



Veille technologique sur les filières gaz verts #7

Mars 2025



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 CO₂
-  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 des 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'analyse économique de technologies et d'analyse 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

Méthanisation

Intérêt des nanoparticules de fer zérovalent pour augmenter la teneur en méthane du biogaz issu de la digestion anaérobie

Cet article cherche à confirmer l'intérêt de l'ajout de nanoparticules de fer zérovalent dans les digesteurs, mis en avant par plusieurs études précédentes. Il vise à évaluer l'impact à long terme de ce composé sur la quantité de biométhane produite et sur les communautés microbiennes en présence.

[> Page 5](#)

Pyrogazéification

Etat de l'art de la pyrogazéification de la biomasse : technologies associées et enjeux de purification

Cet article est un état de l'art de la pyrogazéification, des technologies associées et des manières de purifier le syngas produit au niveau mondial.

[> Page 10](#)

Procédés émergents

Un système bioélectrochimique pour le futur passage à l'échelle de l'électrométhanogénèse, appliqué au Power-to-methane

Cet article présente la conception, la construction et l'opération d'un système bioélectrochimique produisant du méthane à partir de CO₂ par électrométhanogénèse, adapté pour un passage à l'échelle.

[> Page 14](#)

Pyrogazéification

Amélioration de la pyrogazéification par prétraitement de la biomasse par carbonisation et par ajout de catalyseur

Cet article vise à étudier l'amélioration de la gazéification de la biomasse en explorant deux voies : un prétraitement par carbonisation permettant de transformer la biomasse en biochar, et l'ajout de catalyseur durant la phase de gazéification.

[> Page 19](#)

Traitement gaz et injection

Focus : Le biogaz porté, une solution permettant l'augmentation du volume de biométhane injecté dans les réseaux

Cet article propose une analyse approfondie du biogaz et du biométhane portés. Il s'appuie sur les témoignages de cinq acteurs clés, qui partagent leurs expertises : Méthabraye, Methagora, SUBLIME Energie, Gas Networks Ireland et GRDF. [> Page 24](#)

Autres actualités



Politiques de soutien

L'UE valide un dispositif de soutien danois de gaz renouvelable d'une valeur de 1,7 milliard d'euros

La Commission européenne a autorisé, en vertu des règles de l'UE relatives aux aides d'État, un régime d'aides danois d'un montant estimé à 1,7 milliard d'euros visant à soutenir la production de gaz renouvelable destiné à être injecté dans le réseau.

[> Lien vers l'article](#)



Méthanisation

Avergies, Valorizon et Waga Energy s'associent pour produire du biométhane dans le sud-ouest de la France

Dans le cadre d'un projet environnemental de la décharge d'Albié à Monflanquin dans le Sud-Ouest de la France. La future unité WAGABOX® produira environ 12 GWh de biométhane par an, soit l'équivalent de la consommation énergétique de 3 000 foyers.

[> Lien vers l'article](#)



Projet marquant

L'unité de production de biométhane à partir d'eaux usées Valenton entre en service

En Ile-de-France, Veolia et le SIAAP ont inauguré à Valenton (Val-de-Marne) une unité de production de biométhane issu du traitement des eaux usées. Présentée comme la plus grande installation du genre en France, celle-ci injectera 45 GWh de gaz vert chaque année dans le réseau GRDF.

[> Lien vers l'article](#)



Innovation

Première édition du baromètre des entreprises du secteur des gaz renouvelables

Ce baromètre, lancé par Francegaz et ses partenaires en collaboration avec Xerfi Specific et Blunomy, met en avant la croissance des entreprises spécialisées dans les gaz verts (grands groupes, TPE/PME, start-up), en mettant particulièrement l'accent sur l'innovation dans la filière.

[> Lien vers la synthèse](#)



Valorisation co-produits

GRDF lance l'appel à projets pour les solutions de séquestration du bioCO₂ issu de la méthanisation

Dans le cadre de sa stratégie de développement de la filière biométhane en France, la Direction Biométhane de GRDF souhaite contribuer à l'essor de nouveaux débouchés pour le bioCO₂ issu de la méthanisation.

[> Lien vers le document](#)



Méthanisation

Biométhane : ENGIE confirme ses objectifs 2030

Le groupe vise à raccorder 50 TWh/an de production de biométhane à ses réseaux en France et atteindre une production de 10 TWh supplémentaires en Europe d'ici 2030. Le groupe maintient par ailleurs son objectif d'environ 4 GW de capacité de production d'hydrogène vert en 2035.

[> Lien vers l'article](#)



Pyrogazéification

En Charente, Verallia décarbone l'un de ses fours grâce à la pyrogazéification du bois

Verallia France a signé avec la PME bretonne Charwood Energy un contrat de 21 ans pour la vente de syngas, un combustible produit par la pyrogazéification du bois. Destiné à la verrerie de Châteaubernard, il permettra d'économiser 6000 tonnes de CO₂ par an.

[> Lien vers l'article](#)



Pyrogazéification

Engie et CMA-CGM abandonnent leur projet de gaz de synthèse Salamandre au Havre

Engie et CMA-CGM abandonnent le projet de production de gaz de synthèse par pyrogazéification Salamandre au Havre. Le projet, qui n'est plus considéré comme stratégique, n'a pas trouvé les soutiens nécessaires.

[> Lien vers l'article](#)



Pyrogazéification

Charwood Energy lance Charwood Innovation, le premier centre français de R&D dédié à la pyrogazéification

Charwood Energy, spécialiste français des solutions sur mesure de valorisation énergétique de la biomasse, annonce le lancement de Charwood Innovation, le premier centre français de R&D dédié à la pyrogazéification qui sera implanté en Bretagne sur son site de Colpo de 3 500 m².

[> Lien vers l'article](#)



Projet marquant

Haffner Energy lance son site de production de l'hydrogène par thermolyse à partir de la biomasse

La capacité de production du site sera de 15 kg d'hydrogène par heure (kg/h), avec une phase initiale temporairement limitée à 11 kg/h en raison de l'équipement d'épuration PSA existant. Selon l'entreprise, cette technologie permet de produire de l'hydrogène renouvelable à un coût nettement inférieur à celui des méthodes conventionnelles.

[> Lien vers l'article](#)



Méthanisation



Recherche

Intérêt des nanoparticules de fer zérovalent pour augmenter la teneur en méthane du biogaz issu de la digestion anaérobie

EN BREF

Cet article cherche à confirmer l'intérêt de l'ajout de nanoparticules de fer zérovalent dans les digesteurs, mis en avant par plusieurs études précédentes. Il vise notamment à évaluer l'impact à long terme de ce composé sur la quantité de biométhane produite et sur les communautés microbiennes en présence, leur diversité et leur activité.

OBJET : article publié dans *Renewable Energy*

DATE : Décembre 2024

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

OBJECTIF : examiner l'impact à long terme de l'ajout de nano particules de fer zérovalent sur la digestion anaérobie.

RÉSULTATS : l'ajout de fer zérovalent permet d'atteindre une teneur de 88% en méthane, en favorisant notamment les micro-organismes responsables de la méthanogenèse hydrogénotrophe et le transfert direct d'électrons entre espèces.

Contexte

Bien que la méthanisation soit une filière déjà mature technologiquement, l'amélioration du rendement de production de biométhane (c'est-à-dire à la fois de la quantité de biogaz produite et de sa teneur en méthane) reste un des leviers principaux pour diminuer les coûts de production et **renforcer la compétitivité du biométhane**. Pour cela, l'**ajout d'additifs** supposés favoriser les processus de digestion dans les réacteurs est largement étudié. Une [précédente édition de la veille](#), publiée en juillet 2023, présentait un état de l'art^[1] proposé par une équipe de chercheurs français sur les bénéfices de l'utilisation d'additifs dans les digesteurs (Figure 1). Parmi ces additifs, **les nanoparticules de fer zérovalent** (NPF0) suscitent un intérêt croissant.

Le fer zérovalent (poudre de fer avec une pureté élevée) est un composé hautement réactif en milieu aqueux, agissant comme un **puissant réducteur** par sa capacité à fournir des électrons dans les réactions d'oxydoréduction (Figure 2).

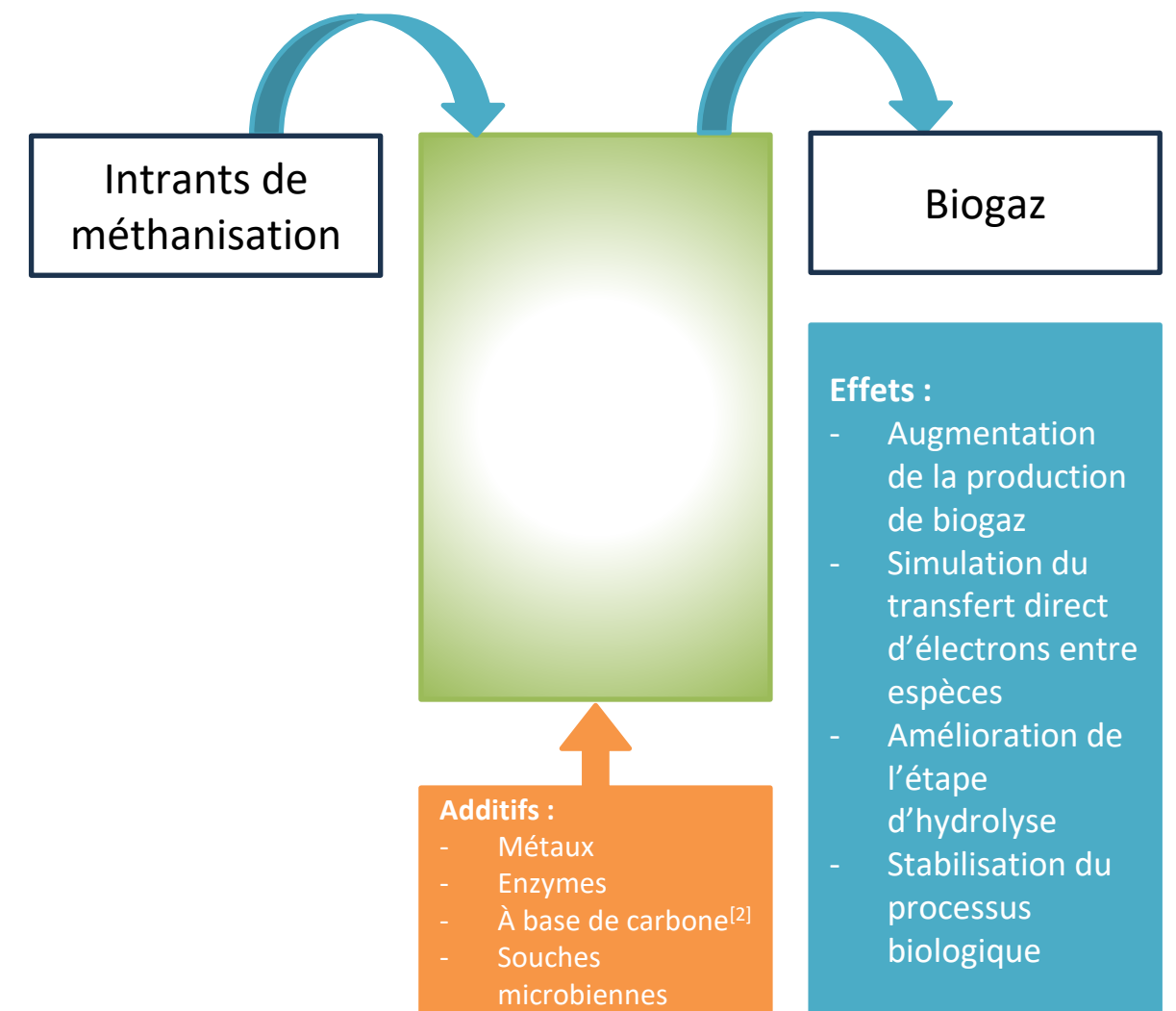


Figure 1 : Effet de la supplémentation en additifs des digesteurs

Source : adaptation du schéma de [la veille publiée en juillet 2023](#)



Figure 2 : Réaction d'oxydation du fer zérovalent en fer de degré d'oxydation 2 et 3

[1] Leca E. et al., [Use of additives to improve collective biogas plant performances: A comprehensive review, 2023](#)

[2] Exemples d'additifs à base de carbone : graphène, charbon activé, biochar...

Le terme « zérovalent » désigne son degré **d'oxydation 0**, qui peut évoluer par **oxydations successives** en **Fe²⁺** (degré d'oxydation 2) et **Fe³⁺** (degré 3)^[1]. Les bonnes propriétés réductrices du fer zérovalent sont particulièrement utiles pour la méthanisation car elles favorisent certaines des réactions chimiques clés qui améliorent le processus de digestion anaérobie et, en fin de compte, augmentent la production de méthane (cf. section [Résultats de l'expérience](#) pour plus de détails sur les réactions chimiques en jeu).

■ État de l'art de l'utilisation de nanoparticules de fer zérovalent (NPF0) et de ses effets

De nombreuses études ont été menées ces dernières années sur l'impact de l'ajout de fer zérovalent dans les digesteurs. La majorité d'entre elles se sont concentrées sur les **impacts à court et moyen termes** (maximum 100 jours) :

- Dès 2019, Pan et al.^[2] ont étudié l'impact de l'ajout de NPF0 sur la **dégradation de la tétracycline**, un antibiotique largement utilisé et fréquemment détecté dans les eaux usées qui présente une toxicité pour les microorganismes de méthanisation. Des tests sont menés par lots, sur une durée de **60 jours**, comparant des systèmes avec et sans NPF0. Les systèmes enrichis en NPF0 ont systématiquement **produit davantage de méthane**, mettant en évidence son effet bénéfique sur la digestion anaérobie. En revanche, l'impact du NPF0 sur l'élimination de la tétracycline s'est avéré limité : les différences d'évolution de la teneur observée par rapport aux systèmes sans cet additif sont restées marginales. Il a été conclu que le principal bénéfice du NPF0 était **d'agir comme fournisseur d'électrons** et de **stabiliser les conditions du milieu** (en particulier, le pH et le potentiel redox), et ainsi de **favoriser les premières étapes** critiques du processus de digestion : hydrolyse et acidogénèse (cf. Figure 3).
- **Wang et al.**^[3] (2024) ont de leur côté exploré les effets de différentes concentrations de NPF0 sur la digestion anaérobie des déchets alimentaires, un substrat souvent complexe en raison de l'acidification rapide du digesteur qui résulte de l'accumulation d'Acides Gras Volatils (AGV). Leur étude, menée pendant **54 jours**, a conclu que l'ajout de NPF0 pouvait **améliorer significativement la production de biométhane**, mais uniquement jusqu'à un **seuil optimal de concentration** de NPF0 (1 g/L). À cette teneur, la production totale de méthane a augmenté de 22,6 % par rapport au système témoin. Cependant, une concentration excessive de NPF0 (1,5 g/L) a induit **une inhibition microbienne, entraînant une diminution de la production de méthane de 10,4 %**. Comme l'étude de Pan et al., il a été montré que le NPF0 réduisait l'accumulation d'AGV, stabilisait le pH, et favorisait les interactions entre bactéries méthanogènes hydrogénotropes (Figure 3).
- Enfin, **Su et al.**^[4] ont également examiné en 2024 l'effet de l'ajout continu de NPF0 sur l'activité méthanogène et la structure des communautés microbiennes dans les systèmes de digestion anaérobie à un horizon de temps plus long (**100 jours**). Les chercheurs ont eux aussi conclu qu'à faible dose (1,0 g/L), le NPF0 soutenait la méthanogénèse en stimulant l'activité enzymatique et en améliorant les mécanismes de transferts d'électrons. Cependant, en plus de l'inhibition pour des concentrations excessives (à 5 g/L, apparition d'effets inhibiteurs dès le 30^{ème} jour avec une production de méthane tombant à 20% de ce que produit le groupe témoin, une forte accumulation d'AGV et la suppression de l'expression des gènes impliqués dans la méthanogénèse), l'équipe de chercheurs a aussi mis en évidence **une légère inhibition** de la production de CH₄ pour les faibles concentrations (1 g/L) à moyen-terme (80 jours) avec une production de méthane diminuant jusqu'à 88% de celle du groupe témoin. Selon les chercheurs, cette inhibition serait due au déséquilibre progressif entre les différentes étapes.

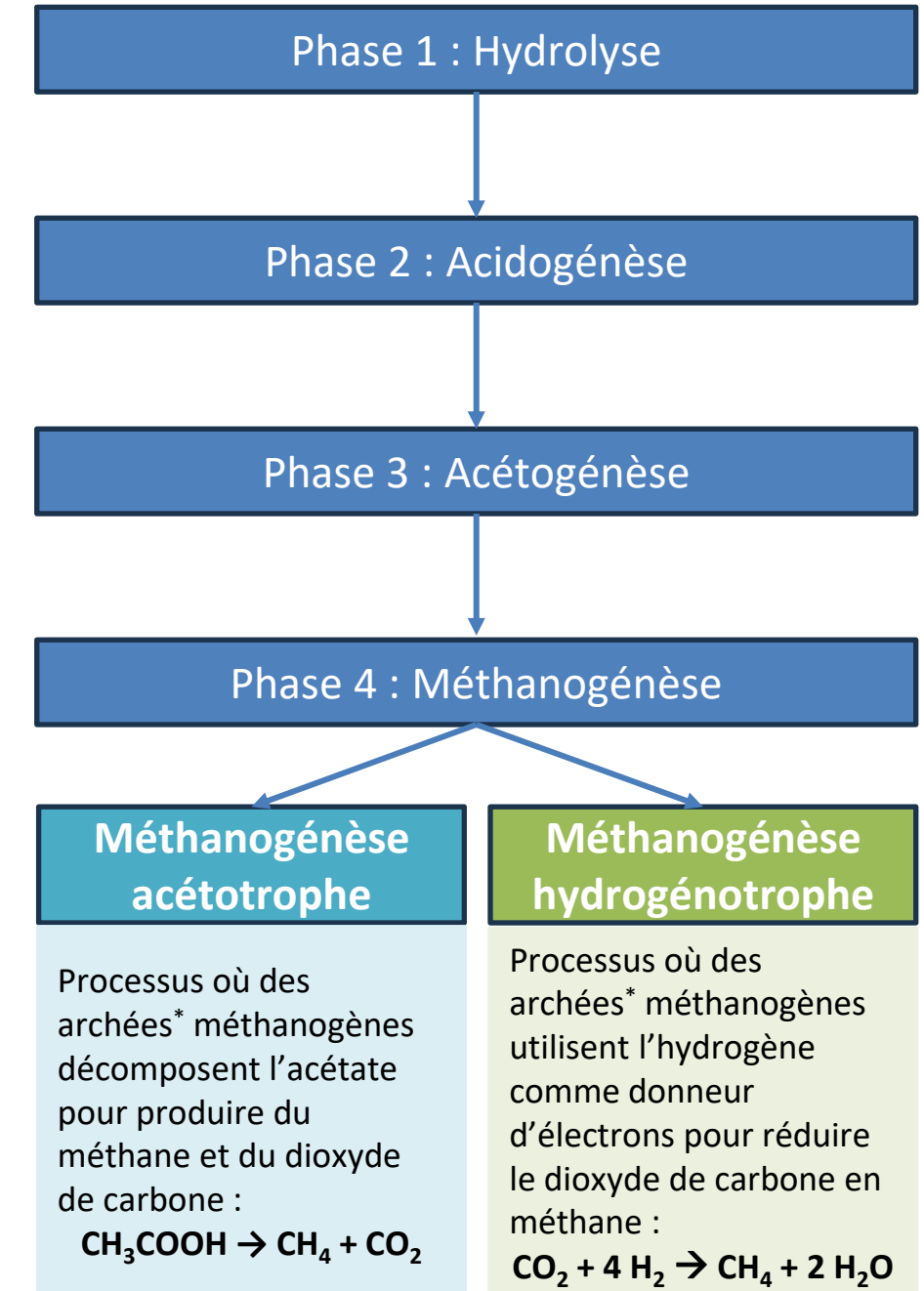


Figure 3 : Etapes de la synthèse de méthane mise en jeu dans le processus de digestion anaérobie

* Archées : micro-organisme procaryote morphologiquement similaire à la bactérie mais génétiquement distincte (les bactéries sont des microorganismes eucaryote).

