Produire du biométhane

Guide technique

Ce document est un outil à l'accompagnement de projets destiné aux bureaux d'études et aux porteurs de projets. Il est le résultat de divers travaux menés dans le cadre du projet européen Bio-Methane Regions.

Réalisé par les partenaires français de projet Bio-Methane Regions, AILE et RAEE, ce guide se concentre sur les techniques d'épuration des biogaz agricoles, de déchets et de STEP.

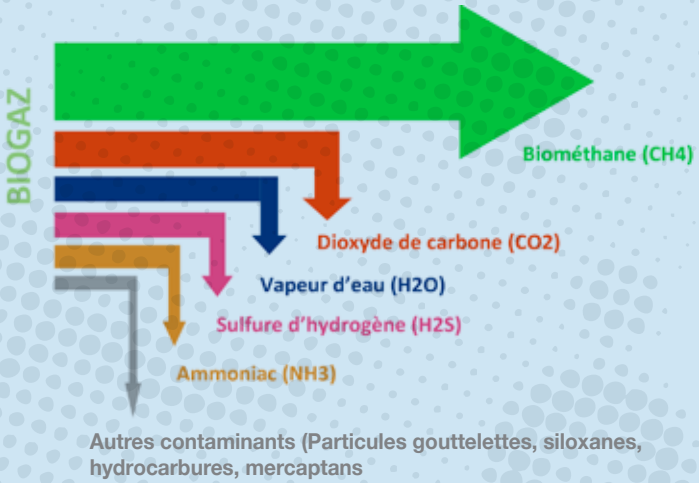
Ce document existe exclusivement sous format pdf.

Le biométhane, un sous-produit du biogaz

Le biométhane est un biogaz qui a été épuré. Ce biogaz est issu de la digestion par les bactéries de la matière organique et ceci dans un milieu en absence d'oxygène (méthanisation).

Le biogaz est un gaz composé de 50-60 % de méthane, de 35 % CO2, d'eau, et 5 % d'autres gaz traces (H2S…). Il est déjà valorisable après un léger traitement en combustible pour une chaudière ou une cogénération. Il n'y a pas un, mais des biogaz dépendants des matières digérées.

Pour obtenir du biométhane, il faut donc enlever le CO2, l'eau et d'autres composés pour atteindre une qualité similaire à celle du gaz naturel (98 % de méthane).
Les techniques d'épuration sont multiples et éprouvées en Europe avec près de 200 installations.



Le biométhane est équivalent au gaz naturel. Il peut donc être injecté dans les réseaux existants et s'utiliser en tant que carburant véhicule (bio-GNV).

Schéma du biogas au biométhane (© Michael Harasek – Vienna University of Technology – Présentation lors du kick-off meeting de Bio-Methane Regions (Mai 2011).)

Ils roulent au biométhane =BioGNV

Dans la station d'épuration des eaux usées de Zalaegerszeg (Hongrie), l'unité de méthanisation a été dimensionnée pour traiter annuellement 50 000 à 60 000 t de boues activées.
La digestion permet une production journalière de 1 000 à 1 200 m³ de biogaz. Celui-ci est majoritairement valorisé en cogénération. L'unité de production de biométhane a quant à elle une capacité de 50 Nm³/h. Le biométhane est comprimé à 200 bars et stocké sur place dans 25 bouteilles d'une contenance de 80 l. L'installation d'avitaillement rapide alimente 10 véhicules au GNV (environ 30 m³ par jour). Coûts d'investissement 600 000 – 700 000 €.

Station d'avitaillement biométhane

Ils injectent le biométhane

Vue extérieure et vue intérieure de l'unité d'épuration du biogaz de Bruck/Leitha (Autriche), montrant le compresseur, les échangeurs de chaleur (droite) et les modules membranaires (gauche).
L'unité de méthanisation traite 28 000 t/an de déchets et d'effluents agricoles et produit 6 800 000 m³/an de biogaz. Une majorité est valorisée en cogénération mais 80 000 m³/an (100 Nm³/h) sont injectés depuis 2007 dans le réseau de gaz local. Les consommations électriques de l'unité d'épuration sont de 296 000 kWh/an principalement liées à la compression. Les clients achètent virtuellement un gaz vert certifié par TÜV Austria Services GmbH.
Les propriétaires de cette installation envisagent de passer à 800 Nm³/h de biométhane produits soit la totalité de production de l'unité.

