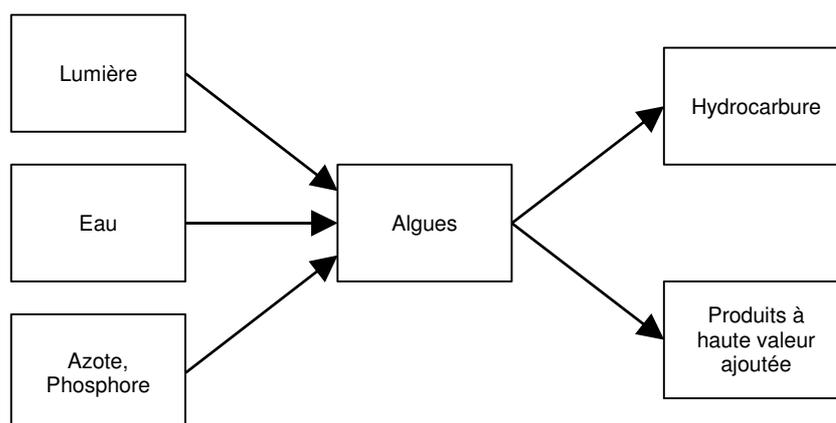


Figure O1 : Schéma de principe

Annexe P

Valorisation du CO₂ dans les voitures réfrigérées

En 2010, 70 millions de tonnes de produits frais ont traversé la France à bord de 110 000 véhicules équipés pour le transport sous température dirigée. (75) Une voie d'amélioration de ces véhicules est l'utilisation du CO₂ comme fluide frigorigène. En effet, c'est un fluide chimiquement neutre, non corrosif, ininflammable, alimentaire et surtout bon marché. D'un point de vue technique, il a une chaleur latente de vaporisation 5 à 8 fois supérieure à celle d'autres gaz qui peuvent être utilisés tels que le R22 ou le NH₃. Sa capacité calorifique massique est presque constante à 2000kJ/kg entre 0°C et -40°C, combiné avec un bon coefficient d'échange thermique. (76)

Les véhicules équipés de cette technologie possèdent des réservoirs pouvant contenir jusqu'à 950 litres sous une pression de 2,5 à 3bar. Ainsi, pour une consommation de 30L/h, les véhicules possèdent une autonomie de 13 heures pour une température extérieure de 30°C.

Cependant, des inconvénients d'origines variées sont des freins à cette technologie. Le marché étant peu développé, le choix des entreprises pour cette valorisation du CO₂ est restreint. Il faut également, pour des raisons de sécurité, mettre en place un système de détection de CO₂, ce dernier étant inodore.

Annexe Q

Injection du CO₂ sous terre

Le CO₂ peut être injecté dans des formations géologiques.

Formation géologique	Capacité de stockage	Coût pour une tonne de CO ₂
gisements de pétrole et de gaz	675 à 900Gt	0,5 à 8\$
formations profondes (grand aquifère, stockages salins ou argileux...)	1 000 à 10 000Gt	+ 0,1 à 0,3\$ pour la surveillance
gisements houillers non exploitables	5 à 200Gt	

Figure Q1 : Tableau des potentiels de stockage (86)

Si le choix des réservoirs est fait correctement, les proportions de CO₂ retenu sont estimées supérieures à 99% sur 100 voire 1000 ans.

Concernant les risques liés à l'injection souterraine, le CO₂ peut être libéré en cas de tremblement de terre ou d'apparition de failles et pourrait même dans certains cas entraîner des hydrocarbures lors de sa remontée à la surface. De plus, cette technique peut s'apparenter à l'enfouissement des déchets nucléaires ce qui est source de tensions et de débats. Elle nécessite une surveillance constante des sites. Le prix de capture et de stockage serait d'environ 70€ la tonne.

Annexe R

Transport du CO₂

Plusieurs modes de transport existent pour le CO₂ : les gazoducs, les navires ou encore les camions ou wagons citernes.

Le transport par gazoduc est une méthode connue qui commence en 1970 aux Etats-Unis. Le CO₂ circule sous forme supercritique et dense à une pression supérieure à 74bar (souvent de 8MPa). Il doit être sec pour éviter toute corrosion. Aujourd'hui le réseau de pipeline du CO₂ est de l'ordre de 7500km. Le coût de telles installations est fortement corrélé à la distance parcourue, les volumes transportés, ainsi que les milieux.

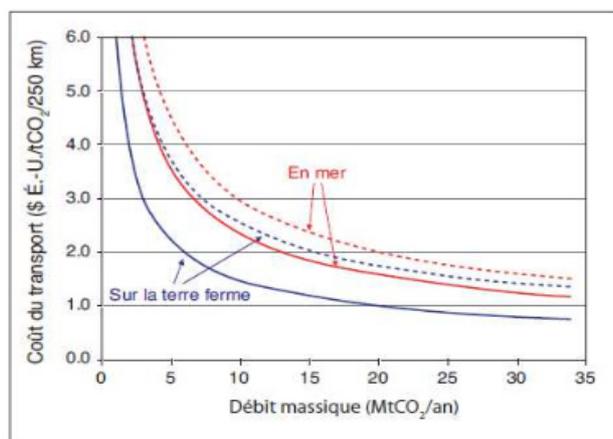


Figure R1 : Evolution du coût de transport du CO₂ par gazoduc sur terre et en mer sur une distance fixée de 250km en fonction du débit massique (Les estimations supérieures sont représentées en pointillés, les estimations inférieures en trait plein) (86)

