

NOTES PRISES LORS DE LA TÉLÉCONFÉRENCE SUR LA MÉTHANISATION DU 15 AVRIL
ORGANISÉE PAR INTERMINES LANGUEDOC-ROUSSILLON (IMLR)
AVEC LE SOUTIEN DU CLUB MINES ÉNERGIE

Jean-Michel Marino, Président de IM Languedoc-Roussillon présente l'intervenant, Nicolas Costes. Il est MSPE de Paris (2015), ingénieur à GRDF et membre du bureau de IM-LR.

La méthanisation Qu'est-ce que c'est ?

La méthanisation est la décomposition anaérobie de matières organiques à 37°C. Les intrants méthanisables (matière organique fermentescible) sont des déchets qui peuvent être issus de l'activité agricole, industrielle ou encore de la collectivité. Ils sont produits de façon plus ou moins irrégulière et sont stockés sur le site de méthanisation en attendant d'être digérés dans l'unité. Les intrants peuvent subir plusieurs formes de prétraitement avant d'être intégrés au digesteur (broyage, déconditionnement, mélange, hygiénisation (chauffe à 70°C dans le cas de matière animale par exemple).

Il existe plusieurs technologies de digesteurs qui peuvent fonctionner de manière continue ou discontinue, la plus utilisée étant la technologie « infiniment mélangé par voie liquide en continu ». En sortie du digesteur, on récupère deux produits le digestat, résidu solide sous forme de boue et le biogaz. Le digestat est trop humide pour fournir un combustible économique. Il est utilisé en épandage sur des terres agricoles. Le biogaz est utilisé comme combustible en cogénération ou en injection après avoir été épuré.

A ce jour, il y a près d'un millier de méthaniseurs en France, la majorité permettent de fournir chaleur et électricité par la combustion du biogaz. Depuis 2010 il est autorisé d'injecter le biogaz épuré dans les réseaux de distribution et de transport. Aujourd'hui plus de 200 sites injectent le biogaz épuré, plus communément appelé biométhane, dans les réseaux.

Typiquement le biogaz comporte environ 60% de CH₄, 35% de CO₂ et 5% de H₂S, N₂, H₂O... Pour pouvoir être injecté dans le réseau gaz, il doit être épuré afin d'atteindre des proportions de CH₄ de l'ordre de 98%.

La déshydratation se fait dans la plupart des cas par condensation via un groupe froid et la désulfuration est effectuée par des charbons actifs.

La décarbonation est plus complexe, il existe plusieurs procédés :

- . Pressure swing absorption (PSA), avec rejet de CH₄ qui peut être utilisé dans une chaudière gaz pauvre pour la chauffe du digesteur ou le process,
- . Membranes, qui est le plus fréquent et est le plus aisément modulable en fonction de l'évolution de l'exploitation,
- . Absorption à l'eau ou aux amines,
- . Distillation cryogénique utilisé dans le cas des gaz de décharges.

Parfois est installé un post-digesteur, qui permet de stocker une partie du digestat et de récupérer le biogaz résiduel.

Le digestat est récupéré sous forme solide, il fait l'objet de contrôles très poussés, un digestat pollué, par exemple par des métaux lourds, doit être incinéré ou stocker en décharge. Le « business model » des unités de méthanisation ne serait pas viable avec un digestat non conforme pour être épandu.

Celui-ci est une manne financière et écologique non négligeable car il permet de se substituer aux engrais chimiques. De plus, il est assimilable rapidement par les végétaux.

Les décharges ou ISDND (Installation Stockage de Déchet Non Dangereux) qui permettent de traiter notamment les déchets ménagers peuvent également fournir du biogaz. Une fois remplis, les casiers (sorte de grande poche étanche contenant les déchets) sont refermés par une membrane géotextile et recouverts de terre. On vient alors y récupérer le biogaz produit par la décomposition de la matière organique à l'aide de puisard. Le biogaz peut ensuite être épuré et injecté dans le réseau. La production d'un casier décroît avec le temps car il n'est pas réalimenté en matière organique.

Les usines de traitement des eaux usées (STEU ou STEP) sont souvent équipées de digesteurs afin de réduire la masse des boues qui seront ensuite épandues ou incinérées. Le biogaz quant à lui peut également être épuré et injecté dans les réseaux. Plusieurs villes ou métropole ont déjà fait ce choix-là, on peut citer Perpignan, Albi, Toulouse, Lyon, Marseille, Strasbourg...