Unité d'épuration du biogaz de Bruck/Leitha (Autriche),

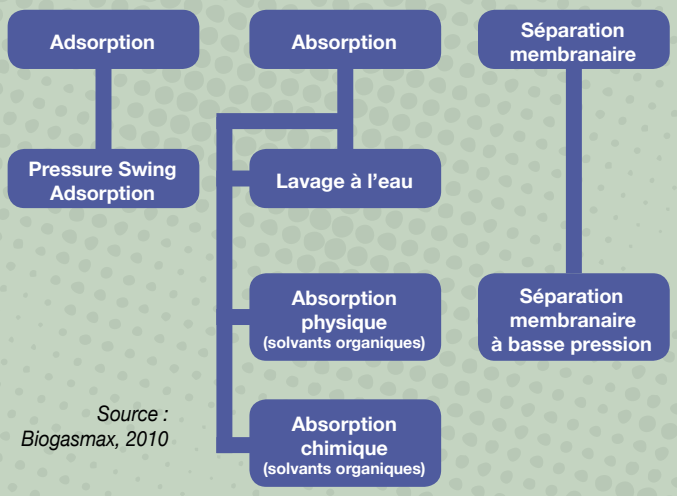
L'installation de Emmertsbühl

Depuis 2010, un agriculteur vend son biogaz (500 m3/h) à une société qui va traiter le biogaz puis injecter et revendre le biométhane dans le réseau de gaz basse pression (500 à 800 millibars). Ce système approvisionne approximativement 300 utilisateurs finaux. Quand ce réseau est saturé, un rebours est réalisé vers un réseau de transport de 40 bars. Les coûts de production du biogaz brut sont de l'ordre 5,0 – 6,5 c€ / kWh, l'épuration coûte environ 1,8 – 1,0 c€ / kWh, ce qui entraîne un coût du biométhane voisin de 6,8 – 7,5 c€ / kWh. Les acheteurs qui vont valoriser le biométhane en cogénération bénéficieront d'un tarif d'achat électrique avantageux, ce qui leur permet d'acheter un gaz beaucoup plus cher que le marché.

Unité de séparation de six cuves PSA CH4 / CO2 et vue générale de l'unité de traitement commandée en 2010

Ces exemples ont été choisis par les partenaires universitaires de Bio-Methane Regions et font l'objet d'un rapport de présentation plus détaillé.
Il existe aussi des unités en France, en fonctionnement, en construction ou en projet. Les lettres d'information réalisées dans le cadre du projet Bio-Methane Regions par AILE et RAEE, suivent l'avancement de la filière et des projets français.
N'hésitez pas à les lire, elles sont sur les pages internet de leur site.

Produire du biométhane / les techniques d'épuration



Source : Biogasmax, 2010

Plusieurs techniques sont disponibles et sont exposées dans ce document. Les technologies se développent, s'améliorent et se créent en Europe. Cette présentation n'est donc pas exhaustive.

Une revue technologique a été réalisée par l'Université technique de Vienne (Autriche). Elle est disponible en français sur les pages internet du projet BioMethane Regions de AILE et RAEE.

Panorama des technologies disponibles

	Lavage à l'eau	lavage avec un solvant organique	Lavage aux amines	PSA	Technologie membranaire
Taille moyenne des installations [m³/h biomethane]	200-1200	300-1500	400-200	300-800	50-500
Méthane final[vol%]	95,0-99,0	95,0-99,0	>99,0	95,0-99,0	95,0-99,0
Taux de récupération du méthane [%]	98,0	96,0	99,96	98	80-99,5
Perte en méthane [%]	2,0	4,0	0,04	2,0	20-0,5
Pression en sortie [bar]	4-8	4-8	0	4-7	4-7
Besoins en électricité [kWhel/m³ biomethane]	0,46	0,49-0,67	0,27	0,46	0,25-0,43
Besoins en chauffage et température de consigne	-	moyens 70 à 80°	hauts 120-160°		
Désulfurisation requise	Dépendant du process	oui	oui	oui	oui
Besoins en consommables	Agents de desengorgement, agents de séchage	Solvant organique (non dangereux)	Solution aux amines (dangereux,corrosif)	Charbon actif (non dangereux)	
Taux de charge partiel [%]	50-100	50-100	50-100	85-115	50-105
Nombre d'installations de référence	important	bas	moyen	important	bas

Cette synthèse est là à titre indicatif. Les données sont susceptibles d'évoluer.

Les biogaz auront des caractéristiques différentes dépendantes des intrants. Ils devront avoir des traitements différents pour arriver à des caractéristiques similaires au gaz naturel.

Paramètres	Biogaz	Gaz de décharge	Gaz naturel (algérien)
Méthane [vol%]	60-70	35-65	83,5
Autre hydrocarbures [vol%]	0	0	11
Hydrogène [vol%]	0	0-3	-
Dioxide de carbone [vol%]	30-40	15-50	0.2
Azote [vol%]	jusqu'à 1	5-40	5.3
Oxygène [vol%]	jusqu'à 0,5	0-5	-
Hydrogène sulfuré [ppmv]	0-4000	0-100	-
Ammoniac [ppmv]	jusqu'à 100	jusqu'à 5	
PCI [kWh/m³(STP)]	6,5	4,4	11,3

© VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (AUSTRIA), Institute of Chemical Engineering, Research Divison Thermal Process Engineering and Simulation

Enlever le souffre et/ou H2S

Par ajout de sels minéraux

L'ajout dans le substrat liquide de différents sels de métaux (comme le chlorure de fer ou le sulfate de fer), dans le digesteur ou la préfosse, entraine la précipitation du soufre dans le substrat avec la formation d'un sulfure de fer non soluble. Celui-ci est évacué dans le digestat.

