

Dans le cadre du projet



Développement de projets bio-méthane / bio-GNV

- Revue des technologies disponibles en France pour des capacités de production $< 80\text{Nm}^3/\text{h}$
- Exigences et contraintes à prendre en compte

Etude réalisée par



14, rue des Frères Lumière F- 44119 TREILLIERES Tél : (33) 2 51 13 03 46 www.astrade.fr

DECEMBRE 2014

SOMMAIRE

INTRODUCTION	Page 4
Chapitre I : REVUE TECHNOLOGIQUE DES SOLUTIONS DE VALORISATION DU BIOGAZ EN BIO-METHANE pour des unités de production de moins de 80 Nm³/h.	Page 5
1. LES VOIES DE VALORISATION DU BIO-METHANE	6
2. MODE D'OBTENTION DU BIO-METHANE et DU BIO-GNV	7
a. Objectifs de qualité	7
b. Prétraitements	8
c. Epuration du biogaz en bio-méthane	10
d. Du bio-méthane au bio-GNV	10
3. TECHNOLOGIES D'EPURATION DU BIOGAZ	11
a. Technologie membranaire	11
b. Lavage à l'eau sous pression	14
c. Lavage organique	16
d. Lavage aux amines	17
e. PSA (Pressure Swing Adsorption)	18
f. Procédés cryogéniques	20
g. Combinaison des technologies	22
h. Synthèse technique	23
i. Epuration : Synthèse économique	25
4. PORTAGE du BIO-METHANE	26
4-1. Portage du bio-méthane comprimé	27
a. Compression du bio-méthane	27
b. Stockage du bio-méthane comprimé	28
c. Transport du bio-méthane comprimé	28
d. Injection du bio-méthane comprimé	29
4-2. Portage du bio-méthane liquéfié	30
a. Liquéfaction du bio-méthane	30
b. Stockage et transport du bio-méthane liquéfié	31
c. Injection du bio-méthane liquéfié	32
4-3. Synthèse technique et économique des solutions de portage	33
5. DISTRIBUTION de BIO-METHANE CARBURANT	36
6. ACTEURS DE LA FILIERE : ETAT DES LIEUX	39
a. Fabricant d'une technologie ou d'un process	39
b. Ensembleur	39
c. Tableau de synthèse : activité des entreprises enquêtées	40
Chapitre II : GUIDE TECHNIQUE A DESTINATION DES PORTEURS DE PROJET Pour des unités de production et de valorisation de moins de 80 Nm³/h de bio-méthane	Page 41
1. NOTIONS DE SEUILS ECONOMIQUES	41
2. POINTS DE VIGILANCE	44
a. Paramètres de la méthanisation influençant la qualité du biogaz brut	44
b. Points de vigilance aux différentes étapes du procédé d'épuration	45
c. Cas particulier du « portage » de bio-méthane	48
3. ELEMENTS DU CAHIER DES CHARGES	49
a. Périmètre de la consultation	49
b. Contenu technique de l'offre	50
c. Aspects économiques et contractuels de l'offre	51

a. Mode de valorisation	52
b. Arbre de décision bio-méthane	52
c. Choix du conditionnement du bio-méthane pour le portage	53
d. Choix du mode de transport du bio-méthane.....	54
e. Relations contractuelles	55
f. Critères particuliers à la valorisation en bio-méthane carburant.....	56

ANNEXES

ANNEXE 1 : Liste des entreprises non enquêtées.....	58
ANNEXE 2 : 18 fiches entreprises.....	59

GLOSSAIRE :

ADR :	Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route
CAG :	Charbon Actif en Grains
CH ₄ :	Méthane
COV :	Composés Organiques Volatils
GES :	Gaz à effet de serre
GNL :	Gaz Naturel Liquéfié
GNV :	Gaz Naturel Véhicule
H ₂ S :	Hydrogène sulfuré
kWhé :	kWh électrique
kWhth :	kWh thermique
MEA :	Mono Ethanol Amine
N ₂ :	Azote gazeux
Nm ³ :	Normaux mètres cubes (gaz aux conditions normatives : 0°C, 1 bar)
O ₂ :	Oxygène
PCI :	Potentiel Calorifique Inférieur
PCS :	Potentiel Calorifique Supérieur
PEG :	Poly Ethylène Glycol
PSA :	Pressure Swing Adsorption (Adsorption par différentiel de pression)
THT :	Tétra Hydro Thiophène, composé d'odorisation du gaz

Introduction

Le secteur de la méthanisation est entré dans une nouvelle phase de développement en France avec l'accroissement des possibilités de valorisation du biogaz (cogénération, injection en réseau, valorisation mixte). La valorisation du biogaz en bio-méthane destiné à l'injection en réseau ou à la production de bio-GNV en est encore à ses débuts ; moins de 10 unités sont en exploitation actuellement.

Peu de références sont donc encore disponibles mais de très nombreux projets sont en préparation, de toute taille et dans des contextes très variés.

Pour de nombreuses raisons, le marché français est plutôt orienté vers des unités de petite et moyenne taille, avec une forte attente du milieu agricole pour trouver dans le bio-méthane une alternative à la cogénération qui est régulièrement limitée par la capacité de valorisation de la chaleur fatale en toute saison.

Au contraire de la cogénération pour laquelle la technologie de valorisation du biogaz est constante (combustion par un moteur à gaz), la production de bio-méthane peut faire appel à des technologies très différentes les unes des autres, avec leur spécificité, compliquant le choix qu'aura à faire tout porteur de projet.

C'est dans ce contexte que **AILE** (Association d'Initiatives Locales pour l'Energie et l'Environnement) et **RHONALPENERGIE ENVIRONNEMENT** qui accompagnent le développement du bio-méthane et du bio-GNV en France ont mandaté ce travail dans le cadre du projet européen **BIO-METHANE REGIONS**.

Les objectifs assignés à l'étude consistent à :

- ✓ Réaliser une revue technologique des solutions disponibles sur le marché français pour des capacités de production inférieures à 80 Nm³/h de bio-méthane produit
- ✓ Identifier les solutions disponibles en matière de « portage » de bio-méthane, permettant de le produire sur un site et de le valoriser sur un autre
- ✓ Etablir un cadre de référence pour guider le porteur de projet dans ses choix, c'est-à-dire :
 - Evaluer les seuils bas et les contextes permettant leur déploiement en méthanisation agricole
 - Appréhender les critères de choix en matière de valorisation du bio-méthane : injection directe dans le réseau de gaz naturel et/ou distribution de bio-méthane carburant
 - Evaluer les possibilités et contraintes du transport par route du bio-méthane depuis son point de production jusqu'à son point de valorisation
 - Identifier les facteurs de risques et points de vigilance liés à ces technologies
 - Proposer un canevas de cahier des charges pour faciliter les consultations des constructeurs
- ✓ Donner des outils de diagnostic pour évaluer dès l'origine la pertinence d'un projet en croisant
 - Les solutions techniques de production de bio-méthane,
 - Les différentes possibilités locales de valorisation du bio-méthane.

Ce travail a été conçu pour produire un outil de vulgarisation, destiné à l'ensemble des acteurs de la filière, en particulier les porteurs de projet, les bureaux d'études techniques et les financeurs.

Il vise une représentation la plus complète possible des possibilités actuelles ; toutefois, les techniques de production et de valorisation du bio-méthane évoluant très rapidement, nul ne doute que de nouveaux horizons s'ouvriront dans un futur proche.

Chapitre I : REVUE TECHNOLOGIQUE DES SOLUTIONS DE VALORISATION DU BIOGAZ EN BIO-METHANE pour des unités de production de moins de 80 Nm³/h.

L'objectif est de donner une image du champ du possible en matière d'épuration du biogaz (transformation du biogaz en bio-méthane) et des possibilités de le valoriser en bio-GNV (bio-méthane carburant), en incluant toute la chaîne du producteur à l'utilisateur :

- épuration du biogaz,
- compression du bio-méthane
- stockage du bio-méthane
- transport du bio-méthane
- distribution de bio-GNV.

La production et la valorisation de bio-méthane sous sa forme liquéfiée sont incluses dans le champ de l'étude. En conséquence, les termes bio-GNV et bio-méthane carburant pourront inclure les deux formes (gazeuse et liquéfiée).

Le seuil est fixé à moins de 80 Nm³/h de capacité de production de bio-méthane. Cette valeur, en apparence arbitraire correspond à :

- la production d'environ 1 230 000 Nm³/an de biogaz à 60% de méthane
- des ordres de grandeur équivalents à:
 - ✓ ±360 kWé en cogénération (selon le rendement électrique du moteur)
 - ✓ la production moyenne d'un gisement de nature agricole (mix de déjections animales et produits végétaux) de 2500 à 4000 T MS/an selon la nature des intrants, les conditions de digestion et la présence ou non d'un prétraitement, ce qui correspond :
 - en méthanisation en voie liquide, à un gisement de 15 000 à 25 000 T/an
 - en méthanisation en voie sèche à un gisement de 10 000 à 15 000 T/an

Le travail a consisté à :

- ✓ identifier les entreprises présentes sur le marché français (équipementiers ou fournisseurs clé en main), en matière :
 - d'épuration de biogaz,
 - de compression,
 - de stockage
 - de solutions de transport
 - et de distribution de bio-méthane carburant.
- ✓ décrire sommairement leurs technologies
- ✓ fournir une gamme de coûts d'investissement et d'exploitation
- ✓ donner les tendances en termes d'évolution technologique.

Il se base sur une enquête directe réalisée en Février et Mars 2014 auprès des acteurs recensés de la filière. Seules sont prises en compte les entreprises présentes activement sur le marché français (c'est-à-dire capables de répondre à des soumissions en France) et pour une taille d'unité inférieure à 80 Nm³/h de bio-méthane produit. Bien entendu, les solutions identifiées pour des débits de production de bio-méthane inférieurs à 80 Nm³/h sont utilisables pour des débits supérieurs.

Les informations de chacune des entreprises sont synthétisées sous la forme de fiches standardisées en annexe de ce rapport. Ces fiches d'informations ont été préalablement validées par les entreprises concernées.

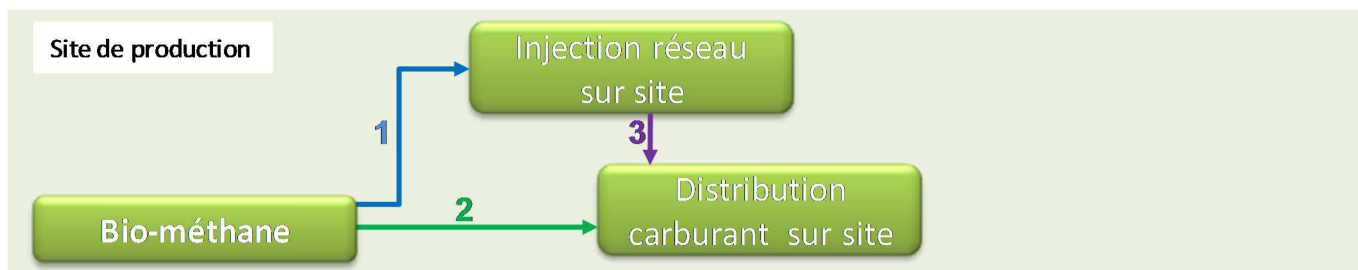
L'exigence de concentrer l'information et de standardiser sa présentation est nécessairement réductrice.

Ce répertoire doit inviter le porteur de projet à repérer ses cibles, et à approfondir avec les constructeurs les solutions les plus appropriées à son contexte.

1. LES VOIES DE VALORISATION DU BIO-METHANE

Les filières bio-méthane et bio-GNV sont définies comme l'ensemble des étapes de transformation d'un biogaz brut obtenu par un procédé de méthanisation en bio-méthane de qualité compatible avec les spécifications de l'injection du bio-méthane en France, ou avec la norme GNV pour le bio-méthane carburant, c'est-à-dire de l'épuration à l'injection du bio-méthane ou à la station de distribution du bio-méthane carburant.

Schématiquement, il existe 3 voies permettant la valorisation du bio-méthane :



Le bio-méthane peut être :

- **Voie 1 :** soit injecté directement au réseau (compte tenu du champ de l'étude et des capacités de production inférieures à 80Nm³/h, on ne considère que le réseau de distribution de gaz naturel ; l'injection en réseau de transport à haute pression ne se justifie dans le contexte français que pour des débits supérieurs à 200 Nm³/h).
- **Voie 2 :** soit directement valorisé en bio-méthane carburant (compression et distribution)
- **Voie 3 :** soit injecté en réseau et sa quote-part distribuée en carburant GNV (les certificats d'origine servent dans ce cas à justifier de l'origine « biogaz » du carburant).

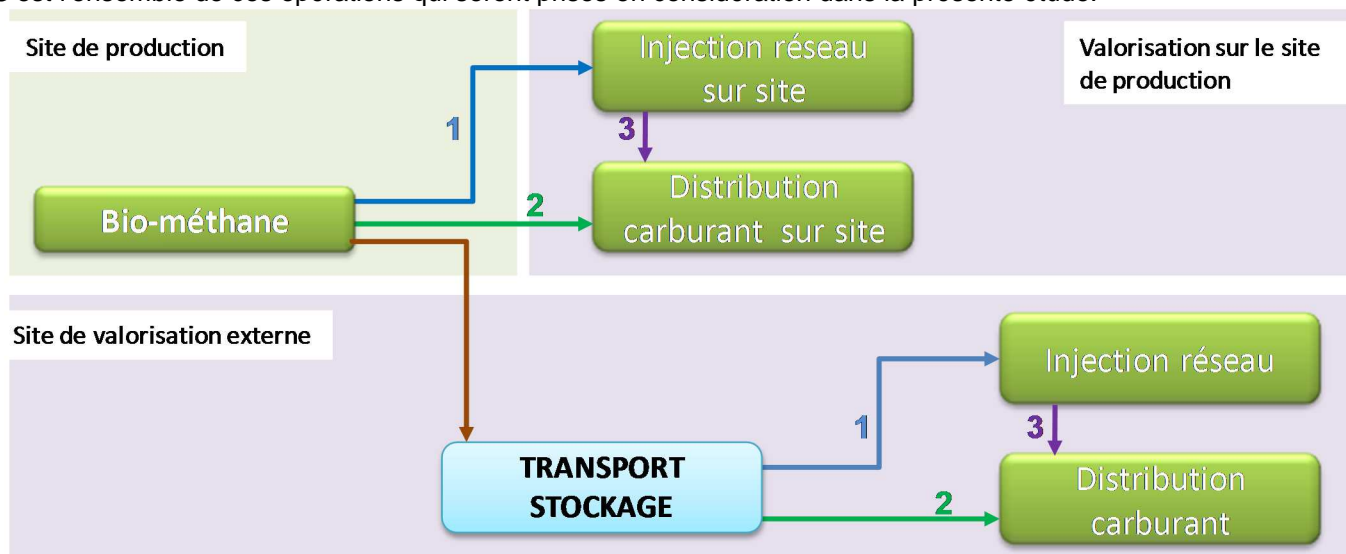
Cette dernière voie peut offrir :

- de la souplesse à la distribution de bio-méthane carburant (absence de stockage important),
- de la sécurité via le contrat d'obligation d'achat du bio-méthane,
- de la facilité de montée en puissance d'un parc de véhicules GNV, au gré du plan de renouvellement des véhicules
- de l'optimisation économique en associant injection de bio-méthane et distribution de bio-méthane carburant (notamment pour des points d'injection limités en débit en période estivale).

Ces 3 voies de valorisation du bio-méthane peuvent être envisagées :

- soit directement sur le site de production (en implantant le projet à proximité d'un réseau de distribution de gaz naturel)
- soit sur un site extérieur de valorisation ; dans ce cas le bio-méthane pourra être transporté par route (on parle de « portage » du bio-méthane) soit à l'état comprimé, soit à l'état liquéfié.

C'est l'ensemble de ces opérations qui seront prises en considération dans la présente étude.



Note : Le gaz doit être odorisé par injection de THT (Tétra Hydro Thiophène) avant injection, transport ou utilisation. Dans le cas de l'injection directe, l'odorisation est en général incluse dans le poste d'injection fourni par le gestionnaire du réseau (ex. GrDF). Dans le cas d'une utilisation de bio-méthane carburant directement, l'odorisation se fait préalablement à la compression du bio-méthane (sauf gaz liquéfié : l'odorisation a lieu lors de la vaporisation).

Il faut noter qu'une 4^{ème} voie pourrait voir le jour en France : des fournisseurs de gaz (tel que GDF, AXEGAZ, LNGeneration etc..) peuvent faire des offres d'achat de bio-méthane auprès de producteurs ne disposant pas de réseau d'injection à proximité. Ces entreprises cherchent à satisfaire des clients potentiels en « gaz vert » qui eux-mêmes ne peuvent soutirer sur le réseau. Aujourd'hui, ces clients sont alimentés en gaz naturel liquéfié transporté en citerne directement à partir des terminaux méthaniers. Le principe consiste donc à transporter le bio-méthane du producteur au consommateur par la route pour pallier l'absence de réseau. Ce mode de valorisation ne rentre pas aujourd'hui dans le cadre de l'obligation d'achat et des tarifs réglementés. Un groupe de travail étudie cette possibilité pour le futur.

2. MODE D'OBTENTION DU BIO-METHANE et DU BIO-GNV

a. Objectifs de qualité

Le procédé de méthanisation fournit un biogaz brut constitué en majorité de méthane (généralement de 55% à 60% CH₄). Il doit suivre une série d'étapes pour se rapprocher de la composition du gaz naturel, avant sa valorisation finale en injection réseau ou en carburant.

	Biogaz obtenu par Co-digestion	Gaz naturel de Type H
Composition type (% vol)	55-70% CH ₄	90% CH ₄
	28-43% CO₂	8,3% éthane+propane+butane
	<1% N₂	1,4% CO ₂
	<0,5% O₂	0,2% N ₂
	< 100 ppm NH ₃	
	0-0,5% H₂S	
	H₂O (saturation) Impuretés	

Les composés inscrits en rouge sont classiquement les cibles du travail d'épuration qu'il faudra réaliser pour atteindre une qualité conforme aux exigences normatives.

Les composants azote et oxygène peuvent atteindre des valeurs très variables, selon les choix techniques retenus en méthanisation (ce point sera abordé au chapitre 2). Les valeurs indiquées dans le tableau précédent sont des valeurs guides qu'il faut respecter pour limiter les contraintes d'épuration du biogaz.

Les objectifs de qualité sont différents selon l'utilisation du bio-méthane:

- Pureté minimum pour un carburant : 86% de CH₄ (conformité à la norme ISO 15 403)
- Pureté minimum pour injection : équivalente à 96,65% de CH₄ (norme « Injection » gaz H)

Principaux paramètres	Bio-GNV ISO 15403	Norme « Injection » Gaz H *
PCI / PCS Méthane	PCI > 8,55 >86% CH ₄	PCS >10,7kWh/Nm ³ Eq. > 96,65%CH ₄
O ₂ (%vol)	<3%	<0,75%
H ₂ S et COS	<5 mg/Nm ³	<5 mgS/Nm ³
CO ₂ (%vol)	<3%	<3,5%
NH ₃		< 3 mg/Nm ³
H ₂ O Point de rosée	< T° de fonctionnement du véhicule	< -5°C A la pression maximale d'injection

* : voir conditions générales du contrat relatif à l'injection de bio-méthane dans le réseau de distribution de gaz naturel

Les exigences de pureté en méthane sont donc moindres si le bio-méthane est utilisé uniquement et directement en carburant véhicule.

Il va de soi qu'une valorisation du bio-méthane par la voie 3 (injection puis distribution GNV) impose le respect de la norme « Injection ».

L'azote gazeux n'est pas un paramètre spécifiquement réglementé, mais sa présence en concentration significative va rapidement réduire la concentration en méthane et empêcher d'atteindre le minimum requis en PCS.

Il en résulte que les objectifs de l'épuration du biogaz sont principalement :

- de sécher le biogaz
- d'éliminer l'H₂S et autres impuretés
- d'éliminer au maximum le CO₂.

L'élimination des autres composés dont les concentrations dépassent les prescriptions, dépendra avant tout de la qualité du biogaz brut. Il faudra tenir compte de l'effet de concentration par élimination du CO₂, entraînant une augmentation des concentrations des composés mineurs (schématiquement 1 Nm³ de biogaz produit 0,62 Nm³ de bio-méthane).

Exemple : si un biogaz contient 0,5%v d'O₂, 39% de CO₂ et que le biogaz est amené à 98% de CH₄ avec un procédé n'éliminant pas l'oxygène, la concentration en O₂ du bio-méthane atteint automatiquement 0,8% et donc dépasse le seuil admis en injection.

Les technologies d'épuration du biogaz devront donc impérativement permettre d'atteindre les objectifs minimum de qualité fixés par les normes relatives à l'utilisation du bio-méthane.

Au-delà de ce minimum, le mécanisme d'obligation d'achat pour l'injection donne une prime à la qualité du bio-méthane ; en effet, une installation est dotée d'un contrat de raccordement fixant un débit d'injection maximum mais le bio-méthane est payé à l'énergie injectée, au kWh PCS. En conséquence, passer du minimum normatif (>96,65%CH₄, PCS >10,7kWh/Nm³) à 98,5% de CH₄ (PCS = 10,917kWh/Nm³) procure un gain de 1,9% de recette supplémentaire, soit plus de 15 000€/an pour un contrat d'injection de 70 Nm³/h.

On distingue généralement :

- des opérations de prétraitement dont l'objectif est d'éliminer l'H₂S, les principales impuretés et la vapeur d'eau
- de l'épuration du biogaz (terme généralement réservé à la séparation du CO₂, ou décarbonatation mais pouvant également concerner les composés N₂ et O₂).

Certains procédés peuvent confondre les deux étapes de prétraitement et d'épuration.

b. Prétraitements

Désulfuration

La désulfuration peut être réalisée par différents procédés:

- Filtration du gaz par adsorption
 - Sur charbon actif ou charbon actif imprégné
 - Sur oxydes de fer
- Lavage basique (à la soude)
- Désulfuration biologique (dans les digesteurs ou en colonne de traitement bactérien)

Cette dernière technique est déconseillée dans le cas de la valorisation en bio-méthane, puisqu'elle peut facilement entraîner une augmentation des teneurs en O₂ et N₂ du bio-méthane, composés difficilement traités par les technologies d'épuration de biogaz.



Procédé THIOPAQ (biologique)
Source : Paques



Colonne de lavage basique
Source : BiogasBruckGmbH



Cuve de filtration charbon actif
Source : VerdeMobil

Séchage du biogaz

Le biogaz en sortie de digestion est saturé en eau. Il doit être rapidement séché pour :

- Eviter la formation d'acide sulfurique (réaction avec H_2S),
- Eviter toute condensation dans les réseaux
- Augmenter son Pouvoir Calorifique.

Le biogaz produit par la méthanisation peut être avantageusement transporté jusqu'à l'unité d'épuration sur quelques dizaines de mètres par canalisation enterrée. Son refroidissement naturel va entraîner une première condensation mais celle-ci est largement insuffisante pour amener le point de rosée aux valeurs exigées.

Le process de déshydratation le plus fréquemment utilisé consiste à assécher le biogaz par condensation sur un échangeur raccordé à un groupe frigorifique (T° de 3 à 5°C environ).

Le biogaz brut est traité sur un échangeur à paroi froide pour condenser la vapeur d'eau. L'eau liquide est récoltée par un dévésiculateur produisant des condensats évacués en général avec les digestats liquides de la méthanisation. L'ammoniac étant hydrosoluble, la déshumidification du biogaz par condensation permet d'en éliminer une partie.

Le passage du biogaz refroidi sur l'échangeur gaz/gaz permet de le réchauffer avec les calories du biogaz brut et donc de réduire son humidité relative.



Déshumidification du biogaz sur groupe froid

Source : CIAT



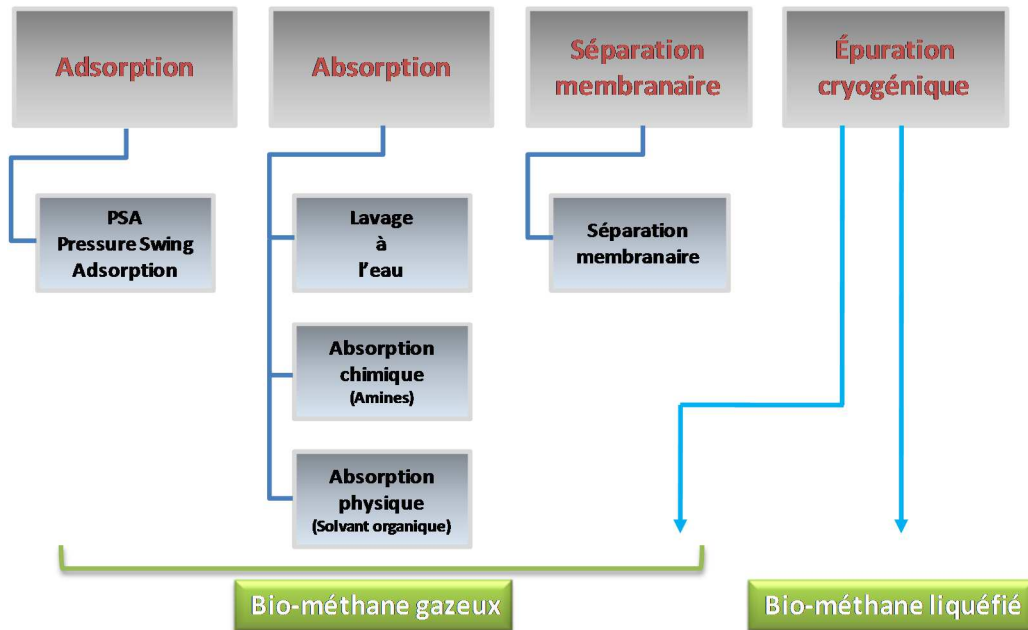
Source : MTA

Les deux techniques les plus courantes du prétraitement – désulfuration sur charbon actif et séchage par condensation à froid – peuvent être réalisées selon les deux ordres possibles. Si la filtration sur charbon actif est en amont du séchage, elle s'opérera avec un charbon actif imprégné et sera équipée d'une récupération de condensats.

c. Epuration du biogaz en bio-méthane

L'épuration vise donc principalement à éliminer le CO₂.

Quatre familles de procédés sont disponibles et sommairement décrites ci-après. Elles permettent la production de bio-méthane sous 2 formes différentes.



Source : Biogasmax 2010

Ces quatre familles de procédé reposent sur des principes différents, mettant chacune à profit des écarts de propriété ou de comportement des gaz CO₂ et CH₄, et pour certaines d'entre elles des gaz N₂ et O₂.

Si l'on souhaite produire du bio-méthane liquéfié, il est possible de liquéfier du bio-méthane gazeux obtenu par les procédés de lavage ou de filtration.

d. Du bio-méthane au bio-GNV

Le Bio-GNV, ou Bio-Gaz Naturel Véhicule, est un carburant véhicule. Il s'agit de la version « renouvelable » du GNV (Gaz Naturel Véhicule), issu directement du réseau de gaz naturel. Seule l'origine du méthane est différente.

Le GNV est composé de gaz naturel d'origine fossile, comprimé à 250 barg, alors que le bio-GNV est issu d'un biogaz obtenu par méthanisation, épuré en bio-méthane et comprimé à 250 barg.

La production de bio-GNV à partir de biogaz est similaire à la production de bio-méthane pour l'injection en réseau. Les points majeurs de différenciation sont :

- La composition finale: le bio-méthane destiné à un usage carburant obéit à des critères de pureté moins stricts que ceux du bio-méthane destiné au réseau de gaz naturel
- Le mode de compression et de distribution :
 - le bio-méthane destiné à l'injection est comprimé à basse ou moyenne pression et injecté dans le réseau de gaz naturel à basse ou moyenne pression pour le réseau de distribution (4 à 5 barg ou 16 à 20 barg)
 - le bio-GNV est du bio-méthane comprimé à haute pression (250 à 300 barg) et distribué au même titre que le GNV dans des réservoirs de véhicule à 200 barg.

Si le bio-méthane est produit sous forme liquéfiée, le bio-GNV sera obtenu par compression et vaporisation du bio-méthane liquéfié.

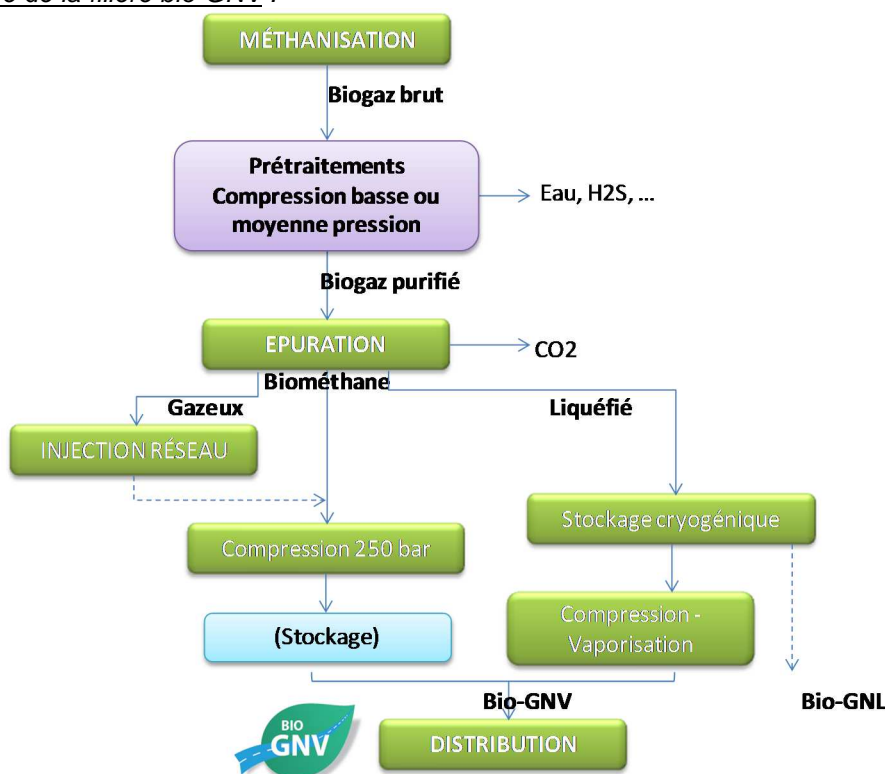
A ce jour, le carburant GNL (Gaz Naturel Liquéfié) n'est pas encore développé en France. Les premières initiatives débutent. A terme, le bio-GNL pourrait se développer pour le transport à longue distance (se référer aux projets de directives européennes). Dans ce cas, le bio-méthane liquéfié devient directement le carburant bio-GNL.

L'écart de densité énergétique entre les deux formes de bio-méthane est important : 1 Nm³ de bio-méthane

- liquéfié représente un volume de 1,7 Litre à pression atmosphérique
- comprimé à 250 barg, représente un volume de 4 Litres.

La forme liquéfiée, qui donne une autonomie plus grande aux véhicules, peut donc offrir des avantages en termes de transport et de stockage de l'énergie produite pour relier des sites de production agricole éloignés à des sites de consommation importante.

Schéma de principe de la filière bio-GNV :



3. TECHNOLOGIES D'ÉPURATION DU BIOGAZ

L'épuration du biogaz va produire :

- Un bio-méthane concentré de qualité conforme aux spécifications relatives à sa valorisation
- Un gaz de purge, encore appelé « offgaz » ou gaz pauvre qui selon sa qualité ou selon le procédé pourra :
 - Être rejeté à l'atmosphère (uniquement pour les très faibles concentrations en méthane)
 - Être détruit dans un oxydeur thermique (le coût de l'oxydeur est peu adapté aux installations de petite taille)
 - Être brûlé sur une chaudière adaptée au faible PCI pour chauffer les digesteurs (en conservant suffisamment de méthane dans le gaz pauvre – concentration minimale de l'ordre de 3 à 10%).

Remarque : Le rejet de faibles quantités de méthane à l'atmosphère est en général aujourd'hui toléré. Aucune législation spécifique en France ne régleme actuellement ces émissions. L'incidence et les risques de ces émissions doivent bien entendu être pris en compte dans les études d'impact et de danger. Cette tolérance pourrait être supprimée à terme, entraînant l'obligation de détruire ou de valoriser les offgaz.

La méthanisation ayant besoin de chaleur pour son fonctionnement, celle-ci pourra être produite par une chaudière alimentée en :

- Biogaz brut (mais de préférence séché et désulfuré pour la protéger)
- Biogaz pauvre (chaudière à bas PCI).

a. Technologie membranaire

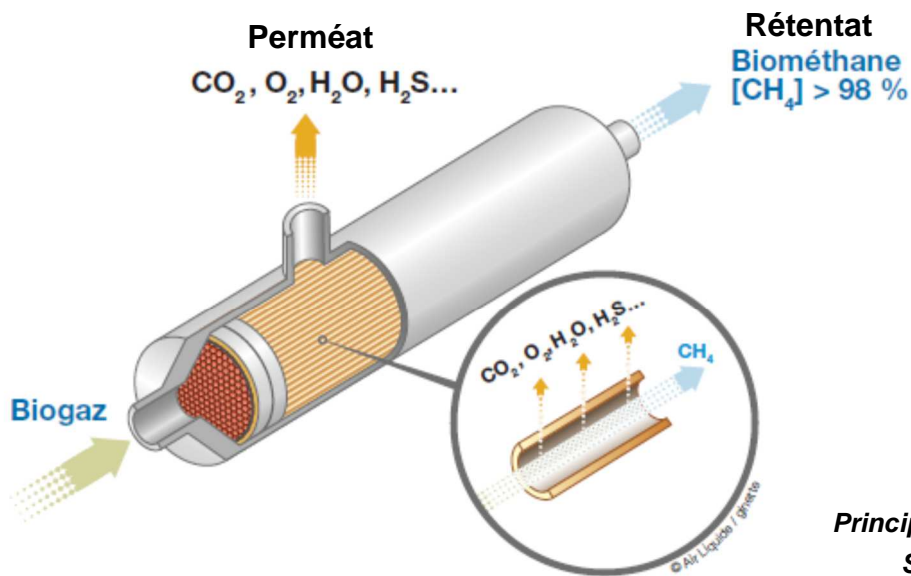
Principe

L'épuration du biogaz par séparation membranaire fonctionne selon un principe de perméation. Les membranes autorisent le passage des molécules indésirables (eau, CO₂, ammoniacque) dans le perméat. Le offgaz récupéré contient encore une faible quantité de méthane.