Les agriculteurs ont le droit de planter des cultures énergétiques entre deux cultures principales, c'est ce que l'on appelle des CIVE (Culture Intermédiaire à Vocation Énergétique) qui peuvent être récoltées et ensilées avant d'être utilisées dans le digesteur tout au long de l'année. Ces cultures apportent un couvert en permanence sur les sols agricoles ce qui permet d'éviter l'érosion et le lessivage des terres. Les cultures purement énergétiques sont interdites en France.

Lors de la définition d'un projet de méthanisation l'approvisionnement en intrants et les débouchés du digestat doivent être contractualisés.

L'achat du biométhane est contractualisé sur 15 ans avec un fournisseur d'énergie, aujourd'hui l'offre est inférieure à la demande.

En ce qui concerne le raccordement au réseau, depuis 2018, la réglementation autorise GRDF à prendre en charge 40% de son coût, ce qui contribue à l'émergence de la filière « méthanisation injection ».

Questions et réponses

Q : Quel pays est à l'origine des techniques de biogaz ?

R : Le pays précurseur en Europe est la Suède mais l'Allemagne avec plus de 250 unités d'injection dans le réseau de gaz est le premier producteur Européen. La France rattrape son retard et dispose maintenant de 200 unités.

Q : À partir de quel volume de production est-il intéressant de construire une installation ?

R : Tout dépend de l'éloignement du réseau gaz et la Cmax du projet (Quantité Max de production). C'est très aléatoire d'un projet à un autre. Pour un site à proximité du réseau le seuil bas est d'environ $40(n)m^3/h$ pour que le projet soit rentable (Ex pour une station d'épuration d'environ 70 000 eq Hab.)

Q : Y-a-t-il un risque d'explosion ?

R : Non. Il n'y a qu'une surpression de 15 millibars et le digesteur ne contient pas de mélange explosif (sans oxygène).

Q : Peut-il y avoir un méthaniseur dans une exploitation agricole ?

R : Oui, la majorité des sites de méthanisation en injection sont des sites agricoles. Et oui une partie du biogaz peut être utilisé pour le process, c'est d'ailleurs obligatoire pour chauffer le digesteur car les énergies fossiles sont interdites.

Q : Quelle est l'acceptabilité locale d'un méthaniseur ?

R : Les sites de méthanisation sont souvent mal compris des riverains, du fait de l'amalgame entre la pollution, l'utilisation de cultures dédiées, l'odeur... Les sites agricoles ne sont pas plus odorants qu'une exploitation classique et les sites industriels ont des systèmes de traitement de l'air pour éviter les nuisances olfactives. Les cultures dédiées sont interdites et concernant la pollution il n'y a pas de rejet vers le milieu naturel si ce n'est le digestat qui fait l'objet de contrôle renforcé. Il faut savoir qu'aujourd'hui la majorité des stations d'épuration épandent leurs boues. L'emplacement du site est aussi stratégique dans l'acceptabilité locale car le transport des intrants et digestats peut être important et génère du trafic routier, d'où l'importance de positionner son installation à proximité des gisements de déchet.

Q : Quel est le coût complet du biogaz ?

R : Le coût du gaz renouvelable reste élevé, environ 3 fois plus cher que le gaz naturel classique, cependant les mécanismes d'aides aux énergies renouvelables financés via les taxes sur les énergies carbonées permettent de compenser ce surcoût et permettent aux fournisseurs d'énergie de proposer des tarifs grand public abordables. Aujourd'hui l'offre est inférieure à la demande, le gaz étant principalement utilisé en tant que Gaz Véhicule car exonéré de TICPP. (Attention GRDF n'achète pas de gaz).

Q : Sait-on dès la conception quelle quantité de gaz sera produite en fonction de l'intrant ?

R : Oui, des abaques fournissent ces informations. Mais cela reste la théorie, des analyses complémentaires en laboratoire permettent d'avoir des données plus fiables.

Q : Quelle est la part du biométhane dans la consommation de gaz en France ? Sera-t-elle de 100 % en 2050 ?