Par désulfurisation biologique : l'épuration biologique

L' oxydation via des micro-organisme requiert une certaine dose d'oxygène qui est apportée par un petit volume d'air (ou de l'oxygène pur si le niveau d'azote doit être réduit) à la désulfurisation.

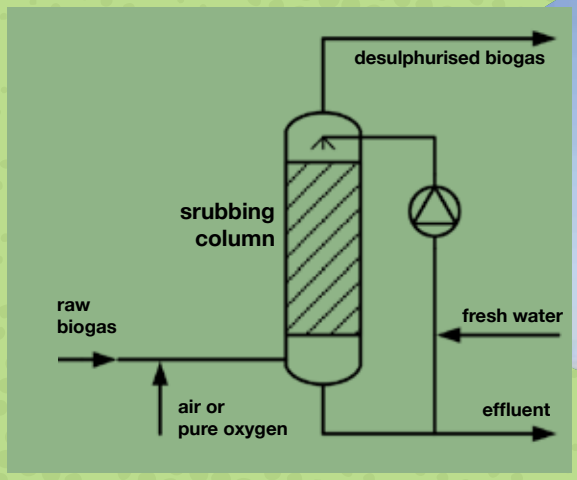
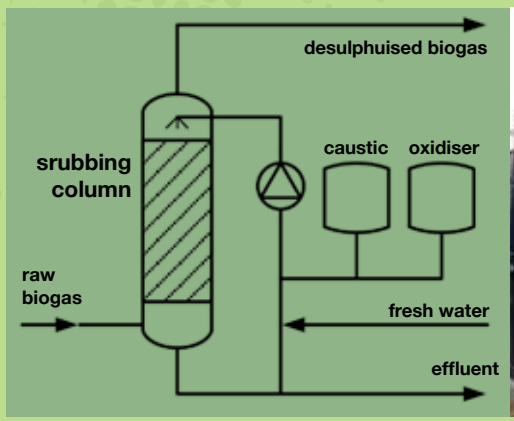


Schéma d'une unité de lavage à l'eau avec désulfurisation biologique du biogaz (© Vienna University of Technology). Photo du laveur biologique à l'unité de Bruck/ Leitha, Autriche avec une capacité de traitement de 800 m3/h de biogaz. (©Vienna University of Technology, Biogas Bruck GmbH).

Par le Lavage aux oxydants chimiques

L'absorption d'hydrogène sulfuré dans des solutions de soude caustique est une des plus anciennes méthodes. Cette méthode doit être envisagée en cas de grandes variations du taux de H2S lors de la production du biogaz.

Schéma de principe de la désulfurisation par lavage aux oxydants chimiques (© Vienna University of Technology). Photo du laveur chimique de l'unité de Bruck/leitha, Autriche, capacité de traitement de300 m3/h (©Vienna University of Technology, Biogas Bruck GmbH)



Par adsorption sur oxydes métalliques ou charbons actifs

L'hydrogène sulfuré peut être adsorbé par des plaques de métal oxydé comme l'oxyde de fer, l'oxyde de zinc ou l'oxyde de cuivre. Le sulfure est combiné au métal et produit du sulfure de métal avec de la vapeur d'eau. Dès que le métal est saturé, il est remplacé.

L'adsorption par charbons actifs est améliorée par un petit ajout d'oxygène pour oxyder le sulfure d'hydrogène, ce qui va rendre les molécules plus grosses et permettre de les bloquer dans les alvéoles. S'il n'y a pas d'oxygène, il faut utiliser un charbon actif spécialement imprégné.

Séparer le CO2

Par absorption

Le principe de la séparation par absorption est basé sur les différences de solubilités des composants du gaz dans un même liquide de lavage. Les composés à séparer du biogaz (le CO2 principalement) sont nettement plus solubles dans le liquide que le méthane et sont extraits du gaz. Ainsi, le gaz qui reste dans la colonne est plus riche en méthane et le liquide de lavage extrait de la colonne est riche en dioxyde de carbone. Afin de maintenir les performances de l'absorption, le liquide de lavage doit être régulièrement remplacé par un liquide nouveau ou être régénéré dans le cadre d'une étape séparée (désorption ou étape de régénération). Habituellement 3 différentes technologies utilisant ce principe sont utilisées.

L'absorption physique par lavage à l'eau sous pression

Les gaz absorbés sont physiquement liés au liquide de lavage qui est l'eau pour cette technologie. Le CO2 a une plus forte solubilité dans l'eau que le méthane et va dans ce cas être efficacement dissous particulièrement avec de basses températures et de fortes pressions.

