



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 227466 - 2816343 - v1.0

20/12/2024

## **Note relative à la méthanation : veille technologique et projets de développement en cours**

## **PRÉAMBULE**

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : DIRECTION SITES ET TERRITOIRES

Rédaction : SARRIQUET Aurore - KOUHILI YOUSSEF

Vérification : STOUVENEL MICKAEL; SARRIQUET AURORE

Approbation : Document approuvé le 20/12/2024 par BAROUDI HAFID

## Table des matières

|       |                                                                                                                    |    |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1     | Objectifs de la note .....                                                                                         | 10 |
| 2     | Introduction .....                                                                                                 | 11 |
| 3     | Description générale de la méthanation .....                                                                       | 12 |
| 3.1   | Histoire du développement de la technologie de méthanation .....                                                   | 12 |
| 3.2   | Description générale de la méthanation catalytique .....                                                           | 14 |
| 3.3   | Description générale de la méthanation biologique .....                                                            | 14 |
| 4     | Sources de CO <sub>2</sub> et production d'hydrogène .....                                                         | 15 |
| 4.1   | Sources de CO <sub>2</sub> .....                                                                                   | 15 |
| 4.1.1 | CO <sub>2</sub> biogénique .....                                                                                   | 15 |
| 4.1.2 | CO <sub>2</sub> fossile .....                                                                                      | 16 |
| 4.1.3 | CO <sub>2</sub> Atmosphérique .....                                                                                | 17 |
| 4.2   | Production d'hydrogène .....                                                                                       | 17 |
| 4.2.1 | Principales méthodes de production d'hydrogène .....                                                               | 17 |
| 4.2.2 | Production d'hydrogène renouvelable par électrolyse de l'eau .....                                                 | 18 |
| 5     | Production d'e-méthane par combinaison de H <sub>2</sub> et CO <sub>2</sub> : la méthanation .....                 | 20 |
| 5.1   | Méthanation chimique catalytique .....                                                                             | 20 |
| 5.2   | Technologies des réacteurs de méthanation catalytique .....                                                        | 20 |
| 5.3   | Réacteur à lit fixe .....                                                                                          | 20 |
| 5.3.1 | Réacteur à lit fixe adiabatique .....                                                                              | 20 |
| 5.3.2 | Réacteur à lit fixe refroidi (isotherme) .....                                                                     | 22 |
| 5.4   | Réacteur à lit fluidisé .....                                                                                      | 23 |
| 5.4.1 | Réacteur à lit fluidisé (deux phases) .....                                                                        | 23 |
| 5.4.2 | Réacteur à lit fluidisé triphasique .....                                                                          | 23 |
| 5.5   | Microréacteurs .....                                                                                               | 24 |
| 5.6   | Synthèse sur les réacteurs de méthanation chimique .....                                                           | 25 |
| 5.7   | Comparaison entre les différents types de réacteurs de méthanation chimique .....                                  | 26 |
| 5.7.1 | Avantages et inconvénient des réacteurs .....                                                                      | 26 |
| 5.8   | Méthanation biologique .....                                                                                       | 27 |
| 5.8.1 | Méthanation biologique in-situ .....                                                                               | 28 |
| 5.8.2 | Méthanation biologique ex situ .....                                                                               | 28 |
| 5.8.3 | Configuration des réacteurs utilisés dans la méthanation biologique .....                                          | 29 |
| 5.8.4 | Synthèse comparative des voies de méthanation biologique : in-situ et ex-situ .....                                | 31 |
| 6     | Synthèse sur les différentes voies de méthanation : chimique et biologique .....                                   | 32 |
| 7     | Veille sur les projets et installations de méthanation pour la production d'e-méthane en Europe et en France ..... | 33 |
| 7.1   | Projets et installations en Europe .....                                                                           | 33 |
| 7.1.1 | Aperçu des projets d'e-méthane en Europe .....                                                                     | 33 |
| 7.1.2 | Typologies des installations de méthanation en Europe .....                                                        | 34 |
| 7.1.3 | Croissance du nombre d'installations de méthanation en Europe .....                                                | 34 |
| 7.2   | Projets et installations en France .....                                                                           | 35 |
| 8     | Conclusions et perspectives .....                                                                                  | 37 |
| 9     | Références .....                                                                                                   | 38 |
| 10    | Annexes .....                                                                                                      | 41 |

## Liste des figures

|                                                                                                                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 1: Concepts des réacteurs utilisés pour le procédé de méthanation [1][2][6] .....                                                                          | 12 |
| Figure 2: Historique de la méthanation [1] .....                                                                                                                  | 13 |
| Figure 3: Émissions de CO <sub>2</sub> : fossile vs biogénique [12] .....                                                                                         | 15 |
| Figure 4: Schéma du procédé de méthanation catalytique intégrant une série de réacteurs (Procédé TREMP de Haldor Topøse)[25] .....                                | 21 |
| Figure 5: Schéma simplifié d'un réacteur de méthanation à lit fluidisé [24] .....                                                                                 | 23 |
| Figure 6: Schéma simplifié d'un réacteur de méthanation triphasique [32] .....                                                                                    | 24 |
| Figure 7: Schéma simplifié des microréacteurs de méthanation. A gauche : réacteur à microcanaux; à droite: structure interne d'un réacteur à monolithe [24] ..... | 24 |
| Figure 8: Schéma simplifié de la méthanation biologique in-situ (adapté de [37]) .....                                                                            | 28 |
| Figure 9: Schéma simplifié de la méthanation biologique ex-situ (adapté de [37]) .....                                                                            | 29 |
| Figure 10 : Schéma simplifié d'un réacteur CSTR de méthanation biologique [38] .....                                                                              | 30 |
| Figure 11: Schéma simplifié d'un réacteur de méthanation à percolation [47] .....                                                                                 | 31 |
| Figure 12: Echelle d'installations de production d'e-méthane [22] .....                                                                                           | 34 |
| Figure 13 : Augmentation du nombre d'installations de production d'e-méthane en Europe selon les pays [52] .....                                                  | 34 |

## Liste des tableaux

|                                                                                                                                          |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau 1: Les principales procédés de production de l'hydrogène: (adapté de [20]) .....                                                 | 18 |
| Tableau 2: Réactions chimiques de base et plage de température de fonctionnement pour différents types d'électrolyse de l'eau [21] ..... | 19 |
| Tableau 3: : Principales configurations de réacteurs à lit fixe refroidi [24] .....                                                      | 22 |
| Tableau 4: Principaux procédés déjà commercialisés pour la méthanation en lit fixe et lit fluidisé [36]25                                |    |
| Tableau 5: Comparaison entre les principaux types des réacteurs de méthanation [1] .....                                                 | 26 |
| Tableau 6: Avantages et inconvénients des réacteurs de méthanation catalytique [24] [32] .....                                           | 27 |
| Tableau 7: Synthèse sur les principales caractéristiques techniques et opérationnelles des systèmes de méthanation .....                 | 32 |
| Tableau 8: Aperçu des projets d'e-méthane en Europe [22] .....                                                                           | 33 |
| Tableau 9: Installations de méthanation en France .....                                                                                  | 35 |

## **Résumé**

Ce rapport a pour objectif de fournir une synthèse bibliographique sur la technologie de méthanation, en mettant en évidence sa place parmi les technologies de traitement de la biomasse, ainsi que les différentes catégories de cette technologie et leurs spécificités techniques. Le rapport présente également un état des lieux des projets et installations relatives à cette technologie en Europe et en France.

## **Pour citer ce document, utilisez le lien ci-après :**

Institut national de l'environnement industriel et des risques, , Verneuil-en-Halatte : Ineris - 227466 - v1.0, 20/12/2024.

## **Mots-clés :**

Méthanation, e-méthane, méthane, biogaz, dihydrogène, dioxyde de carbone, méthanisation, électrolyse d'eau.

## Glossaire

**Absorption** : Opération unitaire par lequel un gaz ou un liquide est retenu à l'intérieur d'un autre liquide ou solide, généralement par diffusion ou dissolution. Par exemple, dans les procédés industriels, le CO<sub>2</sub> peut être absorbé dans une solution aqueuse pour sa séparation.

**Acétogénèse** : Troisième étape de la méthanisation qui conduit à la formation d'acétate (CH<sub>3</sub>COO<sup>-</sup>). L'acide acétique est le principal acide contenu dans le vinaigre.

**Acidogénèse** : Seconde étape de la méthanisation qui conduit à la formation d'alcools et d'acides organiques ainsi que du CO<sub>2</sub> et de l'hydrogène (H<sub>2</sub>).

**Adiabatique** : Processus thermodynamique où il n'y a aucun transfert de chaleur entre un système et son environnement. Dans les réacteurs adiabatiques, les variations de température sont dues uniquement aux réactions chimiques à l'intérieur du réacteur.

**Adsorption** : Processus par lequel des molécules de gaz ou de liquide se fixent à la surface d'un solide sans pénétrer dans sa structure interne. Utilisée dans les technologies de séparation comme l'épuration des gaz pour capter le CO<sub>2</sub>.

**Anaérobie** : Tout processus ou réaction qui se déroule en absence d'oxygène.

**Biochar** : Matériau relativement stable et riche en carbone, produit par chauffage de la biomasse dans un environnement à faible teneur en oxygène. Le biochar se distingue du charbon de bois par son application : il est utilisé comme amendement pour le sol dans le but d'améliorer ses fonctions et de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) provenant de la biomasse qui, autrement, se décomposerait rapidement (International Biochar Initiative, 2018).

**Biogaz** : Gaz produit par la fermentation naturelle ou artificielle de matières organiques végétales ou animales. Il est majoritairement composé de méthane (50 à 70%), de dioxyde de carbone (30 à 50%) et d'autres composés.

**Biomasse** : Fraction biodégradable des produits, déchets et résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, incluant des substances végétales et animales, de la foresterie et des industries connexes, incluant la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, incluant les déchets industriels et municipaux d'origine biologique (Directive "Énergie Renouvelable" 2018/2001).

**Biométhane** : Biogaz ayant subi un traitement d'épuration, et dont les caractéristiques sont conformes aux prescriptions techniques de l'opérateur réseau.

**CCU ou "Capture et Utilisation du Carbone"** : Systèmes comprenant la capture du CO<sub>2</sub> pour son utilisation (CO<sub>2</sub> pur ou mélanges gazeux contenant du CO<sub>2</sub>) comme matière première pour produire des carburants, des produits chimiques et des matériaux. Lorsque ces produits sont fabriqués en utilisant à la fois du CO<sub>2</sub> biogénique et des sources d'énergie bas-carbone ou renouvelables, ils peuvent remplacer leurs versions fossiles, réduisant ainsi les émissions nettes de carbone dans l'atmosphère. Lorsqu'ils utilisent du CO<sub>2</sub> biogénique, ces systèmes sont appelés « bio-CCU ».

**Catalyseur** : Substance qui accélère une réaction chimique sans être consommée au cours de celle-ci. En méthanation catalytique, les catalyseurs (comme le nickel) facilitent la réaction entre l'hydrogène et le dioxyde de carbone pour produire du méthane.

**CSC ou "Capture et Stockage du Carbone"** : Systèmes incluant la capture de CO<sub>2</sub> pour son transport et stockage, permettant le retrait permanent du CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. Lorsque le carbone stocké provient de la biomasse, on parle de « bio-CSC ».

**Électrolyse de l'eau** : Processus chimique utilisant l'électricité pour décomposer l'eau (H<sub>2</sub>O) en hydrogène (H<sub>2</sub>) et oxygène (O<sub>2</sub>).

**Élimination du carbone** : Réduction absolue des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère par un système de production humaine qui élimine et stocke durablement le dioxyde de carbone.