La quasi-totalité du méthane initial est récupérée dans le rétentat (avec la quasi-totalité de l'azote).

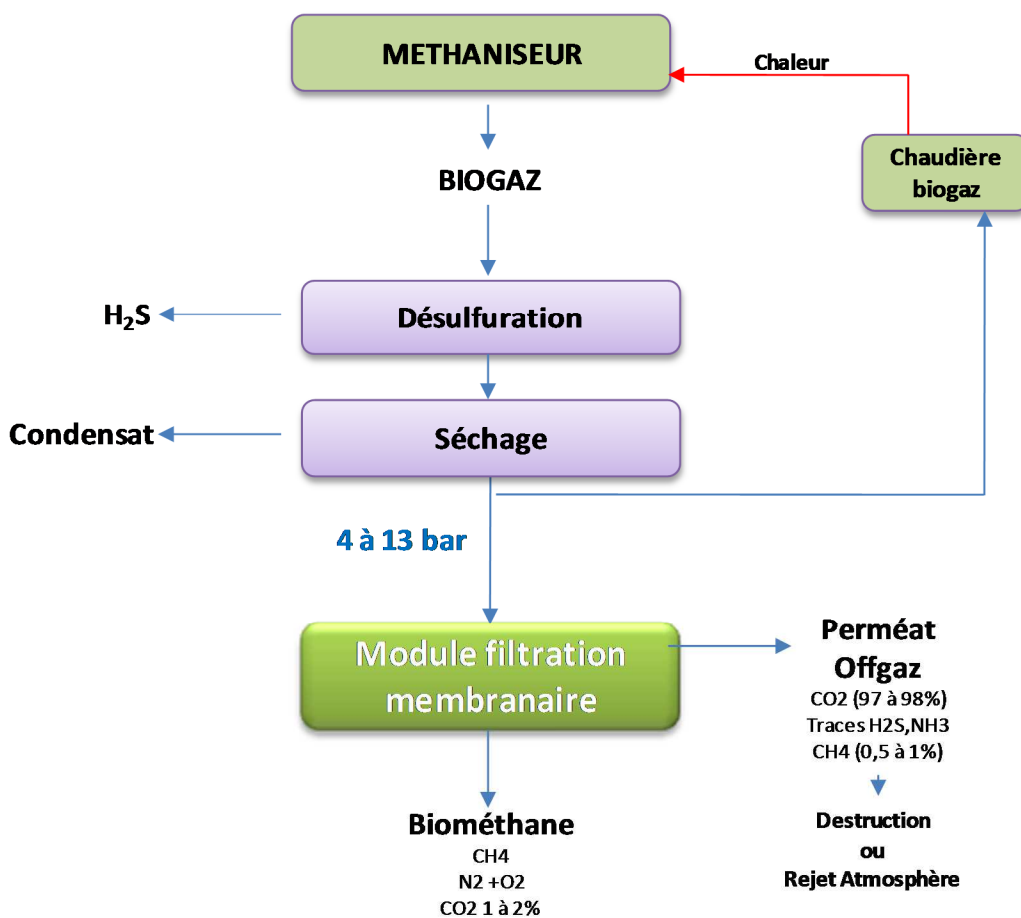
L'oxygène se retrouve au mieux en concentration volumique égale dans le bio-méthane et dans le offgaz.

Certains constructeurs étudient des procédés pour éliminer l'oxygène et l'azote (en développement).



Cette technologie nécessite un prétraitement pour supprimer en particulier l'H₂S et l'humidité du biogaz.

Schéma général



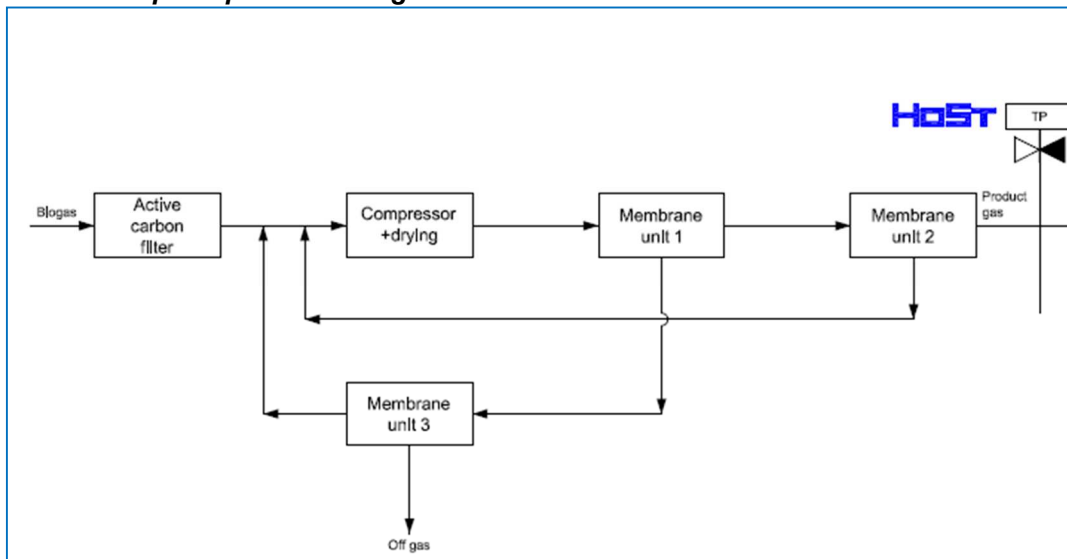
Caractéristiques du process

Le biogaz prétraité est comprimé à moyenne pression (entre 4 et 13 bar), réchauffé, et traité sur la séparation membranaire.

Les modules membranaires sont constitués de tubes en acier dans lesquels sont compactées de longues fibres creuses en matière polymère. Ces fibres sont choisies pour leur capacité à séparer CH_4 et CO_2 avec une sélectivité importante.

Les modules membranaires sont assemblés selon des combinaisons variables d'un constructeur à l'autre, avec 2 ou 3 étages membranaires. Pour de faibles débits, 2 étages sont généralement préconisés, mais dans ce cas, le taux d'extraction sera plus faible.

Schéma de principe avec 3 étages de membranes



Selon les constructeurs, le offgaz obtenu peut être :

- Rejeté à l'atmosphère si la quantité de méthane est très faible (fréquent)
- Traité par oxydation thermique pour éliminer le CH_4 restant (proposé fréquemment en option)
- Traité par un procédé de récupération de CO_2 liquéfié (rare sur de petits débits)
- Brûlé sur une chaudière à bas potentiel calorifique (rare) à condition de conserver suffisamment de méthane dans le offgaz (minimum de l'ordre de 5%). L'intérêt est alors d'apporter de la chaleur au procédé de méthanisation. Aucun rejet de CH_4 à l'atmosphère n'est effectué dans ce cas.



Combinaison de modules membranaires
Source : DMT (membranes Evonik)



Vue en coupe d'une membrane Evonik
Source : MT- Biomethan

Particularités de la technologie membranaire :

- Le procédé ne consomme aucun réactif (à l'exception du prétraitement)
- Les consommations d'énergie électrique annoncées varient de 0,2 à 0,6 kWh/Nm³ de bio-méthane produit
- Il ne réduit pas mais n'augmente pas la concentration en oxygène dans le bio-méthane (concentration similaire en O₂ entre le biogaz brut et le bio-méthane) ; par contre, il concentre l'azote.
- Sa taille s'adapte facilement à des évolutions du débit de biogaz traité (par ajout de modules membranaires) à condition de faire évoluer également la capacité de prétraitement et de compression
- La durée de vie des polymères en supposant un prétraitement bien adapté au biogaz est estimée de 7 à 9 ans par les constructeurs. Elle ne couvre donc pas la totalité d'un cycle de vie d'une unité, calquée sur les durées de contrats de 15 ans ; un renouvellement pourra être nécessaire.
- Le remplacement des membranes est plus fréquent en cas de prétraitements non adaptés
- L'élimination poussée de l'H₂S est souhaitable pour éviter une dégradation prématurée des membranes et une fuite d'H₂S dans le offgaz
- La présence d'huiles ou d'hydrocarbures dans le biogaz peut endommager les membranes ; il faut privilégier les compresseurs à piston sec
- La composition en O₂ et N₂ du biogaz doit être limitée et surveillée
- Des prétraitements adaptés sont à prévoir en présence de certains micropolluants.

La présence de terpènes (limonène) doit être surveillée ; leur présence et concentration dépendent de la nature des déchets traités. Les terpènes ne sont pas éliminés par la perméation. En trop forte concentration, ces composés peuvent entraîner une dégradation prématurée des membranes, au même titre que l'H₂S. En conséquence, certains constructeurs ont développé des prétraitements efficaces pour éliminer les terpènes avant l'épuration. Lorsqu'il s'agit de charbon actif, la fréquence de renouvellement augmente avec la proportion de terpènes traités.

Fabricants de technologie membranaire :

Il faut distinguer les fabricants du module membranaire (avec son contenu) des entreprises qui les mettent en œuvre sous la forme d'un procédé complet et clé en main qui comprendra les étapes de prétraitement, la compression et le choix du nombre d'étages de modules membranaires.

Fabricants de modules membranaires	Fournisseurs de process clé en main
Evonik	Prodeval - ClarkeEnergy Host DMT MT-Energie Chaumeca
Air Liquide	Air Liquide
Cirmac	Cirmac (Atlas Copco)
Air Products	Arol Energy

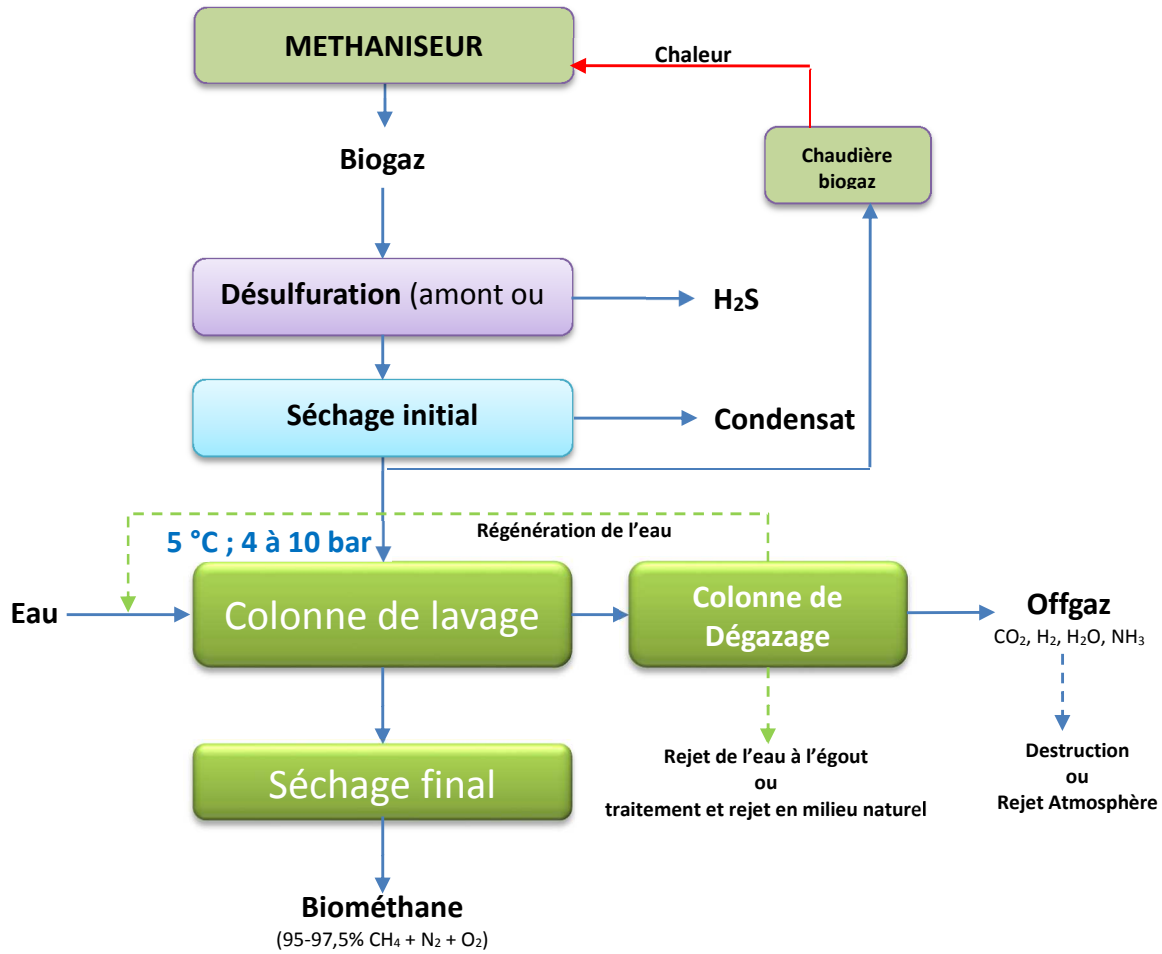
b. Lavage à l'eau sous pression

Principe

Une épuration par lavage à l'eau est un procédé d'absorption physique. Il consiste à exploiter les différences de solubilité des composants du biogaz. Le CO₂ et H₂S possèdent une meilleure solubilité dans l'eau que le CH₄, permettant la décarbonatation du biogaz. L'eau chargée en CO₂ et H₂S est traitée dans une étape de dégazage, permettant de libérer les éléments dissous. L'H₂S pourra aussi être préalablement éliminé par un prétraitement adapté.

Le offgaz récupéré comporte une faible proportion de CH₄.

Schéma général



Unité de lavage à l'eau :

- Colonne de désulfuration
- Colonne d'absorption
- Colonne de dégazage

Source : Kempro Environnement

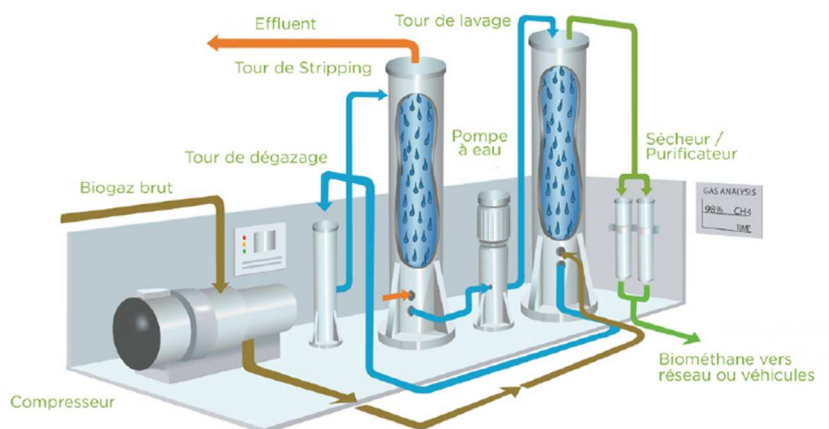


Schéma de principe : procédé GreenLane

Caractéristique du process

Selon les constructeurs, le procédé peut être précédé de:

- une désulfuration (de type charbon actif)
- un premier séchage.

Certains constructeurs vont pratiquer la désulfuration directement par le lavage ; en conséquence, le offgaz devra subir un post-traitement approprié pour éviter les rejets de soufre et les risques d'odeurs.

La séparation s'opère dans une colonne de lavage où le CH₄ purifié est extrait. Le lavage est réalisé sous pression (4 à 10 bar) et généralement à basse température (5°C). La colonne de dégazage est soumise à une baisse de pression subite permettant la récupération du offgaz. Une grande partie de l'eau régénérée peut ensuite être réutilisée.

Selon les constructeurs, le offgaz obtenu peut être :

- Rejeté à l'atmosphère si la quantité de méthane est faible
- Traité par oxydation thermique pour éliminer le méthane restant (proposé en option)
- Traité par un procédé de récupération du CO₂ et liquéfié (proposé en option chez certains constructeurs)

Une étape de séchage du gaz interviendra après le lavage.

Une partie de l'eau doit être renouvelée pour éviter notamment la formation de films bactériens. Elle peut être :

- directement rejetée à un réseau d'assainissement pour être traitée en station d'épuration (avec une convention de rejet)
- traitée avant rejet au milieu naturel ; par exemple par adjonction de NaOH et H₂O₂ (neutralisation du pH à la soude et oxydation) ; les conditions de rejet dépendent des capacités du milieu naturel.

Particularités du lavage à l'eau sous pression:

- Malgré la régénération le procédé consomme de l'eau : de 0,6 à 3L/Nm³ de bio-méthane produit
- La purge d'eau doit être traitée
- Les consommations d'énergie électrique annoncées varient de 0,4 à 0,5 kWh/Nm³ de bio-méthane produit
- La composition en O₂ et N₂ doit être surveillée (ces éléments se retrouvent concentrés dans le bio-méthane)
- Il est possible de récupérer le CO₂ pour le valoriser à l'état liquide (procédé de distillation proposé par **Kempro**)
- Il est possible de le coupler à 2 colonnes de PSA en fin de process
 - pour élimination de l'O₂ si nécessaire, sur un média d'adsorption spécifique (**Kempro**)
 - pour le séchage final du bio-méthane (**Greenlane Biogas**)

Constructeurs identifiés :

Gamme de débit (Nm³/h de bio-méthane produit)	Fournisseurs de process clé en main
Moins de 80 Nm ³ /h	<i>Kempro Environnement GreenLaneBiogas Chaumeca</i>
Fournisseurs supplémentaires pour des installations >80 Nm ³ /h	<i>Prodeval DMT MalmbergBiogas</i>

c. Lavage organique

Le lavage par solvant organique fonctionne selon le même principe que le lavage à l'eau. La solubilité du CO₂ est plus importante dans un solvant glycolé (type PEG : Poly Ethylène Glycol). Le flux liquide nécessaire à la séparation est donc moins important. Le dégazage et la régénération demandent plus d'énergie que dans le cas du lavage à l'eau.

Particularités du lavage organique:

- Faible encombrement
- Consommation de réactifs (PEG)
- Energie plus importante nécessaire à la désorption

Aucun constructeur n'a été identifié dans la gamme de débit de l'étude.

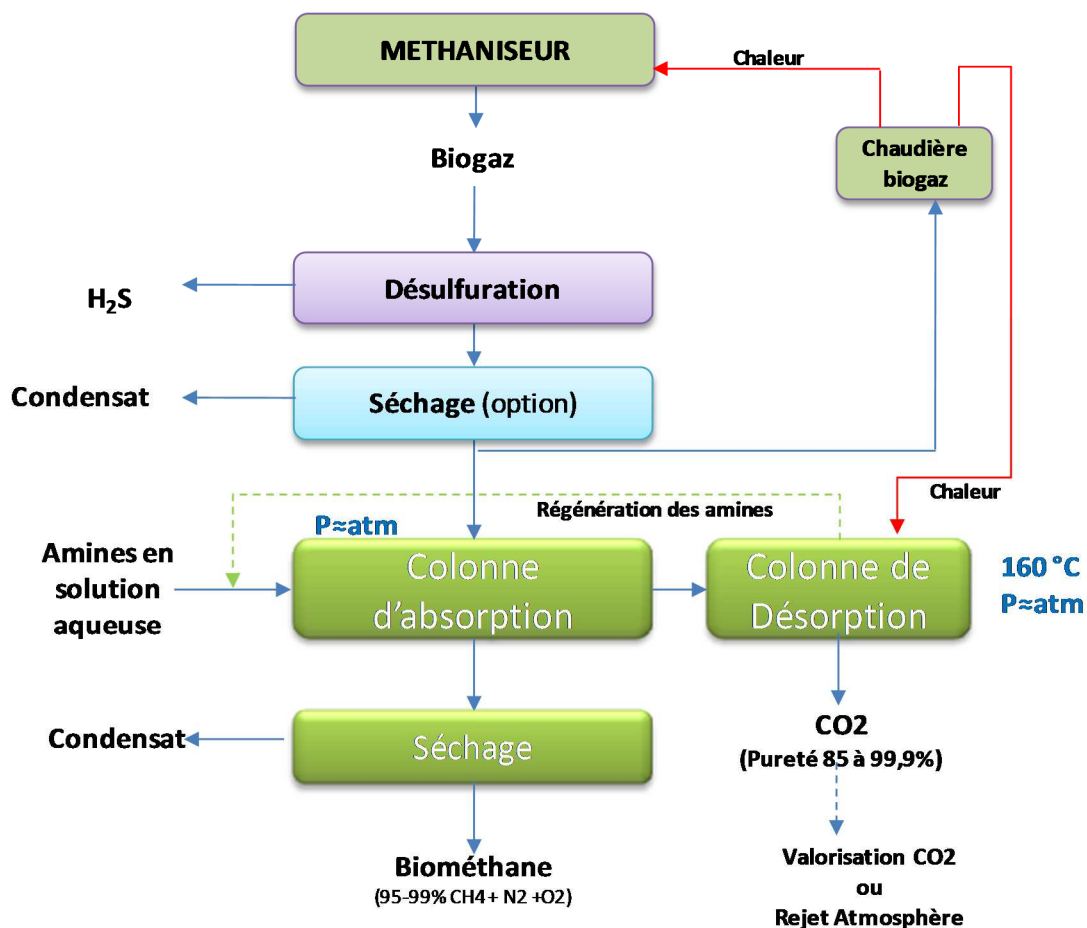
Constructeur identifié pour des unités de taille importante: **BMF Haase**

d. Lavage aux amines

Principe

Le lavage par une solution aux amines type MEA (Mono Ethanol Amine) est un procédé d'absorption chimique du CO₂. La forte sélectivité des amines pour le CO₂ et autres éléments indésirables permet d'effectuer la séparation sans différentiel de pression, donc sans étage de compression préalable.

Schéma général



*Unité d'épuration aux amines à Vacarisse (Espagne)
Source : HeraCleantech*

Caractéristique du process

La séparation s'opère dans une colonne d'absorption à basse pression (350 mbar, variable selon le constructeur).

La solution d'amines est régénérée dans une colonne de désorption à haute température (160°C, variable selon constructeur). Les besoins en énergie thermique sont élevés par rapport aux autres procédés.

La forte affinité des amines pour l'H₂S rend son élimination en phase de prétraitement indispensable. Sans quoi l'énergie thermique utilisée pour la désorption/régénération des amines et le renouvellement des amines augmentent.

Produits de l'épuration (technologie **HERA**) :

- Le bio-méthane obtenu contient très peu de CO₂. Il doit être séché (les amines sont en solution aqueuse).
- Le CO₂ récupéré possède également une pureté élevée. Il peut être valorisé par liquéfaction après un séchage final.

Caractéristiques du lavage aux amines

- Le procédé travaille à basse pression (faible demande d'énergie électrique) ; toutefois, il faudra intégrer une compression pour l'injection du bio-méthane en réseau
- Les produits CO₂ et bio-méthane sont très purs (double valorisation facilitée)
- Il n'y a pas de perte de méthane dans le off-gaz
- La composition en O₂ et N₂ doit être surveillée (ces éléments se retrouvent concentrés dans le bio-méthane)
- Le procédé impose une élimination poussée de H₂S (pour éviter des surconsommations en consommables)
- La demande thermique pour la régénération est importante (1,8 kWh/Nm³ produit) ; elle est du même ordre de grandeur que l'autoconsommation de la méthanisation (la part de biogaz brut consommée est plus importante, ce qui limitera d'autant la part valorisée)
- La consommation de MEA (solution d'amines) est faible si les conditions d'exploitation sont optimales (45 à 90 kg/an pour des installations de 30 à 80 Nm³/h de capacité). Le prix de la solution de MEA pure est très sensible aux quantités achetées. Les consommations d'énergie électrique annoncées sont d'environ 0,22 kWh/Nm³ de bio-méthane produit (hors compression du bio-méthane)

Constructeurs identifiés :

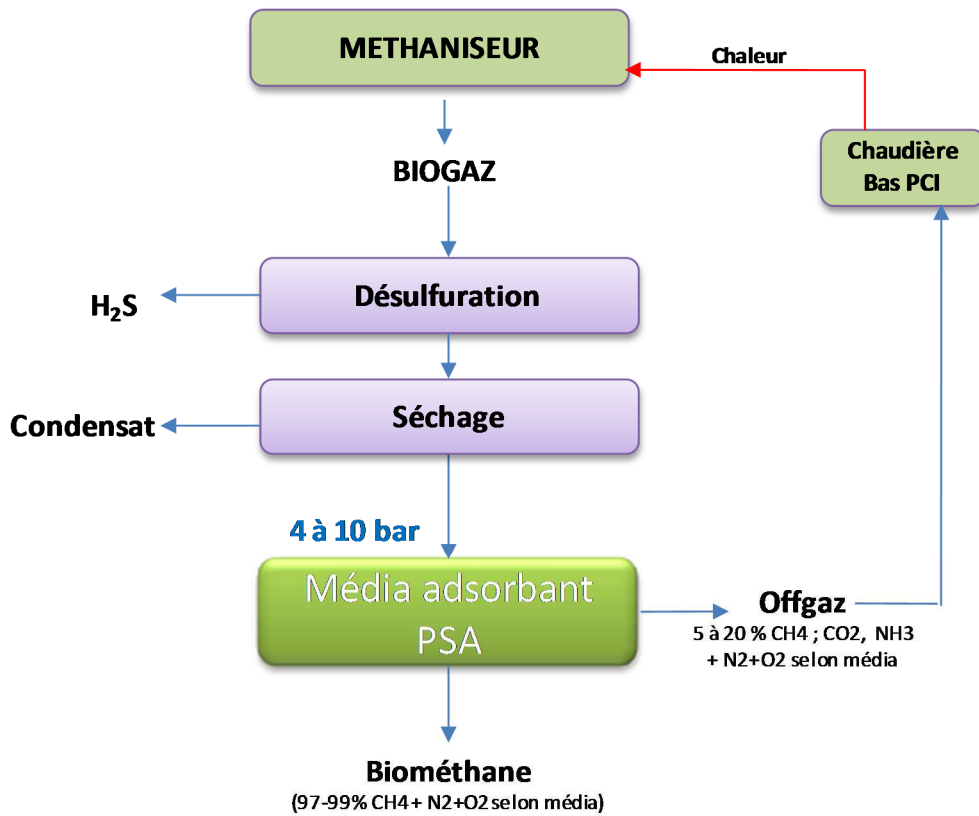
Gamme de débit (en Nm³/h bio-méthane produit)	Fournisseurs de process clé en main
< 80 Nm ³ /h	HERA Cleantech
Fournisseurs supplémentaires pour des installations >80 Nm ³ /h	MT-Energie Atlas Copco AROL Energy Ammongas PuracPuregas

e. PSA (Pressure Swing Adsorption)

Principe

Le procédé PSA, ou Pressure Swing Adsorption, consiste à traiter le biogaz par « filtration » dans des colonnes de séparation garnies d'un média ayant une affinité pour le CO₂, et où la désorption est réalisée par différentiel de pression.

Schéma général



Skid PSA
Source : Xebec – VerdeMobil

Zéolithe (média filtrant)



Caractéristique du process

Le procédé nécessite une élimination poussée de l'eau et de l'H₂S par prétraitement (ces composés sont susceptibles de saturer le média d'adsorption).

Les colonnes du PSA sont équipées d'un média adsorbant (type zéolithe par exemple) permettant le passage du CH₄ épuré, et captant un offgaz majoritairement composé de CO₂. Chaque cycle de PSA comporte les étapes suivantes :

- Mise sous pression de la colonne de séparation (7 bar), récupération du CH₄

- Baisse progressive de la pression (jusqu'à 4bar), régénération du média d'adsorption et récupération du offgaz (peut se faire par pompe à vide)

Le procédé met en œuvre plusieurs colonnes effectuant ces étapes tour à tour, permettant ainsi d'obtenir une épuration continue.

Selon les constructeurs, le offgaz obtenu peut être :

- Brûlé sur une chaudière à bas potentiel calorifique ; sa composition en CH₄ peut être ajustée dans certaines limites en fonction des besoins en autoconsommation de la méthanisation (spécificité **Verdemobil**). Cette méthode économise du biogaz brut, et augmente la production finale de bio-méthane. Aucun rejet de CH₄ à l'atmosphère n'est effectué dans ce cas.
- Rejeté à l'atmosphère si la quantité de méthane est très faible (selon constructeur)

Variantes du PSA (technologie **Xebec**) :

- Il peut comporter un média d'absorption permettant d'éliminer de 65% à 80% de l'azote et de l'oxygène qui seront évacués par le off-gaz (modèle « Kinetic ») ; dans ce cas, en raison d'une boucle de recyclage, le débit de l'appareil est diminué ; il faudra donc en tenir compte dans son dimensionnement ;
- Il peut être couplé à un ou plusieurs modules membranaires après l'adsorption, afin de réduire au minimum le taux de méthane du offgaz.

Particularités du procédé PSA

- Le procédé intègre facilement la valorisation du offgaz sur une chaudière à bas PCI (spécificité **Xebec / VerdeMobil**) :
 - Ce qui évite tout rejet de CH₄ à l'atmosphère
 - Et permet d'alimenter en chaleur la méthanisation
- Le procédé ne consomme aucun réactif (à l'exception du prétraitement)
- La durée de vie du média filtrant est garantie 15 ans chez **Xebec**
- Le procédé nécessite une désulfuration préalable de qualité
- Les consommations d'énergie électrique annoncées sont d'environ 0,45 kWh/Nm³ de bio-méthane produit.
- La composition en O₂ et N₂ doit être surveillée en PSA classique (ces éléments se retrouvent concentrés dans le bio-méthane)
- Si les valeurs en N₂ et O₂ sont critiques, le procédé peut être décliné dans sa version « Kinetic » (cas de Xébec).

Constructeurs identifiés :

Gamme de débit (en Nm³/h bio-méthane produit)	Fournisseurs de process clé en main
< 80 Nm ³ /h	VerdeMobil (technologie Xebec) Guild Associates (pas de données fournies)
Fournisseurs supplémentaires pour des installations >80 Nm ³ /h	Atlas Copco Carbotech Air Liquide (Medal, application pour GNL) Cryostar (épuration PSA + liquéfaction)

Seul Xébec est recensé et présent sur cette technologie d'épuration en France dans la gamme de débit recherchée. Un constructeur américain (Guild Associates) fournit des installations de PSA sur de faibles débits. Il n'a pas souhaité répondre à l'étude.

f. Procédés cryogéniques

Principe

L'épuration du biogaz par procédé cryogénique s'opère de deux façons selon des conceptions différentes :

- Procédé d'épuration cryogénique selon la technologie **GTS** : prétraitement puis purification du biogaz par abaissements successifs de la température jusqu'à la production de CO₂ liquide et de bio-méthane liquéfié.
- Procédé d'anti-sublimation du CO₂ (après prétraitement du biogaz) selon la technologie **EREIE** produisant du CO₂ liquide et du bio-méthane gazeux, avec la possibilité de liquéfier ensuite ce dernier.

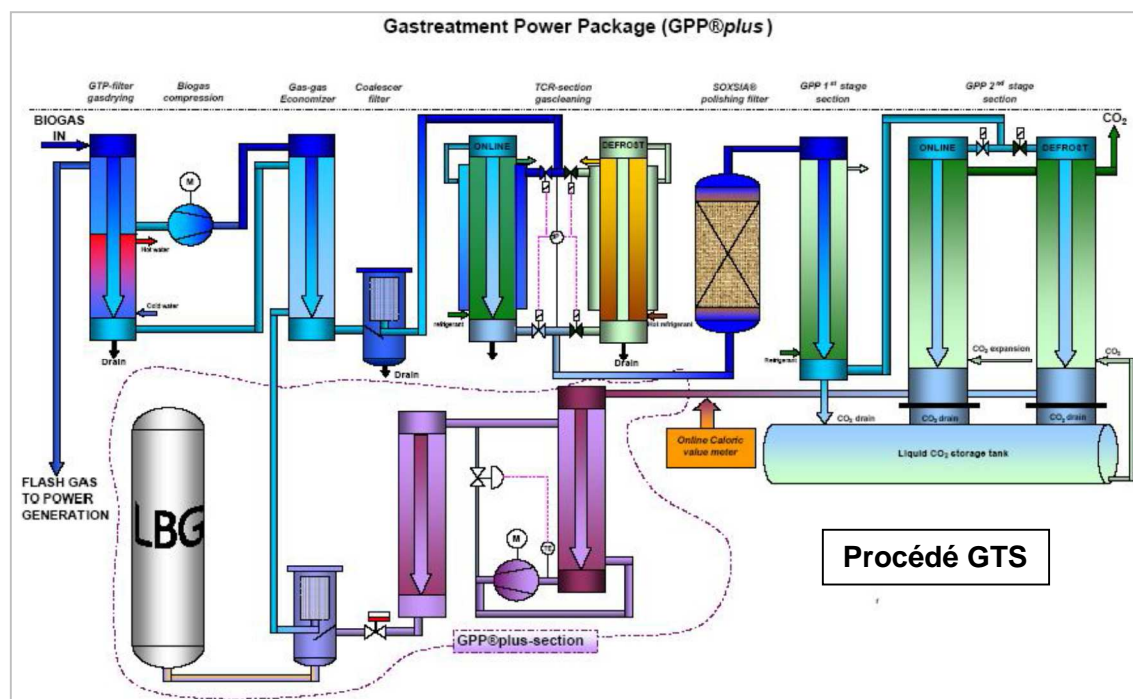
Procédé GTS

Il met en œuvre successivement :

- Un prétraitement (désulfuration sur charbon actif et séchage par condensation à 5°C)
- Un traitement des micropolluants par condensation à -25°C (module TCR)

- Un traitement de finition pour l'H₂S (module SOXSIA sur oxydes de fer)
- Une séparation du CO₂ en 2 étapes : 15% du CO₂ est liquéfié à -57°C, puis le reste est séparé en abaissant la température jusqu'à -95°C (CO₂ solide réchauffé pour être liquéfié)
- Enfin, le bio-méthane est liquéfié sur une nouvelle cascade de réfrigération en augmentant la pression (8 bar, -130°C).

Le procédé libère deux produits : du CO₂ liquide et du bio-méthane liquéfié, stockés en cuves cryogéniques.



Procédé EREIE

Ce procédé de décarbonatation du biogaz est l'application du procédé ARMINES d'anti-sublimation du CO₂, c'est-à-dire par givrage du CO₂ à basse température (de -90 °C à -125 °C).