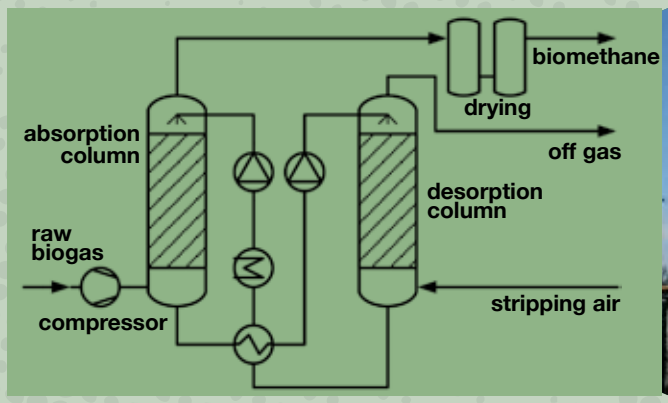


Schéma de principe d'une unité d'épuration utilisant le lavage à l'eau pressurisée (© Vienna University of Technology) ; photo de l'unité de traitement de Könnern en Allemagne d'une capacité de traitement de 1250 m3/h de biogaz brut (© Malmberg)

L'absorption physique avec un solvant organique

Très semblable au lavage à l'eau, cette technologie utilise des solutions à base de solvants organiques (ex polyéthylène glycol) à la place de l'eau. Exemples de procédés utilisant ce type de solvants : Genosorb®, Selexol®, Sepasolv®, Rektisol® et Purisol®.

L'absorption chimique par lavage aux amines

L'absorption chimique est caractérisée par une absorption physique des composés du biogaz dans un liquide de lavage, suivie par une réaction chimique entre les composants du liquide de lavage et les composants gazeux absorbés dans la phase liquide. La réaction chimique est fortement sélective et la quantité de méthane absorbée dans le liquide est très basse, ce qui entraine un rendement de méthane très important avec donc une très faible perte de méthane. L'affinité forte du CO2 avec ce type de solvant (solutions aqueuse de Monoethanolamine MEA, Diethanolamine DEA et Methyldiethanolamine MDEA), permet d'avoir une pression du process inférieure à celui du lavage à l'eau à capacité de traitement identique.

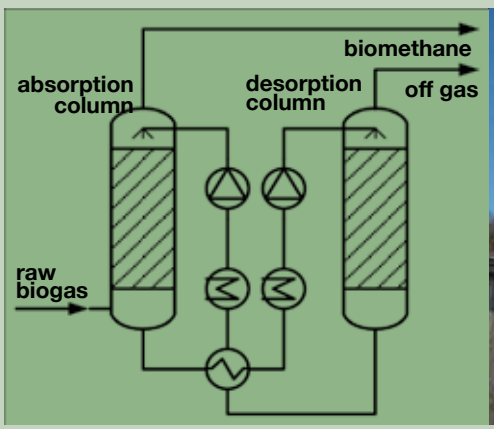


Schéma de principe d'un process utilisant le lavage aux amines (© Vienna University of Technology). Photo de l'unité de traitement de Gothenburg en Suède d'une capacité de traitement de 1600 m3/h de biogaz (© Cirmac).

Par adsorption: adsorption par modules sous pression (PSA)

La séparation des gaz par adsorption est basée sur les différences de comportements d'adsorption des composés du gaz sur une surface solide sous haute pression. Habituellement, différents types de charbon actifs ou de tamis moléculaires (zéolithes) son utilisés comme matériel d'adsorption. Ces matériaux adsorbent sélectivement le CO2 du biogaz brut, tout en enrichissant son contenu en méthane. Après l'adsorption sous haute pression, le matériau adsorbant chargé est régénéré par une diminution progressive de la pression avec du biogaz brut ou du biométhane. Au cours de cette étape, le gaz pauvre (offgaz) est libéré du matériau adsorbant. Suite à cela, la pression est à nouveau augmentée avec le biogaz brut ou le biométhane, et le matériau adsorbant est prêt pour la prochaine séance d'adsorption. A échelle industrielle, l'unité d'épuration comprend 4, 6 ou 9 absorbeurs en parallèle, à des positions différentes durant la séquence, afin d'avoir une opération continue. L'eau et le H2S doivent être séparés avant la colonne d'absorption car ils saturent de manière irréversible le matériel d'adsorption.