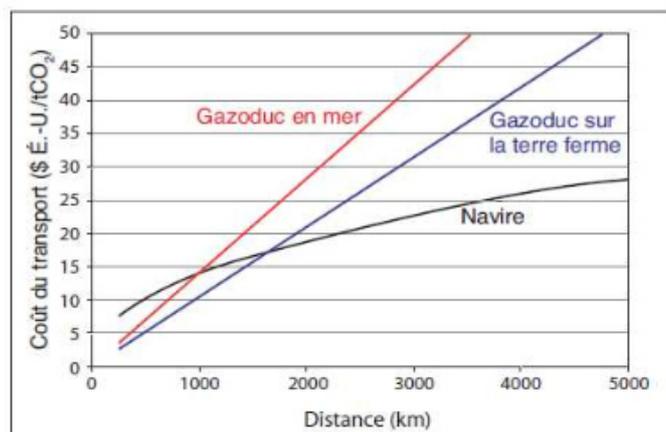


Figure R2 : Evolution du coût de transport de CO₂ en fonction de la distance (86)

De plus, les aspects environnementaux sont à prendre en compte, le tout dans un cadre très peu réglementé.

Le transport peut aussi être effectué à l'aide de navire, sous pression et à basse température (par exemple -30 °C et 15bar ou -50°C et 7bar). Cette technique est utilisée pour de faibles volumes (1 000m³) et devient intéressante lorsque les distances augmentent (à partir de 500km pour une conduite offshore, 1000km pour une conduite terrestre)

Les camions citernes ou wagons-citernes transportent le CO₂ à -20°C et 2MPa, et occasionnent des coûts plus importants. Au-dessus de 50km de parcours, cette technique n'est plus rentable économiquement parlant.

Coût du transport moyen (année 2005)	
Mode de transport	Coût de la tonne de CO ₂
Gazoduc	15€ pour 1 000km
	50€ pour 5 000km
Navire	27€ pour 5 000km

Annexe S

Le Gaz Naturel Liquéfié

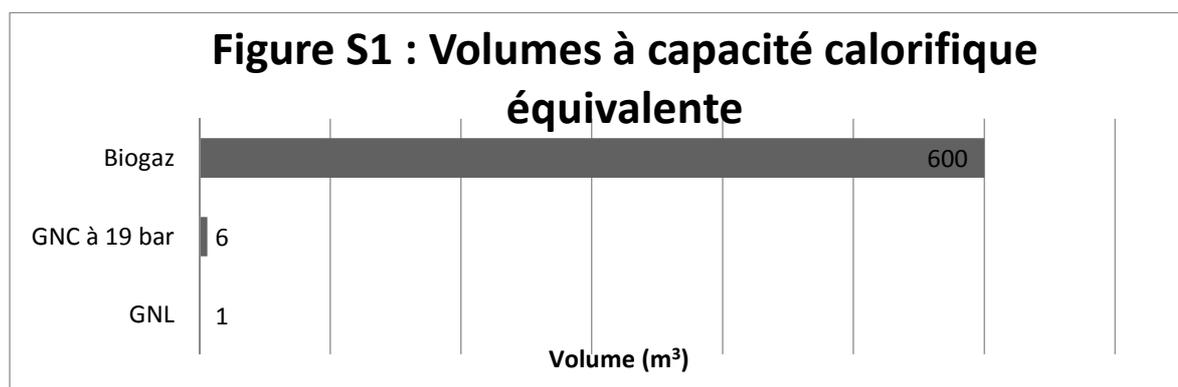
Le gaz naturel liquéfié (GNL) est obtenu par simple liquéfaction de gaz naturel ; on ne fait généralement pas de distinction entre du GNL et du méthane liquide car leurs propriétés sont similaires. C'est donc une forme que peut prendre le biogaz qui tend à jouer un rôle important dans les années à venir pour les raisons suivantes.

Utilisation pour le transport

C'était jusqu'alors la seule véritable utilisation du GNL, grâce à l'utilisation de méthaniers pouvant transporter plus de 250 000m³ (ce qui correspond à deux fois la consommation énergétique d'une ville comme Lyon sur 2 ans). Peu sensible à la distance et aux gros volumes, le transport de gaz naturel sous forme GNL est le choix de transport retenu par les gros exportateurs comme le Qatar. A titre de comparaison le transport par gazoduc (rendu possible en l'absence d'obstacle marin) est plus cher pour les gros exportateurs comme la Russie ; on trouve dans la littérature que le « *coût de transport est fonction de la puissance 0.4 du volume transporté pour les gazoducs et seulement 0.1 pour les méthaniers* » (77)

Utilisation pour le stockage

Du fait de sa grande densité énergétique, le GNL s'impose comme une sérieuse option pour le stockage de l'énergie provenant du biogaz ; ce procédé est par exemple utilisé dans la déchetterie de Valenton avec le procédé *Cryopure*. Cette option de stockage représente dans ce dernier cas une alternative au torchage.



Utilisation en tant que carburant

Bien que prometteuse, l'utilisation du GNL en tant que carburant de transport est à ce jour presque inutilisée, pour la raison suivante : surcoût de l'ordre de 30-50% à l'achat sur des véhicules

circulant au GNL (78) (même si en pratique un moteur essence fonctionne au GNL, il faut un moteur adapté aux conditions particulière de ce carburant conservé à -163°C), ce qui le rend peu attractif aux yeux des particuliers dont le critère de choix majeur est le coût à l'achat.

Néanmoins, sous l'impulsion de nouvelles normes européennes (euro 6), l'usage de nouveaux carburants apparaît ainsi comme incontournable, et l'utilisation du GNL surtout pour le transport (poids lourd) s'avère être une réelle alternative et pas seulement sur le plan de l'écologie. L'essentiel des camions roulent aujourd'hui au diesel, mais l'investissement sur un moteur GNL est amorti dès 5 ans (en 2014) pour un kilométrage annuel de 50 000km ; ou du moins était car cela repose sur le prix du pétrole ne faisant que fluctué.