[1] Le degré d'oxydation 1 du fer n'est pas stable chimiquement. Les formes les plus communes du fer oxydé sont le fer de degrés d'oxydation 2 ou 3.

[2] X. Pan et al., [Impact of nano zero valent iron on tetracycline degradation and microbial community succession during anaerobic digestion](#), Chemical Engineering Journal, 2019

[3] [Effect of nano zero-valent iron on the anaerobic digestion of food waste: Performance and mechanism](#), Wang et al. 2024.

[4] R. Su et al., [Long-term impact of nano zero-valent iron on methanogenic activity, microbial community structure, and transcription activity in anaerobic wastewater treatment system](#), Bioresource Technology, 2024.

Ainsi, la littérature déjà existante au sujet de l'ajout du NPF0 explore différents aspects de son impact sur la digestion anaérobie. Il semble que cet additif ait **un effet bénéfique sur la stabilisation des conditions du milieu** et sur différentes étapes de la méthanisation (hydrolyse, acidogénèse, méthanogénèse hydrogénéotrophe), produisant ainsi des **quantités de biométhane plus importantes** que pour les digesteurs témoins. Les études mettent cependant en avant quelques limites de cet additif comme son effet inhibiteur pour des concentrations trop élevées ou pour des temps de présence dans les réacteurs longs. Ces recherches soulignent donc l'importance de trouver un équilibre entre les doses optimales et les limites au-delà desquelles l'ajout de NPF0 **peut devenir contre-productif**. Bien que prometteuses, elles se concentrent sur des périodes à court et moyen terme (maximum 100 jours).

Cet article se distingue en explorant **les effets du NPF0 sur le long terme** (265 jours) et examine son impact sur les communautés microbiennes, afin de déterminer si cet additif constitue réellement une solution pérenne pour améliorer la digestion anaérobie et augmenter la production de méthane.

■ Description de l'expérience

Cet article évalue l'impact de l'ajout de nanoparticules de fer zérovalent (NPF0) sur les **communautés microbiennes** et sur la **production de méthane** dans la **digestion anaérobie thermophile et mésophile du fumier de porc**. Pour cela, l'évolution du taux de méthane, ainsi que la présence et l'activité des espèces microbiennes au sein des digesteurs, est suivie, pendant **265 jours**, avec des **injections régulières de NPF0**.

L'expérience se déroule ensuite dans trois digesteurs continus anaérobies agités de 5 litres :

- Deux digesteurs mésophiles à 36°C (digesteurs **M1 et M2**).
- Un digesteur thermophile à 55°C (digesteur **T**).

Le fonctionnement des digesteurs est étudié pendant **265 jours**, avec une rétention hydraulique^[3] de 20 jours pour les digesteurs mésophiles et 10 jours pour le digesteur thermophile (la digestion anaérobie thermophile étant plus rapide, les temps de rétention sont moins longs).

Ces digesteurs sont alimentés en continu avec du fumier de porc dilué à l'eau, puis le NPF0 y est ajouté en deux phases (Figure 4) :

- **Phase 1** : Injections hebdomadaires pour les digesteurs M2 et T à 84 mg_{NPF0}/g^[1] et 42 mg_{NPF0}/g respectivement. Le digesteur M1 est utilisé comme témoin durant cette phase. Durée : 100 jours.
- **Phase 2** : Injections bihebdomadaires pour M2 et T à 2 fois 42 mg_{NPF0}/g et 2 fois 21 mg_{NPF0}/g respectivement, et hebdomadaires pour M1 à 84 mg_{NPF0}/g. Durée : 165 jours.

Le **taux de méthane** dans le biogaz est mesuré quotidiennement par chromatographie en phase gazeuse^[2]. L'analyse des **communautés microbiennes** est quant à elle réalisée grâce à des **tests ADN et ARN**. L'ADN permet de quantifier la présence des espèces microbiennes dans les réacteurs, tandis que l'ARN mesure leur activité métabolique, mettant en évidence les espèces actives par rapport à celles seulement présentes mais avec activité réduite.

■ Résultats de l'expérience

Performance des digesteurs

Les digesteurs mésophiles atteignent une quantité de méthane de **255 ± 85 L/kg/j^[1]** pour M2, contre 214 ± 78 L/kg/j pour le digesteur témoin (M1) en phase 1. Le digesteur thermophile a également fait l'objet d'une augmentation significative de la quantité de méthane produite : **140 ± 57 L/kg/j** contre 65 ± 22 L/kg/j au départ.

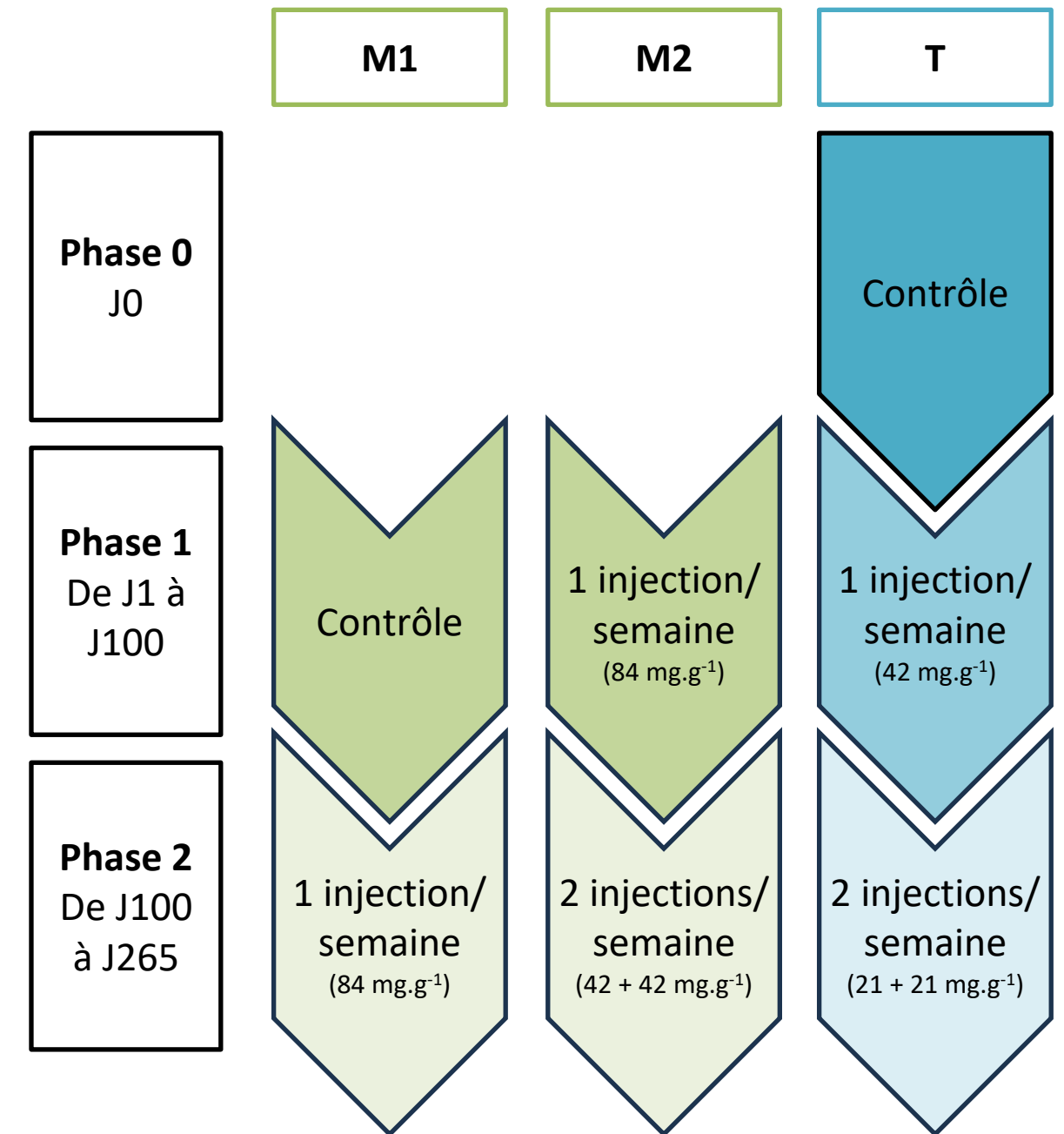


Figure 4 : Phases du protocole expérimental

[1] Mesuré en milligramme de NPF0 par gramme de solides volatiles présent dans les intrants. Les solides volatiles sont la fraction organique des intrants qui se volatilise lorsqu'on chauffe à plus de 550°C.

[2] Chromatographie en phase gazeuse : technique d'analyse qui permet de séparer et analyser les composants d'un échantillon gazeux.

[3] Le temps de rétention hydraulique est défini comme le rapport entre le volume du réacteur et le débit volumique d'alimentation, mesuré en jours. Un temps de rétention hydraulique long signifie que le substrat reste plus longtemps dans le réacteur.

Ceci est principalement dû à l'augmentation de la teneur maximale en méthane, allant jusqu'à **88 %** (M2) après ajout de NPF0 contre **76 %** pour M1, et **87 % contre 64%** pour le réacteur thermophile. Par ailleurs, un rapide calcul montre que la quantité de biogaz produite est stable voire en légère progression, ce qui confirme les bonnes performances des digesteurs.

Selon les chercheurs, l'ajout de NPF0 facilite en effet la conversion du CO₂ en CH₄ par deux mécanismes principaux :

1. En favorisant la méthanogenèse hydrogénotrophe :

1. Ce processus, l'une des deux voies méthanogènes de la phase 4 du processus de digestion (Figure 1), repose sur la réaction suivante : $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$.
2. Cette réaction est facilitée par le fer zérovalent car l'hydrogène nécessaire est produit par son oxydation via une réaction d'oxydoréduction : $\text{Fe}^0 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2 \text{HO}^- + \text{H}_2$

2. En favorisant le transfert direct d'électrons entre espèces (DIET) :

1. Certains microorganismes méthanogènes peuvent convertir directement le CO₂ en CH₄ grâce à un **transfert direct d'électrons inter-espèces** (DIET) : certaines bactéries et archées échangent directement des électrons sans passer par des intermédiaires chimiques comme l'hydrogène et le formiate HCOO⁻. Les archées utilisent ces électrons pour réduire le CO₂ en CH₄ selon la formule ci-dessous. Le transfert direct améliore l'efficacité de la dégradation de la matière organique et favorise la production de méthane.



2. Le NPF0, étant un métal conducteur, facilite ce processus en fournissant un chemin de conduction pour les électrons tout en libérant des électrons lors de son oxydation.

Sur la Figure 5, il peut être observé que le taux de méthane dans le gaz diminue légèrement durant la phase 2, lorsque la même quantité de NPF0 est divisée en deux doses hebdomadaires au lieu d'être appliquée en une seule fois. L'équipe de chercheurs ne justifie pas directement cette baisse dans l'article. Celle-ci pourrait être liée à un pH légèrement plus élevé dans le réacteur thermophile (T) par rapport aux réacteurs mésophiles^[2]. Un pH plus élevé favorise la **passivation** du NPF0, c'est-à-dire la formation d'une couche d'oxyde de fer à sa surface, réduisant ainsi la production d'hydrogène par le NPF0, et pouvant donc ralentir la méthanogenèse hydrogénotrophe.

Dynamique et diversité des communautés microbiennes

Les résultats observés de la performance des digesteurs en termes de production de méthane sont en cohérence avec les observations à l'échelle des communautés microbiennes.

D'abord, dans les trois réacteurs, l'analyse des communautés microbiennes révèle une augmentation de la quantité de bactéries de la famille **Clostridiaceae** après l'ajout de NPF0. Ces bactéries sont connues pour produire de l'hydrogène (H₂) et du dioxyde de carbone (CO₂), qui sont des substrats clés favorisant la voie méthanogène hydrogénotrophe.

Ensuite, selon l'équipe de chercheurs, les archées^[3] **hydrogénotrophes Methanoculleus** deviennent dominantes dans les digesteurs mésophiles et thermophiles. Ce sont justement ces micro-organismes qui utilisent l'hydrogène produit par oxydation des NPF0 pour réduire le CO₂ en méthane (CH₄).

Enfin, la très bonne performance du réacteur M2 durant la phase 1 est cohérente avec l'augmentation transitoire de la quantité d'archée acétotrophe **Methanosaeta** (voie acétotrophe de la phase 4 de la Figure 3). Cette archée est capable de produire directement du méthane à partir de l'acétate et son activité semble favorisée par les transferts d'électrons facilités par les NPF0. La coexistence temporaire des voies méthanogènes hydrogénotrophes et acétotrophes dans le

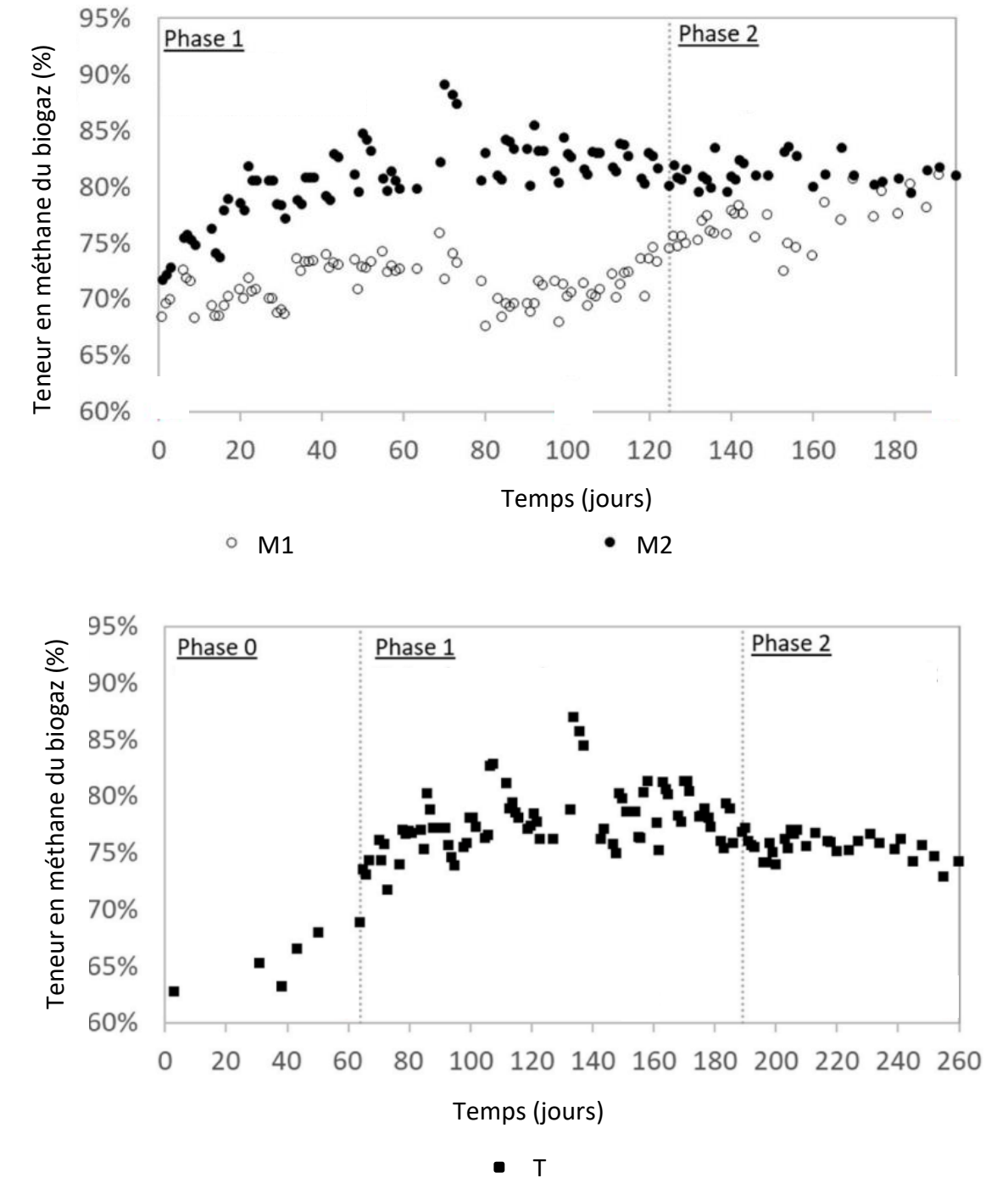


Figure 5 : Evolution de la teneur en méthane du biogaz au cours de l'expérience pour les réacteurs M1 et M2 (haut) et le réacteur T (bas)

[1] Les mesures sont présentées comme ceci : moyenne \pm écart type des valeurs mesurées pendant les différentes phases.

[2] Le pH légèrement plus élevé dans le réacteur thermophile est dû au fait que, dans les réacteurs mésophiles, les acides gras volatils (AGV) ont plus tendance à s'accumuler du fait des plus basses températures, ce qui abaisse le pH.

[3] Archées : micro-organisme procaryote morphologiquement similaire à la bactérie mais génétiquement distincte (les bactéries sont des microorganismes eucaryote).

réacteur M2 permet d'optimiser la production de méthane, en exploitant deux métabolismes complémentaires.

Les résultats de l'expérience révèlent par ailleurs que l'addition plus fréquente de NPF0 ne stimule pas nécessairement davantage l'activité des méthanogènes en phase 2 : les digesteurs M2 et T présentent des populations d'archées actives similaires à celles observées en phase 1. Enfin, contrairement aux études précédentes, cette recherche **ne met en évidence aucune inhibition** des populations méthanogènes, même à long terme.

Conclusion

En résumé, l'ajout de NPF0 serait intéressant pour augmenter à la fois la teneur en méthane du biogaz produit et la quantité de biogaz, menant à des plus grandes quantités de biométhane in fine. Il stabiliserait les conditions du milieu réactif, favoriserait la méthanogénèse hydrogénotrophe ainsi que le transfert direct d'électrons entre espèces, modifiant ainsi la structure des communautés microbiennes et stimulant le nombre de micro-organismes métaboliquement actifs. Dans l'étude, les teneurs en méthane après ajout du NPF0 peuvent s'élever jusqu'à 88%. Les concentrations testées n'entraînent visiblement pas d'inhibition des méthanogènes, même à long terme. Cependant, des études précédentes soulignent que la prudence est de mise pour éviter que des doses excessives de cet additif n'inhibent la production de biométhane.

Une **limite méthodologique** peut néanmoins être soulevée concernant l'approche adoptée par les chercheurs. En effet, l'ajout de **NPF0** est initié **avant** que la production de méthane dans les digesteurs n'ait atteint un état stable. Cette procédure rend difficile l'interprétation des résultats, car l'augmentation observée de la production de méthane pourrait être attribuée **non seulement à l'effet du NPF0**, mais aussi à la **stabilisation progressive des populations microbiennes** dans le réacteur. Par conséquent, l'absence d'une phase de stabilisation préalable **introduit un biais potentiel**, rendant complexe l'évaluation de l'impact réel du NPF0 sur la méthanogénèse. Il convient enfin de noter que le NPF0 reste un composé coûteux et peu commercialisé à ce jour. Le prix du NPF0 est typiquement compris entre 18€ et 90€ par kilogramme de produit, suivant la méthode de synthèse, la pureté et la taille des particules. Pour respecter les conditions de l'expérience, cela coûterait alors entre 0,15c€ et 0,77c€ par gramme de solide volatile d'intrant par semaine, pour le réacteur mésophile.

Par ailleurs, avant toute utilisation de fer nano zérovalent pour des projets de méthanisation en France, une attention particulière devrait être portée à son impact environnemental potentiel sur les sols et à la réglementation associée. Le fer n'étant pas un métal lourd, il n'est pas systématiquement surveillé, mais des contrôles spécifiques peuvent être requis quand celui-ci est utilisé comme additif. Bien que le NPF0 ne soit pas explicitement mentionné dans les réglementations spécifiques à la production de biogaz, son utilisation doit respecter les obligations générales relatives aux nanomatériaux. Les articles L. 523-1 à 523-3 du Code de l'environnement instaurent un dispositif de déclaration annuelle des « substances à l'état nanoparticulaire », qu'elles soient présentes en l'état ou dans des mélanges sans y être liées. Cette obligation s'applique aux fabricants, importateurs et distributeurs de ces substances mises sur le marché en France. Ils doivent déclarer l'identité, les quantités et les usages de ces substances, ainsi que transmettre toutes les informations disponibles concernant leurs dangers, les expositions potentielles, ou les éléments utiles à l'évaluation des risques pour la santé et l'environnement.