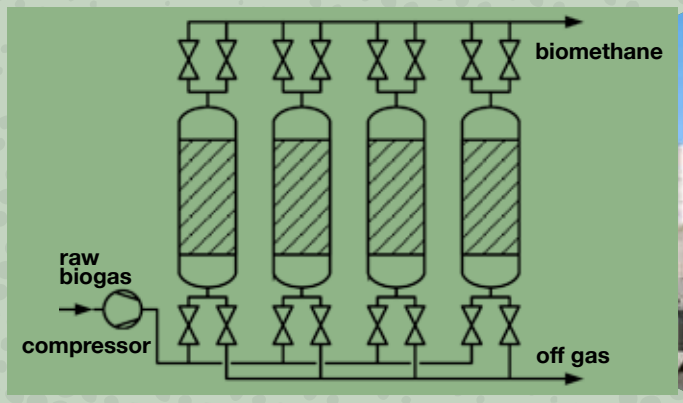


Schéma de principe d'unité PSA (© Vienna University of Technology) ; photo de l'unité de traitement de Mühlacker en Allemagne avec une capacité de traitement de 1000 m3/h (© Schmack CARBOTECH)

Par la perméation par la technologie membranaire

Les membranes utilisées pour l'épuration du biogaz sont faites de matériaux perméables au CO2, à l'eau et à l'ammoniac. Le sulfure d'hydrogène, l'oxygène, et l'azote sont filtrés par la membrane jusqu'à un certain seuil tandis que le méthane traverse seulement en très faible quantité. Ces membranes sont faites en matière polymère comme le polysulfone, polyimide ou le polydimethylsiloxane. Ces matériaux montrent une bonne sélectivité dans la séparation du méthane et du CO2 avec une certaine robustesse face aux composés traces contenus dans le biogaz brut. Afin d'offrir une surface membranaire suffisante dans une unité compacte, ces membranes sont organisées en fibres creuses et combinées en modules.

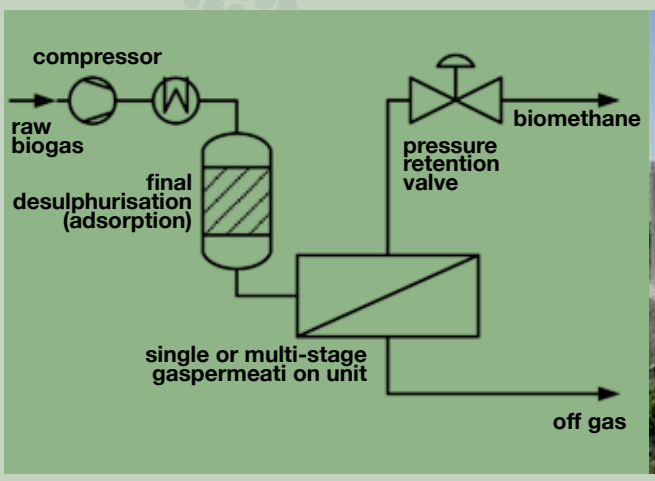


Schéma de principe d'une unité d'épuration utilisant un système membranaire par perméation (© Vienna University of Technology). Installation de Kisslegg en Allemagne d'une capacité de traitement de 500 m3/h de biogaz. (© AXIOM Angewandte Prozesstechnik)

Séparer les composés traces : eau, ammoniac, siloxanes, particules...

L'eau peut aussi être séparée par un lavage au glycol ou par adsorption sur des silicates, du charbon actif ou des tamis moléculaires type zéolithes.

L'ammoniac est habituellement séparé quand le biogaz est séché par refroidissement, sa solubilité dans l'eau liquide étant forte. De plus, la plupart des technologies pour la séparation du CO2 sont aussi utilisables pour l'ammoniac. Une étape de séparation supplémentaire n'est dans ce cas pas nécessaire

Les siloxanes proviennent de produits tels que les shampoings ou déodorants et sont donc présents dans les biogaz de station d'épuration et de décharges. Il n'y en pas dans des biogaz agricoles. Ces substances peuvent causer de sérieux problèmes lorsqu'ils sont brûlés dans des moteurs ou des appareils de combustions (dépôt de silice). Les siloxanes peuvent être séparés par refroidissement du gaz, par adsorption sur charbons actifs, aluminium activé, gel de silice ou par absorption dans un bain d'hydrocarbures.

Des particules ou des gouttelettes peuvent être présentes dans du biogaz de décharges et peuvent causer des casses mécaniques dans les moteurs, turbines et canalisations. Ces particules peuvent être séparées grâce à une filtre (0,01µm – 1µm).

Le devenir des gaz issus de ces séparations : events ou offgaz

Il est principalement composé de CO2, de méthane et d'azote. Le CO2 peut être largué dans l'atmosphère mais la présence de CH4 impose de réduire ses effets sur l'environnement. La plupart du temps ce gaz sera oxydé, via une chaudière par exemple, pour produire du CO2 de manière à assurer la disparition de tout le méthane. Certains projets envisagent aussi de valoriser le CO2 dans des serres par exemples. Aussi il faudra être vigilant sur le devenir de l'évent (offgaz) mais aussi sur les pertes en méthane liées au process.