Estimation du temps de retour sur l'achat d'un véhicule GNL et comparaison GNL/pétrole (91)

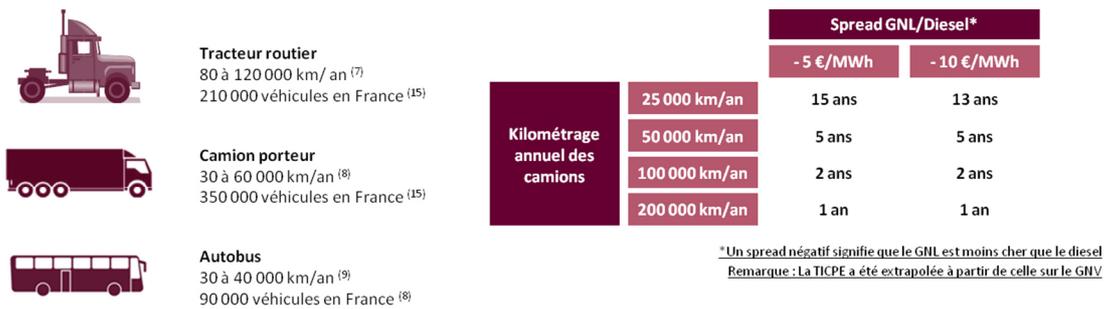
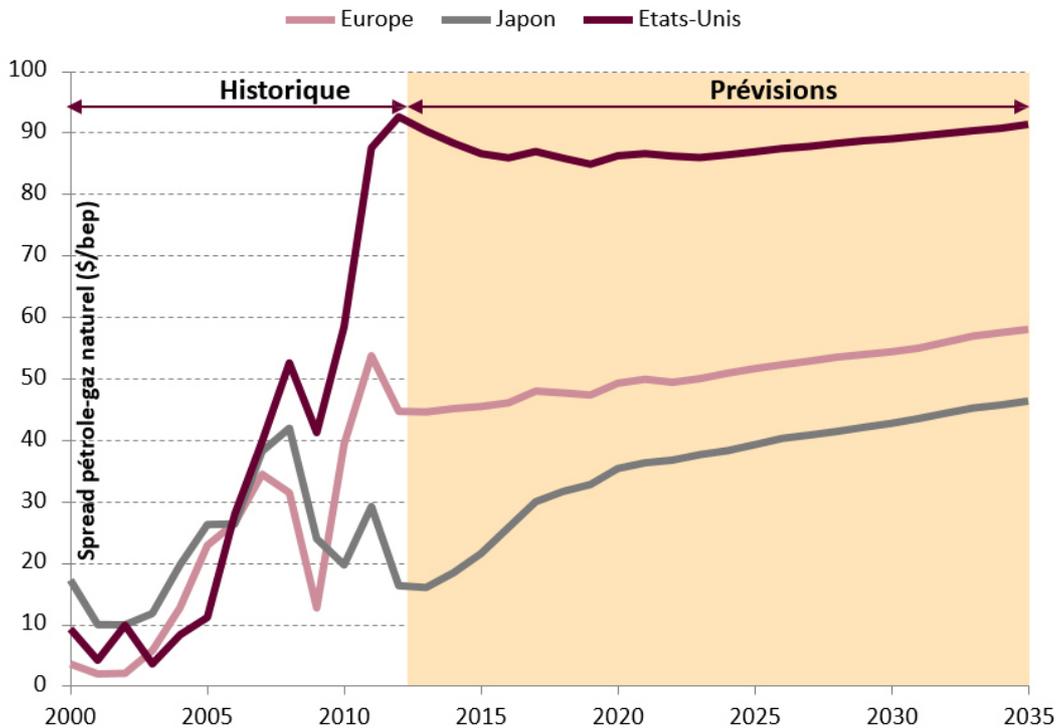


Fig. 2 - Présentation des différents types de poids-lourds

Fig. 3 - Payback d'un camion en fonction du kilométrage annuel et du spread diesel/GNL* (€/MWh)⁽⁶⁾

Evolution passée et prévisions de l'évolution du spread* pétrole-gaz naturel (\$/bep)

[Source : Consolidation Sia Partners d'après IEA 2014]



*Un spread positif signifie que le gaz est moins coûteux que le pétrole

Annexe T

Comparatif économique des différents modes de valorisation

Plusieurs types de valorisation s'offrent à nous :

- Cogénération ;
- Production de méthane gazeux puis injection dans le réseau GrDF ;
- Production de GNL en vue d'une revente.

1. Revente d'électricité à EDF (79)

Les tarifs d'achats d'EDF prennent en compte plusieurs paramètres :

- Le type de biomasse utilisé ;
- La valorisation de la chaleur créée par cogénération ;
- La puissance de l'unité de biogaz.

	Type de biomasse	Valorisation chaleur > 70% ?	Présence d'effluents d'élevage ?	Tarif d'achat
Electricité	Urbaine	oui		T' + 4 cts/kWh
		non		T'
	Agro-industrielle	oui	oui	T + 6.6 cts/kWh
			non	T + 4 cts/kWh
		non	oui	T + 2.6 cts/kWh
			non	T cts/kWh

T et T' sont des tarifs standards qui dépendent uniquement de la puissance maximale P (en kW) de l'installation. Ils peuvent être approximés de la manière suivante :

$$T \text{ (en c€/kWh)} = 18.74 P^{-0.07} \text{ (=13.37c€/kWh si } P < 150\text{kW ; 11.19c€/kWh si } P > 2000\text{kW)}$$

$$T' \text{ (en c€/kWh)} = 13.87 P^{-0.07} \text{ (=9.745c€/kWh si } P < 150\text{kW ; 8.121c€/kWh si } P > 2000\text{kW)}$$

Ces tarifs sont dégressifs selon P, ils privilégient les petites installations.

