

# Veille technologique sur les filières gaz verts #5

Octobre 2024



Publication en  
collaboration avec



# Clés de lecture

## Thématiques étudiées

### Procédés de production

 Méthanisation

 Pyrogazéification

 Gazéification hydrothermale

 Méthanation catalytique

 Méthanation biologique

 Hydrogène

 Procédés émergents

### Amont & aval

 Stockage

 Traitement gaz et injection

 Valorisation du CO<sub>2</sub>

 Valorisation co-produits

## Typologies des sujets abordés

 Recherche

Publications portant sur de nouvelles observations scientifiques susceptibles d'aboutir au développement d'innovations technologiques sur la production de gaz verts.

 Innovation

Publications scientifiques / brevets portant sur le développement de nouvelles technologies.

 Projet marquant

Focus sur des projets susceptibles de marquer une étape clef dans le développement des filières gaz verts.

 Analyse technico-économique

Publications d'analyses économiques de technologies et d'analyses de développement de marché d'une filière gaz verts.

 Politiques de soutien

Décryptage de mesures politiques susceptibles de lever des obstacles pour le développement de certaines technologies.

 Interview

Interviews avec des acteurs majeurs de l'innovation sur les filières gaz verts.

# Table des matières



**Méthanation biologique**

**Méthanation catalytique**

**Focus – Power-to-methane : retour d’expérience des mises en service récentes**

L’inauguration récente de l’unité de Glansager au Danemark est une bonne occasion de revenir sur la technologie Power-to-methane en plein développement. Ce focus propose le retour d’expérience de trois projets pionniers de la filière.

[> Focus page 5](#)



**Méthanisation**

**Focus – trois innovations pour booster la production de la méthanisation**

Ce focus met en lumière les avancées technologiques de trois start-ups proposant des solutions augmentant significativement les rendements de la méthanisation.

[> Focus page 9](#)



**Méthanisation**

**Méthanation biologique**

**Hydrogène**

**Premiers résultats du projet Métha-HYN sur la méthanation *in-situ* à partir de H<sub>2</sub> biologique**

Le projet piloté par le CRIGEN a récemment donné lieu à deux publications traitant de la production d’hydrogène biologique ainsi que des performances de méthanation *in-situ*.

[> Focus page 14](#)



**Méthanisation**

**Projet Be Clean – Procédé innovant d’élimination d’impuretés de biogaz par électro-lavage**

Installation d’une unité pilote sur un site de méthanisation au Danemark permettant de retirer les impuretés du biogaz (composés sulfurés, AGV, COV). Ce procédé fonctionnant à l’électricité purifiée efficacement le biogaz.

[> Focus page 19](#)



**Pyrogazéification**

**Impact d’une colonne à contre-courant à l’échelle industrielle sur la réduction et la conversion des goudrons de pyrogazéification**

Passage à l’échelle industrielle d’un réacteur de pyrogazéification à lit fluidisé à contre-courant permettant une réduction dans la formation de goudrons.

[> Focus page 22](#)



**Pyrogazéification**

**Analyse expérimentale du rendement en méthane par pyrogazéification d’un mélange de biomasse et de plastiques**

Cette étude sur la co-gazéification de biomasse et de plastique révèle que le type de biomasse a plus d’influence que le type de plastique sur la composition et la qualité finale du gaz.

[> Focus page 24](#)



**Méthanisation**

**Augmenter le potentiel méthanogène de fumier porcin par prétraitement thermo-alcalin**

Cette étude démontre qu’un traitement thermo-alcalin augmente significativement le rendement en méthane de ce type d’intrant (multiplié par 6) et un ajustement du ratio Inoculum / Substrat peut encore améliorer les performances.

[> Focus page 26](#)



**Hydrogène**

**Raffinement de la méthodologie de calcul des coûts de production d’hydrogène prenant en compte l’amélioration continue de l’électrolyse**

Proposition d’une méthodologie plus fine du calcul du coût de production de l’hydrogène en tenant compte à la fois de la diminution attendue des coûts des composants des électrolyseurs et de l’allongement de leur durée de vie.

[> Focus page 28](#)



**Méthanisation**

**Stratégies de prétraitement de la biomasse lignocellulosique pour améliorer le potentiel méthanogène**

Évaluation de différentes stratégies de prétraitement de biomasse lignocellulosique selon leur rendement, leur viabilité économique et leur respect de l’environnement. Les prétraitements microbiens sont les plus prometteurs.

[> Focus page 30](#)

# Autres actualités

## Gazéification hydrothermale

### Annnonce de Treatech de sa première unité de traitement de déchets par gazéification hydrothermale pour la production de méthane

La mise en service de l'unité de gazéification hydrothermale pilote VISTA est prévue pour le troisième trimestre de 2024 en Suisse, ayant pour finalité d'injecter jusqu'à 15 GWh par an de méthane sur le réseau de gaz.

[> Lien vers l'article](#)

## Politiques de soutien

### Publication du nouveau rapport *Perspectives Gaz 2024*

Les 3 principaux opérateurs gaziers français GRTgaz, GRDF et Teréga ont publié en septembre les résultats d'un exercice de prospective présentant leurs prévisions de consommation de gaz et de production de gaz renouvelables et bas-carbone à horizons 2030 et 2035.

[> Lien vers l'article](#)

## Interview

### Étude sur l'acceptabilité de la biomasse énergie par la société

L'étude montre que l'acceptabilité est fortement dépendante de la perception de l'utilité du type de biomasse par le public : p. ex. l'utilisation de déchets et de fumiers pour valorisation en bioénergie est mieux acceptée que celle de biomasse de type « bois » et « cultures énergétique »

[> Lien vers l'article](#)

## Procédés émergents

### Publication des résultats du démonstrateur du concours européen sur la photosynthèse artificielle (CEA Liten)

Le démonstrateur de production de méthane solaire autonome installé en été 2022 sur le site de la Commission européenne a fait l'objet d'une publication scientifique en juin 2024.

[> Lien vers l'article](#)

## Méthanisation

### Abrdn annonce l'investissement de 60m£ dans le projet de digestion anaérobie de The Circular Economy Development

La construction de l'installation à Deeside (Royaume-Uni) traitera 120 000 tonnes de déchets alimentaires par an pour produire du biogaz, dont environ 180 MWh de biométhane seront injectés dans le réseau. Le projet sera opérationnel d'ici fin 2026.

[> Lien vers l'article](#)

## Politiques de soutien

### Conférence European Bioenergy Future (EBF) à Bruxelles les 20 et 21 novembre prochains

L'EBF 2024 sera une plateforme de discussions entre décideurs politiques et acteurs du marché, avec des sessions sur des thèmes comme la demande croissante de biomasse, la concurrence pour le CO<sub>2</sub> biogénique et les technologies innovantes de conversion de la biomasse.

[> Lien vers l'article](#)

## Méthanisation

### L'énergéticien suisse Axpo entre sur le marché du biométhane en Italie

L'usine sera située à Grottolo et utilisera des déchets agricoles locaux pour produire environ 45 GWh d'énergie renouvelable par an. Le gaz vert, produit via digestion anaérobie, sera injecté dans le réseau gazier national italien d'ici fin 2025, contribuant à la décarbonation du pays.

[> Lien vers l'article](#)

## Projet marquant

### L'entreprise danoise Nature Energy inaugure la plus grosse unité de méthanisation en France

Le méthaniseur produira 230 GWh de biométhane par an à partir de cultures intermédiaires à vocation énergétique (ici, seigle fourrager), contre 160 GWh pour la plus grosse unité actuelle.

[> Lien vers l'article](#)

## Politiques de soutien

### La Malaisie annonce l'allocation de quotas de tarif d'achat garanti (FiT) jusqu'à 190 MW pour le développement de projets biogaz

Cette initiative vise à diversifier le mix énergétique du pays et à renforcer la sécurité et la fiabilité du système énergétique. Au cours des trois dernières années, un total de 555 MW de quotas FiT ont été distribués pour ces types de projets.

[> Lien vers l'article](#)

## Traitement gaz et injection

### Gas Network Ireland cherche à s'approvisionner en biométhane

L'opérateur de réseau prévoit d'acheter jusqu'à 250 GWh de biométhane par an. Un avis a été publié pour évaluer l'intérêt des fournisseurs, avec l'objectif de conclure des contrats pour une durée de 15 ans maximum. Actuellement, l'organisation s'approvisionne principalement en gaz via des importations d'Écosse.

[> Lien vers l'article](#)



Méthanation catalytique



Méthanation biologique



Projet marquant

## Focus – Power-to-methane : retours d'expériences des mises en service récentes

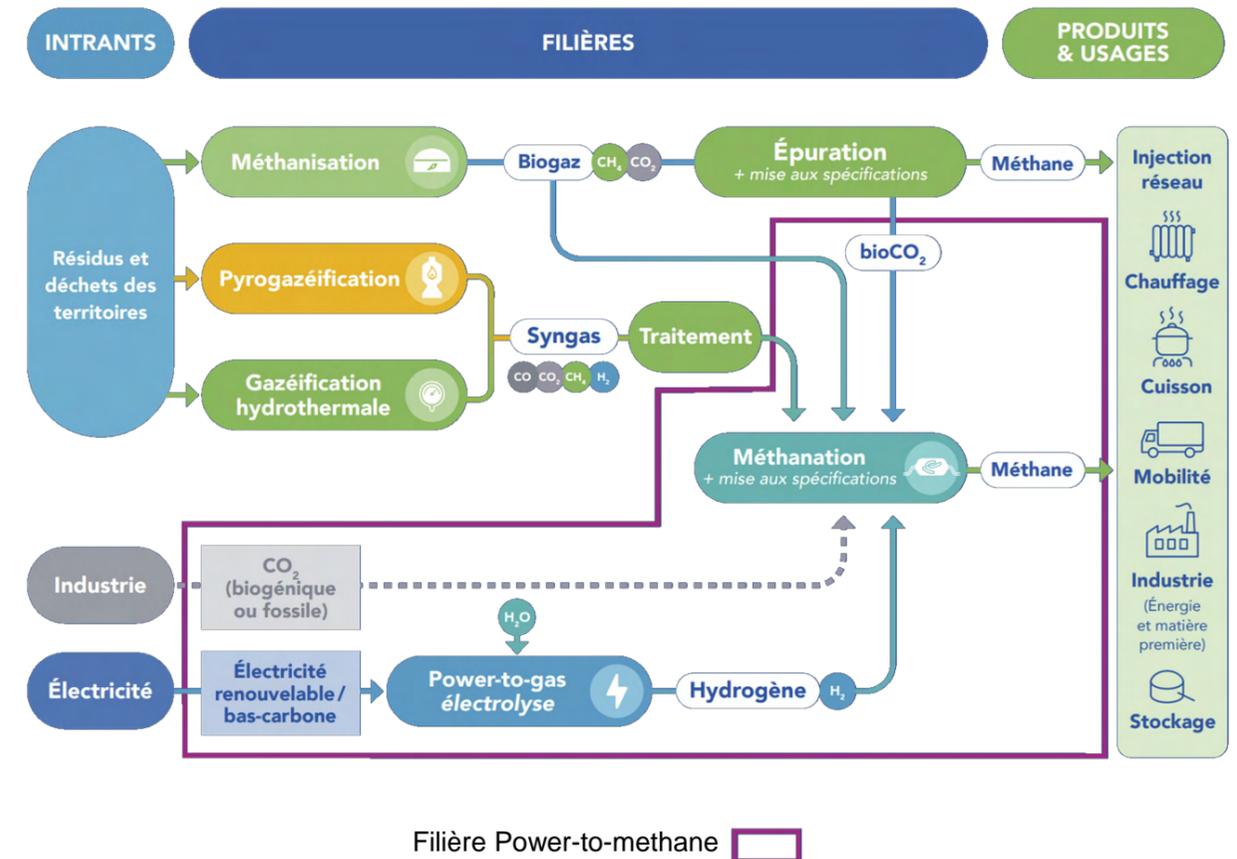
### EN BREF

Focus sur la mise en service récente de trois unités de Power-to-methane. Utilisant des technologies de méthanation biologique ou catalytique, les trois unités ont des résultats prometteurs pour le développement de la filière à l'échelle européenne et prouvent la faisabilité technique de ces installations. **Nature Energy** et **Kanadevia INOVA (ex-Hitachi Zosen INOVA)** nous ont accordé des entretiens sur le retour d'expérience des unités de Gabersdorf, de Dietikon ainsi que de celle de Glansager.

Nom des installations	Constructeur	Technologie	Mise en service	Puissance MWe d'électrolyse	Capacité de production maximale <sup>[1]</sup>
Gabersdorf (Autriche)	Kanadevia INOVA (ex-Hitachi Zosen INOVA)	Méthanation Catalytique	2022	0.2 MWe	22 Nm <sup>3</sup> /h
Dietikon (Suisse)		Méthanation Biologique	2022	2.5 MWe	270 Nm <sup>3</sup> /h
Glansager (Danemark)	Nature Energy	Méthanation Biologique	2023	6-9 MWe	380 Nm <sup>3</sup> /h

### Contexte

La filière Power-to-methane apparaît aujourd'hui comme une solution clef pour la transition énergétique parce qu'elle permet de **convertir l'électricité en méthane**. Ce procédé repose notamment sur la réaction de l'hydrogène (H<sub>2</sub>) produit par électrolyse de l'eau et du CO<sub>2</sub> pour générer du méthane par **méthanation**. Deux procédés de méthanation existent : la **méthanation biologique** et la **méthanation catalytique**. La première utilise des **micro-organismes** pour convertir l'hydrogène et le CO<sub>2</sub> en méthane, à basse température (35-65°C)<sup>[2]</sup>, tandis que la seconde repose sur des **catalyseurs chimiques** et a lieu à haute température (200 à 600 °C)<sup>[2]</sup> pour faciliter la réaction. Ces dernières années, plusieurs pilotes, démonstrateurs et projets industriels, ont émergé pour chacun de ces deux procédés, que ce soit pour du CO<sub>2</sub> pur, du CO<sub>2</sub> issu de syngas, ou du CO<sub>2</sub> issu du biogaz. Tout récemment, c'est une nouvelle unité industrielle de Power-to-methane avec **méthanation biologique** à partir de biogaz, pour injection dans le réseau, qui a été mise en fonctionnement par **Andel** et **Nature Energy** à Glansager au Danemark. Nous proposons ici de faire un premier bilan des retours d'expérience de quelques mises en service récentes.



Filière Power-to-methane   
 Schéma du principe de fonctionnement de la bricole Power-to-methane dans la production de gaz verts. [2]

**Kanadevia  
INOVA**

**nature  
energy**

[1] Capacité de production maximale : Production maximale possible pour l'unité en comprenant la production issue de l'unité de méthanisation et de Power-to-gas, c'est donc la production totale du biométhane et de méthane de synthèse.

[2] Voir : [État des lieux des technologies de gaz verts](#)

**Nature Energy** et **Kanadevia INOVA** sont deux acteurs maîtrisant les procédés des gaz verts et qui croient fermement dans le développement de la filière Power-to-methane.

**Kanadevia INOVA**, en tant que constructeur, EPCiste et propriétaire de technologies de production de gaz verts<sup>[2]</sup>, a développé une gamme de réacteurs de méthanation catalytique (*Pythia*) et biologique (*BiON*<sup>®</sup>). Ces réacteurs permettent à l'entreprise de maîtriser l'ensemble des technologies nécessaires à l'installation d'une unité Power-to-methane clé en main. **Nature Energy**, de son côté, en tant que producteur européen majeur de biogaz, souhaite s'engager dans cette filière comme pionnier avec sa première unité mise en service récemment. Ce positionnement découle d'une anticipation de l'augmentation du prix de la tonne de carbone et de la demande croissante en gaz renouvelable, en particulier pour les usages liés aux carburants.

### ■ Fonctionnement des unités Power-to-methane

Les 3 unités ont un principe de **fonctionnement similaire**. Elles s'implantent sur **un site de méthanisation déjà existant** dont elles utilisent le biogaz puis **rajoutent** les éléments liés à la **méthanation** et la **production d'hydrogène (fournie par l'électrolyseur)**. L'**approvisionnement en électricité** pour le procédé d'électrolyse représente un enjeu clé. Dans le cadre de ces trois projets, deux stratégies distinctes ont été mises en place :

- Soit l'autoconsommation d'électricité renouvelable produite sur site, complétée par un raccordement réseau (PPA solaires sur un champ proche du site pour Gabersdorf, électricité en partie issue de l'incinération de déchets pour Dietikon).
- Soit l'approvisionnement intégral sur le réseau électrique, en profitant des périodes de forte production des énergies renouvelables (choix de Glansager).

L'hydrogène produit est ensuite combiné avec le CO<sub>2</sub> biogénique contenu dans le biogaz issu de la méthanisation pour produire du méthane, c'est l'étape de **méthanation**.

Ce procédé, décrit sur le schéma de droite, permet donc de **valoriser** du **gaz de synthèse (appelé e-méthane)**, mais aussi **de la chaleur** issue de l'électrolyse et du procédé de méthanation. Bien que les fonctionnements soient globalement similaires, il est à noter quelques éléments différenciants sur chacun des sites.

#### Gabersdorf (Kanadevia INOVA),

- **Type d'installation : démonstrateur industriel (TRL 9)**<sup>[1]</sup>, opérant sur du biogaz avec un flux de 22 Nm<sup>3</sup>/h.
- **Spécificités techniques :**
  - La méthanation catalytique opérant à haute température (>200 °C), **le site récupère facilement de la chaleur sous forme de vapeur et la valorise** pour des clients industriels ou des réseaux de chaleur.
  - L'unité est capable de varier sa puissance de fonctionnement et descendre jusqu'à 50 % de sa capacité.

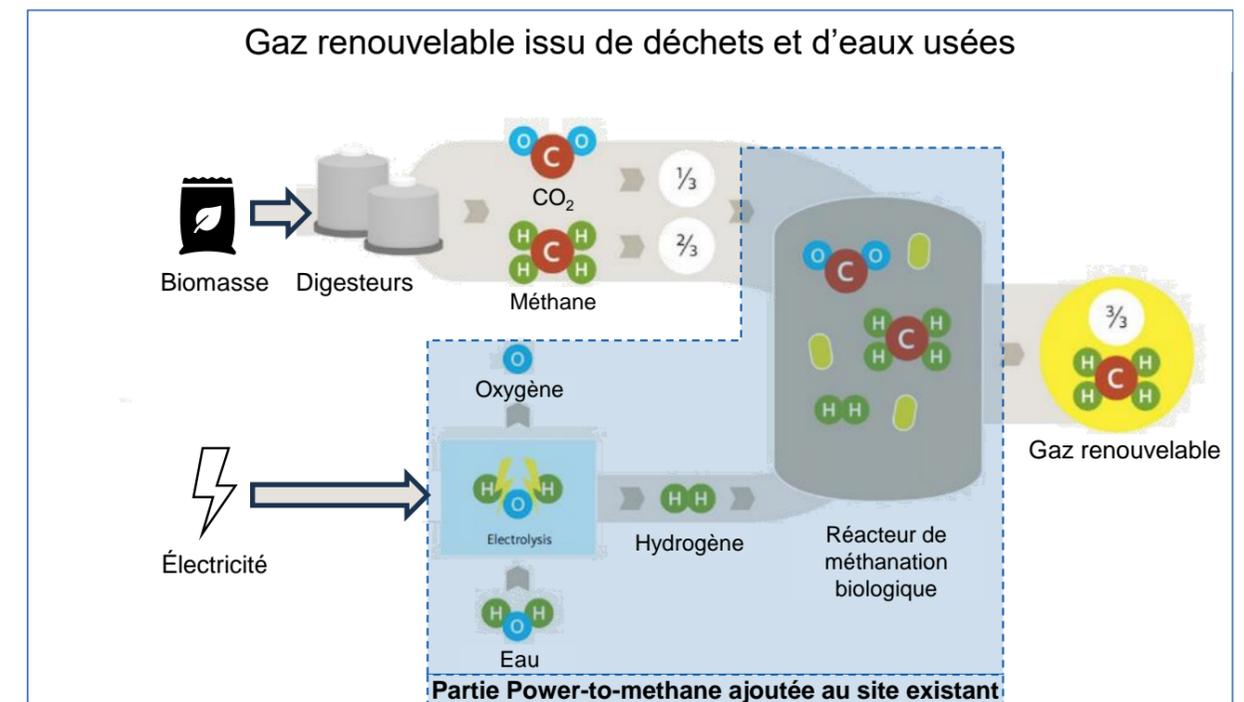
#### Dietikon (Kanadevia INOVA) :

- **Type d'installation : Unité commerciale** (max 270 Nm<sup>3</sup>/h), opérant sur la totalité du biogaz produit par méthanisation
- **Spécificités techniques :**
  - Les boues digérées issues de la station d'épuration sont utilisées dans le processus de méthanation en circulant dans le réacteur pour apporter les micro-organismes nécessaires à la réaction.