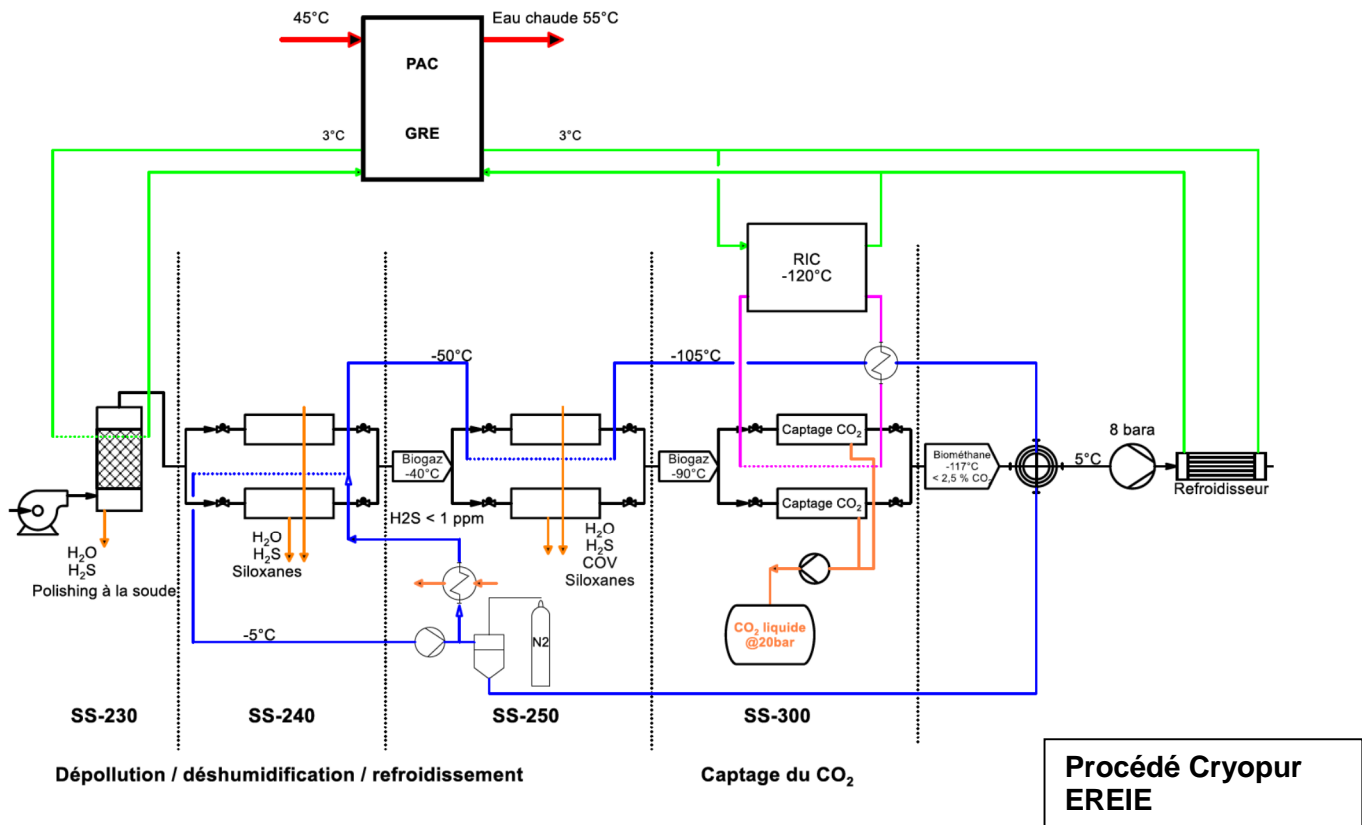
Le biogaz est d'abord débarrassé des siloxanes et du H₂S par lavages ; la vapeur d'eau résiduelle est aussi captée soit en phase liquide (condensation), soit en phase solide (givrage).

Le CO₂ est ensuite givré sur les ailettes d'échangeurs frigorifiques classiques jusqu'à des teneurs résiduelles en CO₂ inférieures à 2,5 %. Le point spécifique de ce procédé est de produire un CO₂ de grande pureté (99,9%), compte tenu du passage par la phase solide et par un dégazage sous vide avant liquéfaction de ce CO₂ solide.

A ce stade, le bio-méthane purifié est à l'état gazeux. Une dernière étape peut être ajoutée pour liquéfier le bio-méthane. Le bio-méthane séparé du CO₂ est alors compressé, puis liquéfié (-117°C, 15 bar).

La température en sortie de l'épuration cryogénique permet d'éviter un apport énergétique important pour la liquéfaction. Celle-ci est effectuée par cascade de température (baisse par paliers), effectuée par la circulation d'un fluide frigorigène (ou d'une partie du CO₂ liquéfié, selon les constructeurs).

Note : Lors de la liquéfaction, la gestion des équilibres température/pression peut permettre d'éliminer N₂ et O₂ du bio-méthane liquéfié. Cette technologie est spécifique à EREIE et n'est pas actuellement communiquée.



Particularités des procédés cryogéniques

- Choix possible du produit obtenu (bio-méthane gaz ou liquéfié dans le cas de EREIE)
- Production de méthane et de CO₂ à haut niveau de pureté
- Valorisation du CO₂ liquide
- Aucune perte ou émission de méthane à l'atmosphère
- Forte consommation en électricité (0,5 à 0,7 kWh/Nm³ produit) mais grande quantité d'énergie thermique récupérée sur le process (les besoins en autoconsommation de la méthanisation sont fortement compensés)
- Consommation de soude pour le lavage du biogaz (faible)
- La liquéfaction du bio-méthane suppose d'atteindre des faibles concentrations résiduelles en CO₂ et de travailler en pression.

Constructeurs identifiés :

Gamme de débit (en Nm ³ /h bio-méthane produit)	Fournisseurs de process clé en main
<80 Nm ³ /h Et pour tout débit	EREIE GTS

g. Combinaison des technologies

Certaines technologies d'épuration présentées peuvent être combinées entre-elles afin d'obtenir de meilleurs rendements de pureté du bio-méthane, ou pour bénéficier des avantages de plusieurs technologies.

Généralement, les combinaisons impliquent un surcoût, et sont très rarement proposées sur la faible gamme de débit concernée par l'étude. Elles restent spécifiques à chaque constructeur.

Exemples de combinaisons évoquées dans le cadre de l'étude :

- Augmenter la pureté du bio-méthane récupéré, étape de décarbonatation supplémentaire :
 - PSA + 1 membrane finale (**VerdeMobil**, technologie **Xebec**, membrane **Air Products**)
- Captage d'une partie de l'azote et de l'oxygène présents dans le bio-méthane :
 - Lavage à l'eau + 2 colonnes de PSA (**Kempro**)

h. Synthèse technique

Les données ont été fournies et validées par les constructeurs enquêtés **dans le cadre de l'étude** (débit ≤ 80 Nm³/h de bio-méthane produit, marché français).

Les caractéristiques de leurs procédés sont résumées dans le tableau suivant.

Note : Ce tableau représente des intervalles et valeurs moyennes compilées à partir des données individuelles de chaque entreprise enquêtée.

Pour plus de précisions sur une entreprise, consulter les « fiches entreprises » jointes en annexe et validées par les constructeurs, répertoriant les caractéristiques techniques et coûts estimatif des process proposés.

Les consommations sont volontairement ramenées au Nm³ de bio-méthane produit pour ne pas désavantager les solutions qui fournissent la chaleur au procédé de méthanisation en valorisant les gaz pauvres de l'épuration.

Ces solutions traitent nécessairement la totalité du biogaz produit par la méthanisation, ce qui n'est pas le cas des procédés rejetant un offgaz.

		Membranes	PSA	Cryogénie / Liquéfaction	Lavage à l'eau	Lavage aux amines
Fonctionnement	Débit minimum de bio-méthane produit	10 Nm ³ /h	10 Nm ³ /h	60 Nm ³ /h	5 Nm ³ /h	30 Nm ³ /h
	Pré/post traitements incontournables	Désulfuration ; Séchage			Désulfuration ; Séchage final	
	Pression	4 à 13 bar	4 à 10 bar	Atm, 5 puis 15 bar (liquéfaction)	4 à 10 bar	Environ 350 mbar
	T° process	T° du biogaz		Baisse progressive (-120°C)	Basse (environ 5°C, adsorption)	Haute (160°C) pour la régénération
Produits de l'épuration	Elimination N ₂ et O ₂	N ₂ non éliminé ; O ₂ : Environ 40 % éliminé	65-80% éliminé (avec adsorbant "Kinetic")	Non éliminé	Non éliminé	Non éliminé
	Pureté bio-méthane	Selon besoin jusqu'à 99%	Selon besoin jusqu'à 99%	>98%	Selon besoin jusqu'à 98%	> 99%
	Offgaz / gaz pauvre	Oui	Oui	Non	Oui	Oui
	Traitement du offgaz	Rejet ou oxydation thermique,	Brûlé en chaudière bas PCI pour méthanisation (Verdemobil)		Rejet ou récupération CO ₂ (liquéfaction) ou oxydation thermique	Rejet (traces de CH ₄) ou récupération CO ₂
	Récupération de CO ₂	Possible selon constructeurs	Non	Oui ; Pureté 99,9% ; Forme liquide	Possible avec process Kempro ; Forme liquide	100% valorisable ; Pureté 99,9% liquide (process HERA)
	Récupération thermique possible	Selon constructeur : 0,1 à 0,2 kWh th/Nm ³ CH ₄ produit	0,35 kWh th/Nm ³ CH ₄ produit	0,96 kWh th/Nm ³ CH ₄ produit	Selon constructeur : 0,2 à 0,28 kWh th/Nm ³ CH ₄ produit ;	Oui (sur colonne de désorption)
	Pertes (% du CH ₄ initial)	0,5% à 1% en moyenne (sans traitement)	Aucune (avec chaudière offgaz)	Aucune	0,2 à 2% (avec/sans récup CH ₄)	Aucune
Consommables hors prétraitement	Electricité kWh/Nm ³ bio-méthane produit	0,25 à 0,5	0,45 à 0,5	0,5 à 1,15 selon process et avec ou sans liquéfaction	0,4 à 0,5 (hors post-traitement)	0,22
	Eau				0,6 à 3 L/Nm ³ produit	
	Réactifs			Soude caustique : 0,008 L / Nm ³ bio-méthane produit		Amines : 45 à 90 kg MEA / an, en solution aqueuse (HERA)
	Energie thermique					1,8 kWhth/Nm ³ bio-méthane produit
Autoconsommation méthanisation		Fournie avant l'entrée en épuration	Fournie après l'épuration (offgaz)	Fournie avant l'entrée en épuration	Fournie avant l'entrée en épuration	Fournie avant l'entrée en épuration + fourniture de chaleur à l'épuration
Nombre de constructeurs		7	1	2	3	1
Nombre d'installations de référence (ou projet en cours) dans les débits de l'étude		5	3	1	1	2

i. Epuration : Synthèse économique

Les données économiques suivantes ont été compilées à partir des informations fournies par les constructeurs pour des capacités jusqu'à 80 Nm³/h. Les détails pour chaque entreprise peuvent être consultés en annexe (fiches entreprises individualisées).

	Membranes	PSA	Cryogénie	Lavage eau	Amines
Budget d'investissement épuration (€HT)	300 000 à 750 000€ selon constructeur, débit, équipements	350 000 à 450 000€ selon débit (hors chaudière offgaz)	820 000 à 1 040 000€ (pour 65 Nm ³ /h bio- méthane) ; selon constructeur	85 000 à 800 000€ selon constructeur, débit et options	650 000 à 800 000€ selon débit et options
Coûts consommables annuel (€HT / Nm³/h) Mini- Maxi	190 – 370€	340 – 400€	890 – 970€	330 – 405€	210 – 250€
€/an pour 60 Nm³/h mini-maxi	11 400 – 22 000€	20 000 – 22 000€	53 000 – 58 000€	20 000 – 25 000€	12 000 – 15 000€
Coûts d'entretien (€HT/an)	25 000 à 40 000€ selon constructeur hors charbon actif	30 000 à 45 000€ hors charbon actif	52 000€ hors charbon actif	6 000 à 20 000€ selon constructeur hors charbon actif	26 000€ hors charbon actif

Réserve : Les prix sont donnés à titre indicatif et dépendent de très nombreuses variables. Le coût des projets doit être évalué au cas par cas.

Les montants d'investissement sont à prendre avec les précautions d'usage ; ils peuvent être fortement impactés par l'étendue de la prestation, la qualité du biogaz brut prise en compte, le traitement éventuel du offgaz, etc.

Sur la base de ces éléments et ramené au Nm³ de bio-méthane produit, il y a finalement peu de différences majeures entre les différentes familles de procédés sur le coût d'investissement dans leur gamme optimale : l'ordre de grandeur médian est de 10 000 € d'investissement par Nm³/h de capacité.

On retiendra surtout que les familles de procédés se distinguent par leur capacité technico-économique à traiter ou non de faibles débits :

- Débit inférieur à 30 Nm³/h de bio-méthane produit : seul KEMPRO avec le lavage à l'eau sous pression se positionne
- A partir de 30 Nm³/h de bio-méthane produit : toutes les technologies sont présentes, à l'exception de l'épuration cryogénique
- L'épuration cryogénique est présente à partir de débits de production supérieurs à 65 Nm³/h.

Il faut être encore plus prudent dans l'analyse des coûts d'exploitation (consommables et entretien). Le nombre d'unités dans cette gamme de débit est encore trop faible pour en tirer des enseignements fiables. Les chiffres annoncés varient de 40 000 à 100 000€/an dans une gamme de 30 à 80 Nm³/h de bio-méthane produit.

Le coût d'exploitation va globalement varier de 10 à 15 €/MWhPCS.

A ce stade du développement de la filière, on ne saurait distinguer d'évolution des coûts chez les constructeurs dans cette gamme de débits.

4. PORTAGE du BIO-METHANE

La valorisation du bio-méthane par injection directe en réseau de gaz naturel suppose la présence de ce réseau à proximité (jusqu'à 2 km environ ; au-delà, le coût de raccordement devient disproportionné) ; le réseau doit avoir un niveau de consommation suffisant en toute saison pour absorber la production de bio-méthane injectée (la contrainte est donc moins importante pour de petits débits injectés dans le réseau de gaz). Distance et capacité du réseau sont donc les deux facteurs limitant les possibilités d'injection en réseau.

Implanter le site de production à proximité du réseau et y transporter les matières premières est toujours envisageable mais cela accroît les flux à transporter, nécessite généralement de retourner les digestats sur les sites d'origine et contribue à réduire l'acceptabilité sociale et la pertinence économique du projet.

La solution peut consister plutôt à transporter le bio-méthane vers un ou plusieurs sites de valorisation qui peuvent être un point d'injection, un point de distribution de bio-méthane carburant ou tout client utilisateur de « gaz vert » via un fournisseur de gaz.

Dans ce cas, la filière comprend deux sites :

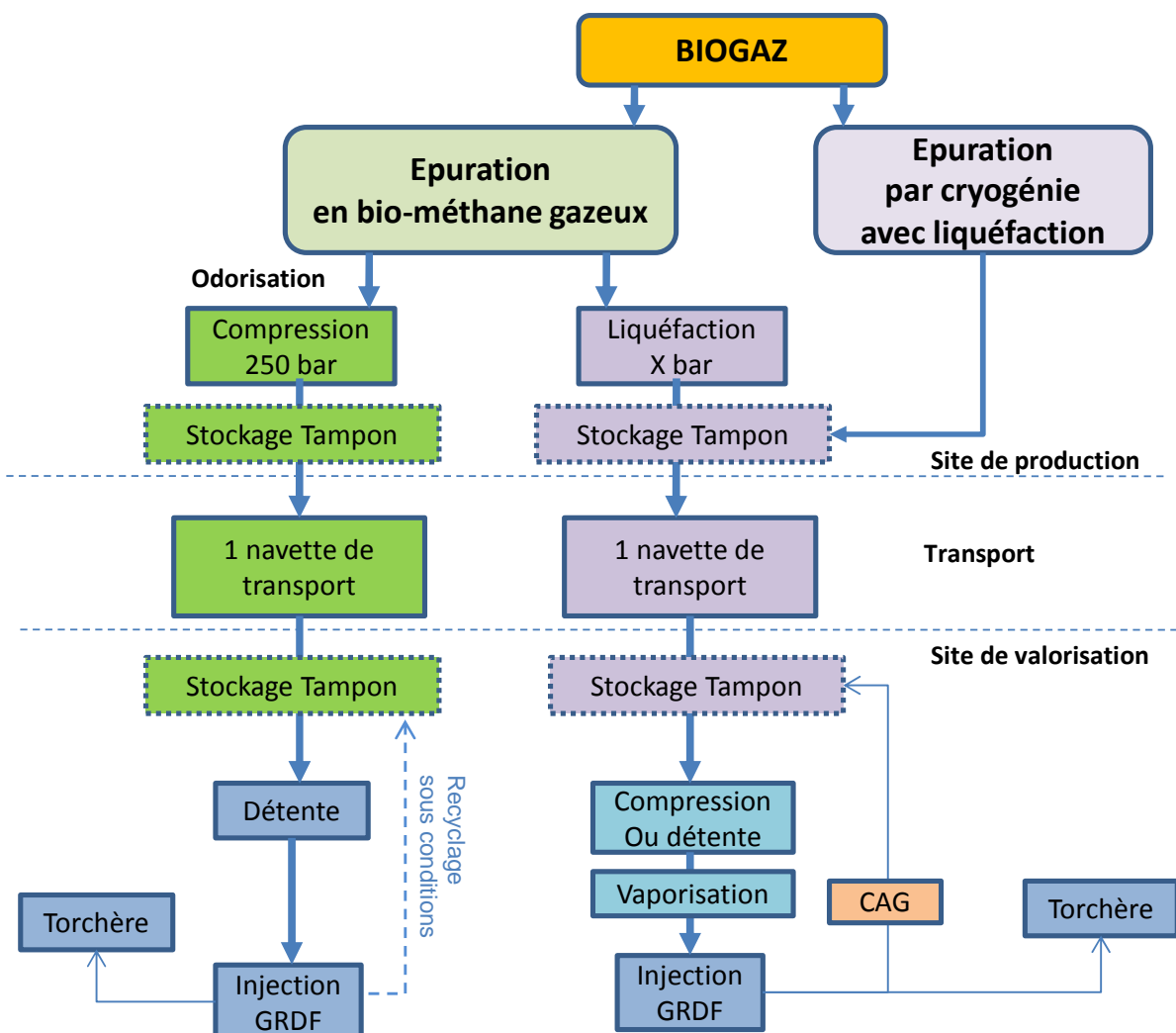
- ✓ un site de méthanisation avec épuration du biogaz en bio-méthane, sur la région de production des matières premières et de valorisation des digestats
- ✓ un site de valorisation (relevant également de la réglementation ICPE) pour l'injection du bio-méthane ou la distribution de bio-méthane carburant.

Le bio-méthane devra être transporté par route ; pour cela, il faut en diminuer le volume

- par compression à haute pression : 1 Nm³ occupe 4Litres
- ou par liquéfaction : 1 Nm³ occupe de 1,7 à 2,2 Litres selon la pression

L'injection sur un site déporté suppose également des solutions adaptées à la gestion du gaz non-conforme et à la gestion du bio-méthane pendant les périodes dites d'observation, correspondant au temps de surveillance de la qualité pendant 1 heure au minimum à chaque reprise du processus d'injection. Sur le site de production, on dispose toujours de 2 solutions pour gérer ces flux : destruction en torchère ou préférentiellement recyclage en gazomètre ou en tête d'épuration.

Principales étapes du portage de bio-méthane en gaz comprimé ou liquéfié



Avertissement: En l'état actuel des techniques disponibles et des règles applicables à l'injection du bio-méthane, seul le portage individuel (le producteur est aussi « l'injecteur ») est pris en considération ; le portage collectif qui consiste à mutualiser des moyens de transport et un point d'injection est encore au stade de l'évaluation.

4-1. Portage du bio-méthane comprimé

a. Compression du bio-méthane

Pour être transporté, le bio-méthane est comprimé à 250 bar en moyenne (de 200 à 300 bar), c'est-à-dire dans les mêmes conditions que pour l'utiliser en carburant bio-GNV

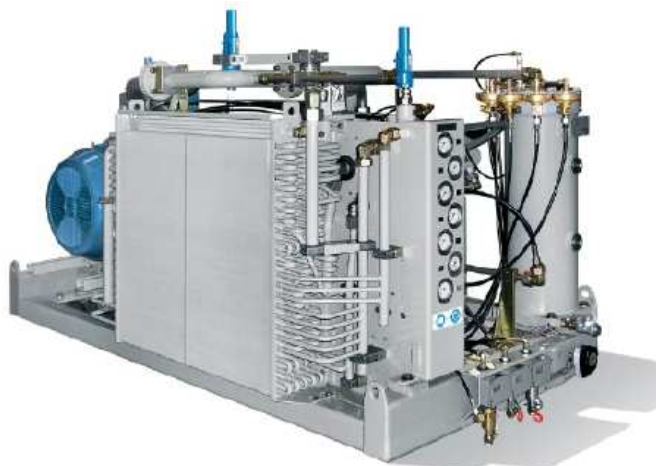
Le choix des caractéristiques du (ou des) compresseur(s) est fonction du type d'épuration utilisé, et plus exactement de la pression en sortie d'épuration (à l'aspiration du compresseur).

Incidence de la pression à l'aspiration sur les coûts :

- Investissement initial : il est croissant en fonction de la pression à l'aspiration du compresseur.
- Electricité consommée : elle décroît en fonction de la pression à l'aspiration du compresseur

Point de vigilance : si la pression du bio-méthane en sortie d'épuration est supérieure à la pression d'aspiration du compresseur, une étape de détente (passage par un détendeur) est nécessaire pour ramener le bio-méthane à la pression d'aspiration du compresseur (perte d'énergie).

Une cuve tampon (de l'ordre de 1 000 L) pourra être installée à l'aspiration du compresseur pour assurer la régularité du flux de gaz sur le premier étage de compression et ne pas être en prise directe sur le procédé d'épuration.



Compresseur 250 à 350 bar ; Source : Atlas Copco



Compresseur 250 – 300 bar ; Source Cirrus

Le bio-méthane gazeux destiné à être transporté ou pour une utilisation carburant doit être obligatoirement odorisé. Il le sera avant la compression haute pression.

La compression à haute pression est une opération énergivore ; la consommation électrique est de l'ordre de 0,3 kWh/Nm³ de bio-méthane, c'est-à-dire du même ordre de grandeur que l'énergie nécessaire à l'épuration. Une récupération d'énergie thermique est possible sur les compresseurs, permettant de récupérer de l'énergie fatale pour le chauffage du digesteur en particulier.

Fabricants de compresseurs de bio-méthane 250 à 350 bar :

- Cirrus
- Bauer Compresseurs
- Atlas Copco

Procédés d'odorisation

- Host France
- Air Liquide
- Cryolor
- VerdeMobil

b. Stockage du bio-méthane comprimé

Le transport du bio-méthane va nécessiter des opérations de remplissage et de vidange de contenants, et donc des opérations de raccordement et de dé-raccordement.

Une unité de stockage tampon peut être nécessaire sur le site de production et sur le site de valorisation pour assurer la continuité de fonctionnement des process d'épuration et d'injection:

- sur le site de production, une réserve tampon peut permettre d'éviter des arrêts et d'avoir à refaire des réglages sur l'unité d'épuration.
- sur le site de valorisation, il est particulièrement important de ne pas rompre le processus d'injection pour ne pas avoir à subir à chaque reprise la période d'observation garantissant la conformité du bio-méthane

Le stockage est réalisé dans des bouteilles haute pression montées en rack et à une pression de 250 à 300 barg. Les bouteilles « standard » ont un volume utile de 80 litres, soit une capacité de 20 Nm³ de bio-méthane à 250 bar ou 24 Nm³ à 300 bar.

Ce stockage fixe peut s'effectuer en bouteille acier : le poids des bouteilles n'est pas contraignant dans ce cas, et l'investissement est moins élevé comparé à des bouteilles destinées au transport sur route.

Racks de stockage fixe de bio-méthane comprimé



Source : Bauer Compresseurs



Source : Cirrus

c. Transport du bio-méthane comprimé

Le transport du bio-méthane gazeux s'effectue par container soit de type « Ampliroll » soit monté sur remorque, dans lequel sont montés des racks de bouteilles de stockage haute pression.

Le stockage mobile en containers est équipé de bouteilles conformes aux normes de sécurité pour le transport sur route (ADR). Elles sont en matériau composite ou aluminium pour être plus légères et permettre de maximiser la quantité de bio-méthane transporté.

Le raccordement du container aux équipements s'effectue par un flexible à raccord rapide, selon différentes configurations possibles :

En amont :

- Directement au compresseur en sortie d'épuration (remplissage direct du container qui est donc immobilisé).
- Sur un stockage tampon fixe sur le site de production. Dans ce cas, le transfert est effectué jusqu'à équi-pression. Un booster (fixe ou intégré au container) est nécessaire pour compléter le remplissage.

En aval :

- Sur un stockage tampon fixe sur le site de valorisation. Dans ce cas, le transfert est effectué jusqu'à équi-pression. Un booster (fixe ou intégré au container) sert à le vider au maximum
- Directement à la borne de distribution de bio-GNV pour le remplissage des réservoirs de véhicules. Dans ce cas, il faudra également faire appel à un booster pour assurer une pression de remplissage > 200 barg.



Container de transport
Source : Luxfer/Dynetek

Les containers ont des capacités allant de 4500 à 10000 Nm³ selon leur taille (de 20 à 40 pieds).

Ces équipements peuvent se décliner sous de nombreuses combinaisons, et doivent être adaptés au cas par cas. La logistique complète doit s'étudier selon :

- Le type de site de valorisation
 - Injection réseau
 - Distribution de carburant bio-GNV
 - Injection réseau + distribution de carburant bio-GNV
- L'autonomie en matière de remplissage et de vidange des containers, ce qui va donner plus ou moins de flexibilité à ces deux opérations synchronisées.

D'une manière générale, il faudra prévoir au minimum deux navettes de transport puisqu'en aucun cas, on ne peut envisager de remplir ou vider un container en quelques minutes ou quelques heures seulement : l'une est en cours de remplissage pendant que l'autre est en cours de vidange.

Les racks de bouteilles de petite capacité, décrits précédemment, sont conseillés sur chaque site pour faciliter les opérations de raccordement et éviter les interruptions de service.

La principale contrainte consiste à faire coïncider en permanence les rythmes de production et les rythmes de valorisation du bio-méthane. Une capacité tampon équivalente à un transfert peut être jugée utile,

- soit sous la forme d'une navette de transport supplémentaire (solution onéreuse)
- soit sous la forme d'un stockage fixe plus important.

Il faut également noter que chaque transfert par booster entre les stockages fixes et mobiles implique une consommation d'énergie supplémentaire.

Principaux fabricants identifié :

- *Cirrus : Confection de racks de bouteilles et remorques*
- *Bauer: Confection de racks de bouteilles et remorques*
- *LuxferGasCylinders :*
 - *Bouteilles acier*
 - *Bouteilles aluminium et composite*
 - *Containers 10, 20, 40 et 45 pieds (stockage et transport du bio-GNV)*

d. Injection du bio-méthane compressé

Le site d'injection comprend :

- un rack de bouteille haute pression (réserve tampon)
- un dispositif de détente
- un raccordement au poste d'injection
- une tuyauterie de retour du gaz non conforme ou du gaz en période de vérification et son détendeur
- une torchère adaptée au bio-méthane
- un automate pour gérer l'ensemble des opérations.

Le recyclage du gaz conforme n'est possible qu'en ajoutant un compresseur HP pour réinjecter ce bio-méthane dans la navette ou dans un stockage fixe. Il implique également de pouvoir faire la distinction entre le gaz non conforme et le gaz recyclé en période d'observation. Pour cela, l'accès en permanence aux données du poste d'injection paraît indispensable. Cette solution est trop contraignante pour être envisagée ; le gaz non conforme sera plutôt détruit en torchère.

4-2. Portage du bio-méthane liquéfié

a. Liquéfaction du bio-méthane

La liquéfaction du bio-méthane peut s'effectuer par :

- Une épuration cryogénique incluant de fait l'étape de liquéfaction (voir § 1.3.f.)
- L'installation d'un module de liquéfaction suite à une épuration du biogaz en bio-méthane gazeux.

L'intérêt dans le cas du portage est la diminution du volume à transporter et du nombre de trajets effectués par an.

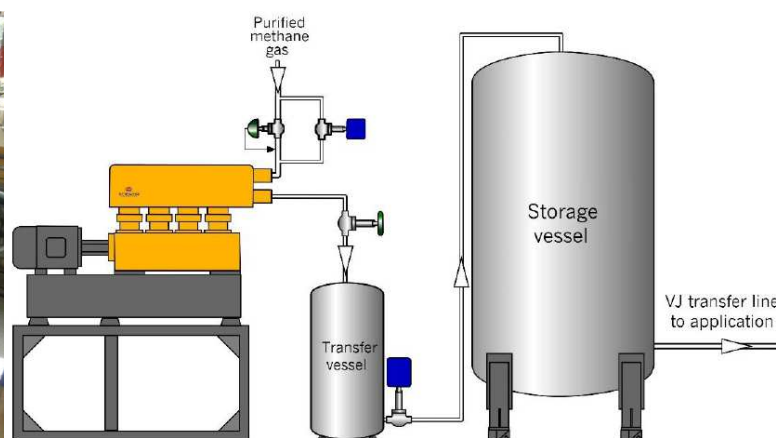
Un module de liquéfaction (sur la base de la technologie STERLING Cryogenics, distribuée par VerdeMobil), utilise le principe de compression et détente de l'hélium en cycle fermé (cycle de Stirling inversé) en 4 étapes : Chauffage ; Détente ; Refroidissement ; Compression.

Le procédé nécessite une charge d'hélium gazeux, et une boucle d'eau de refroidissement.

Le travail de l'hélium alimente un échangeur frigorifique. Le bio-méthane passe dans l'échangeur et se liquéfie par condensation au contact de ses parois. Il est ensuite stocké dans une cuve tampon.



2 modules de liquéfaction
Source : Stirling Cryogenics



Principe : transfert et stockage après liquéfaction
Source : Stirling Cryogenics

La pression du bio-méthane liquéfié en sortie de liquéfaction est identique à la pression du gaz en entrée.

Note : afin de diminuer la quantité d'énergie à fournir par le liquéfacteur, un échangeur relié à un groupe froid peut être installé sur la tuyauterie du bio-méthane entrant, pour un pré-refroidissement.

La qualité du bio-méthane liquéfié est directement liée à la qualité du bio-méthane gazeux :

- CO_2 : Plus la liquéfaction sera opérée à basse pression, plus le taux de CO_2 du bio-méthane gazeux devra être faible, et donc plus le procédé d'épuration du biogaz en amont devra être performant. La solubilité du CO_2 dans le bio-méthane diminue proportionnellement à la température et à la pression du bio-méthane liquéfié. La présence de CO_2 entraîne la formation de cristaux qui gêneront les opérations de transfert et de mise en œuvre du bio-méthane liquéfié.
- Teneur en eau : le point de rosée doit être inférieur à -70°C , (c'est généralement le cas suite aux prétraitements et à l'épuration du biogaz). Les risques sont similaires à la présence de CO_2 .

L'opération de liquéfaction consomme de 0,4 à 0,45 kWh/Nm³ de bio-méthane à liquéfier. C'est une consommation légèrement supérieure à la consommation de la compression HP (environ 0,3 kWh/Nm³ de bio-méthane comprimé). Les consommations d'hélium et d'eau par le procédé de liquéfaction doivent être prises en compte dans le bilan des coûts annuels de l'installation.

Fabricant de liquéfacteur identifié :

- *Stirling Cryogenics (distribué par VerdeMobil)*

b. Stockage et transport du bio-méthane liquéfié

Les cuves de stockage fixe de bio-méthane liquéfié peuvent contenir de 8,5 à 123 m³ de bio-méthane, soit l'équivalent de 5 000 à 72 000 Nm³ de bio-méthane gazeux. Elles sont isolées (isothermes) pour maintenir le produit à -162°C (Patm) et à -120°C (20 bar). Une évaporation constante du gaz a lieu (0,2% à 0,4% du volume par jour). La cuve monte en pression au fur et à mesure que le bio-méthane s'évapore (formation du « boil-off »).

Ces émissions sont en général récupérées pour être recyclées. Elles peuvent être re-condensées par aspersion de bio-méthane liquéfié dans le ciel gazeux de la cuve.

Cuve de stockage fixe cryogénique



Source : IndoxCryoEnergy



Source : Cryolor

Deux possibilités de transport du site de production au site de valorisation sont envisageables :

- transport confié à une entreprise équipée d'une citerne cryogénique : dans ce cas les 2 sites devront être équipés de cuves de stockage d'une capacité au moins égale au volume de la citerne de transport
- transport assuré par le producteur ; dans ce cas, on fera appel à des navettes de plus petite capacité, à l'instar des navettes de gaz comprimé.

Solution 1 : Transport par un prestataire extérieur



Camion-citerne cryogénique
Source : Cryolor

La reprise du bio-méthane liquide sur la cuve s'effectue par une pompe cryogénique centrifuge.

Un camion-citerne adapté au transport de bio-méthane liquéfié est rempli (capacité des citernes : 20 à 55 m³, soit l'équivalent de 12 000 à 32 000 Nm³ de bio-méthane gazeux). Compte tenu de la capacité des camions citerne, les rotations sont très espacées : à 6 bar, 1 rotation de 50 m³ par mois environ. Cette cadence impose des cuves de stockage fixe de grande capacité.

Les citernes couramment utilisées effectuent les transports entre 3 et 7 bars de pression.

Le bio-méthane est livré sur le site de valorisation et dépoté dans une cuve de stockage cryogénique fixe qui possède les mêmes particularités que la cuve de stockage du site de production.

Nota : le stockage de gaz relève de la réglementation ICPE ; de fortes contraintes de sécurité s'imposent sur des stockages importantes.

Solution 2 : transport privatif (sans prestataire)

Dans ce cas, des navettes de capacité adaptée à la production peuvent être utilisées pour optimiser le nombre de rotation. Elles seront soit installées sur un camion plateau, soit gérées comme des bennes de type « ampliroll ».