**Épuration** : Opération qui consiste à éliminer les impuretés d'un produit ou d'une substance quelconque afin de la rendre propre à certains usages. Pour le biogaz, il s'agit d'un procédé suivant la méthanisation et visant à concentrer le biogaz en méthane afin de lui donner les mêmes caractéristiques que le gaz naturel.

**Épuration du biogaz** : Processus de séparation du méthane du  $\text{CO}_2$  et d'autres gaz présents en faibles concentrations dans le biogaz.

**Gaz inertes** : Gaz qui ne réagissent pas chimiquement avec d'autres substances dans des conditions données et, par conséquent, ne forment pas de composés chimiques.

**Gazéification** : Processus physico-chimique en faible teneur en oxygène où les composants carbonés de la biomasse se décomposent en syngaz au lieu d'être complètement brûlés. Le syngaz peut ensuite être valorisé en biométhane.

**Hydrolyse** : Première étape de la méthanisation qui consiste à découper, par l'action de l'eau, la matière organique complexe (glucides, lipides, protéines) en molécules plus petites.

**Injection de biométhane** : Le fait d'introduire du biométhane produit par un procédé spécifique (méthanisation, gazéification, etc.) dans des réseaux de gaz naturel géré soit par un distributeur soit par un transporteur.

**Intrants** : Matières premières utilisées pour la méthanisation, telles que les déchets agricoles (fumier, lisier), les déchets de l'industrie agroalimentaire (fruits, légumes), les biodéchets ménagers ou encore les déchets industriels (eaux de lavage, boues industrielles).

**Isotherme** : Processus thermodynamique qui se déroule à température constante. Les réacteurs isothermes sont conçus pour maintenir une température stable tout au long de la réaction.

**Méthanation** : Combinaison d'hydrogène avec du dioxyde de carbone pour produire du méthane. Lorsque l'hydrogène et le dioxyde de carbone sont d'origine renouvelable, le méthane synthétique est considéré comme renouvelable.

**Méthanisation** : Processus biologique où des microorganismes décomposent la matière organique en absence d'oxygène, produisant du biogaz riche en méthane. Ce biogaz peut être purifié ou valorisé dans des procédés de méthanation.

**Mésophile** : Se dit des bactéries à l'œuvre dans les digesteurs des méthaniseurs, ces bactéries ont besoin de chaleur modérée pour se reproduire. Les bactéries mésophiles préfèrent les températures moyennes comprises entre 20 et 40°C.

**Polytropique** : Processus thermodynamique où la relation entre la pression, le volume et la température varie selon un indice spécifique, englobant les cas adiabatiques et isothermes. Ce concept est appliqué dans la modélisation des réactions chimiques en réacteurs.

**Réacteur** : Appareil utilisé pour conduire des réactions chimiques ou biologiques sous des conditions contrôlées, telles que la température, la pression et la vitesse d'écoulement.

**Réacteur à lit fixe** : Type de réacteur où le catalyseur est disposé sous forme de lit statique et le gaz réactif circule à travers ce lit. Couramment utilisé pour des réactions comme la méthanation catalytique.

**Réacteur à lit fluidisé** : Réacteur où des particules solides (souvent des catalyseurs) sont mises en suspension par un flux de gaz ou de liquide, offrant un mélange efficace et un transfert de chaleur optimal. Souvent employé dans les processus de gazéification ou de méthanation.

**Syngaz** : Mélange gazeux principalement composé de monoxyde de carbone ( $\text{CO}$ ), d'hydrogène ( $\text{H}_2$ ) et de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), produit par la gazéification de la biomasse ou d'autres combustibles carbonés. Utilisé comme matière première pour produire du méthane ou d'autres carburants synthétiques.

**Thermophile** : Se dit des bactéries à l'œuvre dans les digesteurs des méthaniseurs, ces bactéries ont besoin de chaleur pour se reproduire (entre 45°C et 55°C). Ce mot vient du grec *thermê*, chaleur, et *philein*, aimer.

**Valorisation énergétique** : Ensemble de procédés par lesquels on transforme et récupère l'énergie produite lors du traitement des déchets par combustion ou méthanisation. Deux énergies peuvent être produites : électrique et thermique.

## Liste des abréviations

CCU : Capture et Utilisation du Carbone

CSTR : Continuous Stirred Tank Reactor (Réacteur Agité Continu)

DMEA : Diméthyléthanolamine

GES : Gaz à Effet de Serre

MEA : Monoéthanolamine

PEM : Proton Exchange Membrane (Membrane Échangeuse de Protons)

P : Pression (bars)

PSA : Pressure-Swing Adsorption (Adsorption par modulation de Pression)

SOEC : Solid Oxide Electrolysis Cell (Cellule d'Électrolyse à Oxyde Solide)

T : Température (°C)

TRL : Technology Readiness Level (Niveau de Maturité Technologique)

# 1 Objectifs de la note

L'objectif principal de cette note est d'offrir une revue approfondie des technologies de méthanation, en tant que solution clé pour la conversion du CO<sub>2</sub> en méthane renouvelable, dans le contexte de la transition énergétique et de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Elle couvre les spécifications techniques et les innovations dans le domaine, tout en réalisant une veille technologique sur les projets et installations à l'échelle européenne et française.

Le rapport est structuré en trois principaux chapitres, abordant respectivement :

- Les concepts fondamentaux de la méthanation : une introduction aux différents procédés de méthanation (méthanation biologique et chimique), en expliquant leur principe général de fonctionnement.
- Caractéristiques des principales technologies de méthanation : une analyse approfondie des technologies de méthanation chimique (catalytique) et biologique, comprenant les spécifications techniques, les paramètres clés de fonctionnement, les types de réacteurs utilisés, ainsi que les avantages et les limitations spécifiques à chaque méthode, et leur degré de maturité industrielle.
- Le panorama des initiatives et développements en cours : un état des lieux des projets pilotes, prototypes, démonstrateurs et installations industrielles de méthanation en Europe et en France, avec un focus particulier sur le développement de la filière en France, incluant les innovations, les avancées technologiques et les collaborations spécifiques au contexte national.

## 2 Introduction

La problématique des émissions de  $\text{CO}_2$  est au cœur des enjeux climatiques mondiaux. En effet, l'augmentation rapide des émissions de gaz à effet de serre, principalement liées aux activités humaines, contribue significativement au réchauffement climatique et à la dégradation de l'environnement. Cette situation a suscité un besoin urgent de solutions capables de réduire les émissions de  $\text{CO}_2$  tout en favorisant des sources d'énergie renouvelable. Dans ce contexte, la technologie de méthanation apparaît comme une réponse prometteuse en contribuant à la fois à la valorisation du  $\text{CO}_2$  et à la production de méthane renouvelable.

La méthanation est un procédé chimique ou biologique qui permet de convertir le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) en méthane ( $\text{CH}_4$ ). Ce processus se déroule par réaction entre le  $\text{CO}_2$  et l'hydrogène, et il peut être catalysé de manière chimique ou réalisé via des microorganismes dans un environnement contrôlé. Le méthane ainsi produit est une ressource énergétique qui peut être injectée dans le réseau de gaz naturel, utilisée comme carburant ou employée dans d'autres applications industrielles. En transformant le  $\text{CO}_2$ , un sous-produit généralement non valorisé, en une ressource énergétique, la méthanation joue un rôle important dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre et contribue à la transition vers une énergie décarbonée.

Du fait de sa fonction de valorisation du  $\text{CO}_2$ , la méthanation offre une synergie intéressante avec les unités de méthanisation. Dans une installation de méthanisation, les déchets organiques sont transformés en biogaz, qui contient principalement du méthane et du  $\text{CO}_2$ . Cependant, ce biogaz doit souvent être purifié pour éliminer le  $\text{CO}_2$  et répondre aux normes de qualité du gaz naturel. C'est ici qu'intervient la méthanation, qui permet de convertir le  $\text{CO}_2$  extrait du biogaz en méthane supplémentaire, augmentant ainsi le rendement global de production de gaz renouvelable de l'installation. En tant qu'installation annexe, la méthanation optimise la valorisation de la biomasse et soutient le développement de la filière de gaz renouvelable.

Ainsi, cette note vise à examiner les différentes technologies de méthanation, leurs caractéristiques techniques, et une veille sur les projets et installations en France et en Europe.

### 3 Description générale de la méthanation

La méthanation est un procédé de production de méthane à partir de la réaction du dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) ou du monoxyde de carbone ( $\text{CO}$ ) avec du dihydrogène ( $\text{H}_2$ ).

Chaque procédé possède ses propres paramètres opérationnels distincts et des caractéristiques spécifiques en termes de conversion du dioxyde de carbone. Dans le cas de la méthanation chimique catalytique, des pressions et des températures élevées sont nécessaires pour convertir le  $\text{CO}_2$  [1], atteignant un taux de conversion pouvant aller jusqu'à 80-90% ou même plus [2]. D'autre part, la méthanation biologique se déroule à des pressions et des températures relativement basses (60-70°C) [3] [4], avec une conversion très élevée du dioxyde de carbone, pouvant dépasser les 95% [2].

La méthanation chimique et la méthanation biologique impliquent l'utilisation de deux types de réacteurs distincts [5] : les réacteurs chimiques catalytiques et les réacteurs biologiques. La méthanation biologique est également connue sous le nom de biométhanation.

Diverses configurations de réacteurs ont été développées pour le procédé de méthanation, qu'il s'agisse de méthanation biologique ou chimique (catalytique), comprenant des réacteurs à lit fixe, des réacteurs à lit fluidisé, des réacteurs à membranes, des réacteurs triphasés, et d'autres. La Figure 1 offre un aperçu synthétique des technologies de réacteurs utilisées pour chaque processus de méthanation [1][2][6].

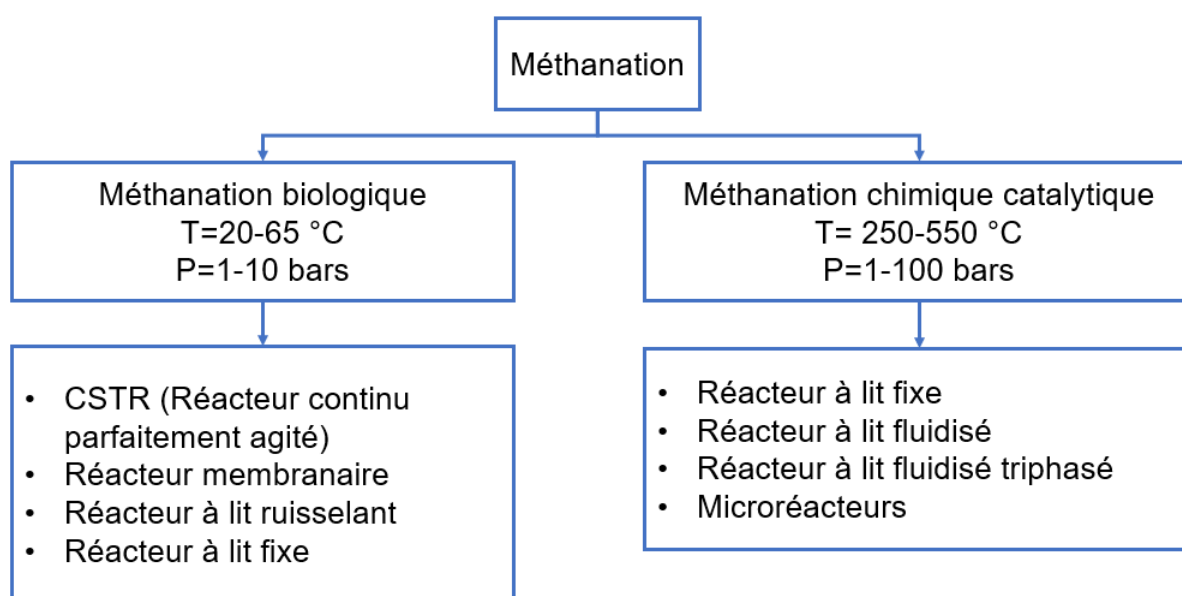


Figure 1: Concepts des réacteurs utilisés pour le procédé de méthanation [1][2][6]

Les technologies de réacteurs présentées dans la Figure 1 ne sont pas toutes appliquées ou disponibles à l'échelle commerciale. Le Tableau 1 présente des exemples de technologie de méthanation de  $\text{CO}_2$  à l'échelle commerciale [1].