#### Rappel de quelques équivalences

1 Nm <sup>3</sup> /h de CO <sub>2</sub> donne environ	1 Nm <sup>3</sup> /h de méthane
1 MWe d'électrolyse produit environ	Environ 200 Nm <sup>3</sup> /h d'H <sub>2</sub> , soit 50 Nm <sup>3</sup> /h de e-méthane après méthanation

Ces équivalences proviennent de la réaction chimique de méthanation :



#### Schéma de fonctionnement de l'unité Power-to-methane de Dietikon, fonctionnement similaire aux autres unités

Source : LIMECO – opérateur du site

[1] Démonstrateur industriel TRL 9 vendu commercialement au client de Gabersdorf  
 [2] Kanadevia INOVA a réalisé plusieurs acquisitions dans la filière de gaz verts : Axpo Kompogas (2014), Schmack Biogas Service GmbH (2021), Schmack Biogas Srl (2024)

- La méthanation biologique bénéficie de **deux installations déjà existantes : une usine de traitement des eaux usées produisant du biogaz (et donc du CO<sub>2</sub>) et une usine d'incinération de déchets, produisant de l'électricité<sup>[1]</sup>** (utilisée pour l'électrolyse) et de la chaleur. À l'inverse, la chaleur produite par le procédé de méthanation est récupérée et employée à nouveau pour chauffer les bâtiments locaux.
- L'unité fonctionne de manière flexible et est **capable de moduler la puissance de son électrolyseur** pour fournir des services de **flexibilité au réseau électrique**.
- Il est également possible de diminuer la puissance ou bien de mettre à l'arrêt à chaud ou froid pour redémarrage les jours suivants.

#### Glansager (Nature Energy),

- **Type d'installation : démonstrateur industriel (TRL 9)**, opérant sur un quart de la production de biogaz brut de méthanisation (comprenant de nombreuses impuretés notamment du H<sub>2</sub>S), et produisant plus de 200 GWh/an soit 2 300 Nm<sup>3</sup>/h en moyenne.
- **Spécificités techniques :**
  - L'unité de méthanation biologique **fonctionne en intermittence selon les prix de l'électricité** pour bénéficier d'un coût de production de l'hydrogène le plus bas possible. En moyenne le site s'arrête et se relance 2 fois par jour. **L'unité possède donc un seuil de prix de l'électricité au-delà duquel elle interrompt sa production.**
  - La partie méthanation ne présente aucun pré ou post-traitement supplémentaire à ceux déjà existants sur la partie méthanisation.<sup>[2]</sup>
  - **Des micro-organismes méthanogènes, directement issus des boues digérées de méthanisation, sont incorporés dans le réacteur pour que la réaction ait lieu.** Les micro-organismes méthanogènes nécessaires à la réaction sont endogènes à l'unité de méthanisation.

#### ■ **Comparaison des technologies de méthanation biologique et catalytique**

La méthanation catalytique se distingue par un rendement élevé en méthane par unité de temps et de volume, ce qui la rend particulièrement adaptée aux projets de moyenne à grande échelle grâce à sa grande capacité de mise à l'échelle. **Un exemple notable est le réacteur de méthanation de Kanadevia INOVA, capable de produire actuellement jusqu'à 400 Nm<sup>3</sup>/h de méthane.** Son module standard<sup>[3]</sup> comprend 3 réacteurs en parallèle, atteignant une production totale de 1 200 Nm<sup>3</sup>/h. **La méthanation catalytique est compacte, relativement économe en énergie, elle permet l'extraction de chaleur à haute température et à haute pression en produisant de la vapeur comme sous-produit. Ceci simplifie la récupération de la chaleur perdue et augmente l'efficacité globale tout en produisant de l'eau déminéralisée réutilisable pour l'électrolyse,** améliorant ainsi la durabilité du système. La technologie de **Kanadevia INOVA** par exemple, tire profit d'un procédé à écoulement gravitaire avec peu de pièces mobiles, ce qui garantit une consommation électrique faible.

En revanche, **la méthanation biologique est particulièrement adaptée aux projets de petite à moyenne échelle, grâce à ses caractéristiques technologiques uniques.** Selon **Nature Energy**, le passage à l'échelle est possible grâce à la modularité des installations et à la simplicité de la production industrielle des réacteurs de méthanation. Les systèmes actuels de méthanation biologique de **Kanadevia INOVA** peuvent générer jusqu'à 100 Nm<sup>3</sup>/h par réacteur, des grandes installations peuvent atteindre 500 Nm<sup>3</sup>/h grâce à l'utilisation de plusieurs réacteurs. Cela fait de la méthanation biologique une solution idéale pour les installations de traitement de biogaz et d'eaux usées, ayant une taille adéquate à la capacité de cette technologie. Selon **Nature Energy**, la technologie possède également un coût total de possession faible en raison de la simplicité des installations et du faible besoin en énergie pour le fonctionnement du réacteur.

	Méthanation biologique	Méthanation catalytique
<b>Taille</b>	100 – 500 Nm <sup>3</sup> /h	400 – 1200 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Catalyseur</b>	Micro-organismes	Catalyseur à base de nickel
<b>Tolérance aux impuretés</b>	Supérieure	Inférieure
<b>Conversion au CO possible</b>	Non	Oui
<b>Type de réacteur</b>	Réacteur parfaitement agité (RPA) ou à lit fixe	Réacteur à plaque fixe refroidi/Mono-étage
<b>Apport externe de matière</b>	Non, sauf s'il faut nourrir des micro-organismes externes	Oui (besoin de recharger en catalyseur)
<b>Température</b>	Basse (35-65°C)	Haute (200-600°C)
<b>Consommation électrique<sup>[4]</sup></b>	3-16% de l'énergie gaz sortante Store&Go : 0,4-1,8 kWhel/Nm <sup>3</sup> <sub>SNG</sub>	3-4% de l'énergie gaz sortante Store&Go : 0,4 kWhel/Nm <sup>3</sup> <sub>SNG</sub> Kanadevia : < 0,3 kWhel/Nm <sup>3</sup> <sub>SNG</sub>
<b>Possibilité de récupération de chaleur</b>	Oui (basse température)	Oui (vapeur haute pression)
<b>Production d'eau déminéralisée</b>	Non	Oui
<b>Empreinte au sol</b>	Supérieure	Inférieure
<b>Contraintes locales</b>	Dépendance aux gisements de micro-organismes présents dans le digestat, possibilité de nourrir des bactéries de synthèse exogène au process mais plus coûteuses	Ces projets sont indépendants de leur localisation

#### Comparaison des deux types de réacteurs de méthanation : Biologique et Catalytique.

Sources : Kanadevia INOVA (ex-Hitachi Zosen INOVA) et données publiques

[1] Électricité en partie verte. Considérée à 50% issu de l'incinération de déchet vert.  
 [2] En ce qui concerne l'élimination du H<sub>2</sub>S, il existe un traitement biologique sur la conduite de gaz.  
 [3] Capacité/design actuelle qui peut être modifiée dans les années futures en fonction des nouveaux besoins.  
 [4] Données publiques ([Store&Go](#), [Kanadevia INOVA](#))

Un autre avantage de la méthanation biologique est sa tolérance aux impuretés, entraînant la simplification du traitement du gaz pour l'injecter dans le réseau. Flexible, elle s'intègre aux installations de biogaz et réduit les besoins en consommables grâce aux nutriments déjà présents dans le substrat.

Lors du choix de la technologie de méthanation la plus appropriée, il est important de sélectionner l'option qui maximise les avantages pour le projet et garantit les coûts de production de méthane les plus bas. Selon **Kanadevia INOVA**, la méthanation catalytique et biologique ne sont pas concurrentes, mais plutôt complémentaires car elles optimisent les performances selon les différentes applications.

### ■ Retour d'expérience des 3 sites

Bien que ces projets figurent parmi les premiers de la filière à atteindre une taille industrielle, leurs **performances sont déjà très prometteuses** et permettent de **démontrer la viabilité de tels projets**. **Nature Energy communique sur un gaz approchant les 96 % de biométhane en sortie du réacteur** de méthanation biologique (présent sur un quart de l'installation), permettant d'accroître la quantité de méthane renouvelable dans le flux de biogaz de 60 à 70%. De son côté, **Kanadevia INOVA communique, pour l'unité de Gabersdorf, sur une efficacité énergétique du procédé thermochimique autour de 75 %** (proche du maximum théorique de 80 %) et **dépassant même 80 %** en prenant en compte la **valorisation de la vapeur d'eau et de la chaleur**<sup>[1]</sup>. En ce qui concerne l'unité de Dietikon, à **une échelle industrielle, les mêmes performances sont observées** avec une **concentration en méthane atteignant les 96 à 98 %**, ainsi qu'une **efficacité globale autour de 80 % en prenant en compte la récupération de chaleur**<sup>[2]</sup>.

Si globalement, **la partie méthanation ne présente pas de défi particulier, la gestion de l'hydrogène représente encore un enjeu complexe et requiert une attention particulière.**

Pour l'unité de **Glansager, la législation danoise est très stricte sur le taux d'H<sub>2</sub>** présent dans le biométhane, avec un maximum de **0,05 %vol.** (il est de **2 %vol. en France**). **Si ce taux est dépassé, l'unité se voit obligée de diminuer la production d'hydrogène** (et donc le processus de méthanation). Ce défi se présente surtout au redémarrage du système, car les réactions biologiques sont bien plus longues à redémarrer (quelques heures) que l'électrolyseur (quelques minutes). La solution trouvée pour résoudre ce problème a été d'étaler **les phases de redémarrage, sur 2 heures environ**, pour s'assurer d'une réaction complète de l'hydrogène dans le réacteur de méthanation.

Pour le site de **Gabersdorf**, le taux d'hydrogène en sortie n'est pas un problème, le réseau autrichien fixant à 10 %vol. le maximum autorisé, mais la problématique se situe autour de la production de cet hydrogène par l'électrolyseur. En effet, l'électrolyseur est une pièce dont le développement est encore récent, et Kanadevia INOVA, dans sa volonté d'intégrer les savoirs techniques globaux de ses installations, s'est confronté à quelques défis sur la partie **compression**. Le site injecte donc directement l'hydrogène en sortie de l'électrolyseur dans le réacteur de méthanation, sans compression.

L'unité de **Dietikon** fonctionne sans problème depuis la mise en service<sup>[2]</sup>, ce qui a conforté Kanadevia INOVA dans ses choix technologiques : méthanation biologique et électrolyseur PEM<sup>[3]</sup> de Siemens.

À la suite de ces succès, Nature Energy et Kanadevia INOVA considèrent ces projets comme des références pour le développement de la filière Power-to-methane. Actuellement, en Europe, plus de 35 sites sont en opération et 20 sont en développement. La production de e-méthane est passée de 20 à 449 GWh/an en 8 ans et les projections sur 2027 pourraient atteindre 3 000 GWh/an selon l'agence européenne du biogaz (EBA)<sup>[4]</sup>.



**Photo de l'usine de Glansager. Les trois tours sont les réacteurs de méthanation biologique, les réservoirs blancs devant sur lesquels est inscrit « Andel » sont les unités d'électrolyse.**



**Photo de l'usine de Dietikon. Le réacteur de méthanation biologique à gauche du bâtiment en bois. Ce bâtiment contenant les électrolyseurs, la gestion de l'unité ainsi que le local électrique**

[1] Source : Kanadevia INOVA

[2] Source : Limeco

[3] Membrane Échangeuse de Protons

[4] Source : rapport de l'EBA sur l'e-méthane en Europe



## Focus – Trois innovations pour booster la production de la méthanisation

### EN BREF

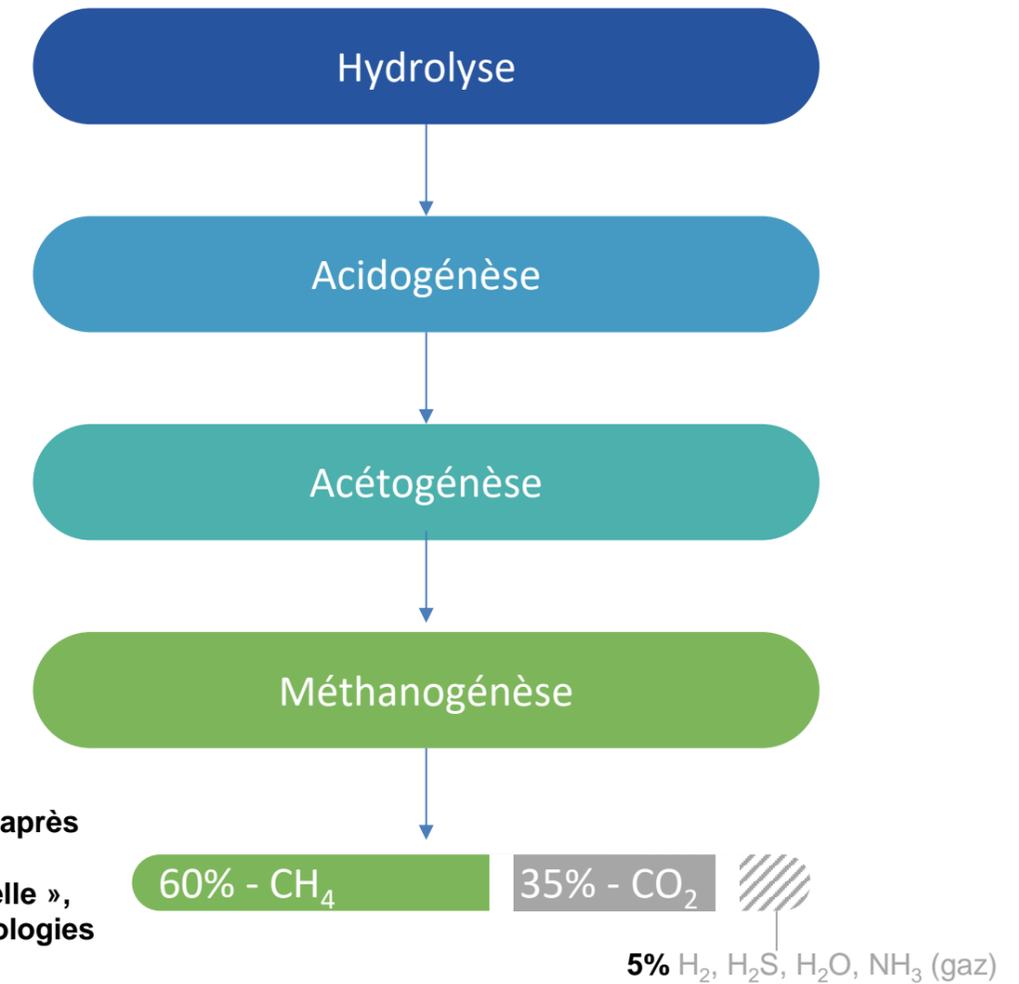
Ce focus met en lumière les avancées technologiques de 3 entreprises développant des technologies qui pourraient augmenter significativement les rendements de méthanisation. Ces trois solutions sont utilisées soit au moment du prétraitement (*SusBioMe*) soit directement lors de la digestion (*Wase* et *Vertus Energy*). Selon leurs concepteurs, ces technologies conduiraient à des améliorations de rendement en biométhane entre 30% et 60%<sup>[1]</sup>. Ces trois technologies fonctionnent grâce à un phénomène de bio-électrométhanogénèse, c'est-à-dire qu'elles produisent du méthane supplémentaire grâce à la combinaison d'électricité et de micro-organismes.

#### Les 3 entreprises en question :

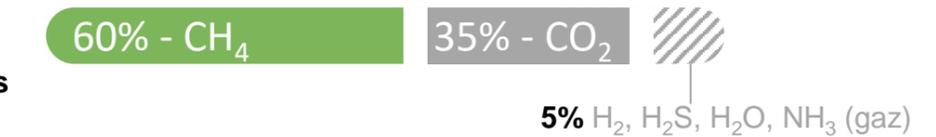
- [Wase](#) : technologie d'électrométhanogénèse *in-situ*
- [Vertus Energy](#) : technologie d'électrométhanogénèse *in-situ*
- [SusBioMe](#) : prétraitement de biomasse par l'application d'un champ électrique

### Contexte

La méthanisation est une filière déjà mature technologiquement. Pour autant, **accroître le rendement de production** de biométhane reste un défi majeur pour diminuer les coûts de production et renforcer la compétitivité du biométhane. Ceci est d'autant plus vrai pour les intrants lignocellulosiques plus complexes, moins utilisés à l'heure actuelle. Ces derniers font cependant l'objet d'une attention particulière en vue d'accélérer le déploiement de la filière par l'augmentation de la ressource en biomasse utilisable en méthanisation. Le rendement des process de production de biométhane fait donc l'objet d'une **amélioration continue**, et de nombreuses entreprises proposent des solutions innovantes sur l'ensemble de la chaîne de production : prétraitement des intrants, technologies à inclure dans le digesteur, systèmes d'épuration plus performants, etc. À titre illustratif, GRDF et Blunomy proposent de donner ici la parole à trois entreprises innovantes pour mieux comprendre le fonctionnement de leurs technologies, leur possible plus-value pour la filière et pour montrer l'étendue des solutions technologiques à l'étude. *Wase*, *Vertus Energy* et *SusBioMe* ont toutes trois en commun de proposer des innovations, encore à une échelle pilote (TRL 5 à 7 selon les technologies, pour l'installation sur des unités existantes), fondées sur l'utilisation de systèmes électriques.



Biogaz obtenu après méthanisation « conventionnelle », sans les technologies décrites ici



#### Les quatre étapes de la méthanisation

Les technologies présentées peuvent augmenter le taux de méthane de 60% à 70-80%

#### Entreprises interrogées



[1] Amélioration de rendement liée à une augmentation de la quantité de biogaz produit dans une période donnée et à l'augmentation du taux de méthane dans le biogaz.

## Wase

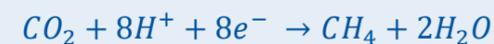
### Introduction

Wase est une entreprise fondée en 2017 au Royaume-Uni qui développe une technologie d'électrométhanogénèse permettant, selon son fondateur et DG Thomas Fudge, avec lequel nous avons pu échanger, d'augmenter jusqu'à 30% le rendement en méthane des unités de méthanisation et de décomposer 3 fois plus rapidement les intrants organiques.

### Technologie

Le fonctionnement de la technologie peut être décrit en quatre étapes, représentées sur le schéma de droite :

1. Des électrodes en métal sont placées au sein du digesteur de méthanisation. Des bactéries, présentes dans le digesteur mais n'agissant pas en temps normal<sup>[1]</sup>, se développent en biofilms sur ces électrodes.
2. Ces regroupements de bactéries en biofilms accélèrent la décomposition de la matière organique à l'anode (électrode négative) ce qui produit notamment des électrons, qui entraînent la génération d'un faible courant électrique, et de protons.
3. Les électrons produits à l'anode sont guidés à la cathode (électrode positive) grâce à la différence de potentiel.
4. À la cathode, la combinaison d'électrons, de protons (H<sup>+</sup>) et de CO<sub>2</sub> permet de former du méthane par la réaction de réduction du CO<sub>2</sub> suivante :



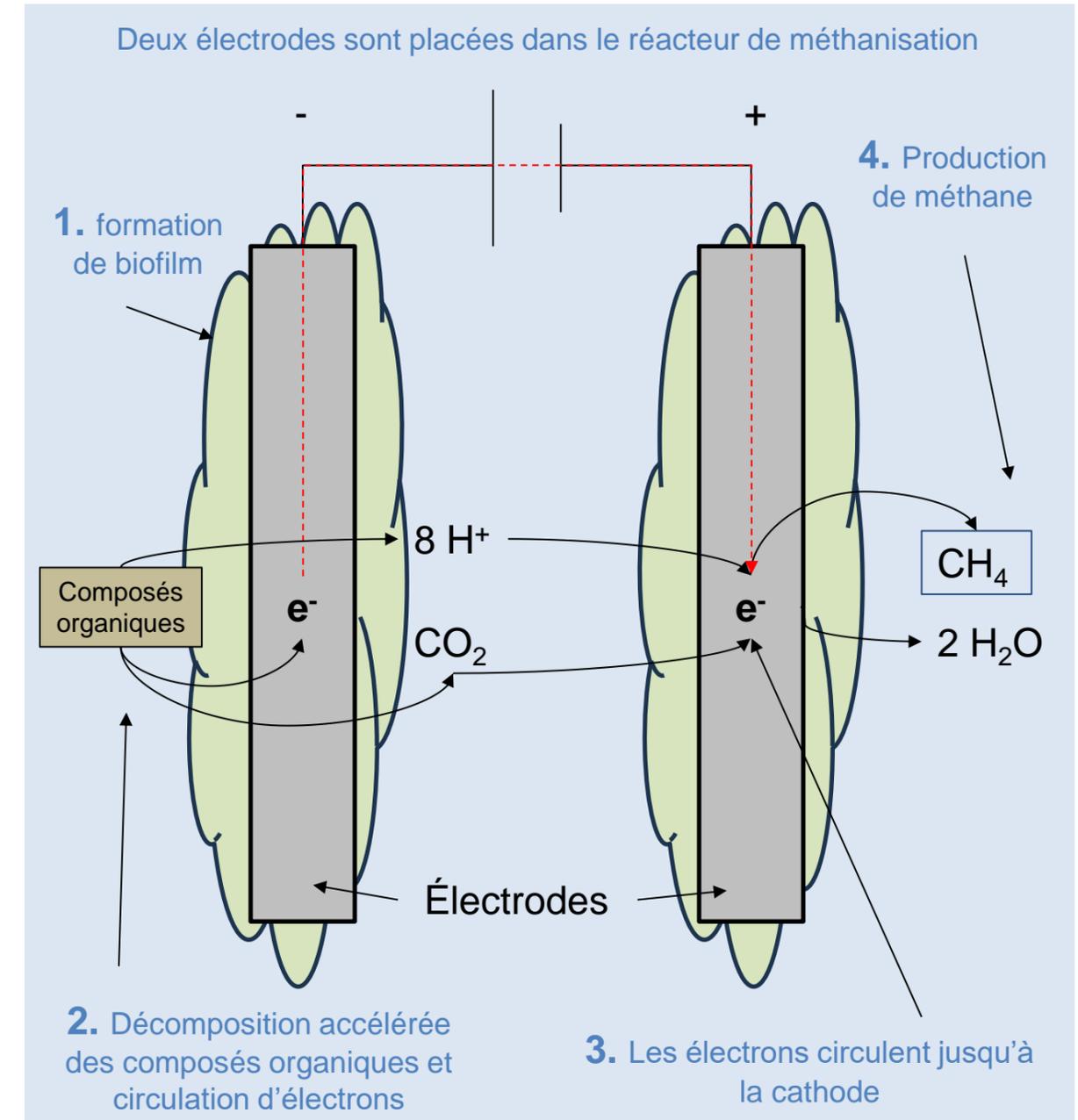
Au sein du réacteur, ce procédé se combine aux réactions de méthanisation classiques et a plusieurs bénéfices :

- **La meilleure décomposition** de la matière organique en brisant les liaisons chimiques et en réduisant les composés organiques complexes en composés plus simples. Grâce à cela, **le rendement en biométhane est augmenté de 30 %**
- **Diminuer la quantité d'acides gras volatils (AGV)** plus rapidement, qui, s'ils sont présents en trop forte concentration, diminuent le pH et finissent par inhiber la réaction. Ce faisant, le rythme d'incorporation des intrants peut être augmenté et ainsi il est possible de **produire une même quantité de méthane 3 fois plus rapidement qu'une unité de méthanisation classique**.