Voici les autres paramètres à prendre en compte :

- Si plus de 70% de la chaleur produite par cogénération est valorisée, une prime de 4c€/kWh est accordée ;
- Si plus de 60% de la biomasse agricole est constituée d'effluents d'élevage, une prime de 2,6 c€/kWh est accordée.

2. Injection de méthane gazeux dans le réseau GrDF (80)

Les tarifs d'achat GrDF prennent également en compte la puissance de l'installation et le type de biomasse considéré.

Il est là encore nécessaire d'approximer les tarifs standards :

$$T'' \text{ (en c€/kWh)} = 20.4 P^{-0.15} \text{ (=9.5c€/kWh si } P < 150\text{kW ; 6.4c€/kWh si } P > 2000\text{kW)}$$

$$T''' \text{ (en c€/kWh)} = 40.31 P^{0.29} \text{ (=9.5c€/kWh si } P < 150\text{kW ; 4.5€/kWh si } P > 2000\text{kW)}$$

	Type de biomasse	Tarif d'achat
Biométhane	Agro-industrielle	$T'' + 2.5 \text{ c€/kWh}$
	Déchets ménagers	$T''' + 0.5 \text{ c€/kWh}$
	Eaux usées, boues	$T''' + 2 \text{ c€/kWh}$

3. Production de GNL en vue d'une revente

A l'heure actuelle il n'existe pas d'unité de liquéfaction adaptable à des besoins particuliers (uniquement d'importantes usines traitant d'importantes quantités de biométhane). De plus le tarif d'achat de GNL n'est pas assuré sur plusieurs années par des institutions liées au domaine public telles qu'EDF ou GrDF, il suit directement les cours du marché ce qui rend cette solution économiquement instable - il en est de même pour toute revente à des institutions privées.

Annexe U

Application du programme à la ferme de Chaumes en Brie

Le détail du fonctionnement du programme va être réalisé en suivant un exemple : celui de la ferme des frères QUAAK à Chaumes-en-Brie.

Le programme commence par demander à l'utilisateur de rentrer les caractéristiques des intrants qu'il a à sa disposition ; pour la ferme en question, les intrants sont de 2500t/an de déchets bovins, 1000t/an de déchets céréaliers, 4000t/an de cultures énergétiques et 4500t/an de lactosérum provenant d'une fromagerie voisine.

```
Entrez le nombre de tonnes par an de déchets bovins
2500
Entrez le nombre de tonnes par an de déchets ovins
0
0Entrez le nombre de tonnes par an de déchets porcins

Entrez le nombre de tonnes par an de déchets volailles
0
Entrez le nombre de tonnes par an de déchets céréales
1000
Entrez le nombre de tonnes par an de déchets riz
0
Entrez le nombre de tonnes par an de déchets betteraves
0
Entrez le nombre de tonnes par an de cultures énergétiques
4000
combien de tonnes (par an) de lactoserum avez vous?
4500
Si vous êtes une station d'épuration, entrez votre équivalent habitant, sinon entrez 0
0
Si vous êtes une décharge, entrez votre tonnage de déchets annuel, sinon entrez 0
0
La masse totale d'intrants est de 12000.0 tonnes par an
Le débit de biogaz est (Nm3/h): 232.0
Le débit de méthane est (Nm3/h):133.78
Le biogaz est composé de 61.47% de CH4, de 33.71% de CO2, de 3.96% de H2O, de 0.24% de N2, et de0.59% de O2
Il contient 408.0 ppm d'H2S
Vous récupérerez 11230.98 tonnes par an de digestat
Entrez le nombre d'années de fonctionnement du digesteur
```

La saisie de ces données permet au programme de calculer le tonnage de déchets entrants (ici 12 000t), mais aussi le débit du biométhane, celui du biogaz, et sa composition. Le programme fournit un débit de biométhane de 133,78Nm³/h, ce qui est légèrement supérieur au débit réel fourni par la ferme qui est au maximum de 125Nm³/h. Mais, à ce stade, le méthane n'a pas encore été purifié, ce qui explique cette différence. On récupère aussi la masse de digestat.

Rapport MIG Biogaz 2015 - Annexes

nous vous conseillons un digesteur continu pour un investissement initial de 3300000.0€ et un coût annuel de 170700.0€
La purification du Biogaz (obligatoire pour toute utilisation) nécessite un investissement initial de 10000.0€, et coûte 18400.0€ par an
la cogénération nécessite un investissement initial de 2250000.0€, elle rapporte 555000.0€ par an
et vous permet d'économiser (SOUS RESERVE D'UTILISER TOUTE LA CHALEUR) 728000.0€ par an

Voici le comparatif des techniques de séparation:

Caractéristique de la technique Membrane
Le prix d'investissement est:1090000.0 €
Le débit en méthane est:120.0 Nm3/h
Le débit en CO2 est:111.0 Nm3/h
La pureté du CO2 est:85.0 %
La pureté du CH4 est:98.0 %

Caractéristique de la technique PSA
Le prix d'investissement est:1252000.0 €
Le débit en méthane est:131.0 Nm3/h
Le débit en CO2 est:100.0 Nm3/h
La pureté du CO2 est:90.0 %
La pureté du CH4 est:98.0 %

Caractéristique de la technique Lavage à l'eau
Le prix d'investissement est:1276000.0 €
Le débit en méthane est:131.0 Nm3/h
Le débit en CO2 est:100.0 Nm3/h
La pureté du CO2 est:80.0 %
La pureté du CH4 est:97.0 %