	Type de réacteur	Résultat de l'expérience	Contrôle : M1 pour mésophile et T en Phase 0 pour thermophile
Production de méthane (L/kg/j)	Mésophile	M2 : 255 ± 85	M1 : 214 ± 78
	Thermophile	T : 140 ± 57	T0 : 65 ± 22
Teneur en méthane (%)	Mésophile	M2 : 88	M1 : 76
	Thermophile	T : 87	T0 : 64

Figure 6 : Tableau comparatif de la production et teneur en méthane observées au cours de l'expérience

Etat de l'art de la pyrogazéification de la biomasse : technologies associées et enjeux de purification

EN BREF

Cet article est un état de l'art de la pyrogazéification, des technologies associées et des manières de purifier le syngas produit au niveau mondial.

OBJET : article publié dans *Energy Conversion and Management*

DATE : Janvier 2025

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

OBJECTIF : Comparer les différents types de réacteurs et leurs utilisations actuelles. Présenter l'ensemble des techniques de purification du syngas, qu'elles soient in-situ ou ex-situ.

RÉSULTATS : L'optimisation des paramètres de la pyrogazéification réduit les impuretés de manière significative. D'autres techniques comme l'ajout de catalyseurs, les systèmes de filtration et craquage thermique sont présentées.

Contexte

La **pyrogazéification** est une filière clé pour la production de gaz vert, particulièrement adaptée aux intrants organiques secs : déchets solides peu ou mal valorisés (tels que les CSR^[1]), résidus agricoles ligneux^[2], bois, déchets de bois, etc.

Ce processus peut se décomposer en quatre étapes : le séchage, la pyrolyse, l'oxydation et la gazéification (Figure 1).

- Le **séchage**, qui est une étape préalable, élimine l'humidité résiduelle de la biomasse par évaporation.
- La **pyrolyse** correspond à la décomposition thermique de la biomasse sèche, produisant des solides (charbon), des liquides (goudrons et huiles), et des gaz volatils appelés gaz de pyrolyse. Cette étape s'effectue à des températures comprises entre 400 et 1000°C.
- La phase d'**oxydation** permet la combustion des gaz de pyrolyse en présence d'un agent oxydant (air, oxygène ou vapeur d'eau). Cette réaction exothermique génère l'énergie nécessaire aux autres étapes et s'effectue entre 1200 et 1500 °C.

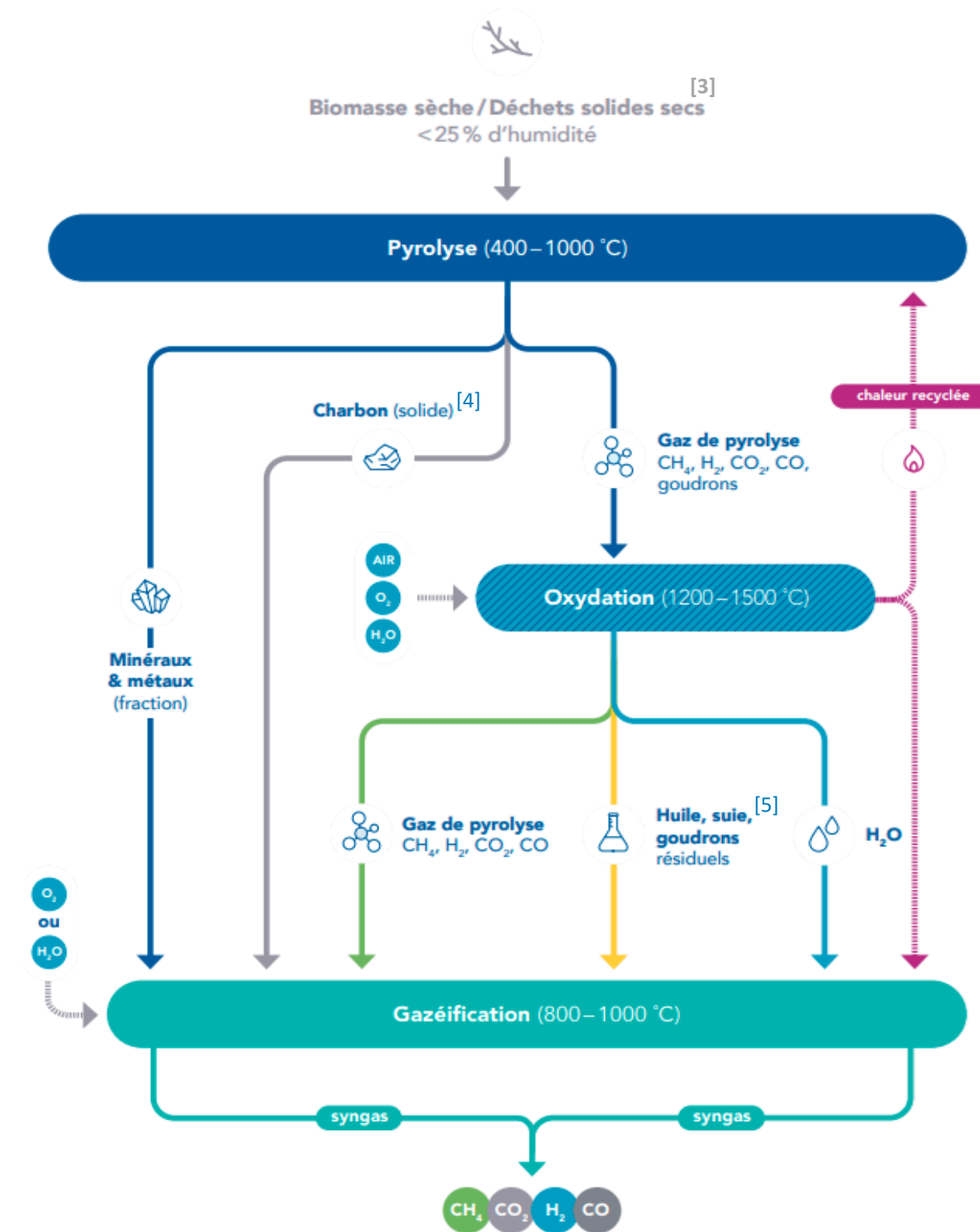


Figure 1 : Présentation des différentes étapes de la pyrogazéification

Source : [Etat des lieux des technologies de gaz verts](#)

[1] CSR : Combustible Solide de Récupération. Combustible fabriqué principalement à partir de déchets non dangereux qui ne peuvent plus être recyclés dans les conditions économiques et techniques actuelles. Ils se présentent sous différentes formes, comme des poudres, des briquettes.

[2] La biomasse ligneuse désigne l'ensemble des matières végétales riches en lignine et en cellulose, principalement issues du bois (arbres, résidus forestiers) et de certaines plantes fibreuses.

[3] Une étape de séchage intervient si nécessaire avant la pyrolyse pour obtenir la biomasse sèche

[4] Seul le gaz de pyrolyse est directement gazéifié. Pour plus de détails, voir Figure 2.

[5] La pyrogazéification produit environ 85 % de gaz, le reste étant des huiles/goudrons et du charbon/cendres (voir figure 2).

- Enfin, la **gazéification**, qui requiert des températures comprises entre 800 et 1000 °C, permet la réduction chimique du charbon en gaz et conduit au gaz de synthèse final (ou **syngas**), composé principalement de CO (~35 %), H₂ (~35 %), CO₂ (~20 %) et CH₄ (~10 %). La composition peut évoluer en combinant certaines étapes (voir Figure 2).

La pyrogazéification de la biomasse génère donc trois types de produits finaux dont les proportions varient également selon les conditions de réaction : une phase gazeuse (syngas, ~ 85 % de la masse), une phase solide (charbon et cendres, ~ 10 % de la masse^[1]) et une phase liquide (huiles et goudrons, ~ 5 % de la masse) (Figure 2). La filière pyrogazéification est aujourd'hui en voie d'industrialisation. Ces derniers mois, plusieurs nouveaux projets ont par exemple vu le jour comme Plainénergie (France), qui est un démonstrateur de transformation de déchets non valorisés en méthane injectable, par couplage de la pyrogazéification et de la méthanation biologique. Le projet Swindon (Royaume-Uni) est aussi un démonstrateur de gazéification pour injection, à partir de déchets de bois (en cours de développement). Différentes technologies ont été testées pour permettre le développement de la filière et cet article permet de faire le point sur les avancées connues à ce jour.

Certains défis restent à relever pour optimiser encore la technologie et faciliter son déploiement industriel plus large. La R&D travaille ainsi prioritairement sur la **gestion des goudrons** qui, contenant une partie importante de l'énergie, réduisent considérablement l'efficacité énergétique du processus et la valorisation du syngas s'ils sont présents en trop grande quantité. Une purification efficace du gaz de synthèse et une gestion optimisée des goudrons sont donc essentielles, et cet article se penche particulièrement sur les techniques de purification.

En résumé, l'article étudié propose un état de l'art sur la pyrogazéification : il explore et compare les technologies de gazéification (i.e. les différents types de réacteurs) et s'intéresse plus particulièrement aux techniques de purification du syngas. Ces dernières peuvent être qualifiées d'« in-situ », c'est-à-dire qu'elles ont lieu durant le processus de pyrogazéification pour produire le moins d'impuretés possibles, ou d'« ex-situ » (après le réacteur de pyrogazéification), pour éliminer les impuretés présentes dans le syngas et répondre aux exigences de qualité selon l'utilisation qui en est faite.

■ Les technologies liées à la pyrogazéification et à la purification du syngas

Principales technologies de gazéification

Les opérateurs d'installations utilisent différents types de réacteurs ; chacun a ses avantages et inconvénients selon les applications (voir Figure 3). L'article rappelle que deux modèles sont aujourd'hui plus largement utilisés :

- Les réacteurs à lit fixe sont actuellement les plus utilisés : ils sont simples et adaptés pour des utilisations à petite échelle^[2], mais ils produisent plus de goudrons. Leur fonctionnement repose sur l'introduction de la biomasse dans un lit immobile, où elle subit les différentes étapes de gazéification avec un flux d'agent oxydant à co- ou contre-courant des intrants. GazoTech ou Lurgi font par exemple partie des entreprises développant ces réacteurs.
- Les réacteurs à lit fluidisés sont plus complexes mais adaptés aux opérations à grande échelle. La biomasse y est mélangée à des particules solides^[3] dans un lit fluidisé par un flux d'agent oxydant, assurant un mélange homogène et un transfert thermique efficace. Le projet Swindon utilise ce type de réacteur, fabriqué par ABSL.

La filière continue d'innover pour améliorer le fonctionnement des réacteurs existants. L'article met par exemple en avant une approche novatrice, la **gazéification chimique en boucle de la biomasse (BCLG)**^[4] ; qui remplace l'oxygène en tant qu'agent oxydant par des transporteurs d'oxygène, souvent des oxydes métalliques (Fe, Cu, Mn, Ni, Co).

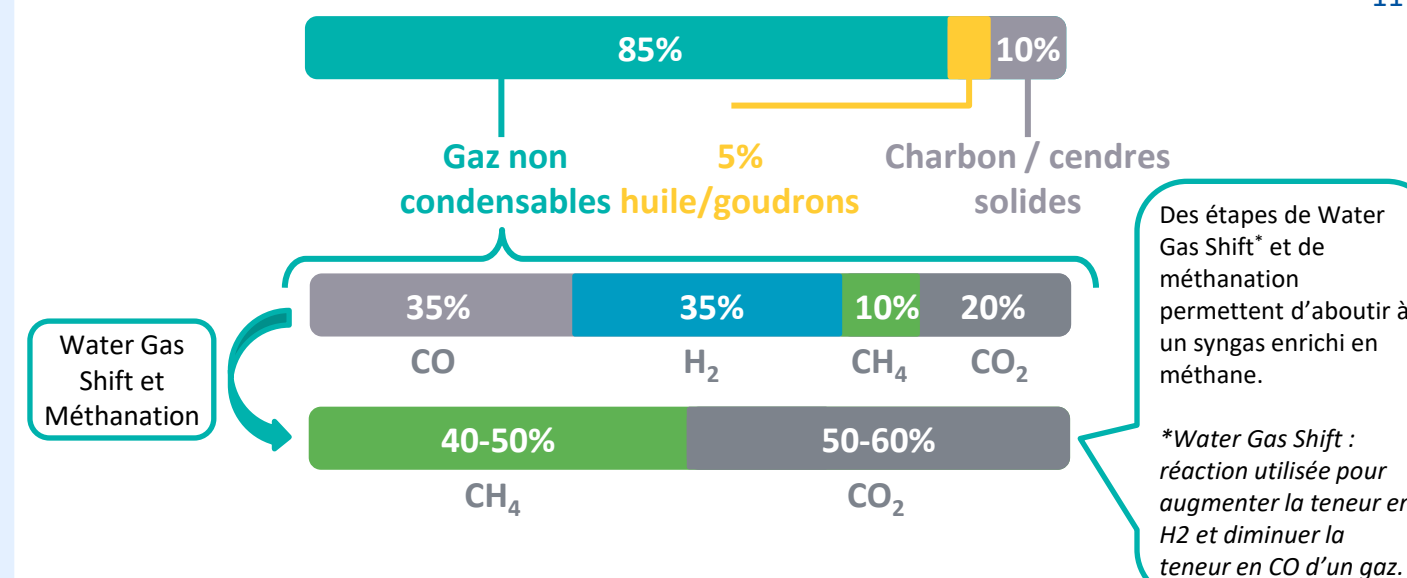


Figure 2 : Produits finaux de la pyrogazéification en pourcentage de masse (haut) et en pourcentage molaire (bas)

Réacteur	Sous catégories	Avantages	Inconvénients	Quantité de goudrons	Usage de la solution
Réacteur à lit fixe	Co-courant « downdraft »	Simple et adaptés pour les applications à petite échelle (peuvent fonctionner en mode discontinu)	Capacités limitées	Faible	Fort
	Contre-courant « updraft »		Produisent plus de goudrons	Elevée	Faible
Réacteur à lit fluidisé	Bouillonnant « bubbling »	Adapté aux opérations à grande échelle (permettent de traiter des grands volumes de biomasse en continu)	Conceptions plus complexes	Modérée	Moyen
	Circulant « circulating »				
Réacteur à lit entraîné	NA	Produisent peu de goudrons	Coûts de maintenance élevés	Très faible	Faible
Réacteur mixte		Non étudiés dans l'article			Moyen
Réacteur horizontal		Non étudiés dans l'article			Moyen

Figure 3 : Comparaison des principaux types de réacteurs

[1] Le charbon est composé de carbone et est un combustible qui sert de réactif dans la phase de réduction. Les cendres sont les résidus inorganiques non combustibles issus de la décomposition thermique de biomasse.

[2] Etat des lieux des technologies de gaz verts : [Les réacteurs à lit fixe sont adaptés à des capacités <20MW_{th}](#).

[3] Le sable ou les catalyseurs permettent à la biomasse d'être chauffée de manière uniforme et se mélangent à elle. C'est ce mélange qui est maintenu en suspension, créant ainsi un état fluidisé.

[4] Pour plus d'informations sur la gazéification en boucle de la biomasse, voir les articles suivants : [Synergy effects of combined red muds as oxygen carriers for chemical looping combustion of methane](#), Deng et al. 2018 et [Review of biomass chemical looping gasification in China](#), Lin et al. 2020.

Ces composés réduisent les coûts en recyclant la chaleur, tout en diminuant les émissions et les pertes d'énergie. Selon l'étude, ce procédé qui produit un syngas de haute qualité, offre aussi l'avantage de limiter les dépôts de goudrons et de charbon, le rendant particulièrement prometteur pour une production pérenne. Les expérimentations de ce procédé ont pour le moment été menées sur des réacteurs à lit fixe et réacteurs à lit fluidisé de type « bouillonnant ».

Techniques de purification du syngas

La purification du syngas est cruciale pour plusieurs raisons :

- la présence de goudrons réduit la qualité du syngas (une haute qualité est pourtant nécessaire pour permettre la production de biocarburants ou de méthane injectable dans le réseau) et réduit l'énergie valorisable (les goudrons contiennent une part importante de l'énergie produite) ;
- elle limite le risque de dégradation des équipements, notamment lorsque la pyrogazéification est suivie d'une étape de méthanation, dont les équipements peuvent être endommagés par la présence trop importante de goudrons ;
- l'épuration du syngas une fois produit peut représenter une part importante des CAPEX des installations.

Cette purification peut reposer, comme le rappelle l'article, sur une combinaison de techniques in-situ et ex-situ.

Techniques in-situ

Les techniques in-situ ont vocation à produire un gaz avec le moins d'impuretés possibles et interviennent directement dans le gazéifieur. Elles incluent l'optimisation des paramètres de la pyrogazéification, l'utilisation de catalyseurs et la configuration des réacteurs.

- **L'optimisation des paramètres opérationnels** tels que la température, le rapport vapeur / biomasse, le choix de l'agent oxydant ou encore le temps de résidence dans le réacteur, joue un rôle clé dans les performances de la pyrogazéification. Une **température élevée** limite la formation de goudrons (cf. Figure 4), mais elle augmente la consommation d'énergie^[1], tandis qu'une augmentation du **rapport vapeur/biomasse** favorise la production d'hydrogène.
- Le choix de l'**agent oxydant** est également déterminant : l'air, bien que peu coûteux, induit des proportions plus élevées de goudrons, contrairement à la vapeur ou à l'oxygène pur^[3]. Ce dernier n'est cependant pas systématiquement utilisé, du fait de son coût élevé. Pour apporter la chaleur nécessaire à l'étape d'oxydation différemment, certains développeurs choisissent l'électricité plutôt que le recours à un agent oxydant. Enfin, le **temps de résidence** dans le réacteur joue un rôle essentiel, un temps trop court inhibant le craquage des goudrons et réduisant ainsi l'efficacité globale^[4].
- **L'utilisation de catalyseurs** comme l'olivine, la dolomite ou le calcaire, notamment pendant les étapes de pyrolyse et de gazéification, s'est révélée efficace pour réduire les goudrons (cf. Figure 4). Par ailleurs, l'effet combiné de la dolomite et du calcaire permettrait, selon certaines études, de réduire les émissions de H₂S (sulfure d'hydrogène) et COS (oxysulfure de carbone) respectivement de 40 % et 60 %^[5].
- La **conception des réacteurs** a également un impact majeur sur la qualité du syngas d'après l'article. Les réacteurs à co-courant produisent le moins de goudrons (~1 g/Nm³), suivis par les lits fluidisés (~10 g/Nm³), tandis que les réacteurs à contre-courant génèrent des niveaux beaucoup plus élevés (~100 g/Nm³).