Le schéma le mieux adapté semble être :

- navette de transport immobilisée en remplissage sur le site de production
- cuve de stockage fixe sur le site de valorisation d'une capacité 1,5 fois la navette de transport.
- la navette de transport est déplacée uniquement le temps de sa vidange dans le stockage fixe ; la cuve de transfert assurant la continuité du processus épuration-liquéfaction.

La pression du gaz permet son transfert de la cuve de transfert du liquéfacteur jusqu'à la navette de transport cryogénique (adaptée au transport sur route, norme ADR).



Navette de transport cryogénique
Source : Verdemobil

La navette de transport cryogénique procure les avantages suivants :

- Gestion autonome du transport par le projet
- Gamme variée adaptée en fonction des besoins (de 2,5 à 41 m³ selon les constructeurs)
- Transport à une pression supérieure à celle des camions citerne classiques (jusqu'à 18barg)

c. Injection du bio-méthane liquéfié

Le site d'injection comprend :

- un stockage fixe cryogénique
- une pompe de transfert pour amener le gaz liquéfié à la pression d'injection
- un vaporisateur
- un raccordement au poste d'injection
- une tuyauterie de retour du gaz non conforme ou du gaz en période de vérification et son détendeur
- une torchère adaptée au bio-méthane
- un automate pour gérer l'ensemble des opérations.

Le recyclage du gaz conforme dans le stockage cryogénique semble possible à deux conditions :

- mettre en œuvre un filtre au charbon actif pour éliminer le THT (produit odorisant incorporé dans le poste d'injection, et qui créera des problèmes techniques s'il cristallise dans le stockage)
- recycler le gaz désodorisé dans l'atmosphère de la cuve cryogénique (à condition que l'aspersion de gaz liquéfié soit adaptée au débit recyclé).

Nota : dans le cas d'une valorisation directe en bio-méthane carburant liquéfié (bio-GNL), une simple pompe de transfert et un distributeur suffisent.

La valorisation en bio-GNV peut être réalisée par compression du liquide (à 200 barg minimum), puis vaporisation. Il faut pouvoir maîtriser l'odorisation à une telle pression (ce qui n'est pas nécessairement démontré).

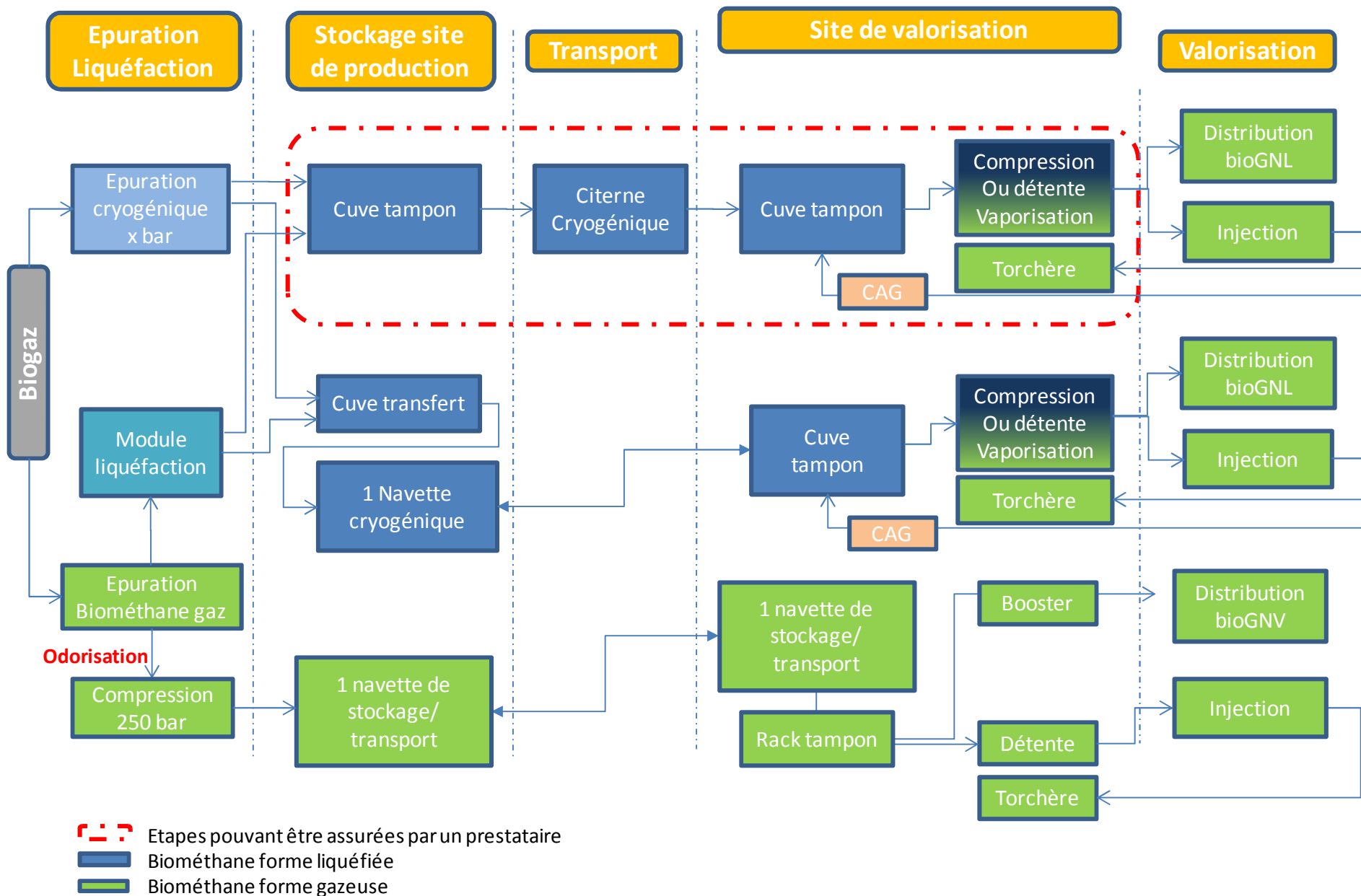
Fabricants et fournisseurs identifiés :

- *Cuves de stockage/transport :*
 - *IndoxCryoEnergy*
 - *Cryolor*
- *Procédés de regazéification*
 - *Air Liquide*
 - *Cryolor*
- *Prestataires de services (transport, stockage et mise en œuvre du bio-méthane liquéfié)*
 - *Axégaz*
 - *LNGeneration*
- *Intégrateur de solution globale (liquéfaction/transport/mise en œuvre)*
 - *VerdeMobil*

4-3. Synthèse technique et économique des solutions de portage

	Solution 1 Bio-méthane gazeux	Solution 2 Bio-méthane liquéfié Transport privé	Solution 3 Bio-méthane liquéfié Prestataire de transport	Solution 4 Epuración cryogénique
Production et mise en œuvre sur site de production	Epuración bio-méthane Odorisation du gaz Compression HP 250 bars	Epuración bio-méthane gaz + Liquéfaction	Epuración bio-méthane gaz + Liquéfaction	Epuración cryogénique incluant Liquéfaction
Stockage sur site de production	Remplissage navette immobilisée	Cuve de transfert cryogénique	Cuve de stockage cryogénique	Idem solution 2 ou 3
Transport du bio-méthane	Transport par navettes de type « Ampliroll »	Navettes cryogéniques sur remorque	Camion-citerne grande capacité	
Stockage sur site d'injection	Stockage tampon : bouteilles fixes	Cuve de stockage cryogénique	Cuve de stockage cryogénique grande capacité	
Mise en œuvre sur site de valorisation	Navette immobilisée Détente et/ou transfert	Compression/Vaporisation OU Vaporisation / Détente	Compression/Vaporisation OU Vaporisation / Détente	
Valorisation	Injection réseau et/ou Distribution bio-GNV			
	Distribution bio-GNL			

Gestion du bio-méthane porté – Schéma général



L'enquête réalisée auprès des acteurs de la filière permet de dresser une synthèse des équipements proposés pour la compression, la liquéfaction, le stockage, le transport et la valorisation du bio-méthane, résumée dans le tableau suivant :

Les prix sont des ordres de grandeur donnés à titre indicatif

	Equipements	Caractéristiques	Gamme de coûts	Fabricant spécialisé
Compression	Compresseur haute pression	20 à 200 Nm ³ /h Aspiration de Patm à 20 barg Pression délivrée 250 à 350 barg 7 à 50 kW él	30 000 à 100 000 € par compresseur (selon caractéristiques et constructeur)	Cirrus ; Bauer Atlas Copco
Stockage fixe Gaz compressé	Bouteilles	Standard 80 litres = 24 Nm ³ à 300 bar	Selon matériau (acier, aluminium, composite...)	Cirrus ; Luxfer ; Eurocylinders;
	Rack de bouteilles fixes	Par racks de bouteilles 80 l ; 4 à 24 bouteilles Standard (Ex: 20x80 l : 480 Nm ³ de bio-méthane) Montage sur châssis et/ou container béton	800 à 1000€ la bouteille (selon capacité et fournisseur)	Luxfer ; Cirrus ; Bauer
Liquéfaction	Liquéfacteur	Module liquéfaction 50 – 70 Nm ³ /h Cuve de transfert	280 000 à 320 000 Selon débit et pression	Stirling Cryogenics
Stockage fixe gaz liquéfié	Cuve cryogénique	A partir de 8 500 litres	50 000 à 150 000 € pour 10 à 80 m ³ (cuve seule)	Indox Cryo Energy ; Cryolor
Transport	Container bouteilles 20 à 45" gaz à 250 barg	Type "Ampliroll", pour camion à bras de chargement : 5 000 à 13 000 Nm ³ (15°C, 250 bar)	120 000 € à 280 000 pour 2 600 Nm ³ à 9 000 Nm ³	Luxfer (Dynetek Europe)
	Navette gaz liquéfié	Cuve cryogénique sur châssis	70 000 à 110 000 € selon capacité et pression	

Les différentes solutions :

- ↳ bio-méthane gazeux ou liquéfié
- ↳ prestataire ou transport privatif

doivent être évaluées techniquement et économiquement au cas par cas.

Le choix de la solution optimale est complexe et met en jeu de nombreux paramètres :

- coût comparé : compression + transport OU liquéfaction + transport
- appréciation de la flexibilité de la solution (le gaz liquéfié offre plus de souplesse en raison du coût acceptable du stockage)
- appréciation de la responsabilité en matière de transport
- appréciation de la gestion du site de valorisation déporté.

5. DISTRIBUTION de BIO-METHANE CARBURANT

L'utilisation du GNL ou du bio-GNL est encore très marginale en France ; il s'agit d'un carburant d'avenir en raison de sa capacité à offrir une grande autonomie aux véhicules de transport de marchandise.

Techniquement, la distribution du bio-GNL à partir d'une cuve de stockage cryogénique est simple et comparable à la distribution des carburants liquides classiques : poste de distribution avec pompe et dispositif de comptage et gestion de badge ou de carte.

La distribution du GNV/bio-GNV comporte plus de variantes :

Station de distribution de GNV /bio-GNV

La distribution du bio-GNV peut se faire selon deux modes :

- ✓ En remplissage lent pendant le temps de stationnement des véhicules
- ✓ En remplissage rapide, similaire à la distribution de carburant en station-service.

Dans tous les cas, la production de bio-méthane étant continue et la distribution discontinue, il faudra installer un stockage tampon du bio-GNV à haute pression. La capacité de stockage classique est de l'ordre de 2 à 3 jours pour tenir compte des fins de semaine.

Sur le site de distribution, le stockage est réalisé dans des bouteilles haute pression montées en rack et à une pression de 250 à 300 barg, similaires au stockage tampon décrit au paragraphe 4-1.b.

L'ensemble de la chaîne de remplissage et de vidange des bouteilles est contrôlé par un tableau de distribution.

Il assure les fonctions de sélection prioritaire qui permettent :

- ✓ d'assurer le remplissage prioritaire en gaz du niveau de stockage possédant la pression la plus élevée, et ce jusqu'à y obtenir la pression maximale.
- ✓ de prélever le gaz au maximum dans le stockage à la pression la plus basse, afin de maintenir les niveaux à pression haute largement au-dessus de la pression maximum de remplissage (pression nominale).

La distribution de GNV ou bio-GNV doit être dimensionnée en fonction des paramètres issus d'une étude approfondie des flottes de véhicules présents et mobilisables :

- Applications (flotte captive publique ou privée, ouverture aux particuliers ou non)
- Type et nombre de véhicules
- Nombre de km effectués (consommation)
- Fréquence d'utilisation (périodes d'arrêt ou ralentissement de l'approvisionnement)
- Vitesse de remplissage nécessaire

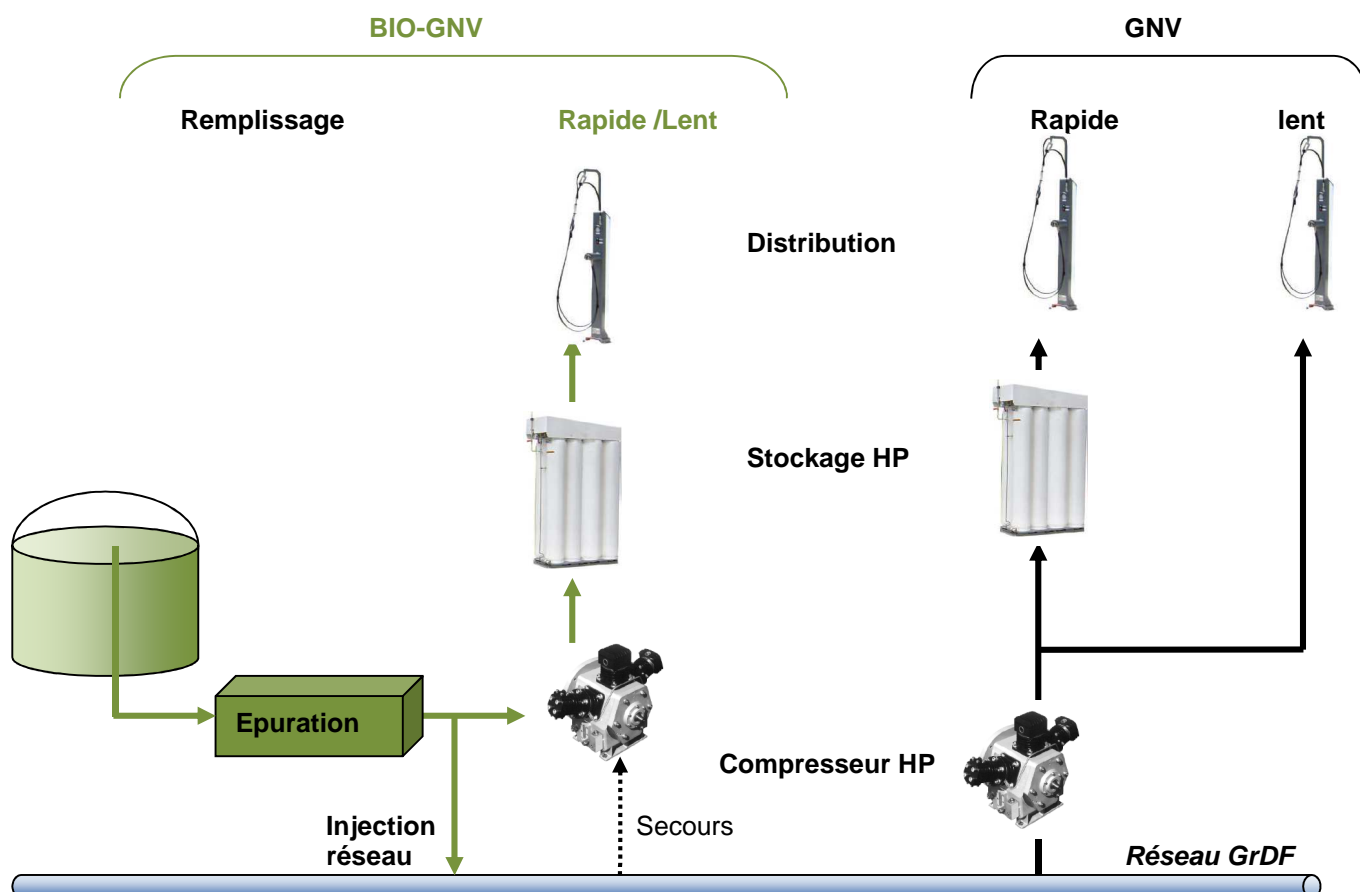
La station de distribution peut être alimentée :

- ✓ Par le réseau de distribution de gaz naturel (station GNV), via un compresseur HP
- ✓ Directement par des racks de stockage de bio-GNV tel que décrit précédemment.

Dans le cas d'une alimentation à partir du réseau et pour réaliser du remplissage rapide, il faudra installer des racks de stockage HP pour rester dans des gammes raisonnables de compresseurs.

Enfin, en cas de distribution directe de bio-GNV, il faut penser au dispositif de secours en cas de défaillance ou d'insuffisance de la méthanisation ou de l'épuration du biogaz. Le cas le plus fréquent est un secours en GNV à partir du réseau de distribution de gaz naturel.

Représentation schématique des situations possibles :



Les principaux équipements d'une station GNV/bio-GNV sont :

- La borne de distribution avec « pistolet », flexible, manomètre de contrôle de pression et pressostats pour arrêt automatique
- Le comptage par débitmètre massique
- En option pour les bornes privées, un gestionnaire de flotte permettant d'identifier les véhicules autorisés et de faciliter les opérations de facturation.

Les bornes de remplissage peuvent être :

- Privatives : avec ou sans gestionnaire de flotte et lecteur de badge
- Homologuées (« pastille verte ») : pour une utilisation non restrictive, avec afficheur de prix/quantité



Borne Privative

Bornes de distribution GNV / bio-GNV ; Source : Cirrus



Borne homologuée

Principaux fabricants identifiés :

- *Cirrus*
- *Bauer*
- *Greenfield (Atlas Copco)*
- *WH2 (produit BRC Fuel Maker)*

L'enquête réalisée auprès des acteurs de la filière permet de dresser une synthèse des équipements proposés pour la distribution du bio-méthane carburant, résumée dans le tableau suivant :

	Equipements	Caractéristiques	Gamme de coûts	Fabricant spécialisé
Distribution carburant	Borne privative	Distribution rapide ou lente – Option: gestionnaire de flotte	15 000 à 30 000 € selon constructeur et option	Cirrus ; Bauer Atlas Copco (greenfield) ; BRC fuel maker
	Borne libre-service grand public	"Pastille verte" Afficheur de prix	35 000 à 50 000 € selon constructeur et options	
	Distribution GNL et vaporisation	Pompe à GNL (bio-GNV 1 200 Nm ³ /h) ; Tuyau de transfert liquide ; Vaporisateur	Non connue	Cryolor

6. ACTEURS DE LA FILIERE : ETAT DES LIEUX

L'enquête directe auprès des acteurs permet de dresser un état des lieux de la filière en France, en distinguant les différents niveaux d'intervention :

- Pour chaque étape de la transformation et de la logistique du bio-méthane
- Selon la nature des activités (détenteur de la technologie, assembleur,...)

La plupart des constructeurs enquêtés proposent une prestation de maintenance ou d'entretien des équipements fournis.

Pour plus d'informations sur chaque constructeur, consulter les « Fiches entreprises » individualisées présentes en annexe du rapport.

Note : Certains constructeurs d'épuration sont initialement constructeurs de méthanisation. (Exemple : MT-Energie ou Host France). De même, des constructeurs d'épuration se diversifient en méthanisation (Kempro).

a. Fabricant d'une technologie ou d'un process

On entend par fabricant d'une technologie, l'entreprise qui en détient le savoir-faire, la fabrication du cœur de process et éventuellement la propriété intellectuelle. Elle peut simplement vendre le cœur du process (à des assembleurs) ou le mettre en œuvre elle-même.

Le fabricant de process détient la vente ou l'exploitation de la licence d'un procédé donné.

i. Technologie épuratoire

Les prestations proposées sur cette activité vont des prétraitements du biogaz à la production du bio-méthane, mais c'est la séparation du CO₂ qui constitue le cœur du système.

L'épuration membranaire est typiquement le procédé pour lequel les détenteurs de la membrane (conception – fabrication) ne sont nécessairement pas les constructeurs de l'épuration. Les membranes Evonik ou Air Products sont ainsi distribuées et mises en œuvre par plusieurs constructeurs, apportant chacun leurs particularités.

Pour les autres procédés d'épuration, le fabricant est généralement installateur de sa propre technologie, à l'exception de VerdeMobil possédant la représentation de Xébec, détenteur de la technologie PSA utilisée.

ii. Technologie post-épuratoire

On retrouve dans cette catégorie les fabricants d'équipements spécifiques à la chaîne GNV / Bio-GNV :

- Compresseurs haute pression
- Systèmes de stockage
- Containers de transport
- Stations de distribution

Ils recouvrent une ou plusieurs de ces étapes.

Ces fabricants sont généralement en partenariat avec des entreprises spécialisées en épuration du biogaz pour des projets portant sur la filière complète du bio-GNV et sur le portage du bio-méthane.

b. Assembleur

L'assembleur fournit des solutions clé-en-main pour la filière complète épuratoire et/ou post-épuratoire (valorisation du bio-méthane). Il peut proposer une seule ou plusieurs technologies (distinction mono ou multi-technologies). Il peut être exclusif ou non.

Il peut faire appel à des partenaires sur les technologies qui ne constituent pas son corps de métier initial (par sous-traitance ou co-traitance).

Sur le volet économique et commercial, l'assembleur signe le contrat de vente avec le maître d'ouvrage, et s'engage sur les performances de l'installation complète.

En l'absence d'assembleur, un contrat séparé est signé avec chaque fabricant d'une partie du process installé. Chacun fixe alors ses garanties et conditions commerciales, et s'engage sur les performances de ses équipements.

Certains intégrateurs proposent des prestations de services. C'est le cas d'**Axégaz**, initialement fournisseur de gaz naturel, proposant :

- des solutions clé-en-main de valorisation du bio-méthane
- un dimensionnement de la logistique au cas par cas selon les projets,
- l'exploitation des stations de distribution GNV / bio-GNV

Ensembleurs :

- Mono-technologie : Host France
- Multi-technologies : Air Liquide ; Chaumecca ; VerdeMobil (intégrateur) ; Prodeval/Clarke (intégrateur) ; MT-Energie ; DMT ; Atlas Copco ; Arol Energy (intégrateur) ; Axégaz (intégrateur post-épuration ; Prestataire de services).

c. Tableau de synthèse : activité des entreprises enquêtées

Les entreprises enquêtées sont regroupées dans le tableau suivant, selon leur type d'activité et les étapes qu'elles recouvrent dans la filière bio-méthane en France. Les données présentées dans ce tableau se rapportent au **cadre de l'étude** (technologies d'épuration correspondant à un débit $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane).

Les entreprises dont le corps de métier est axé autour du GNL (en bleu dans le tableau ci-dessous) n'ont pas fait l'objet d'une fiche de renseignements. Ce choix s'explique en raison du caractère très récent de cette filière en France.

	Type d'activité				Etape couverte dans la filière								Technologie D'épuration (débit bio-méthane produit < 80 Nm ³ /h)
	Fabricant technologie	Fabricant process	Installateur	Ensembleur	Pré-traitement	Epuration	Compression HP	Stockage bio-GNV	Liquéfaction bio-GNL	Stockage bio-GNL+ distribution liquide + Vaporisation	Transport-Stockage mobile	Distribution	
AIR LIQUIDE	X	X	X		X	X	X	X				X	Membranes
AROL ENERGY		X	X	X	X	X	X	X			X	X	Membranes
ATLAS COPCO (CIRMAC)	X		X	X	X	X	X	X				X	Membranes
DMT		X	X	X	X	X	X	X				X	Membranes
HOST FRANCE		X	X	X	X	X	X	X			X	X	Membranes
MT-BIOMETHAN		X	X	X	X	X		X			X		Membranes
PRODEVAL/CLARKE		X	X	X	X	X	X	X				X	Membranes
VERDEMABIL		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	PSA - Liquéfaction
EREIE	X		X		X	X	X	X	X	X	X	X	Cryogénie
GRENLANEBIOGAS	X		X		X	X							Lavage à l'eau
KEMPRO ENVIRONNEMENT	X		X	X	X	X	X	X			X	X	Lavage à l'eau
CHAUMECCA	X		X	X	X	X	X						Lavage /membranes
HERA CLEANTECH	X		X	X	X	X							Lavage amines
BAUER GROUP	X		X					X	X		X	X	
CIRRUS COMPRESSEURS	X		X					X	X		X	X	
LUXFERGASCYLINDERS	X		X					X			X		
WH2			X					X	X		X	X	
Axégaz (prestataire de services)			X	X				X	X		X	X	
Cryolor (Air liquide)	X		X	X							X	X	
IndoxCryoEnergy	X		X						X	X	X		

Chapitre II : GUIDE TECHNIQUE A DESTINATION DES PORTEURS DE PROJET pour des unités de production et de valorisation de moins de 80 Nm³/h de bio-méthane.

Il s'agit d'établir un cadre de référence pour guider le porteur de projet dans ses choix, c'est-à-dire :

- Evaluer les seuils économiques et les contraintes à prendre en compte pour envisager le déploiement de ces techniques, notamment en méthanisation agricole
- Appréhender les critères de choix en matière de valorisation du bio-méthane : injection directe dans le réseau de gaz naturel et/ou distribution de bio-méthane carburant
- Evaluer les possibilités et contraintes du transport par route du bio-méthane depuis son point de production jusqu'à son point de valorisation, éventuellement mutualisé
- Identifier les facteurs de risques et points de vigilance liés à ces technologies
- Proposer un canevas de cahier des charges pour faciliter la consultation des constructeurs.

1. NOTIONS DE SEUILS ECONOMIQUES

Les attentes fortes du monde agricole en matière d'épuration de biogaz sur des installations de petite taille conduisent à s'interroger sur la notion de seuil économique, capable de déterminer une limite basse (taille d'installation en dessous de laquelle la viabilité économique de tout projet sera fortement compromise).

L'examen des technologies d'épuration au chapitre précédent a montré :

- Qu'il n'y pas réellement de différence entre les familles de procédés d'épuration sur leur montant d'investissement au-delà de 30 Nm³/h de production
- Que seul le lavage à l'eau sous pression semble capable de proposer des unités d'épuration à moins de 30 Nm³/h de bio-méthane produit, et à faible coût
- Que la productivité des techniques d'épuration (c'est-à-dire la part de méthane valorisé, incluant les besoins en chaleur de la méthanisation) est variable, dépendant notamment des capacités à récupérer de l'énergie fatale et des consommations d'énergie thermique (cas du lavage aux amines).

Le seuil économique à prendre en compte est le résultat comptable de l'activité incluant :

- ✓ Les recettes, donc la productivité nette de la solution utilisée
- ✓ Les charges de consommables
- ✓ Les coûts d'entretien
- ✓ D'éventuels besoins en renouvellement sur la période de 15 ans du contrat d'injection
- ✓ La main d'œuvre pour l'exploitation et la maintenance
- ✓ Les dotations aux amortissements
- ✓ Les subventions sur investissements
- ✓ Les frais financiers liés aux emprunts bancaires.

L'exercice peut être appliqué aux deux opérations successives :

- ✓ La méthanisation, permettant de déterminer le coût de production du biogaz
- ✓ L'épuration et la valorisation du bio-méthane, permettant de déterminer le prix de revient du bio-méthane, et finalement la rentabilité économique de l'opération.

Les simulations économiques et études de projets nous amènent à une conclusion récurrente : pour les projets de petite taille, ce n'est pas le choix de la technologie d'épuration qui est le premier facteur limitant, mais les coûts fixes engendrés par l'injection en réseau. Dans le cas de valorisation directe en bio-GNV, ce facteur limitant disparaît.

Exemple de modèle :

On considère des installations d'une capacité de 20 à 80 Nm³/h de production de bio-méthane valorisé sur site par injection.

Les principales hypothèses sont les suivantes :

- Tout le bio-méthane produit est vendu
- L'installation bénéficie d'une subvention à l'investissement de 20%
- Le tarif de vente de bio-méthane est celui en vigueur en 2014
- Il n'y a pas d'autres recettes.
- La location du poste d'injection en réseau de distribution est valorisée à 95 000 €/HT/an.

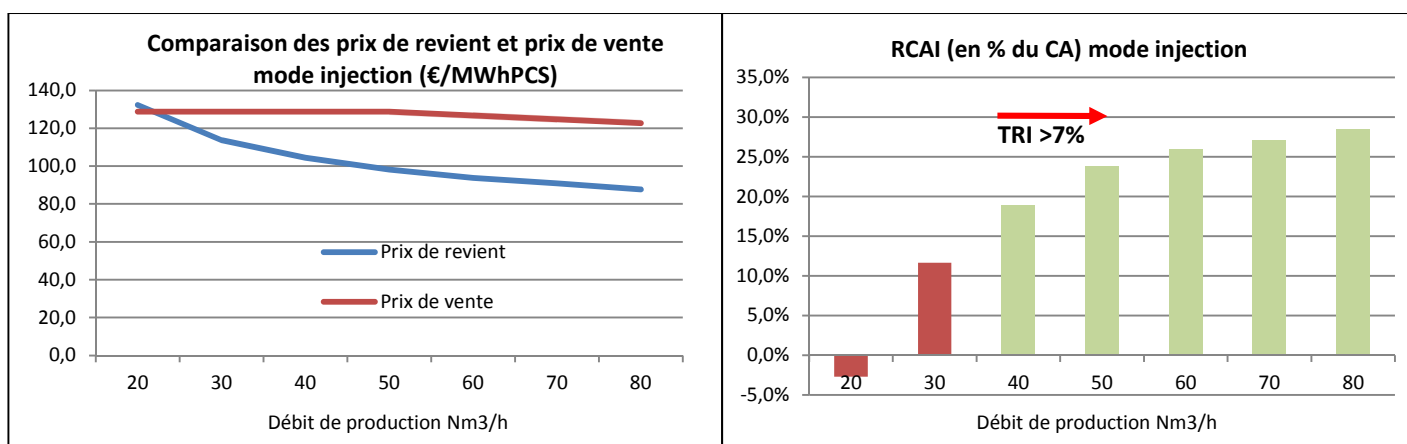
Les données exploitées dans ce modèle sont issues de consultations menées auprès de fournisseurs dans le cadre d'appels d'offres pour le développement de projets en France en 2014.

Données résumées

Capacité Nm ³ /h	20	30	40	50	60	70	80
Production nette MWhPCS	1892	2838	3784	4730	5676	6622	7568
Investissement Méthanisation €	897000	1280000	1615000	1910000	2150000	2360000	2510000
Investissement Épuration €	250000	330000	460000	600000	730000	860000	1000000
Investissement Total €	1147000	1610000	2075000	2510000	2880000	3220000	3510000
Charges €	170800	211300	251400	290200	333000	379000	420100
Vente bio-méthane €	243690	365530	487380	609220	719150	825760	927610
EBE €	72890	154230	235980	319020	386150	446760	507510
RBE €	-3580	46900	97650	151690	194150	232100	273510
RCAI €	-6640	42610	92110	145000	186470	223510	264150
Prix de revient €/MWhPCS	132,3	113,8	104,5	98,1	93,8	90,9	87,7
Prix de vente €/MWhPCS	128,8	128,8	128,8	128,8	126,7	124,7	122,6

L'analyse financière montre que :

- L'on obtient un TRI >7% (objectif minimal pour une faisabilité économique suffisante) à partir de 40 Nm³/h
- Le prix de revient est supérieur au prix de vente pour un débit de 20 Nm³/h
- La principale raison de la chute de compétitivité des faibles débits est liée au coût fixe et incompressible engendré par la location du poste d'injection ; cette charge représente à elle seule, 39% des recettes pour 20 Nm³/h et 25% des recettes pour 30 Nm³/h, alors que le prix unitaire de vente du bio-méthane cesse d'augmenter en dessous d'un débit d'injection de 50 Nm³/h.



L'analyse est différente en pratiquant le même exercice pour du bio-méthane valorisé directement en **bio-GNV sur le site de production**.

Les données sont les mêmes, à l'exception:

- De l'investissement supplémentaire lié aux postes de compression, stockage et distribution
- Des coûts de fonctionnement supplémentaires (essentiellement liés au compresseur HP)
- Du prix de vente, valorisé à 105 €/MWhPCS, soit 1,28€/L éq gas-oil ; Prix constant non lié au débit de production
- De l'absence de location du poste d'injection.

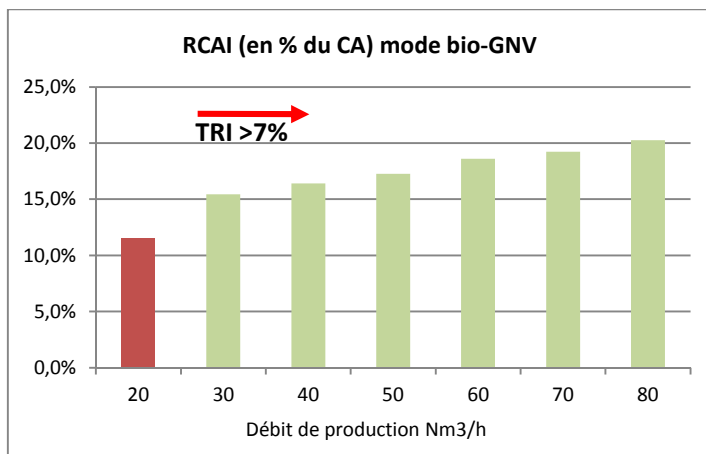
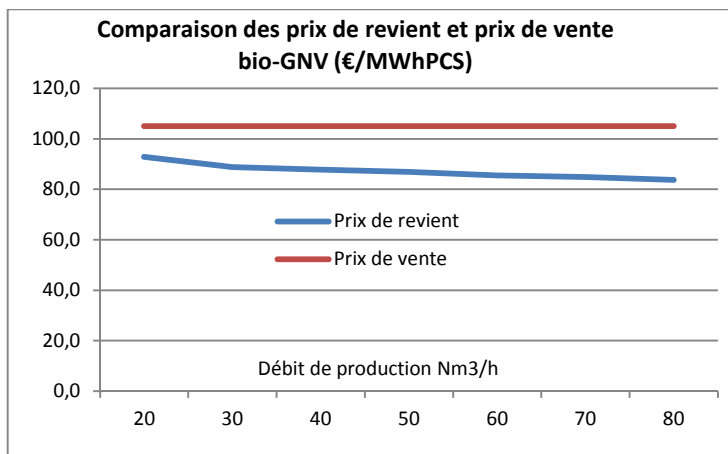
Données résumées (vente de bio-GNV)

Capacité Nm ³ /h	20	30	40	50	60	70	80
Production nette MWhPCS	1892	2838	3784	4730	5676	6622	7568
Investissement Méthanisation €	897000	1280000	1615000	1910000	2150000	2360000	2510000
Investissement Épuration €	250000	330000	460000	600000	730000	860000	1000000
Investissement CSD € *	50000	80000	120000	160000	200000	250000	300000
Investissement Total €	1197000	1690000	2195000	2670000	3080000	3470000	3810000
Charges €	92670	134790	179890	225790	271590	321080	369580
Vente bio-méthane €	198660	297990	397320	496650	595980	695310	794640
EBE €	105980	163200	217430	270860	324390	374230	425060
RBE €	26180	50530	71100	92860	119060	142890	171060
RCAI €	22990	46020	65240	85740	110850	133640	160900
Prix de revient €/MWhPCS	92,8	88,8	87,8	86,9	85,5	84,8	83,7
Prix de vente €/MWhPCS	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0

* : CSD : Compression/stockage/distribution

Dans ce cas :

- Le prix de revient est constamment inférieur au prix de vente
- Seul le débit de 20 Nm³/h n'atteint pas un TRI de 7% ; il l'atteint avec 30% de subvention sur investissement.