Caractéristique de la technique Lavage aux amines
Le prix d'investissement est:1160000.0 €
Le débit en méthane est:133.0 Nm3/h
Le débit en CO2 est:98.0 Nm3/h
La pureté du CO2 est:95.0 %
La pureté du CH4 est:99.0 %

Le programme demande ensuite une durée de fonctionnement, afin de choisir le type de digesteur. Ici, la durée est fixée à 20 ans. Le programme affiche alors le type et les coûts du digesteur conseillé - ici un digesteur continu, comme pour les frères QUAAK - avec un investissement initial de 3 300 000€ hors génie civil, alors que les QUAAK avaient investis 4 000 000€, génie civil compris. Le tarif affiché est donc cohérent, tout comme le prix de la purification. Celui de la cogénération n'a en revanche pas de sens dans notre cas, puisque l'installation est beaucoup trop grosse pour faire de la cogénération : notre modèle n'est plus valable.

Le programme affiche ensuite une liste des techniques de séparation avec leur coût et les rendements. On s'aperçoit que bien que le procédé membranaire soit le moins cher, c'est aussi celui qui fournit le débit de sortie le plus faible (120Nm³/h). C'est pourtant celui qui a été choisi pour l'installation de Chaumes-en-Brie. L'investissement réel était alors d'environ 1 000 000€, ce qui correspond avec le prix affiché par le programme.

On a alors accès aux économies réalisées lors de l'épandage, et on se rend compte que la mise aux normes du digestat est loin d'être rentable (ce qui est vrai dans la quasi-totalité des cas en France).

A quelle distance du réseau de gaz vous situez vous? (en km)

3

A quelle fréquence sont réalisées les mesures en temps normal? (par an)

0

Quelle fréquence de non conformité prévoyez vous? (par an) 5

0

Prenez vous en charge l'odorisation du bio méthane?

non

Quelle est la pression d'injection en bar (4 ou 16)?

4

les opex sont de 18100.0€ HT, c'est à dire 21800.0€ TTC et les capex sont de 203600.0€ HT, c'est à dire 253300.0€ TTC

la location du poste d'injection vous coûtera 18100.0€ HT, soit 21800.0€TTC par trimestre

la vente de biométhane par injection vous rapportera 1489000.0€ par an

possédez vous des serres?

non

Votre CO2 n'est pas valorisable, à moins de trouver une application locale (exploitation d'algues...)

Après avoir rentré la distance au réseau de gaz et quelques informations sur les mesures de contrôle effectuées par GrDF, le programme affiche tous les coûts liés à l'injection. Ils sont ici très proches de ceux annoncés par la ferme, puisqu'ils sont de toute façon fixés par GrDF. Seuls les coûts de raccordement sont très imprécis, comme nous l'avons détaillé dans la partie relative au

programme. Le programme est alors aussi en mesure de calculer le chiffre d'affaire lié à la vente de gaz.

Enfin, la ferme ne possédant pas de serres, aucune voie de valorisation du CO₂ n'est rentable, c'est pourquoi il est directement renvoyé dans l'atmosphère.

Conclusion : Cet exemple d'application de notre programme en connaissant des valeurs réelles d'entrées et de sorties permet de valider son fonctionnement, puisque les chiffres obtenus ne sont pas très éloignés des chiffres réels des frères Quaak.

Glossaire

Anti-sublimation (syn : condensation) : passage de gaz à solide

Archées (ou archéobactéries) : microorganismes unicellulaires procaryotes (êtres vivants constitués d'une cellule unique qui ne comprend ni noyau ni organites). Les archées se distinguent des bactéries d'un point de vue génétique (les séquences d'ARN diffèrent). Les archées méthanogènes permettent de produire le biométhane à l'étape de méthanogénèse. On distingue les archées acétoclastes des archées hydrogénophiles.

CAPEX / OPEX (Capital Expenditure / Operating Expenditure) : Les CAPEX correspondent aux dépenses d'investissement et d'installation, tandis que les OPEX désignent les dépenses d'exploitation (coûts courants d'exploitation, coûts de fonctionnement).

Carboglace / pain de CO₂ : CO₂ sous forme solide (neige carbonique qui a été comprimée pour constituer de la glace carbonique). Ces pains de CO₂ peuvent être utilisés pour la conservation d'aliments.

Charbon actif : Structure amorphe principalement constituée d'atomes de carbone, présentant une très grande surface spécifique et un fort pouvoir absorbant.

Cogénération : Production simultanée de deux formes d'énergie différentes dans une même centrale (chaleur et énergie)

COV (Composés Organiques Volatils) : Composés organiques pouvant facilement se trouver sous forme gazeuse dans l'atmosphère.

Culture énergétique : culture de bois ou de céréales qui seront revendus à des unités de méthanisation. Le pouvoir énergétique de ces plantes est utilisé pour la production d'énergie.

Digestat : résidu liquide ou solide issu de la méthanisation. Il est constitué de composés organiques non dégradés et de minéraux. Il peut être utilisé en tant qu'engrais naturel.

Digesteur : Réacteur chimique dans lequel se déroule la méthanisation et qui aboutit à la production de biogaz et digestat.

Digesteur en voie sèche / voie humide : choix du digesteur dépendant du taux d'humidité de la biomasse entrant dans le digesteur. Si ce taux est inférieur à 15%, un digesteur en voie sèche est utilisé.

GNC : Gaz Naturel Comprimé

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

Méthanisation : Processus naturel de dégradation de matières organiques en l'absence d'oxygène.

Milieu anaérobie : Milieu dans lequel il n'y a pas de présence d'oxygène sous forme d'O₂.