Ces deux gains sont atteints avec **une faible consommation énergétique représentant moins de 1% de la consommation électrique d'un site de méthanisation** selon Wase.

### Perspectives

Cette année, Wase entame la **commercialisation de sa technologie sur des sites industriels à des fins de traitement des boues et production d'énergie** (distilleries, brasseries...) avec plusieurs unités en cours de construction pour franchir l'étape du TRL 9. Pour les sites de **méthanisation existants**, ou pour lesquels les intrants sont plus complexes (e.g. intrants agricoles), le procédé en est encore à un **TRL 6**. Le procédé a été principalement testé pour des déchets alimentaires et des résidus agricoles. Des unités pilotes sont en cours de développement et une démonstration à échelle industrielle est espérée pour 2026 sur des réacteurs de 1000 m<sup>3</sup>. De nouvelles levées de fonds (après celle menée en 2024 qui avait permis à l'entreprise de lever 9,9 millions d'euros) seront alors nécessaires. D'ici là, une optimisation du procédé est encore attendue. La mise en place d'une chaîne de production industrielle est prévue pour installer cette technologie sur des sites neufs et existants (retrofit) utilisant des intrants agricoles.



#### Description schématique du procédé

Les étapes sont décrites dans le paragraphe « technologie »

Source : Entretien avec Wase

[1] Ces bactéries exo-électrogènes sont présentes dans les digesteurs aérobiques, mais n'ont pas de véritable influence sur la réaction de méthanisation. La présence d'électrode et de différence de potentiel permet à ces bactéries de se développer dans des conditions qui leur sont favorables. Ces micro-organismes ne sont donc pas ajoutés spécialement pour le procédé, mais sont déjà présents et leur proportion est amplifiée par le traitement spécifique de Wase.

## Vertus Energy

### Introduction

Vertus Energy est une start-up fondée en 2021 en Nouvelle-Zélande ayant développé plusieurs technologies innovantes pour la production de gaz verts dont **BRIO**, technologie permettant une modulation plus avancée de la concentration de bactéries anaérobiques au sein des digesteurs de méthanisation pour en augmenter le rendement en méthane, mais aussi **BODA**, technologie de capture de CO<sub>2</sub> et de méthanation. Vertus Energy a depuis rejoint la ville de Vienne pour pouvoir mieux tester ses technologies sur les nombreuses unités de méthanisation européennes.

### Technologie

La technologie BRIO repose sur l'utilisation d'électrodes dans le digesteur de méthanisation, qui permettent d'améliorer la production de CH<sub>4</sub> grâce à de **l'électrométhanogénèse**. Les électrodes agissent comme un puits ou une source d'électrons selon la tension électrique appliquée, permettant **d'entretenir le processus de dégradation des intrants organiques par les bactéries couramment utilisées en méthanisation. Ce processus de dégradation se base fondamentalement sur l'échange d'électrons entre espèces microbiennes** (phénomène **DIET** - Direct Interspecies Electrons Transfer)<sup>[1]</sup>. Ces bactéries se regroupent sur les électrodes, formant des biofilms, qui entretiennent les synergies entre les différentes espèces (par exemple, certaines bactéries produisent du CH<sub>4</sub>, mais ne sont pas capables de recevoir des électrons de la part d'une électrode en métal tandis que d'autres ont les propriétés opposées).

Des essais ont été réalisés sur différents types d'intrants, mais ceux sur lesquels l'entreprise est la plus avancée sont les effluents d'élevage et les boues de stations d'épuration.

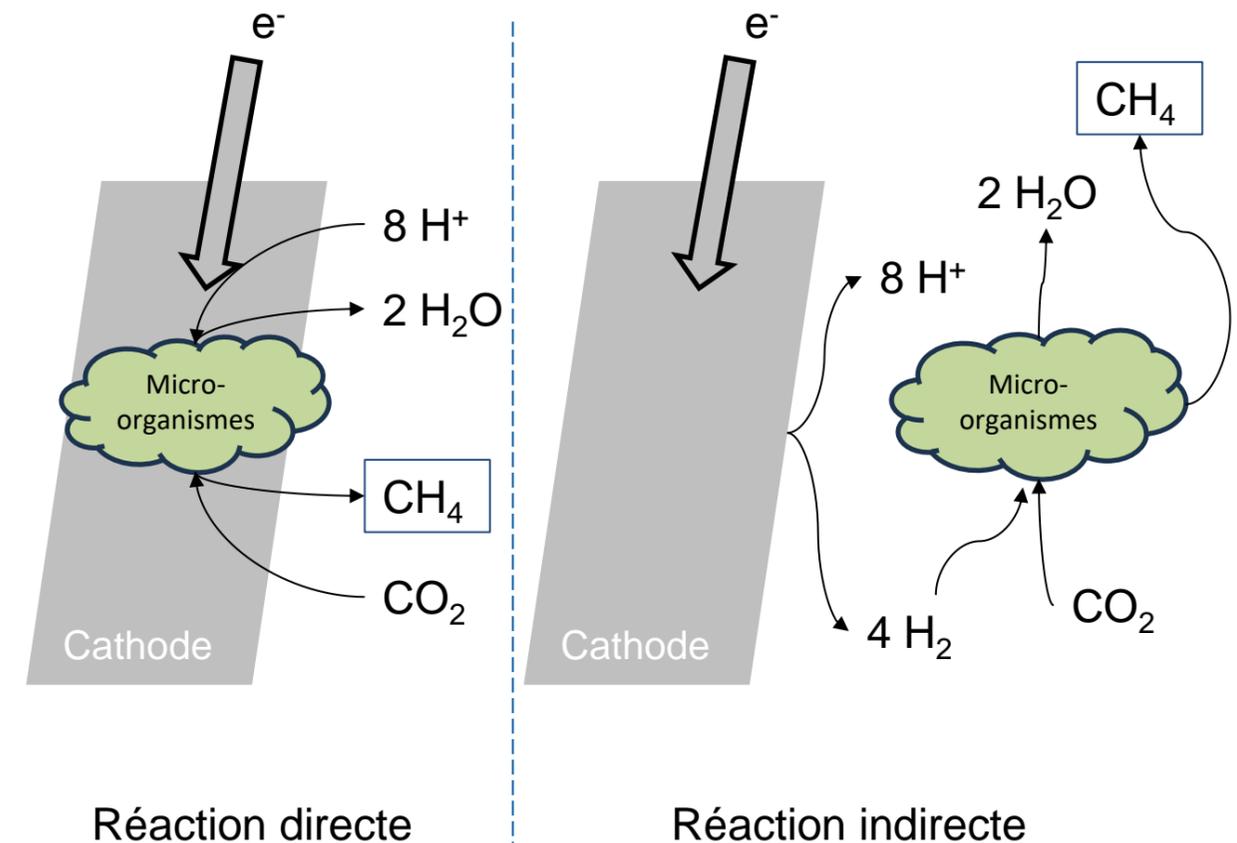
Selon les fondateurs de Vertus Energy, cette technologie aurait donc trois avantages possibles :

- Elle pourrait permettre **d'augmenter la quantité d'intrants traités en divisant par trois le temps de digestion** pour produire une même quantité de gaz (de 30 à 10 jours dans les expériences menées avec le prototype).
- Elle pourrait permettre **d'augmenter de 60 %<sup>[2]</sup> la production de CH<sub>4</sub>** à partir d'une même quantité d'intrants (hausse de 15 à 20 % de la quantité de biogaz produit avec une concentration en méthane autour de 80% <sup>[3]</sup>).
- Elle pourrait éventuellement permettre de produire une même quantité de gaz en **réduisant la taille des unités** pour en diminuer les CAPEX.

### Perspectives

Aujourd'hui, l'entreprise cherche à accélérer le déploiement de sa solution BRIO (aujourd'hui à un TRL 5 pour le fumier bovin et 4 pour le fumier porcin) en installant des **unités pilotes modulaires** déplaçables afin d'effectuer des essais sur différents sites de méthanisation. Une **unité de démonstration**, fixe, sur une cuve de 600 à 1000 m<sup>3</sup> est également prévue pour 2026, dans un lieu à déterminer.

D'ici là, Vertus Energy cherchera à relever trois défis principaux : (1) la mise à l'échelle des unités pour traiter des volumes plus importants d'intrants, (2) la mise en place d'une chaîne de production et (3) de nouveaux travaux de R&D pour améliorer l'efficacité de sa technologie sur d'autres typologies d'intrants plus fibreux et solides (notamment en comprenant mieux les mécanismes d'interaction entre micro-organismes).



### Formation de CH<sub>4</sub> par des micro-organismes de façon directe (à gauche) et indirecte (à droite)

Source : [Danilo Perez, Relative electrode size and organic load effects on the energy storage efficiency of microbial electrolysis cells](#)

[1] Pour aller plus loin, voir l'article : « *Revue de différents mécanismes d'absorption extracellulaire d'électrons pour une application à l'électrométhanogénèse* », de la veille publiée en juillet 2024

[2] Méthane obtenu avec cette technologie par unité d'intrant (20% de biogaz en plus et 80% de concentration de méthane) divisé par le méthane obtenu (60% de méthane dans le biogaz) sans la technologie de Vertus Energy par unité d'intrant :  $(1,2 \times 80\%) / 60\% = 1,6$  d'où le gain de 60%

[3] Certains pics ont été mesurés à 96% de CH<sub>4</sub>, habituellement la concentration de CH<sub>4</sub> dans le biogaz est de 50 à 70%.

## SusBioMe

### Introduction

SusBioMe est une start-up hébergée à l'université de Dublin et désignée vainqueur du programme **University College Dublin VentureLaunch** en 2024 grâce à sa technologie de prétraitement des intrants de méthanisation par l'application d'un champ électrique qui permettrait d'accroître le rendement en méthane d'environ 30%.

### Technologie

Cette technologie est basée sur l'application d'un champ électrique sur les intrants, en amont du digesteur. Ce champ électrique peut être continu ou pulsé<sup>[1]</sup>, ces deux modes répondant à deux objectifs différents :

- Le **mode continu** (Moderate Electric Field ou MEF) permet de chauffer le mélange d'intrants et peut par exemple être utilisé en vue d'une **hygiénisation**<sup>[3]</sup>.
- Le **mode pulsé** (Pulsed Electric Field ou PEF) permet un phénomène d'**électroporation** : il permet de casser les membranes cellulaires des intrants complexes (p. ex. intrants ligneux) pour augmenter la biodisponibilité et par conséquent le rendement en méthane.

Ces deux fonctions sont indépendantes, mais peuvent être utilisées conjointement selon les besoins de l'unité et pour la plupart des intrants<sup>[2]</sup>. Son utilité est d'autant plus grande que la biodisponibilité des intrants est limitée par la nature lignocellulosique des membranes cellulaires : pour la paille, l'herbe, ou certaines cultures énergétiques, dont le taux de matière sèche se situe entre 8 et 20%, plutôt que pour les boues de STEP.

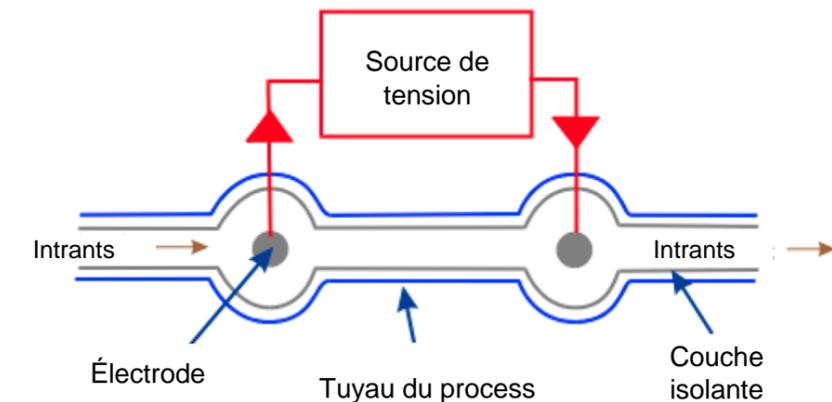
Le MEF, dont la conception est plus simple, est associé à des CAPEX modérés, mais des coûts d'exploitation plus élevés du fait de la consommation continue d'électricité. Ceux-ci seraient cependant moins élevés que pour les installations d'hygiénisation classique dont la consommation énergétique est très élevée. Au contraire, le PEF implique des coûts d'investissement plus élevés du fait de sa complexité, mais une consommation d'électricité plus limitée.

Selon les fondateurs de SusBioMe, **le rendement en méthane peut être augmenté d'environ 30 %** (voire plus pour les intrants très fibreux) grâce à cette technologie.

### Perspectives

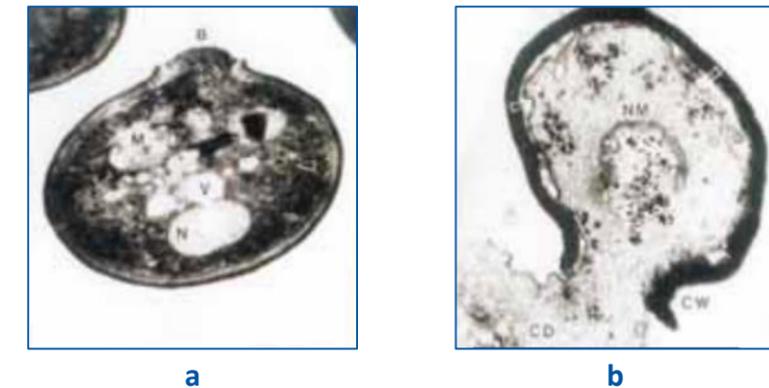
Le procédé de SusBioMe a pour le moment été validé à l'échelle du laboratoire, mais **une première unité pilote pour le traitement de déchets alimentaires est en cours de construction** via des partenariats que l'entreprise développe avec des acteurs du traitement de déchets, de l'agro-industrie et de la production de gaz verts. Cette unité située à Dublin pourra traiter des intrants à un débit de **500 kg/h**. Sur d'autres intrants plus complexes (comme des fauches d'herbe) et qui nécessitent des champs électriques plus importants, des travaux sont encore en cours à l'échelle du laboratoire et des unités pilotes sont plutôt attendues pour l'année prochaine.

SusBioMe prévoit également de déployer un **démonstrateur en 2025**, qui sera capable de traiter 10 fois plus d'intrants que l'unité pilote. À terme, les unités cibles sont en effet **des sites d'une taille significative** (coût de construction entre 5 et 20 M€), capables d'amortir les CapEx associés à l'ajout de cette technologie, **estimés entre 400 et 600 k€**. L'un des principaux défis pour l'entreprise sera par ailleurs d'optimiser le procédé afin de n'appliquer que la quantité exacte de courant électrique nécessaire, sans excès, dans le but de réduire les coûts d'exploitation.



**Schéma décrivant le principe de la technologie**

Appliquée sur un tube d'entrée du digestat, avant sa digestion dans la cuve de méthanisation, la technologie de prétraitement consiste à ajouter des électrodes positionnées dans le tube, permettant deux effets : chauffer la biomasse et réaliser des phénomènes d'électroporation (illustrés ci-dessous).



a) **Cellule avant électroporation**

b) **Cellule après électroporation**

Effet de l'électroporation : percer les membranes cellulaires des intrants par l'application d'un champ électrique, ce qui permet un accès plus simple à l'intérieur des cellules par les micro-organismes augmentant par cet effet leur activité et donc la production de biométhane.

Sources : Harrison et al, 1995, WSU

[1] Champ continu : MEF Moderate electrical field, Champ pulsé : PEF : Pulsed electrical field

[2] Exception faite des intrants sur lesquels un champ électrique ne peut pas être appliqué (p. ex. glycérol)

[3] L'entreprise avait plus particulièrement communiqué sur une hygiénisation dont les critères principaux à respecter sont les suivants : Les matières (SPAn) doivent être tenues à plus de 70°C pendant au moins 60 minutes sans interruption ; La taille des particules doit être inférieure à 12 mm. Source : [GUIDE-HYGIENISATION-VF-sept21.pdf \(grdf.fr\)](#)

## Conclusion

Ce panorama de solutions innovantes optimisant les rendements de méthanisation n'est pas exhaustif, et de nombreuses autres technologies prometteuses sont en cours de développement. Ces innovations permettent d'atteindre des hausses de rendements significatives, le chiffre de +30% de rendement en méthane semble consensuel. Les résultats peuvent être obtenus sans une forte consommation électrique. Par exemple, Wase démontre qu'il est possible d'augmenter la production de biométhane de 30 % avec moins de 1 % d'augmentation de la consommation électrique. Cependant, pour maximiser leur impact, un passage à l'échelle industrielle est encore nécessaire, afin de valider leur viabilité technique, économique et environnementale (analyse du cycle de vie) à grande échelle. À cet effet, le projet européen *Biomethaverse* teste entre autres des technologies similaires d'électrométhanogénèse in-situ avec un démonstrateur à Eppeville dans les Haut-de-France, opéré par Engie.

			
Date de lancement	2017	2021	2025 <sup>[1]</sup>
Principe de fonctionnement	Électrométhanogénèse <i>in-situ</i>	Électrométhanogénèse <i>in-situ</i>	Prétraitement de biomasse par l'application d'un champ électrique
Intrants	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rejets industriels</li> <li>Résidus agricoles et déchets alimentaires</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Effluents d'élevage</li> <li>Boues</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tous types</li> </ul>
Bénéfices attendus	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rendement en méthane : <b>+30%</b></li> <li>Vitesse de digestion : <b>x3</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rendement en méthane : <b>+60%</b></li> <li>Vitesse de digestion : <b>x3</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rendement en méthane : <b>+30%</b></li> <li><b>Chauffage, pasteurisation</b></li> </ul>
TRL estimé de la technologie	6	4-5	4-5
Prochaines étapes	Commercialisation en 2025 pour des boues de sites industriels	Déploiement d'unités pilotes en 2025	Construction d'une unité pilote en cours, démonstrateur pour 2025



@GRDF

[1] SusBioME n'est pas encore constituée en société. L'objectif est de la lancer en tant que spin-out universitaire au troisième trimestre de 2025. Ce projet de commercialisation, qui a commencé en novembre 2022, est actuellement financé par Enterprise Ireland.



Méthanisation



Méthanation biologique



Hydrogène



Recherche

## Premiers résultats du projet Métha-HYN sur la méthanation in-situ à partir de H<sub>2</sub> biologique

### EN BREF

Dans le cadre du **projet Métha-HYN**, le laboratoire **CRIGEN** d'ENGIE ainsi que l'**INRAE** ont publié deux articles scientifiques portant sur des briques technologiques de **méthanation in-situ**. Le premier aborde la **production d'hydrogène biologique par fermentation sombre** et le deuxième aborde le sujet de **l'amélioration de la production de biométhane par injection d'hydrogène entraînant une méthanation biologique**.

**OBJET** : deux articles publiés dans le cadre du projet Métha-HYN d'ENGIE

**DATE** : juin – juillet 2024

[LIEN 1<sup>er</sup> ARTICLE](#)

[LIEN 2<sup>ème</sup> ARTICLE](#)

**Synthèse** : Ces deux articles contribuent à l'avancée globale du projet Métha-HYN en apportant de plus amples connaissances sur deux briques technologiques importantes : **la méthanation in-situ et la production de bio-H<sub>2</sub> par fermentation sombre**. Les deux articles annoncent des résultats prometteurs avec **des rendements en H<sub>2</sub> supérieurs à ceux attendus** et une production de biométhane améliorée grâce à **une meilleure dégradation de la matière organique par l'ajout d'hydrogène**.

### Contexte

La méthanisation pour injection de biométhane dans les réseaux de gaz est déjà une filière technologiquement mature. Cependant, cette filière est en constante évolution et les efforts se focalisent sur l'amélioration continue des procédés pour accroître la compétitivité de la solution, en particulier via l'augmentation des rendements de production de CH<sub>4</sub>. Parmi les solutions envisagées, se trouvent par exemple l'optimisation des **paramètres de digestion** (pH, température) ou l'**utilisation de co-substrats** pour accroître le potentiel méthanogène. Ces innovations visent donc à maximiser la production de méthane (et donc diminuer celle de CO<sub>2</sub>) tout en réduisant les coûts liés à l'épuration. L'étape d'épuration constitue une part élevée des investissements (entre **15% et 30% des CapEx** selon les projets<sup>[1][2]</sup>), elle est essentielle pour éliminer le CO<sub>2</sub> du biogaz et atteindre un niveau de pureté du biométhane requis par les gestionnaires de réseaux. La méthanation *in-situ* pourrait éviter cette étape d'épuration, c'est dans ce cadre qu'a été lancé en 2022 le **projet Métha-HYN**, qui a pour but d'améliorer le rendement de la méthanisation de **30 à 40%**<sup>[1]</sup> grâce à une injection *in-situ* de H<sub>2</sub> produit biologiquement en amont, ainsi que de l'ajout de biochar, produit à partir de pyrolyse de digestat.