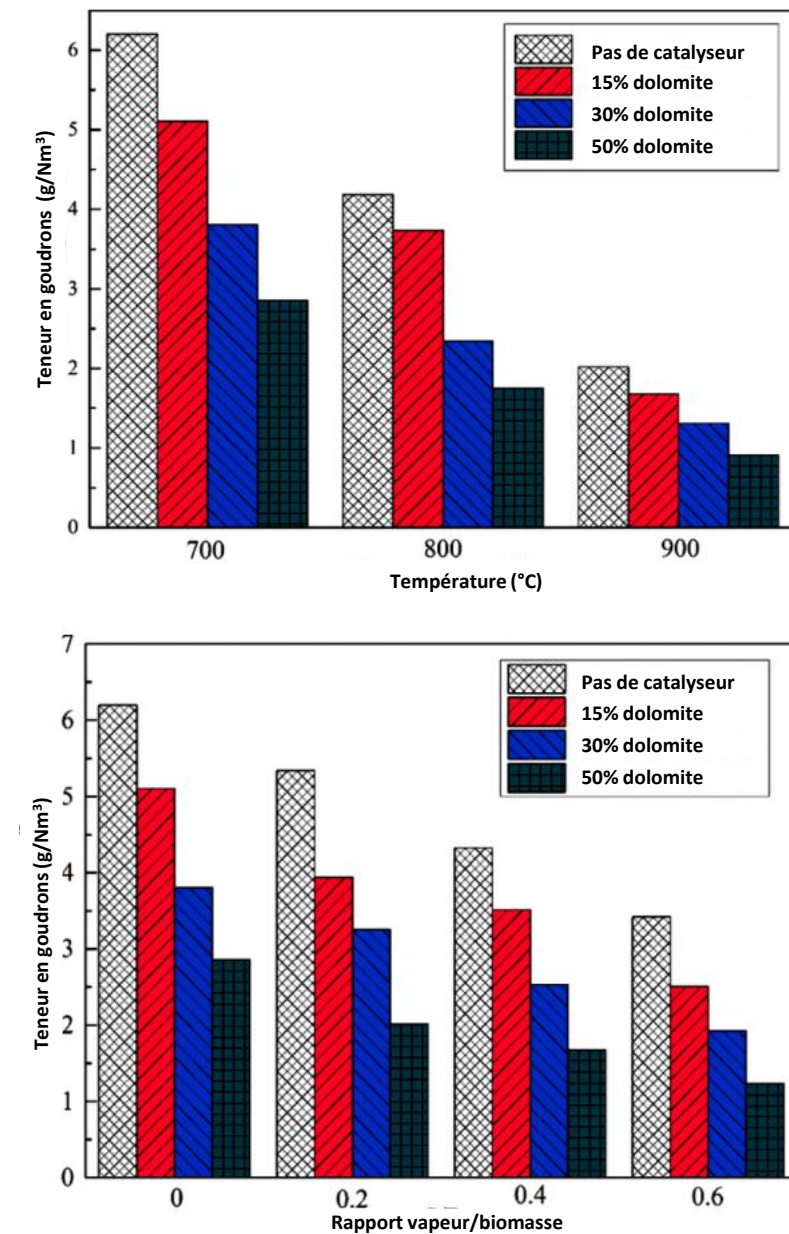


Figure 4 : Evolution de la formation de goudrons avec l'évolution de la température (haut) et du rapport vapeur/biomasse (bas) et effet de la dolomite comme catalyseur

[1] [Role of temperature on gasification in a fountain enhanced conical reactor](#), Cortazar et al. 2018.

[2] [Air-steam gasification of biomass: strategy for hydrogen-enriched syngas](#), Cao et al. 2021.

[3] [A review of primary strategies for tar removal in biomass gasification](#), Cortazar et al. 2023. L'air introduit également de l'azote dans le milieu, qui doit être éliminé par des procédés de purification très coûteux pour pouvoir utiliser le syngas en méthanation.

[4] [Ordre de grandeur du temps de résidence : 1 seconde. Reduction of tar vapor from biomass by hot char in fixed bed gasification](#), Park et al. 2016.

[5] [Gasification of sewage sludge: Reduction of tar, with bed additive](#), Schmid et al., 2021.

Techniques ex-situ

Les techniques ex-situ, utilisées après la gazéification, reposent sur des procédés physiques et thermiques pour purifier le syngas une fois produit.

- Selon l'article, pour éliminer les impuretés telles que les métaux alcalins, l'azote, le soufre, le chlore, les cendres et les goudrons, des **systèmes de filtration** (cyclones, filtres, électro-précipitateurs) et **des nettoyages humides** se montrent très performants. La technique OLGA^[1], par exemple, utilise des liquides organiques pour laver le syngas, atteignant jusqu'à 99 % d'élimination des goudrons, selon certaines études.
- Les méthodes de **craquage thermique**, bien qu'efficaces, nécessitent des températures très élevées (au-delà de 1100 °C) pour décomposer les goudrons, ce qui limite leur applicabilité en raison des coûts énergétiques importants. Cependant, il est souligné que des alternatives émergent, telles que **le craquage plasma** (utilisé à Swindon) ou **le craquage assisté par micro-ondes**. La première utilise un plasma haute énergie pour décomposer les goudrons en gaz légers, à des températures très élevées mais avec une consommation d'énergie optimisée car très localisée, tandis que la deuxième utilise des ondes électromagnétiques pour chauffer, facilitant la décomposition des goudrons à une efficacité énergétique accrue (car les ondes ne chauffent que les matériaux qui les absorbent bien). Ces approches affichent en théorie des taux élevés de réduction des goudrons tout en consommant moins d'énergie, renforçant ainsi leur viabilité économique et environnementale.

Ainsi, les techniques in- et ex-situ se complètent pour offrir un panel de procédés de purification du syngas. Certaines techniques sont déjà bien utilisées comme l'optimisation des paramètres opérationnels, tandis que d'autres émergent comme la technique de craquage plasma.

Conclusion

L'article offre un panorama des technologies de gazéification et des procédés de purification du syngas, qui permettent d'améliorer le rendement énergétique tout en réduisant la formation de goudrons, et ont aujourd'hui des niveaux de maturité divers. Parmi les solutions innovantes et récentes se trouvent ainsi **la gazéification chimique en boucle de la biomasse (BCLG)^[2]**, le **craquage plasma**, ainsi que **l'utilisation de catalyseurs robustes comme la dolomite et l'olivine**. Ces avancées technologiques ont pu être testées au sein de démonstrateurs : par exemple, l'unité de Swindon fonctionne le craquage par plasma suivi d'un nettoyage humide pour retirer les impuretés du syngas produit par le réacteur à lit fluidisé bouillonnant. L'unité, qui peut produire du biométhane pour injection sur le réseau et du biohydrogène destiné à la mobilité électrique, a été mise en service en 2024 (Figure 5). Les résultats de cette mise en service seront essentiels pour mieux comprendre le potentiel de ces solutions.

Cependant, **des défis subsistent** pour permettre une adoption à grande échelle de ces technologies. Parmi ceux-ci figurent les coûts initiaux élevés des installations (augmentation d'environ 40% des CAPEX par rapport à la méthanisation), leur adaptabilité à la variabilité des intrants, et la complexité des exigences opérationnelles. D'autres enjeux techniques incluent la stabilisation de la composition du syngas malgré une forte hétérogénéité des matières premières, ainsi que l'élimination efficace des composés indésirables comme les sulfures et les chlorures.

La filière évolue vers des systèmes de réacteurs plus complexes et des techniques de purification plus avancées, mais une **combinaison des technologies** innovantes (notamment purification) sera sans doute nécessaire pour maximiser le potentiel de la gazéification de la biomasse et contribuer à son intégration dans une transition énergétique durable.

Produit	Swindon		Unité de valorisation énergétique des déchets traditionnelle
	Biométhane	Biohydrogène	Electricité
Efficacité du processus : Déchet entrant → produit final	64%	75%	25%

Figure 5 : Performance du projet Swindon comparée à une unité de valorisation des déchets classique

Source : [Swindon Plant ABSL](#)

[1] OLGA : Organic Liquid Gas Absorption, [Tar Formation in Gasification Systems: A Holistic Review of Remediation Approaches and Removal Methods](#), Jayanarasimhan et al. 2024.

[2] La BCLG (Biomass Chemical Looping Gasification), ou gazéification en boucle de la biomasse est une technologie avancée de gazéification de la biomasse qui utilise un transporteur d'oxygène au lieu de l'oxygène moléculaire ou d'un autre agent gazéifiant Classique. Pour plus d'informations sur la gazéification en boucle de la biomasse, voir les articles suivants : [Synergy effects of combined red muds as oxygen carriers for chemical looping combustion of methane](#), Deng et al. 2018 et [Review of biomass chemical looping gasification in China](#), Lin et al. 2020.

Un système bioélectrochimique pour le futur passage à l'échelle de l'électrométhanogénèse, appliqué au Power-to-methane

EN BREF

Cet article présente la conception, la construction et l'opération d'un système bioélectrochimique produisant du méthane à partir de CO₂ par électrométhanogénèse, adapté pour un passage à l'échelle. Un système bioélectrochimique est une technologie qui exploite l'activité électrochimique de micro-organismes pour catalyser des réactions d'oxydoréduction en utilisant une électrode comme donneur accepteur d'électrons. Cette expérience a été réalisée à l'université de Wageningen, Pays-Bas.

OBJET : article publié dans *Journal of Power Sources*

DATE : Février 2025

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

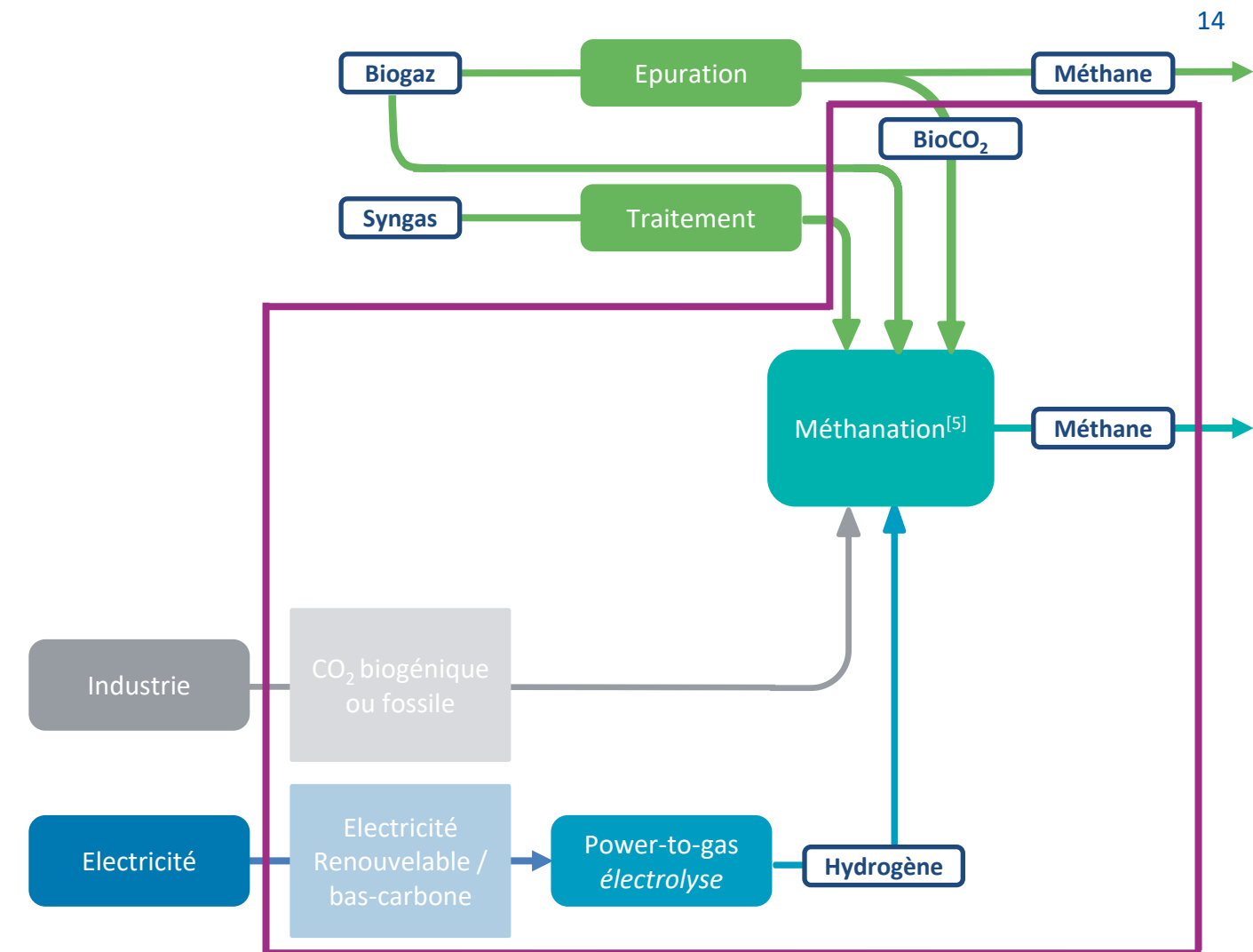
OBJECTIF : Construire et opérer un système bioélectrochimique (SBEC) et évaluer ses performances dans le temps, afin d'identifier les axes d'optimisation des performances et préparer un futur passage à l'échelle de la technologie.

RÉSULTATS : Un système bioélectrochimique modulaire de 17 litres produisant du CH₄ a été construit, obtenant un rendement énergétique d'environ 40 %^[1] pendant 400 jours avec des taux de production de CH₄ allant jusqu'à 280 NL.m⁻³.j⁻¹ ^[2].

Contexte

La filière **Power-to-methane** permet de produire du méthane à partir d'électricité, d'eau et de dioxyde de carbone, qui peut provenir directement de sources fossiles^[3], être extrait de biogaz, de syngas ou être issu de leur épuration (voir Figure 1). C'est une filière prometteuse, particulièrement pour le stockage d'énergie sous forme de méthane car elle pourrait jouer un rôle clé dans le stockage d'électricité pour soulager les réseaux électriques, tout en s'intégrant facilement aux infrastructures existantes. Au sein de cette filière, la méthanation est actuellement la technologie la plus mature pour produire du méthane : plusieurs projets ont déjà vu le jour comme celui de Wertle en Allemagne qui permet de produire 325 Nm³/h, ou le projet de méthanation biologique Dietikon^[4] en Suisse qui possède une capacité de production maximale de 270 Nm³/h.

Depuis quelques années, d'autres voies technologiques moins matures (TRL 3 ou 4), font l'objet de travaux importants. C'est par exemple le cas de l'électrométhanogénèse, qui utilise un système composé de deux électrodes (une anode et



Filière Power-to-méthane

Figure 1 : Présentation de la filière du Power-to-methane

Il y a deux types de méthanation :

La **méthanation catalytique** est une réaction continue permettant la formation de CH₄ à partir de H₂, de CO₂ et/ou de CO grâce à la présence d'un catalyseur physicochimique. Elle a généralement lieu à des températures comprises entre 200 et 600°C et à des pressions comprises entre 1 et 15 bar. Son rendement énergétique est généralement compris entre 70 et 90%.

La **méthanation biologique** intervient en milieu anaérobie en présence de H₂ et de CO₂ et/ou de CO dissous dans une phase aqueuse, et de micro-organismes (en majorité des archées effectuant la méthanogénèse) dans des plages de températures comprises entre 35 et 65°C et des pressions inférieures à 10 bar. Son rendement énergétique est généralement compris entre 60 et 75%.

[1] Voir la partie sur l'Etat de l'art de cette technologie pour des comparaisons avec des données supplémentaires sur l'efficacité énergétique de SBEC.

[2] Nm³/m³/jour : volume de méthane produit par m³ de réacteur et par jour.

[3] Dans le cas où le CO₂ est issu de sources fossiles, le gaz produit ne peut être considéré comme fossile.

[4] Ce projet a déjà fait l'objet d'un retour d'expérience dans le cadre d'une précédente veille (veille du mois d'octobre 2024).

[5] La brique méthanation contient une brique d'épuration pour mise aux spécifications réseau.

cathode) pour réduire biologiquement le CO₂ en méthane grâce à des micro-organismes. Les électrons nécessaires à cette réaction sont alors fournis par un courant électrique.

Principe de l'électrométhanogénèse (Figure 2)

Ce procédé utilise des micro-organismes pour transformer le dioxyde de carbone en méthane **sous l'effet d'un courant électrique** appliqué entre deux électrodes : une anode et une bio-cathode. Lorsque le courant est appliqué, l'activité des micro-organismes fixés en biofilm sur les électrodes est stimulée, augmentant ainsi la production de méthane.

À l'anode, l'**oxydation de l'eau** produit de l'oxygène, des protons et des électrons selon la réaction suivante :



À la cathode, la **réduction du CO₂** se fait grâce à l'intervention des micro-organismes, bien qu'ils n'apparaissent pas dans l'équation chimique :



La réaction biologique à la cathode doit se produire en conditions anaérobies, tandis que la réaction qui se produit à l'anode produit elle, de l'oxygène. Une **membrane séparatrice** est donc généralement utilisée pour bien séparer les deux réactions. Cette membrane a deux fonctions principales : isoler les chambres anodiques et cathodiques pour éviter la diffusion de l'oxygène dans la chambre cathodique, et permettre le passage sélectif des ions H⁺ nécessaires à la réaction. Dans ce système, les électrons circulent de l'anode vers la cathode via le circuit électrique, tandis que les protons migrent de la chambre anodique à la chambre cathodique grâce à l'électrolyte (solution chimique conductrice, jouant un rôle clé en facilitant le transport ionique essentiel à la réaction).

Etat de l'art de cette technologie

La technologie d'électrométhanogénèse a déjà montré son efficacité à l'échelle du laboratoire. En 2018, Liu et al. ont par exemple développé un réacteur de **66 cm³**, atteignant des taux de production de méthane remarquables, jusqu'à **2,15 Nm³/m³_{réacteur}/jour**^[1], avec une efficacité énergétique oscillant entre **50 et 60 %**^[2]. Cependant, le passage à une échelle plus grande s'accompagne d'une chute significative des performances. En 2023, Shang et al., en augmentant le volume du réacteur à **20 L** – soit plus de **300 fois** celui de l'étude de Liu et al. – ont obtenu un taux de production de seulement **0,76 Nm³/m³_{réacteur}/jour**, avec une efficacité énergétique inférieure à **20 %**^[3]. Cette difficulté à transposer la technologie du laboratoire à l'échelle industrielle a été analysée par Jadhav et al., qui identifient plusieurs défis persistants expliquant ces contre-performances^[4] :

- **Matériaux et conception** : des matériaux et des designs capables d'offrir de grandes surfaces efficaces et de bonnes interactions entre les électrodes et les micro-organismes sont indispensables pour atteindre des taux de réaction volumétriques élevés. Le choix optimal du matériau pour la **cathode et l'anode** est essentiel pour maximiser la conductivité électrique, favoriser l'adhésion et l'activité des micro-organismes, limiter les pertes énergétiques et garantir la durabilité du réacteur tout en minimisant les coûts.
- **Distance entre les électrodes** : l'augmentation de la taille du réacteur accroît les distances entre les électrodes, ce qui limite la diffusion et augmente les pertes énergétiques associées.

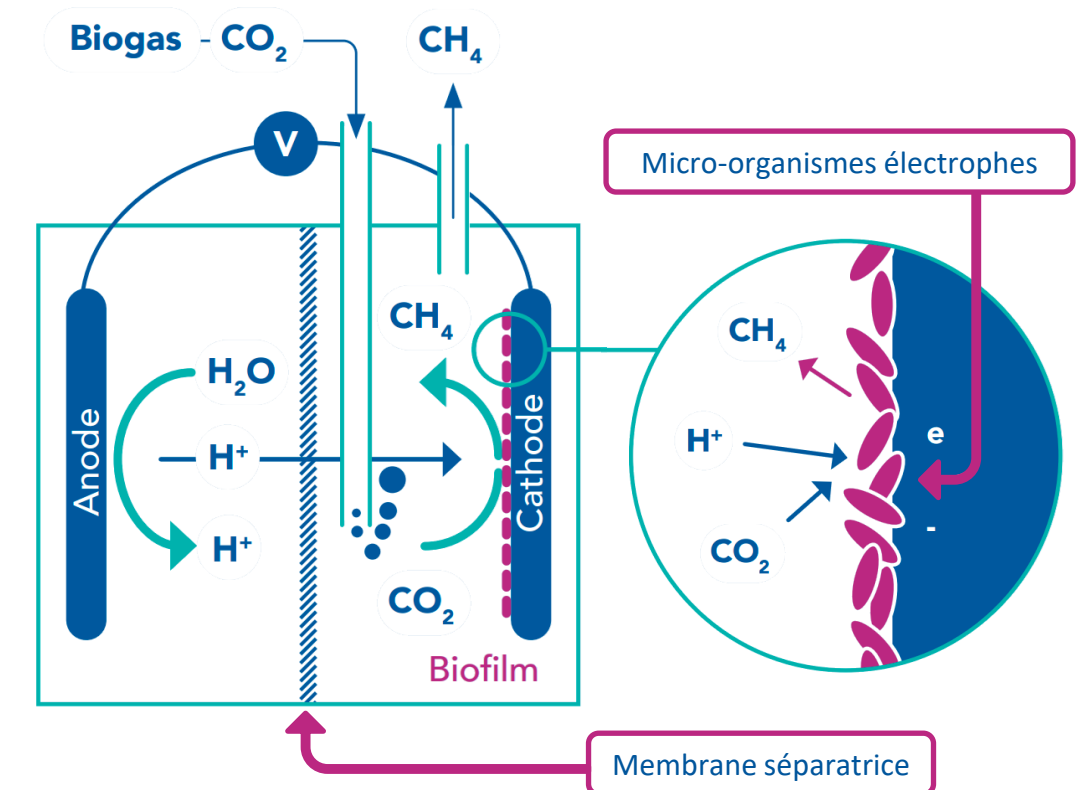


Figure 2 : Principe de l'électrométhanogénèse

Contrairement aux technologies de méthanation catalytique et biologique, l'électrométhanogénèse nécessite un courant électrique pour se produire.