Nm³ (Normaux-mètres cubes) : Quantité de matière, pour un gaz, qui correspondrait à un m³ de ce gaz dans les conditions usuelles de température et de pression (à pression atmosphérique 1,013 bar et à une température de 0 ou 15°C).

Off-gas (syn : gaz pauvre, évent) : Gaz fatalement produit, contenant majoritairement du CO₂, le méthane non extrait et des impuretés issues du biogaz.

PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) : Quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible (1 Nm³ pour un gaz et 1 kg pour un liquide ou un solide). On suppose que la vapeur d'eau n'est pas condensée.

Perméabilité : Aptitude d'un matériau à se laisser traverser par un fluide de référence sous l'effet d'un gradient de pression

Perméat : Fluide contenant les substances traversant la membrane

Perméation : Technologie membranaire de purification

PRG (ou GWP) : Potentiel de Réchauffement Global (ou Global-Warming Potential)

Réaction anabolique : Réaction de dégradation, réalisée pour produire de l'énergie

Réaction catabolique : Réaction de synthèse de molécule

Rétentat : Fluide contenant les substances ne traversant pas la membrane.

SAU (Surface Agricole Utilisée) : surface déclarée par les exploitants agricoles comme étant utilisée pour la production agricole (à différencier de la Surface Agricole Totale).

Tep (tonne d'équivalent pétrole) : unité de mesure d'énergie qui vaut 42GJ, ce correspond au pouvoir calorifique d'une tonne de pétrole.

Torchage : Combustion de méthane dans des torchères (pour rejeter du CO₂ plutôt que du méthane dans l'atmosphère).

Bibliographie

1. ADEME. *Fiche technique : Méthanisation*. 2014.
2. Groupe de travail biogaz, COESI Energies Renouvelables. *Propositions d'actions pour la filière biogaz*.
3. Ressources de Biogaz. [En ligne] [Citation : 2 12 2015.] http://www.biogaz-energie-renouvelable.info/biogaz_ressources.html#class2.
4. ANTOINE, Julien. France Biogaz. [En ligne] <http://www.france-biogaz.fr/>.
5. Sarl Bioénergie Promotion. Bioénergie Promotion. [En ligne] <http://www.bioenergie-promotion.fr>.
6. IFIP. *TechniPorc, Vol 32, N°4 - La revue technique de l'IFIP*. 2009.
7. Devauchelle, Elen. *Intérêt environnemental et bilan gaz à effet de serre des unités de méthanisation agricoles*. s.l. : Solagro, 2013.
8. La méthanisation autour de nous. *Mtaterre.fr*. [En ligne] 2013. [Citation : 10 12 2015.] <http://www.mtaterre.fr/dossier-mois/chap/1265/La-methanisation-autour-de-nous>.
9. Le biogaz au service du Ghana. *AMCC (Alliance Mondiale Contre le Changement Climatique)*. [En ligne] 22 06 2015. [Citation : 02 12 2015.] <http://www.gcca.eu/fr/news-and-events/reportages-de-lamcc/le-biogaz-au-service-du-progres-au-ghana>.
10. ROBERT, N. Le Cameroun veut carburer au biogaz. *20minutes.fr*. [En ligne] 23 02 2015. [Citation : 02 12 2015.] <http://www.20minutes.fr/magazine/cop21/les-projets/le-cameroun-veut-carburer-au-biogaz-9962/>.
11. EurObserv'er. *Etat des énergies renouvelables en Europe*. 2013.
12. BASTIDE, G. *Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz*. Angers : ADEME, 2014.
13. Direction générale de l'Energie et du Climat. *Plan national d'action en faveur des EnR*. 2010.
14. ADEME. *Dossier de synthèse du scénario Négawatt*. 2011.
15. ATEE. *Le livre blanc du biogaz*. 2014.
16. Bretagne Environnement. Bretagne Environnement. *Consommation d'énergie finale par secteur et intensité énergétique des pays en Bretagne en 2010*. [En ligne] Juillet 2010. <http://www.bretagne-environnement.org/Media/Atlas/Cartes/Consommation-d-energie-finale-par-secteur-et-par-pays-breton>.
17. Direction régionale de l'Alimentation, de l'agriculture et de la Forêt. *Agreste Bretagne, mémento 2015*. Rennes : Média Graphics, 2015. 1962-9486.
18. Bretagne Environnement. Bretagne environnement. *La méthanisation en Bretagne*. [En ligne] 2013. <http://www.bretagne-environnement.org/Media/Atlas/Cartes/La-methanisation-en-Bretagne/%28categorie%29/67424>.
19. ericledorze. Une première : du biométhane dans le réseau ! *Pontivy Journal*. [En ligne] 2013. <http://www.pontivyjournal.fr/2013/11/20/une-premiere-du-biomethane-dans-le-reseau/>.
20. Bretagne environnement. Bretagne Environnement. *Approvisionnement énergétique de la Bretagne*. [En ligne] 2013. <http://www.bretagne-environnement.org/Media/Atlas/Cartes/Approvisionnement-energetique-de-la-Bretagne/%28categorie%29/29292>.
21. Gourdon, R. *Traitement biologique des déchets - Méthanisation*. 2001. G2060.
22. Moletta, R. " *Méthanisation de la biomasse – Méthanisation de la matière organique*". 2008. BIO5100.
23. 2004, ADEME.