Durée	Démarrage	Montant total du projet	Dont Aide PIA <sup>[3]</sup>
> 57 mois	Mars 2022	> 3,3 M€	> 1,5 M€
Format de l'aide PIA	Localisation	Coordinateur	
Subventions et avances remboursables	Pau (84) Clermont-Ferrand (63)		
Partenaires			

Fiche descriptive du projet Métha-Hyn<sup>[1]</sup>

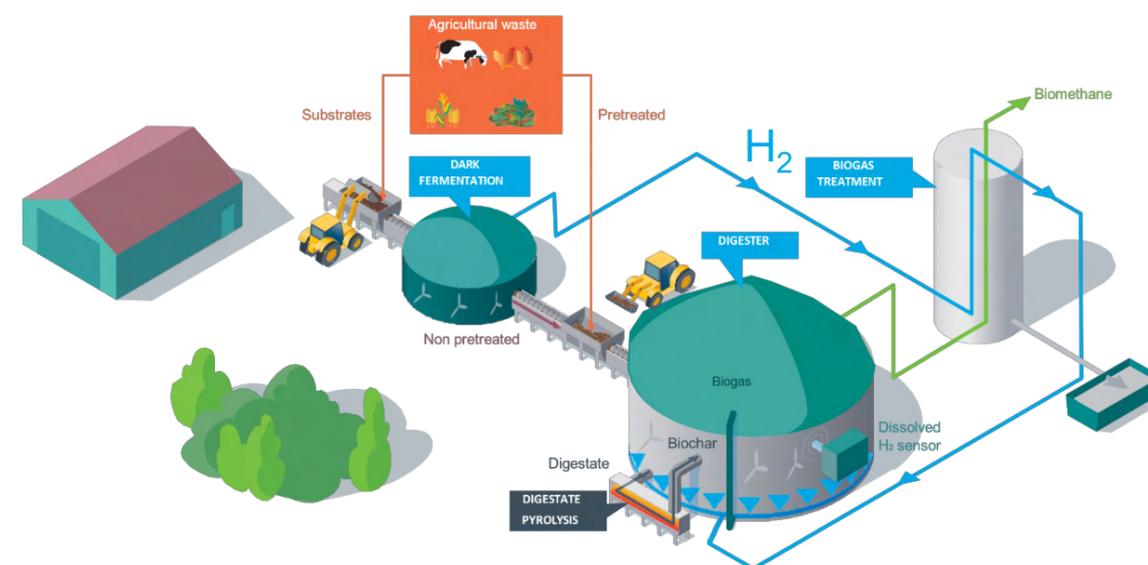


Schéma de principe du projet Métha-Hyn

Source : Engie

[1] Fiche lauréat ADEME du projet Métha-HYN

[2] État des lieux des technologies de gaz verts

[3] PIA : Programme d'investissement d'avenir, aide entièrement dédiée à l'enseignement supérieur, à la recherche et à l'innovation, enveloppe de 20 Mds € sur 4 ans en 2021, voir ce [lien](#)

## Objectifs du projet Métha-HYn

Coordonné par ENGIE, le projet Métha-HYn a donc été lancé en mars 2022 avec le soutien de l'ADEME (sous forme de subventions, représentant environ la moitié du budget, soit 1,5 M€). Pour augmenter de 30% à 40% la production de biométhane par méthanisation, le projet compte sur le couplage de plusieurs briques technologiques, notamment :

- **Production d'hydrogène biologique par fermentation sombre** (H<sub>2</sub> ensuite utilisé pour la méthanation)
- **Épuration du gaz riche en H<sub>2</sub>** issus de la fermentation sombre
- **Méthanation biologique in-situ**
- **Pyrolyse du digestat** pour produire du **biochar ajouté** par la suite **dans le digesteur**
- **Capteurs d'hydrogène** destinés à optimiser le pilotage de l'unité

Chacune de ces briques sera développée et testée séparément avant que toutes les briques ne soient **intégrées au sein d'une installation pilote à Clermont-Ferrand**.

Parmi ces briques, deux ont déjà fait l'objet de publications récentes par les équipes du projet. **La première innovation concerne la production d'hydrogène biologique par fermentation sombre**, qui est un processus biologique où des bactéries anaérobies dégradent des matières organiques en l'absence de lumière pour produire un gaz de synthèse riche en hydrogène. Ce procédé est ici censé être intégré en amont de la méthanisation.

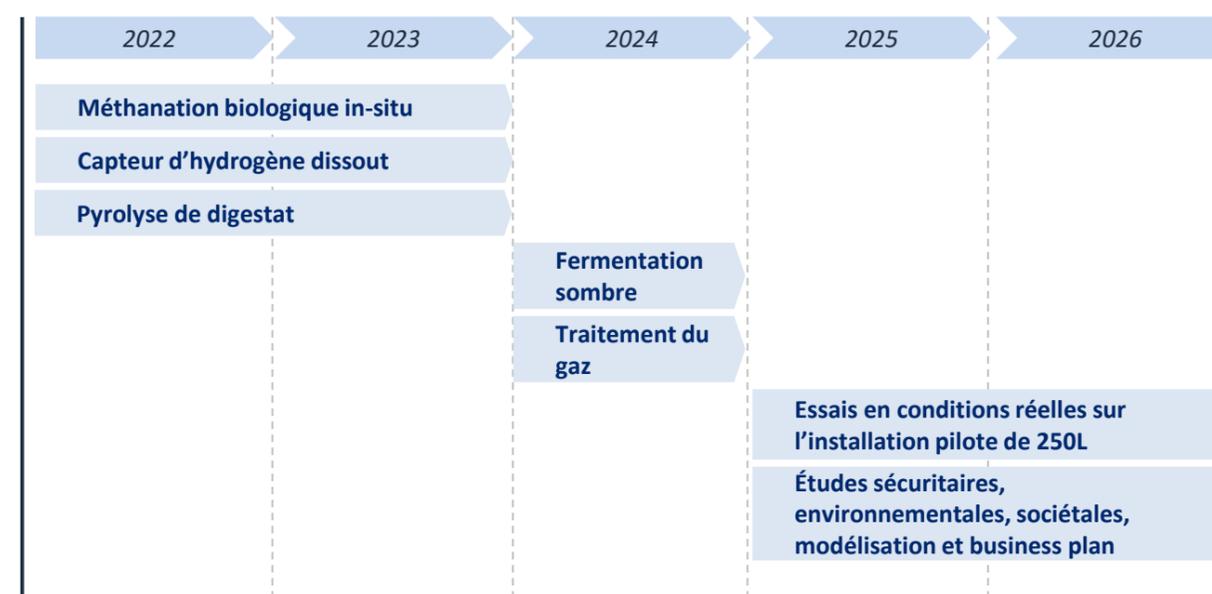
**Une seconde innovation importante se situe au niveau de la brique de méthanation biologique *in-situ***. En effet, aujourd'hui la méthanation est uniquement réalisée dans des réacteurs dédiés et non directement dans les cuves de méthanisation. Par l'injection pulsée de H<sub>2</sub> dans la cuve de méthanisation, le CO<sub>2</sub> du biogaz est converti en méthane, améliorant l'efficacité globale du procédé.

## Calendrier du projet

Le calendrier du projet est présenté sur la droite de la page. Après plusieurs tests indépendants des différentes briques technologiques durant les 2 ou 3 premières années, ces briques seront combinées au sein d'un projet pilote installé à Clermont-Ferrand, sur un digesteur d'une capacité de 250 L. Les deux articles présentés dans ce décryptage font partie de la première phase d'études indépendantes.

[LIEN 1<sup>er</sup> ARTICLE](#)

[LIEN 2<sup>eme</sup> ARTICLE](#)



Planning prévisionnel du projet<sup>[1]</sup>

[1] [Fiche lauréat ADEME du projet Métha-HYn](#)

## 1<sup>er</sup> article : production d'hydrogène par fermentation sombre

### Contexte de l'article

La fermentation sombre produit de l'hydrogène (et autres co-produits) à partir de **micro-organismes qui décomposent la matière organique dans des conditions anaérobies** (sans oxygène) et **sans apport de lumière**.

Bien qu'elle soit connue depuis longtemps, le développement de cette technologie reste encore limité par ses **faibles rendements** qui sont majoritairement **dus à la formation de sous-produits consommateurs d'hydrogène**, comme les acides organiques par exemple, qui peuvent entraîner l'inhibition du processus.

Dans le cadre du projet Métha-HYn, coupler la fermentation sombre avec la méthanisation permettrait d'augmenter le rendement énergétique des procédés car les intrants organiques restants à l'issue de la fermentation sombre peuvent à nouveau être décomposés lors de la digestion anaérobie. Cependant, ce couplage représente un défi de taille car **les intrants, très variés, de la méthanisation ne sont pas tous compatibles avec la fermentation sombre** et produisent souvent **des sous-produits inhibiteurs de cette fermentation**.

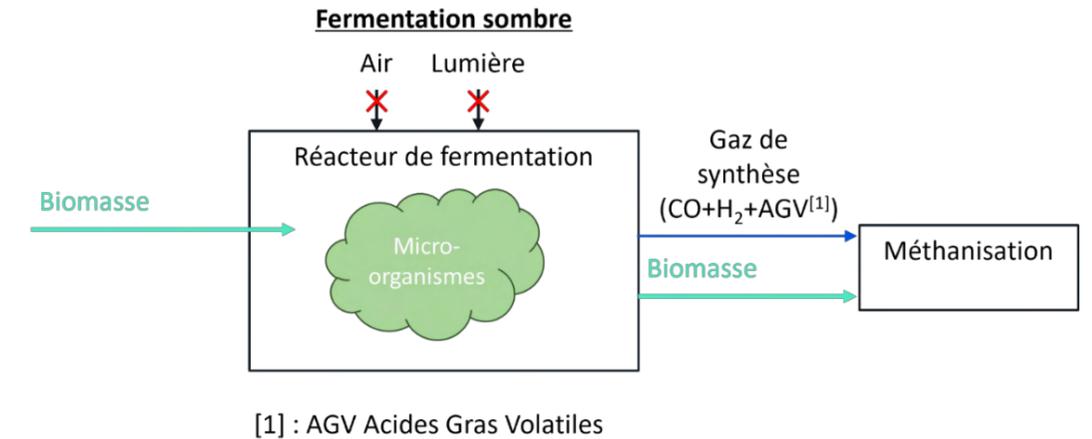
La littérature récente met en avant des rendements en hydrogène par fermentation sombre meilleurs pour les intrants riches en **glucides** que ceux riches en **lipides** ou en **protéines**<sup>[1,2,3]</sup>. Cependant, dans les conditions opératoires réelles des sites de méthanisation, les intrants possèdent ces trois types de composés : il est donc fondamental de développer une compréhension fine de l'impact de leur mélange sur l'efficacité de la fermentation sombre. En effet, des synergies positives ont déjà été mises en évidence<sup>[4]</sup> lors du **mélange d'intrants (appelé co-fermentation)**, mais leurs causes sont encore peu connues. Cette publication a donc pour but d'améliorer la connaissance des mécanismes d'interactions au sein de la population microbienne et de leur impact sur la production d'hydrogène.

### Expériences et résultats

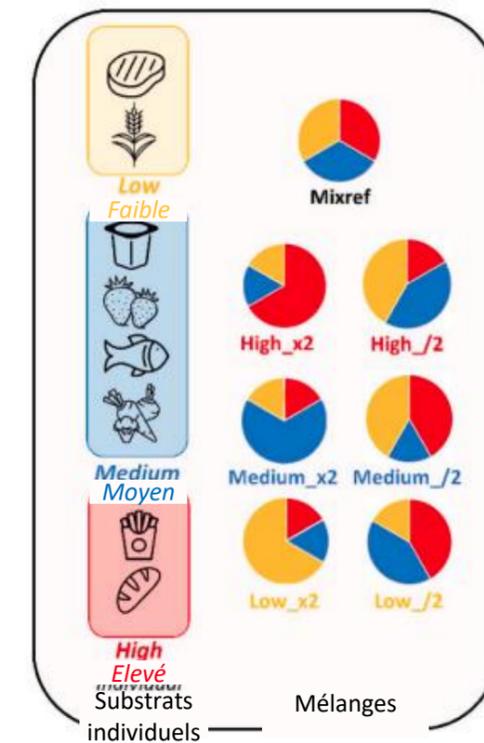
Pour cela, l'étude réalise des essais à partir de **8 substrats de déchets alimentaires** (steak, yaourt, fruits rouges, poisson pané, frites, pain et légumes) réunis en **7 mélanges différents** pour mieux refléter la complexité des intrants réels. Ces mélanges ont été réalisés en doublant ou divisant par deux les quantités de chacun de ces substrats selon leur production individuelle d'hydrogène (haute, moyenne, basse). Voir le 2<sup>ème</sup> schéma à droite

Après chaque expérience de fermentation, un échantillon de micro-organismes est prélevé et étudié afin d'identifier les différents micro-organismes présents ainsi que l'évolution de leur proportion au cours de la réaction.

[LIEN 1<sup>er</sup> ARTICLE](#)



### Schéma représentant le principe de la fermentation sombre et son intégration au sein du projet



### Représentation des différents mélanges utilisés pour les expériences de fermentation sombre. Les substrats individuels sont classés en 3 catégories selon leur potentiel méthanogène : faible, moyen et élevé

[1] [Biological hydrogen potential of materials characteristic of the organic fraction of municipal solid wastes](#)

[2] [Hydrogen production characteristics of the organic fraction of municipal solid wastes by anaerobic mixed culture fermentation](#)

[3] [Recent advance in inhibition of dark fermentative hydrogen production](#)

[4] [Notamment Co-fermentation of sewage sludge with ryegrass for enhancing hydrogen production: Performance evaluation and kinetic analysis](#)

## Expériences et résultats

Les résultats obtenus sont les suivants :

- L'étude révèle que **le rendement en hydrogène est fortement corrélé positivement à la teneur en sucres solubles et facilement extractibles des substrats**, un résultat cohérent avec les travaux antérieurs.
- Pour la plupart des mélanges, une synergie positive est observée, et les **rendements en H<sub>2</sub> sont significativement supérieurs à ceux théoriques (16 à 37% de surperformance)**. Ces résultats théoriques sont issus de la moyenne pondérée des rendements en H<sub>2</sub> des substrats individuels, ils reflètent donc les résultats s'il n'y avait aucune synergie entre les substrats lors de leur fermentation.
- Certains mélanges ont **accru la vitesse de production d'hydrogène** grâce à la diversité microbienne qui résulte de ces mélanges : taux de production maximal compris entre 249 et 369 mLH<sub>2</sub>/g<sub>VS</sub>/jour<sup>[1]</sup> pour les mélanges contre 22 à 177 mLH<sub>2</sub>/g<sub>VS</sub>/jour pour les intrants purs (sauf le pain à 263 mLH<sub>2</sub>/g<sub>VS</sub>/jour).

Ces résultats permettent ainsi d'identifier les **substrats de méthanisation** (déchets alimentaires uniquement) **les plus favorables** à une utilisation en fermentation sombre. Cette étude devra être complétée d'une étude intégrée sur le système global comprenant la fermentation sombre et la méthanisation pour confirmer la pertinence de ces intrants.

## 2<sup>ème</sup> article : injection H<sub>2</sub> pulsé pour méthanation *in-situ*

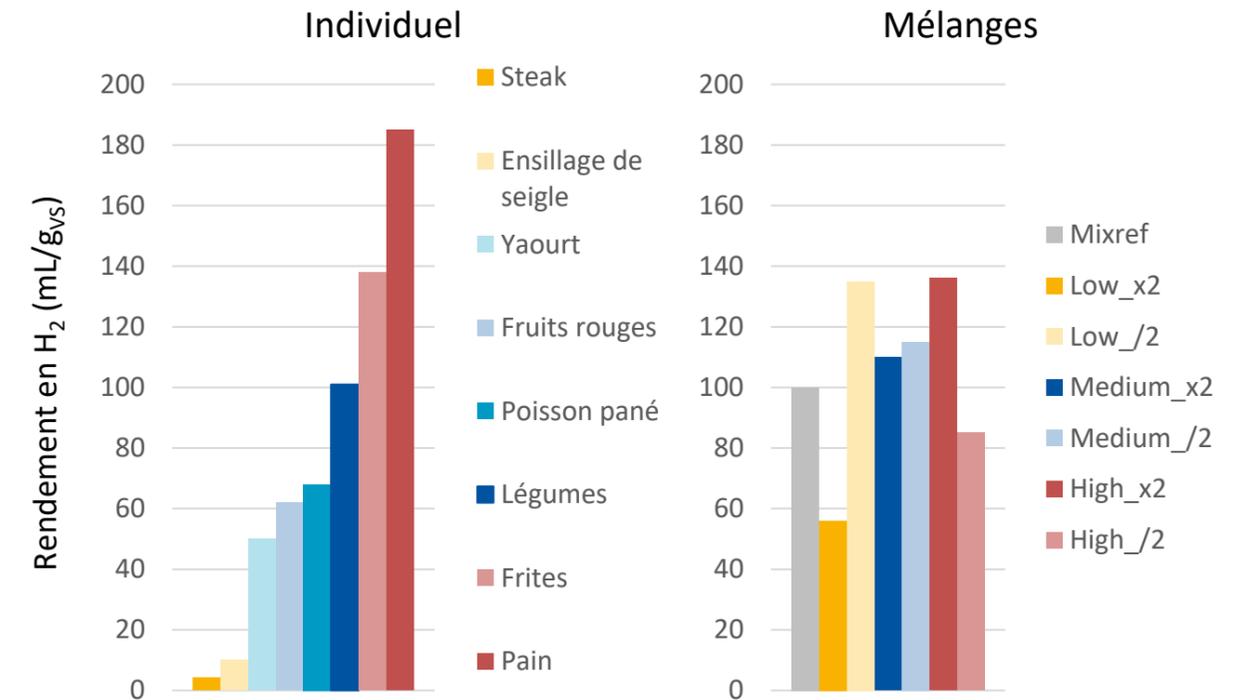
### Contexte

Dans le projet Métha-HYn, l'hydrogène produit par la fermentation sombre a pour vocation d'être utilisé dans une réaction de méthanation *in-situ* au sein du réacteur de méthanisation.

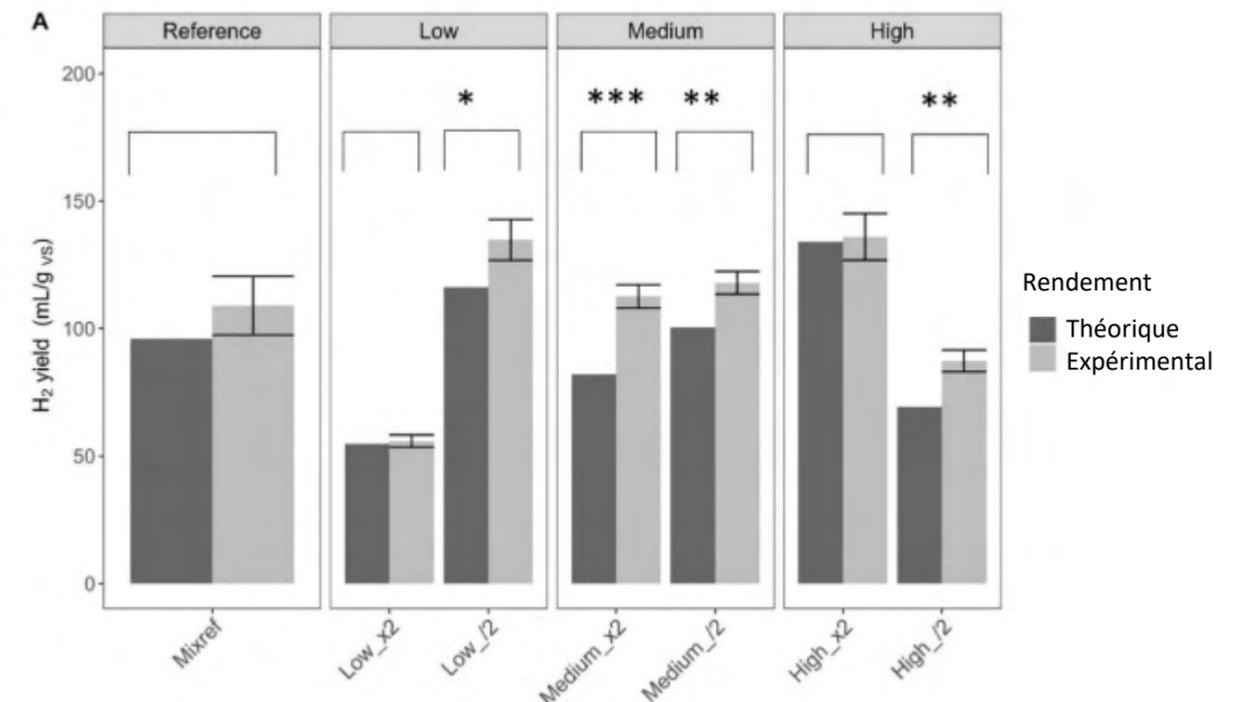
La **méthanation *in-situ*** est un processus où l'**H<sub>2</sub> issu de la fermentation sombre et le CO<sub>2</sub> issu de la méthanisation sont convertis en méthane directement à l'intérieur du digesteur** : des **micro-organismes méthanogènes** consomment l'hydrogène et le dioxyde de carbone présents pour produire du méthane (réaction de Sabatier). Pour autant, l'impact de l'ajout de H<sub>2</sub> exogène au sein du digesteur demeure aujourd'hui incertain : certains travaux de recherche semblent mettre en évidence des interactions syntrophiques positives favorisant la production de biométhane quand d'autres montrent plutôt un effet inhibiteur de l'hydrogène exogène. Ce second article ici présenté s'intéresse donc à l'impact de l'injection pulsée de H<sub>2</sub> sur le développement des communautés de bactéries et la dégradation de la matière organique.