#### 3.1 Histoire du développement de la technologie de méthanation

Les procédés de méthanation du  $\text{CO}$  et du  $\text{CO}_2$  ont été découverts pour la première fois par Sabatier et Senderens en 1902 [7]. Ils ont découvert que le méthane pouvait être synthétisé par réaction entre l'hydrogène et les oxydes de carbone en présence d'un catalyseur à base de nickel. Ce travail fondamental a jeté les bases du processus de Sabatier, une méthode reconnue pour convertir le  $\text{CO}_2$  et le  $\text{H}_2$  en méthane et en eau, principalement à l'aide du nickel comme catalyseur. Les travaux de Sabatier et Senderens ont fait l'objet de recherches et de développements pendant plus de 100 ans (voir Figure 2).

L'application initiale et la plus importante de la méthanation du CO est l'élimination du monoxyde de carbone des gaz de synthèse, par exemple dans les processus de production d'ammoniac et, plus tard, en amont des piles à combustible à membrane échangeuse de protons [1].

La méthanation du CO a gagné en importance pour la production de gaz naturel de synthèse (SNG) lors de la crise pétrolière à la fin des années 1970. L'objectif était de produire un substitut au gaz naturel en utilisant le gaz de synthèse issu de la gazéification du charbon [8]. À cette époque, plusieurs concepts de méthanation ont été développés. Cette période a favorisé la recherche dans des sources alternatives de carburant pour réduire la dépendance au pétrole importé. La méthanation a été identifiée comme une méthode prometteuse pour produire du gaz naturel de synthèse, notamment en Europe et en Amérique du Nord. Les chercheurs et les industries ont alors concentré leurs efforts sur l'optimisation du processus, notamment par des améliorations catalytiques, le nickel demeurant le catalyseur principal en raison de son activité élevée pour la conversion du CO et du CO<sub>2</sub> [4].

Les années 1990-2000 ont marqué un intérêt croissant pour la méthanation dans le cadre de la technologie émergente de power-to-gas (PtG), une solution pour intégrer les énergies renouvelables dans les infrastructures de gaz naturel existantes. La méthanation est devenue une option intéressante pour stocker l'énergie renouvelable excédentaire en la convertissant en méthane, qui peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Cette période a vu une diversification des catalyseurs de méthanation et des conceptions de réacteurs, avec le développement de réacteurs triphasiques et de colonnes à bulles de boues permettant un meilleur contrôle de la température et une efficacité de conversion en méthane [9].

Ces dernières années, une attention croissante s'est portée sur la méthanation biologique, qui utilise des microorganismes pour catalyser le processus de méthanation. Cette méthode est particulièrement attrayante pour les applications à basse température et basse pression, offrant une alternative plus durable et moins énergivore à la méthanation catalytique traditionnelle. La méthanation biologique est explorée pour diverses applications, allant de la valorisation du biogaz industriel à la capture et l'utilisation du carbone [10].

Aujourd'hui, le processus de méthanation reste un domaine de recherche actif, avec des efforts continus pour améliorer l'efficacité des catalyseurs, la conception des réacteurs et la capacité opérationnelle pour mieux s'intégrer aux systèmes d'énergie renouvelable.

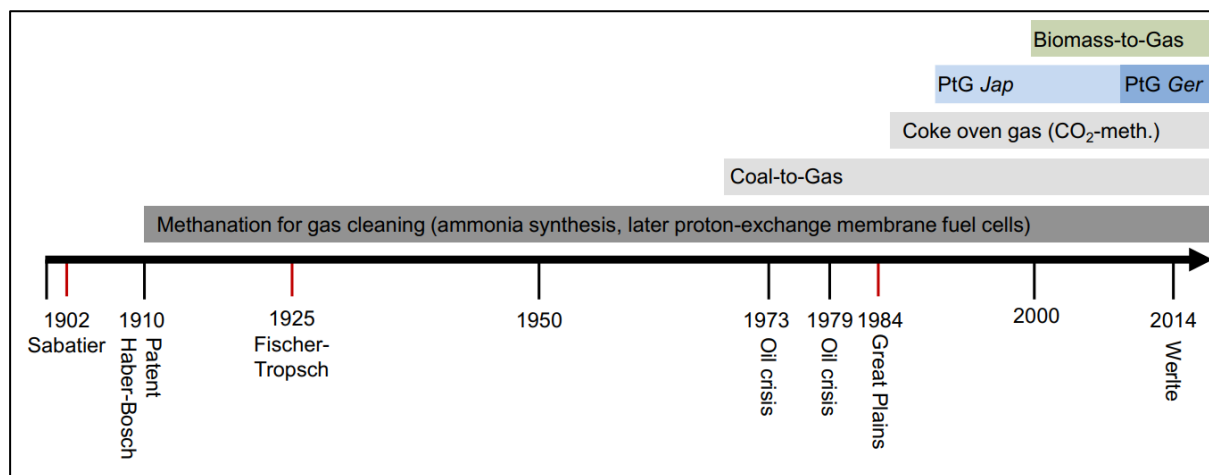


Figure 2: Historique de la méthanation [1]

Abréviations : PtG-Power to Gas, Ger-Germany, Jap-Japan

### 3.2 Description générale de la méthanation catalytique

Différentes réactions chimiques se déroulent simultanément dans un réacteur de méthanation chimique catalytique. La réaction principale de méthanation est représentée par l'Eq-1.



Cependant, pendant le procédé de méthanation de  $CO_2$ , de nombreuses réactions peuvent se produire, notamment, la réaction d'hydrogénation du monoxyde de carbone (Eq-2) et la réaction de water-gas shift (Eq-3) [3].



Quant à la méthanation de  $CO$ , elle permet de produire du méthane à partir du dihydrogène selon l'Eq 4 [1]:



La réaction principale de méthanation (Eq-1) est fortement exothermique. Par conséquent, un des principaux défis du réacteur de méthanation du  $CO_2$  est de réussir une bonne évacuation de la chaleur de réaction afin de prévenir une limitation thermodynamique de la conversion du  $CO_2$  et la désactivation du catalyseur. Plusieurs métaux tels que le Ni, le Ru, le Rh et le Co peuvent être utilisés comme matériaux catalytiques actifs pour la méthanation du  $CO_2$ . Cependant, le Ni est le plus souvent considéré comme le choix optimal de catalyseur en raison de sa haute activité, de sa bonne sélectivité pour le  $CH_4$ , et de son coût faible en matières premières [11].

### 3.3 Description générale de la méthanation biologique

Dans le processus de méthanation biologique, des micro-organismes spéciaux sont utilisés pour convertir le  $H_2$  et le  $CO_2$  en  $CH_4$  avec de l'eau comme sous-produit. Ces organismes capables de produire du méthane n'ont été identifiés que dans le domaine des Archées. Ces Archées sont connues sous le nom d'hydrogénotrophes et vivent généralement dans des environnements strictement anaérobies. Elles peuvent être cultivées dans divers systèmes de réacteurs.

Cette méthode de méthanation biologique pourrait potentiellement éliminer les processus traditionnels de séparation du  $CO_2$ , qui sont énergivores dans la digestion anaérobie, tout en permettant un doublement potentiel du rendement en  $CH_4$  (selon la composition du biogaz). Le  $CH_4$  pourrait ensuite être injecté directement dans le réseau de gaz naturel si les spécifications de qualité du réseau sont respectées.

La méthanation biologique permet de valoriser le  $CO_2$  présent dans le biogaz, qui, la plupart du temps, est émis à l'atmosphère en sortie de l'épurateur du biogaz, et de le convertir en une quantité supplémentaire de combustible renouvelable.

## 4 Sources de CO<sub>2</sub> et production d'hydrogène

### 4.1 Sources de CO<sub>2</sub>

L'approvisionnement en dioxyde de carbone constitue l'étape clé de la production d'e-méthane par procédé de méthanation. La source de CO<sub>2</sub> peut être classée en trois types principaux : CO<sub>2</sub> biogénique, CO<sub>2</sub> fossile et CO<sub>2</sub> atmosphérique.

#### 4.1.1 CO<sub>2</sub> biogénique

Le CO<sub>2</sub> biogénique correspond au dioxyde de carbone émis par des sources naturelles, comme les plantes ou les combustibles issus de la biomasse. Ces émissions résultent de processus tels que la décomposition, la digestion ou la combustion de la biomasse et de ses dérivés [12].

Exemples d'émissions de CO<sub>2</sub> biogénique :

- CO<sub>2</sub> issu de la combustion de biogaz, biogaz produit lors de la décomposition biologique des déchets, le traitement des eaux usées ou la gestion des déjections animales ;
- CO<sub>2</sub> issu de l'étape d'épuration de biogaz, biogaz produit par des procédés comme la méthanisation, la pyrogazéification, et la gazéification hydrothermale.
- CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de la fraction biologique des déchets solides municipaux ou des biosolides ;
- CO<sub>2</sub> généré par la combustion de matériaux biologiques, y compris les matières premières issues des forêts et de l'agriculture.

La Figure 3 montre la distinction entre le CO<sub>2</sub> biogénique et le CO<sub>2</sub> fossile.

Le CO<sub>2</sub> biogénique et le CO<sub>2</sub> fossile diffèrent principalement par leurs origines et leurs impacts sur le cycle du carbone. Le CO<sub>2</sub> biogénique provient de sources biologiques et s'intègre dans un cycle court où il est absorbé lors de la croissance et relâché à la décomposition, limitant son impact net sur le CO<sub>2</sub> atmosphérique [13]. En revanche, le CO<sub>2</sub> fossile, libéré par la combustion de charbon, pétrole ou gaz, ajoute du carbone ancien dans l'atmosphère, augmentant les gaz à effet de serre et le réchauffement climatique.

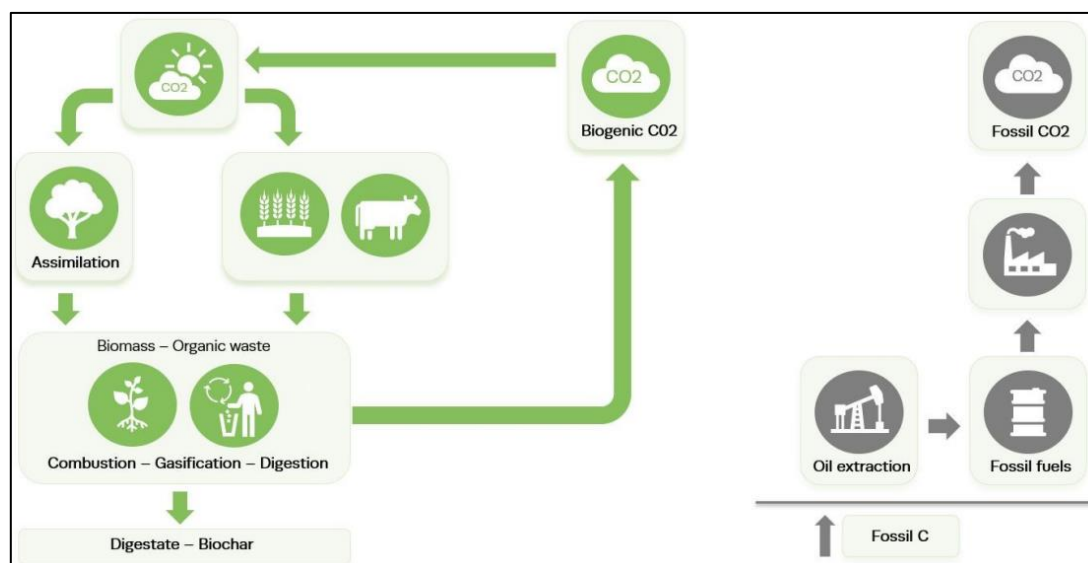


Figure 3: Émissions de CO<sub>2</sub> : fossile vs biogénique [12]

Le CO<sub>2</sub> biogénique peut être capturé à partir de biogaz ou de gaz de synthèse, mais également à partir d'autres sources telles que la production d'énergie à partir de biomasse ou les usines de bioéthanol. En fonction des technologies de méthanation, le CO<sub>2</sub> biogénique peut être séparé en un flux pur avant que la méthanation n'ait lieu, ou des mélanges gazeux tels que le biogaz et le gaz de synthèse peuvent être utilisés directement dans le réacteur de méthanation.