Les coûts

Cette synthèse est à la fois le résultat d'une étude bibliographique et de retours d'expérience. Ils sont là à titre indicatif et sont suceptibles d'évoluer en fonction de la qualité du biogaz initial et des évolutions technologiques.

Coûts d'investissement En €/m³h de biométhane	Lavage à l'eau	lavage avec un solvant organique	Lavage aux amines	PSA	Technologie membranaire
pour 100m³/h biométhane	10.100	9.500	9.500	10.400	7.300-7.600
pour 250m³/h biométhane	5.500	5.000	5.000	5.400	4.700-4.900
pour 500m³/h biométhane	3.500	3.500	3.500	3.700	3.500-3.700

© VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (AUSTRIA),
Institute of Chemical Engineering, Research Divison Thermal Process Engineering and Simulation

Coûts de fonctionnement En €/m³h de biométhane	Lavage à l'eau	lavage avec un solvant organique	Lavage aux amines	PSA	Technologie membranaire
pour 100m³/h biométhane	14,0	13,8	14,4	12,8	10,8-15,8
pour 250m³/h biométhane	10,3	10,2	12,0	10,1	7,7-11,6
pour 500m³/h biométhane	9,1	9,0	11,2	9,2	6,5-10,1

© VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (AUSTRIA),
Institute of Chemical Engineering, Research Divison Thermal Process Engineering and Simulation

Les offreurs de technologies

AILE et RAEE assurent une veille technologique, rendez-vous sur leurs sites ou celui du Club Biogaz. www.raee.org // www.aile.asso.fr // www.biogaz.atee.fr

Mener un projet d'unité de traitement de biogaz

Prédimensionner son projet

Un calculateur biométhane a été réalisé par l'université de Vienne, il vous permet d'avoir une première estimation technico-économique de votre projet avant tout étude de projet. Néanmoins cela n'est qu'une première approche et ne remplace en rien l'expertise d'un bureau d'études ou d'un constructeur d'unité d'épuration du biogaz. Pour télécharger ce calculateur rendez-vous sur les sites de **AILE**, www.aile.asso.fr et ou **www.biogazrhonealpes.org**

Faire l'étude du projet

Il sera nécessaire de bien identifier les caractéristiques du biométhane souhaité sur a minima les paramètres suivants : température, pressions mini et maxi, et débit.
L'objectif est aussi de définir ses productions moyennes de biogaz et les variations possibles en débit et en qualité.

Préparer la consultation des entreprises,

Pour consulter les entreprises, il est important de définir les points de discussions suivants :

Les prérequis pour le fournisseur

- Pour pouvoir garantir un bon fonctionnement de l'épurateur, bien faire préciser les caractéristiques et variations possibles du biogaz brut en entrée notamment la température, l'humidité, le taux d'H2S, la pression mini et maxi ainsi que sur les variations de débit… ;
- Bien faire spécifier des traitements du biogaz brut recommandés en amont de l'unité d'épuration pour l'eau et H2S principalement.

Les garanties de performance peuvent porter sur

- L'efficacité de traitement donc la qualité du biométhane en sortie ;
- Les volumes traités ;
- La durée de vie et de fonctionnement des équipements ;
- Les périodes de maintenance (le taux de disponibilité de l'équipement) ;
- Le maintien des performances en conditions hivernales.

Les points d'exigence sur lesquels vous pouvez vous positionner :

- Les pertes en méthane du process ;
- Le devenir des gaz pauvres (offgaz) ;
- La consommation énergétique totale (électricité, chaleur…) de l'unité d'épuration (kWh total, kWh/Nm3 CH4)
- La régénération des consommables (si présente).

Afin de comparer les offres, bien faire préciser le « coût énergétique » par Nm3 de biogaz ou de méthane produit.

Attention, la réglementation impose une certaine efficacité énergétique des installations (arrêté du 23 novembre 2011) fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel :
« Dans le cadre de l'injection, les besoins en énergie liés au chauffage du digesteur pour une installation de méthanisation, ainsi qu'à l'épuration du biogaz et à l'oxydation des évents pour toute installation, ne sont pas satisfaits par une énergie fossile.
Les besoins en énergie liés au chauffage du digesteur d'une installation de méthanisation sont satisfaits par l'énergie issue de l'utilisation du biogaz ou du biométhane produits par cette installation ou par l'énergie thermique résiduelle issue d'un équipement préexistant (chaleur fatale ou perdue).
La consommation électrique du système d'épuration et, le cas échéant, de traitement des évents est inférieure à 0,6 kWhe/m3(n) de biogaz traité. Le système d'épuration comprend les unités fonctionnelles de désulfuration, décarbonation et séchage du biogaz, qu'elles soient séparées au cours du process d'épuration ou non.
Les dispositions précédentes ne s'appliquent pas pendant les périodes de démarrage ou redémarrage de l'installation. »

...