Conclusion : le seuil bas de faisabilité économique est plus sensible au coût de valorisation (poste d'injection ou poste de compression/distribution pour le bio-GNV) qu'au coût de la technologie d'épuration.

Néanmoins, à moins de 30 Nm³/h de production, les conditions de faisabilité économique sont difficiles à réunir quel que soit le mode de valorisation du bio-méthane.

A conditions comparables pour des débits inférieurs à 50 Nm³/h, il est plus intéressant de vendre directement du bio-GNV que d'injecter en réseau.

Si l'injection nécessite la présence à proximité d'un réseau disposant d'une capacité suffisante en permanence, la vente de bio-GNV impose l'existence d'une flotte captive de véhicules ravitaillée sur le site de production.

Si le transport du bio-méthane est rendu nécessaire, le seuil économique sera significativement déplacé à la hausse.

2. POINTS DE VIGILANCE

L'épuration du biogaz en bio-méthane a ses spécificités qui induisent des points de vigilance particuliers que chaque porteur de projet devra intégrer très tôt dans sa démarche.

Les conditions optimales pour l'épuration du biogaz ne sont pas indépendantes des conditions de production du biogaz brut, si bien que les choix pris au niveau du procédé de méthanisation ont des effets positifs ou négatifs sur l'étape d'épuration du biogaz.

a. Paramètres de la méthanisation influençant la qualité du biogaz brut

L'économie du processus d'épuration du biogaz en bio-méthane, est très directement liée à la qualité du biogaz brut à traiter :

- Consommation de réactifs (charbons actifs ou autres)
- Risques de non-conformité du bio-méthane à l'injection, induisant des baisses de recettes potentielles.

TOUT CE QUI POURRA ETRE FAIT POUR OPTIMISER LA QUALITE DU BIOGAZ PRODUIT PAR LA METHANISATION SERA UN GAIN POUR L'EPURATION.

Les paramètres les plus sensibles sont :

- ✓ L'Oxygène et l'Azote, qui ne sont pas traités par la plupart des procédés d'épuration adaptés aux faibles débits et qui peuvent être rapidement limitant pour la conformité du bio-méthane
- ✓ L'H₂S dont le coût d'élimination est directement proportionnel à sa concentration
- ✓ Les micropolluants pouvant présenter des risques pour l'intégrité ou la pérennité de certains process d'épuration.

CHOIX du PROCÉDE de METHANISATION

Certains choix en matière de procédé de méthanisation vont directement influencer la **teneur en Oxygène et en Azote du biogaz brut**.

Le descriptif des procédés d'épuration du biogaz au chapitre I a montré combien les paramètres O₂ et N₂ sont critiques :

- ✓ Ces composés ne sont pas nécessairement pris en charge par les systèmes d'épuration
- ✓ Il faut très peu d'O₂ dans le biogaz brut (0,4% vol suffisent) pour rendre le bio-méthane non conforme au critère d'injection en réseau avec un procédé d'épuration qui ne le sépare pas du méthane
- ✓ La teneur en N₂ peut rapidement venir « diluer » la qualité du bio-méthane et l'empêcher d'atteindre sa valeur de PCS minimale.

L'Oxygène et l'Azote sont apportés par l'air. Certes, le procédé de méthanisation se déroule en absence d'oxygène et dans une enceinte réputée étanche mais l'air peut y être introduit essentiellement par deux voies :

- ↳ Injection d'air pour pratiquer la désulfuration biologique dans le ciel gazeux (procédé très efficace pour éliminer la majeure partie de l'H₂S et très peu onéreux); la réaction consomme en grande partie l'oxygène mais en aucun cas l'azote gazeux introduit.

Pour minimiser les concentrations en azote et oxygène du biogaz brut, il faut éviter de recourir à la désulfuration biologique.

Une alternative est possible en injectant de l'oxygène pur par assurer les besoins de la désulfuration biologique, mais celle-ci a un coût non négligeable.

- ↳ Introduction d'air avec les matières solides: nombre de procédés de méthanisation utilisent une trémie d'incorporation pour alimenter le digesteur en matières solides par des convoyeurs à vis. Cette pratique contribue inévitablement à introduire de l'air dans le digesteur ;

En conséquence, il faut préférer une incorporation dans une fosse de pré-mélange pour n'introduire dans le digesteur que du liquide.

Une installation de méthanisation en mode infiniment mélangé ayant adopté ces deux principes (pas de désulfuration biologique et incorporation en pré-mélange) a démontré que l'on peut produire du biogaz totalement exempt d'oxygène et d'azote gazeux (concentration indétectable, sous le seuil de 0,00% vol).

Cette contrainte azote et oxygène rend de fait pratiquement incompatibles la méthanisation en voie sèche discontinue et l'épuration du biogaz, sauf recours à des procédés d'inertage encore mal connus et coûteux. L'ouverture et le renouvellement séquentiel des « garages » empêchent de contrôler totalement la qualité du biogaz. Les teneurs en oxygène et surtout en azote peuvent atteindre aisément plus de 5%.

En cas de méthanisation en voie sèche, il faut préférer un procédé en voie continue.

L'alimentation du digesteur piston peut se faire soit par pompe à partir d'un pré-mélange ou d'une hydrolyse, soit directement par vis à partir d'une trémie, à l'instar de l'incorporation des matières solides en mode infiniment mélangé. Si le choix des vis est maintenu, il peut être judicieux de faire appel à une technologie d'épuration éliminant l'oxygène et l'azote au moins partiellement.

Quoi qu'il en soit, il sera important d'exiger auprès du constructeur de la méthanisation, un engagement de concentration maximale en O₂ et N₂ du biogaz brut, permettant de fixer clairement le domaine de garantie de l'épuration.

CHOIX des INTRANTS

Les matières premières utilisées en méthanisation influencent directement la qualité du biogaz produit.

- **Teneur en méthane du biogaz** : l'activité méthanisation aura pour objectif de produire un biogaz avec la concentration la plus élevée possible en méthane ; cette concentration peut connaître une forte amplitude (de 50% à 70% de méthane dans le biogaz brut). Il est ainsi évident que le dimensionnement de l'outil épuratoire et le coût de production du bio-méthane en sera largement affecté.

Pour produire 50 Nm³/h de bio-méthane :

- Avec un biogaz à 50% de CH₄, il faut traiter 100 Nm³/h de biogaz brut
- Avec un biogaz à 70% de CH₄, il faut seulement traiter 72 Nm³/h de biogaz brut.

La teneur en méthane du biogaz est le résultat d'un grand nombre de paramètres interdépendants au premier rang desquels figure la qualité de la ration et sa constance.

Par sécurité, on dimensionnera donc l'outil d'épuration pour des concentrations en méthane plutôt basses de façon à s'assurer d'un débit de traitement suffisant.

- **Teneur en H₂S**

La désulfuration biologique étant fortement déconseillée, l'élimination de fortes concentrations d'H₂S devient plus coûteuse ; la première économie se fera en éliminant des matières premières toutes celles qui apportent du soufre en quantité notable. La vigilance est de mise sur les déchets et sous-produits agro-alimentaires qui feront l'objet d'analyses sur ce paramètre. De même, l'utilisation de crucifères en cultures dérobées destinées à la méthanisation est à éviter.

- **Composés traces**

Certaines technologies d'épuration du biogaz peuvent être sensibles à des composés présents à l'état de traces : Exemple des terpènes (limonène, pinène...) potentiellement polluants des systèmes membranaires.

Tous les cas de figure possibles ne sont pas identifiés. On ne peut donc être exhaustif sur ce point et le très faible nombre d'installations de méthanisation associées à de l'épuration de biogaz ne permet pas encore un retour d'expérience suffisant pour disposer d'une vision globale de cette problématique.

CONDUITE DES INSTALLATIONS

La conduite de la méthanisation peut largement influencer la qualité du biogaz :

- **Teneur en méthane du biogaz** : par une gestion constante de la ration et des paramètres d'exploitation du digesteur
- **Teneur en H₂S** : le non-recours à la désulfuration biologique doit inciter à prévoir un dispositif permettant l'utilisation de sels de fer dans le digesteur, de façon à réduire les fortes concentrations possibles en H₂S pour ne laisser qu'un traitement de finition à réaliser par les solutions de type charbon actif, plus onéreuses.
- **Gestion des gazomètres** : le soutirage du biogaz dans le gazomètre peut conduire, en l'absence de sécurité, à vider totalement le gazomètre jusqu'à le mettre en dépression avec un risque de pénétration d'air par la soupape de sécurité. Outre le risque majeur de créer une atmosphère explosive, cette situation va conduire à polluer brutalement le biogaz en O₂ et N₂ et donc à compromettre la qualité de l'épuration. Un dispositif de mesure ou de sécurité doit être prévu pour éviter ce cas de figure.
- **Torchère de sécurité** : elle doit rester en permanence disponible pour éliminer toute surproduction de biogaz (les soupapes de sécurité des gazomètres doivent rester l'ultime recours) ; il est donc conseillé d'alimenter la torchère avec un surpresseur dédié (et non par celui ou ceux utilisés pour l'épuration) commandé par le niveau ou la pression maximale du gazomètre. La torchère doit bien entendu être à déclenchement automatique.

b. Points de vigilance aux différentes étapes du procédé d'épuration

Les points critiques potentiels d'une unité d'épuration de biogaz sont évalués dans la configuration la plus sévère : celle de l'injection en réseau de gaz naturel. Les spécifications de qualité du bio-GNV étant un peu moins sévères, certains points de vigilance ne sont pas nécessairement à prendre en compte en cas de valorisation directe en carburant.

CONCEPTION GENERALE

L'installation d'épuration du biogaz doit être conçue pour gérer automatiquement différents cas de figure :

- **Non-conformité du bio-méthane** : En cas de non-conformité, le poste d'injection retourne le bio-méthane au producteur qui a l'obligation, soit de le recycler, soit de le détruire en torchère. Le bio-méthane est restitué à la pression d'injection. Il est évidemment plus avantageux de le recycler pour en limiter les pertes.
- **Retour à la conformité** : Après un épisode de non-conformité, les contrats d'injection prévoient une période d'observation minimale d'une heure durant laquelle la conformité du bio-méthane doit être constante avant d'autoriser à nouveau l'ouverture de la vanne d'injection. Il en sera de même pour tout arrêt d'injection lié au poste d'injection lui-même ou au réseau (défaut de fonctionnement du poste, défaut d'odorisation, coupure d'alimentation du poste, période d'effacement du réseau, etc..).

L'installation doit donc être conçue pour gérer ces situations automatiquement, en temps réel.

- **Rejets de offgaz** : certains procédés d'épuration produisent un offgaz rejeté à l'atmosphère. La plupart du temps, ces pertes sont exprimées en moyenne et ne font pas mention des concentrations ou flux de méthane en pointe, lors des mises en service, redémarrage ou dysfonctionnements.

Le constructeur doit être en mesure de préciser ces régimes particuliers.

- **Météorologie** : L'épuration du biogaz en bio-méthane fait appel à des variations répétées de pression, débit, température et composition du gaz. Une installation doit être suffisamment instrumentée pour permettre son contrôle permanent ; ces outils sont en outre des moyens contribuant à la sécurité des installations et à l'optimisation de leur rendement.
- **Redondance** : La majorité des procédés d'épuration fait appel à deux moyens complémentaires de transport du biogaz : un surpresseur permettant de porter le biogaz à quelques dizaines ou centaines de mbar pour opérer le prétraitement et un compresseur à moyenne pression (5 à 20 barg) qui assurera la « force motrice » pour l'épuration et l'injection. Sans tomber dans l'excès de doubler tous les équipements, il est indispensable de s'interroger sur les conséquences d'une panne sévère d'un tel équipement et d'envisager des solutions redondantes pour maximiser la disponibilité de la chaîne de production.

PRETRAITEMENT DU BIOGAZ

➤ **Désulfuration sur charbon actif**

La majorité des procédés d'épuration de biogaz fait appel à l'absorption sur charbon actif pour traiter l'H₂S.

Pour limiter le coût du consommable, il est essentiel de maximiser la saturation des médias filtrants tout en conservant une parfaite qualité du traitement. Il est ainsi fortement recommandé de :

- ↻ Mettre en œuvre cette technique au moyen de 2 cuves en série, interchangeables (montage en « lead-lag »)
- ↻ De contrôler en permanence la teneur en H₂S en 3 points : avant la première cuve, entre les deux cuves et après filtration.

De cette façon, l'exploitant a la garantie :

- ↻ D'un traitement performant (la deuxième cuve garantit la qualité du traitement)
- ↻ D'être prévenu lorsque la cuve de tête est saturée (élévation de la teneur H₂S entre les 2 cuves)
- ↻ De disposer d'un délai minimal pour procéder au remplacement de la cuve saturée
- ↻ D'exploiter au maximum les capacités d'absorption du charbon actif
- ↻ De toujours utiliser le charbon actif neuf en deuxième filtration.

Pour assurer la continuité d'une désulfuration de qualité, on veillera à disposer sur site en permanence d'une recharge de charbon actif. Le charbon actif est un déchet devant faire l'objet soit d'une régénération, soit d'un traitement sur un site adapté. Il est recommandé d'inclure dans les conditions d'achat du produit la reprise du charbon actif usagé par son fournisseur.

➤ **Séchage du biogaz**

Cette étape (qui peut aussi être menée après décarbonatation dans le cas des procédés de lavage) assure l'absence d'humidité dans le bio-méthane qui sera injecté. Le niveau requis est un point de rosée inférieur à -5°C, avec potentiellement une limite technique fixée par le poste d'injection à -10°C.

Or, la mesure en ligne du point de rosée est coûteuse et rarement proposée par les constructeurs d'épuration.

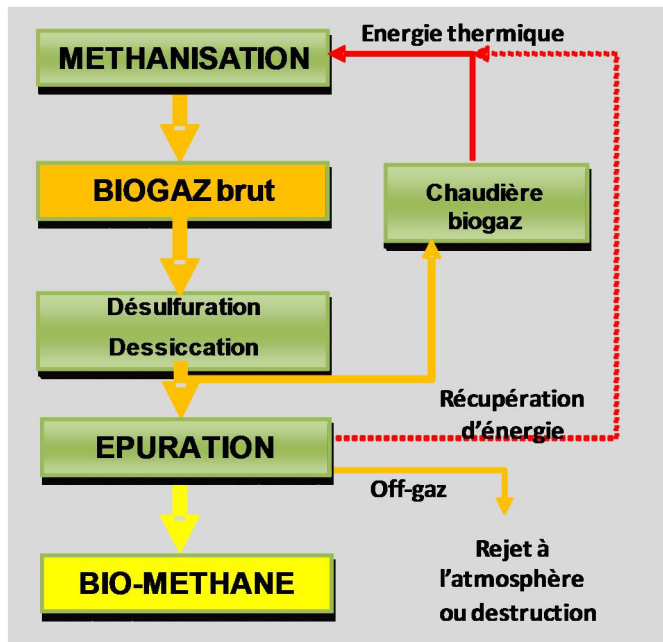
En l'absence d'indicateur continu au niveau de l'unité de production de bio-méthane, des marges de sécurité importantes devront être prises sur l'unité de séchage pour garantir « en aveugle » la conformité permanente de ce paramètre.

CHAUDIERE ET AUTOCONSOMMATION

Le procédé d'épuration doit être intégré dans l'ensemble du schéma de production et prévoir la source d'énergie qui servira à satisfaire les besoins en chaleur de la méthanisation.

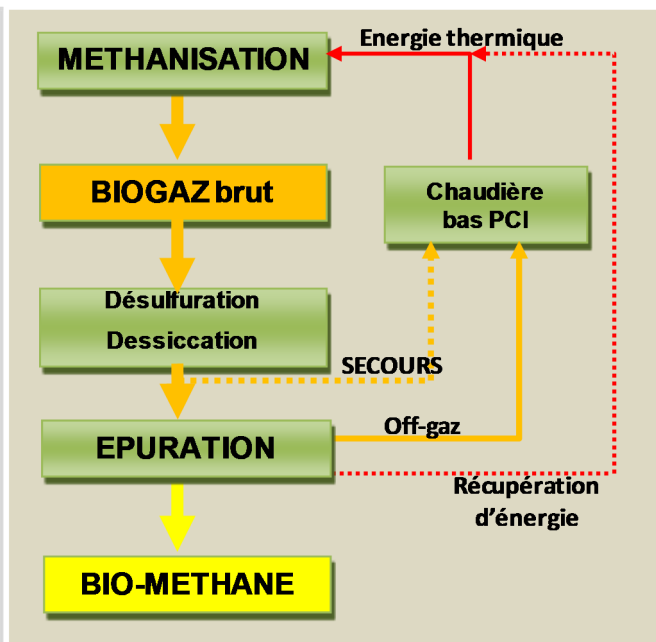
Schématiquement, deux cas de figure se présentent :

A Energie thermique fournie par le biogaz



Le prétraitement du biogaz sera dimensionné sur la production totale de biogaz

B Energie thermique fournie par le gaz pauvre



On doit faire appel à une chaudière à bas PCI et prévoir le secours avec du biogaz brut

Si la chaudière est alimentée en biogaz, celui-ci sera prétraité pour protéger la chaudière (corrosion due à la condensation en présence de H_2S).

L'installation de prétraitement et/ou d'épuration devra être en mesure de gérer automatiquement des régimes de fonctionnement variables :

↳ Schéma A :

- Le débit de biogaz prétraité est fonction de la demande en chaleur et de la capacité d'épuration
- La priorité doit être donnée à la chaudière pour garantir le chauffage des digesteurs

↳ Schéma B :

- L'épuration peut produire à certaines périodes plus de offgaz que n'en consomme la chaudière
- Le fonctionnement de la chaudière doit être garanti en cas d'arrêt de l'épuration (secours au biogaz).

Enfin, la plupart des procédés permet de récupérer de la chaleur à partir des moteurs de l'épuration (compression, groupe froid, etc..) ; cette chaleur fatale pourra venir compléter les besoins en autoconsommation.

Moins le méthane sera consommé pour l'autoconsommation, et plus les quantités de bio-méthane valorisé seront importantes. Toutefois, cette récupération de chaleur basse température peut rendre plus complexe la régulation de la boucle de chauffage. Elle pourra également trouver ses limites en été, en période de très faible appel de puissance thermique. Un aérocondenseur de secours pourra être prévu afin d'éviter tout arrêt de l'épuration par manque de consommation de chaleur.

EPURATION

En relation avec les descriptifs des procédés donnés au chapitre I, les principaux points de vigilance sont rappelés ci-dessous :

Procédé	Points de vigilance
Epuration membranaire	↺ Contrôle de la qualité du offgaz en cas de rejet à l'atmosphère ↺ Provisionner le renouvellement des membranes
Lavage à l'eau	↺ Contrôle de la qualité du offgaz en cas de rejet à l'atmosphère ↺ Qualité et destination des purges d'eau ↺ Traitement de H ₂ S désorbé du laveur (en absence d'un prétraitement H ₂ S)
Lavage aux amines	↺ Performance du prétraitement H ₂ S ↺ Energie thermique consommée : impact sur la production de bio-méthane ↺ Gestion des solutions d'amines (sécurité et élimination)
PSA	↺ Gestion de la chaudière dans le cas de la combustion du gaz pauvre
Epuration cryogénique	↺ Consommations d'énergie électrique

Gestion du offgaz :

Pour tous les procédés d'épuration rejetant à l'atmosphère un offgaz, il est important d'en connaître :

- La qualité moyenne
- La perte globale de méthane qu'il représente
- Les valeurs d'émissions en pointe, notamment pendant chaque phase de démarrage du dispositif.

Une réglementation pourrait prochainement limiter ces rejets (à l'instar de celle prise en Allemagne, qui limite les rejets à 0,2% de la production) et potentiellement avoir un effet rétroactif sur les installations existantes.

La gestion du offgaz est un critère de choix essentiel dans l'analyse des propositions faites par les constructeurs.

COMPRESSION Haute pression (bio-GNV)

L'étape de compression du bio-méthane en bio-GNV à 250 ou 300 barg est primordiale pour assurer la continuité de la valorisation du bio-méthane ; un compresseur HP est un appareil qui nécessite un haut niveau d'entretien et qui devra être renouvelé au bout de quelques années.

Pour assurer une disponibilité maximale :

- ↺ Constituer le stock de pièces détachées de première nécessité
- ↺ Provisionner le renouvellement de l'appareil (opération qui doit être programmée).

ECONOMIE DU PROJET

Il est utile de rappeler quelques enjeux économiques :

- En cas d'injection en réseau de gaz naturel, le contrat fixe une valeur de débit d'injection qui elle-même va définir le tarif de rachat dans le cadre de l'obligation d'achat réglementée. Or, le gaz injecté n'est pas payé au débit mais à l'énergie qu'il contient, en l'occurrence aux kWh PCS de bio-méthane injecté. Pour un même contrat, plus le bio-méthane sera concentré en méthane, plus la recette sera élevée. Par exemple, pour un contrat de 60 Nm³/h, un écart de qualité moyenne du bio-méthane de 97% à 99%CH₄ génère une recette supplémentaire de + 14 000 €/an.
- L'indisponibilité de l'installation a également un impact majeur : sur une installation délivrant 60 Nm³/h, une indisponibilité supplémentaire de 3% du temps (11 jours/an) génère une baisse de recette de 21 500 €/an.
- Il en sera de même pour toute période de non-conformité du bio-méthane (incluant la période d'observation du retour à la conformité)
- Toute économie ou récupération d'énergie thermique peut contribuer à produire plus de bio-méthane ; Sur une installation de 50Nm³/h, couvrir 30% des besoins en autoconsommation du digesteur revient à économiser plus de 180 MWh de bio-méthane soit un potentiel de recette de plus de 20 000 €/an.

Il est donc essentiel d'évaluer les offres constructeurs au regard de leurs performances et de leur fiabilité sur l'ensemble des critères techniques et leur impact économique.

c. Cas particulier du « portage » de bio-méthane

Pour permettre à des sites de production agricole, éloignés des réseaux de distribution et/ou des zones de consommation de bio-GNV, de valoriser leur bio-méthane, le portage du bio-méthane peut être envisagé jusqu'au point de valorisation qui peut être un site d'injection ou un point de distribution de méthane carburant.

Le bio-méthane sera transporté soit sous forme compressé à 250barg, soit sous forme liquéfiée en cuve cryogénique. Le paragraphe 4. du chapitre I présente les moyens à mettre en œuvre.

Il faut rappeler que plusieurs paramètres techniques et organisationnels sont à prendre en compte dans la conception d'un tel projet :

Continuité des process :

- Au niveau de la production, on cherchera à préserver la continuité de fonctionnement de l'épuration pour le remplissage des contenants servant au transport.
- En cas d'injection en réseau de gaz naturel, il faut éviter d'interrompre le processus d'injection puisqu'à chaque fois que celui-ci redémarrera, il faudra laisser circuler le bio-méthane au moins une heure dans le poste d'injection pour valider sa conformité. Or, sur un site externe, les solutions de recyclage sont énergivores.
- En cas de valorisation en bio-GNV, il faut nécessairement une réserve pour tenir compte de la discontinuité de la distribution.

Dans le cas du bio-méthane liquéfié, ces difficultés sont plus faciles à maîtriser puisque l'on a recours en général à une citerne navette qui vient charger le bio-méthane dans une cuve tampon sur le site de production et le décharge dans une nouvelle cuve tampon sur le site de valorisation. Ces deux cuves tampons assureront la continuité des process avec une large autonomie de part et d'autre.

Il peut être pratiqué de même avec du bio-méthane gazeux compressé et une remorque équipée de racks de bouteilles pour assurer la navette entre deux racks de stockage (un booster est alors nécessaire pour les transferts).

Par contre, si l'on fait le choix de transporter des racks servant de stockage du bio-méthane compressé, il faudra installer à minima des bouteilles tampon sur les deux sites pour opérer en parfaite continuité.

Gestion du bio-méthane sur le site d'injection externe :

Le poste d'injection est susceptible de retourner au producteur deux catégories de bio-méthane :

- Du gaz non-conforme aux spécifications de l'injection en réseau
- Du gaz potentiellement conforme, et au minimum pendant une heure à chaque redémarrage de l'injection, quelle que soit l'origine de l'arrêt d'injection (période de vérification de la qualité du bio-méthane)

Le site d'injection externe doit être équipé pour gérer ces situations et prendre en charge ce bio-méthane :

- ↳ Le gaz non-conforme pourra être détruit sur une torchère
- ↳ Chaque redémarrage pourra être effectué à débit réduit pour limiter les volumes de bio-méthane mis en jeu
- ↳ Le gaz conforme circulant en boucle pendant la période de test pourra être re-compressé pour être stocké dans des bouteilles prévues à cet effet (attention au coût très élevé de cette solution)
- ↳ Enfin, il faudra vérifier avec précision quelle est la nature des informations délivrées par le poste d'injection pour identifier la non-conformité d'un bio-méthane de toute autre cause ayant conduit à un arrêt d'injection.

3. ELEMENTS DU CAHIER DES CHARGES

Il s'agit de recenser les éléments clés devant être pris en compte dans le cadre d'une consultation organisée à partir d'un cahier des charges.

a. Périmètre de la consultation

Le périmètre de la consultation peut être défini de 2 façons

- **Faire appel à un seul constructeur pour la méthanisation et l'épuration**
- **Rechercher deux constructeurs complémentaires.**

Avantages / Inconvénients	Un contractant général	Deux constructeurs complémentaires
Organisation du marché	<ul style="list-style-type: none">↳ un seul intervenant pour l'ensemble du projet↳ ne permet pas forcément de choisir chaque technologie↳ risque de plus-value liée à la sous-traitance↳ responsabilité globale	<ul style="list-style-type: none">↳ deux consultations et deux entreprises à gérer↳ permet de choisir le meilleur dans chaque métier↳ optimisation économique plus facile↳ mise en concurrence plus facile↳ chaque entreprise doit fournir des garanties sur la base d'un domaine de garantie bien défini
Aspects techniques	<ul style="list-style-type: none">↳ pas d'interface à gérer↳ automatisme et supervision globalisés	<ul style="list-style-type: none">↳ bien définir les interfaces↳ préférer 2 supervisions

En général, si on fait appel à un seul constructeur, c'est l'entreprise de méthanisation qui portera le marché. Soit elle dispose également d'une technologie d'épuration du biogaz, et dans ce cas il s'agit très généralement d'un procédé membranaire, soit elle va sous-traiter ou co-traiter le volet épuration à une entreprise spécialisée.

Le recours à deux constructeurs indépendants est en général favorable au client porteur du projet. Il lui permet de multiplier les combinaisons, mais il faudra respecter quelques règles de bon sens :

- ✓ Fixer clairement des limites de fournitures :
 - le lot Méthanisation ira de la prise en charge de la matière première à la production de biogaz brut. On y ajoutera la fourniture de la torchère, qui doit être indépendante du dispositif de valorisation du biogaz et commandée par le niveau maximum du gazomètre
 - le lot Biogaz doit préférentiellement prendre en charge la totalité de la gestion du biogaz
 - ✓ prétraitement du biogaz brut
 - ✓ épuration et production de bio-méthane
 - ✓ production de chaleur pour alimenter les digesteurs (récupération thermique + chaudière fonctionnant au biogaz prétraité ou au gaz de purge)
 - ✓ transfert du bio-méthane jusqu'au point de valorisation (poste d'injection ou distribution bio-GNV)

L'aménagement général du site peut être confié à une troisième entreprise (généralement locale) qui saura prévoir l'ensemble des aménagements et les amenées des utilités.

- ✓ Exemple d'interfaces faciles à gérer

	Lot Méthanisation	Lot Biogaz
Stockage de biogaz	<ul style="list-style-type: none"> ➔ Gazomètre inclus ➔ Bride en attente en aval du raccordement torchère ➔ bride en attente pour retour du gaz non conforme sur ciel gazeux du digesteur 	<ul style="list-style-type: none"> ← Réseau biogaz raccordé sur la bride en attente en aval du raccordement torchère ← retour biogaz non conforme sur bride en attente gazomètre digesteur
Condensats	<ul style="list-style-type: none"> Puits à condensats inclus Pompe et réseau de relevage des condensats 	<ul style="list-style-type: none"> Evacuation des condensats du lot Biogaz vers le puits à condensats du lot méthanisation
Eau chaude	<ul style="list-style-type: none"> ← Bride en attente en amont des équipements de distribution et régulation de la chaleur fournie au process, ➔ force motrice du réseau secondaire inclus 	<ul style="list-style-type: none"> Chaudière + Panoplie distribution eau chaude + Fourniture de l'énergie motrice du réseau primaire ; Comptage thermique, réseau eau chaude pour amenée au droit de la méthanisation : ➔raccordement sur bride du lot méthanisation. Loi d'eau à préciser
Electricité	<ul style="list-style-type: none"> Raccordement de l'armoire électrique générale du process Méthanisation au TGBT (en aval d'un sous comptage) 	<ul style="list-style-type: none"> Raccordement de l'armoire électrique général du process Epuration au TGBT (en aval d'un sous comptage)
Téléphone Télégestion	<ul style="list-style-type: none"> Distribution à partir de la réglette. Fourniture et pose de l'ordinateur de supervision dans le bureau de l'exploitant 	<ul style="list-style-type: none"> Distribution à partir de la réglette. Fourniture et pose de l'ordinateur de supervision dans le bureau de l'exploitant

- ✓ Définir un domaine de garantie
 - le cahier des charges du lot méthanisation doit fournir un objectif de qualité de biogaz
 - le cahier des charges du lot épuration du biogaz est élaboré de préférence sur la base de la qualité de biogaz garantie par le constructeur de méthanisation retenu, ce qui impose de décaler les consultations des 2 lots.

b. Contenu technique de l'offre

Plusieurs points critiques doivent impérativement être clairement exposés dans l'offre du (des) constructeur(s).

- Définir la qualité du biogaz brut sur l'ensemble des paramètres pertinents et obligatoirement :
 - Teneurs en CH₄, CO₂, H₂S, N₂, O₂
 - Température °C du biogaz
- Fournir suffisamment de capteurs pour faciliter l'exploitation et le contrôle ; à minima :
 - débitmètre biogaz
 - débitmètre bio-méthane
 - analyse du biogaz CH₄, CO₂, O₂, H₂S
 - analyse du bio-méthane CH₄, CO₂, O₂
 - contrôle qualitatif des gaz de purge (à minima CH₄)
 - contrôle de la teneur en H₂S du biogaz entre les 2 cuves dans le cas d'une filtration sur charbon actif
 - compteur thermique pour contrôler la chaleur consommée par la méthanisation
 - capteurs de sécurité (détection gaz, incendie, etc...)
- Inclure les dispositifs nécessaires à l'étalonnage des analyseurs (gaz étalon)
- Fournir un bilan massique de l'épuration du biogaz,
- Fournir les dimensionnements et rendements techniques de chaque étape du procédé,
- Prévoir si besoin des équipements redondants aux points stratégiques (surpresseur, compresseur etc)
- Fournir une liste détaillée des pièces de première urgence pour optimiser la disponibilité des installations
- Préciser la qualité et la précision du contrôle de la qualité du bio-méthane
 - Risque de ne pas anticiper les non-conformités en injection
 - préciser les moyens et rythme des étalonnages.

c. Aspects économiques et contractuels de l'offre

Outre bien entendu le coût d'investissement, l'offre doit renseigner :

- **Les coûts d'exploitation**
 - ✓ Consommations d'énergie électrique (limite réglementaire en injection <0,6 kWh/Nm³ biogaz traité)
 - ✓ Consommables (eau, charbon actif –traitement inclus –, réactifs, etc...)
 - ✓ Coût de renouvellement des médias, quelle que soit la cause où la périodicité de renouvellement ; le porteur de projet est en droit de connaître le coût de remplacement complet d'un média (jeu complet de membranes, garnissage complet d'un PSA, renouvellement complet de la solution d'amines, etc...)
 - ✓ Evaluation des coûts d'entretien / renouvellement des équipements
- **La durée de vie des équipements sensibles** (garantie ou non)
 - ✓ Compresseur MP et HP
 - ✓ Média de filtration
- **Un contrat de maintenance et/ou les conditions de mise en œuvre du SAV** fixant notamment les délais d'intervention
- **Les garanties et engagements de performances**

Sur la base d'une production et d'une qualité de biogaz définissant un Domaine Technique de Garantie, le constructeur du lot épuration doit être en mesure de garantir :

- Teneur moyenne en méthane du bio-méthane
- Débit et capacité de traitement de biogaz
- Disponibilité garantie des installations
- Consommations
 - ✓ Energie
 - ✓ Réactifs
- Quantité d'énergie thermique récupérée pour l'autoconsommation, le cas échéant

Chapitre III : OUTILS POUR L'ÉVALUATION DE LA PERTINENCE D'UN PROJET BIO-MÉTHANE

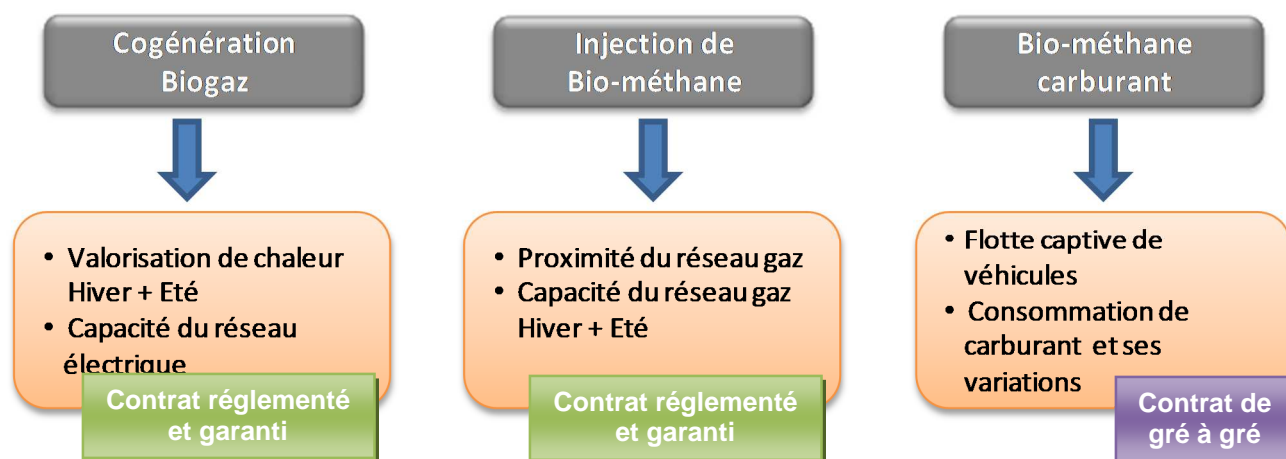
La valorisation du bio-méthane en carburant véhicule est encore très marginale et se fait souvent par défaut en l'absence d'autre possibilité. C'est pourtant une voie de valorisation avec des atouts incontestables :

- substituer du carburant fossile à une portée supérieure à la combustion pour la production d'électricité :
 - c'est contribuer à réduire des importations de pétrole et une dépendance énergétique
 - c'est participer à une réduction significative de la pollution atmosphérique, particulièrement sensible en cœur de ville
- le prix de référence du carburant fossile (fuel ou essence) est de l'ordre de 12 à 15 cts€/TTC/kWh PCI; La compétitivité du bio-méthane est donc réelle et immédiate, et demandera moins de soutien public pour être faisable (Cf Chapitre II-1).