Le CO<sub>2</sub> biogénique provenant du biogaz est l'une des sources les plus prometteuses de CO<sub>2</sub> pour la production de méthane. Cela est dû, premièrement, au fait que dans les unités de méthanisation, la séparation du biogaz en CO<sub>2</sub> et en CH<sub>4</sub> a déjà lieu pour permettre l'injection de biométhane dans le réseau gazier. Par conséquent, un flux de CO<sub>2</sub> concentré est déjà disponible. Deuxièmement, parce que le biogaz issu de la digestion anaérobie contient déjà une part relativement importante de CO<sub>2</sub> (typiquement 25 à 50 % en volume), le biogaz peut également être utilisé directement comme flux d'entrée pour le processus de méthanation.

L'épuration du biogaz, réalisée en vue de sa valorisation pour l'injection de biométhane dans le réseau de gaz, son utilisation en tant que carburant, ou encore sa compression et liquéfaction pour d'autres applications, permet de séparer les principaux composants du biogaz, à savoir le CO<sub>2</sub> et le CH<sub>4</sub>. Plusieurs techniques de séparation du biogaz sont actuellement disponibles sur le marché :

- **Pressure-Swing Adsorption (PSA)** ou technique d'adsorption modulée en pression utilise des adsorbants solides (tamis moléculaires) et des différences de pression pour capter les composés plus volatils et peu polaires sur la surface de l'adsorbant ;
- **Séparation par membrane** qui utilise une ou des membranes perméables pour séparer les molécules de dioxyde de carbone et de méthane. La séparation est due à la différence de perméabilité des membranes vis-à-vis des composés du biogaz : Le dioxyde de carbone traverse plus vite la membrane que le méthane, ce qui permet de concentrer le méthane d'un côté du module ;
- **Lavage à l'eau** qui repose sur la solubilité du CO<sub>2</sub> dans l'eau. Dans une tour de lavage, le biogaz, qui contient à la fois du CO<sub>2</sub> et du CH<sub>4</sub>, entre en contact direct avec de l'eau en contre-courant dans une tour amenée à une pression d'environ 9 bars. L'absorption du CO<sub>2</sub> est assurée par l'eau en dissolvant les molécules de dioxyde de carbone, ce qui permet de les séparer des molécules de méthane ;
- **L'absorption physique aux glycols** est une technique semblable au lavage à l'eau, mais qui utilise un solvant organique, tel que le polyéthylène glycol, le Selexol ou le Genosorb. Cette méthode dissout les molécules de dioxyde de carbone dans un liquide sous pression, les séparant ainsi des molécules de méthane en raison de la solubilité du CO<sub>2</sub> et du CH<sub>4</sub> ;
- **L'absorption chimique, ou lavage aux amines**, est une technique qui dissout les molécules de dioxyde de carbone dans un solvant chimique, permettant ainsi de les séparer des molécules de méthane. Les deux amines couramment utilisées pour ce procédé sont la monoéthanolamine (MEA) et la diméthyléthanolamine (DMEA) ;
- **La séparation cryogénique** qui consiste à refroidir le biogaz jusqu'au point de condensation du dioxyde de carbone. Les molécules de méthane restent sous forme gazeuse, permettant ainsi de séparer facilement le dioxyde de carbone liquide.

#### 4.1.2 CO<sub>2</sub> fossile

Le CO<sub>2</sub> fossile fait référence au CO<sub>2</sub> provenant des combustibles fossiles. Par exemple, le dioxyde de carbone peut être capturé dans les gaz d'échappement après la combustion de ces combustibles (post-combustion). Alternativement, les flux de CO<sub>2</sub> pré-combustion incluent le CO<sub>2</sub> généré comme sous-produit dans des industries telles que celles du ciment, de l'acier, du fer et de la chimie. Le CO<sub>2</sub> industriel présente un chevauchement avec le CO<sub>2</sub> fossile, bien que le CO<sub>2</sub> industriel puisse également être biogénique dans certains cas spécifiques.

### 4.1.3 CO<sub>2</sub> Atmosphérique

Le CO<sub>2</sub> atmosphérique est extrait de l'air ambiant, un procédé également appelé capture directe de l'air (DAC). Comme pour toutes les technologies de séparation, la concentration influence fortement les performances. Étant donné que la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'air est faible (0,04 % en volume), le processus de récupération présente des défis en termes de rentabilité optimale et est encore en cours de développement.

## 4.2 Production d'hydrogène

### 4.2.1 Principales méthodes de production d'hydrogène

Le processus de méthanation nécessite l'utilisation du dihydrogène. Il existe différents procédés pour la production du dihydrogène, utilisant diverses matières premières, sources d'énergie et générant des sous-produits variés. Ce paragraphe présente un rappel succinct des différentes technologies mises en œuvre pour produire l'hydrogène. D'autres rapports de l'Ineris traitent de ce sujet plus en détails.

Il existe également dans la littérature des travaux sur les différents méthodes de production et les différents défis associés à chaque méthode [14]. d'autres travaux [15] [16] [17] proposent des revues complètes des méthodes de production d'hydrogène à partir de sources d'énergie conventionnelles et renouvelables, en couvrant ses utilisations, son stockage, son transport, sa distribution, ainsi que les principaux défis liés au déploiement commercial de ces systèmes.

Actuellement, la majorité de l'hydrogène à travers le monde est produit par des procédés thermiques, notamment le reformage du méthane à la vapeur [17]. Cette méthode utilise le gaz naturel comme matière première et nécessite une quantité significative de vapeur à haute température (entre 700 °C et 1 000 °C) ainsi qu'une pression variant de 3 à 25 bars [18]. En conséquence, elle génère de l'hydrogène tout en produisant du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) comme sous-produit.

Par ailleurs, la production d'hydrogène par électrolyse utilise l'eau comme matière première et une source d'électricité (idéalement renouvelable) pour séparer l'eau en hydrogène et oxygène, sans émission directe de CO<sub>2</sub>.

Selon la méthode utilisée pour la production d'hydrogène et son impact environnemental, différentes couleurs peuvent être attribuées, telles que l'hydrogène vert, gris, bleu, etc. Cependant, ce système de couleurs est souvent source d'ambiguïté. Dans ce cadre, l'ordonnance du 17 février 2021 émise par le ministère de la transition écologique [19], relative à l'hydrogène, a établi les premières bases législatives pour le développement de cette filière et distingue trois appellations selon les méthodes de production. L'un des objectifs de cette ordonnance est de fournir une terminologie claire et accessible concernant l'hydrogène. Plutôt que de se fier à des couleurs, souvent sujettes à interprétation, comme l'hydrogène vert, bleu, turquoise, jaune ou gris, cette ordonnance privilégie des définitions qui mettent l'accent sur les attributs environnementaux de l'hydrogène. Les seuils de classification seront finalisés prochainement, notamment après la conclusion des négociations sur le paquet gaz au niveau européen. L'hydrogène est désormais classé en [19] :

- **Hydrogène renouvelable** est l'hydrogène produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables [...], soit par toute une autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe. Dans tous les cas, son procédé de production émet, par kilogramme d'hydrogène produit, une quantité d'équivalents dioxyde de carbone inférieure ou égale à un seuil.
- **Hydrogène bas-carbone** est l'hydrogène dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales au seuil retenu pour la qualification d'hydrogène renouvelable, sans pouvoir, pour autant, recevoir cette dernière qualification, faute d'en remplir les autres critères.
- **Hydrogène carboné** est l'hydrogène qui n'est ni renouvelable, ni bas-carbone.

**L'Hydrogène coproduit** lors d'un procédé industriel dont la fonction n'est pas d'obtenir cet hydrogène et qui est autoconsommé [...] au sein du même processus n'est pas considéré comme de l'hydrogène bas-carbone au sens du présent code. Il n'est pas comptabilisé au titre de l'objectif de décarbonation.

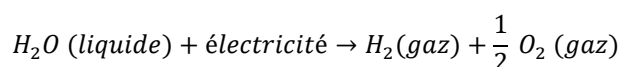
Le Tableau 1 résume les principales méthodes de production d'hydrogène, la couleur généralement attribuée ainsi que le type correspondant d'hydrogène selon les définitions établies par l'ordonnance du 17 février 2021 relative à l'hydrogène [19].

Tableau 1: Les principales procédés de production de l'hydrogène: (adapté de [20])

| Ressource         | Procédé                                  | Apport d'énergie                                     | Couleur   | Empreinte carbone | Type d'hydrogène |
|-------------------|------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------|-------------------|------------------|
| Charbon           | Gazéification                            | Chaleur                                              | Noir      | Elevée            | Carboné          |
| Lignine           |                                          |                                                      | Brun      |                   |                  |
| Méthane           | Vaporeformage                            | Chaleur                                              | Gris      | Moyenne           | Carboné          |
|                   | Vaporeformage+capture de CO <sub>2</sub> |                                                      | Blue      |                   |                  |
|                   | Pyrolyse à haute température             |                                                      | Turquoise | Faible            | Bas carbone      |
| Eau               | Electrolyse                              | Electricité renouvelable                             | Vert      | Mineure           | Renouvelable     |
|                   |                                          | Electricité nucléaire                                | Rose      | Faible            | Bas carbone      |
|                   |                                          | Mixe (énergies fossiles, nucléaire ou renouvelables) | Jaune     |                   |                  |
|                   | Thermolyse                               | Chaleur (origine nucléaire)                          | Rouge     |                   |                  |
| Hydrogène naturel |                                          | Aucun                                                | Blanc     | Mineure           | Renouvelable     |
|                   | Réaction FeO + H <sub>2</sub> O          | Mécanique (injection d'eau dans le sous-sol)         | Orange    | Faible            | Bas carbone      |

#### 4.2.2 Production d'hydrogène renouvelable par électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau repose sur le principe de la décomposition de la molécule d'eau (H<sub>2</sub>O) en molécules d'hydrogène (H<sub>2</sub>) et d'oxygène (O<sub>2</sub>) grâce à un apport d'électricité. L'équation chimique globale de la réaction est la suivante :



Selon cette réaction, une mole d'eau génère une mole d'hydrogène et une demi-mole d'oxygène. Un électrolyseur consomme en moyenne 1 L d'eau pour produire 1 Nm<sup>3</sup> d'hydrogène.