[1] Nm³/m³_{réacteur}/jour : volume de méthane produit par m³ de réacteur et par jour.

[2] Liu D. et al. [Granular Carbon-Based Electrodes as Cathodes in Methane-Producing Bioelectrochemical Systems](#), 2018. L'efficacité énergétique est calculée comme le ratio entre l'énergie contenue dans le méthane produit et l'énergie électrique nécessaire.

[3] Shang G. et al. [A 20 L electrochemical continuous stirred-tank reactor for high rate microbial electrosynthesis of methane from CO₂](#), 2023.

[4] Jadhav, D. et al. [Scalability of microbial electrochemical technologies: Applications and challenges](#), 2022.

- **Conception orientée application** : les besoins spécifiques des différentes applications imposent des exigences sur la conception, ce qui complique la mise à l'échelle (provenance de l'électricité, quantité de CO₂ disponible, choix des micro-organismes...).

Cet article porte sur la conception d'un système bioélectrochimique (SBEC) à une échelle dépassant celle du laboratoire, optimisé pour le Power-to-Méthane, alliant performance et efficacité énergétique, avec un suivi des résultats sur le long terme. L'article présente d'abord le montage expérimental, puis les performances du système en termes de production de méthane et d'efficacité énergétique et ses limites.

Montage expérimental

Conception du réacteur

Pour construire un réacteur bioélectrochimique (SBEC) de 17 litres qui puisse être passé à l'échelle dans le futur, les chercheurs ont fait des choix spécifiques à la fois dans les matériaux utilisés et dans le design du réacteur, qui a été conçu pour maximiser les performances.

Matériaux utilisés :

- La **cathode** est recouverte de charbon actif granulaire (GAC). Ce matériau connu pour sa grande surface spécifique, sa stabilité thermique et sa résistance à la corrosion, favorise l'attachement des micro-organismes nécessaires à la production de méthane selon les chercheurs.
- Pour l'**anode**, une électrode en titane recouverte d'iridium-ruthénium a été utilisée, car elle est reconnue comme étant optimale pour l'oxydation de l'eau.
- Une membrane échangeuse de cations est intégrée pour séparer les réactions cathodiques des réactions anodiques. Elle est choisie de forme tubulaire pour faciliter sa maintenance dans l'optique du passage à l'échelle. Cette configuration facilite en effet l'entretien et réduit les pertes dues à la diffusion selon l'article.

Design modulaire :

- Les différents composants sont assemblés dans le but d'augmenter la surface de la cathode au maximum. Comme la membrane est tubulaire, elle contient la chambre anodique et l'anode en son centre. La chambre cathodique est ensuite arrangée autour de cette membrane et prend une forme hexagonale.
- Selon l'article, la structure en prisme hexagonal permet en effet une mise à l'échelle facile en connectant plusieurs modules, formant une configuration inspirée des structures en nid d'abeilles. C'est précisément ce design modulaire qui fait la force du système développé et qui permet un passage à l'échelle (voir Figure 3) en facilitant le fonctionnement en parallèle de plusieurs réacteurs.

Le choix des matériaux et le design du réacteur favorisent des bonnes interactions entre électrodes et micro-organismes, ainsi qu'une distance minimisée entre les électrodes ce qui en améliore théoriquement les performances.

Configuration opérationnelle (Figure 4)

Le réacteur décrit ci-dessus est intégré dans un système plus large, qui permet d'injecter le CO₂, de récupérer le méthane et de recycler les électrolytes au cours de la réaction. Le réacteur est connecté à une série d'équipements permettant le contrôle et l'optimisation des flux de gaz et de liquides :

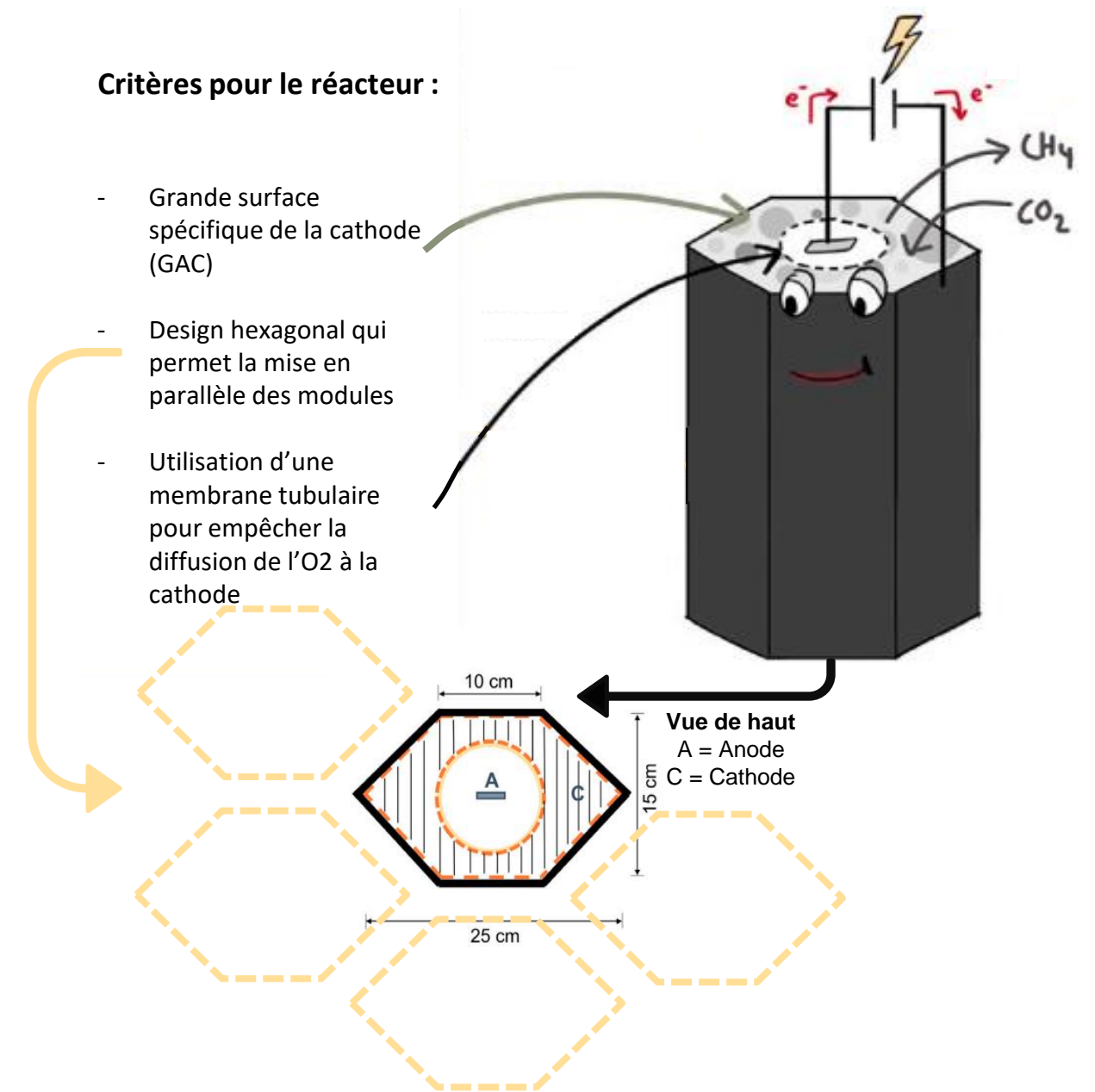


Figure 3 : Schéma du réacteur créé et vue de haut

- Une **colonne à bulles** assure la recirculation du catholyte (électrolyte présent dans la chambre cathodique) et l'absorption de CO_2 . Le méthane produit est extrait par cette colonne, et le CO_2 y est réintroduit.
- Le flux de l'anolyte (électrolyte présent dans la chambre anodique) est purifié via une **unité de dépollution** où l'oxygène produit à l'anode est éliminé avant la recirculation vers l'anode.
- **Vaisseau d'échange** : Ce réservoir mélange l'anolyte et le catholyte pour maintenir une conductivité et un pH constants, essentiels pour une performance stable. En effet, dans un SBEC, les cations migrent de l'anolyte vers le catholyte pour compenser le flux d'électrons de l'anode vers la cathode. Ce transfert déséquilibre la conductivité : le **catholyte** devient plus concentré en ions (plus conducteur) et l'**anolyte** devient appauvri en ions (moins conducteur). De même, on observe un gradient de pH : à l'anode, l'oxydation de l'eau produit des ions H^+ rendant l'anolyte plus acide, tandis qu'à la cathode, ils sont consommés, rendant le catholyte plus basique. Selon l'article, en mélangeant les deux électrolytes, les variations de pH sont équilibrées, ce qui évite des conditions extrêmes susceptibles de nuire aux micro-organismes méthanogènes ou à la performance électrochimique et les chercheurs maintiennent une conductivité stable et optimale pour le système.

Mise en route et paramètres de fonctionnement

Une fois le montage réalisé, et pour mettre en marche l'expérience, les chercheurs jouent sur trois paramètres : les micro-organismes introduits, la composition de l'électrolyte et la densité du courant.

- Le système a été inoculé avec de la boue granulaire provenant d'un digesteur anaérobie d'une station d'épuration. Cette boue, broyée et lavée, a permis d'introduire les **micro-organismes nécessaires à la production de méthane**.
- Initialement, un **électrolyte au phosphate** est utilisé, comme dans la plupart des SBEC de laboratoire, suivi par **l'ajout progressif de bicarbonate** ce qui permet de réduire les pertes énergétiques.
- Après inoculation, une densité de courant^[1] de -6 A/m^3 a été appliquée. Cette densité a été progressivement augmentée pour atteindre un maximum de -122 A/m^3 après 470 jours, car une augmentation brutale risque de déstabiliser le système selon l'article. Ce paramètre est directement lié à la productivité du système.

Résultats de l'expérience

Performances globales (Figure 5)

Le SBEC a fonctionné pendant 470 jours avec une augmentation progressive de la densité de courant. Les taux de production de méthane ont atteint jusqu'à $0,28 \text{ Nm}^3/\text{m}^3_{\text{réacteur}}/\text{jour}$, l'efficacité faradique^[2] a été maintenue entre 80 % et 100 %, montrant une conversion efficace des électrons en méthane, et l'efficacité énergétique - initialement à 20 % avec un électrolyte standard (phosphate) - a atteint 40 % à 45 % grâce à l'ajout progressif de bicarbonate (jusqu'à 0,6 M), qui a réduit les pertes énergétiques.

Limites et comparaisons :

D'après l'article, les performances du SBEC étudié, bien que satisfaisantes, montrent des taux de production inférieurs à ceux de certains systèmes à plus petite échelle, qui peuvent atteindre jusqu'à $2,15 \text{ Nm}^3/\text{m}^3_{\text{réacteur}}/\text{jour}$. À plus grande échelle, les pertes liées à la cathode et au transport ionique limitent l'efficacité totale. D'autres designs de SBEC à grande échelle ($\geq 17 \text{ L}$) présentent des taux de production plus élevés, jusqu'à $0,76 \text{ Nm}^3/\text{m}^3_{\text{réacteur}}/\text{jour}$ ^[3], mais au prix d'une efficacité énergétique souvent inférieure à 20 %^[4]. Le système étudié se distingue donc en proposant un compromis efficace, alliant production de méthane, efficacité énergétique ($\sim 40 \%$), et stabilité à long terme.

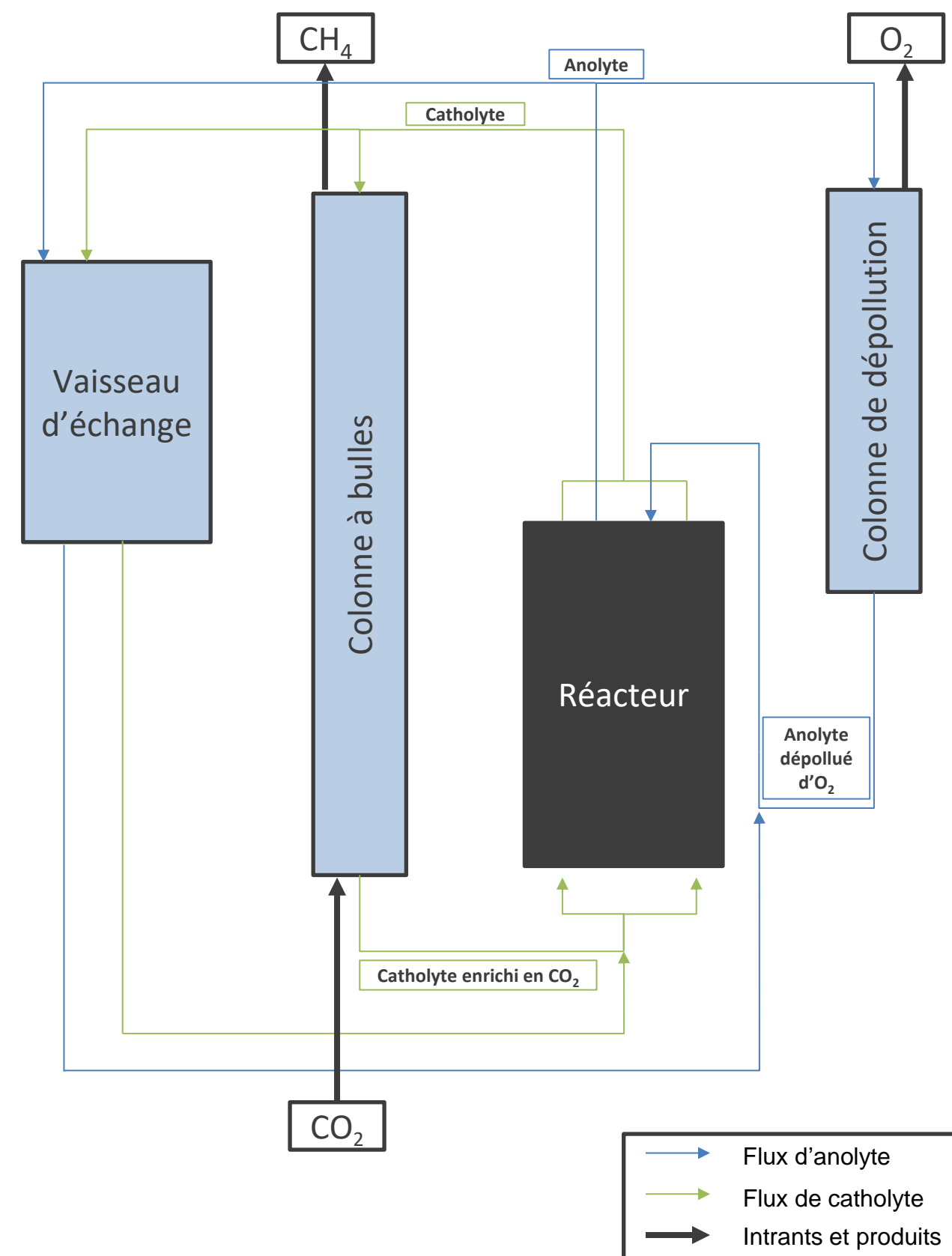


Figure 4 : Schéma simplifié du montage expérimental complet

[1] Densité de courant : courant électrique par unité de surface.

[2] L'efficacité faradique mesure la proportion des électrons fournis par le circuit électrique qui sont effectivement convertis en méthane à la cathode, plutôt que perdus dans des réactions secondaires.

[3] Shang G. et al. [A 20 L electrochemical continuous stirred-tank reactor for high rate microbial electrosynthesis of methane from CO2](#), 2023.

[4] Pour augmenter la production de méthane, certains SBEC augmentent la densité de courant, ce qui augmente la consommation d'électricité.

Etudes des contributions aux pertes énergétiques

L'étude des pertes énergétiques est clé pour comprendre l'efficacité du système : à 40 % d'efficacité, 60 % de l'énergie est perdue. Plus ces pertes augmentent, plus la consommation électrique pour produire le même volume de méthane croît, réduisant ainsi la rentabilité économique du processus. Il a ainsi été montré que les pertes sont principalement dues aux pertes ioniques, au surpotentiel anodique et au surpotentiel cathodique :

- Les **pertes ioniques** et de transport, causées par la migration des ions à travers la membrane, ont été considérablement réduites par l'utilisation d'un électrolyte alcalin concentré en bicarbonate (qui a fait passer l'efficacité énergétique de 20% à 40%). Ce changement a non seulement amélioré la conductivité ionique, mais également stabilisé le pH dans les compartiments anodique et cathodique, favorisant un environnement optimal pour les réactions électrochimiques et biologiques.
- Le **surpotentiel anodique**, quant à lui, représente la différence entre le potentiel théorique et le potentiel réel requis pour la réaction. Il peut être élevé lorsque qu'il y a une résistance du transfert des électrons à l'anode par exemple. Initialement élevé selon les chercheurs, il a été réduit de manière significative grâce à l'augmentation de la surface de l'électrode anodique de 0,02 m² à 0,09 m², réduisant ainsi les pertes énergétiques.
- Le **surpotentiel cathodique** représente l'excès de tension nécessaire pour que la réduction du CO₂ en CH₄ se produise efficacement à la cathode. Il pourrait refléter des limitations liées à la cinétique de la réaction ou au transfert d'électrons, mais même après avoir réduit les pertes liées aux deux facteurs précédents, ce surpotentiel cathodique persiste, soulignant la nécessité d'une optimisation supplémentaire d'après l'article.

■ Conclusion

Ce **système bioélectrochimique** représente une avancée prometteuse pour la filière Power-to-methane. Il a démontré des performances équilibrées, combinant une production de méthane significative avec une efficacité énergétique supérieure à celle observée dans des tests précédents sur des systèmes à grande échelle. Ces travaux contribuent à positionner **la technologie comme intéressante** pour le stockage d'énergie sous forme chimique, en particulier dans un contexte où les infrastructures électriques doivent s'adapter à une production fluctuante. Les performances observées pour ce SBEC restent cependant en dessous de celles des technologies plus matures du Power-to-methane que sont les méthanation catalytiques et biologiques.

En outre, quelques défis subsistent : ainsi, **les pertes énergétiques sont plus élevées que celles observées à l'échelle du laboratoire**. Pour autant, ces pertes, quoiqu'importantes, ont pu être stabilisées grâce à l'utilisation d'un électrolyte optimisé et d'un vaisseau d'échange. Cela démontre que des ajustements ciblés sur les matériaux et sur la conception peuvent encore améliorer les performances du système. Les taux d'efficacité atteints dans l'étude laissent entrevoir un **potentiel de progression**, car les limites opérationnelles n'ont pas été atteintes : les résultats sur la Figure 5 ne mettent pas en évidence de plateau dans la production de méthane, laissant donc la place à l'optimisation des paramètres pour maximiser à la fois production de méthane et efficacité énergétique.

Cette technologie est déjà couplée à des réacteurs de digestion anaérobie, notamment via des dispositifs commercialisés par des entreprises comme Wase, présenté dans [la veille d'octobre 2024](#). Pour un véritable passage à l'échelle, il sera important d'**évaluer la performance technico-économique** de cette technologie, en intégrant l'ensemble des briques et notamment la flexibilité offerte pour gérer les périodes de surplus d'électricité.