Toutefois, ce mode de valorisation répond à des contraintes spécifiques. Tout projet de valorisation de bio-méthane carburant devra faire l'objet d'une étude détaillée et au cas par cas, dont les grandes lignes sont proposées dans ce chapitre.

a. Mode de valorisation

Tout projet de méthanisation doit évaluer très tôt les différentes possibilités de valorisation sur site du biogaz. Les trois modes de valorisation du biogaz doivent être comparés en première approche sur la base des conditions indispensables à leur faisabilité:



L'absence d'une des conditions sine qua non doit inciter à rejeter la solution.

Pour les projets de taille importante, plusieurs valorisations pourront cohabiter.

Dans le cas où plusieurs possibilités s'offrent au porteur de projet, l'arbitrage se fera principalement :

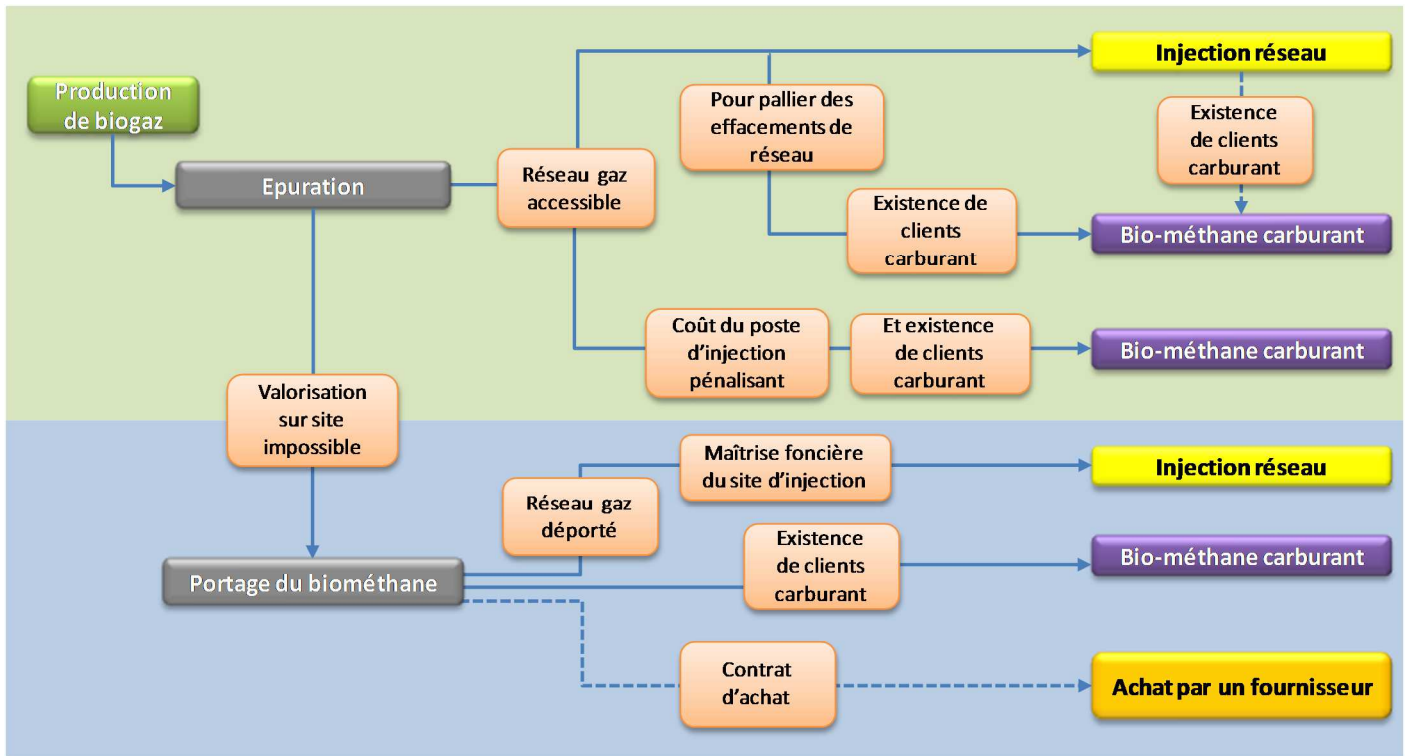
- sur le résultat économique attendu avec en général un avantage à l'injection, sauf dans le cas des petits débits d'injection qui ne peuvent supporter le coût fixe du poste d'injection (Cf chapitre précédent)
- sur le statut juridique de la vente d'énergie : les contrats de vente dans le cadre des obligations d'achat d'énergie seront plus sécurisés.

b. Arbre de décision bio-méthane

Si le choix de la valorisation en bio-méthane est retenu, les solutions deviennent rapidement multiples en intégrant les possibilités:

- de valoriser sur site ou de « porter » le bio-méthane sur un site externe de valorisation
- d'injecter en réseau ou de vendre directement du bio-méthane carburant
- de coupler les deux solutions sur site ou sur un site déporté
- de faire appel à une possibilité d'achat « à la ferme » par un fournisseur qui se chargera de transporter le bio-méthane pour le livrer chez son client (solution émergente et hors obligation d'achat).

Les principaux critères à prendre en compte apparaissent dans les vignettes roses du schéma suivant.



Il faut rappeler que la valorisation de bio-méthane carburant peut se faire par différentes voies, comme il a été expliqué au chapitre I -1 :

- Distribution et vente sur le site de production ou sur un site externe
- Valorisation directe ou après injection en reprenant les certificats d'origine ; pour cela, le producteur (ou celui qui revendra le bio-méthane carburant) rachète le gaz au fournisseur de gaz avec ses certificats d'origine.

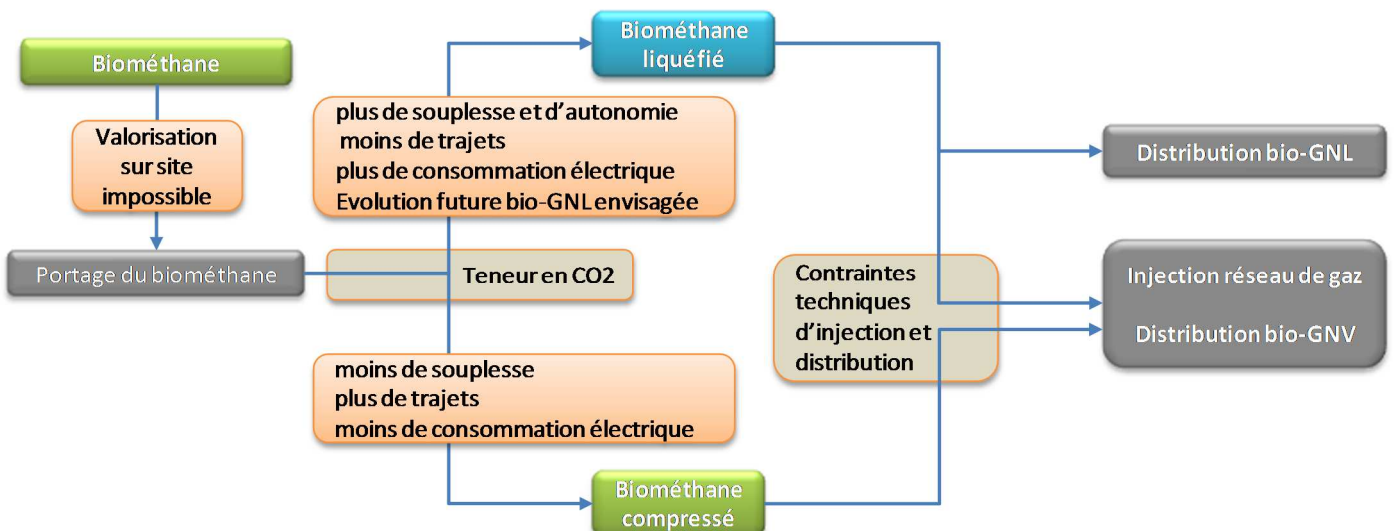
Pour des débits suffisamment importants, une double valorisation en injection et en distribution directe de bio-méthane carburant peut avoir de l'intérêt, notamment pour pallier des effacements de réseau en période d'étiage sur le réseau de distribution, et en présence d'utilisateurs de bio-GNV.

c. Choix du conditionnement du bio-méthane pour le portage

Si le bio-méthane doit être transporté par la route pour être acheminé sur un point de valorisation, la question de son mode de conditionnement (gaz comprimé ou gaz liquéfié) se pose.

Les moyens techniques nécessaires à ces opérations ont été décrits au chapitre II-4.

Le schéma suivant résume les principaux critères de comparaison et de décision :



Bien entendu, dans le cas d'une valorisation directe en bio-GNL, la question du conditionnement du bio-méthane ne se pose pas.

Il est souhaitable de prendre en compte en priorité les **contraintes techniques** :

- sur le site de production : le niveau garanti de CO₂ résiduel dans le bio-méthane épuré pourra être de nature à interdire le mode liquéfié, ou à minima à imposer des contraintes de pression sur la liquéfaction et toute la chaîne de transport
- sur le site de valorisation, seront à prendre en compte les conditions de récupération du bio-méthane renvoyé par le poste d'injection en période d'attente de validation de la conformité et les conditions de pression d'injection.

Le deuxième niveau d'analyse portera sur le **mode d'exploitation de la chaîne de transport**, avec des notions essentielles de capacité de stockage tampon sur le site de production et sur le site de valorisation, pour obtenir un niveau satisfaisant de souplesse, de flexibilité et de capacité à pallier les dysfonctionnements.

Enfin, si le choix n'est pas établi à ce niveau, c'est une analyse de performance économique qui prévaudra :

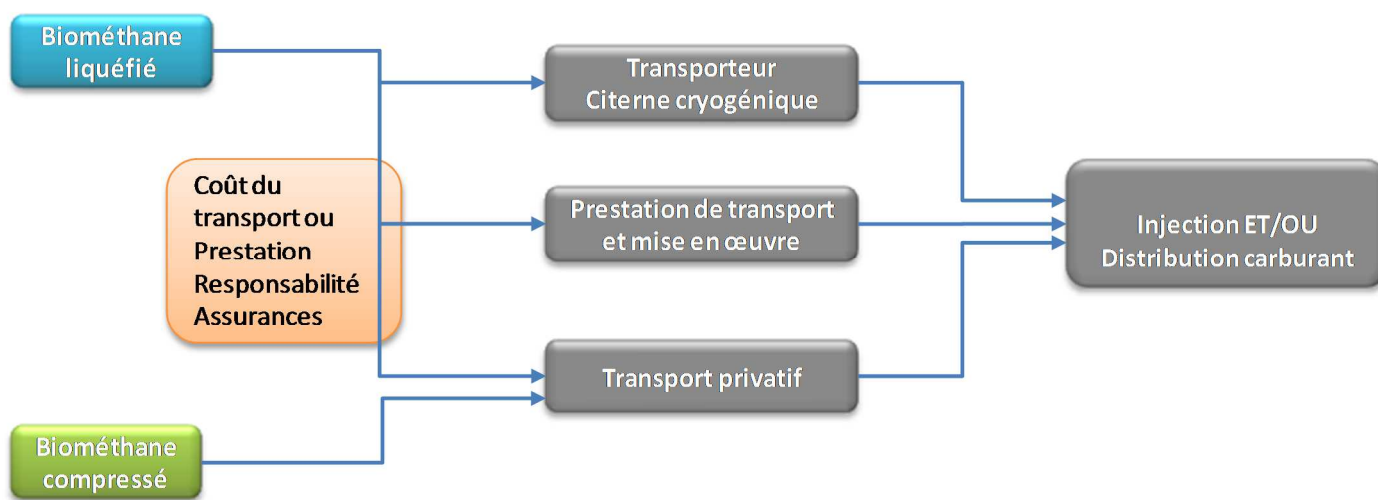
- consommations d'énergie électrique
- coût du transport.

d. Choix du mode de transport du bio-méthane

Le transport du bio-méthane peut être envisagé de trois façons :

- **transport privatif** : le producteur assure lui-même le transport ; Ce mode demandera un niveau de certification du véhicule et du chauffeur conforme à la réglementation
- **transport du produit par un professionnel** : cette possibilité s'applique uniquement au gaz liquéfié pour lequel on peut faire appel à un transporteur muni d'une citerne cryogénique, ce qui évite au producteur d'acquiescer le contenant ; le transport des racks de bouteilles de gaz comprimé peut aussi être confié à un professionnel, mais cette possibilité ne diffère pas du transport privatif au sens où le contenant reste la propriété du producteur
- **prestation globale de portage** (sans achat de la molécule) comprenant
 - la mise à disposition des stockages sur les 2 sites
 - la mise en œuvre du bio-méthane (compression, vaporisation, détente, etc..)
 - l'entretien de ces installations
 - le transport du produit entre les 2 sites.

Dans la pratique et à notre connaissance, si la valorisation est faite par le producteur, cette pratique n'est envisagée que pour le gaz liquéfié.

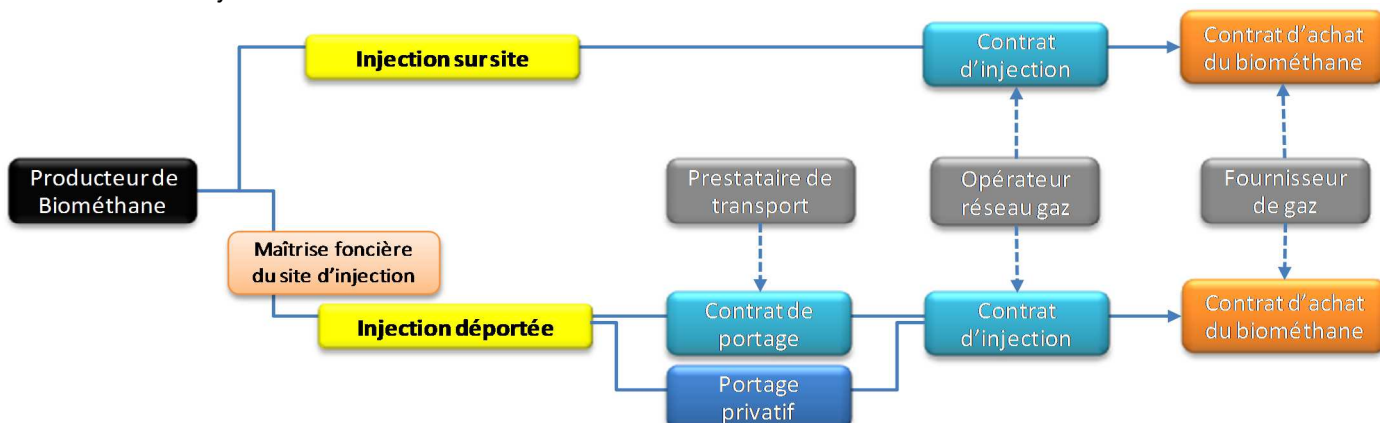


C'est essentiellement une analyse économique comparative et une évaluation des niveaux de responsabilité qui prévaudra dans le choix du mode de transport.

e. Relations contractuelles

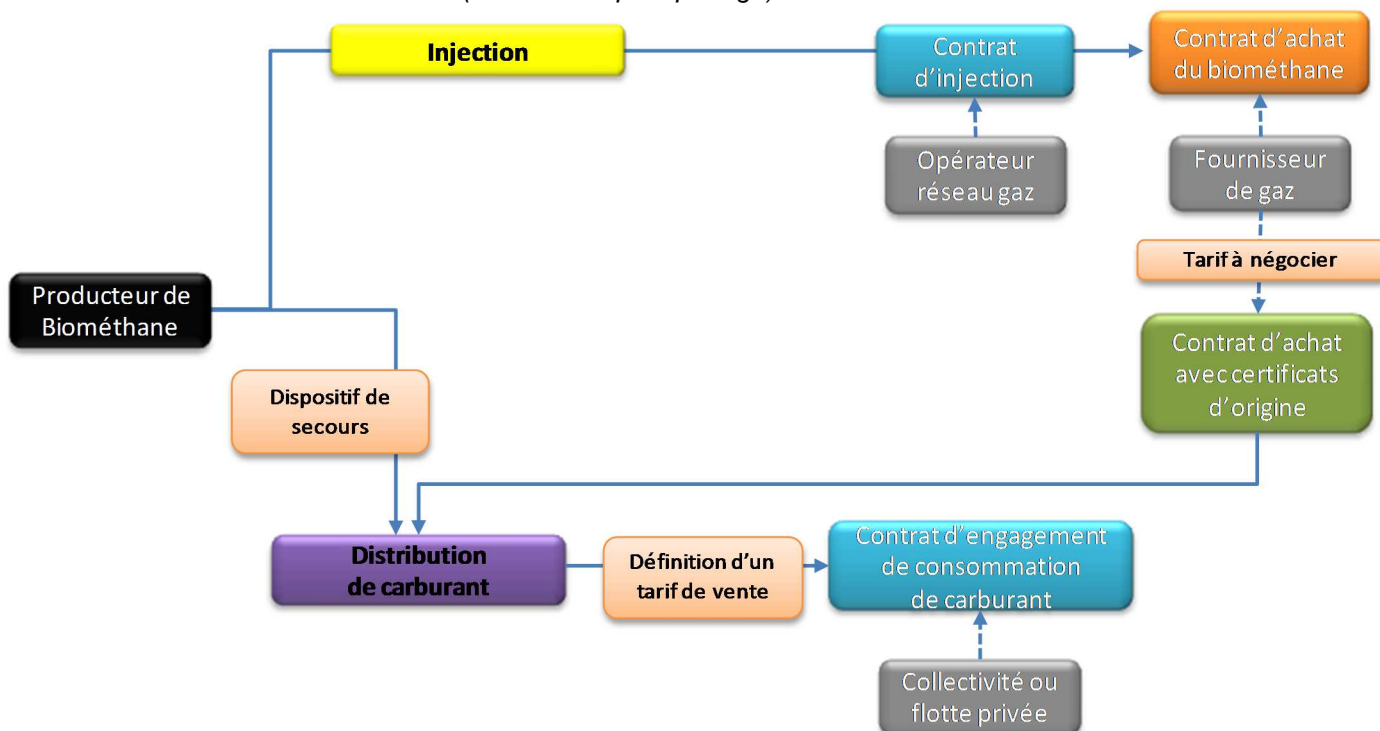
Selon le mode valorisation, différents liens contractuels vont s'imposer.

↳ Cas de l'injection en réseau



La valorisation sur un site déporté par le producteur suppose une maîtrise foncière de ce site qui devient un site ICPE, prolongement du site de production. Les conditions techniques d'exploitation de ce site en font en général un site soumis à déclaration.

↳ Cas du bio-méthane carburant (sur site ou après portage)



La valorisation en bio-méthane carburant se fait aujourd'hui dans un cadre « de gré à gré » et donc en dehors du principe des obligations d'achat et des tarifs réglementés.

Il faudra donc savoir :

- définir un tarif de vente pour le ou les clients
- obtenir un engagement de consommation de carburant
- négocier un tarif adapté dans le cas de rachat de « gaz vert » (gaz avec certificat d'origine) pour la revente en bio-GNV ou bio-GNL.

Il est indispensable par ailleurs, de prendre en considération les moyens possibles de secours pour assurer la continuité de fourniture de carburant aux clients dans le cas de distribution de carburant non raccordée au réseau.

f. Critères particuliers à la valorisation en bio-méthane carburant

Un certain nombre de paramètres doivent être étudiés et verrouillés pour valoriser le bio-méthane en carburant. Seule la valorisation de carburant auprès de flottes professionnelles ou de collectivités est envisagée.

L'étude détaillée du projet permettra au porteur de projet de mettre en relation :

- La quantité de bio-méthane produite, ou sa part valorisable en carburant
- La forme du bio-méthane (gazeuse ou liquéfiée) la plus favorable
- La quantité de carburant consommée et le rythme de consommation
- Leur évolution dans le temps

Pour tout projet incluant une consommation de carburant, il faut donc réaliser une étude spécifique.

1) Identifier les consommateurs potentiels

- ↔ nombre de véhicules et consommations de carburant
- ↔ autonomie nécessaire des véhicules
- ↔ motivations de l'utilisateur
- ↔ point de ravitaillement
- ↔ cartographie des clients potentiels

2) Evaluer les consommations potentielles et leurs variations

Pour chacun des clients ciblés :

- ↔ consommation annuelle
- ↔ variations de cette consommation
 - demandes en pointe
 - périodes de congés, fermeture, vacances scolaires etc...
 - variations hebdomadaires (incidence du week-end)

Ces données permettent de sélectionner des utilisateurs potentiels. Elles sont à mettre en perspective avec la production de bio-méthane aux différents pas de temps.

Elles permettent également de dimensionner les stations de distribution et leurs équipements :

- Remplissage lent ou remplissage rapide
- Nombre de points de distribution à installer
- Gestion des flottes et des consommations.

Elles mettront également en évidence les écarts entre débit de production et débit de consommation et permettront de dimensionner les stockages intermédiaires.

3) Prendre en compte la montée en charge de la flotte captive

A l'exception des flottes de bus urbains existantes, il est très rare aujourd'hui de trouver un client consommant déjà du gaz carburant.

La consommation du client sera donc fortement impactée les premières années ; elle sera directement définie par le plan de renouvellement du parc de véhicules.

Ce point est évidemment essentiel pour l'équilibre économique du projet.

4) Définir techniquement la filière de distribution

La définition technique de la filière permettra d'évaluer précisément les coûts d'investissement.

- ↔ implantation du ou des points de distribution
- ↔ nécessité de transporter le bio-méthane ou valorisation sur le site de production
- ↔ type de carburant (bio-GNV ou bio-GNL)
- ↔ capacités de stockage
- ↔ capacité de distribution
- ↔ mode de secours
- ↔ accès, zones de retournement, sécurité du site.

5) Définir un tarif de vente

L'attractivité et la pérennité de la filière bio-méthane carburant passe par une nécessaire compétitivité du produit ; le coût du carburant sera comparé au km parcouru (donc prenant en compte le rendement des véhicules).

Le client attend souvent un coût inférieur au carburant de référence pour compenser des coûts d'achat et d'entretien de véhicules réputés plus élevés.

Certains accepteront un coût supérieur, intégrant un bénéfice d'image ou la prise en compte du bilan carbone.

Cette étude spécifique doit conduire à une véritable analyse de faisabilité du projet pour une décision sécurisée des deux acteurs : le producteur et le client consommateur.

Pour aller plus loin sur le sujet, des documents téléchargeables sur les sites :

- **Le Livre blanc du bio-GNV** (Club Biogaz ATEE) Juin 2014 www.atee.fr
- **S'équiper en véhicules GNV et évoluer vers du moi-méthane carburant renouvelable et local** (RhônAlpEnergie Environnement) Janvier 2014 www.biogazrhonealpes.org
- **Rouler au bio-GNV : Inventaire du droit applicable** (Club Biogaz ATEE) Juin 2013
- **Produire du bio-méthane ; guide technique** (Aile & RhônAlpEnergie Environnement) Novembre 2012 www.aile.asso.fr

ANNEXE 1 : Liste des entreprises non enquêtées ou n'ayant pas répondu à l'enquête

Liste des entreprises identifiées n'ayant pas fait l'objet d'une fiche entreprise :

Entreprise	Activité / Technologie	Motif
Galileo	Transport GNV ; Stations	Pas de contact en France
Himmel	Membranes EVONIK	Pas de contact en France
Chesterfield biogas	Lavage à l'eau	Pas de vente en France
Ammongas	Lavage aux amines	Débit supérieur
MalmbergBiogas	Lavage à l'eau	Débit supérieur
BTS	Méthanisation ; Epuration	Débit supérieur
PuracPuregas	Lavage aux amines	Débit supérieur
Eisenmann	Epuration	Débit supérieur
MemfoAct	Membranes	En restructuration
SchmackCarbotech	PSA (basse pression)	Sans réponse
Haase	Lavage organique	Sans réponse
Biometanoestense	Epuration	Sans réponse
NeoZeo	PSA	Sans réponse
IdroMeccannica	Stations GNV	Sans réponse
PentairHaffmans	Membranes (divers fournisseurs)	Sans réponse
BioGast	Membranes	Sans réponse
GTS (GasTreatment Service)	Cryogénie	Sans réponse
Cryostar	Liquéfaction (GNL)	Sans réponse
GnDrive	Stations GNV	Sans réponse
Guildassociates	PSA	Sans réponse
Cryolor	Cuves de stockage GNL	Logistique du GNL
IndoxCryoEnergy	Cuves de stockage GNL	Logistique du GNL
Axégaz	Prestataire de service GNL/GNV	Logistique du GNL

ANNEXE 2 : 18 fiches entreprises

Fiche entreprise	N° Page
Air liquide	68
Arol Energy	70
Atlas Copco (Cirmac)	72
DMT (Negrine Environnement)	74
Host France	76
MT-Biomethan	78
Prodeval	80
Chaumeca (membranes)	82
Verdemobil	84
EREIE	86
Chaumeca (Lavage)	88
Grennlane Biogas (Flotec)	90
Kempro Environnement	92
HERA Cleantech	94
Bauer Group	96
Cirrus Compresseurs	97
LuxferGasCylinders	99
WH2	100

AIR LIQUIDE

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane Technologie membranaire AIR LIQUIDE

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	2, rue Clémencière 38360 Sassenage	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non Affiliée à: AIR LIQUIDE SA	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive <input type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Contact	Nicolas PAGET 04 76 43 59 13 Nicolas.paget@airliquide.com			<input type="checkbox"/> Représentation
Site Web	www.airliquideadvancedtechnologies.com/fr			

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Fabricant : Air Liquide

Références de l'entreprise (Epuration : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation
Forbach – 50 Nm^3/h	SYDEME, syndicat de gestion des déchets. Intran : Déchets ménagers triés. Injection réseau GrDF puis utilisation véhicule du Sydeme.
Sioule Biogaz – 35 Nm^3/h	Intran : Déchets agricoles. Injection réseau GrDF

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques/Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques/Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Membranes	Air liquide	Compression 250 bar	Fournisseur non renseigné
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	50 l (à 200 bar)
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	Standard 9x 50l (à 200 bar)
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Autre(s) :	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Charbon actif, Oxydes de fer ou lavage à la soude (selon le taux de H_2S)
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Echangeur sécheur
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	Traitement des COV / Siloxanes / Terpènes (lavage sur média régénératif)
<input checked="" type="checkbox"/> Torchère	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Chaudière	Chaudière à biogaz brut
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Odorisation THT	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) : Traitement d'événements	Oxydation pour traiter les pertes méthane dans le offgaz ; Concentration en CH_4 de 0.5% à 10% (technologie Megtec)

<input type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm3)
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	CIRRUS
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 30 Nm ³ /h de bio-méthane produit		Valorisation du CH ₄ initial : 90% (1 étage membranaire) jusqu'à 99.5% (4 étages) ; Pureté bio-méthane : 90% à 99%	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂	
<input type="checkbox"/> N ₂	Concentré dans le bio-méthane	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Etape supplémentaire de liquéfaction
<input checked="" type="checkbox"/> O ₂	Concentration identique en entrée/sortie (≈ 40% éliminés dans le perméat)	<input checked="" type="checkbox"/> Stockage CO ₂	Valorisation CO ₂ : 100% ; Pureté : 99,98% ; Stockage : 3 000 l
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Eau sous forme gazeuse éliminée dans le perméat ; Point de rosée 5°C en sortie	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	Éliminés en prétraitement	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Sur compresseur : 0,15 à 0,18 kWhth/Nm ³ bio-méthane produit
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes		Offgaz en sortie de process	
<input checked="" type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ pour 2 étages : 3,7 à 3,8% ; Supérieure en configuration 1 étage (non communiqué)
<input checked="" type="checkbox"/> Terpènes	Possibilité d'élimination en prétraitement	<input checked="" type="checkbox"/> Traitement	Option oxydation thermique des offgaz ou récupération CO ₂ liquide
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	10 % du CH ₄ initial (sans traitement version 1 étage) ; 0.5% du CH ₄ initial version 4 étages
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	45%	Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	50 - 5000 ppm	Electricité	0,47 kWh/Nm ³ de bio-méthane produit (version 4 étage) ; 0.38 kWh/Nm ³ de bio-méthane produit (version 1 étage)
<input checked="" type="checkbox"/> %CO ₂ max	55 %	<input type="checkbox"/> Eau	
<input type="checkbox"/> %H ₂ O max		<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	Selon teneur en H ₂ S
<input type="checkbox"/> %O ₂ max		<input type="checkbox"/> Réactifs	
<input type="checkbox"/> %N ₂ max		<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Débit : 60 à 80 Nm ³ /h de bio-méthane ; Avec pré-traitement H ₂ S, 1 étage membranaire, bio-méthane à 99,5% CH ₄ , récupération chaleur (70% de la puissance du compresseur, eau chaude 80°C) ; Consommation : 0,47 kWhél/Nm ³ CH ₄ produit		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui Etendue (matériel, fréquence...) : Formation des opérateurs, assistance à l'exploitation et à la maintenance préventive, visite annuelle : 12 000 € HT/an ; Hotline 24/7 : 8 000 € HT/an	
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Prétraitement	100 000 €	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 98 % soit 8 585 h/an en injection
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	250 000 €	Garanties de performances (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression	100 000 €	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : Taux d'extraction, électricité, disponibilité, conformité du bio-méthane ; Compensation des pertes d'exploitation : non (mise en conformité)
<input checked="" type="checkbox"/> Stockage	NC	Renouvellement des pièces d'usure	
<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	NC	Frais estimés	Maintenance curative, pièces d'usure et main d'œuvre : 16 000 € HT/an
<input checked="" type="checkbox"/> Montage ; Démarrage ; Analyse ; Contrôle/ commande	150 000 €	Autres frais	Charbon actif (selon qualité du biogaz) ; Remplacement des membranes : environ tous les 8 ans avec des prétraitements adaptés, environ 6 000 €/membrane
Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
<input checked="" type="checkbox"/> Automatismes/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1 ^{ères} charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel
Caractéristiques, précisions			
Assistance interfaçage GrDF (en injection) & pré-études pour suivi ICPE ; Services post-démarrage			

PROJETS de DEVELOPPEMENT et D'INNOVATION- COMMENTAIRES

R&D pour technologie d'abattement des gaz de l'air (O₂ / N₂) ; Cryodistillation en cours d'industrialisation
En débit plus élevé (hors cadre de l'étude) : technologie PSA ; Possibilité de liquéfaction du bio-méthane (référence Lidköping (Suède) : Production de GNL ; Compression du GNL pour vaporisation

Arol Energy

Epuration pour faibles débits : ≤ 80 Nm³/h de biométhane
Technologie membranaire AIR PRODUCTS

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	Savoie Technolac 17, rue du Lac Saint-André 73375 Le Bourget-du-Lac CEDEX France	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive
Contact	Sander REIJERKERK Responsable technique +33 (0)9 83 01 12 20 sander.reijerkerk@arol-energy.com		<input type="checkbox"/> Représentation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Site Web	www.arol-energy.com			<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie
				<input checked="" type="checkbox"/> Ensemblier <input type="checkbox"/> Mono-technologie <input checked="" type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant(s) : Membrane (licence Air Products) ; Amines (partenariat IFP)
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui
 Non-exclusivité sur les membranes d'Air Products

Références de l'entreprise (Epuration : ≤ 80 Nm ³ /h de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Membranes	Air Products	Compression 250 bar	Bauer, CIRRUS, Atlas Copco
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité (Nm ³ /unité)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines	Débits hors étude	<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	Selon projet
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	Selon projet
<input type="checkbox"/> PSA		<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	Selon projet
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Filtres propres à Arol Energy
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	CIAT ou autres
<input type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	
<input checked="" type="checkbox"/> Torchère	Selon projet, typiquement C-NOX ou ENNOX.
<input checked="" type="checkbox"/> Chaudière	Selon projet
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	Bauer, Adicomp, Atlas Copco ou autres
<input checked="" type="checkbox"/> Odorisation THT	Selon projet
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) :	Traitement off-gaz (destruction des pertes méthane), traitement O ₂ et N ₂