L'énergie nécessaire pour l'électrolyse de l'eau est fournie sous forme d'énergie électrique provenant d'une source de courant continu. À température ambiante, la dissociation de l'eau est très faible, environ 10<sup>-7</sup> moles/litre, car l'eau pure est un très mauvais conducteur d'électricité. Par conséquent, dans la technologie alcaline, un acide ou une base est utilisé pour améliorer la conductivité. On utilise principalement une solution de KOH, NaOH ou H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> avec de l'eau. La solution se dissocie en ions positifs et négatifs, et ces ions conduisent facilement l'électricité dans la solution aqueuse en se déplaçant d'une électrode à l'autre.

Une cellule d'électrolyse est composée de deux électrodes, l'anode et la cathode qui sont conductrices d'électricité, reliées à un générateur de courant continu et séparées par un électrolyte, qui est un milieu conducteur ionique.

Cet électrolyte peut être :

- Une solution aqueuse acide ou basique (électrolyseur alcalin),
- Une membrane polymère échangeuse de protons (électrolyseur PEM),
- Une membrane céramique conductrice d'ions  $O^{2-}$  (Electrolyseur SOEC ou à haute température)

*Tableau 2: Réactions chimiques de base et plage de température de fonctionnement pour différents types d'électrolyse de l'eau [21]*

| Technologie           | Alcalin                                          | PEM                                             | A haute température (SOEC)                 |
|-----------------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| Réaction à l'anode    | $2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$ | $H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$ | $O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$ |
| Réaction à la cathode | $H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$            | $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$                   | $H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$     |
| Porteur de charge     | $OH^-$                                           | $H^+$                                           | $O^{2-}$                                   |
| Plage de températures | 65-100 °C                                        | 70-90 °C                                        | 700-1000 °C                                |

L'électrolyse de l'eau a pour but de décomposer les molécules d'eau grâce à un apport d'électricité : l'oxygène se dégage à l'anode et l'hydrogène à la cathode. C'est certainement la façon la plus « propre » de produire de l'hydrogène, d'où le nom d'hydrogène « décarboné » ou hydrogène vert, à condition évidemment que l'électricité employée provienne d'énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydroélectrique, marémotrice, géothermique).

## 5 Production d'e-méthane par combinaison de H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> : la méthanation

### 5.1 Méthanation chimique catalytique

Le processus de méthanation catalytique est également connu sous le nom de méthanation chimique ou méthanation thermo-catalytique. Dans ce cas, pour que la réaction de méthanation ait lieu, un catalyseur chimique (généralement à base de ruthénium ou de nickel) est utilisé pour faciliter la conversion. La température requise se situe entre 200 et 550 °C, avec des pressions appliquées allant jusqu'à 100 bars. En raison des températures et des pressions élevées, le gaz d'alimentation (par exemple, le biogaz brut) doit être purifié des impuretés telles que le H<sub>2</sub>S, qui doit être réduit en dessous de 1 ppm [22].

La réaction est généralement effectuée dans des réacteurs à lit fixe, caractérisés par des configurations stationnaires où les gaz passent à travers un lit de catalyseur fixe. Alternativement, dans un réacteur à lit fluidisé, les catalyseurs solides sont suspendus et maintenus dans un état fluide par l'écoulement ascendant de gaz ou de liquide à travers le réacteur.

Le réacteur de méthanation catalytique est un processus exothermique ; il produit donc une chaleur excédentaire qui peut être récupérée pour maintenir le processus lui-même. La méthanation catalytique est une technologie mature [22], avec un niveau de maturité technologique (TRL) compris entre 7 et 9.

### 5.2 Technologies des réacteurs de méthanation catalytique

La méthanation du CO<sub>2</sub>, en raison de sa nature fortement exothermique, nécessite une gestion thermique pour éviter la formation de points chauds qui pourraient endommager les catalyseurs et réduire le taux de conversion à température élevée. Pour contrôler efficacement la chaleur, il est essentiel de choisir et de concevoir le réacteur de manière appropriée. Diverses technologies de réacteurs pour la méthanation du CO<sub>2</sub> ont été largement étudiées et documentées [3] [23]. Les types de réacteurs les plus utilisés pour la méthanation du CO<sub>2</sub> comprennent : les réacteurs à lit fixe adiabatique, les réacteurs à lit fixe isotherme, les microréacteurs, les réacteurs à lit fluidisé et les réacteurs à trois phases ou triphasiques [1]. Les avantages et inconvénients de chaque type seront examinés et comparés dans les sections suivantes.

### 5.3 Réacteur à lit fixe

#### 5.3.1 Réacteur à lit fixe adiabatique

Les réacteurs à lit fixe adiabatique représentent la technologie la plus éprouvée pour la méthanation du CO<sub>2</sub> et disponible à l'échelle commerciale [1]. En général, plusieurs réacteurs AFBR (Aerobic Fluidized Bed Reactor) sont utilisés en série, avec un refroidissement entre chaque étape. Cette technique a été développée commercialement par des entreprises telles qu'Air Liquide, Haldor Topsoe et Johnson Matthey (Davy Technologies) [24]. Dans ces systèmes, la gestion de la chaleur exothermique se fait souvent par le recyclage d'une partie du produit dans l'alimentation, comme illustré dans la Figure 4.

Cependant, cette technologie présente des défis, notamment la complexité du procédé due aux exigences de recyclage du produit et à l'intégration de plusieurs échangeurs de chaleur [24]. Cette complexité entraîne des coûts de conception élevés et limite la flexibilité d'adaptation rapide du processus.

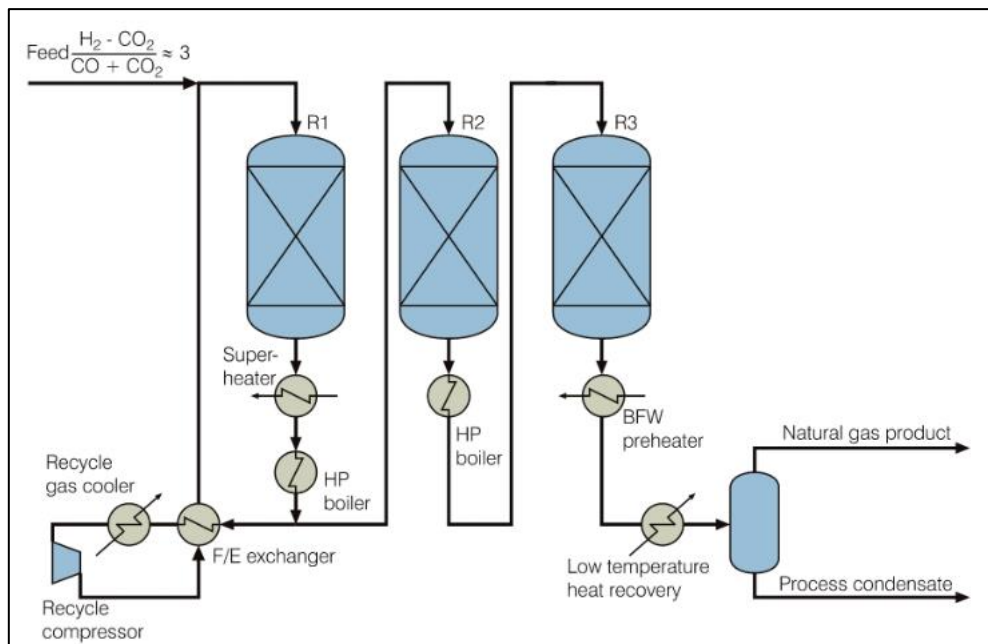


Figure 4: Schéma du procédé de méthanation catalytique intégrant une série de réacteurs (Procédé TREMP de Haldor Topsoe)[25]

A l'échelle industrielle différentes entreprises présentent différentes conceptions pour ces réacteurs de méthanation à lit fixe adiabatique :

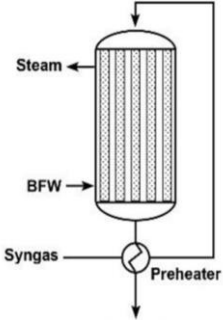
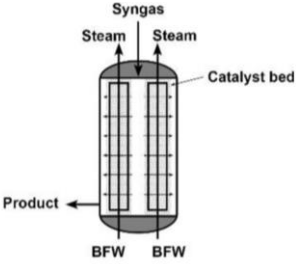
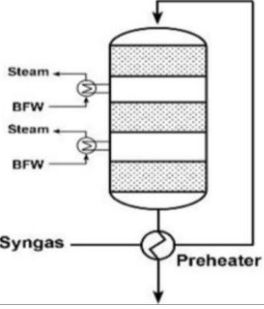
- **Air Liquide** : Développé dans les années 1970, le procédé de méthanation d'air Liquide comprend deux réacteurs à lit fixe avec refroidissement intermédiaire et recyclage de gaz, principalement utilisés dans les raffineries de pétrole brut et les usines de gazéification de charbon [1].
- **Haldor Topsøe** : Le procédé TREMP de l'entreprise danoise inclut 3 à 4 réacteurs à lit fixe adiabatique, conçu pour une méthanation à haute température. Ce procédé repose sur l'utilisation de catalyseurs de méthanation avancés, notamment les catalyseurs MCR-2 et PK-7R, qui permettent une conversion efficace des oxydes de carbone et de l'hydrogène en méthane [26]. Une caractéristique clé du TREMP™ est sa capacité à récupérer efficacement la chaleur exothermique générée lors des réactions de méthanation [25]. Cette chaleur est récupérée sous forme de vapeur surchauffée à haute pression, typiquement à 100 bar g et 540°C, ce qui améliore l'efficacité énergétique globale du processus. Le procédé TREMP a été mis en œuvre dans des installations industrielles [27], notamment dans la plus grande usine mondiale de SNG en Chine, qui utilise le réacteur de méthanation de Haldor Topsoe pour produire du méthane à partir de gaz de synthèse dérivé du charbon.
- **British Gas et Conoco** : Leur procédé HICOM utilise trois réacteurs à lit fixe adiabatique avec refroidissement intermédiaire et recyclage de gaz [1].
- **Ralph M. Parsons (RMP)** : A proposé un procédé sans recyclage de gaz, comprenant 4 à 7 réacteurs avec refroidissement intermédiaire et alimentation en gaz par étapes pour le contrôle de la température [28]. Cependant, aucune installation commerciale n'a été construite avec cette conception [1].
- **Imperial Chemical Industries (ICI) et Koppers** : Ont développé un procédé de méthanation en une seule passe avec une série de réacteurs à lit fixe et ajout de vapeur pour gérer la température [1].
- **Clariant et Foster Wheeler** : Leur technologie de méthanation Vesta, inspirée de l'approche d'ICI, comprend trois réacteurs en série avec ajout de vapeur [1].
- **Johnson Matthey (Davy Technologies)** : S'appuie sur le procédé de méthanation HICOM développé par British Gas et Conoco [1], utilisant trois réacteurs à lit fixe adiabatique avec refroidissement intermédiaire et recyclage de gaz.

### 5.3.2 Réacteur à lit fixe refroidi (isotherme)

Les réacteurs à lit fixe refroidis peuvent prendre plusieurs formes, y compris des réacteurs multitubulaires avec le catalyseur à l'intérieur des tubes et un fluide de refroidissement dans l'enveloppe, ou des réacteurs refroidis par tubes avec un fluide de refroidissement dans les tubes et un catalyseur empilé autour de l'extérieur (voir Tableau 3). Ces réacteurs offrent la possibilité de réduire de manière significative la complexité du processus par rapport aux réacteurs à lit fixe adiabatique [24], mais ils rencontrent des défis importants en matière de contrôle de la température et de chute de pression [1]. Plusieurs entreprises ont développé des technologies de réacteurs à lit fixe refroidis, y compris Etogas. Cependant, Linde est la seule entreprise à avoir commercialisé cette technologie à ce jour [24].