24. INERIS. *Etude comparative des dangers et des risques liés au biogaz et au gaz naturel*. 2006.
25. —. *Etude de la composition du biogaz de méthanisation agricole et des émissions en sortie de moteur de valorisation*. 2009.
26. NENUFAR. Référence projet Nénufar. [En ligne] <http://nenufar-biogaz.fr/temoignages/>.
27. Intérêts et limites de la méthanisation en phase sèche. [En ligne] <http://www.pardessuslahaie.net/uploads/sites/9d9bbd0d4a9015c179802880bfed4ec237485783.pdf>.
28. ATEE. [En ligne] [Citation : 03 12 2015.] <http://atee.fr/biogaz/fiches-exemples-de-sites-de-m%C3%A9thanisation>.
29. Environnement, Naskeo. [En ligne] 2009. http://www.biogaz-energie-renouvelable.info/installations_biogaz_depenses.html.
30. COUTURIER, Ch. *Technique de production d'électricité à partir de biogaz et de gaz de synthèse – Rapport final*. Février 2009.
31. BOULINGUIEZ, Be. et LE CLOIREC, Pi. *Purification de biogaz – élimination des COV et des siloxanes (Technique de l'Ingénieur)*. Octobre 2011.
32. BOZEC, An. LE. *Evaluations des technologies propres et durable de gestion de déchets*. s.l. : Agence Nationale de la Recherche : Projet ANR-08-ECOT-004, CleanWasT, Novembre 2011.
33. Sa BOYER, Di. LABRUNIE, El. SEGARD. *Projet Scientifique en Laboratoire : Fabrication de biogaz*. Janvier 2009.
34. MARCHAIM, Ur. Bulletin des services agricoles de la FAO. *Les procédés de production de biogaz pour le développement de technologies durables*. Rome 1994. 95. ISSN 1014-4218.
35. LEVY, Cl. *Techniques de l'Ingénieur : Les Techniques de cogénérations*. Août 1996. B8910.
36. l'Ecologie, Ministère de. *Rapportsur les installations de cogénération sous obligation d'achat*. 2007.
37. RECORD. *Techniques de production d'électricité à partir de biogaz et de gaz de synthèse*. 2009.
38. Neveux, T. Modélisation et optimisation des procédés de captage de CO2 par absorption. [En ligne] <http://chercheurs.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Innovation/theses/These>.
39. GrDF. GrDF. *CATALOGUE DES PRESTATIONS ANNEXES PROPOSEES PAR GRDF*. [En ligne] 1 Juillet 2014. <http://www.grdf.fr/documents/10184/1226738/Doc+3+-+Catalogue-des-prestations-GrDF-2014.pdf/0e33c84b-1858-432e-a1d3-62165ac6b4b3>.
40. Pôle Biogaz - CryoPur. *Ereie-sas.fr*. [En ligne] [Citation : 25 11 2015.] <http://www.ereie-sas.fr/pole-biogaz-cryo-pur/>.
41. Task 37 : Energy from biogas. *iea-biogas.net*. [En ligne] [Citation : 30 11 2015.] <http://www.iea-biogas.net/>.
42. Vienna University of Technology. *Du biogaz au biométhane : Revue Technique*. Vienna : s.n., 05/2012. IEE/10/130.
43. Les différentes formes d'azote dans le sol. *ADA*. [En ligne] <http://www.azote.info/nutrition-et-azote/les-formes-d-azote-dans-le-sol.html>.
44. Rapport C/N. *Wikipédia*. [En ligne] 19 07 2015. https://fr.wikipedia.org/wiki/Rapport_C/N.
45. S. Le Rousic, D. Petit. Le séparateur phase. *Chambre d'agriculture de Haute Marne*. [En ligne] <http://www.haute-marne.chambagri.fr/kit/batiments-effluents/dossiers-techniques-batiments/separateur-de-phase.html>.

46. Agrinova. Valorisation Agronomique des digestats de méthanisation. [En ligne] 31 03 2013.
47. Laperche, D. Digestat : quelles voies pour arriver au statut de produit ? *Actu environnement*. [En ligne] 09 03 2015. <http://www.actu-environnement.com/ae/dossiers/methanisation/digestats-statut-dechets.php>.
48. ADEME. *Panorama des voies de valorisation du CO2 - Document final*. Juin 2010.
49. Allemagne : Conversion de CO2 en biomasse par des micro-algues. *Transition-energetique*. [En ligne] 08 09 2008. <http://www.transition-energie.com/allemande-conversion-de-co2-en-biomasse-par-des-micro-algues/>.
50. S. Khosla, W. Brown. *Le gaz carbonique dans les serres*. s.l. : 2002.
51. A. Lopez, D. Roizard, E. Favre, A. Dufour. *Les procédés de capture du CO2*. 2013.
52. ÉNERGIES, FONDATION D'ENTREPRISE ALCEN POUR LA CONNAISSANCE DES. Connaissance des énergies. [En ligne] 18 08 2014. <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/capture-et-stockage-du-co2-csc>.
53. Bretagne Environnement. Bretagne environnement. *Production d'énergie finale*. [En ligne] 2013. <http://www.bretagne-environnement.org/Media/Atlas/Cartes/Production-d-energie-finale-en-Bretagne>.
54. Agreste. *Orientation technico-économique de la commune*. 2010.
55. Bretagne Environnement . Bretagne environnement. *Répartition du cheptel et sa densité par hectare de SAU en Bretagne*. [En ligne] 2010. <http://www.bretagne-environnement.org/Media/Atlas/Cartes/Repartition-du-cheptel-et-sa-densite-par-hectare-de-SAU-en-Bretagne>.
56. AILE. *Appel à projets : unités de méthanisation à la ferme, collectives agricoles et multi-acteurs en Bretagne*. 2014.
57. Gaz, GRT. *Potentiel d'injection de biométhane sur le réseau de transport de gaz naturel*. 2012.
58. Ademe. *Guide des facteurs d'émissions, ch 10*. 2010.
59. Ministère de l'écologie, du développement durable t de l'énergie. *Information CO2 des prestations de transport*. 2012.
60. Biogaz, Atee - club. *Guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation*. s.l. : Soutenu par l'Ademe, 2011.
61. Ademe. *Annexe - Potentiel méthanogène*.
62. P, Tchouate Hèteu. *Etude d'UCL* .: 2007.
63. *Présentation des techniques de séparation*. TRUEBA, A. Jouy-en-Josas : Air Liquide, 2015.
64. Evonik Industries. Sepuran Green : Technologie membranaire pour une épuration efficace du biogaz. *sepuran.com*. [En ligne] <http://www.sepuran.com/sites/lists/PP-HP/Documents/SEPURAN-green-FR.pdf>.
65. L'épuration du biogaz. *AirLiquide*. [En ligne] [Citation : 30 11 2015.] <http://www.airliquideadvancedtechnologies.com/fr/our-offer/biogaz/l-epuration-du-biogaz.html>.
66. *Présentation du procédé Cryo-Pur*. CLODIC, D. Paris : s.n., 2015.
67. Mines-ParisTech. Procédé AntiSublimation - Captage de CO2 par givrage. *ces.mines-paristech.fr*. [En ligne] [Citation : 30 11 2015.] <http://www.ces.mines-paristech.fr/Themes-de-recherche/SID/Captage-de-CO2-par-givrage/>.
68. Air Liquide. Encyclopédia - Methane Vapor Pressure. *Encyclopedia.airliquide.com*. [En ligne] [Citation : 30 11 2015.]