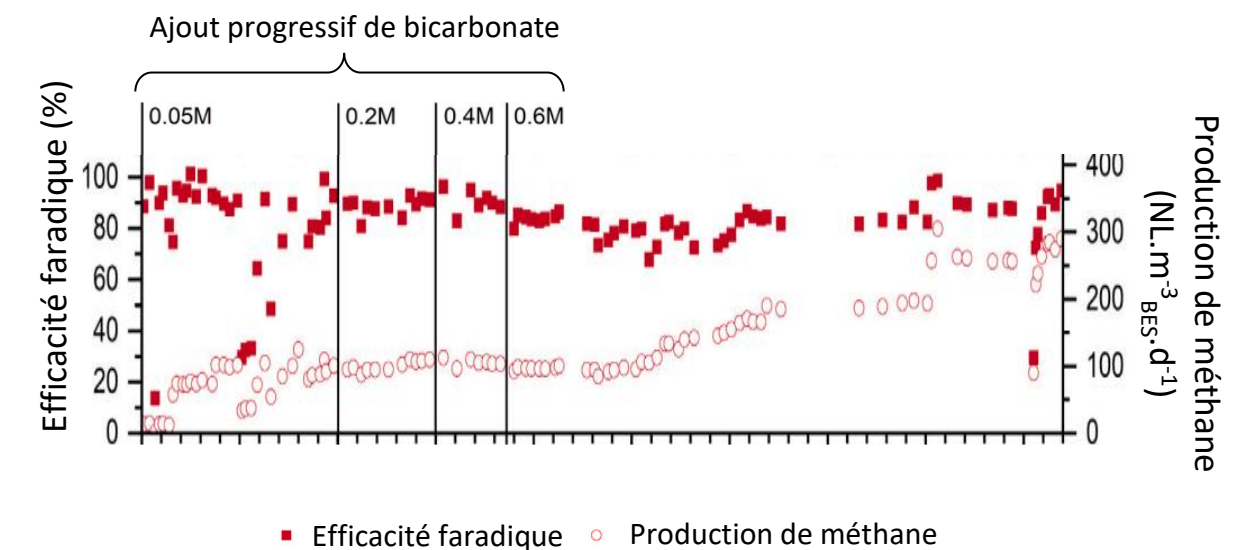
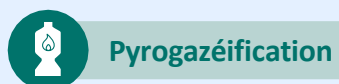


Figure 5 : Production de méthane et efficacité faradique au cours de l'expérience

[1] Liu D. et al. [Granular Carbon-Based Electrodes as Cathodes in Methane-Producing Bioelectrochemical Systems](#), 2018.



Pyrogazéification



Recherche

Amélioration de la pyrogazéification par prétraitement de la biomasse par carbonisation et par ajout de catalyseur

EN BREF

Cet article vise à étudier l'amélioration de la gazéification de la biomasse en explorant deux voies différentes : un prétraitement par carbonisation (Figure 1) permettant de transformer la biomasse en biochar (avant sa gazéification), et l'ajout de catalyseur durant la phase de gazéification.

OBJET : article publié dans *Energy* par l'université de Pékin

DATE : Février 2025

[LIEN VERS L'ARTICLE](#)

OBJECTIF : analyser l'impact de la carbonisation des intrants sur la gazéification de la biomasse, et évaluer l'efficacité des minerais de fer comme catalyseurs pour ce processus

RÉSULTATS : La carbonisation des intrants améliore la conversion du carbone et réduit les goudrons. Les minerais de fer naturels réduisent les goudrons et abaissent l'énergie d'activation des réactions de gazéification

Contexte

La filière de la **pyrogazéification** affiche un **rendement énergétique théorique élevé**, estimé entre **55 et 65 %** pour la production de méthane seule, sans récupération de chaleur. Toutefois, des marges d'amélioration existent pour optimiser ce rendement en agissant sur plusieurs leviers : **améliorer la conversion du carbone** pour maximiser la proportion de gaz, **réduire la température de réaction** afin de limiter la consommation énergétique et **minimiser la formation de goudrons**, qui captent une part importante de l'énergie disponible. La littérature explore une **nouvelle approche** pour augmenter ces performances : **l'utilisation de catalyseurs**. Bien que cette solution soit encore peu répandue, elle présente un potentiel prometteur, car elle permettrait d'agir simultanément sur ces différents leviers :

- En 2012, **Hurley et al.** ont montré que l'utilisation de la limonite, un minerai naturel, comme catalyseur dans la gazéification en lit fluidisé augmente la conversion du carbone en réduisant les goudrons à 15-25g/kg de biomasse^[1]. Cependant, ce catalyseur présente un problème majeur : l'agglomération des particules à haute température, ce qui limite sa durabilité.

	Carbonisation	Pyrolyse
Définition	Transformation thermique de la biomasse en char avec un fort dégagement de matières volatiles.	Décomposition thermique de la biomasse en l'absence d'oxygène pour produire des gaz, liquides et chars.
Température typique	200-400°C (300°C dans l'expérience)	400-1000°C
Pression	Souvent à pression élevée (2,8 MPa dans l'expérience)	Généralement à pression atmosphérique
Milieu de réaction	Peut impliquer de la vapeur (comme dans l'expérience)	Absence d'oxygène

Figure 1 : Présentation des différences entre la carbonisation et la pyrolyse de la biomasse

[1] Hurley S. et al., [Catalytic gasification of woody biomass in an air-blown fluidized-bed reactor using Canadian limonite iron ore as the bed material.](#)

[2] Meng J. et al., [Highly abrasion resistant thermally fused olivine as in-situ catalysts for tar reduction in a circulating fluidized bed biomass gasifier.](#)

- En 2018, **Meng et al.** ont étudié l'olivine comme catalyseur. Ils ont mis en avant ses performances pour réduire les goudrons (réduction de 40,6%) et sa bonne stabilité thermique (supporte des températures jusqu'à 1400°C)^[2].

Parmi les catalyseurs étudiés, la **famille des minerais de fer** s'est distinguée par ses bonnes performances, notamment grâce à sa capacité à libérer de l'oxygène qui aide entre autres à réduire les goudrons :

- En 2022, **Wang L. et al.** ont étudié l'effet des minerais de fer sur la gazéification de sciures de pin. Ils ont démontré que ces minerais réduisaient les goudrons de 8% et stabilisaient la réactivité globale grâce à leur capacité à libérer de l'oxygène de réseau^[1].
- En 2023, **Wang S. et al.** ont testé des minerais de fer « pauvres »^[2] dans la gazéification. Ils ont observé une amélioration de la conversion du carbone de la biomasse de 13,2%, tout en soulignant l'importance de la structure du réseau cristallin des minerais pour leur efficacité catalytique, car cette structure influence leur capacité à transférer l'oxygène qui catalyse la réaction de gazéification^[3].

Cet article se distingue par une approche approfondie de l'étude des mécanismes synergétiques des minerais de fer naturels. Pour la première fois, les performances de **deux minerais naturels (Peruvian et Newman^[4]) sont comparées à celles des oxydes de fer purs (Fe₂O₃, Fe₃O₄)**, afin d'analyser leur interaction avec les intrants, leur capacité à libérer l'oxygène nécessaire aux réactions de gazéification et leur efficacité dans la réduction des goudrons. Ces minerais proviennent d'entreprises sidérurgiques dont l'article ne précise pas les noms. En parallèle, l'étude se démarque en intégrant une **comparaison des performances de la gazéification de la biomasse brute et de celle de la biomasse prétraitée sous forme de biochar**, obtenu par carbonisation. Cette double approche permet d'évaluer les impacts respectifs de l'ajout de catalyseurs et de la préparation des intrants sur la performance du processus, offrant ainsi une vision plus complète pour optimiser la gazéification à différentes étapes. En combinant l'analyse des biochars et des catalyseurs dans un même protocole expérimental, cet article ouvre la voie à des solutions optimisées pour améliorer la conversion de la biomasse et maximiser la qualité du syngas produit.

■ Description de l'expérience

Dans cette expérience, l'impact d'un **prétraitement des intrants de la gazéification** et **l'effet des catalyseurs** sur le processus sont étudiés. Ils mettent en place un protocole combinant la carbonisation de la biomasse et la gazéification pour comparer les performances de la biomasse brute et des biochars (matières issues de la carbonisation de la biomasse). Ils comparent ensuite la gazéification de la biomasse brute avec et sans catalyseurs.

Préparation de la biomasse par carbonisation

La carbonisation de la biomasse brute (épis de maïs et pins) est effectuée dans le but d'améliorer ses propriétés en vue de la gazéification. Ce prétraitement est réalisé sous vapeur haute pression à 300 °C et 28 bar pendant 30 minutes, et est suivi d'un séchage à 105 °C pendant 12 heures.

Ils analysent ensuite les biomasses carbonisées (biochars) pour évaluer leurs propriétés chimiques et physiques. Les spectroscopies infrarouges permettent de caractériser la structure interne du carbone, tandis que des observations par **microscopie électronique à balayage** révèlent les modifications physiques.

	Fer total	Silicates SiO ₂	Alumines Al ₂ O ₃	Surface spécifique (m ² /g)
Newman	61,38%	4,99%	2,35%	1,87
Peruvian	69,58%	1,20%	0,24%	2,16
Fe ₂ O ₃	100%	0%	0%	1,21
Fe ₃ O ₄	100%	0%	0%	1,06

Figure 2 : Comparaison des minerais de fer utilisés comme catalyseurs

Le « Fer total » fait référence à la concentration en élément fer présent dans les minerais, par exemple sous forme d'oxyde de fer comme Fe₂O₃ ou Fe₃O₄. Les silicates et les alumines sont des exemples d'impuretés présentes dans les minerais de fer. Les oxydes de fer purs (Fe₂O₃ et Fe₃O₄) n'ont pas d'impuretés.

La surface spécifique est une mesure de la surface totale d'un matériau par unité de masse ou de volume. Cette mesure est particulièrement importante dans des domaines comme la catalyse, l'adsorption, et la science des matériaux, car une plus grande surface spécifique signifie généralement une plus grande réactivité grâce à une plus grande surface d'échange entre les catalyseurs et les réactifs.

[1] Wang L. et al., [Gasification of pine sawdust via synergetic conversion using iron ore as a catalyst](#).

[2] Les minerais de fer sont qualifiés de « pauvres » lorsque leur concentration en fer est basse et leurs concentrations d'autres oxydes comme SiO₂ ou Al₂O₃ sont plus élevées que la norme.

[3] Wang S. et al., [Experimental and kinetics analysis on biomass chemical looping gasification using lean iron ore as oxygen carrier](#).

[4] Les minerais Peruvian et Newman sont des minerais de fer naturels utilisés comme catalyseurs dans l'étude. Ils diffèrent par leur composition et teneur en fer.

Gazéification de la biomasse

La gazéification de la biomasse carbonisée et brute est ensuite testée, en étudiant séparément **l'effet de catalyseurs à base de minerais de fer** (Peruvian, Newman, Fe_2O_3 , Fe_3O_4) sur la gazéification de la biomasse brute. Ces catalyseurs agissent comme porteurs d'oxygène et se différencient par leur composition (Figure 2). Les intrants sont chauffés jusqu'à 1000 °C, et les pertes de masse sont suivies en temps réel grâce à un analyseur thermogravimétrique, permettant de mesurer la vitesse de réaction. Les données thermogravimétriques sont également exploitées pour calculer **l'énergie d'activation** des réactions de gazéification. Ces analyses fournissent des informations essentielles sur l'efficacité énergétique et l'effet des catalyseurs sur le processus.

■ Résultats de l'expérience

Impact des intrants sur la gazéification : biochar ou biomasse brute (Figure 3)

D'après l'article, la gazéification des biochars possède plusieurs avantages significatifs par rapport à la gazéification de la biomasse brute :

- **Meilleure conversion du carbone** : Pour comprendre la composition des intrants, un bon indicateur est la température lorsque la vitesse maximale de la réaction de gazéification est atteinte. Ces vitesses maximales mesurées par la perte de masse des échantillons au cours du temps, peuvent aider à comprendre la conversion du carbone car le carbone fixe^[1] se décompose à plus haute température que le carbone entraîné dans les matières volatiles qui se décomposent sous forme de goudrons. Il est montré que la **vitesse maximale de réaction des biochars est atteinte à des températures plus élevées** (autour de 350-500 °C, contre 250-350 °C pour la biomasse brute). Cela **reflète donc une meilleure conversion du carbone** en carbone fixe dans les biochars, qui constitue l'essentiel du matériau après carbonisation. Dans la biomasse brute en revanche, la vitesse de réaction maximale à des températures plus basses témoigne d'une forte présence de matières volatiles qui se décomposent en hydrocarbures lourds comme les goudrons, entraînant une grande partie du carbone avec elles, limitant la quantité de carbone disponible pour produire du syngas. Toutefois, l'étape de carbonisation pour obtenir le biochar entraîne aussi une perte de carbone sous forme de gaz et de condensats avant la gazéification. Ainsi, bien que la gazéification des biochars permette d'obtenir un **gaz plus pur**, avec moins de goudrons et d'impuretés, elle **réduit également la quantité totale de carbone disponible pour la conversion en syngas** par rapport à une gazéification directe de la biomasse brute. Cette pureté accrue simplifie néanmoins l'utilisation industrielle du gaz produit et réduit les besoins en purification en aval.
- **Proportions accrues de CO et H₂ dans le syngas** : Il est expliqué que les biochars, grâce aux réactions de Boudouard ($\text{C} + \text{CO}_2 \rightarrow 2\text{CO}$) et entre la vapeur et le carbone ($\text{C} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$), permettent de produire un syngas de meilleure qualité, avec des **proportions accrues de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂)**, par rapport aux autres gaz du syngas. Une augmentation de ces proportions signifie un meilleur pouvoir calorifique du syngas et peut améliorer le rendement de la méthanation. Ces réactions sont aussi valables pour la biomasse brute mais leur impact est limité car la biomasse brute présente moins de carbones fixes (C), une grande partie des carbones étant entraînée dans les matières volatiles, puis décomposée sous forme de goudrons.

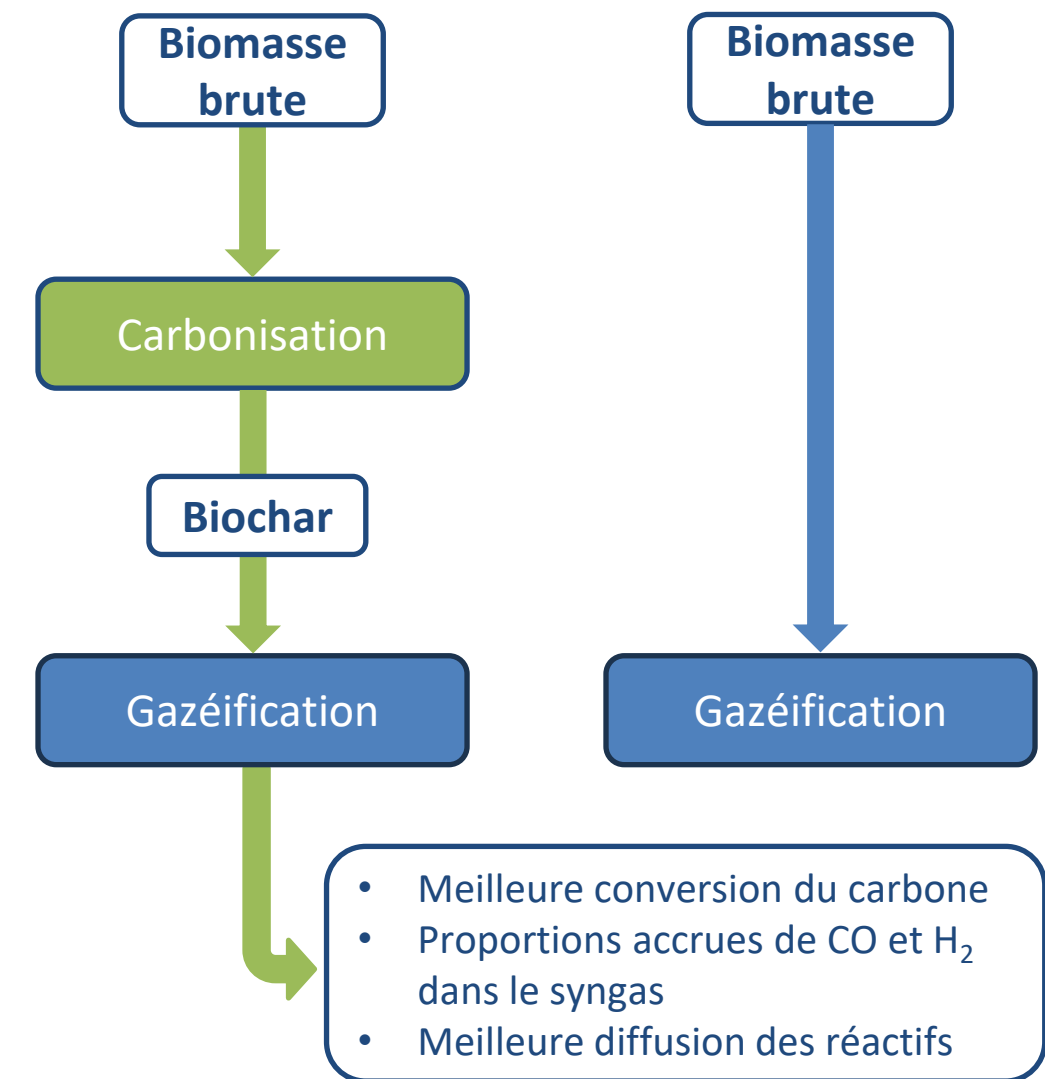


Figure 3 : Schéma du protocole expérimental pour l'impact des intrants sur la gazéification

[1] Le carbone fixe est la fraction de carbone restant sous forme solide après l'élimination des matières volatiles lors de la carbonisation. Il est essentiel en gazéification car c'est lui qui réagit pour produire du syngas.

- **Meilleure diffusion des réactifs** : L'article met aussi en avant la **structure poreuse des biochars**, observée après la carbonisation de la biomasse (Figure 4). Selon les chercheurs, cette porosité est due à l'effondrement des parois internes de la biomasse pendant l'élimination rapide des matières volatiles sous haute température et pression. Cette structure poreuse joue un rôle clé dans l'amélioration de la gazéification, car elle **facilite la diffusion des réactifs** (comme le CO_2 ou la vapeur d'eau dans les réactions décrites ci-dessus) dans le matériau.

Cependant, les explications des chercheurs restent qualitatives. L'étude ne fournit pas de mesures concrètes des proportions exactes de CO ou H_2 dans le syngas produit, ni des quantités précises de goudrons générés. Bien que les tendances soient clairement identifiées, l'absence de données quantitatives limite l'évaluation complète des performances du processus.

Impact des catalyseurs sur la gazéification (Figure 5)

D'après les résultats de l'article, l'ajout de catalyseurs à base de minerais de fer joue un rôle crucial dans l'amélioration du processus de gazéification :

- **Réduction des goudrons** : Il est souligné que ces catalyseurs agissent comme des **porteurs d'oxygène** : les atomes d'oxygène présents dans la structure des minerais, appelés oxygènes de réseau, **interagissent directement avec les goudrons** pour les oxyder et les transformer en gaz, ce qui améliore la qualité du syngas produit. Les différents catalyseurs sont comparés et les résultats montrent que les minerais naturels (Peruvian et Newman) surpassent les catalyseurs Fe_2O_3 (hématite) et Fe_3O_4 (magnétite). Les minerais naturels disposent d'une **plus grande surface spécifique^[1]** (voir Figure 4), ce qui améliore leurs interactions la biomasse brute. Selon l'article, ces propriétés leur permettent de libérer leur oxygène de manière progressive et efficace, favorisant les réactions chimiques impliquées dans la gazéification. Parmi les deux minerais naturels, le minerai **Peruvian est le plus performant**, en raison de sa meilleure capacité à libérer de l'oxygène et de sa structure plus poreuse. En revanche, le minerai Newman, bien qu'efficace, montre des limites liées à la présence de silicates (SiO_2) et d'alumines (Al_2O_3), qui réagissent avec les métaux alcalins (comme le potassium des cendres) pour former des composés stables (Figure 2). Ces composés réduisent la mobilité de l'oxygène, diminuant ainsi l'efficacité globale du catalyseur.
- **Réduction de l'énergie d'activation** : Un autre avantage majeur des catalyseurs est leur **capacité à réduire l'énergie d'activation** des réactions chimiques. L'énergie d'activation représente la quantité d'énergie nécessaire pour initier une réaction chimique. Plus cette énergie est faible, plus la réaction se produit rapidement et efficacement. Sans catalyseur, l'énergie d'activation pour la gazéification est d'environ **232 kJ/mol** pour les épis de maïs. Avec l'ajout du minerai Peruvian, cette valeur diminue à **168 kJ/mol** pour les mêmes intrants, une réduction significative (voir Figure 6). Cette diminution s'explique par la libération d'oxygène des catalyseurs et par leur interaction efficace avec les surfaces poreuses des biochars. En réduisant l'énergie d'activation, les catalyseurs permettent de faciliter les réactions, augmentant ainsi l'efficacité énergétique du processus.