Des études menées par Etogas [24], ont démontré les difficultés à réduire la formation de points chauds en dessous de 625 °C sans dilution de l'alimentation en CH<sub>4</sub>. Cependant, la conséquence de cette dilution en CH<sub>4</sub> est qu'un second réacteur est nécessaire avec une élimination de H<sub>2</sub>O entre les étapes pour atteindre une conversion élevée du CO<sub>2</sub>. Une autre approche pour réduire la formation de points chauds consiste à utiliser des diluants pour le catalyseur, en particulier au sommet du lit de catalyseur [29]. La nature du catalyseur peut également changer le long du lit catalytique [29].

Tableau 3 : Principales configurations de réacteurs à lit fixe refroidi [24]

| Configuration des réacteurs à lit fixe refroidi                                                                             | Description                                                                                                                                                                                                                                                               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  <p>Réacteur échangeur de chaleur</p>     | <p>Le flux de gaz travers les tubes catalytiques, et la chaleur de réaction est échangée avec un fluide circulant côté de la calandre.</p>                                                                                                                                |
|  <p>Réacteur de type à flux radial</p>   | <p>Le gaz entre par la partie supérieure du réacteur et, tout en descendant le long du réacteur, le gaz de synthèse s'écoule radialement à travers le lit catalytique vers le tube collecteur central.</p>                                                                |
|  <p>Réacteur à lit fixe multi-étages</p> | <p>Le lit catalytique est divisé en plusieurs étages pour maintenir une température de réaction constante, et les flux intermédiaires sont refroidis par une série d'échangeurs de chaleur qui génèrent généralement de la vapeur pour la récupération de la chaleur.</p> |

## 5.4 Réacteur à lit fluidisé

### 5.4.1 Réacteur à lit fluidisé (deux phases)

Les réacteurs à lit fluidisé sont des réacteurs adaptés pour les installations à grande échelle [24]. Dans les réacteurs à lit fluidisé (Voir Figure 5), le mélange des solides fluidisés conduit à des conditions presque isothermes, facilitant ainsi le contrôle thermique du réacteur [3]. L'un des principaux avantages de ce concept est la gestion efficace de la chaleur dégagée par la réaction de méthanation [30], permettant l'utilisation d'un seul réacteur avec une conception relativement simplifiée [3]. Cependant, en raison des charges mécaniques élevées résultant de la fluidisation, des processus de dégradation physiques affectent le catalyseur ainsi que les parois du réacteur [31], entraînant une désactivation progressive du catalyseur. Un autre inconvénient est la conversion incomplète du  $\text{CO}_2$  causée par la formation de bulles [24]. De plus, un réacteur à lit fluidisé est limité par la vitesse superficielle du gaz à l'intérieur du réacteur : elle ne peut être trop basse afin d'assurer les conditions minimales de fluidisation. Pour finir, ces réacteurs présentent la difficulté d'exploitation à petite échelle [24].

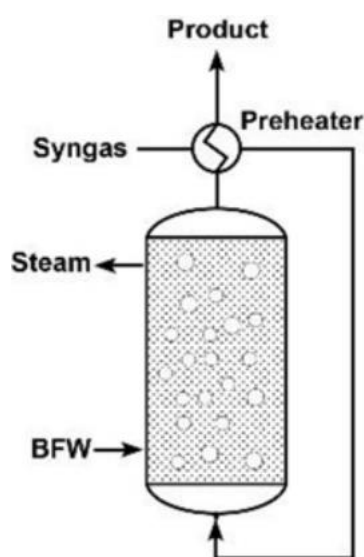


Figure 5: Schéma simplifié d'un réacteur de méthanation à lit fluidisé [24]

### 5.4.2 Réacteur à lit fluidisé triphasique

D'autres concepts reposent sur l'utilisation de réacteurs triphasiques pour la méthanation [32] [11]. Ce réacteur contient un catalyseur en suspension dans une phase liquide inerte et non réactive, comme le dibénzyltoluène (fluide de transfert de chaleur dans le réacteur). Les fines particules de catalyseur sont en suspension en raison du flux de gaz. La présence de la phase liquide, ayant une capacité thermique élevée, permet un contrôle de température efficace et précis : la chaleur de réaction peut être entièrement éliminée, et le réacteur peut fonctionner de manière presque isotherme, ce qui simplifie la conception du procédé [24].

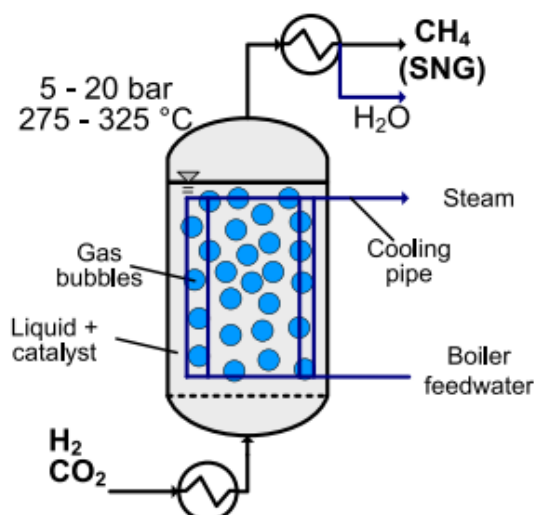


Figure 6: Schéma simplifié d'un réacteur de méthanation triphasique [32]

## 5.5 Microréacteurs

Les microréacteurs ont été développés pour remédier aux inconvénients des réacteurs à lit fixe adiabatiques, notamment les points chauds de température et les fortes pertes de charge [32]

Les technologies de microréacteurs exploitent les taux élevés de transfert thermique axial et radial réalisables dans de petits canaux [24]. Les deux principales technologies de microréacteurs sont les réacteurs à microcanaux et les réacteurs monolithiques. Pour les réacteurs à microcanaux (Figure 7), il est possible d'intégrer de petits canaux de réaction et des canaux de fluide de refroidissement [33] [34].

Le catalyseur peut être soit chargé dans de petits canaux, soit appliqué sur les parois sous forme de revêtement [24]. Traditionnellement, les coûts de construction élevés et les défis opérationnels, tels que les difficultés liées au remplacement du catalyseur, ont limité l'application de ces réacteurs.

Les réacteurs monolithiques offrent une option plus pratique que les réacteurs à microcanaux. Grâce à leur structure métallique interne, les réacteurs monolithiques améliorent le transport thermique radial de deux à trois ordres de grandeur, en raison de la conduction thermique à travers la structure métallique [35]. Les réacteurs à microcanaux, sont des réacteurs très compacts avec un rapport surface/volume élevé [3]. Ils combinent un transfert thermique élevé et une faible perte de charge. Les inconvénients des réacteurs à microcanaux résident dans la complexité du dépôt du catalyseur sur la structure métallique, ainsi que dans la difficulté de remplacer le catalyseur désactivé [3]: une fois le catalyseur désactivé, l'ensemble du réacteur doit être équipé d'un nouveau revêtement catalytique.

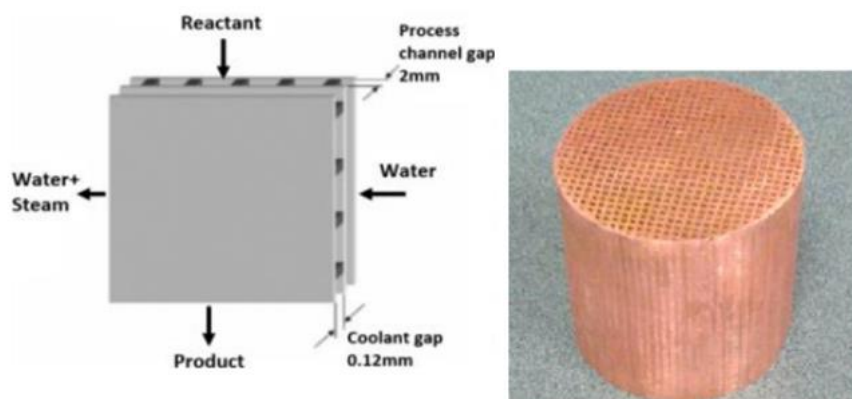


Figure 7: Schéma simplifié des microréacteurs de méthanation. A gauche : réacteur à microcanaux; à droite : structure interne d'un réacteur à monolithe [24]

## 5.6 Synthèse sur les réacteurs de méthanation chimique

Parmi les réacteurs étudiés, toutes les technologies n'ont pas été commercialisées. Le Tableau 4 propose une synthèse des concepts de réacteurs déjà développés et commercialisés, en y incluant certaines données opérationnelles. Tous les procédés analysés utilisent le charbon ou le naphta comme matières premières. Les principales avancées dans le domaine de la production de gaz naturel de synthèse (SNG) à partir de ces ressources datent des décennies allant des années soixante aux années quatre-vingt.

*Tableau 4: Principaux procédés déjà commercialisés pour la méthanation en lit fixe et lit fluidisé [36]*

| Processus / Société                                        | Type de réacteur | Nombre d'étages | Pression (bar) | Température (°C) | Matière première                   |
|------------------------------------------------------------|------------------|-----------------|----------------|------------------|------------------------------------|
| TREMP / Haldor Topsøe                                      | Lit fixe         | 3               | 30             | 300-700          | Charbon, coke de pétrole, biomasse |
| Hicom / British Gas Corp.                                  | Lit fixe         | 4               | 25-70          | 230-640          | Charbon                            |
| RMP / Ralph M. Parson Co.                                  | Lit fixe         | 4-6             | 1-70           | 315-780          | Charbon, fioul lourd               |
| SuperMeth, ConoMeth / Conoco                               | Lit fixe         | 4               | Environ 80     | n. s.            | Charbon                            |
| CRG / British Gas Corp.                                    | Lit fixe         | 2               | Environ 25     | 300              | Naphta (résidus de raffinerie)     |
| Hygas / Institute of Gas Technology                        | Lit fixe         | 2               | 70             | 280-480          | Charbon                            |
| Lurgi, Sasol / Lurgi GmbH (Air Liquide)                    | Lit fixe         | 2               | 18             | Environ 450      | Charbon                            |
| ICI, Koppers / Imperial Chemical Industries                | Lit fixe         | 3               |                | 400-700          | Charbon                            |
| Linde / Linde AG                                           | Lit fixe         | 2               | n. s.          | n. s.            | Charbon                            |
| Bi-Gas / Bituminous Coal Res. Inc                          | Lit fluidisé     | 1               | 86             | n. s.            | Charbon                            |
| Bureau des Mines / Ministère de l'Intérieur des États-Unis | Lit fluidisé     |                 | 20             | 200-400          | Charbon                            |
| Comflux / Thysengas GmbH                                   | Lit fluidisé     | 1               | 20-60          | 400-500          | Charbon (biomasse)                 |

## 5.7 Comparaison entre les différents types de réacteurs de méthanation chimique

Le Tableau 5 présente une comparaison entre les différents types de réacteurs de méthanation, tandis que le Tableau 6 présente les avantages et les inconvénients de chacun. Ces tableaux fournissent une vue d'ensemble des caractéristiques et des performances des réacteurs.