[LIEN 1<sup>er</sup> ARTICLE](#)

[LIEN 2<sup>ème</sup> ARTICLE](#)



**Résultat des rendements en H<sub>2</sub> des différents substrats individuellement, en absence de synergie, à gauche. Mêmes résultats pour les 7 mélanges, avec synergies donc, à droite.**



**Résultat des différences entre les rendements théoriques et expérimentaux pour plusieurs intrants (low, medium et high) mettant en avant les synergies**

[1] VS : Solides Volatils

## Expériences et résultats

Pour étudier l'effet de l'ajout d' $H_2$  dans les procédés de méthanisation, plusieurs expériences comparatives entre une voie de digestion normale et une voie de digestion avec injection régulière d' $H_2$  sont ainsi menées sur six semaines. Ces expériences sont répétées **quatre fois pour obtenir des résultats plus robustes**.

L'expérience est menée à partir d'un **mélange d'intrants** composé à 2% de lisier de porc, 29% de fumier bovin solide, 28% d'ensilage de seigle et enfin 42% de soupe de déchets alimentaires. Par ailleurs, **deux communautés bactériennes différentes sont utilisées** (une prélevée dans le digesteur principal et une autre dans le post-digesteur).

Un **ratio d'hydrogène par rapport au  $CO_2$  est fixé en dessous des proportions stœchiométriques** de la réaction de méthanation ( $2,7 - 3,1 : 1 H_2:CO_2$  alors qu'elle est de 4:1 en conditions stœchiométriques). Ce choix a été fait pour s'assurer que tout l' $H_2$  est bien consommé, car un excès d'hydrogène entraîne l'acidification du réacteur et donc l'inhibition de la réaction de méthanogénèse.

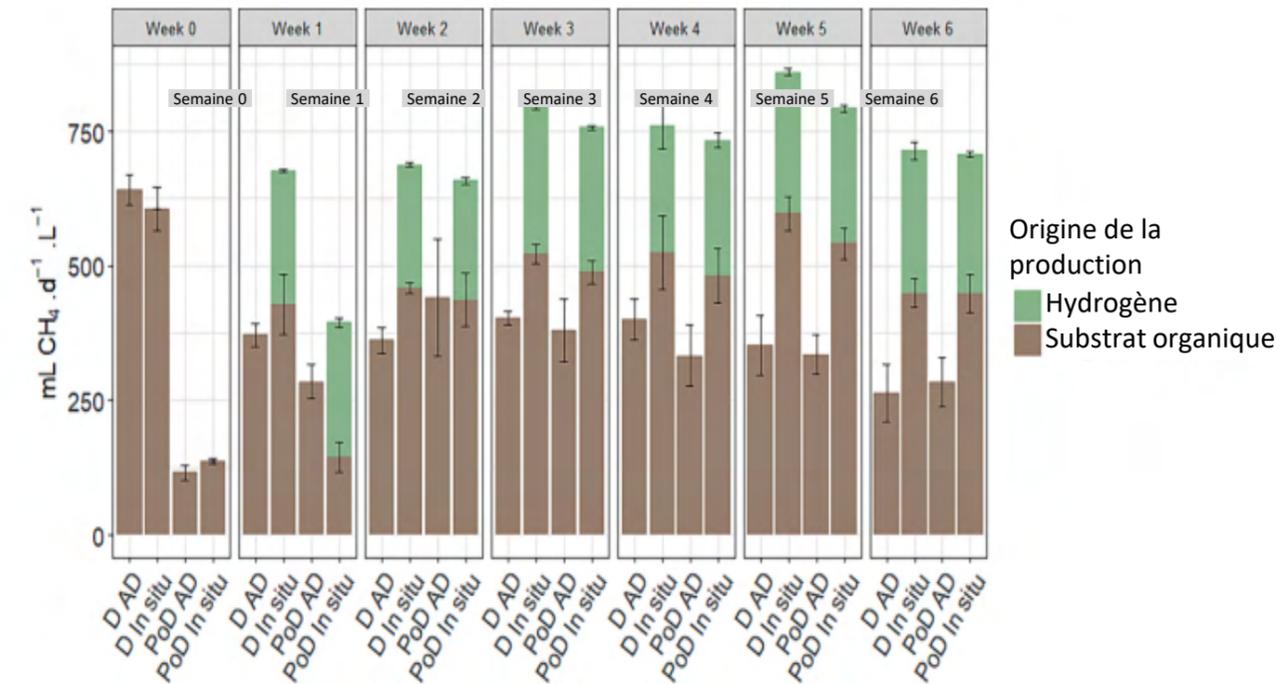
Le long de ces **six semaines d'expérience**, le taux de production de  $CH_4$  est suivi en continu au sein du digesteur. Les résultats de l'étude sont les suivants :

- **Expérience de référence** : sans ajout d'hydrogène externe, l'inoculum issu du digesteur permet d'obtenir une quantité de méthane plus élevée que l'inoculum du post-digesteur (surtout dans les premiers jours) ce qui suggère une activité microbienne plus intense dans ce premier inoculum.
- Dans le cas d'une injection d'hydrogène, un **léger temps d'adaptation** est initialement nécessaire à la communauté bactérienne issue du digesteur (production plus faible que sans injection) contrairement à celle du post-digesteur (taux de production déjà légèrement supérieur à l'expérience de référence).
- Néanmoins, sur le long terme, une fois l'adaptation terminée, **l'injection d'hydrogène dans le digesteur améliore largement la dégradation de la matière organique quel que soit l'inoculum**, avec un taux de production jusqu'à 2,5 fois plus élevé. Selon les chercheurs, cette amélioration pourrait s'expliquer par l'augmentation du pH, résultant de la diminution du  $CO_2$  due à sa réaction avec l' $H_2$ .
- Les évolutions observées dans les communautés bactériennes sont minimales.

## Conclusions et perspectives

Ces deux études montrent donc des résultats très prometteurs pour le projet Métha-HYn avec une hausse potentielle de rendement bien supérieure aux objectifs initiaux du projet. Ces résultats doivent cependant être confirmés dans les années à venir par de nouvelles expériences, en particulier sur un système intégrant les différentes briques technologiques, aujourd'hui encore testées indépendamment. Ces résultats devront aussi être complétés d'études économiques dans un second temps.

[LIEN 2<sup>ème</sup> ARTICLE](#)



### Production de méthane sur la durée de l'expérience par des communautés microbiennes issues du Digesteur anaérobie (D) et du post-digesteur (PoD).

Dans les deux cas, les situations avec et sans méthanation in situ sont étudiées (respectivement « In situ » et « AD » dans le nom des essais). La partie verte correspond au surplus de méthane produit grâce à la réaction de méthanation. Le surplus de production par la matière organique, en marron, correspond à la part de matière organique qui est davantage dégradée et transformée en méthane avec l'ajout d'hydrogène, on parle de synergie positive.



# Projet Be Clean - Procédé innovant d'élimination d'impuretés de biogaz par électro-lavage

## EN BREF

Cette étude publiée par l'université technique du Danemark (DTU) présente un procédé d'élimination des impuretés de biogaz, basé sur l'électro-lavage (lavage à partir d'électricité et de chlore), testé sur le site de Hashøj Biogas au Danemark. Les résultats sont prometteurs avec une élimination à plus de 99% des composés sulfurés. Cet électro-lavage permet par ailleurs de produire de l'hydrogène.

**OBJET :** article publié dans la revue *Separation and Purification Technology*

**DATE :** Juillet 2024

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

**OBJECTIF :** identifier et quantifier les éléments purifiés du biogaz en conditions réelles d'exploitation avec un démonstrateur d'une technologie d'absorbeur-neutraliseur utilisant du chlore et de l'électricité.

**RÉSULTATS :** le système élimine plus de 99% des composés sulfurés et 94% des AGV<sup>[1]</sup>, rendant le biogaz prêt pour des usages futurs après une filtration finale au charbon actif. La pureté de l'hydrogène produit atteint 99%.

## Contexte

La purification du biogaz, avant son injection sur réseau, est une étape cruciale pour garantir la qualité du biométhane produit par méthanisation. Pour répondre aux exigences strictes des réseaux de gaz, il est en effet nécessaire **d'éliminer diverses impuretés résiduelles**. Parmi les impuretés principales se trouvent notamment le **soufre sous forme de H<sub>2</sub>S<sup>[2]</sup>** (corrosif et toxique) ou d'autres composés comme les mercaptans, les **Composés Organiques Volatils (COV)** qui pourraient masquer l'odeur du gaz lors de la détection des fuites ou encore l'**oxygène (O<sub>2</sub>)**. L'enjeu est d'autant plus important que la concentration de biométhane dans les réseaux de gaz est appelée à croître significativement dans les années à venir. En France, GRDF a récemment réaffirmé son objectif ambitieux d'intégrer **20% de gaz renouvelable et bas carbone** dans ses réseaux d'ici 2030<sup>[3]</sup>. Cette tendance est également observée au Danemark, où les objectifs sont encore plus ambitieux, visant à atteindre **100% de biométhane** dans le réseau d'ici 2030. Les prescriptions techniques imposées par les opérateurs de réseau, et peu ou prou similaires à celles en vigueur au Danemark, sont strictes.

Technologies désulfuration	Avantages	Inconvénients
Oxydation biologique		Usage d'O <sub>2</sub>
Absorption chimique	CAPEX modérés Pas d'utilisation de O <sub>2</sub>	OPEX élevés Impact environnemental des produits chimiques
Adsorption sur charbon actif	CAPEX et OPEX modérés Pas d'utilisation de O <sub>2</sub>	Maintenance complexe Impact environnemental incertain
Adsorption sur lit d'oxydes métalliques	CAPEX et OPEX modérés Pas d'utilisation de O <sub>2</sub>	Maintenance complexe Impact environnemental incertain
Bio-lavage	OPEX faibles	CAPEX très élevés Besoin de compléter par du charbon actif Peu adapté aux fluctuations de H <sub>2</sub> S

## Procédés principaux de désulfuration du biogaz : avantages et inconvénients

Paramètre	Composition standard du biogaz	Critère standard pour injection de biométhane
CH <sub>4</sub>	[55%-65%]	> 90% (gaz B)
CO <sub>2</sub>	[35%-45%]	< 3,5% (GRDF)
N <sub>2</sub>	[0-1%]	
O <sub>2</sub>	[0-0,5%]	< 4 000 ppm
NH <sub>3</sub>	[0-100 mg/Nm <sup>3</sup> ]	< 3 mg/m <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> S	[50-4000ppmv]	< 5mgS/m <sup>3</sup>
Cl	-	< 1 mg/m <sup>3</sup>

## Comparaison entre la composition standard du biogaz et les spécifications pour injection de biométhane dans le réseau français [4,5]

[1] AGV : Acides gras volatils

[2] H<sub>2</sub>S : sulfure d'hydrogène

[3] Source : [Tout savoir sur le biométhane | act4gaz.grdf](#)

[4] [Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Energétiques](#)

[5] [GRDF](#)

Ainsi, la teneur totale en soufre doit par exemple être inférieure à 30 mgS/m<sup>3</sup>, avec une limite de 5 mgS/m<sup>3</sup> pour le H<sub>2</sub>S et le COS<sup>[1]</sup> combinés.

Pour répondre à ces exigences, plusieurs solutions de désulfuration du biométhane peuvent être utilisées : précipitation chimique, oxydation biologique, absorption chimique, adsorption sur charbon actif ou sur lit d'oxydes métalliques, bio-lavage ou encore séparation membranaire. Chaque technique possède des avantages et des inconvénients présentés succinctement dans le tableau de la page précédente. Cependant, la plupart de ces technologies restent peu **adaptées à des taux de H<sub>2</sub>S très fluctuants dans le biogaz**.

C'est dans ce contexte que cet **article présente une technologie capable de s'adapter à ce taux variable de soufre** pour maximiser la quantité de biométhane injectable. La technologie est testée grâce à une **unité pilote** sur le site de Hashøj Biogas au Danemark, avec pour objectif la validation de l'efficacité du retrait des impuretés dans des conditions réelles d'exploitation. Elle consiste à utiliser du **chlore** comme absorbeur des impuretés présentes dans le biogaz, ce chlore est ensuite **régénéré dans une cellule électrochimique** par application d'un courant électrique. Cette étape de régénération permet par ailleurs de produire de l'**hydrogène**. Cette unité précède l'épuration du biogaz qui permet de séparer le CO<sub>2</sub> du CH<sub>4</sub> afin d'injecter le biométhane sur le réseau de gaz.

## Procédé et conditions d'expérimentation

Le processus d'électro-lavage se déroule en quatre étapes qui sont décrites sur le schéma ci-contre :

- La première étape est **l'injection du biogaz**, où celui-ci est acheminé par un souffleur dans le système.
- Ensuite, le biogaz passe dans un **électro-laveur** : il traverse une tour contenant un solvant avec du chlore actif. Ce **chlore Cl<sub>2</sub> oxyde et élimine les impuretés** se transformant alors en **ions chlorure Cl<sup>-</sup>**.



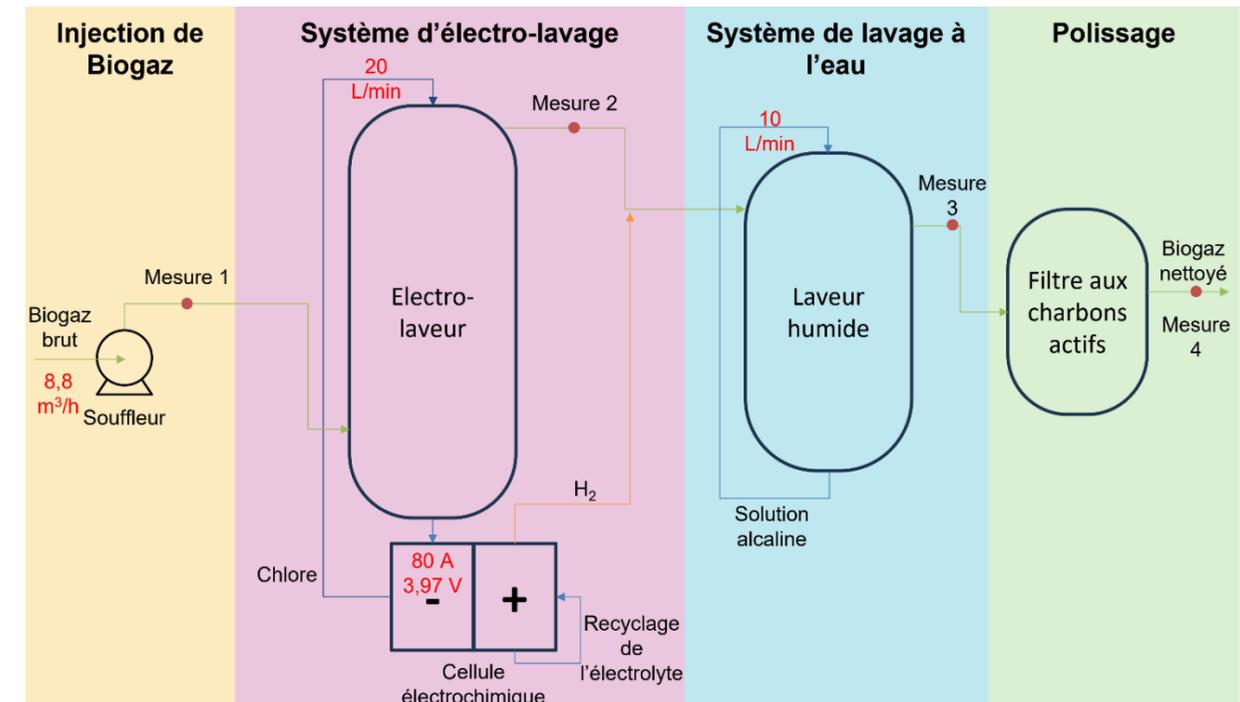
Ces ions sont **régénérés** en Cl<sub>2</sub> via une **cellule électrochimique**, le solvant est ainsi recyclé dans la tour. Lors de cette régénération, de l'hydrogène est produit au niveau de la cathode. Cet H<sub>2</sub> n'est ici pas séparé du flux de biogaz et nécessite donc une supervision continue



- La troisième étape est le **lavage à l'eau**, qui élimine tout chlore résiduel grâce à une solution légèrement alcaline.
- Enfin, le biogaz passe à travers un filtre à charbon actif pour éliminer les dernières impuretés, c'est le **polissage**, qui rend le biogaz prêt pour des usages ultérieurs (injection après une étape de séparation, méthanation...).

Les conditions expérimentales sont précisées sur le schéma à droite. En particulier, **les paramètres électrochimiques (tension, courant, etc.) ont été fixés pour que l'intégralité du H<sub>2</sub>S soit retiré** lors de l'électro-lavage. L'élément H<sub>2</sub>S est en effet la première impureté éliminée par le système d'électro-lavage grâce à sa vitesse de réaction plus grande avec le chlore. Si l'intégralité cet élément n'est pas retiré, cela signifie que les autres impuretés ne le sont très sûrement pas non plus.

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)



**Schéma du procédé complet de purification du biogaz, comprenant 3 étapes retirant les impuretés où la première et la plus importante est l'électro-lavage.**

[1] COS : Oxysulfure de carbone de formule chimique COS, composé contenant du soufre, c'est un gaz toxique à éliminer.

Pour que d'autres impuretés puissent être retirées, il faut donc s'assurer que l'intégralité du H<sub>2</sub>S le soit d'abord. Enfin, avant d'effectuer des relevés de gaz sur les différents points de mesures indiqués sur le schéma par des points rouges, le système est opéré dans des conditions de **régime permanent durant deux heures**.

## Résultats

L'équipe de chercheurs a mené deux analyses en parallèle, en étudiant la composition du gaz par chromatographie en phase gazeuse :

- La première étude porte sur la capacité du démonstrateur à éliminer les impuretés du biogaz, notamment le H<sub>2</sub>S et les autres composés sulfurés, les COV, les cétones, et les composés chlorés.
- La seconde analyse évalue la pureté de la production d'hydrogène, cet hydrogène est injecté dans biogaz traité.

Les résultats sont les suivants :

- **Élimination totale du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) et des mercaptans après électro-lavage** : le taux est inférieur au seuil détectable de l'expérience (< 0,1 ppm).
- Les composés sulfurés COS et CS<sub>2</sub> ne sont en revanche pas filtrés par le système d'électro-lavage, d'où, par la suite, **la nécessité d'un filtre au charbon actif**. L'opération d'électro-lavage permet alors le retrait des nombreux composés sulfurés en amont pour un coût moindre ainsi que de réduire la consommation de charbon actifs.
- **Élimination de 95% des COV** par le système d'électro-lavage.
- La purification se fait **sans perte mesurable de CH<sub>4</sub> ou de CO<sub>2</sub>**.
- Les composés chlorés sont éliminés par le laveur à l'eau et le filtre au charbon actif.
- La production de H<sub>2</sub> au niveau de la cellule électrochimique conduit à une **multiplication de la concentration de H<sub>2</sub> par 16 dans le gaz** en sortie du procédé. L'hydrogène produit est pur à **98,75%**.