Cependant, les chercheurs ne proposent pas d'étude de l'impact des catalyseurs sur la gazéification des biochars, ce qui pourrait pourtant améliorer encore plus l'efficacité globale du processus.

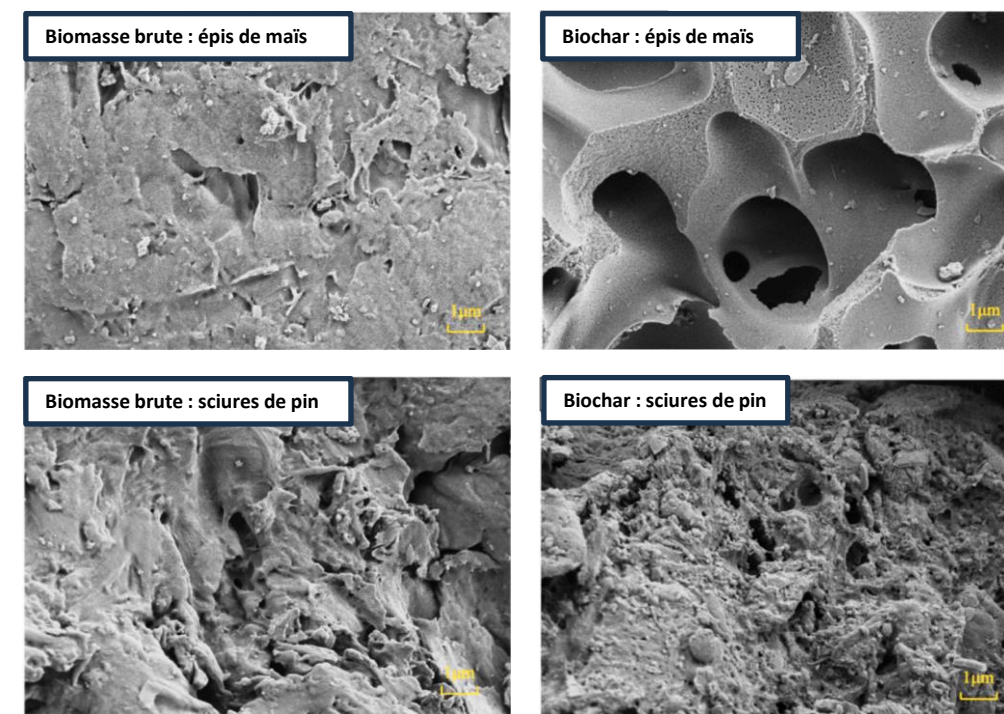


Figure 4 : Biomasses brutes et leurs chars observés au microscope électronique à balayage

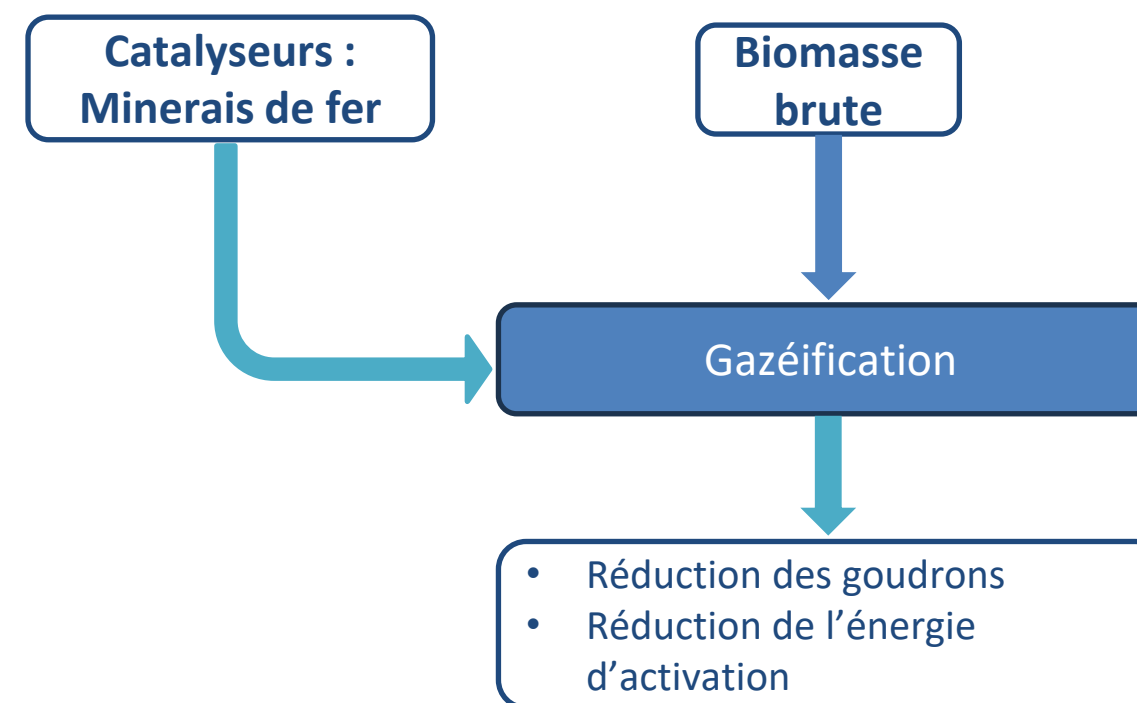


Figure 5 : Schéma du protocole expérimental pour l'étude de l'impact des catalyseurs sur la gazéification

Conclusion

Cette étude met en évidence l'intérêt d'**utiliser du biochar plutôt que de la biomasse brute** pour la gazéification et souligne **le rôle clé des catalyseurs** à base de minerais de fer. La carbonisation de la biomasse permettrait selon l'article une meilleure conversion du carbone, une proportion de CO et H₂ accrue dans le syngas et une meilleure diffusion des réactifs, tandis que l'ajout de catalyseurs, en particulier le minerai Peruvian, permet de réduire les goudrons et de produire un syngas de meilleure qualité. L'ajout de catalyseurs favorise également une diminution significative de l'énergie d'activation des réactions, rendant le processus plus efficace énergétiquement.

Toutefois, pour une application industrielle, plusieurs défis restent à surmonter. Le **coût des catalyseurs**, leur disponibilité et leur durabilité à long terme doivent être évalués afin d'assurer une viabilité économique. De plus, leur **compatibilité avec les infrastructures existantes de gazéification** nécessiterait des études supplémentaires pour s'assurer qu'ils peuvent être intégrés sans modifications majeures aux procédés actuels. Il serait également utile de s'intéresser au rendement énergétique global du processus en intégrant la carbonisation de la biomasse et de comparer le résultat avec le rendement énergétique de la gazéification sans carbonisation. En effet, si des quantités importantes d'énergie sont consommées durant la carbonisation, les bénéfices apportés par cette dernière ont moins d'intérêt.

Enfin, bien que cette étude démontre l'intérêt des catalyseurs, **d'autres pistes existent pour améliorer la performance de la gazéification**. L'optimisation des paramètres de réaction (température, pression, rapport biomasse/catalyseur) ou encore l'étude d'autres types de catalyseurs (métaux de transition, cendres alcalines) pourraient permettre de perfectionner encore davantage ce procédé et d'en optimiser la production de syngas puis de méthane.

Echantillon	Energie d'activation (kJ/mol)
Epi de maïs	232,24
Epi de maïs avec catalyseur	168,02

Figure 6 : Evolution de l'énergie d'activation sur biomasse brute et bimoasse brute catalysée

Focus : Le biogaz porté, une solution permettant l'augmentation du volume de biométhane injecté dans les réseaux

EN BREF

La filière biométhane française s'est développée de manière rapide sur les dernières années, sous l'effet notamment d'un cadre favorisant l'accès au réseau pour les producteurs. Malgré cette incitation, l'injection de biométhane peut rester complexe pour certains projets de méthanisation, en raison de contraintes économiques liées à leur éloignement du réseau et/ou au faible volume produit. Dans ce contexte, le biométhane porté se positionne comme une solution pouvant permettre une valorisation en injection de gisements supplémentaires, aujourd'hui trop éloignés des infrastructures gazières. Cet article propose une analyse approfondie du biogaz et du biométhane portés, en mettant en lumière leurs enjeux. Il s'appuie sur les témoignages de cinq acteurs clés, qui partagent leurs expertises et retours d'expérience (Figure 1):

- **Méthabrave**, premier projet de méthanisation utilisant du biométhane porté.
- **Methagora**, fournisseur de gaz et entreprise spécialisée dans le biométhane porté, à l'origine du premier hub d'injection^[1] en France.
- **SUBLIME Energie**, développeur d'une solution innovante pour la valorisation du biogaz par la mutualisation de l'épuration.
- **Gas Networks Ireland**, opérateur du réseau de gaz en Irlande, engagé dans la construction du plus grand hub d'injection de biométhane au monde.
- **GRDF**, qui expose sa vision sur la valorisation du biométhane porté.

Contexte

Le biogaz issu de la méthanisation fait l'objet de plusieurs voies de valorisation. L'option majoritaire en France consiste à **l'injecter dans le réseau** de gaz naturel après épuration. Une autre solution est la combustion du biogaz dans un moteur de **cogénération** pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur. Le biométhane peut également être comprimé (**bioGNC**) ou liquéfié (**bioGNL**) pour être transporté ou consommé tel quel en tant que carburant alternatif, notamment pour les poids lourds ou le transport maritime, mais cette voie est peu répandue aujourd'hui. Enfin, le **CO₂** issu du processus d'épuration peut **être capté et valorisé** dans l'industrie agroalimentaire ou agricole.






Type d'entreprises	Développeurs de solutions	Société projet	Gestionnaires de réseau		
	 SUBLIME Energie	 methagora	 METHABRAYE Le méthane au service de la bioéconomie	 Gas Networks Ireland	 GRDF
Description	Entreprise développeuse d'une solution innovante de liquéfaction du biogaz pour transport et épuration mutualisée	Entreprise spécialisée dans le biométhane porté, gestionnaire du premier hub d'injection en France depuis 2024 en Ardèche	Premier projet de méthanisation utilisant du biométhane porté (entre 2018 et 2023, le projet s'est ensuite raccordé au réseau)	Gestionnaire de réseau de gaz irlandais (distribution et transport)	Gestionnaire de réseau de distribution de gaz français
Apport dans ce décryptage	Présentation de la solution SUBLIME Energie : liquéfaction du biogaz puis transport routier. Épuration mutualisée et valorisation en bioGNV et bioCO ₂ /injection de biométhane	Présentation de la solution Methagora : épuration du biogaz et compression. Puis transport routier et détente du gaz avant injection	Présentation du fonctionnement du projet : épuration du biogaz et liquéfaction. Puis transport routier et regazéification avant injection	Présentation du plus grand hub d'injection de biométhane porté au monde (en construction)	Exposition de la vision de GRDF sur le développement du biométhane porté

Figure 1 : Tableau récapitulatif des acteurs interrogés dans ce focus

[1] Hub d'injection : Point d'injection raccordé au réseau, qui permet l'injection de biométhane issu de différents sites de production.

En ce qui concerne l'injection, l'accès au réseau n'est pas toujours possible (certains projets sont situés dans des **zones éloignées** des infrastructures de gaz naturel, ce qui rend leur raccordement trop coûteux). Par ailleurs, les coûts d'épuration peuvent aussi être trop importants pour qu'une injection soit rentable pour certaines petites unités (jusqu'à quelques Nm³/h), ce qui peut les empêcher d'accéder à l'injection.

Méthabraye, Méthagora et SUBLIME Energie ont été interrogés dans le cadre de ce focus, aux côtés de GRDF et de Gas Networks Ireland, pour en savoir plus sur le développement de cette filière en France et à l'étranger. Ce document vise à fournir au lecteur une vision globale des enjeux autour du biométhane et biogaz portés sur les plans technique, économique et réglementaire.

■ Le biométhane porté comme solution pour les unités ayant un accès au réseau limité

L'accès au réseau est essentiel pour un développement efficace de la filière méthanisation et une exploitation optimale des gisements agricoles disponibles.

Néanmoins, certains gisements éloignés du réseau resteront difficilement raccordables directement : le biométhane/biogaz porté peut alors être une solution pour leur valorisation, en appui à la filière injection ou en facilitant davantage l'injection via des hubs d'injection déportés. Par exemple, Methagora estime que parmi les **900 sites de cogénération** qui sont encore en service en France, environ **40 % d'entre eux ne sont pas raccordables** au réseau de gaz naturel. Avec la fin des obligations d'achat, ces sites vont devoir évoluer et une solution intéressante pour ceux-ci pourrait être d'épurer leur biogaz et de faire transporter leur biométhane produit vers un point d'injection mutualisé. Un **potentiel important** reste donc à exploiter parmi les sites de cogénération, mais aussi pour des nouveaux projets dont l'accès au réseau est difficile.

Pour autant, **estimer ce potentiel** n'est pas si simple car pour certains sites, la question de la rentabilité d'un raccordement par rapport à une solution de biométhane/biogaz porté reste ouverte. L'arbitrage économique entre raccordement direct et biométhane porté dépend en effet de plusieurs facteurs. Selon Methagora, le transport par camion peut devenir plus pertinent qu'une extension du réseau au-delà de 15-30 km selon la configuration. Cependant, cette estimation est à nuancer car elle varie fortement selon la taille, le nombre et la répartition des sites, la configuration du raccordement (raccordement individuel ou mutualisé) et le coût d'investissement. Les principaux postes de coûts à prendre en compte diffèrent selon la méthode choisie : pour l'injection directe, ils concernent principalement le raccordement, incluant l'étude de faisabilité et les travaux d'installation. En revanche, pour le biométhane porté, les coûts se répartissent entre la compression ou la liquéfaction du biogaz, son transport, sa détente ou regazéification, ainsi que son dépotage^[1] avant injection (Figure 2).

Concernant le transport routier, l'empreinte carbone de celui-ci au regard de la quantité d'énergie biométhane transportée est marginale. Toutefois, par cohérence avec les enjeux locaux, il n'est pas souhaitable de parcourir des distances supérieures à 100 km. Ce critère ne devrait toutefois pas s'avérer discriminant pour beaucoup de volumes, étant donné la grande densité du réseau de gaz en France.

	Injection directe	Biométhane porté
Variables ayant un impact sur le coût en €/MWh	<ul style="list-style-type: none"> Capacité de production PCS Distance de raccordement 	<ul style="list-style-type: none"> Capacité de production PCS Distance du hub
Principaux postes de coûts	<ul style="list-style-type: none"> Méthanisation Épuration Raccordement (hors réfaction) Injection 	<ul style="list-style-type: none"> Méthanisation Épuration Stockage Transport Compression/Liquéfaction Détente du gaz Injection

Figure 2 : Principaux postes de coûts pour les deux cas d'injection directe et de biométhane porté

[1] Dépotage : action de décharger un camion

Description technique

Le biogaz/biométhane **porté** est une solution permettant de transporter le gaz sous forme comprimée ou liquéfiée jusqu'à un point d'injection ou de valorisation.

Deux approches se distinguent :

- Le **biogaz porté**, qui consiste à transporter directement le biogaz non épuré vers un site mutualisé d'épuration et d'injection, présente l'avantage de centraliser le traitement, de limiter les coûts d'épuration et de minimiser les équipements à installer pour chaque unité de production^[1] (Figure 3).
- De son côté, le **biométhane porté** repose sur l'épuration du biogaz directement sur le site de production avant son transport sous forme comprimée ou liquéfiée, ce qui permet son injection dans le réseau (Figure 3) avec comme avantage de concentrer l'énergie et donc de minimiser les impacts de transport et réduire le nombre d'équipements.

Le **biométhane porté** repose sur deux techniques principales : la **liquéfaction** ou la **compression** du biométhane (Figure 3).

Dans le cas de la **liquéfaction**, le biométhane est refroidi à une température d'environ -120°C , ce qui réduit son volume d'un facteur **600** par rapport à son état gazeux, permettant ainsi d'optimiser son transport. Un camion-citerne spécialisé récupère alors le biométhane liquide et l'achemine par la route jusqu'au point d'injection. Grâce à cette logistique, un seul camion peut collecter la production de plusieurs sites avant de livrer le biométhane. Une fois arrivé au point d'injection, la citerne contenant le biométhane liquéfié doit être **dépotée** pour préparer la regazéification **via une cuve tampon**, avant d'être injecté dans le réseau de distribution.

Dans le cas de la **compression**, le biométhane est **comprimé** sous **haute pression**, généralement à **250 bars**, ce qui réduit également son volume. Le biométhane comprimé reste cependant environ 3 fois plus volumineux que sous sa forme liquide. Un camion-citerne équipé de tubes haute pression collecte ensuite le biométhane comprimé et le transporte jusqu'au site d'injection. À son arrivée, le gaz est **détendu** pour abaisser sa pression avant son injection dans le réseau. Contrairement à la liquéfaction, cette méthode permet un stockage tampon plus stable, sans contrainte liée à la température et ne nécessite pas de changement d'état du gaz, ce qui simplifie le processus mais offre une densité énergétique lors du transport inférieure à celle du biométhane liquéfié.

Ces deux méthodes permettent ainsi d'acheminer du biométhane depuis des sites **éloignés du réseau**, offrant une alternative au raccordement direct tout en optimisant la logistique la valorisation du biogaz.

Les débuts de la filière du biométhane porté en France

Méthabrave : un projet pionnier de biométhane porté riche en enseignements (Figure 4)

Méthabrave représente le premier projet français de biométhane porté, mis en service en 2018 par un collectif de 34 agriculteurs répartis sur 17 exploitations agricoles dans le Loir-et-Cher et réunis au sein de la SAS Méthabrave, créée pour l'occasion. Le gisement de matières organiques autour de Savigny-sur-Braye est estimé à 30 000 tonnes de biomasse annuelles, constituées à 86 % d'effluents d'élevage (fumier, lisier) et à 14 % de ressources végétales telles que des résidus agricoles et de l'ensilage de cultures intermédiaires. Le projet peut produire jusqu'à 135 Nm³/h (12 GWh/an)^[2] de biométhane, soit l'équivalent du chauffage de 1000 habitations. Ce projet a été rendu possible suite à

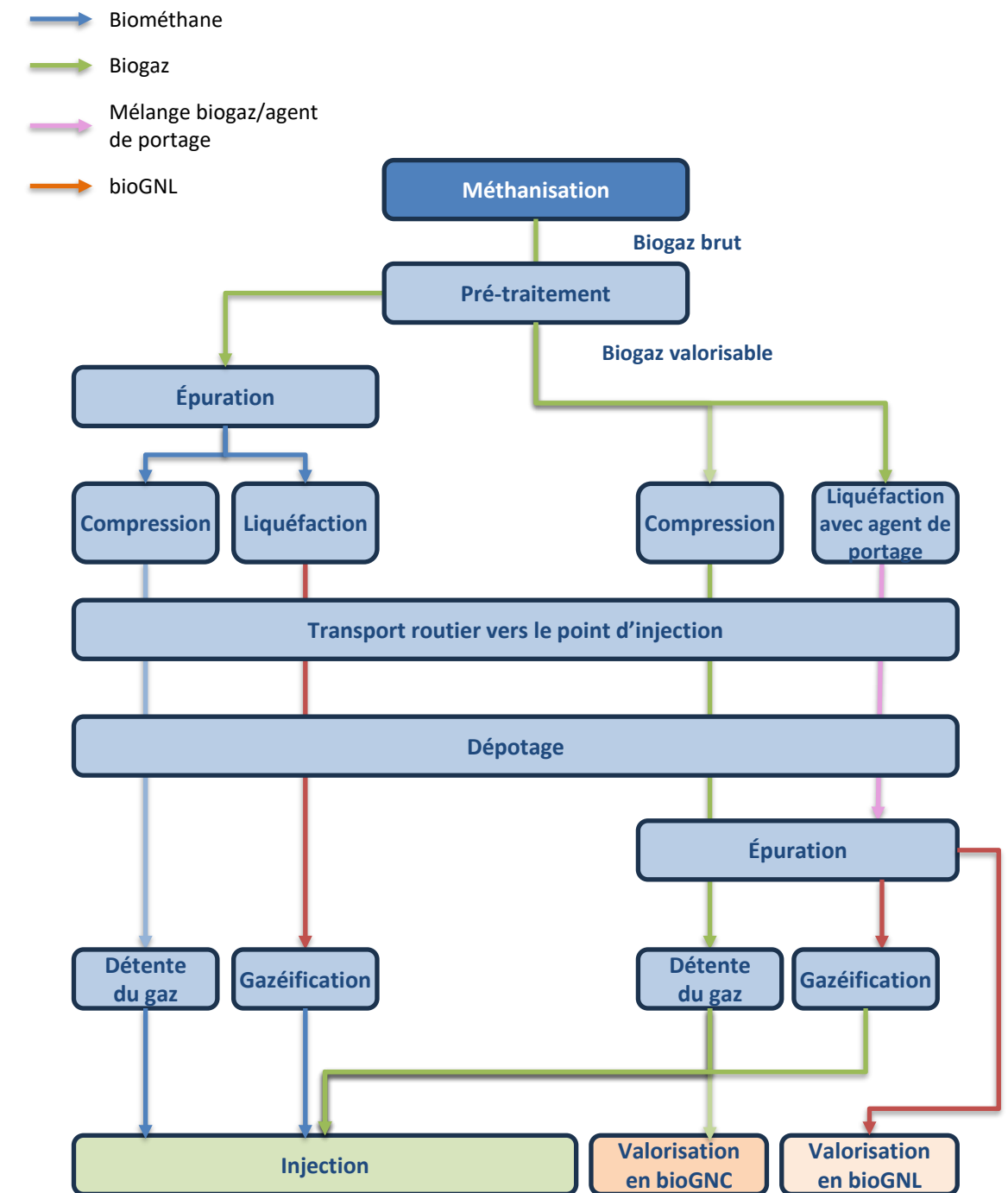


Figure 3 : Schéma représentant les solutions techniques de biogaz et biométhane portés

[1] Hub d'injection : Point d'injection mutualisé raccordé au réseau, qui permet l'injection de biométhane issu de différents sites de production.