Tableau 5: Comparaison entre les principaux types des réacteurs de méthanation [1]

| Caractéristiques                          | Réacteur adiabatique à lit fixe | Microréacteurs | Réacteurs à lit fluidisé | Réacteurs triphasiques |
|-------------------------------------------|---------------------------------|----------------|--------------------------|------------------------|
| Mode de fonctionnement                    | Adiabatique                     | Polytropique   | Isotherme                | Isotherme              |
| Étages du réacteur                        | 2–7                             | 1–2            | 1–2                      | 1–2                    |
| Plage de température (°C)                 | 250–700                         | 250–500        | 300–400                  | 300–350                |
| Disposition/État du catalyseur            | Empilé                          | Enduit         | Fluidisé                 | Fluidisé ou suspendu   |
| Taille des particules                     | Millimètres                     | <200 µm        | 100–500 µm               | <100 µm                |
| Complexité de l'installation du processus | Élevée                          | Faible         | Faible                   | Faible                 |
| Coûts des réacteurs                       | Moyen                           | Très élevé     | Faible                   | Faible–moyen           |
| Vitesse spatiale de gaz (GHSV)            | Moyen–élevé                     | Élevé          | Moyen–élevé              | Faible–moyen           |
| Niveau de maturité technologique (TRL)    | 9                               | 4–5            | 7                        | 4–5                    |

### 5.7.1 Avantages et inconvénient des réacteurs

Le Tableau 6 synthétise les principaux avantages et inconvénients des principales configuration des réacteurs de méthanation catalytique. En effet, Les réacteurs à lit fixe adiabatique offrent un taux de réaction élevé et une manipulation simple du catalyseur, avec une conception et une mise à l'échelle relativement simples. Cependant, l'évacuation de la chaleur générée par les réactions exothermiques y est complexe, entraînant des gradients de température significatifs. Cette difficulté nécessite souvent l'utilisation de plusieurs réacteurs en série, accompagnés de compresseurs et d'échangeurs de chaleur supplémentaires, augmentant ainsi la complexité et les coûts du procédé.

Les réacteurs à lit fluidisé se distinguent par une évacuation efficace de la chaleur et un transfert de masse optimisé, grâce à une température uniforme au sein du réacteur. Cette homogénéité thermique permet de réaliser le procédé dans un seul réacteur. Néanmoins, le catalyseur y subit une charge mécanique importante, pouvant entraîner sa dégradation physique. De plus, la présence de bulles dans le lit fluidisé peut réduire la conversion de CO<sub>2</sub>. En plus, ce réacteur à lit fluidisé est limité par la vitesse du gaz à l'intérieur du réacteur [3]: elle ne doit pas être trop basse pour assurer les conditions minimales de fluidisation, ni trop élevée pour éviter la non homogénéité de la distribution du catalyseur dans le réacteur.

Les réacteurs triphasiques permettent une évacuation efficace de la chaleur, offrant des conditions isothermes et une moindre sensibilité aux fluctuations du flux d'alimentation. Ils permettent également le remplacement du catalyseur en cours d'opération, réduisant ainsi les temps d'arrêt. Cependant, des limitations existent concernant le transfert de masse. De plus, le liquide de transfert de chaleur peut s'évaporer ou se décomposer, affectant le taux de conversion du CO<sub>2</sub>.

Tableau 6: Avantages et inconvénients des réacteurs de méthanation catalytique [24] [32]

| Type de réacteur     | Lit fixe adiabatique                                                                                                                                                                                                                                                                                       | Lit fluidisé                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Réacteur triphasique                                                                                                                                                                                                                                                   | Microréacteur                                                                                                                                                                                                                                                              |
|----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Avantages</b>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Taux de réaction élevé ;</li> <li>• Faible charge mécanique sur le catalyseur ;</li> <li>• Large gamme d'opération ;</li> <li>• Manipulation du catalyseur simple ;</li> <li>• Dimensionnement et mise à l'échelle simples.</li> </ul>                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evacuation efficace de la chaleur ;</li> <li>• Bon transfert de masse ;</li> <li>• Faible gradient de température (température uniforme) ;</li> <li>• Un seul réacteur nécessaire.</li> </ul>                                                                                                                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evacuation efficace de la chaleur du réacteur ;</li> <li>• Conditions isothermes ;</li> <li>• Moins sensible aux fluctuations du flux d'alimentation ;</li> <li>• Remplacement du catalyseur en cours d'opération.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un rapport surface/volume élevé, améliorent les taux de transfert de chaleur et de masse ;</li> <li>• Haute efficacité thermique ;</li> <li>• Modularité ;</li> <li>• Sensibilité réduite aux conditions d'écoulement.</li> </ul> |
| <b>Inconvénients</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Forte charge thermique sur le catalyseur ;</li> <li>• Élimination de la chaleur difficile ;</li> <li>• Gradients de température ;</li> <li>• Plusieurs réacteurs en série ;</li> <li>• Plusieurs compresseurs et/ou échangeurs de chaleur nécessaires.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Forte charge mécanique sur le catalyseur (attrition) ;</li> <li>• Dégradation physique du catalyseur ;</li> <li>• Réduction de la conversion due à la présence de bulles ;</li> <li>• Défis techniques de la fluidisation (transfert thermique, transfert de masse, vitesse de gaz..)</li> <li>• Réacteurs avec une large géométrie.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Limitations de transfert de masse côté liquide ;</li> <li>• Évaporation et décomposition du liquide de transfert de chaleur.</li> </ul>                                                                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Régime d'écoulement laminaire ;</li> <li>• Technologies non matures.</li> </ul>                                                                                                                                                   |

## 5.8 Méthanation biologique

La méthanation biologique peut être réalisée soit au sein d'un système de digesteur anaérobie, appelé in-situ, soit dans un réacteur séparé et adjacent, appelé ex-situ [9]. La méthanation biologique in situ se déroule dans le digesteur anaérobie, où le gaz H<sub>2</sub> est introduit, généralement par mélange ou diffusion, pour maximiser la surface de contact avec les archées méthanogènes hydrogénotrophes, qui produisent du CH<sub>4</sub> à partir de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub> [37]. La digestion anaérobie (méthanisation) des intrants se produit également dans le réacteur, fournissant des nutriments, contenus dans les substrats digérés, ainsi que du CO<sub>2</sub>, nécessaire à divers microbes via les processus d'acétogenèse, de méthanogenèse et de méthanation.

La méthanation ex-situ a lieu dans un réacteur externe séparé, généralement adapté aux méthanogènes hydrogénotrophes. Des milieux nutritifs spécifiques sont fournis aux microorganismes, dans un environnement contrôlé. L'approvisionnement en réactifs gazeux est également maintenu pour assurer des conditions de croissance optimales et des concentrations de produits adéquates. La purification des gaz reste nécessaire pour garantir des gaz de qualité conformes avant injection dans le réseau, et inclut généralement le séchage du gaz pour éliminer la vapeur d'eau.

Le niveau de maturité technologique (TRL) varie de 6 à 8, selon la configuration choisie [22]. Dans les deux configurations de système (in-situ et ex-situ), la pression et la température sont ajustées en fonction du type de réacteur et du niveau de tolérance de la charge bactérienne.

La méthanation biologique peut être un processus énergivore en raison de la nécessité d'assurer la solubilisation efficace de l'hydrogène et son absorption par les archées, comme l'utilisation d'agitateurs intenses, des compresseurs et la recirculation des gaz et des liquides [22]. Cela entraîne des besoins énergétiques plus élevés, lesquels sont encore amplifiés par le mode de fonctionnement continu, qui accroît la consommation d'énergie de l'installation de méthanation.

### 5.8.1 Méthanation biologique in-situ

Dans la configuration in situ, qui ne s'applique qu'au recyclage du  $\text{CO}_2$  provenant des installations de digestion anaérobie, la réaction de méthanation se déroule directement dans le digesteur de biogaz (voir Figure 8). Du méthane supplémentaire peut être généré non seulement en convertissant le  $\text{CO}_2$  produit en interne pendant la digestion, mais aussi par les voies métaboliques des micro-organismes présents dans le réacteur. Cela entraîne à la fois une augmentation globale du rendement en biométhane par rapport à une quantité donnée de matière première et une concentration plus élevée de  $\text{CH}_4$  dans le biogaz final produit.

L'un des principaux avantages de la méthanation biologique in situ est qu'il n'est pas nécessaire de disposer d'un système ou d'un réacteur supplémentaire, car la méthanation se produit dans le réacteur de digestion lui-même. Cela peut réduire considérablement l'investissement initial requis pour la construction. Le biogaz provenant de l'espace supérieur du réacteur est pompé vers le bas des fermenteurs pour garantir un mélange adéquat du contenu du réacteur et une conversion élevée de  $\text{H}_2$  et  $\text{CO}_2$  en  $\text{CH}_4$  [22].

Le débit de  $\text{H}_2$  doit être soigneusement contrôlé. D'une part, en raison de la faible solubilité du  $\text{H}_2$ , il convient de choisir une configuration qui assure un transfert suffisamment élevé de  $\text{H}_2$  de la phase gazeuse vers la phase liquide [38]. D'autre part, un excès en  $\text{H}_2$  peut consommer le  $\text{CO}_2$  et ainsi diminuer le pH dans le système à des niveaux défavorables pour les bactéries [22]. D'autres paramètres influençant le processus incluent le volume du réacteur, la température, la pression, le temps de rétention hydraulique et la configuration du réacteur [37].

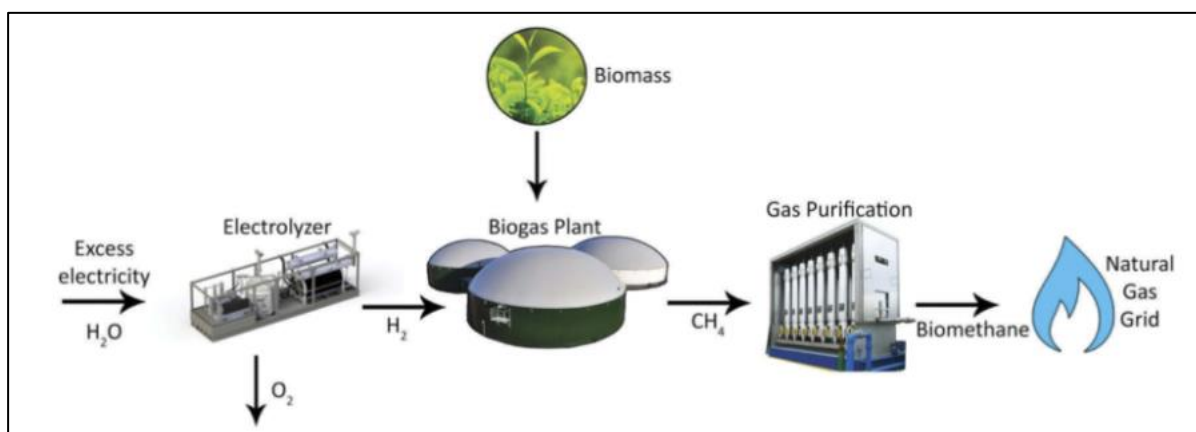


Figure 8: Schéma simplifié de la méthanation biologique in-situ (adapté de [37])

### 5.8.2 Méthanation biologique ex situ

Dans la configuration ex situ, la réaction se déroule dans un réacteur de méthanation séparé, contenant la culture microbienne et les nutriments nécessaires à la conversion. L'approvisionnement en  $\text{CO}_2$  peut être soit un flux de  $\text{CO}_2$  pur, soit une partie d'un mélange gazeux (comme le biogaz ou le gaz de synthèse) et est fourni dans un rapport stœchiométrique avec l'hydrogène [22]. Dans ce processus, la concentration finale de  $\text{CH}_4$  se situe généralement entre 79 et 98 % en volume [22].

Cette configuration est plus simple par rapport à la configuration in situ, car l'étape de méthanation n'interfère pas avec le digesteur. Cela augmente la stabilité du processus. L'installation ex situ présente également des applications industrielles plus larges que l'in situ [22], car la source de  $\text{CO}_2$  peut être diversifiée et ne doit pas nécessairement provenir des installations de biogaz.