<input checked="" type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	CIRRUS, Bauer (80L/bouteille)
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	Selon projet (CIRRUS ou autres)
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 45 Nm ³ /h de bio-méthane		Valorisation CH ₄ initial : > 99,5 % Pureté bio-méthane : > 98 %	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂ (en option)	
<input checked="" type="checkbox"/> N ₂	Elimination possible en option si nécessaire dans le projet	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Etape supplémentaire Valorisation CO ₂ : > 95 % ; Pureté : > 98 % CO ₂
<input checked="" type="checkbox"/> O ₂	Concentration identique en entrée/sortie (≈ 40% éliminés dans le perméat) Etude détaillée en phase projet.	<input checked="" type="checkbox"/> Stockage CO ₂	Volume : Selon projet
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Elimination totale	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	Elimination en prétraitement selon spécifications	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	En option : récupération d'énergie possible sur le compresseur (quantité variable selon projet)
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes		Offgaz en sortie de process	
<input checked="" type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : 1 à 2 %
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) :		<input checked="" type="checkbox"/> Traitement	Type : Oxydation thermique
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	Sans traitement : <0,5 % du CH ₄ initial
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	>30 %	Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	Choix méthode(s) d'élimination d'H ₂ S en fonction des paramètres entrant	Electricité	0,3 à 0,5 kWh _{el} /Nm ³ CH ₄ produit
<input checked="" type="checkbox"/> %CO ₂ max	<70 %	<input type="checkbox"/> Eau	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ O max	Jusqu'à saturation. Prétraitement adapté en fonction de la quantité.	<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	Fonction de la concentration des différents composés minoritaires (H ₂ S, COV, NH ₃) en entrée.
<input checked="" type="checkbox"/> %O ₂ max	< 5% (si besoin, prétraitement en option)	<input type="checkbox"/> Amines	
<input checked="" type="checkbox"/> %N ₂ max	< 20% (si besoin, prétraitement en option)	<input type="checkbox"/> Réactifs	
<input type="checkbox"/> %NH ₃ max		<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Etude budgétaire en fonction des paramètres du projet. Système clé-en-main adapté en fonction des souhaits du client.		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	3 types d'offres : Formule « assistance » ; « assistance plus » ; « full services » Fréquence de maintenance, frais annuels et durée variables en fonction du contrat retenu
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input type="checkbox"/> Pré/Post-traitement	Non renseigné	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 95-98 % soit 8322-8585h/an
<input type="checkbox"/> Epuration	Non renseigné	Garanties de performances (épuration)	
<input type="checkbox"/> Compression 250 bar	Non renseigné	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : Taux de méthane, taux de valorisation,... Autres paramètres fonction du contrat avec les clients. Garantie constructeur sur les membranes : 1an (extensible)
<input type="checkbox"/> Stockage GNV	Non renseigné	Renouvellement des pièces d'usure	
<input type="checkbox"/> Station de distribution	Non renseigné	Frais estimés	Non renseigné
Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
<input checked="" type="checkbox"/> Automatismes/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1 ^{ère} es charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel
Caractéristiques, précisions			
1 ^{ère} charge de réactifs en option (charbon actif)			

PROJETS de DEVELOPPEMENT et D'INNOVATION- COMMENTAIRES

Plusieurs projets de développement et d'innovation en cours ;
En débit plus élevé (hors cadre de l'étude) : technologie de lavage aux amines

ATLAS Copco

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane
Technologie membranaire CIRMAC

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	ZI du Vert Galant BP 67722 2, av de l'Eguillette à Saint Ouen l'Aumône 95 046 Cergy Pontoise Cedex	<input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non Affiliée à: Atlas Copco group	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive <input type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Contact	M. Pierre-Etienne BROSSARD 01 39 09 31 53 pierre-etienne.brossard@fr.atlascopco.com			<input type="checkbox"/> Représentation
Site Web	www.atlascopco.fr			

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant(s) : Atlas Copco :Cirmac
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui
 Produits Atlas Copco

Références de l'entreprise (Epuration : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Membranes	Atlas Copco	Compression 250 bar	Atlas Copco(Greenfield)
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité (Nm ³ /unité)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines	Pour débits supérieurs	<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	Non renseigné
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA	Pour débits supérieurs	<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input checked="" type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s)Pré/post-traitement(s)	Siloxanes, diazote, dioxygène
<input type="checkbox"/> Torchère	
<input type="checkbox"/> Chaudière	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	Non renseigné
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	

<input type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	Compression GNV pour remplissage de véhicule – stations clé en main
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu		
Non renseigné		Valorisation CH ₄ initial ; Pureté bio-méthane : Selon cahier des charges		
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂		
<input checked="" type="checkbox"/> N ₂	Valeurs GRT Gaz (injection)	<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui		
<input checked="" type="checkbox"/> O ₂		<input type="checkbox"/> Stockage CO ₂		
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O		Récupération d'énergie thermique sur le process		
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S		<input checked="" type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Non renseigné	
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes		Offgaz en sortie de process		
<input type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration CH ₄ non renseignée	
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input type="checkbox"/> Traitement	Non	
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	1 % du CH ₄ initial	
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	Non renseigné	Bilan des consommables		
<input type="checkbox"/> %H ₂ S max		Electricité	Non renseigné	
<input type="checkbox"/> %CO ₂ max		<input type="checkbox"/> Eau		
<input type="checkbox"/> %H ₂ O max		<input type="checkbox"/> Charbon actif		
<input type="checkbox"/> %O ₂ max		<input type="checkbox"/> Amines		
<input type="checkbox"/> %N ₂ max		<input type="checkbox"/> Réactifs		
<input type="checkbox"/> %NH ₃ max		<input type="checkbox"/> Chaleur		

PROJETS de DEVELOPPEMENT et D'INNOVATION- COMMENTAIRES

En débit plus élevé (hors cadre de l'étude) : technologie de lavage aux amines et technologie PSA

DMT - Negrine Environnement

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane
Technologie membranaire EVONIK

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	DMT, représentée par : Negrine Environnement 27 Rue de la Poste 41 260 La Chaussée-Saint-Victor	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input type="checkbox"/> Implantation	<input type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive <input checked="" type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Contact	Joseph NEGRINE ; Fonction : Président Negrine Environnement 0254785509 jnegrine@yahoo.fr		<input checked="" type="checkbox"/> Représentation Negrine Environnement	<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie <input checked="" type="checkbox"/> Ensemblier
Site Web	www.dmt-et.nl			<input type="checkbox"/> Mono-technologie <input checked="" type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant(s) : Process DMT : Carborex MS (Membranes EVONIK) ; Process DMT : Carborex DWS
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France : Non Oui
 Vente exclusive par Negrine Environnement : technologies d'épuration et de désulfuration du biogaz

Références de l'entreprise (Epuration : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation
Zalaegerszeg / Hongrie (2009)	Production GNV 96-98% CH ₄ ; Débit biogaz : 85 Nm ³ /h
Lelystad / Pays-Bas (2012)	Production GNV 96-98% CH ₄ ; Débit biogaz : 50 Nm ³ /h

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Membranes	DMT (Membranes Evonik)	Compression 250 bar	En option ; Divers fournisseurs
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau	Hors cadre de l'étude	<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité (Nm ³ /unité)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	Selon projet
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Autres :	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	DMT ; Désulfuration biologique et chimique
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	DMT
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	Traitement de : NH ₄ , siloxanes, hydrocarbures et autres composés indésirables
<input checked="" type="checkbox"/> Torchère	Non renseigné
<input type="checkbox"/> Chaudière	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	Divers fournisseurs
<input checked="" type="checkbox"/> Odorisation THT	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) : injection de propane ; Injection d'azote	Divers fournisseurs

<input type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	Divers fournisseurs, GEP Sweden
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 50 Nm ³ /h de bio-méthane		Valorisation CH ₄ initial : 99,5 % Pureté bio-méthane : 99 %	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂	
<input checked="" type="checkbox"/> N ₂	30% éliminés dans le biogaz (procédé non communiqué)	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Valorisation CO ₂ : 100 % ; Pureté : 99 %CO ₂
<input checked="" type="checkbox"/> O ₂	50% éliminés (si biogaz à 50%CH ₄)	<input checked="" type="checkbox"/> Stockage CO ₂	Volume (à 250 bar) : 165 à 670 Nm ³
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Prétraitement (séchage du biogaz)	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	100% éliminé (prétraitement)	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	0,07 à 0,08 kWhth/Nm ³ bio-méthane produit (Pour 50 Nm ³ /bio-méthane)
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes	100% éliminés (prétraitement)	Offgaz en sortie de process	
<input type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : < 1,3 %vol
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) :Limonène	100% éliminés (prétraitement)	<input checked="" type="checkbox"/> Traitement	Type : Liquéfaction CO ₂ proposée en option
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	Sans traitement CO ₂ : 0,5 % du CH ₄ initial
<input type="checkbox"/> %CH ₄ min		Bilan des consommables	
<input type="checkbox"/> %H ₂ S max		Electricité	0,41 kWhé/Nm ³ bio-méthane produit
<input type="checkbox"/> %CO ₂ max		<input type="checkbox"/> Eau	
<input type="checkbox"/> %H ₂ O max		<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	Selon projet et niveaux polluants réels
<input checked="" type="checkbox"/> %O ₂ max	Selon spécifications injection	<input type="checkbox"/> Amines	
<input checked="" type="checkbox"/> %N ₂ max	Selon spécifications injection	<input type="checkbox"/> Réactifs	
<input type="checkbox"/> %NH ₃ max		<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Débit Bio-méthane considéré pour chiffrage de l'épuration :80 Nm³/h		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : épuration Fréquence maintenance : Tous les 6 mois Frais annuels : 10 000 €HT/an sur 15 ans
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement Préciser : Charbon actif ; Groupe froid	650 000 à 750 000	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 95% soit 8322 h/an
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration ; Equipements connexes : Compresseur à vis 10 bar		Garanties de performances (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression 250 bar Compresseur à piston	En option	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : Débit et pureté bio-méthane Compensation des pertes d'exploitation : non
<input checked="" type="checkbox"/> Stockage GNV		Renouvellement des pièces d'usure	
<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution		Frais estimés	12 000 €HT/an calculés sur une base de 15 ans
<input type="checkbox"/> Autres :		Autres frais :	Remplacement des membranes : 2500€ HT/an lissé sur 15 ans

Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
<input checked="" type="checkbox"/> Automatismes/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1ères charges de réactifs	<input type="checkbox"/> Mise en service	<input type="checkbox"/> Formation personnel
Caractéristiques, précisions			
Montage déjà inclus dans le container ; Livré et monté. Process prêt à l'emploi, livré en container ; Flexibilité du débit : 0 à 100% ; Standard joignable 24/7 ; Service en ligne avec un ingénieur process de DMT pour l'assistance technique.			

PROJETS de DEVELOPPEMENT et D'INNOVATION- COMMENTAIRES

En débit plus élevé (hors cadre de l'étude) : technologie de lavage à l'eau

HOST France

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane
Technologie membranaire EVONIK

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	La Maffriere 44 110 Ebray	<input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non Affiliée à: HOST BV (Pays-Bas)	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive <input checked="" type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Contact	Jean-Sébastien TRONC ; Directeur commercial France 06 79 16 41 37 tronc@hostfrance.fr			<input type="checkbox"/> Représentation
Site Web	www.host.nl			

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui

HOST est constructeur de méthanisation

Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui

Si oui, fabricant(s) : Membranes EVONIK

Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui

Références de l'entreprise (Epuration : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation
Assen (Pays-Bas)	20 à 30 Nm^3/h de bio-méthane produit ; Injection réseau

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques/Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Membranes	Evonik	Compression 250 bar	
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité ($\text{Nm}^3/\text{unité}$)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	Selon projet
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Non renseigné
<input type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	
<input checked="" type="checkbox"/> Torchère	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Chaudière	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	Jusqu'à 50 bar
<input checked="" type="checkbox"/> Odorisation THT	Non renseigné

<input checked="" type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm^3)
<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	Selon projet
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	Selon projet
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 20 Nm ³ /h de bio-méthane		Valorisation CH ₄ initial : 99,3 % Pureté bio-méthane : 97 %	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂	
<input type="checkbox"/> N ₂	Non	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Valorisation CO ₂ : 98 % ; Pureté : 99 % CO ₂
<input type="checkbox"/> O ₂	Concentration identique en entrée/sortie (≈ 40% éliminés dans le perméat)	<input checked="" type="checkbox"/> Stockage CO ₂	Volume : Selon projet
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Pré-traitement (séchage biogaz)	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	Pré-traitement (charbon actif)	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	0,2 kWhth/Nm ³ bio-méthane produit (Pour 60 Nm ³ /h bio-méthane)
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes		Offgaz en sortie de process	
<input type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : sans traitement offgaz : <0,6 %
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input checked="" type="checkbox"/> Traitement	Type : Possibilité liquéfaction CO ₂
Composition Biogaz : limites fonctionnement process		Pertes/émissions	Sans traitement CO ₂ , 0,5 à 1 % du CH ₄
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	50 %	Bilan des consommables	
<input type="checkbox"/> %H ₂ S max		Electricité	Environ 0,25 kWhél/Nm ³ CH ₄ produit
<input checked="" type="checkbox"/> %CO ₂ max	50 %	<input type="checkbox"/> Eau	
<input type="checkbox"/> %H ₂ O max		<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	Selon qualité du biogaz
<input type="checkbox"/> %O ₂ max		<input type="checkbox"/> Amines	
<input type="checkbox"/> %N ₂ max		<input type="checkbox"/> Réactifs	
<input type="checkbox"/> %NH ₃ max		<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé Installation « type »		Contrat de maintenance	
Débit ou intervalle Bio-méthane pour l'épuration : 20 à 80 Nm ³ /h		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : toute l'installation Fréquence maintenance : Selon qualité du biogaz Frais annuels : Selon qualité du biogaz
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement	Selon qualité du biogaz	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 92% soit 8 060h/an
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration ; Equipements connexes nécessaires à l'épuration	300 000 à 550 000 €	Garanties de performances (épuration)	
<input type="checkbox"/> Compression 250 bar		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : Concentration CH ₄ dans le bio-méthane et rendement en méthane Compensation des pertes d'exploitation : selon projet
<input type="checkbox"/> Stockage GNV		Renouvellement des pièces d'usure	
<input type="checkbox"/> Station de distribution		Frais estimés	Non renseigné
Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
<input checked="" type="checkbox"/> Automatismes/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1ères charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel

MT – Energie France

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane

Technologie membranaire EVONIK

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	Aéroparc 2 3, rue des Cigognes 67960 Entzheim	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive
Contact	Bernard HOLTZ ; Responsable d'agence 03 88 15 07 67 bernard.holtz@mt-energie.com		<input type="checkbox"/> Représentation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Site Web	www.mt-energie.com			<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie
				<input checked="" type="checkbox"/> Ensemblier
				<input type="checkbox"/> Mono-technologie
				<input checked="" type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui

MT est constructeur de méthanisation

Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui

Si oui, fabricant(s) : Membranes : EVONIK ; Amines : MT

Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui

Contrat d'exclusivité sur les amines en Europe et Amérique du Nord ; Pas d'exclusivité sur EVONIK

Références de l'entreprise (Epuration : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques/Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Membranes	EVONIK	Compression 250 bar	
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité (Nm ³ /unité)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines	MT ; Hors cadre de l'étude	<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	Non renseigné
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input checked="" type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	
<input type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	
<input checked="" type="checkbox"/> Torchère	Automatique ; Flamme cachée
<input checked="" type="checkbox"/> Chaudière	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	Compression pour process et compression 60 bar (injection réseau transport) ; Technologie ADICOMP
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	

<input checked="" type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input checked="" type="checkbox"/> Containers	Non renseigné

<input type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	
<input type="checkbox"/> Rapide <input type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 75Nm ³ /h de bio-méthane		Valorisation CH ₄ initial : 99,5 % Pureté bio-méthane : >97% %	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂	
<input type="checkbox"/> N ₂		<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input type="checkbox"/> O ₂		<input type="checkbox"/> Stockage CO ₂	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Prétraitement	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Pour 250 Nm ³ /h de biogaz brut : 0,17 à 0,2 kWh/Nm ³ bio-méthane produit
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes		Offgaz en sortie de process	
<input checked="" type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : 1,3 % maximum
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input type="checkbox"/> Traitement	
Composition Biogaz : limites fonctionnement process		Pertes/émissions	0,5 % du CH ₄ initial
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	40 %	Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	500 ppm	Electricité	Environ 0,3 kWhé/Nm ³ bio-méthane produit (selon qualité du biogaz)
<input checked="" type="checkbox"/> %CO ₂ max	60 %	<input type="checkbox"/> Eau	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ O max	Point de rosée : 7°C	<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	
<input checked="" type="checkbox"/> %O ₂ max	0,2% vol	<input type="checkbox"/> Amines	
<input checked="" type="checkbox"/> %N ₂ max	0,3% vol	<input type="checkbox"/> Réactifs	
<input checked="" type="checkbox"/> %NH ₃ max	5mg/ Nm ³	<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé Installation « type »		Contrat de maintenance		
Non renseigné		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Non renseigné	
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)		
<input type="checkbox"/> Pré/Post-traitement	Non renseigné	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 95% soit 8 322h/an	
<input type="checkbox"/> Epuration		Garanties de performances (épuration)		
<input type="checkbox"/> Compression 250 bar		<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	Non renseigné	
<input type="checkbox"/> Stockage GNV		Renouvellement des pièces d'usure		
<input type="checkbox"/> Station de distribution		Frais estimés	Non renseigné	
<input type="checkbox"/> Autres :		Autres frais :		

PROJETS de DEVELOPPEMENT et D'INNOVATION- COMMENTAIRES

En débit plus élevé (hors cadre de l'étude) : technologie de lavage aux amines

PRODEVAL

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane Technologie membranaire EVONIK

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	Rovaltain - Parc du 45ème Parallèle 11 rue Olivier de Serres 26300 CHATEAUNEUF SUR ISERE	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive <input checked="" type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Contact	Éric PEYRAT 04 75 40 37 37 e.peyrat@cefp.eu		<input type="checkbox"/> Représentation	<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie <input checked="" type="checkbox"/> Ensemblier
Site Web	www.prodeval.eu			<input type="checkbox"/> Mono-technologie <input checked="" type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant(s) : Membranes EVONIK
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette technologie en France: Non Oui

Référence de l'entreprise (Epuration : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation
Démonstrateur VALOPUR 50 Nm^3/h	Unité d'épuration membranaire de 50 Nm^3/h installée sur site partenaire pour la promotion de la technologie VALOPUR

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Membranes	Membranes EVONIK	Compression 250bar	Bauer compresseur France (entres autres fournisseurs)
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau	Débits supérieurs à l'étude	<input checked="" type="checkbox"/> Stockage	Capacité ($\text{Nm}^3/\text{unité}$)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	Selon projet
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA		<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input checked="" type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Prodeval : unité filtration charbon actif (+COVs) ; OU Paques : traitement biologique (procédé Thiopaq) selon projet
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Prodeval : (séchage 5°C sur échangeur eau glacée) ; nombreuses références
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s)Pré/post-traitement(s)	Traitement des COVs ; Procédé PPTek : skid TSA (température swing adsorption)
<input checked="" type="checkbox"/> Torchère	Hofstetter ; nombreuses références
<input checked="" type="checkbox"/> Chaudière	Prodeval : conteneur chaufferie complet façonné selon besoins client (procédé VALOTHERM) ; nombreuses références
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	Bauer compresseur France (entres autres fournisseurs)
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	

<input type="checkbox"/> Transport	Fournisseur / Capacité (Nm^3)
<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	Sortie remplissage pour 1 véhicule, fournisseur non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
De 10 à 2000 Nm ³ /h de bio-méthane Cadre de l'étude : De 10 à 80 Nm ³ /h de bio-méthane		Valorisation CH ₄ initial : > 99,5 % ; Pureté bio-méthane : > 97 %	
Composés éliminés		Récupération du CO₂	
<input type="checkbox"/> N ₂	Majorité de l'azote concentrée dans le bio-méthane	<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input type="checkbox"/> O ₂	Concentration identique en entrée/sortie (≈ 40% éliminés dans le perméat)	<input type="checkbox"/> Stockage CO ₂	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Point de rosée inférieur à -80°C dans le bio-méthane sortie unité d'épuration	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	Pas de sélectivité des membranes par rapport à l'H ₂ S. Eliminé en amont de l'unité d'épuration (prétraitement)	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	0,1 kWhth/Nm ³ bio-méthane produit (Pour un débit de 30 Nm ³ /h de bio-méthane)
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes	Pas de sélectivité des membranes. Eliminés en amont de l'unité d'épuration (prétraitement)	Offgaz en sortie de process	
<input type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : <1,3 %
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input checked="" type="checkbox"/> Traitement	Type : Pas de traitement nécessaire. Possibilité de proposer un RTO (oxydateur thermique régénératif)
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	<0,5 % du CH ₄ initial
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	40 %	Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	10 ppm	Electricité	0,26 à 0,38 kWhé/Nm ³ CH ₄ produit
<input checked="" type="checkbox"/> %CO ₂ max	60 %	<input type="checkbox"/> Eau	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ O max	Point de rosée : 3°C en entrée membranes à la pression de travail	<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	Variable selon teneur en H ₂ S et COV dans le biogaz
<input checked="" type="checkbox"/> %O ₂ max	0,7 %	<input type="checkbox"/> Amines	
<input checked="" type="checkbox"/> %N ₂ max	1,3 %	<input type="checkbox"/> Réactifs	
<input checked="" type="checkbox"/> %NH ₃ max	10 ppm	<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé d'une installation « type »		Contrat de maintenance	
Débit ou intervalle Bio-méthane pour l'épuration : 20 Nm ³ /h		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : proposition de contrat pour tous les équipements. Fréquence maintenance : toutes les 4000 h Frais annuels : 20 000 €HT/an
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement Préciser : charbon actif	30 000	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 97% soit 8 500h/an
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	400 000	Garanties de performances (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression 250 bar	40 000	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : taux de disponibilité, rendement épuratoire, taux de charge Compensation des pertes d'exploitation : oui
<input checked="" type="checkbox"/> Stockage GNV ; Capacité : 2 x 80 L à 220 bar soit 35 Nm ³	4 000	Renouvellement des pièces d'usure	
<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution ; Equipements : Pour 1 véhicule ; Manomètre ; 2bouteilles 80L 330 bar sur châssis ; Raccordements ; Abri	4 000	Frais estimés	5 000 €HT/an calculés sur une base de 15 ans ; Durée de vie des membranes avec prétraitements efficaces : environ 7/8 ans (non contractuel) ;

Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
<input checked="" type="checkbox"/> Automatisme/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1ères charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel

CHAUMECA

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane Technologie membranaire EVONIK

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	3 avenue de Lassus BP 71114 59482 Haubourdin Cedex	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive
Contact	M. Christophe LEBRUN 03 20 18 05 32 clebrun@chaumeca.com		<input type="checkbox"/> Représentation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Site Web	www.chaumeca.com			<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie
				<input checked="" type="checkbox"/> Ensemblier
				<input type="checkbox"/> Mono-technologie
				<input checked="" type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant : Membranes EVONIK
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui

Références de l'entreprise (Epuration : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Membranes	EVONIK à partir de $20 \text{ Nm}^3/\text{h}$	Compression 250 bar	
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input type="checkbox"/> Stockage	Capacité ($\text{Nm}^3/\text{unité}$)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input type="checkbox"/> Bouteilles	
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Colonne de charbons actifs (CHAUMECA)
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Sécheur frigorifique avec technologie échangeurs tubulaires (CHAUMECA)
<input type="checkbox"/> Autre(s) pré/post-traitement(s)	
<input type="checkbox"/> Torchère	
<input type="checkbox"/> Chaudière	
<input type="checkbox"/> Compression moyenne pression	
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	

<input type="checkbox"/> Transport sur route	Fournisseur / Capacité (Nm^3)
<input type="checkbox"/> Racks de bouteilles en container	
<input type="checkbox"/> Citerne cryogénique	

<input type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques / Fournisseur
Borne de remplissage	
<input type="checkbox"/> Rapide <input type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL et vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESSMEMBRANAIRE (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 20 Nm ³ /h de bio-méthane		Valorisation CH ₄ initial : > 99%	
Composés éliminés et proportions		Pureté du bio-méthane : jusqu'à 99%	
<input type="checkbox"/> N ₂	Majorité concentrée dans le bio-méthane	Récupération du CO₂	
<input type="checkbox"/> O ₂	Non renseigné	<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Entrée : 100% humidité relative. Sortie : point rosée jusqu'à -70°C	<input type="checkbox"/> Stockage CO ₂	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	Entrée : 5000 ppmv. Sortie : <10 ppmv	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes	Éliminés en prétraitements	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Quantité non renseignée
<input checked="" type="checkbox"/> Composés halogénés		Offgaz en sortie de process	
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : < 2,5 %
Composition du Biogaz : limites fonctionnement process		<input type="checkbox"/> Traitement	Non
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	40 %	Pertes/émissions	<1 % CH ₄ initial
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	5000 ppm	Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %CO ₂ max	60 %	Electricité	Compresseur : 0,15 kWh él/Nm ³ bio-méthane produit
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ O max	Point de rosée : saturé à 60°C	<input type="checkbox"/> Eau	
<input type="checkbox"/> %O ₂ max		<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	Fonction de la teneur en H ₂ S
<input type="checkbox"/> %N ₂ max		<input type="checkbox"/> Amines	
<input type="checkbox"/> %NH ₃ max		<input type="checkbox"/> Réactifs	
		<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Intervalle Bio-méthane pour l'épuration : 20 à 80 Nm ³ /h		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : Filtre charbon Fréquence maintenance : 6 mois à un an Frais annuels : 2000 à 25000 €HT/an sur 10 ans selon H ₂ S
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement: Non précisé	10 000 à 40 000	<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration, Equipements: Non précisé	100 000 à 450 000	Garanties de performances (épuration)	
<input type="checkbox"/> Compression 250 bar		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : %CH ₄ , %H ₂ O Compensation pertes d'exploitation : selon projet ; modalités
<input type="checkbox"/> Stockage GNV		Renouvellement des pièces d'usure	
<input type="checkbox"/> Station de distribution		Frais estimés	Non renseignés
Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage (selon contexte du site)
<input checked="" type="checkbox"/> Automatisation/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1ères charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel

VERDEMOBIL Biogaz

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane
Technologie PSA XEBEC

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	1, Allée des Thuyas 46 000 Cahors OU 1, Rue Joseph Gaillard 85 600 Montaigu	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive
Contact	M. Philippe KHAIRALLAH ; Gérant Cahors : 05 65 35 08 26 Montaigu : 02 51 98 10 51 contact@verdemobil.com		<input type="checkbox"/> Représentation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Site Web	www.verdemobil.fr			<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie
				<input type="checkbox"/> Ensemblier
				<input type="checkbox"/> Mono-technologie
				<input checked="" type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant(s) : PSA et membranes technologie XEBEC ; Cryogénie
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui
 Exclusivité sur la technologie XEBEC ; Exclusivité sur les chaudières EFLOX (bas PCI)

Références de l'entreprise	Caractéristiques de l'installation
TRIFYL (81)	Bioréacteur – 2010 - Epuration PSA technologie XEBEC ; 35 Nm^3/h de bio-méthane produit ; Station GNV Cirrus 40 Nm^3/h ; Stockage 4800 l ; Borne de distribution à comptage et gestionnaire carburant (privative)
AgriBio-méthane (85)	Méthanisation 100% agricole – 2013 - Epuration PSA technologie XEBEC ; 65 Nm^3/h de bio-méthane produit avec injection réseau GRDF ; Valorisation des gaz pauvres par chaudière bas PCI E-FLOX
LIGER (56) - Construction 2015	Méthanisation territoriale Epuration PSA XEBEC 65 Nm^3/h pour bio-GNV

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Membranes	XEBEC (couplées au PSA/membranes Air Products)	Compression 250 bar	CIRRUS (partenaire)
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	CIRRUS
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	CIRRUS
<input checked="" type="checkbox"/> PSA	XEBEC	<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	CRYOLOR, stockage GNL
<input checked="" type="checkbox"/> Cryogénie /liquéfaction	Unités de liquéfaction : STIRLING Cryogenics	<input type="checkbox"/> Autre(s) :	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Adsorbants (Charbon actif ; Charbon actif imprégné ; Oxydes de fer)
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Groupe froid (MTA)
<input type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	
<input checked="" type="checkbox"/> Torchère	C-NOX
<input checked="" type="checkbox"/> Chaudière	E-FLOX (chaudières gaz pauvre) ; WEISHAUP (chaudières biogaz)
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	ADICOMP
<input checked="" type="checkbox"/> Odorisation THT	VERDEMOBIL ou LEWA
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) : Analyse / détection de gaz	GEIT Europe

<input checked="" type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm^3)
<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	Uniquement transport GNL/ CO_2 liquide ; LNGeneration
<input checked="" type="checkbox"/> Containers	Container à racks de bouteilles ; LUXFER

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	CIRRUS
<input checked="" type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	Pompe à GNL ; Intégration VERDEMOBIL (avec procédé cryogénie)

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 10 Nm ³ /h de bio-méthane produit Valeurs pour PSA ; PSA + membranes ; Adsorbant Kinetic		Valorisation CH ₄ initial : Selon besoin, 84 à 96 % (jusqu'à 99,5% avec membranes) ; Pureté bio-méthane : Selon besoin, 86 à 99 % (jusqu'à 99,9% avec membranes)	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂	
<input checked="" type="checkbox"/> N ₂	75% éliminés avec adsorbant Kinetic Sinon, concentrés dans le bio-méthane	<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input checked="" type="checkbox"/> O ₂		<input type="checkbox"/> Stockage CO ₂	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Point de rosée : -70°C	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	Éliminés en prétraitements	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Environ 0,25 kWhth/Nm ³ bio-méthane produit
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes		Offgaz en sortie de process	
<input checked="" type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : Ajustable selon besoin en autoconsommation de la méthanisation : 7 à 30 % (1 à 30 % avec membranes)
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) : Terpènes (ex : limonène)	Aucun besoin d'élimination, éliminés dans le offgaz	<input checked="" type="checkbox"/> Traitement	Type : Brûlé en chaudière à bas PCI (EFLOX) pour l'autoconsommation ; Rendement chaudière 87%
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	0 % du CH ₄ initial
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	40 %	Bilan des consommables	
<input type="checkbox"/> %H ₂ S max		Electricité	0,45 à 0,5 kWhé/Nm ³ bio-méthane produit
<input type="checkbox"/> %CO ₂ max		<input type="checkbox"/> Eau	
<input type="checkbox"/> %H ₂ O max		<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	Taux d'absorption > 35%
<input checked="" type="checkbox"/> %O ₂ max	PSA Kinetic : <1,5 % ; PSA : < 0,3 %	<input type="checkbox"/> Amines	
<input checked="" type="checkbox"/> %N ₂ max	Selon spécifications injection : PSA Kinetic : <5,5% ; PSA : <1,2 %	<input type="checkbox"/> Réactifs	
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) : terpènes	Aucune influence sur le fonctionnement du process	<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Débit ou intervalle Bio-méthane pour l'épuration : 65 Nm ³ /h Autre(s) paramètre(s) : Epuration PSA sans membranes		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : Toute la chaîne de traitement Fréquence maintenance : Environ toutes les 2 000h (4x par an) ; Frais annuels : Environ 4% de l'investissement/an sur 15 ans ; Comprend fourniture de charbon actif et pièces d'usure
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement: Séchage et désulfuration	60 000	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 98% soit 8 585h/an
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration + Analyse du gaz	350 000	Garanties de performances (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression 250 bar	70 000	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : kg de bio-GNV Compensation des pertes d'exploitation : oui
<input checked="" type="checkbox"/> Stockage GNV ; Capacité : 500Nm ³	30 000	Renouvellement des pièces d'usure	
<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution ; Equipements : 1 pompe remplissage rapide, compteur, badgeur	35 000	Frais estimés	Inclus dans le contrat de maintenance
<input checked="" type="checkbox"/> Autres : Chaudière bas PCI	Selon auto-consommation	Autres frais :	
Compris dans l'estimation		<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication
<input checked="" type="checkbox"/> Automatismes/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1ères charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
			<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel

PROJETS de DEVELOPPEMENT et D'INNOVATION- COMMENTAIRES

Vente d'une étape supplémentaire de liquéfaction ;
Projet d'innovation : Reformage et épuration de Bio Hydrogène à 99,999% H₂ à partir du biogaz

EREIE

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane Epuration cryogénique

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	3, rue de la Croix Martre 91 120 Palaiseau	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive <input type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Contact	M. Denis CLODIC ; Président de EREIE 01 80 38 41 32 denis.clocid@ereie-sas.fr		<input type="checkbox"/> Représentation	<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie <input type="checkbox"/> Ensemblier
Site Web	www.ereie-sas.fr			

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation :

Non Oui

Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration :

Non Oui

Si oui, fabricant(s) : EREIE ; Procédé CRYOPUR

Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France:

Non Oui

Références de l'entreprise (Epuration : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation
BioGNVAL	Epuration/liquéfaction du biogaz ; STEP Valenton ($52 \text{ Nm}^3/\text{h}$) Prévu 2014

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques/Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Membranes		Compression 250 bar	Optionnelle
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité ($\text{Nm}^3/\text{unité}$)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input type="checkbox"/> Bouteilles	
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	Liquéfaction et stockage GNL (jusqu'à $25\,000 \text{ Nm}^3/\text{unité}$)
<input checked="" type="checkbox"/> Cryogénie	Epuration par Antisublimation / EREIE sas	<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Lavage à la soude / EREIE sas
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Déshydratation cryogénique jusqu'à -90°C / EREIE sas
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	Séparation des siloxanes et des COV par refroidissement cryogénique du biogaz jusqu'à -90°C / EREIE sas
<input checked="" type="checkbox"/> Torchère	Torchère biogaz et bio-méthane / Prodeval, Ecothane
<input type="checkbox"/> Chaudière	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	Compression pour injection bio-méthane réseau GRDF, ou bien pour la liquéfaction/ Bauer Compressor, Adicomp ...
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) : Liquéfaction du bio-méthane	Si l'injection dans le réseau est impossible, le bio-méthane est liquéfié, stocké puis transporté dans des cuves GNL pour l'injecter dans le réseau ou pour l'utiliser en tant que carburant GNL ou GNV à 250 bar