R : Sur un total de 450 TWh, le biométhane en représente 3,6. En 2030 l'objectif de la PPE de 10% sera dépassé car le nombre d'installations double chaque année. L'objectif de 2050 est ambitieux mais d'ici là d'autres technologies permettront de produire du gaz renouvelable comme la pyrogazéification et le power to gaz. La pyrogazéification consiste à chauffer les matières organiques solides ou des CSR (combustible solide de récupération) à des températures comprises entre 800 et 1 200°C pour obtenir du gaz de synthèse et du goudron (démonstrateur projet GAIA). Le power to gaz quant à lui utilise le procédé d'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène à partir d'électricité dite fatale produite par les intermittents électriques (éolien et photovoltaïque) (Démonstrateur Projet JUPITER 1000). L'hydrogène produit par la réaction pourra par la suite être

combiné au CO₂ afin d'obtenir du CH₄ par méthanation. La consommation de gaz en 2050 sera également réduite de par l'amélioration de l'isolation des bâtiments et de la performance énergétique des systèmes de chauffage et procédés.

Q : Les marcs de raisin peuvent-ils être intégrés aux méthaniseur ?

Oui cependant, l'exutoire des marcs de raisin dans la région est déjà bien en place car utilisé dans les distilleries pour produire de l'alcool. De plus le transport de marc de raisin vers les distilleries, (parfois lointaines), est subventionné ce qui rend encore cette filière attractive. Les résidus issus de la distillerie quant à eux, ont des propriétés méthanogènes moins intéressantes.

Q : Les digestats peuvent-ils être pyrogazéifiés ?

R : Leur humidité rend cette opération sans intérêt au niveau rendement énergétique.

Q : Les algues vertes pourraient-elles alimenter des méthaniseurs ?

R : Cela a été étudié. Sel et sable demanderaient de coûteux traitements préalables.

Q : Comment concilier production continue d'un méthaniseur et fluctuation de la demande ? Comment stocker le biométhane ?

R : Il faut pouvoir constamment injecter le gaz produit dans le réseau, les producteurs peuvent moduler leur production en été mais cela reste faible, le réseau fait aussi office de stockage tampon mais a ses limites. Sur certaines zones où la production est largement supérieure à la consommation en été, des rebours (compresseurs) ont été construits afin de faire remonter le gaz sur les réseaux de transport régionaux et nationaux. A terme on pourra remonter le gaz jusque dans les stockages souterrains.

Q : Peut-on produire de l'hydrogène à partir de biométhane ?

R : C'est techniquement possible mais ni économiquement ni écologiquement vertueux en raison de la consommation énergétique nécessaire à sa production.

Q : Quel est le ratio énergie produite / énergie consommée

R : C'est très variable en fonction des projets, si beaucoup de transport par exemple, ou chauffe importante du méthaniseur en zone froide.

Q : Les méthaniseurs ont-ils des faiblesses techniques ou inconvénients particuliers ?

R : Oui. Citons :

- . L'encrassage des mélangeurs,

- . Le risque d'introduction de O₂ qui perturbe la fermentation,
- . Le besoin de chauffer les intrants à 37° C en hiver.

Cependant la technologie reste très simple et très fiable.

Q : Quel est le délai entre début de l'étude de faisabilité et mise en service ?

R : 4 ans pour un petit projet, temps réduit à 2 pour les décharges qui sont déjà ICPE. Pour un grand projet il n'y a pas de délai typique d'autant plus que les recours des opposants peuvent beaucoup l'allonger.

Q : A-t-on bénéficié de l'expérience allemande ?

R : Oui la France s'est beaucoup inspirée du retour d'expérience de l'Allemagne. Les premières installations ont été construites par des entreprises allemandes.

Q : La biométhanisation crée-t-elle des emplois ?

R : C'est une industrie dynamique. Les constructeurs offrent de nombreux emplois, surtout d'électromécaniciens et d'automaticiens. En exploitation un méthaniseur emploie une ou deux personnes en permanence, sans compter les emplois induits, notamment dans le transport et l'épandage.

Q : Pourquoi y a-t-il une concentration de méthaniseurs à l'est de Paris ?

R : Elle est justifiée par l'importance des sites agricoles (notamment céréalières).

Q : Quel est le rôle de GRDF ?

R : GRDF examine la faisabilité de l'injection dans le réseau. Il réalise le raccordement du site et exploite le poste d'injection qui permet de compter, mettre à la pression du réseau, contrôler la qualité du gaz injecté et odoriser le gaz pour des raisons de sécurité. GRDF est aussi un acteur de conseil auprès des porteurs de projet.

Texte rédigé par Joël Henri, secrétaire général du club Mines Energie, sur la base de ses notes, révisé par Nicolas Costes conférencier et à peine lissé par Anne Coudrain, organisatrice de l'événement pour IM-LR