Prévoir la maintenance et la gestion de l'installation dès le départ,

En fonction des procédés d'épuration, il faudra identifier plusieurs points :

- Les consommables pour le procédé d'épuration : type de consommables, taux de renouvellement, devenir (revalorisation, destruction…), qualification spécifique pour manipulation, les coûts d'approvisionnement et les fournisseurs
- Les niveaux de maintenances, leur fréquence et les temps d'arrêt ;
- La qualification requise pour la maintenance ;
- Les interventions réalisables par le gestionnaire de l'unité et celles réalisables par entreprise spécialisées, les formations éventuelles ;
- Le détail de la prestation de maintenance curative ou préventive, son contenu et le délai d'intervention (localisation des équipes d'intervention) ;
- Les pièces de rechange à garder sur place, la durée de vie des équipements, les besoins de réinvestissements ;
- Les interfaces de pilotage de l'installation (en français), les données en continu, les mesures à effectuer ;
- Les compteurs, leur étalonnage, les branchements ;
- Les limites de responsabilités avec les fournisseurs et la structure qui assure la maintenance.

Bien intégrer tous les coûts,

Pour pouvoir comparer des offres il faut se rapporter aux mêmes unités, aussi n'hésitez pas à demander aux offreurs de technologie des chiffres dans des conditions définies de débit et de pression, un coût HT en €/Nm3 biométhane produit. Plusieurs élément sont à identifier :

- la maintenance (en prestation ou non) curative et préventive ;
- les consommables : énergie et autres ;
- les investissements.

Accueillir son unité d'épuration,

Les contraintes d'implantation ont aussi leur importance, pour l'instant il n'y a pas de démarche spécifique à cet équipement qui va toutefois rentrer dans le périmètre de l'unité de méthanisation et de ses démarches ICPE. Bien faire préciser :

- la surface nécessaire pour l'unité d'épuration ;
- les zones ATEX à respecter autour de votre unité d'épuration ;
- l'accessibilité nécessaire par rapport à la maintenance, à la gestion… ;
- Les mesures de protection de l'environnement mise en place notamment dans la gestion des consommables (rétention…) et des risques environnementaux.

Bien assurer le suivi et les interfaces de son installation

Lors de la mise en place de votre unité de méthanisation, d'épuration et d'injection, il faut que les différents outils se connectent entre eux sans soucis. La liaison entre les outils (méthanisation/épuration, épuration/injection) est appelée « interface ». Il est important de bien s'assurer de leur bonne gestion.

- Prévoir l'équipement de contrôle de qualité du biogaz brut et du biométhane (même fournisseur)
- Prévoir les outils de gestion de l'unité d'épuration
- Définir les outils et moyens mis à disposition pour aider le porteur de projet dans la gestion des interfaces amont/aval de l'unité d'épuration (signaux commande, analogique, profibus… brides de raccordement, tuyaux acier, PE, PVC, inox… gestion des retours…).

Acheter une unité de traitement et produire son biométhane

Les acteurs pourront être en mesure de répondre à une offre totale sur votre système d'épuration ou assurer qu'une partie du traitement et de la fourniture d'équipement. Certains disposeront de technologies différentes en fonction des types de projets.
Si vous avez plusieurs prestataires bien identifier la chaine des responsabilités et leurs limites pour éviter toute partie de ping-pong en cas de problème.

Vendre son biogaz à un « épurateur »

On retrouve ce schéma en Allemagne, l'unité de méthanisation produit du biogaz qui est vendu à une entreprise qui va épurer le biogaz en biométhane et l'injecter dans le réseau de gaz.
Compte tenu des acteurs, ce schéma pourra peut-être vous être proposé.
Avantages : produire du biogaz à qualité souhaitée, ne pas devoir gérer un équipement supplémentaire et les contrats liés à l'injection.
Inconvénient : on n'est pas directement détenteur du tarif d'achat, cela doit passer par un contrat dont la rémunération devra être indexée sur les tarifs.