## Application et valorisation

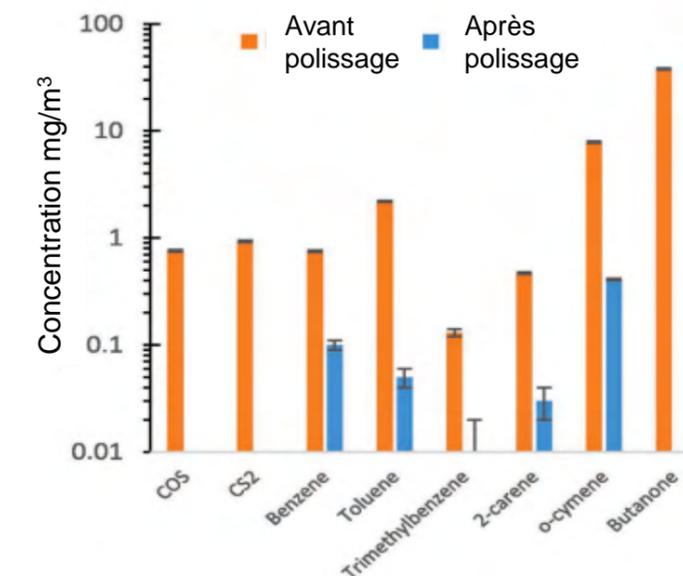
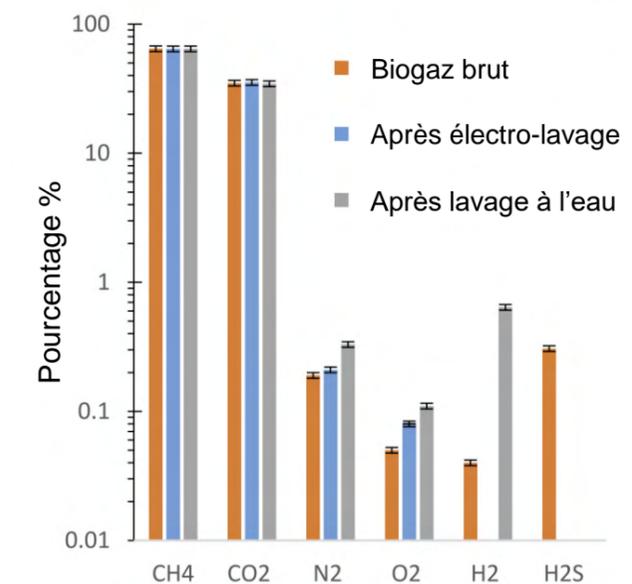
Ce procédé de purification de biogaz, en amont d'une unité d'épuration du biogaz retirant le CO<sub>2</sub>, semble prometteur. **Sa capacité à filtrer efficacement de nombreuses impuretés** (en particulier les composés sulfurés) en ne consommant que de l'électricité (le reste des composés chimiques étant régénérés), le tout en produisant de l'hydrogène avec un haut niveau de pureté sont de forts atouts. De plus, parce qu'il repose sur l'usage d'une cellule électrochimique, ce procédé peut facilement **s'adapter au taux changeant de H<sub>2</sub>S dans le biogaz** en ajustant l'intensité du courant de la cellule électrochimique. Cependant, quelques **points d'attention** persistent :

- Des **analyses technico-économiques** sont encore nécessaires pour évaluer la viabilité du procédé (consommation électrique et coût des réactifs notamment).
- Bien que l'intégration de la technologie dans une unité de méthanisation soit relativement simple, **des enjeux de sécurité liés à l'utilisation du chlore** (toxique et corrosif) devront être pris en compte.
- Le dispositif doit être complété par un **filtre de charbon actif** pour compléter l'élimination des COS. **Ce filtre est néanmoins de petite taille car le biogaz y arrive déjà presque totalement épuré.**
- L'hydrogène produit soulève également la question de son utilisation future.<sup>[1]</sup>

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

## Résultats de la filtration des impuretés par les différentes étapes du procédé

**Haut** : comparaison des concentrations de différents composés présents dans le biogaz dont le H<sub>2</sub>S avant et après électro-lavage. **Bas** : élimination des impuretés résiduelles par le filtre aux charbons actifs. L'axe des pourcentages et des concentrations est logarithmique



[1] L'article mentionne qu'avec la mise en œuvre d'un petit filtre à charbon, il pourrait être possible d'utiliser l'hydrogène dans des piles à combustible ou pour des applications de conversion de gaz en liquide.

# Impact d'une colonne à contre-courant à l'échelle industrielle sur la réduction et la conversion des goudrons de pyrogazéification

## EN BREF

Cette étude, réalisée par des chercheurs de l'université de technologie de Vienne (TU Wien), a pour but de mesurer la réduction des goudrons formés dans un réacteur à lit fluidisé de pyrogazéification en utilisant un flux à contre-courant.

L'expérience a été réalisée à l'échelle d'un démonstrateur industriel (1 MW) pour la première fois, faisant ainsi le lien avec des résultats déjà avancés à l'échelle du laboratoire et d'une installation pilote de 100kW.

**OBJET :** article publié dans la revue *FUEL*

**DATE :** May 2024

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

**OBJECTIF :** réduire la formation de goudrons dans un réacteur de pyrogazéification à lit fluidisé avec un dispositif de flux de chaleur à contre-courant, et ceci à une échelle industrielle

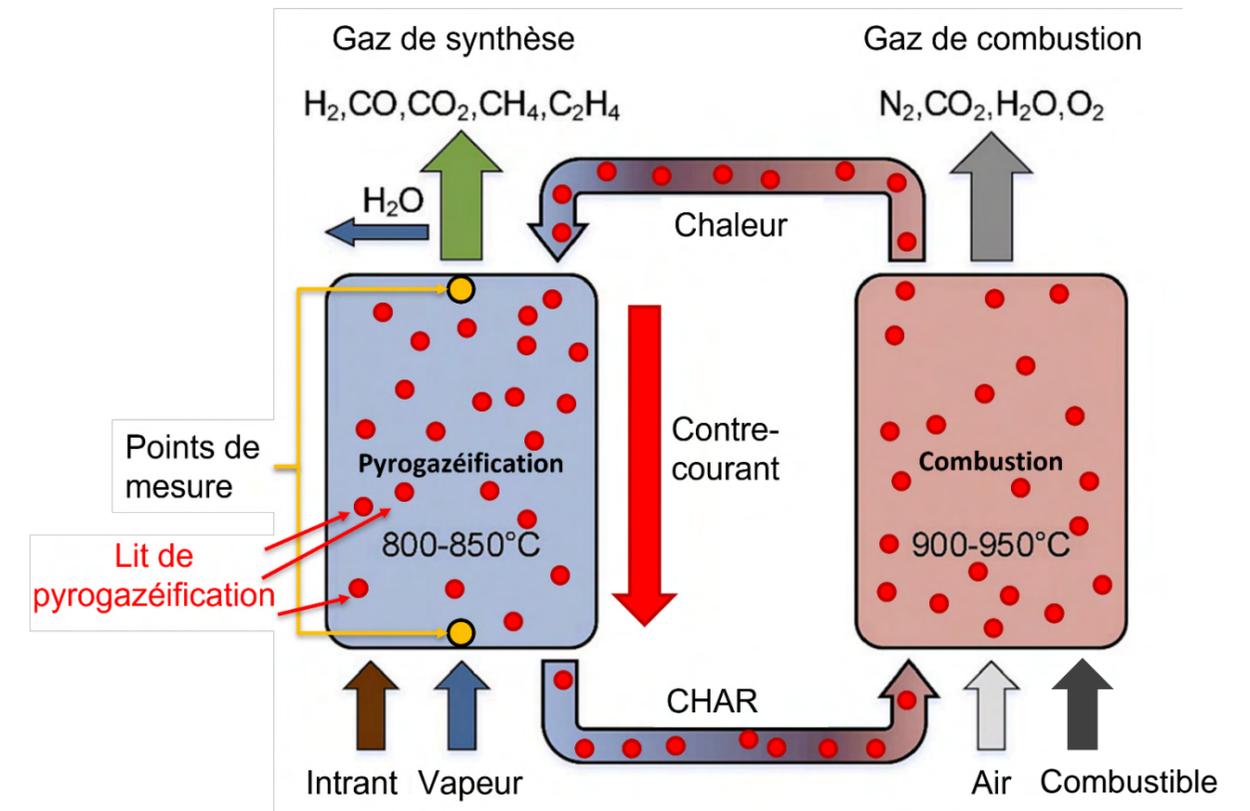
**RÉSULTATS :** ce dispositif permet à la fois de réduire le taux de goudrons mais aussi de transformer les goudrons restants en d'autres classes de goudrons, plus simples à séparer du gaz par la suite.

## Contexte

Le gaz de synthèse produit par pyrogazéification nécessite un **(post)-traitement avancé pour éliminer ses impuretés** et pour pouvoir envisager une **méthanation** puis une **injection** dans le réseau gazier. Ceci est d'autant plus important que la teneur en impuretés augmente avec l'hétérogénéité croissante des intrants envisagés (p. ex. plastiques non recyclables ou CSR). La présence de **goudrons** pose en particulier un **double défi** :

- Ces goudrons peuvent **obstruer et endommager certains équipements** (notamment ceux de la méthanation),
- Ils contiennent une **fraction importante de l'énergie du gaz** (entre 5 et 15% environ) qui n'est alors pas valorisée

Pour limiter la teneur en goudrons, deux stratégies sont envisagées : empêcher leur formation ou les éliminer. Cette élimination peut soit s'effectuer à l'intérieur du gazéifieur<sup>[1]</sup> soit à la sortie<sup>[2]</sup>. L'article présent explore une solution innovante basée sur l'installation d'une **colonne d'écoulement à contre-courant** permettant de réduire drastiquement la teneur en goudrons dans le gazéifieur. L'objectif de l'étude est notamment de **reproduire, à une échelle industrielle (1 MW)**, les résultats prometteurs de réduction des goudrons obtenus à une échelle pilote (100 kW)<sup>[3][4]</sup>.



## Schéma du réacteur de pyrogazéification à lit fluidisé avec une colonne à contre-courant

La colonne à contre-courant apporte les particules du lit de pyrogazéification (particules solides de très petite taille représentées par les points rouges) dans le réacteur. Ces particules transportent de la chaleur depuis la chambre de combustion et servent de catalyseurs à la réaction de pyrogazéification, elles ont donc deux rôles permettant à la réaction d'avoir lieu. Leur passage à contre-courant par rapport aux intrants fluidisés permet un temps de contact plus long et plus d'interactions entre les phases solides et gazeuses.

**Source :** schéma adapté par Blunomy à partir de la publication

[1] En ajustant les conditions de réaction

[2] p. ex. avec des techniques de filtration ou craquage chimique/thermique

[3] [Mauerhofer AM et al., Dual fluidized bed steam gasification: Change of product gas quality along the reactor height](#)

[4] [Kolbitsch M. First fuel tests at a novel 100 kWth dual fluidized bed steam gasification pilot plant. Wien: Technische Universität; 2016.](#)

## Résultats

L'expérience consiste à analyser la capacité de la colonne à contre-courant (CCC) à éliminer les goudrons présents dans le gaz de synthèse (syngas).

Les chercheurs procèdent à la mesure des teneurs en goudrons en **deux points du réacteur**, situés **respectivement en amont et en sortie de la colonne à contre-courant (CCC)**, de manière à mesurer l'impact que la colonne a sur la quantité de goudrons dans le gaz.

Pour s'assurer que les résultats sont indépendants des intrants et du matériau servant à la fois au transport de chaleur et à la fois à la catalyse de la réaction (le lit caloporteur), l'expérience est multipliée. Elle est reproduite avec **des intrants différents** (copeaux de bois, déchets riches en plastique, résidus forestiers, écorces, mélanges de biomasse ligneuse et enfin granulés de bois résineux) et **deux lits de réacteur différents** (olivine et calcaire). Les résultats obtenus à l'échelle industrielle (1 MW) sont ensuite comparés avec ceux obtenus sur un réacteur pilote (100 kW).

Les résultats principaux sont les suivants :

- La concentration en goudrons en aval de la CCC est **inférieure de 35 à 50%** (selon les intrants) à celle en amont.
- La composition des goudrons évolue significativement après le passage par la CCC :
  - **La concentration de goudrons de classe II et III est très fortement réduite** : une seule espèce de classe II est observée avec une quantité réduite de 97,5% par rapport à l'amont, les autres sont indétectables.
  - **La concentration de goudrons de classe IV reste relativement stable** avec formation et réduction d'espèces
  - **La concentration de goudrons de classe V augmente de 2 à 3 fois.**

Ces résultats sont expliqués **par la température plus élevée de réaction avec cette colonne à contre-courant et par un temps de réaction plus long, permettant une meilleure décomposition des goudrons**. Ces résultats sont prometteurs car lors des traitements ultérieurs du syngas, **les goudrons de classes supérieures sont retirés avec plus haute efficacité** que les goudrons de classes inférieures : en effet, leur température de condensation plus élevée permet à la fois de les liquéfier en abaissant peu la température du gaz et d'éviter de liquéfier d'autres espèces plus légères. Cependant, cette technologie ajoute un traitement nécessaire des fumées de combustions indépendant du traitement du biogaz (du fait de la présence d'azote venant de l'air dans les fumées de combustion).

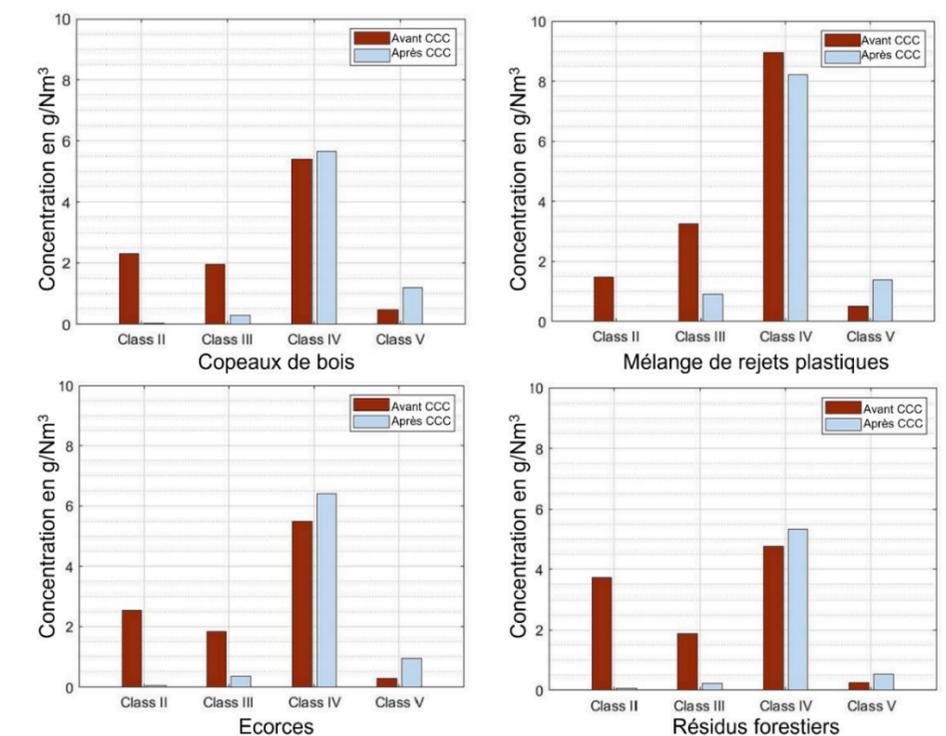
## Application et valorisation

Cette étude permet de **valider à une échelle industrielle les bons résultats** d'élimination des goudrons déjà observés à une échelle de 100 kW. De nouveaux travaux de recherche sont désormais nécessaires pour (1) vérifier que la CCC peut permettre d'atteindre les teneurs de goudrons souhaités après intégration au sein d'une chaîne complète (notamment après l'ajout du post-traitement des goudrons de classe V) et (2) mener une analyse technico-économique pour valider la viabilité de la technologie. Par ailleurs, cette technologie est aussi développée par Engie sur le projet Salamandre au Havre.

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

Goudrons	Caractéristiques	Exemple
<b>Classe I</b> – indétectables par chromatographie du gaz (GC)	Forte polarité, goudrons très lourds, non détectables par GC	Déterminés en soustrayant la fraction de goudron détectable par GC du goudron gravimétrique total.
<b>Classe II</b> - Composés hétérocycliques	Forte polarité Forte solubilité dans l'eau	Pyridine, phénole, crésols, quinoléine, isoquinoléine, dibenzophénole
<b>Classe III</b> - Composés aromatiques mono-cycliques	Généralement des hydrocarbures légers à cycle unique ; ne posent pas de problème de condensabilité et de solubilité.	Toluène, éthylbenzène, xylènes, styrènes
<b>Classe IV</b> – HAP <sup>[1]</sup> (3-4 anneaux)	Composés à 2 et 3 cycles ; se condensent à basse température même à très faible concentration	Indène, naphtalène, méthylnaphtalène, biphenyle, acénaphthalène, fluorène, phénanthrène, anthracène
<b>Classe V</b> - Composés lourds (4-7 anneaux)	Plus grands que les composés à 3 anneaux, ces composés se condensent à des températures élevées et à de faibles concentrations.	Fluoranthène, pyrène, chrysène, pérylène, coronène

### Classification des goudrons, source : [2] En rouge, espèces plus simples à filtrer



### Réduction de la teneur en goudrons par la colonne à contre-courant pour différents intrants (résultats présentés dans la publication)

[1] HAP : Hydrocarbure aromatique polycyclique

[2] Li, C.; Suzuki, K. Tar property, analysis, reforming mechanism and model for biomass gasification - An overview. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2009

# Analyse expérimentale de la productivité de biométhane produit par pyrogazéification d'un mélange de biomasse et de plastiques

## EN BREF

Cette étude réalisée par des chercheurs de l'université de la Nouvelle-Galles du Sud en Australie examine la co-gazéification de plusieurs types de déchets plastique et de biomasse. Les résultats montrent que le type de biomasse a un impact significatif sur la composition du gaz. Celles avec un taux plus élevé d'hémicellulose et de lignine présentent des rendements en gaz et en hydrogène meilleurs.

**OBJET :** article publié dans la revue *Renewable Energy*

**DATE :** Juillet 2024

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

**OBJECTIF :** évaluer l'influence du type de plastique et de biomasse lors de leur co-gazéification pour en déduire les synergies possibles et prédire les performances attendues par modélisation.

**RÉSULTATS :** la composition du gaz de synthèse est peu dépendante du type de plastique, mais l'est du type de biomasse, celle avec de forts taux d'hémicellulose et de lignine offre les meilleurs rendements en hydrogène et moins de goudrons.

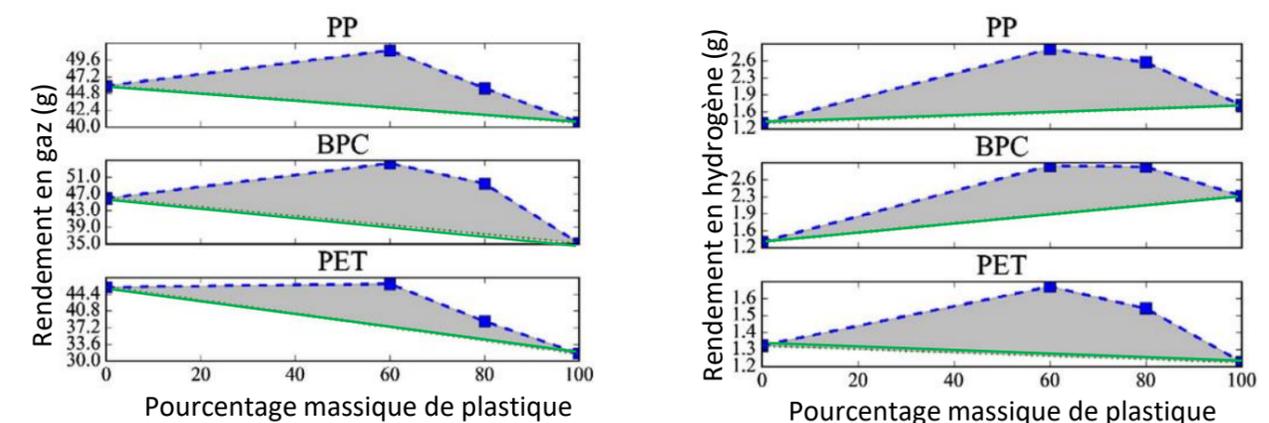
## Contexte

La pyrogazéification permet de convertir des **intrants organiques secs** (biomasse, déchets) en **syngas, huile, et biochar**. Ce procédé doit ainsi permettre de **mobiliser de nouveaux intrants**, inadaptés à la méthanisation, pour augmenter la production de gaz verts injectables dans les réseaux. Néanmoins, l'utilisation d'intrants de plus en plus complexes (p. ex. déchets plastiques ou CSR<sup>[1]</sup>) impose de nouveaux défis techniques et économiques. Le mélange d'intrants différents (cas des CSR) pourrait devenir la norme et accroître l'hétérogénéité des propriétés chimiques qui entraînerait des **baisses de rendement**, une **production accrue de goudrons**, et même une **dégradation des équipements si la préparation et le procédé ne sont pas maîtrisés**.

Des études récentes suggèrent que des synergies existent lors de la co-gazéification de biomasse et plastique, grâce au biochar produit. Ces synergies améliorent la vitesse de décomposition des plastiques (de 8 à 24%)<sup>[2]</sup> et augmentent la concentration d'hydrogène (de 90 à 110%)<sup>[3]</sup>. Cet article examine les performances de la co-gazéification de biomasse et de plastique selon différents mélanges, afin de mieux **comprendre les interactions en jeu** et de les modéliser.

Intrants	Description/Exemple
Bois non-déchet	Bois forestier, connexes des industries du bois, résidus de liège, déchets bois en SSD, etc.
Déchets verts	Branches, tailles, fraction ligneuse
Résidus de cultures lignocellulosiques	Pailles, cannes, sarments de vigne, etc.
Déchets de bois non-dangereux	Bois /emballage en fin de vie, palettes, déchets d'ameublement, etc.
Déchets non-recyclables	Plastiques non-recyclables, pneus usagés, etc.
Combustibles Solides de Récupération (CSR)	Refus de tri: bois, cartons, plastiques, etc.

**Tableau des intrants potentiels pour la pyrogazéification**



## Comparatif des rendements en gaz (à gauche) et en hydrogène (à droite) pour un mélange de plastique-biomasse (courbe bleue) vs la moyenne des rendements du plastique pur et de la biomasse pure (en vert) [4]

PP, BPC et PET sont différents types de plastiques. On observe un rendement supérieur à la moyenne pondérée de la biomasse et du plastique (en vert), ce qui est le résultat de synergies des intrants lors de la réaction

[1] CSR : Combustible solide de récupération. Combustible sous forme de granulés préparé à partir de déchets servant à leur valorisation énergétique.