http://encyclopedia.airliquide.com/images_encyclopedia/VaporPressureGraph/Methane_Vapor_Pressure.GIF.

69. *Solid-Liquid-Vapor Equilibrium Models for Biogas Upgrading*. CLODIC D., STRINGARI P., RIVA M., CAMPESTRINI M., TOUBASSY J. Fontainebleau : I&EC Research, 2014. 10.1021/ie502957x.

70. (biologie), Composte. Wikipédia. [En ligne] 2 12 2015.

[https://fr.wikipedia.org/wiki/Compostage_\(biologie\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Compostage_(biologie)).

71. Lopez, J. Les composts. *Courrier de l'environnement de l'inra*. [En ligne] 03 2002.

<http://www7.inra.fr/dpenv/lopezc00.htm>.

72. Agence de l'eau. La norme compost de boues NFU 44 095. [En ligne] 02 2011.

http://www.eaurmc.fr/fileadmin/grands-dossiers/documents/Grands-dossiers-Assainissement/GD-Boues/Norme_NFU_44095_compost_de_boues.pdf.

73. (AFNOR), M. Gauvain. Dénominations, spécifications et marquage. [En ligne] 01 04 2005. <http://www.zeronuisancepiggeries.com/static/media/downloads/Norme-NFU-44051.pdf>.

74. Thévard, B. Micro-algues: faut-il croire au miracle annoncé ? *Avenir sans pétrole*. [En ligne] 20 04 2011. <http://www.avenir-sans-petrole.org/article-micro-algues-faut-il-croire-au-miracle-annonce-72135324.html>.

75. M. Neveux, M. Franco, M. Jouini. *Synthèse technique final franco*. 2013.

76. Leprieur, M. Le CO₂ en frigoporteur: applications, perspectives, contraintes. *Xpair*. [En ligne] 29 11 2012. http://conseils.xpair.com/actualite_experts/co2-frigoporteur.htm.

77. ISCHER, Béatrice et FERSCHNEIDER, Gilles. *Liquéfaction du gaz naturel*. 2015.

78. PERRENOT. Une première station GNL pour PERRENOT. [En ligne] 2014.

<http://www.truckeditions.com/Une-premiere-station-GNL-pour.html#.VmxxxY-cE2x>.

79. l'énergie, Ministère de. *Contrat d'achat de l'énergie électrique produite par les installations valorisant le biogaz et bénéficiant de l'obligation d'achat d'électricité*. 11/09/2014.

80. Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. *Pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel : un tarif d'achat du biométhane injecté*. 06/12/2011.

81. Région Alsace et ADEME. *APPEL À PROJETS 2015 Installations de méthanisaion en Alsace*. février 2015.

82. RTE. *Bilan électrique 2013 et perspective*. 2013.

83. Google. déchetterie Alsace. *Google Maps*. [En ligne] [Citation : 10 12 2015.]

<https://www.google.fr/maps/search/d%C3%A9chetterie+alsace/@48.1899099,7.767494,7z/d ata=!3m1!4b1>.

84. Région Alsace et ADEME. *Etat des lieux des gisements et de la gestion de la matière organique en Alsace, perspectives de développement des installations de production de biogaz*. 2013.

85. Allemagne : Conversion de CO₂ en biomasse par des micro-algues. *Transition-energetique*. [En ligne] 08 09 2008. <http://www.transition-energie.com/alle-magne-conversion-de-co2-en-biomasse-par-des-micro-algues/>.

86. Cloirec, P. Le. *CO₂ (dioxyde de carbone)*. 2008.

88. Bretagne Environnement. Bretagne environnement. *Consommation de gaz en Bretagne*. [En ligne] 2013. <http://www.bretagne-environnement.org/Media/Atlas/Cartes/Consommation-de-gaz-en-Bretagne>.

89. *La valorisation du CO₂*. Cantat, Thibault. Paris : CEA, 2015.

90. Engel, Remy. *Responsable de la ferme de Grignon*. Novembre 2015.

91. Sia partners. *Le GNL carburant, une solution face au durcissement des réglementations environnementales du secteur du transport*. 2014.

92. ATEE. [En ligne] [Citation : 03 12 2015.] <http://atee.fr/biogaz/fiches-exemples-de-sites-de-m%C3%A9thanisation>.