[2] Facteur de conversion : PCS à 10,9 kWh/Nm³

un décret de 2019 qui donne accès aux tarifs d'achat aux installations qui injectent leur biométhane après un transport routier^[1].

Le projet reposait sur un procédé innovant où le biogaz était épuré sur site pour produire du biométhane, puis liquéfié avant d'être transporté sur 15 km jusqu'à Naveil, où il était injecté dans le réseau de gaz naturel. Ce choix technologique permettait de surmonter l'absence de réseau de distribution à proximité immédiate du site de production et d'optimiser la logistique en limitant le flux de transport. La compression, compte tenu du volume traité (135 Nm³/h), aurait nécessité une rotation quotidienne, offrant peu de flexibilité. En revanche, la liquéfaction permettait de réduire la fréquence à seulement deux à trois rotations par semaine grâce à une densité du gaz plus élevée. Le poste de liquéfaction, l'élément clé du projet, a été fourni par VerdeMobil Biogaz, en partenariat avec CryoCollect. Cette technologie a été au cœur des avancées du projet, permettant d'expérimenter et d'optimiser des solutions de liquéfaction de biométhane à différentes conditions opératoires.

Au fil du projet, des ajustements ont été nécessaires pour optimiser la viabilité économique et technique du procédé. En 2023, l'évolution du cadre réglementaire, avec un taux de réfaction porté à 60 % dans le cadre de [la Loi Climat et Résilience](#), a ouvert de nouvelles opportunités pour l'injection directe. Cette adaptation a permis de capitaliser sur les enseignements tirés de l'expérience de liquéfaction, tout en assurant une solution pérenne et compétitive pour la valorisation du biométhane.

Dans cette dynamique, l'expérience de Méthabraye a également permis à VerdeMobil de réaliser des avancées significatives sur son procédé de liquéfaction. L'entreprise a identifié plusieurs leviers d'optimisation, notamment au niveau de la pression de liquéfaction, ouvrant ainsi la voie à de futures applications industrielles plus performantes.

Ce projet met en évidence plusieurs enseignements essentiels pour la filière. Tout d'abord, la mutualisation des ressources agricoles apparaît comme un levier stratégique permettant de développer des projets collectifs ambitieux. Ensuite, la liquéfaction du biométhane se révèle être une solution logistique efficace, à condition qu'elle s'intègre dans un cadre technico-économique optimisé.

[Methagora : premier hub d'injection en France, ouvrant la voie à de nouvelles synergies dans le secteur \(Figure 5\)](#)

Methagora, filiale du groupe Seya, est un acteur émergent de la méthanisation agricole qui a choisi de développer une approche basée sur la mutualisation des productions de biogaz. Le Groupe Seya est historiquement spécialisé dans le conseil de projets de méthanisation agricole, leur financement, leur approvisionnement et l'emploi de salariés agricoles pour ces unités. Le Groupe a progressivement élargi son activité en proposant des solutions intégrées allant de la production à l'injection. L'originalité du modèle de Methagora réside dans la mise en place d'un **hub d'injection**, où plusieurs exploitations agricoles peuvent injecter leur production de biométhane via un point central. Plutôt que de faire peser le poids des investissements sur les agriculteurs, Methagora prend en charge l'ensemble du processus : épuration du biogaz sur le site de production, compression et transport en citernes vers un site d'injection unique^[3]. Cette solution « clé en main » permet de rationaliser les coûts et de garantir une production régulière, tout en permettant aux agriculteurs de se concentrer sur la partie méthanisation, et de vendre leur production de biogaz brut directement à Methagora. La société vise particulièrement à convertir des installations en cogénération en sites de biométhane porté, permettant ainsi à des exploitants de bénéficier d'une solution de pérennisation de leur unité de méthanisation après la fin des contrats d'achat d'électricité.



Figure 4 : Unité de méthanisation de Méthabraye. La photo en haut à droite montre le site d'injection. La photo en bas à droite montre le poste de liquéfaction fourni par VerdeMobil.



Figure 5 : Illustration du hub Ardoix d'injection de biométhane de Methagora. La photo à droite montre le camion transportant les citernes utilisées pour stocker le gaz comprimé.

[1] Décret n° 2019-398 du 30 avril 2019 relatif à l'adaptation du dispositif d'obligation d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de production de biométhane livrant à un point d'injection mutualisé après un transport routier

[2] Taux de réfaction : part moyenne des coûts de raccordement couverts par le gestionnaire de réseau.

[3] Ce modèle permet également de valoriser le biométhane en le livrant directement aux industriels souhaitant décarboner leur activité, ou à une station GNV pour un usage dédié à la mobilité.

Le premier hub d'injection de Methagora a été mis en service en Ardèche et regroupe plusieurs sites de production situés dans l'Ardèche, l'Isère, la Drôme et la Haute-Savoie, avec des distances pouvant aller jusqu'à 50-100 km du point d'injection. Cette première réalisation ouvre la voie à de nouvelles synergies dans le secteur, notamment en permettant à des méthaniseurs isolés ou éloignés des réseaux d'accéder à une solution économiquement viable.

■ Un premier bilan technique, économique et réglementaire

Ces premiers développements de la filière, illustrés par les projets Méthabraye et Methagora, permettent d'identifier les principaux enjeux techniques, économiques et réglementaires liés au biométhane porté, lequel génère généralement davantage d'aléas en raison de la multiplication des équipements et des interfaces, tout en mettant en lumière les axes d'amélioration à explorer.

Bilan technique

Les choix technologiques pour le biométhane porté reposent sur une décision clé : opter pour la compression ou la liquéfaction du biométhane. Chacune de ces solutions présente des avantages et des contraintes spécifiques, souvent liées à des impératifs logistiques et économiques. La **compression**, bien que techniquement plus simple, réduit moins le volume du gaz que la liquéfaction, ce qui peut engendrer des coûts de transport plus élevés en raison d'un nombre accru de trajets pour les camions-citernes. À l'inverse, la **liquéfaction** permet un stockage et un transport plus efficaces en réduisant le volume du gaz d'un facteur 600, mais requiert plus d'énergie que la compression, pour la régénération du liquide cryogénique à -120°C. Ces arbitrages techniques doivent être adaptés aux **spécificités de chaque projet**, en tenant compte des coûts logistiques et des contraintes d'exploitation.

Bilan économique

Les projets Méthabraye et Methagora mettent en lumière deux modèles économiques différents. D'un côté, un modèle autonome, où un groupement d'agriculteurs dispose de la capacité de financer le projet et de porter seul les risques associés, mais bénéficiant en retour d'une plus grande autonomie et de bénéfices plus élevés. De l'autre, une approche **clé en main**, comme celle proposée par Methagora, où les agriculteurs se concentrent uniquement sur la production de biogaz, tandis que l'opérateur prend en charge l'ensemble des besoins d'épuration, de transport et d'injection. Ce second modèle, plus sécurisé pour les producteurs, évite des investissements lourds mais implique une redistribution différente de la valeur. Ces deux approches s'adressent à des profils différents : Méthabraye pour des projets capables et désireux de financer et porter seuls les risques, et Methagora pour des sites avec des financements limités nécessitant la mutualisation des coûts d'injection.

Enjeux réglementaires (Figure 6)

Au-delà des considérations technologiques et économiques, le cadre réglementaire joue un rôle déterminant dans le développement du biométhane porté. Certaines évolutions récentes pourraient influencer son attractivité. Le **décret de réfaction (2022)**, qui a relevé le taux de prise en charge des coûts de raccordement de 40 % à 60 % par le gestionnaire de réseau, améliore la rentabilité de certains projets en facilitant leur connexion au réseau. Le **droit à l'injection (2018)**^[1], qui oblige les gestionnaires de réseau à accepter le biométhane lorsqu'une capacité est disponible, et permet à ces derniers d'investir dans des renforcements réseaux permettant de sécuriser la capacité d'absorption des volumes de biométhane dans le réseau.

Projet	Méthabraye	Hub Methagora – le hub Ardoix	Gas Networks Ireland	SUBLIME Energie
Année de lancement	2018	2024	En cours de développement mise en service prévue pour 2025	En cours de démonstration, mise en service d'un projet commercial prévue pour 2026
Capacité	12 GWh/an (135 Nm ³ /h)	35 GWh/an (378 Nm ³ /h)	700 GWh/an (7560 Nm ³ /h)	50 GWh/an/par projet (540 Nm ³ /h)
Étapes logistiques	<ul style="list-style-type: none"> Épuration par PSA et liquéfaction sur site Transport routier du gaz liquéfié Gazéification et injection 	<ul style="list-style-type: none"> Épuration membranaire et compression sur site Transport routier du gaz comprimé Détente et injection 	<ul style="list-style-type: none"> Épuration et compression sur site Transport routier du gaz comprimé Détente et injection 	<ul style="list-style-type: none"> Pré-traitement et liquéfaction du biogaz sur site Transport routier du biogaz liquéfié Épuration et valorisation (bioGNV / injection)
Défis techniques	Pertes liées aux 2 changements d'état du gaz	Détente du gaz	Détente du gaz	<ul style="list-style-type: none"> Liquéfier du biogaz sans cristallisation du CO₂ (première mondiale réalisée en 2024, brevet) Séparer un mélange ternaire (biométhane/bioCO₂/Agent de portage) par distillation cryogénique (tests en cours, brevet)
Modèle économique	<ul style="list-style-type: none"> Une société projet regroupant 17 exploitations Mécanisme de tarif d'achat 	<ul style="list-style-type: none"> Le porteur de projet vend son biogaz à Methagora Methagora finance la partie épuration et injection 	Les agriculteurs sont responsables des investissements d'épuration, de compression et de transport	<ul style="list-style-type: none"> Achat du biogaz brut aux agriculteurs Les agriculteurs ont la possibilité d'investir dans une société de projet propriétaire des équipements de l'entreprise
Distance entre site de production et point d'injection	15 km	5 sites de 10 à 50 km	En cours d'étude ^[2]	Environ 25 km en moyenne

Figure 6 : Tableau récapitulatif des caractéristiques des différents projets de biométhane / biogaz porté

[1] LOI n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous (1) – Légifrance

[2] Un appel à manifestation d'intérêt a été lancé par GNI en 2022 pour identifier des projets potentiels de biométhane. Au total, 176 projets de biométhane ont répondu. Parmi ces projets, 50 % sont situés à moins de 6 km de ces réseaux et 64 % sont situés à moins de 10 km des réseaux existants. Les projets restants sont situés à des distances supérieures.

des projets d'injection. Par ailleurs, la **fin des tarifs d'achat de l'électricité pour les installations de cogénération** et la mise en place des **certificats de production de biogaz** ainsi que les contrats gré à gré « **biométhane purchase agreements** » (BPA) ouvrent de nouvelles perspectives économiques. Si ces évolutions peuvent favoriser le développement du biométhane porté, les acteurs de la filière soulignent néanmoins la nécessité d'un cadre plus structurant, avec des mécanismes de soutien mieux adaptés et une réflexion approfondie sur le modèle de revenus, afin d'assurer la pérennité de cette alternative.

■ Une filière qui se développe aussi à l'étranger

Intérêt international pour le biométhane porté : exemples de l'Irlande et du Royaume-Uni

La solution du biométhane porté suscite également un intérêt croissant dans d'autres pays confrontés à des contraintes similaires. En Irlande, certaines régions disposent de ressources méthanisables importantes mais se trouvent éloignées des infrastructures gazières. Face à cette situation, l'Irlande a mis en place un projet de biométhane porté à Mitchelstown, visant à acheminer du biométhane comprimé produit localement dans des sites agricoles vers un point d'injection central. Ce projet, qui doit atteindre une capacité de 700 GWh/an, se développe par phases successives afin d'évaluer progressivement sa rentabilité économique^[1]. Son modèle repose sur la compression du biométhane (épuré directement sur le site de production) jusqu'à 250 bars.

Gas Networks Ireland considère cette approche comme un **levier essentiel pour le développement de la filière de la méthanisation nationale**. Actuellement, le pays compte deux installations de biométhane en activité, avec cinq nouvelles mises en service prévues cette année et une vingtaine de projets en cours. D'autres hubs d'injection sont attendus pour répondre à l'essor des projets de méthanisation, le réseau de gaz étant peu développé dans les zones rurales avec des volumes importants d'intrants pour la méthanisation. Cependant, la structuration de la filière reste conditionnée à la mise en place d'un mécanisme de soutien, notamment pour la production de chaleur renouvelable. Ce dispositif, attendu cette année, pourrait jouer un rôle clé dans la dynamique du secteur.

Au **Royaume-Uni**, un projet similaire a été mis en place à Portsdown Hill en 2018, où un hub d'injection centralise la production de plusieurs méthaniseurs dispersés sur le territoire avec une capacité maximale de 1 200 Nm³/h^[2].

Ces expériences internationales^[3] montrent que le transport du biométhane par camions peut être une solution efficace pour développer la filière dans les régions peu desservies par des réseaux gaziers.

■ SUBLIME Energie : une innovation pour mutualiser l'épuration de productions de biogaz décentralisées

SUBLIME Energie adopte une approche différente à travers le **biogaz porté**, tout en misant sur une valorisation prioritaire sous forme de bioGNL et de bioCO₂. Son modèle repose sur la collecte du biogaz à la ferme et sur une technologie brevetée permettant de **liquéfier le biogaz brut directement** sur le site de production grâce à un agent de portage spécifique. Cette innovation densifie l'énergie transportée par un facteur 200, facilitant ainsi son transport dans une citerne cryogénique ainsi que son épuration mutualisée au hub (réduisant ainsi le coût de production) par distillation cryogénique, puis transformé en bioGNL et en bioCO₂. L'agent de portage est ensuite récupéré et renvoyé dans les différentes fermes pour être réutilisé.

SUBLIME Energie envisage plusieurs options pour structurer son modèle économique. L'entreprise pourrait acheter le biogaz brut aux producteurs propriétaires de leur unité de méthanisation, et leur offrir la possibilité d'investir

	Droit à l'injection	Adaptation du dispositif d'obligation d'achat pour intégration du biométhane porté	Révision du décret de réfaction	Certificat de production de biogaz
Date	2018	2019	2022	Introduit en 2021 ^[4]
Contenu des textes	L'article 94 de la loi "EGAlim" du 30 octobre 2018 modifie le code de l'énergie et le code de l'environnement afin de faciliter le raccordement des producteurs de biogaz au réseau. Il prévoit un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel garanti par les opérateurs.	Adaptation du dispositif d'obligation d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de production de biométhane livrant à un point d'injection mutualisé après un transport routier.	Arrêté du 2 mars 2022 relatif au niveau de prise en charge des coûts de raccordement des installations de production de biogaz aux réseaux de transport de gaz naturel et à certains réseaux publics de distribution de gaz naturel. Cet arrêté est une révision de l'arrêté de 2017.	Introduit par la loi Climat et Résilience. Le CPB garantit au consommateur concerné qu'une quantité de biométhane équivalente à une consommation de gaz a bien été produite et injectée dans le réseau de gaz naturel. Pour chaque année civile , les fournisseurs restitueront ces CPB à l'Etat.
Impacts sur l'accès au réseau pour les installations	Facilite le raccordement des producteurs de biogaz au réseau.	A permis aux installations de biométhane porté de bénéficier des tarifs d'achat	Le niveau de prise en charge des coûts de raccordement des installations de production de biogaz aux réseaux publics de distribution de gaz naturel passe de 40% à 60%, dans la limite de 600 000 euros.	Permet de financer des unités qui n'ont pas accès au tarif d'achat ou ne sont pas viables économiquement avec le tarif d'achat

Figure 7 : Tableau récapitulatif des évolutions réglementaires impactant la filière biométhane porté

[1] [Description du projet de hub d'injection à Mitchelstown](#)

[2] [Description du projet de hub d'injection à Portsdown Hill](#)

[3] D'autres projets hors France peuvent également être mentionnés comme le projet de hub d'injection lancé par [PG&E](#) et [SOCALGAS](#) en Californie en 2024.

[4] Les CPB ont été introduit en 2021 par la loi Climat et Résilience. Le [décret](#) et l'[arrêté](#) du 06 juillet 2024 fixent les modalités d'application du dispositif.

dans une société de projet détentrice des équipements de liquéfaction, transport de biogaz et épuration développés par SUBLIME Energie. Ce modèle offre ainsi la possibilité aux agriculteurs de répartir les coûts et les bénéfices du projet de manière équilibrée et locale.

Si l'injection n'est pas la priorité actuelle de SUBLIME Energie, elle reste une possibilité étudiée à moyen terme, à condition qu'elle soit économiquement et environnementalement viable. Toutefois, la regazéification du biométhane liquéfié pour injection pose des questions en termes de coût énergétique et d'efficacité globale du processus. L'enjeu pour SUBLIME Énergie sera donc d'évaluer si, dans certaines conditions, l'injection pourrait devenir une option intéressante, notamment dans des zones où le bioGNL aurait une demande plus limitée.

■ Conclusion

Le portage du biométhane est une solution qui facilite l'injection en optimisant les coûts projet pour les situations où l'accès au réseau est rendu difficile en raison de contraintes techniques ou économiques. C'est une alternative pertinente si certains critères clés sont réunis : définir un schéma logistique adapté à la configuration, s'assurer de la faisabilité technique, identifier un débouché pour le gaz suffisamment rentable. Certaines situations spécifiques semblent propices à l'utilisation du portage, notamment pour des projets de cogénération en fin de tarif d'achat pour lesquels le raccordement direct au réseau ne serait pas envisageable, ou bien dans le cadre du développement de nouveaux projets de méthanisation, dans des zones situées à une distance trop importante du réseau.

L'expérience française, à travers des initiatives telles que le hub développé par Methagora, qui permet de connecter des installations de cogénération non raccordables directement au réseau, ou encore le projet Méthabraye, qui a initialement opté pour le biométhane porté en raison du coût élevé du raccordement direct avant de passer à l'injection directe suite à la modification du taux de réfaction, illustre ces différents cas d'usages. Par ailleurs, les quelques exemples internationaux montrent que de telles solutions peuvent être déployées à des échelles importantes dans des régions peu desservies par des réseaux gaziers.

Enfin, pour assurer un développement harmonieux de la filière, il est essentiel d'adopter une approche pragmatique et territoriale. Chaque projet devra être évalué au cas par cas en tenant compte des spécificités locales, des volumes de production, des distances aux infrastructures et des coûts associés. **L'implication des acteurs publics et privés** sera déterminante pour faire émerger des solutions viables et durables pour maximiser l'utilisation de la solution biogaz et biométhane pour la transition énergétique.

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@enea-consulting.com