[2] Synergistic effects on char and oil produced by the co-pyrolysis of pine wood, polyethylene and polyvinyl chloride, Peng Lu

[3] Co-gasification of plastics waste and biomass in a pilot scale fluidized bed reactor, F. Parrillo

[4] Synergistic effects in steam gasification of combined biomass and plastic waste mixtures, K.G. Burra

## Expérience et résultats

Pour répondre à ces objectifs, l'étude propose de réaliser **trois expériences**.

- La première consiste à comparer l'impact de **différents types de plastique** (EVA<sup>[1]</sup> provenant de la récupération de panneaux solaires en fin de vie, HDPE<sup>[2]</sup>, et PP<sup>[3]</sup> provenant de bouteilles de lait) sur la composition du syngas **sans faire varier le type de biomasse** (sciure de pin).
- La deuxième, à l'inverse, consiste à **varier le type de biomasse** (de la sciure de pin, du marc de café, et de la paille de blé), **mais pas le type de plastique** (EVA). Ces trois intrants de biomasse ont été choisis car ils ne sont composés que de cellulose, d'hémicellulose et de lignine, les trois composés principaux du bois.
- Ces trois composés sont par ailleurs étudiés comme **intrants purs dans une troisième expérience**, afin de proposer une modélisation des réactions thermochimiques et des synergies lors de ces réactions. Cette modélisation est par la suite testée sur les expériences précédentes pour valider ses prédictions.

Lors des trois expériences, les intrants sont incorporés avec **25% de plastique et 75% de biomasse**, et la gazéification s'effectue par oxydation à l'air. Les résultats sont les suivants :

### Plastiques :

- **Le choix du plastique influence peu la composition du gaz** : la teneur en CH<sub>4</sub> varie seulement entre 4,1% et 6%, celle de H<sub>2</sub> entre 10,3% et 10,8% et celle de {CO<sub>2</sub> + CO} entre 76,7% et 80,7%.
- En revanche **le plastique PP produit plus de gaz et moins de goudrons** : 55% et 57% de goudrons pour l'EVA et le HDPE respectivement contre 49% de goudrons pour le PP.

### Biomasse :

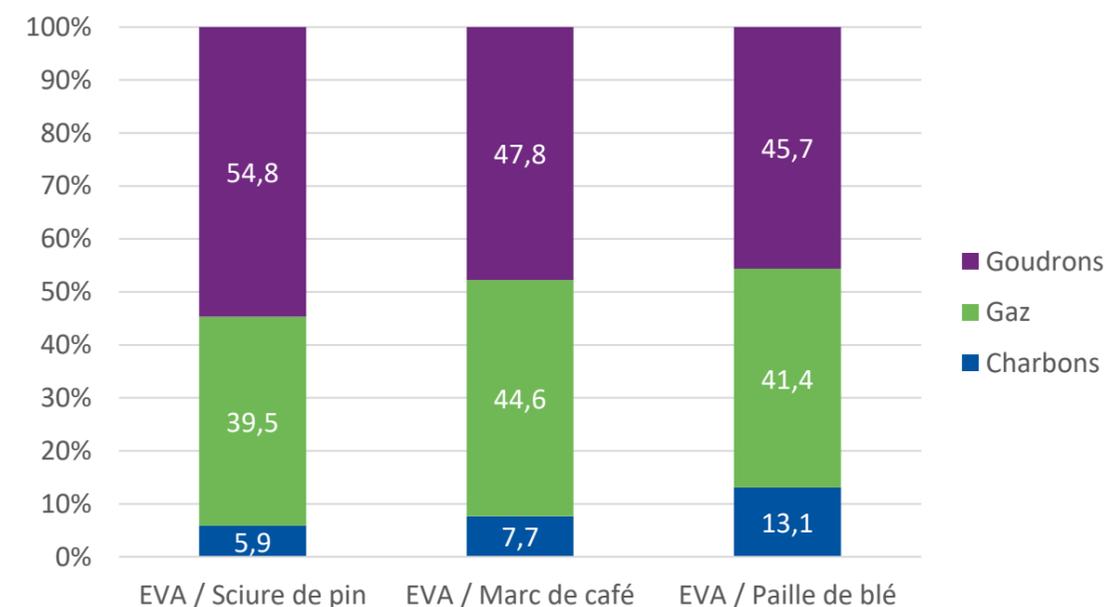
- **La paille de blé et le marc de café produisent plus d'H<sub>2</sub>** et ont un **meilleur rendement en gaz** que la sciure de pin, notamment parce qu'ils contiennent plus d'hémicellulose et de lignine.
- **Le rendement en gaz et le taux de H<sub>2</sub>** sont meilleurs pour les mélanges plastique/hémicellulose (resp. 45,4% et 13,5%) et plastique/lignine (51,5% ; 19,9%) que pour le mélange plastique/cellulose (40,9% ; 7,2%).
- Néanmoins, les synergies (estimées par la différence entre les résultats expérimentaux et théoriques) entre le plastique et la cellulose ainsi que la lignine sont plus fortes qu'avec l'hémicellulose.

**Le choix de la biomasse semble influencer davantage la composition du syngas que celui du plastique, bien que leurs compositions restent relativement similaires.** Par ailleurs, les prédictions théoriques des modèles de réactions développés par les chercheurs s'avèrent très proches et peuvent donc être considérées comme **fiables**.

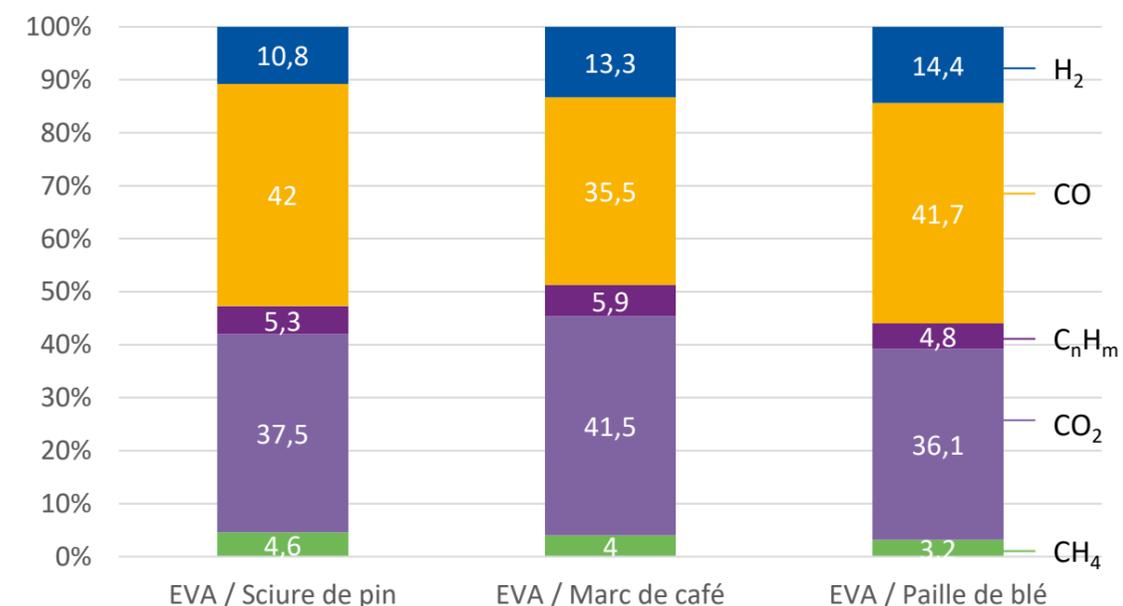
## Application et valorisation

Cette étude permet d'approfondir davantage la connaissance des interactions entre biomasse et plastique lors de leur co-gazéification. Elle offre une méthode fiable pour prédire les résultats de la co-gazéification de mélanges plastique et de biomasse, identifier les combinaisons efficaces et optimiser les performances.

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)



**Part des goudrons, gaz et charbons après la co-gazéification de plastique avec trois types de biomasse différents**



**Part des différents composants du gaz de synthèse produit après la co-gazéification de plastique avec trois types de biomasse différents**

[1] EVA : Ethyl vinyl acétate  
 [2] HDPE : High density polyethylene  
 [3] PP : Polypropylène



Méthanisation



Recherche

# Augmenter le potentiel méthanogène du fumier de porc par un prétraitement thermo-alcalin avec un inoculum de boues de distillerie

## EN BREF

Une équipe de chercheurs brésiliens (université de Ceará) a étudié l'influence d'un pré-traitement thermo-alcalin ainsi que la variation du ratio substrat<sup>[1]</sup> (fumier) / inoculum<sup>[2]</sup> (boues contenant les micro-organismes nécessaires à la méthanisation) sur la production de méthane. Les résultats affichés sont probants, avec un pouvoir méthanogène multiplié par 5,8.

**OBJET :** article publié dans la revue *Renewable Energy*

**DATE :** Juillet 2024

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

**OBJECTIF :** étudier l'influence du pré-traitement thermo-alcalin ainsi que la variation du ratio substrat / inoculum lors de la méthanisation du fumier<sup>[3]</sup>; ainsi que déterminer des paramètres cinétiques de la réaction

**RÉSULTATS :** le fumier de porc qui subit un prétraitement thermo-alcalin voit **son pouvoir méthanogène multiplié par 5,8**. L'augmentation du ratio substrat / inoculum de 1 à 3 lui permet une **augmentation supplémentaire de 30%**

## Contexte

Le prétraitement des matières organiques en amont de leur méthanisation est un sujet important de recherche pour la filière. Ces technologies permettent d'améliorer la disponibilité des matières biodégradables en accélérant la cinétique de production de biogaz et augmentant le volume produit. Si les traitements mécaniques sont déjà largement répandus (hachoirs, grilles, broyeurs, etc.), d'autres technologies, notamment thermo-chimiques, physiques et biologiques, sont en développement. Toutefois, leur mise à l'échelle est souvent limitée par leur consommation énergétique et/ou leurs coûts (investissement et exploitation). L'article explore les résultats prometteurs<sup>[4]</sup> des **traitements alcalins**<sup>[5]</sup>, notamment en **les combinant avec des traitements thermiques** afin d'améliorer l'efficacité du procédé. Il examine également l'impact du ratio substrat/inoculum (SI) sur la production de biogaz. Ce ratio indique la quantité de substrat utilisé (matière organique, ici fumier) par rapport à la quantité d'inoculum utilisée (qui apporte les micro-organismes méthanogènes; ici, boues d'une distillerie); il peut nuire au processus s'il est trop déséquilibré (dans les deux sens).

Typologie de prétraitement	Exemples	Usages
Mécanique	Broyage, extrusion, défibreurs	Efficace de la biomasse lignocellulosique Maturité élevée
Physique	Ultrasons, cavitation, centrifugation, micro-ondes, champ électrique	Des procédés utilisant des micro-ondes et ceux créant des phénomènes de cavitation sont commercialisés Le reste est encore en développement
Thermo-chimique	Hygiénisation, hydrolyse thermique, alcalins, acides, saponification, explosion à la vapeur	Efficaces pour le traitement de boues. Aujourd'hui, majoritairement des procédés thermiques haute température. Les prétraitements thermo-chimiques sont encore en développement
Biologique	Ensilage, compostage, traitement aérobie, bactéries, enzymes	Capex faibles mais nécessité de travail dans des conditions stériles, c'est une voie qui est encore en développement

### Tableau des différentes technologies de prétraitement utilisées pour la méthanisation

Source : Stockage et prétraitements des intrants avant alimentation de digesteurs de méthanisation - État des connaissances et recommandations

[1] Substrat : matière organique qui est dégradée par les micro-organismes pour produire du biogaz.

[2] Inoculum : mélange de micro-organismes introduit dans le digesteur pour initier ou accélérer le processus de méthanisation. Il peut provenir de digesteurs en fonctionnement ou de boues d'épuration.

[3] Les intrants sont sous forme de fumier (et non de lisier), issu de nettoyage à sec de porcheries locales.

[4] Augmentation du rendement en méthane de 115% : [U. Brémond, Biological pretreatments of biomass for improving biogas production: an overview from lab scale to full-scale.](#)

[5] Un prétraitement alcalin consiste à utiliser des agents basiques, tels que l'hydroxyde de sodium (NaOH), pour hydrolyser les liaisons complexes des biomasses lignocellulosiques ou autres matières organiques, rendant ainsi ces matières plus accessibles à la dégradation microbienne.

## Expérience et résultats

Le dispositif expérimental utilise du fumier porcine comme substrat et des boues de station d'épuration d'une brasserie comme inoculum apportant les micro-organismes. Un **prétraitement thermo-alkalin** est appliqué au fumier, consistant à ajouter de la **soude** (traitement alcalin) et à **chauffer** le mélange à 121°C pendant 30 minutes (traitement thermique) pour faciliter la dégradation de la biomasse. La proportion de soude est la suivante : 60 % de ratio masse/volume dans le mélange final avec une solution de soude elle-même à 3% masse/volume, c'est-à-dire que pour 100 mL de substrat, il y a 1,8 g de NaOH dissout (60% x 3%). Les réactions sont effectuées par lots en faisant varier plusieurs paramètres : le taux de matière solide (entre 10 et 15% pour des conditions sèches ou semi-sèches dans lesquelles la dégradation de la matière peut être limitée par une moindre efficacité du transfert de masse) et le ratio S/I (1; 3 et 5). Les résultats sont comparés à un groupe de contrôle.

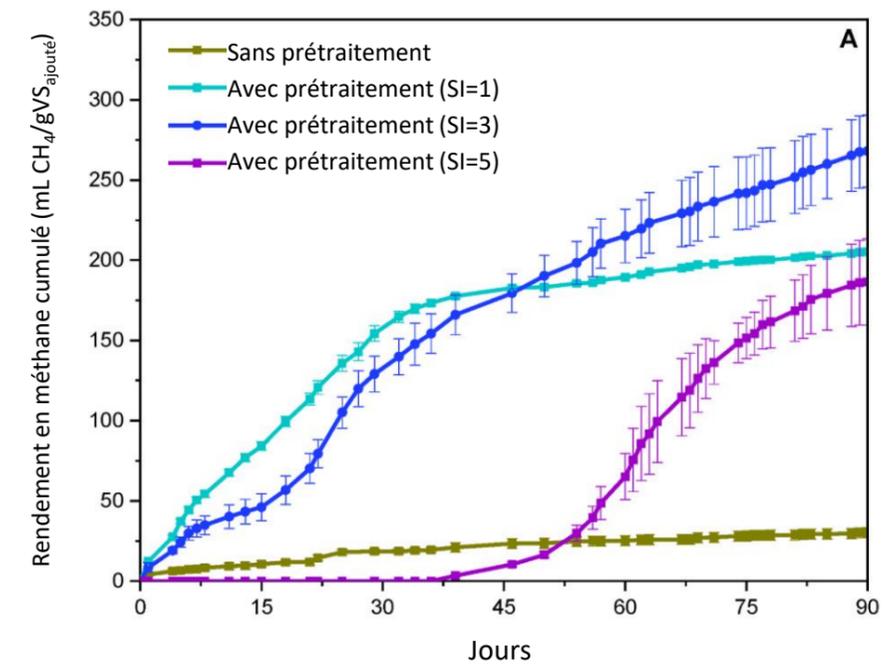
Les résultats sont les suivants :

- **En conditions semi-sèches (taux de matière solides compris entre 10 et 15%) :**
  - Le prétraitement permet un rendement accru de CH<sub>4</sub> (de 30 à 205 mL CH<sub>4</sub>/g<sub>V5</sub>) et une teneur en méthane plus importante (+58%) **soit in fine une hausse cumulée de 580% du rendement en méthane** à un ratio S/I de 1.
  - **Un ratio S/I de 3 est plus favorable qu'un ratio de 1 avec une augmentation de 30% de rendement en CH<sub>4</sub> par rapport à S/I = 1.**
  - Un ratio S/I de 5 est moins favorable et ne commence à produire qu'à partir du 39<sup>ème</sup> jour d'expérience : cela est possiblement dû à une adaptation microbienne plus longue que pour les autres ratios.
- **En conditions sèches (taux de matière solides supérieur à 15%) :**
  - Le prétraitement permet également une amélioration du rendement en CH<sub>4</sub> même si celle-ci reste moins importante que pour les conditions semi-sèches (pour S/I=1, 136 vs 205 mLCH<sub>4</sub>/g<sub>V5</sub>).
  - En revanche, l'augmentation du ratio S/I réduit considérablement la production de méthane (proche de zéro).

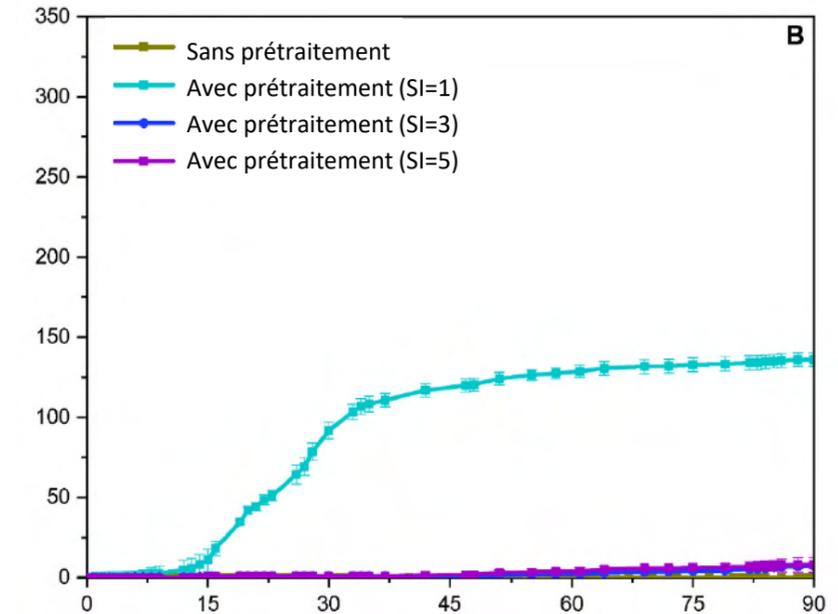
## Application et valorisation

Le prétraitement thermo-alkalin est prometteur pour les intrants de méthanisation en voie semi-sèche et sèche. En effet, il permet d'augmenter grandement les rendements en méthane dans l'étude ci-contre, en utilisant des fumiers porcins comme intrants. De plus, le ratio substrat / inoculum (S/I) est un paramètre de réaction qui reste à étudier dans chacune des conditions de réactions, n'ayant a priori pas de tendance clairement identifiable sur la variation du rendement en méthane. Bien que cette approche soit techniquement très prometteuse, **il reste un des enjeux majeurs liés aux coûts**<sup>[1]</sup> qu'il faudra continuer à optimiser et à une possible **mise à l'échelle**. Il serait également pertinent de voir l'applicabilité de ce type de prétraitement sur d'autres intrants ou un mix d'intrants : ce traitement est ici appliqué pour de la méthanisation en voie sèche ou semi-sèche, mais son **efficacité pour une méthanisation voie humide** (qui est majoritaire en France) **doit encore être démontrée**.

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)



**Graphique des résultats de rendements en méthane cumulés sur la durée de l'expérience pour la voie semi-sèche.**



**Graphique des résultats de rendements en méthane cumulés sur la durée de l'expérience pour la voie sèche.**

[1] Dans l'étude, le coût total du prétraitement thermo-alkalin a été estimé à 106 \$/tMS, composé de 67 \$/tMS pour l'énergie (458 kWh/tMS à 0,146 \$/kWh, coût de l'électricité au Brésil) et de 39 \$/tMS pour l'hydroxyde de sodium (ajout de 3 % de NaOH). Le gain énergétique supplémentaire, grâce à l'augmentation de la production de méthane, est de 2 \$/tMS (743 kWh/tMS à 0,146 \$/kWh). Cependant, avec des subventions comme en Italie (0,145 €/kWh d'électricité + 0,077 €/kWh de subvention publique), ce gain pourrait atteindre 57 \$/tMS. Au Brésil, avec 48 millions de tonnes de fumier générées chaque année par la production de 56 millions de porcs, cela représenterait un profit potentiel de 2,8 milliards de dollars annuels. (cf. article)



# Raffinement de la méthodologie de calcul des coûts de production d'hydrogène prenant en compte l'amélioration continue de l'électrolyse

## EN BREF

Des chercheurs de l'*institut des carburants futurs* de Cologne ont essayé de modéliser l'impact des réductions continues de coûts de l'électrolyse dans le futur et de leur extension de durée de vie sur les coûts de production de l'hydrogène. En prenant en compte ces deux paramètres, les chercheurs trouvent un LCOH<sup>[2]</sup> plus faible de 12% à 45% pour les technologies actuelles (AEL, PEM et SOEC)<sup>[1]</sup>.