INJECTER le biométhane en France

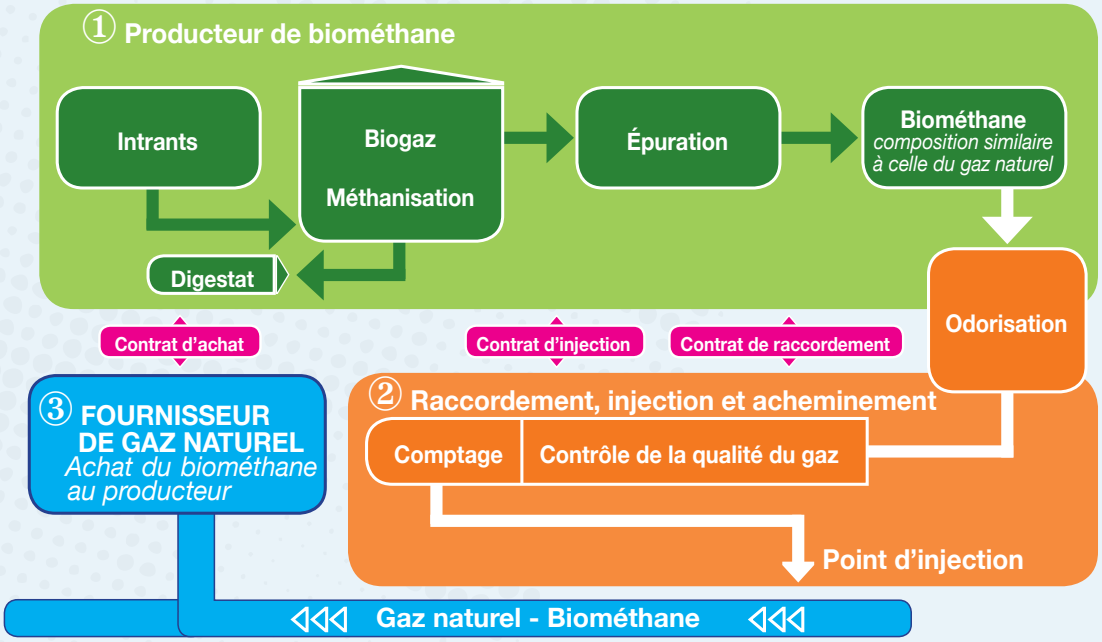
Les 21 et 23 novembre 2011 sont parus des arrêtés et décrets permettant l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel. Ces textes précisent l'organisation et les conditions d'injection du biométhane : conditions d'achat, acheteur de dernier recours, garanties d'origine, conditions de contractualisation…

Dans les réseaux de distribution et de transport du gaz naturel

Pour injecter dans le réseau de distribution (GrDF ou entreprise locale de distribution) ou de transport (GRTgaz ou TIGF), vous devrez signer différents contrats avec ces partenaires :

- le contrat de raccordement pour créer la canalisation qui va transporter le biométhane jusqu'à la canalisation préexistante ;
- le contrat d'injection qui va organiser l'entrée du biométhane et sa circulation dans le réseau. Votre engagement concernera la qualité du biométhane à des quantités données ;
- un contrat d'achat avec un acheteur de biométhane (fournisseur de gaz naturel).

Injection : répartition des rôles



Les démarche de raccordement – d'après schéma © GRDF

Il faudra compter au minimum 2 à 3 ans d'études/contrats/travaux pour injecter dans le réseau de distribution, probablement 3 à 4 ans pour un réseau de transport.

En effet, les procédures seront légèrement différentes s'il s'agit d'un réseau de transport ou de distribution, car ces réseaux relèvent chacun d'une réglementation et d'une organisation propre.

Les tarifs d'achat sont là pour compenser les investissements nécessaires à l'unité, ils vont dépendre des substrats, et de la taille de l'installation.

En savoir plus pour injecter RDV sur le site :
http://www.injectionbiomethane.fr/accueil.html

Bien choisir ses intrants pour injecter

La nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel est fixé par l'arrêté du 23 novembre 2011 (NOR : DEVR1126174A).

La liste des intrants est la suivante : biodéchets ou déchets ménagers, déchets organiques agricoles (effluents d'élevage et déchets végétaux), déchets de la restauration hors foyer, déchets organiques de l'industrie agroalimentaire et des autres agro-industries. Les boues de stations d'épuration ne sont donc pas autorisées pour produire du biométhane à injecter mais cette interdiction devrait être levée fin 2012.

Le projet Bio-Méthane Regions

Bio-Methane Regions est un projet européen EIE. Son acronyme correspond à «Promotion of bio-methane and its market development through local and regional partnerships» (promotion du biométhane et de son développement au travers de partenariats locaux et régionaux).
Il vise le développement de la filière biogaz et biométhane dans chaque territoire impliqué.

Il a démarré en mai 2011 pour 3 ans (avril 2014). Il regroupe 15 partenaires de 11 pays différents. Le projet est coordonné par SWEA, agence de l'énergie du Sud-OUest de l'Angleterre et du Pays de Galles.

Les partenaires francophones de Bio-Methane Regions sont : AILE (France- Bretagne Pays-de-la-Loire), le Centre de Recherche Agronomique de Wallonie (Belgique) et Rhônalpéner-gie-Environnement (France Rhône-Alpes).

Le site internet du projet
http://www.bio-methaneregions.eu/

Le site du biogaz en Rhône-Alpes
www.biogazrhonealpes.org
Contact : valerie.borroni@raee.org

Le site de AILE
www.aile.asso.fr

Contacts : armelle.damiano@aile.asso.fr et gaelle.le-guen@aile.asso.fr

Novembre 2012

Conception graphique et mise en page, Trait d'esprit - 06 74 23 **73 0**4 - Crédits photos : Trait d'esprit, Sandra Lafoy.