<input checked="" type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm^3)
<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	Cuve cryogénique isolée sous vide, 40 ft, $19\,500 \text{ Nm}^3$ ou 20 ft, $9\,000 \text{ Nm}^3$
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques / Fournisseur
Borne de remplissage	Station de distribution GNL (8 bar) ou GNV (250 bar) / Cryostar
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	Pompape du liquide puis évaporation à pression atmosphérique / Cryostar

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 65 Nm ³ /h de bio-méthane		Valorisation CH ₄ initial : 100 % Pureté bio-méthane : >98 %	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂	
<input checked="" type="checkbox"/> N ₂	Elimination possible en phase de liquéfaction (en jouant sur les équilibres pression/température) ; Pas de précisions communiquées sur ce process	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Valorisation CO ₂ : >99 % ; Pureté : >99,9 %CO ₂ ; Déjà liquéfié, sans étape supplémentaire
<input checked="" type="checkbox"/> O ₂		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage CO ₂	Volume : 10 200 Nm ³
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	100 % éliminés	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	1,15kWhth/Nm ³ bio-méthane produit Pour débit bio-méthane de 65 Nm ³ /h
<input type="checkbox"/> Siloxanes		Offgaz en sortie de process	
<input type="checkbox"/> Composés halogénés		<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input type="checkbox"/> Traitement	
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	0 % du CH ₄ initial
<input type="checkbox"/> %CH ₄ min		Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	3000 ppm	Electricité	0,96 kWhé/Nm ³ bio-méthane produit
<input type="checkbox"/> %CO ₂ max		<input type="checkbox"/> Eau	
<input type="checkbox"/> %H ₂ O max		<input type="checkbox"/> Charbon actif	
<input type="checkbox"/> %O ₂ max		<input type="checkbox"/> Amines	
<input type="checkbox"/> %N ₂ max		<input checked="" type="checkbox"/> Réactifs	0,008L soude caustique/Nm ³ Bio-méthane produit
<input type="checkbox"/> %NH ₃ max		<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé - Installation « type »		Contrat de maintenance	
Débit ou intervalle Bio-méthane pour l'épuration : 65 Nm ³ /h		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : Equipements mécaniques et instrumentation ; Fréquence maintenance : 1 fois/an Frais annuels : 30 000 €HT/an sur 15 ans
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement Préciser : Nécessaires à l'épuration cryogénique	Avec pré et post-traitements : 1 040 000 €	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 99,8 % soit 8742 h/an
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration : Unité de cryogénie et liquéfaction complète ; prix sortie usine + transport	Sans liquéfaction : 820 000 €	Garanties de performances (épuration)	
<input type="checkbox"/> Compression 250 bar		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : Taux d'extraction CH ₄ , disponibilité, qualité bio-méthane, consommation électrique Compensation des pertes d'exploitation : Oui
<input type="checkbox"/> Stockage GNV		Renouvellement des pièces d'usure	
<input type="checkbox"/> Station de distribution		Frais estimés	22 000 €HT/an calculé sur une base de 15 ans

Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
<input checked="" type="checkbox"/> Automatismes/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1ères charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel

CHAUMECA

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane Technologie de lavage à l'eau

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	3 avenue de Lassus BP 71114 59482 Haubourdin Cedex	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive
Contact	M. Christophe LEBRUN 03 20 18 05 32 clebrun@chaumeca.com		<input type="checkbox"/> Représentation	<input type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Site Web	www.chaumeca.com			<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie
				<input checked="" type="checkbox"/> Ensemblier
				<input type="checkbox"/> Mono-technologie
				<input checked="" type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant : CHAUMECA
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui

Références de l'entreprise (Epuraton : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Membranes		Compression 250 bar	
<input checked="" type="checkbox"/> Lavage à l'eau	CHAUMECA à partir de $60 \text{ Nm}^3/\text{h}$	<input type="checkbox"/> Stockage	Capacité ($\text{Nm}^3/\text{unité}$)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input type="checkbox"/> Bouteilles	
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA	Combiné au lavage (séchage final)	<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Colonne de charbons actifs (CHAUMECA)
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Sécheur frigorifique avec technologie échangeurs tubulaires (CHAUMECA)
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) pré/post-traitement(s)	Séchage par adsorption PSA(CHAUMECA)
<input type="checkbox"/> Torchère	
<input type="checkbox"/> Chaudière	
<input type="checkbox"/> Compression moyenne pression	
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	

<input type="checkbox"/> Transport sur route	Fournisseur / Capacité (Nm^3)
<input type="checkbox"/> Racks de bouteilles en container	
<input type="checkbox"/> Citerne cryogénique	

<input type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques / Fournisseur
Borne de remplissage	
<input type="checkbox"/> Rapide <input type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL et vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS : LAVAGE A L'EAU (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 60 Nm ³ /h de bio-méthane		Valorisation CH ₄ initial : > 98%	
Composés éliminés et proportions		Pureté du bio-méthane : jusqu'à 98%	
<input type="checkbox"/> N ₂	Non renseigné	Récupération du CO₂	
<input type="checkbox"/> O ₂		<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Entrée : 100% humidité relative. Sortie : point rosée jusqu'à -40°C sous pression	<input type="checkbox"/> Stockage CO ₂	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	Entrée : 5000 ppmv. Sortie : <10 ppmv	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes	Eliminés en prétraitements	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Quantité non renseignée
<input checked="" type="checkbox"/> Composés halogénés		Offgaz en sortie de process	
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : < 2 %
Composition du Biogaz : limites fonctionnement process		<input checked="" type="checkbox"/> Traitement	Type : biofiltre (option)
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	40 %	Pertes/émissions Non renseigné	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	5000 ppm	Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %CO ₂ max	60 %	Electricité	Compresseur : environ 0,15 kWhé/Nm ³ bio-méthane produit
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ O max	Point de rosée : saturé à 60°C	<input checked="" type="checkbox"/> Eau	Environ 0,5 L/Nm ³ Bio-méthane produit
<input type="checkbox"/> %O ₂ max		<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	Fonction de la teneur en H ₂ S
<input type="checkbox"/> %N ₂ max		<input type="checkbox"/> Amines	
<input type="checkbox"/> %NH ₃ max		<input type="checkbox"/> Réactifs	
		<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Intervalle Bio-méthane pour l'épuration : 60 à 80 Nm ³ /h		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : Filtre charbon
			Fréquence maintenance : 6 mois à un an
			Frais annuels : 2000 à 25000 €HT/an sur 10 ans selon H ₂ S
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement:	10 000	<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
Non précisé	à 40 000	Garanties de performances (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration, Equipements:	150 000	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : %CH ₄ , %H ₂ O
Non précisé	à 500 000		Compensation pertes d'exploitation : selon projet ; modalités
<input type="checkbox"/> Compression 250 bar		Renouvellement des pièces d'usure	
<input type="checkbox"/> Stockage GNV		Frais estimés	Non renseignés
<input type="checkbox"/> Station de distribution			
Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage (selon contexte du site)
<input checked="" type="checkbox"/> Automatisme/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1ères charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel

Greenlane Biogas

Epuration pour faibles débits : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de biométhane
Technologie de lavage à l'eau

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	GreenlaneBiogas Europe BV Energy Club Building H02Utrechtseweg 3106812 AR Arnhem Pays-Bas	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive
Contact	Sébastien Provent – Chef de Projet – Représentant ; 06 45 24 67 05 sebastien.provent@greenlanebiogas.com		<input type="checkbox"/> Représentation	<input type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Site Web	www.greenlanebiogas.com/fr			<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie
				<input type="checkbox"/> Ensemblier
				<input type="checkbox"/> Mono-technologie
				<input type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant(s) : GreenlaneBiogas
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui

Références de l'entreprise (Epuration : $\leq 80 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Membranes		Compression 250 bar	
<input checked="" type="checkbox"/> Lavage à l'eau	Greenlane Biogas	<input type="checkbox"/> Stockage Fixe	Capacité (Nm ³ /unité)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input type="checkbox"/> Bouteilles	
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Autres	

<input type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Désulfuration	
<input type="checkbox"/> Déshydratation	
<input type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	
<input type="checkbox"/> Torchère	
<input type="checkbox"/> Chaudière	
<input type="checkbox"/> Compression moyenne pression	
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	

<input type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	
<input type="checkbox"/> Rapide <input type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 80 Nm ³ /h de bio-méthane		Valorisation CH ₄ initial : 99 % Pureté bio-méthane : 98 %	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂	
<input type="checkbox"/> N ₂	Concentrés dans le bio-méthane	<input checked="" type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input type="checkbox"/> O ₂		<input type="checkbox"/> Stockage CO ₂	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Point de rosé <-80°C	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	Teneur < 5ppm	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	0,21kWhth/Nm ³ bio-méthane produit Pour un débit de 600 Nm ³ /h entrant (En option pour faible débit)
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes	99% d'abattement	Offgaz en sortie de process	
<input type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : 0,2 %
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input type="checkbox"/> Traitement	En option (non renseigné)
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	1 % du CH ₄ initial
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	45 %	Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	2500 ppm	Electricité	0,5kWhé/Nm ³ bio-méthane produit
<input checked="" type="checkbox"/> %CO ₂ max	55 %	<input checked="" type="checkbox"/> Eau	0,6 L/Nm ³ Bio-méthane produit
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ O max	10% H ₂ O	<input type="checkbox"/> Charbon actif	
<input checked="" type="checkbox"/> %O ₂ max	0,2 %	<input type="checkbox"/> Amines	
<input checked="" type="checkbox"/> %N ₂ max	0,3 %	<input type="checkbox"/> Réactifs	
<input checked="" type="checkbox"/> %NH ₃ max	10 000 ppm	<input type="checkbox"/> Chaleur	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Débit ou intervalle Bio-méthane considéré pour le chiffrage : 80 Nm³/h		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : épurateur Fréquence maintenance : 1 fois par an Frais annuels : 20 000 €HT/an sur 1 an
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement : PSA séchage final (2 colonnes)	650 000 €	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 97% soit 8500h/an
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration ; Equipements clé en main		Garanties de performances (épuration)	
<input type="checkbox"/> Compression 250 bar		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : Qualité et rendement épuratoire ; Compensation des pertes d'exploitation : selon projet
<input type="checkbox"/> Stockage GNV		Renouvellement des pièces d'usure	
<input type="checkbox"/> Station de distribution		Frais estimés	Inclus dans maintenance annuelle
<input checked="" type="checkbox"/> Autres : Installation et démarrage	150 000 €	Autres frais :	20000€ HT/an ; 410 m ³ d'eau/an électricité ; eau
Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
<input checked="" type="checkbox"/> Automatisme/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1ères charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel



KEMPRO Environnement

Epuration pour faibles débits : ≤ 80 Nm³/h de biométhane
Technologie de lavage à l'eau

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	19 Rue VEGA 44 470 CARQUEFOU	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive
Contact	Pierre DOUINEAU ; Gérant 02 40 52 69 65 – 09 53 85 58 74 info@kempro-environnement.eu			<input type="checkbox"/> Représentation
Site Web	www.kempro-environnement.eu		<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie	<input checked="" type="checkbox"/> Ensemblier
				<input type="checkbox"/> Mono-technologie
				<input checked="" type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Si oui, constructeur(s) : ESETA ; Non exclusif ; Kempro fournit des installations de micro-méthanisation
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant(s) : Kempro ; Brevet déposé
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France : Non Oui

Références de l'entreprise (Epuration : ≤ 80 Nm ³ /h de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation
Projet Digard	Calvados ; Méthanisation à la ferme ; Environ 5 Nm ³ /h

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Membranes		Compression 250 bar	Cirrus, etc...
<input checked="" type="checkbox"/> Lavage à l'eau	Kempro	<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité (Nm ³ /unité)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines	Hors cadre de l'étude	<input type="checkbox"/> Bouteilles	
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	Pour GNV
<input type="checkbox"/> PSA		<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	CO ₂ liquide
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Charbon actif imprégné
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Groupe froid
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	Charbon actif pour élimination AGV
<input checked="" type="checkbox"/> Torchère	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Chaudière	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	GHH
<input checked="" type="checkbox"/> Odorisation THT	Type GRDF

<input checked="" type="checkbox"/> Transport (stockage mobile)	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	Pour GNV
<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	Pour CO ₂ liquide
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	Non renseigné
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	
<input checked="" type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 5 Nm ³ /h de bio-méthane produit		Valorisation CH ₄ initial : 99,5 % Pureté bio-méthane : GNV : 95% ; Injection 97,5 %	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂	
<input type="checkbox"/> N ₂	Concentrés dans le bio-méthane	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Valorisation CO ₂ : 92 % ; Qualité alimentaire Etape supplémentaire en option
<input type="checkbox"/> O ₂		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage CO ₂	Volume : 20m ³ (CO ₂ liquide)
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	100% (pré-post/traitement)	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	100% (pré-traitement)	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	0,28kWhth/Nm ³ bio-méthane produit
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes	100% (prétraitement)	Offgaz en sortie de process	
<input type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Concentration en CH ₄ : Sans valorisation CO ₂ : 0,5% ; Avec valorisation CO ₂ : 10 % (récupérés)
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input checked="" type="checkbox"/> Traitement	Type : Récupération du CH ₄ (option) OU récupération CO ₂ et CH ₄ (option)
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	Sans récupération CH ₄ : 0,5% CH ₄ initial ; Avec récupération CH ₄ : 0,2% CH ₄ initial ; Avec récupération CO ₂ /CH ₄ : 0,01 % du CH ₄ initial
<input type="checkbox"/> %CH ₄ min		Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	Selon renouvellement charbon ; 2000 ppm	Electricité	Traitement principal / avec traitement offgaz / avec récup CO ₂ : 0,4 / 0,5 / 0,68 kWhé/Nm ³ bio-méthane produit
<input type="checkbox"/> %CO ₂ max		<input checked="" type="checkbox"/> Eau	3 L/Nm ³ Bio-méthane produit
<input type="checkbox"/> %H ₂ O max		<input checked="" type="checkbox"/> Charbon actif	Selon qualité du biogaz
<input checked="" type="checkbox"/> %O ₂ max	1 %	<input type="checkbox"/> Amines	
<input checked="" type="checkbox"/> %N ₂ max	1,5 %	<input checked="" type="checkbox"/> Réactifs	Cas particulier : si impossibilité de rejeter les eaux usées à l'égout : ajustement pH par ajout de soude et oxydation (ajout de H ₂ O ₂) ; Faibles quantités

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Intervalle de débit Bio-méthane pour le chiffreage : 10 à 80 Nm³/h		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : Tout le matériel Fréquence maintenance : tous les 6 mois ; Suivi à distance ; Possibilité : contrôle à distance Frais annuels : Environ 3% de l'investissement
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement : booster-filtres + charbon-déshydrateur	11 000 à 25 000	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 98 % soit 8 590 h/an
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration avec : compression ; tour de lavage ; dégazage ; pompe à vide ; pompe ; déshydrateur	85 000 à 160 000	Garanties de performances (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression 250 bar	40 000 à 70 000	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres: Débit ; Qualité (CO ₂ et bio-méthane) ; Compensation des pertes d'exploitation : Non
<input checked="" type="checkbox"/> Stockage GNV Capacité : 480Nm ³	15 000	Renouvellement des pièces d'usure	
<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution ; Equipements : pour 2 véhicules ; remplissage 12h	25 000	Frais estimés	Compris dans le contrat d'entretien
<input checked="" type="checkbox"/> Option : récupération du CH ₄ dans le gaz pauvre	22 000 à 40 000		
<input checked="" type="checkbox"/> Option : récupération CO ₂ et CH ₄ du gaz pauvre	85 000 à 145 000		

Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
<input checked="" type="checkbox"/> Automatismes/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1 ^{ères} charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel
Caractéristiques, précisions			
Fourniture de la documentation technique nécessaire			

HERA France

Epuration pour faibles débits : ≤ 80 Nm³/h de biométhane
Technologie de lavage aux amines

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	5 Rue du Molinas Zam Las Molinas 66330 Cabestany	<input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non Affiliée à: HERA Holding	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive <input type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Contact	Carolina GUZMAN ; Responsable commerciale 06 48 58 84 58 carolina.guzman@heraholding.com			<input type="checkbox"/> Représentation
Site Web	www.heracleantech.com			

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Si oui, fabricant(s) : HERA Holding
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui

Références de l'entreprise (Epuration : ≤ 80 Nm ³ /h de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation
Centre de Traitement de Déchets CollCardús (Vacarisses, Barcelone)	Traitement de 60-100 Nm ³ /h de biogaz de décharge par lavage aux amines pour la production de bio-méthane carburant
Ferme San Ramon (Requena, Espagne)	Traitement de 60-100 Nm ³ /h de biogaz issu de la méthanisation de déchets agricoles pour la production de bio-méthane carburant

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input checked="" type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques/Fournisseur
<input type="checkbox"/> Membranes		Compression 250 bar	
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité (Nm ³ /unité)
<input checked="" type="checkbox"/> Lavage aux amines	HERA Holding	<input type="checkbox"/> Bouteilles	
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Autres	

<input checked="" type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input checked="" type="checkbox"/> Désulfuration	Charbon actif
<input checked="" type="checkbox"/> Déshydratation	Séchage sur groupe froid
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) Pré/post-traitement(s)	Non renseignés
<input type="checkbox"/> Torchère	
<input checked="" type="checkbox"/> Chaudière	En option
<input type="checkbox"/> Compression moyenne pression	
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) : Elimination des siloxanes	Charbon actif / Adsorption thermique régénérative

<input type="checkbox"/> Transport / stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	
<input type="checkbox"/> Rapide <input type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES TECHNIQUES PROCESS (pour un biogaz à 60%CH₄)

Débit(s) d'épuration		Bio-méthane obtenu	
A partir de 30 Nm ³ /h de bio-méthane produit		Valorisation CH ₄ initial : 100 % Pureté bio-méthane : 95-99 % selon usage final	
Composés éliminés et proportions		Récupération du CO₂	
<input type="checkbox"/> N ₂		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Stockage gaz ou étape supplémentaire (liquéfaction) Valorisation CO ₂ : 100 % ; Pureté : 85 à 99.99 %CO ₂
<input type="checkbox"/> O ₂		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage CO ₂	Selon projet
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ O	Éliminé en prétraitement	Récupération d'énergie thermique sur le process	
<input checked="" type="checkbox"/> H ₂ S	<3 mg/Nm ³	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Non communiquée
<input checked="" type="checkbox"/> Siloxanes	< 5 mg/Nm ³	Offgaz en sortie de process	
<input type="checkbox"/> Composés halogénés		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Sans CH ₄ dans le offgaz
Composition du Biogaz : limites de fonctionnement process		Pertes/émissions	
<input checked="" type="checkbox"/> %CH ₄ min	30 %	0 % du CH ₄ initial	
<input checked="" type="checkbox"/> %H ₂ S max	5000 ppm	Bilan des consommables	
<input checked="" type="checkbox"/> %CO ₂ max	70 %	Electricité	0,22kWhél/Nm ³ bio-méthane produit
<input type="checkbox"/> %H ₂ O max		<input type="checkbox"/> Eau	
<input type="checkbox"/> %O ₂ max		<input type="checkbox"/> Charbon actif	
<input type="checkbox"/> %N ₂ max		<input checked="" type="checkbox"/> Amines	45 à 90 kg/an de MEA (selon qualité du biogaz) Solution extraite : reprise par le fournisseur MEA pur ≈ 2 000 €/tonne (coût négligeable)
<input type="checkbox"/> %NH ₃ max		<input type="checkbox"/> Réactifs	
		<input checked="" type="checkbox"/> Chaleur	1,8kWhth/Nm ³ Bio-méthane produit (pour 60 Nm ³ /h) Soit 0,18 Nm ³ CH ₄ /Nm ³ bio-méthane épuré (hors autoconsommation)

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Débit ou intervalle Bio-méthane pour l'épuration : 30 à 80 Nm³/h		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	
		Matériel concerné : équipements compris dans la limite de fourniture ; Fréquence maintenance : 2 fois par an à 4000 et 8000 heures Frais annuels : 18 000 € (maintenance préventive)	
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Pré/Post-traitement : Séchage biogaz ; option : désulfuration	751 000	<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Minimum garanti : 96 % soit 8409 h/an
<input checked="" type="checkbox"/> Epuration + Equipements connexes nécessaires		Garanties de performances (épuration)	
<input type="checkbox"/> Compression 250 bar		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Paramètres pris en compte : performance de l'ensemble de la technologie Compensation des pertes d'exploitation : dépend de chaque cas d'étude
<input type="checkbox"/> Stockage GNV		Renouvellement des pièces d'usure	
<input type="checkbox"/> Station de distribution		Frais estimés	8 600 €HT/an calculés sur une base de 10 ans
<input checked="" type="checkbox"/> Autres : option chaudière	46 000	Autres	Coût de la solution d'amines

Compris dans l'estimation	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
<input checked="" type="checkbox"/> Automatismes/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> 1 ^{ères} charges de réactifs	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel
Caractéristiques, précisions			
Option : + 60 000 € pour prétraitement additionnel à 300 ppm de H ₂ S			

PROJETS de DEVELOPPEMENT et D'INNOVATION- COMMENTAIRES

Obtention d'un bio-méthane de qualité Gaz Naturel, pour divers usages et applications, comme :

- Bio-méthane pour injection (Projet HERA avec la compagnie GAS NATURAL ESPAGNE)
- Bio-méthane véhicule (GNV, Projets HERA à Barcelone, Valence et Murcia) pour usage dans le transport.
- Bio-méthane pour la production d'hydrogène (Projet HERA, réalisé pour Tryfil).

Projet Tryfil : transformation du bio-méthane en hydrogène et stockage de l'énergie.

Visite possible de l'installation de Valence : 100 Nm³/h de biogaz brut en entrée

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	22 Rue des Joncs 77950 Montereau sur le Jard	<input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non Affiliée à:BAUER COMP Holding GmbH SollnerStr. 43b 81479 Munich, Allemagne	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation <input type="checkbox"/> Représentation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive <input type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie <input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie <input type="checkbox"/> Ensemblier <input type="checkbox"/> Mono-technologie <input type="checkbox"/> Multi-technologies
Contact	M. Jean-Yves LABBEZ ; 01 60 63 65 34 jylabbez@bauer-compresseurs.com			
Site Web	http://www.baugroup.com/fr			

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques/Fournisseur
<input type="checkbox"/> Membranes		Compression 250 bar	Jusqu'à 300 bar
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	80 l
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	Par lots de bouteilles 80 l
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input checked="" type="checkbox"/> Containers	Container béton pour rack

<input type="checkbox"/> Equipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Désulfuration	
<input type="checkbox"/> Déshydratation	
<input type="checkbox"/> Torchère	
<input type="checkbox"/> Chaudière	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	Gamme compresseurs à vis 6 à 15/16 bar
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	

<input checked="" type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	Toute capacité
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	Divers fournisseurs
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	
<input type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé - Installation « type »		Contrat de maintenance	
Station de distribution GNV		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Non renseigné
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input type="checkbox"/> Pré/Post-traitement		<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input type="checkbox"/> Epuration		Garanties de performances (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression 250 bar 44 m ³ /h ; 300 bar	32 000	<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input checked="" type="checkbox"/> Stockage GNV ; Capacité : 1 600 litres (20 bouteilles) = 540 Nm ³	34 000	Renouvellement des pièces d'usure	
<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution ; Equipements : 1 borne de distribution	19 500	Frais estimés	Non renseigné
Compris dans l'estimation Station GNV		<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication
		<input checked="" type="checkbox"/> Automatisme/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
		<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel

CIRRUS Compresseurs

Compresseurs et Stations bio-GNV



Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	Zone Espace Leaders ; BP 24 181 Rue des Champs de la Pierre 74 540 Alby-Sur-Cheran	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non Affiliée à :	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive <input type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Contact	Jean-François GUITARD Responsable commercial 04 50 68 20 02 j.f.guitard@wanadoo.fr			<input type="checkbox"/> Représentation
Site Web	www.cirrus-compresseurs.fr/			

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Partenariats pour l'épuration du biogaz (VerdeMobil, Air Liquide, Arol, autres...) : Non Oui
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France : Non Oui

Références de l'entreprise (Épuration : ≤ 80 Nm ³ /h de bio-méthane)	Caractéristiques de l'installation
TRIFYL (81)	Épuration Verdemobil PSA ; Station GNV 40 Nm ³ /h ; Stockage 4000l ; Borne de distribution à comptage et gestionnaire carburant (privative)

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input type="checkbox"/> Épuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Membranes		Compression 250 bar	Cirrus; 200 à 350 bar; 14 à 230 Nm ³ /h
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage	Capacité (Nm³/unité)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	4 à 8 bouteilles 80l/unité (330 bar)
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	Standard 20 x80l sur châssis
<input type="checkbox"/> PSA		<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	Tubes soudés enterrés 100bar, partenaire italien
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input checked="" type="checkbox"/> Containers	Sur demande, bouteilles acier 80l, 330 bar
<input type="checkbox"/> Autre(s) :		<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) :	Module béton pour stockage des bouteilles ; tableau de commande transfert GNV

<input checked="" type="checkbox"/> Équipements connexes	Caractéristiques / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Désulfuration	
<input type="checkbox"/> Déshydratation	
<input type="checkbox"/> Torchère	
<input type="checkbox"/> Chaudière	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression moyenne pression	20 à 100 Nm ³ /h ; 30 à 50 bar, nouvelle gamme en préparation
<input type="checkbox"/> Odorisation THT	

<input checked="" type="checkbox"/> Transport	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	Partenariat avec un fournisseur de remorques
<input checked="" type="checkbox"/> Cuves	Partenariat fournisseur Italien 70 bar
<input checked="" type="checkbox"/> Containers	Sur demande
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) :	Tableau de commande transfert GNV + booster hydraulique pour vider les stockages (partenaire italien)

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	Systèmes d'affichage quantité/prix
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	Remplissage en place ou haut débit; Privatives et homologuées; Vente au public
<input checked="" type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	Partenariat Tokheim
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	Compresseurs à bio-méthane gaz pour récupération du boilloff

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé - Installation « type »	
Station de distribution GNV (pour 1 site de production et 1 site production/ distribution, chacun 60 Nm³/h ; VL type Fiat Punto)	
Etape	Budget (HT)
<input type="checkbox"/> Pré/Post-traitement	
<input type="checkbox"/> Epuration	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression 250 bar (selon pression en sortie d'épuration)	55 000 à 65 000 €
<input checked="" type="checkbox"/> Stockage GNV ; Capacité : 20 bouteilles 80 l fixes 330 bar = 540Nm ³	18 000 €
<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution ; Equipements: Distributeur borne privative + gestionnaire OU borne homologuée	16 000 ou 25 000 €
<input checked="" type="checkbox"/> Autres : Stockage mobile 60 bouteilles = 1620 Nm ³	60 000 €

Contrat de maintenance	
<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : Station de distribution Fréquence : toutes les 3000 ou 4000 h Frais annuels :selon projet
Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
Garanties de performances (épuration)	
<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
Renouvellement des pièces d'usure	
Frais estimés	1,5 à 2,5 € tous les 100 Nm ³ compressés (hors main d'œuvre)
Autres frais :	

Compris dans l'estimation Station GNV	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
	<input checked="" type="checkbox"/> Automatisation/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel
Caractéristiques, précisions			
Montage : possibilité d'intégration en module béton			

LUXFER - DYNETEK Europe

Stockage et transport de bio-GNV

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	Rue de L'Industrie, BP 7 63360 Gerzat	<input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non Affiliée à: LuxferGasCylindersPrivate Road 2, Colwick Industrial Estate, Nottingham NG4 2BH, Royaume-Uni	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input checked="" type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive
Contact	Didier RICHARD European Sales Manager 01 64 44 01 00 didier.richard@luxfer.net			<input type="checkbox"/> Représentation
Site Web	www.luxfercylinders.com		<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie	
				<input type="checkbox"/> Mono-technologie
				<input type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) d'épuration : Non Oui
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques/Fournisseur	<input type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques / Fournisseur
<input type="checkbox"/> Membranes		Compression 250 bar	
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage Fixe	Capacité (Nm ³ /unité)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	Selon projet
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Autres :	

<input checked="" type="checkbox"/> Transport	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	2 350 à 13 500 Nm ³ de bio-GNV à 250 bar (selon nombre de bouteilles ; densité du gaz 0,68 en bio méthane et jusqu'à 0,83 selon provenance du gaz)
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input checked="" type="checkbox"/> Containers	Container pour transport rack de bouteilles ; Type Roll-on/Roll-off 20', containers ISO 10, 20 et 40')
<input checked="" type="checkbox"/> Autre(s) :	Remorques dédiées au transport de gaz

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Transport du GNV ; Stockage mobile		<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input type="checkbox"/> Pré/Post-traitement		<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input type="checkbox"/> Epuration		Garanties de performances (épuration)	
<input type="checkbox"/> Compression 250 bar		<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input type="checkbox"/> Stockage GNV		Renouvellement des pièces d'usure	
<input type="checkbox"/> Station de distribution		Frais estimés	1200 €HT/an calculés sur une base de 15 années y compris la réépreuve des bouteilles à 10 années
<input checked="" type="checkbox"/> Autres : Transport GNV (container pour rack de bouteilles) ; Capacité 5 225 Nm ³	220 000 €	Autres frais :	

Compris dans l'estimation	Caractéristiques, précisions
<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	Assuré par nos soins – Matériel ADR (agrée transport de marchandise dangereuse)
<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	Assuré par nos soins
<input checked="" type="checkbox"/> Montage	Assuré par nos soins sous contrôle d'Apragaz pour la validation ADR
<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	Avec organisme notifié sur site client ; Compris dans le prix
<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel	Assurée lors de la mise en service

WH2 – Technologie BRC Fuel Maker

Compresseurs et Stations bio-GNV

Entreprise		Maison-mère	Présence France	Type d'activité
Adresse	2, rue Président Carnot 69 293 Lyon CEDEX	<input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non	<input checked="" type="checkbox"/> Implantation	<input type="checkbox"/> Fabricant d'une technologie exclusive
Contact	Maxime PORTAFAIX Chargé d'affaires 04 78 62 21 28 maxime.portafaix@wh2.fr		<input type="checkbox"/> Représentation	<input type="checkbox"/> Fabricant process à partir d'une technologie
Site Web	www.wh2.fr			<input checked="" type="checkbox"/> Installateur de sa technologie
				<input type="checkbox"/> Ensemblier
				<input type="checkbox"/> Mono-technologie
				<input type="checkbox"/> Multi-technologies

Vente exclusive à un (ou plusieurs) constructeur(s) de méthanisation : Non Oui
 Vente en France d'une (ou plusieurs) technologie(s) de station GNV : Non Oui
 Si oui, fabricant(s) : BRC Fuel Maker, Cubogaz
 Contrat d'exclusivité de vente sur cette/ces technologie(s) en France: Non Oui

FILIERE BIOMETHANE : ETAPES COUVERTES et TECHNOLOGIE

<input type="checkbox"/> Epuration	Caractéristiques / Fournisseur	<input checked="" type="checkbox"/> Compression GNV	Caractéristiques/Fournisseur
<input type="checkbox"/> Membranes		Compression 250 bar	BRC Fuel Maker
<input type="checkbox"/> Lavage à l'eau		<input checked="" type="checkbox"/> Stockage fixe	Capacité (Nm ³ /unité)
<input type="checkbox"/> Lavage aux amines		<input checked="" type="checkbox"/> Bouteilles	80 L /unité
<input type="checkbox"/> Lavage organique		<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	4, 8, 12, 15, 18, 24 bouteilles
<input type="checkbox"/> PSA		<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Cryogénie		<input type="checkbox"/> Autres :	

<input checked="" type="checkbox"/> Transport/stockage mobile	Fournisseur / Capacité (Nm ³)
<input checked="" type="checkbox"/> Racks bouteilles	BRC / Etude spécifique sur demande ; Stockage mobile 207 bar 2x80 l CARGAS
<input type="checkbox"/> Cuves	
<input type="checkbox"/> Containers	

<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution	Caractéristiques/Fournisseur
Borne de remplissage	BRC ; STAUBLI
<input checked="" type="checkbox"/> Rapide <input checked="" type="checkbox"/> Lente	
<input checked="" type="checkbox"/> Gestionnaire de flotte	
<input type="checkbox"/> Compression GNL pour vaporisation	

DONNEES ECONOMIQUES et COMMERCIALES (en prix budget, estimations)

Budget estimé : Installation « type »		Contrat de maintenance	
Remplissage GNV : 2véhicules d'affilée ; 4véhicules/jour		<input type="checkbox"/> Non <input checked="" type="checkbox"/> Oui	Matériel concerné : Ensemble de la fourniture Fréquence maintenance : contrôle technique annuel ; remplacement pièces d'usure à 4 000 h Frais annuels : 3 600 €HT/an sur 7 ans
Etape	Budget (€HT)	Taux de disponibilité garanti (épuration)	
<input type="checkbox"/> Pré/Post-traitement		<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input type="checkbox"/> Epuration		Garanties de performances (épuration)	
<input checked="" type="checkbox"/> Compression 250 bar	Total 40 000 €	<input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Oui	
<input checked="" type="checkbox"/> Stockage GNV ; Capacité : 8 x 80 l = 216Nm ³ à 300 bar		Renouvellement des pièces d'usure	
<input checked="" type="checkbox"/> Station de distribution : 1 pompe remplissage rapide		Frais estimés	370 €HT/an calculés sur une base de 400h/an

Compris dans l'estimation Station GNV	<input checked="" type="checkbox"/> Etudes/conception	<input checked="" type="checkbox"/> Fabrication	<input checked="" type="checkbox"/> Montage
	<input checked="" type="checkbox"/> Automatisation/électricité	<input checked="" type="checkbox"/> Mise en service	<input checked="" type="checkbox"/> Formation personnel

Ce travail a été réalisé dans le cadre du projet « Biomethane Regions » co-financé par la Commission européenne, la Région Rhône-Alpes, la Région Bretagne, l'ADEME, la Région Pays de la Loire.



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

Rhône-Alpes Région



Région
PAYS DE LA LOIRE

Contacts :

Rhône-Alpes : RAEE - Valérie BORRONI – valerie.borroni@raee.org – Tél. : 04 72 56 33 55

Bretagne : AILE – Armelle DAMIANO - armelle.damiano@aile.asso.fr - Tél. : 02 99 54 63 23

Pays de la Loire : AILE – Simone HRUSCHKA - simone.hruschka@aile.asso.fr - Tél. : 02 40 16 36 22

Décembre 2014