**OBJET :** article publié dans la revue *International Journal of Hydrogen Energy*

**DATE :** Août 2024

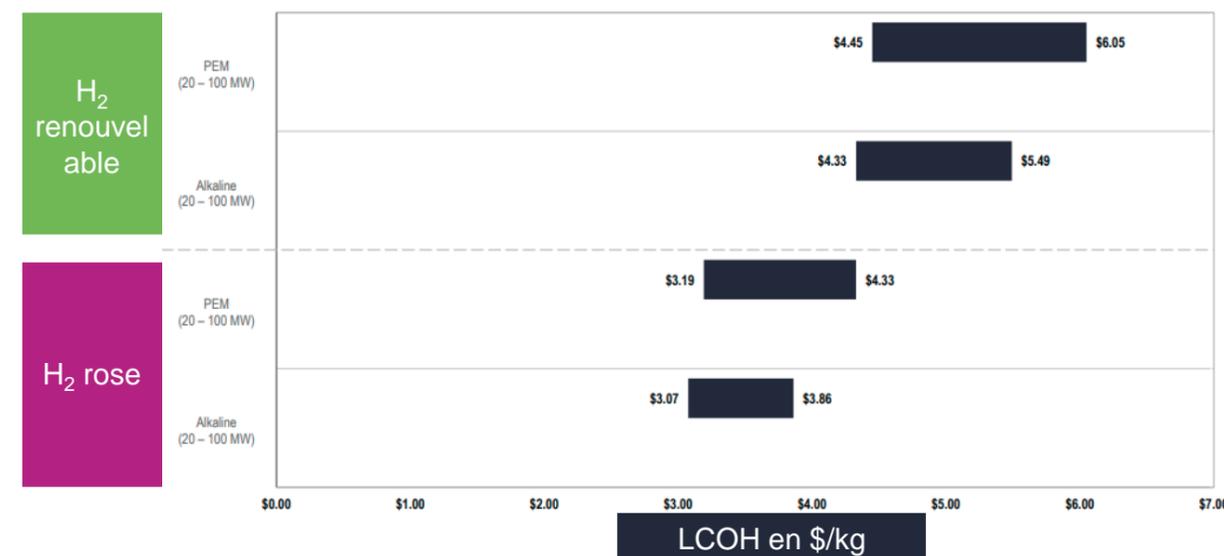
[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

**OBJECTIF :** déterminer l'impact des réductions de coûts et des extensions de durée de vie des électrolyseurs sur les coûts de production de l'hydrogène pour les technologies (AEL, PEM et SOEC)<sup>[1]</sup>

**RÉSULTATS :** Réduction moyenne des coûts d'investissement sur 25 ans de **44%, 28% et 12%** respectivement pour les **technologies SOEC, PEM et AEL** par rapport aux estimations qui ne tiennent pas compte des développements technologiques.

## Contexte

La **production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone par électrolyse de l'eau** est en développement, elle s'améliore donc continuellement au niveau des coûts, de l'efficacité et de la durée de vie des équipements. D'un côté, **les coûts des électrolyseurs diminuent** et continueront vraisemblablement de diminuer avec le temps. D'un autre côté, au fur et à mesure que les empilements de cellules électrochimiques (ou stacks) doivent être changés (tous les 5 ans environ)<sup>[2]</sup>, celles-ci sont remplacées par de nouvelles ayant des durées de vie plus longues et un coût inférieur. **Or, ces deux gains technologiques et économiques sont souvent ignorés dans le calcul de coût total de production de l'hydrogène : le LCOH<sup>[3]</sup>.** En effet, le LCOH ne considère qu'un prix fixe des coûts d'investissement au prix actuel des électrolyseurs, et prend en compte un taux de remplacement fixe des stacks au prix actuel. Ce calcul ne considère pas l'allongement de durée de vie ainsi que leur réduction de prix dans le futur de ces stacks. L'article se distingue ainsi des études précédentes en proposant une méthodologie d'**intégration des développements technologiques continus dans l'estimation des coûts de production de l'hydrogène** avec les **trois principales technologies d'électrolyse<sup>[1]</sup>.**



### Coût de production de l'hydrogène

Sont pris en compte : les différentes technologies qui sont aujourd'hui matures (PEM et AEL) et la source d'électricité utilisée :

Renouvelable : électricité renouvelable

Rose : énergie nucléaire

Source : [Lazard, Levelized cost of Energy, Juin 2024](#)

[1] AEL : Alkaline electrolyse ; PEM: Polymer Electrolyte Membrane ; SOEC : Solid oxide electrolyser cells

[2] En moyenne, la durée de vie actuelle des stacks d'électrolyse PEM est de 50 000h soit 5,7ans et devrait atteindre 83 000h (9,5 ans) en 2030. Les stacks sont donc remplacés au cours d'un projet de 25 ans.

[3] LCOH : Levelized Cost of Hydrogen : coût de production d'un kg d'H<sub>2</sub> actualisé sur la totalité de la durée de vie de l'installation

## Résultats

L'équipe de chercheurs propose une modélisation mathématique des coûts de production de l'hydrogène. Pour intégrer l'amélioration continue des technologies d'électrolyse, les chercheurs se basent sur l'état de l'art actuel sur l'évolution des coûts des SOEC, PEM et AEL dans les prochaines décennies (sources académiques et projections de la Commission européenne par exemple). Dans cette modélisation, **les stacks sont remplacés au fur et à mesure de la durée de vie (de 25 ans) du projet, en prenant en compte leur nouveau coût**. En revanche, les coûts de compression et de stockage ne sont pas pris en compte. **Le coût de l'électricité est quant à lui considéré comme constant, à hauteur de 50€/MWh**.

L'article conclut **que l'intégration de la réduction des coûts et des améliorations de la durée de vie des électrolyseurs permet de réduire significativement les coûts calculés de production de l'hydrogène (LCOH) :**

- Réduction moyenne **des coûts d'investissement de 44,5 % pour la technologie SOEC, 28,4 % pour PEM et 11,8 % pour AEL** avec 2023 comme année de référence, par rapport à une estimation qui ne tient pas compte des développements continus.
- Avec 2030 comme année de référence, **des réductions supplémentaires du LCOH de 19,8 % pour la technologie SOEC, 9,5 % pour PEM et 3,0 % pour AEL** apparaissent par rapport au calcul utilisant 2023 comme année de départ

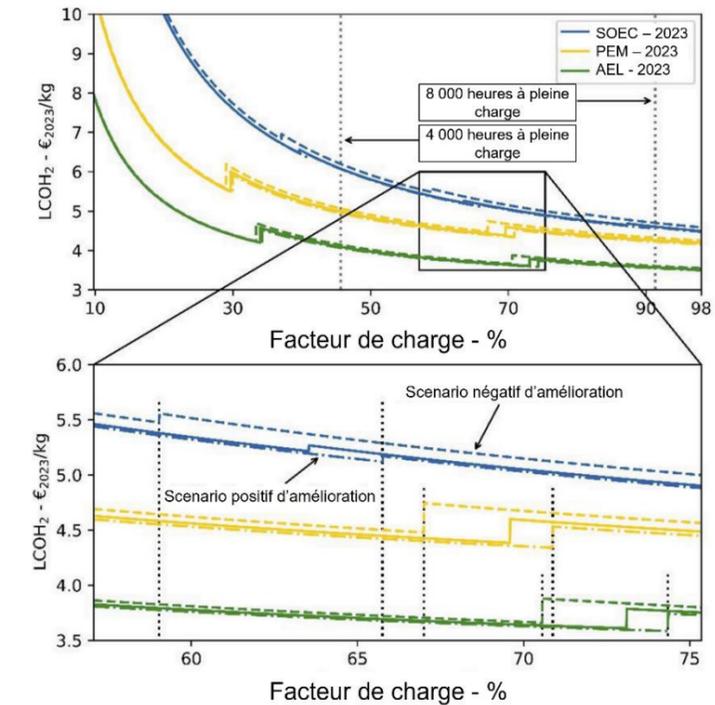
Par ailleurs, des analyses de sensibilité sont menées sur trois paramètres ( $LCOE_{\text{électricité}}$ ,  $LCOE_{\text{chaleur}}$  et taux d'intérêt) et sur 2 scénarios de développement des technologies d'électrolyse (scénario positif et scénario négatif)<sup>[1]</sup> ayant pour base l'année 2023 pour le calcul du coût (voir schéma du bas à droite). Cette analyse montre que **les coûts de l'électricité et les taux d'intérêt ont un impact significatif sur le LCOH**. La technologie SOEC ayant des CAPEX unitaires plus élevés que la technologie AEL, elle est à la fois moins dépendante de la variation des prix de l'électricité (OPEX) et à la fois plus sensible aux variations de coûts d'équipements étudiés dans cet article.

Par ailleurs, l'article indique qu'avec cette nouvelle méthode de calcul, les technologies d'électrolyse pourraient atteindre des LCOH à peine supérieurs à ceux de la production d'hydrogène par énergie fossile (3,5 vs. 0,7-2,6\$/kg)<sup>[2]</sup> rendant l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone presque aussi compétitif que l'hydrogène fossile. Ces résultats doivent cependant être considérés avec précaution : ils sont obtenus pour des facteurs de charge très élevés (jusqu'à 98%) qui semblent peu compatibles avec un prix de l'électricité à 50 €/MWh.<sup>[3]</sup>

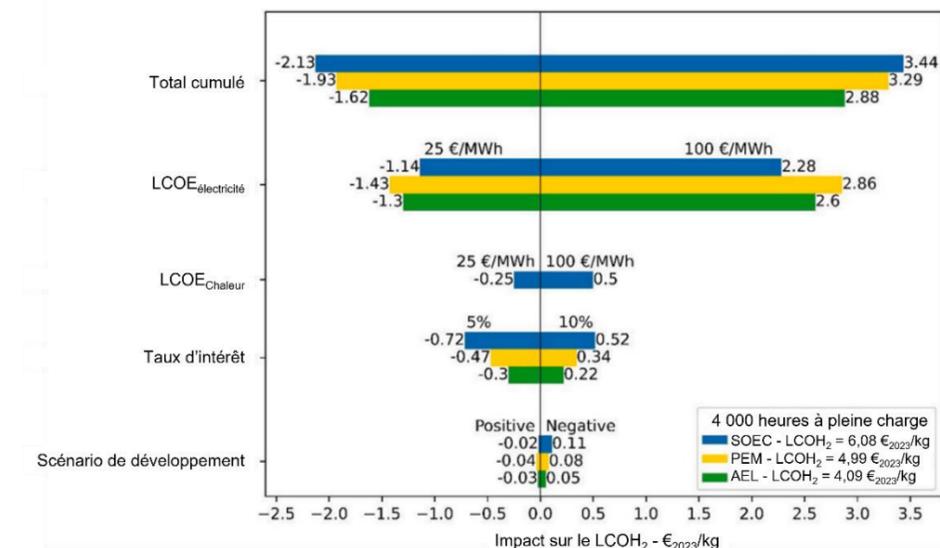
## Conclusion

Cette nouvelle méthode de calcul proposée pourrait permettre d'optimiser la conception et l'exploitation des systèmes d'électrolyse et apporte des éléments de réponses sur différentes stratégies de remplacement des stacks d'électrolyse. Pour autant, **ces résultats restent, à ce stade, théoriques**. D'une part, certains aspects tels que le stockage de l'énergie, la compression, et les fluctuations des prix de l'électricité n'ont pas encore été intégrés dans le modèle (une piste possible pour améliorer la pertinence des conclusions). D'autre part, les résultats s'appuient sur des données déjà anciennes de deux ou trois ans et non pas des données de coûts les plus récentes. **Pourtant, ces deux dernières années, les prévisions de baisse des coûts des projets de production de H<sub>2</sub> ont été plutôt démenties par la hausse des taux d'actualisation et du coût des matériaux. Les résultats, au-delà de la méthodologie, sont à prendre avec recul.**

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)



**Résultat de la modélisation des coûts de production de l'hydrogène sur les trois technologies mentionnées en fonction du facteur de charge (heures de fonctionnement dans l'année) en 2023.**



**Étude de sensibilité des coûts obtenus (LCOH<sub>2</sub>) par rapport à 3 paramètres (LCOE<sub>électricité</sub>, LCOE<sub>chaleur</sub>, taux d'intérêt) et à 2 scénarios de développement des technologies d'électrolyse (scénario positif et scénario négatif) en 2023**

[1] Scénario positif : Coût de stacks le plus faible avec la durée de vie la plus longue, Scénario négatif : Coût de stacks le plus élevé avec la durée de vie la plus courte. Les différentes hypothèses testées pour le prix et la durée de vie proviennent des prévisions avancées dans l'état de l'art.

[2] [Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050 – Charts – Data & Statistics – IEA](#)

[3] Le facteur de charge observé des électrolyseurs se situe généralement entre 80 % et 90 %. Le projet **Normand'Hy** (ex-H2VN), porté par Air Liquide, prévoit par exemple une puissance de 200 MW et un fonctionnement à 85 % du temps sur l'année.

# Stratégies de prétraitement de la biomasse lignocellulosique pour améliorer son potentiel méthanogène

## EN BREF

Cette étude, réalisée par des chercheurs de l'université d'Assam en Inde, a pour but d'évaluer différentes stratégies de prétraitements des intrants lignocellulosiques pour l'amélioration des rendements dans le processus de méthanisation. L'étude rassemble les résultats d'un grand nombre d'expériences réalisées dans le monde entier, et leur comparaison indique que les prétraitements microbiens sont les plus prometteurs sur un plan économique et environnemental.

**OBJET :** article publié dans la revue *RSC Sustainability*

**DATE :** Septembre 2024

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

**OBJECTIF :** déterminer les techniques de prétraitement des biomasses lignocellulosiques les plus prometteuses en termes de rendements, de viabilité économique et de respect de l'environnement.

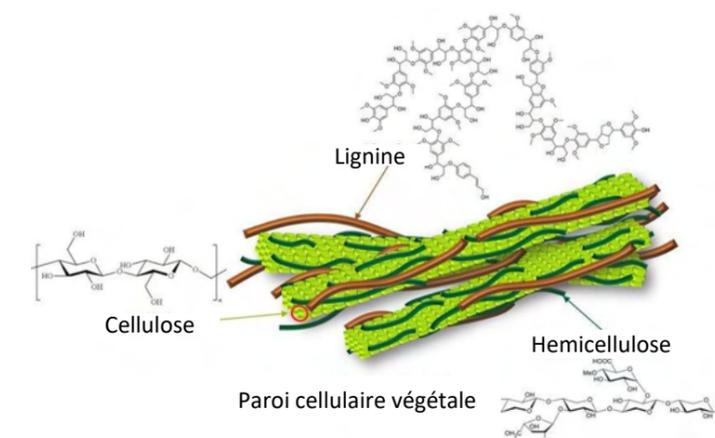
**RÉSULTATS :** les prétraitements microbiens ressortent sur le plan économique et environnemental, des essais à grande échelle restent à mener car certains traitements (fongiques) ont des temps longs d'incubation.

## Contexte

Le processus de **méthanisation est déjà largement développé** en Europe et en France pour la valorisation des intrants comme les effluents d'élevage, les CIVE<sup>[1]</sup> et les boues de STEU<sup>[2]</sup>. La méthanisation des intrants secs et fibreux comme de la paille ou des déchets verts, demeure en revanche plus laborieuse à cause de leur structure. **Ces intrants lignocellulosiques sont en effet composés de cellulose (35 à 50 %), hémicellulose (20 à 35 %) et de lignine (5 à 35 %), qui induisent une paroi cellulaire très rigide, les rendant moins facilement dégradables dans le processus de digestion anaérobie.** Différentes voies de valorisation alternatives se sont développées ces dernières années pour faciliter leur valorisation en gaz vert, notamment la **pyrogazéification** ou la **méthanisation par voie sèche discontinue** (cependant peu déployée en France). Par ailleurs, de nombreuses recherches sont également menées pour identifier des prétraitements permettant de mieux exploiter le potentiel méthanogène de ces intrants fibreux par digestion. Ces prétraitements sont de plusieurs types : mécaniques, thermiques, biologiques, chimiques, etc.

Type d'intrants	Exemples	Procédé de valorisation usuel
Biomasse et déchets solides	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Effluents d'élevage</li> <li>- STEU</li> <li>- Biodéchets humains</li> <li>- Déchets verts (tontes)</li> <li>- Résidus de cultures</li> <li>- CIVE</li> </ul>	Méthanisation
Biomasse sèche et déchets solides secs (taux d'humidité < 25%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bois non-déchet</li> <li>- Déchets verts (branches, tailles)</li> <li>- Résidus de cultures</li> <li>- Déchets de bois</li> <li>- Combustibles solides de récupération</li> <li>- Déchets non renouvelables</li> </ul>	Combustion, gazéification

## Valorisation usuelle des différents intrants



## Structure de la biomasse ligno-hémicellulose

**Source :** [Fundamentals of Hydrofaction™: Renewable crude oil from woody biomass](#), Jensen, C.U., Rodriguez Guerrero J.K., Karatzos, S. and Olofsson G, 2017

[1] CIVE : Culture Intermédiaire à Vocation Énergétique. Culture implantée et récoltée entre deux cultures principales dans une rotation culturale pour être utilisée en tant qu'intrant dans une unité de méthanisation agricole

[2] STEU : Stations de Traitement des Eaux Usées

L'article ici étudié fait un état de l'art des différentes techniques de prétraitement des intrants lignocellulosiques pour identifier celles qui sont les plus prometteuses en matière de **rendement** en biogaz, de **viabilité économique** et de **durabilité environnementale**.

## ■ Résultats

Les chercheurs présentent successivement les **prétraitements microbiens, mécaniques et chimiques** en analysant les résultats d'expériences issues d'un grand nombre d'études. Cela leur permet de souligner les atouts et inconvénients de chaque méthode.

Parmi les **prétraitements microbiens**, l'article distingue les prétraitements **fongiques, bactériens, enzymatiques** ainsi que les mélanges bactériens et fongiques en consortiums microbiens. Ces prétraitements ont l'avantage de consommer **peu d'énergie** et d'être **non polluants**, mais il leur faut souvent des **temps d'incubation très élevés** avant d'être efficaces. Selon l'étude, l'hémicellulose se dégrade généralement bien avec n'importe quel prétraitement microbien tandis que pour les composés riches en lignine et cellulose, les prétraitements fongiques (champignons de pourriture brune et blanche) sont plus adaptés. Ces derniers ont pourtant des temps d'incubation plus longs par rapport aux prétraitements bactériens et enzymatiques, pouvant prendre plusieurs semaines. Le traitement enzymatique de la paille de blé est trois fois moins long que le traitement fongique de la même espèce. Les chercheurs indiquent alors que **combiner champignons et bactéries dans des consortiums microbiens semble accroître l'efficacité des traitements** : traiter les pailles de riz avec le liquide de rumen peut ainsi augmenter le rendement de 83 % pour une incubation de 30 jours.

Les **prétraitements mécaniques** présentés dans l'article consistent essentiellement à réduire la taille des particules en **cassant les liaisons chimiques** pour faciliter la dégradation des intrants. Cette méthode se base sur l'exploitation d'appareils électriques de type broyeurs, presses, cribles à disques. Les meilleurs bénéfices sont obtenus pour des granulés de 2 à 5 mm et peuvent augmenter le rendement de **10 % à 80 %** par rapport à une biomasse non prétraitée. Pour la paille d'orge, broyer à 5 mm fait en effet croître le rendement de 54 % contre 19 % en broyant à 50 mm. Bien qu'elle soit facile à mettre en œuvre, cette stratégie de prétraitement est **très énergivore** donc onéreuse, contrairement aux prétraitements microbiens.

Selon l'étude, les **prétraitements chimiques** les plus utilisés sont à bases de préparations acides, alcalines et de divers solvants. La paille de blé traitée avec une solution de KOH à 0,7 % produit par exemple 128 % de méthane en plus par rapport à une paille non traitée. Cette technique de prétraitement rivalise par conséquent avec les autres en termes d'efficacité, mais elle induit des **pollutions chimiques** diminuant sa soutenabilité.

## ■ Conclusion

Les **prétraitements microbiens (surtout bactériens et fongiques, cumulés ou non)** s'avèrent intéressants pour les structures lignocellulosiques complexes et il s'agit d'adapter le prétraitement à la composition des intrants afin d'en tirer le meilleur profit. Les chercheurs de l'étude concluent que ces prétraitements sont les **plus prometteurs** sur les plans économiques et environnementaux, mais il est à noter que leur usage à grande échelle n'a pas encore été étudié. Pour un rendement optimal, combiner les prétraitements mécaniques, microbiens et même hydrothermaux pourrait à l'avenir être très encourageant pour la filière. Les expériences ont cependant été menées séparément pour le moment.

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

Type de prétraitement	Avantages	Inconvénients
Microbien	Peu énergivore Non polluant	Temps d'incubation longs
Mécanique	Facilité de mise en place	Énergivore et coûteux
Chimique	Utilisation répandue Bons rendements	Polluant

**Tableau comparatif des types de prétraitements étudiés pour la biomasse lignocellulosique**

Type d'intrant	Type de prétraitement	Conditions de prétraitement	Amélioration du rendement
Paille de blé ( <i>Triticum spp.</i> )	Microbien (enzymatique)	37°C, 20 jours d'incubation	+80%
	Microbien (fongique)	<i>Polyporus brumalis</i> et <i>Trametes versicolor</i> , 36°C, 57 jours d'incubation	+52%
	Mécanique	Broyage à 2mm de diamètre	+84%
	Chimique	Ethanol 50%, 180°C, 1h Solution de KOH à 0,7%	+15% +128%
Paille de riz ( <i>Oryza sativa L.</i> )	Microbien (consortium microbien)	Liquide de rumen, 35°C, 30 jours d'incubation	+83%
	Mécanique	Broyage à 0,75 mm de diamètre	+13%
Paille de maïs ( <i>Zea mays ssp.</i> )	Microbien (bactérien)	<i>Bacillus subtilis</i> , 37°C, 37 jours	+17%
	Chimique	Peroxyde d'hydrogène 3% v/v	+115%
	Chimique	Acide sulfurique	+73%

**Quelques exemples de prétraitements sur différents types d'intrants ligno-hemicellulosiques et les améliorations de rendements associés**

# Pour rester informé

S'ABONNER À LA VEILLE

Vous pouvez également contribuer à cette veille en nous faisant des suggestions d'actualités à intégrer dans nos publications bimestrielles en envoyant un mail à :

[veille.gazvertsgrdf@theblunomy.com](mailto:veille.gazvertsgrdf@theblunomy.com)