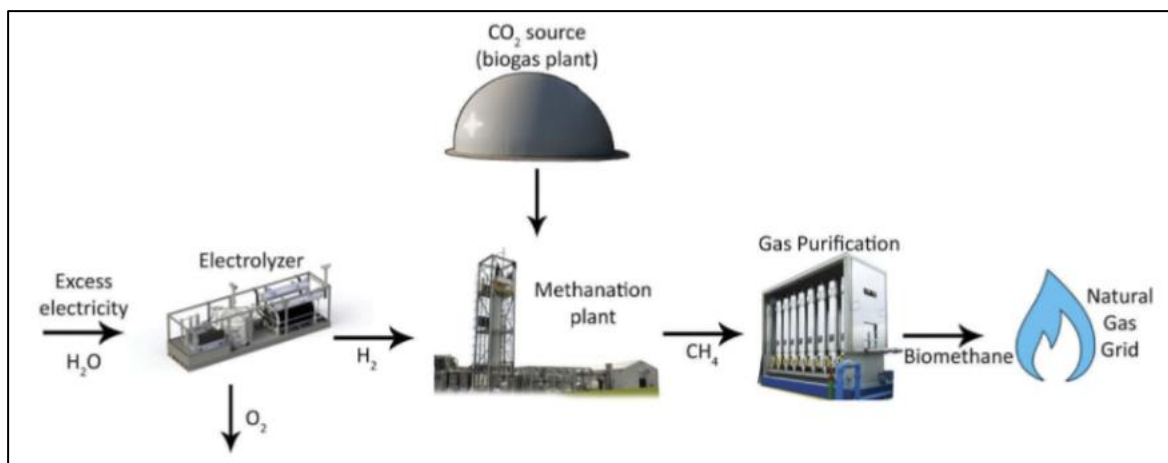


Figure 9: Schéma simplifié de la méthanation biologique ex-situ (adapté de [37])

### 5.8.3 Configuration des réacteurs utilisés dans la méthanation biologique

#### 5.8.3.1 Réacteur continu parfaitement agité (CSTR)

Les réacteurs continus parfaitement agités (CSTR) sont considérés comme le principal type de réacteur utilisé pour la biométhanation [38]. Les CSTR sont utilisés pour les processus de biométhanation in situ et ex situ. Ces réacteurs sont équipés d'un mécanisme d'agitation et d'un diffuseur de gaz, qui fonctionnent en parallèle pour introduire et distribuer l'hydrogène dans le milieu réactionnel. Le diffuseur délivre l'hydrogène sous forme de microbulles, offrant un rapport surface/volume élevé qui optimise le transfert de gaz dans le liquide [39].

La conception des CSTR vise à optimiser l'interface gaz-liquide, facilitant ainsi la diffusion de l'hydrogène dans le milieu liquide [38]. L'hydrogène étant un gaz peu soluble, un taux élevé de transfert de masse entre l'hydrogène et le liquide est donc crucial dans le processus de biométhanation. En raison de leur grande capacité d'adaptation, les CSTR peuvent être utilisés pour des applications industrielles à grande échelle. Ils permettent également un contrôle précis des paramètres de réaction, tels que la température, le pH, et les vitesses de transfert de gaz, rendant le processus de méthanation plus stable et fiable.

L'utilisation du concept de réacteur CSTR est mise en œuvre avec succès par Electrochaea GmbH [40], une entreprise active dans le secteur de la biométhanation. L'approvisionnement en  $H_2$  dans le système est assuré par une combinaison de bullage et d'agitation active. Ces méthodes, combinées à une pression et une température spécifiques, améliorent efficacement le transfert et la conversion de  $H_2$ , produisant des résultats optimaux [38].

La géométrie de l'agitateur elle-même a été démontré qu'elle a un impact sur le processus de méthanation [41]. En effet, à une vitesse spécifique, un agitateur de type Rushton a permis d'augmenter le coefficient de transfert de masse volumique, un paramètre clé pour évaluer l'efficacité du transfert de l'hydrogène de la phase gazeuse vers la phase liquide, où il est ensuite utilisé par les microorganismes pour des réactions biochimiques. Ce coefficient a été amélioré de 124 % avec un agitateur Rushton par rapport à un agitateur à pales droites. De plus, l'utilisation de l'agitateur Rushton a favorisé une augmentation du taux de croissance cellulaire de *Methanococcus thermolithotrophicus* dans des expériences de culture pure, comme le rapporte cette étude.

La géométrie de l'agitateur a elle-même été identifiée comme ayant un impact significatif sur le processus de méthanation [42]. En effet, selon [41], et à une vitesse spécifique, un agitateur de type Rushton a permis d'augmenter le coefficient de transfert de masse volumique ( $kLa$ ), un paramètre clé pour évaluer l'efficacité du transfert de l'hydrogène de la phase gazeuse vers la phase liquide, où il est ensuite utilisé par les microorganismes pour des réactions biochimiques. Ce coefficient a été amélioré de 124 % avec un agitateur Rushton par rapport à un agitateur à pales droites. De plus, l'utilisation de l'agitateur Rushton a favorisé une augmentation du taux de croissance cellulaire de *Methanococcus thermolithotrophicus* dans des expériences de culture pure, comme le rapporte cette étude.

L'influence de la vitesse d'agitation a également été examinée [43]. Il a été démontré que l'intensité du mélange dans les systèmes CSTR impacte directement la production maximale de méthane atteignable. Une augmentation de la vitesse d'agitation dans le CSTR améliore ainsi le  $kLa$  et, par conséquent, l'apport de gaz aux méthanogènes, favorisant une biométhanation plus efficace.

La capacité des CSTR à maintenir un environnement de culture microbienne homogène grâce à l'agitation permet également une croissance microbienne plus uniforme et un rendement en méthane élevé, en améliorant le  $kLa$ . Cependant, l'agitation intense augmente la consommation énergétique du procédé.

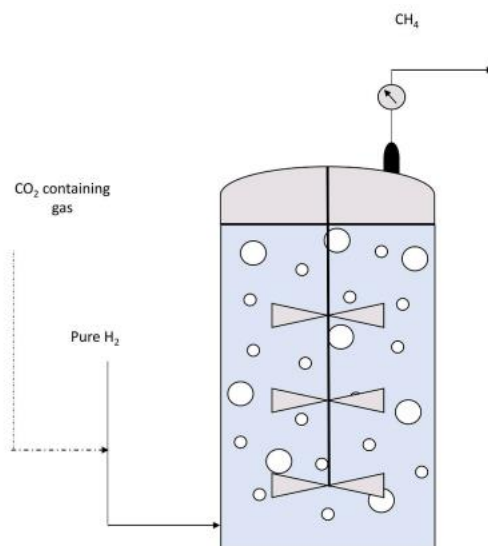


Figure 10 : Schéma simplifié d'un réacteur CSTR de méthanation biologique [38]

#### 5.8.3.2 Réacteur à percolation

Le réacteur à percolation constitue une des configurations les plus favorables dans le processus de méthanation biologique ex-situ [44] [45]. Ce type de réacteur a été démontré à une échelle semi-industrielle au sein de la station d'épuration de Garching (Allemagne) [46].

Les réacteurs à percolation sont des colonnes remplies de gaz et garnies de matériau porteur de biomasse (lit de remplissage). Les microorganismes méthanogènes sont en suspension dans le liquide de procédé, qui ruisselle sur le lit de remplissage. Grâce au processus de ruissellement, les microorganismes peuvent s'immobiliser dans un biofilm à la surface du lit de remplissage. De plus, le ruissellement apporte des nutriments essentiels aux microorganismes méthanogènes présents dans le biofilm. Le milieu liquide du réacteur est continuellement recyclé, garantissant un apport suffisant en nutriments [45]. Ainsi, le fonctionnement de ces réacteurs ne nécessite pas de mélange continu. La Figure 11 représente un schéma simplifié de ce type de réacteur.

La conversion biologique des gaz s'effectue principalement dans la phase gazeuse autour du lit de remplissage (volume de réaction) [47]. La demande énergétique du réacteur à percolation est considérablement inférieure à celle d'un réacteur continu parfaitement agité (CSTR) [10], en raison du fait que le liquide doit seulement être pompé jusqu'à la partie supérieure de la colonne, sans qu'il soit nécessaire de dépenser de l'énergie supplémentaire pour disperser le liquide en gouttelettes.

Néanmoins, plusieurs défis techniques doivent être relevés, tels que [45] : le choix du rapport hauteur-diamètre optimal, la mise en place d'une stratégie de ruissellement efficace, la gestion de la production d'eau métabolique, ainsi que l'élaboration d'une méthode appropriée d'alimentation en gaz.

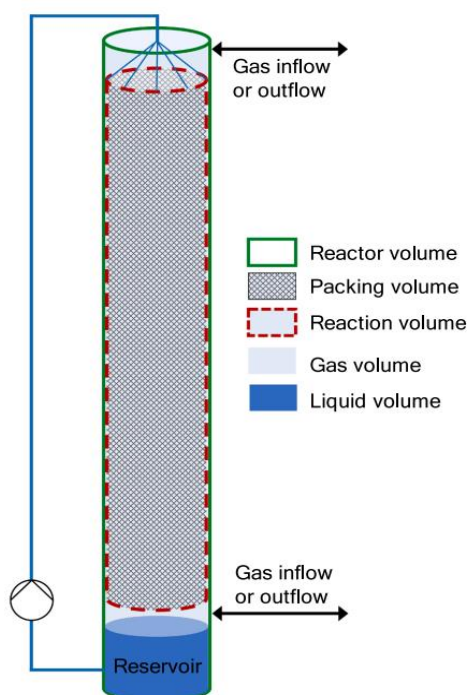


Figure 11: Schéma simplifié d'un réacteur de méthanation à percolation [47]

#### 5.8.4 Synthèse comparative des voies de méthanation biologique : in-situ et ex-situ

Comme discuté précédemment, la différence entre les deux voies de méthanation biologique réside dans le fait de réaliser le processus de méthanation dans le même réacteur de biodigestion ou l'utilisation d'un réacteur séparé.

L'avantage du procédé in situ est qu'il élimine le besoin d'un réacteur supplémentaire et permet l'utilisation directe du  $\text{CO}_2$  résiduel produit lors de la dégradation anaérobie de la biomasse comme réactif pour la méthanation. Cependant, cette solution présente quelques inconvénients. En effet, l'injection de l'hydrogène augmente la pression partielle et les bactéries peuvent se retrouver dans un environnement inadapté [42]. Cela est dû au fait qu'une pression partielle élevée d'hydrogène peut entraîner une inhibition directe de l'hydrolyse et de l'acétogenèse (étapes de la digestion anaérobie) [48], étant donné que l'hydrogène est un sous-produit de ces réactions. De plus, la pression partielle élevée d'hydrogène peut inhiber également l'étape de méthanogenèse, qui dépend des deux étapes précédentes (hydrolyse et de acétogenèse). De plus la vitesse relativement lente de la digestion anaérobie limite la vitesse maximale du processus de méthanation [48].

À l'inverse, le processus ex situ permet une optimisation indépendante des paramètres opérationnels spécifiques à l'étape de méthanation. [48]. Un autre avantage réside dans la possibilité d'utiliser, en plus du biogaz brut contenant du  $\text{CO}_2$ , diverses sources externes de  $\text{CO}_2$  résiduel, ce qui augmente la flexibilité du processus. De plus, Les systèmes ex situ présentent généralement une teneur plus élevée en  $\text{CH}_4$  (>96 %) dans le gaz de sortie [45]. Cette solution demande néanmoins un investissement plus conséquent du fait de la nécessité de disposer d'une installation indépendante.

## 6 Synthèse sur les différentes voies de méthanation : chimique et biologique

Chaque procédé de méthanation se caractérise par des conditions techniques et opératoires spécifiques. La méthanation thermochimique, utilise des catalyseurs métalliques, comme par exemple Ni/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> [9] [37], pour catalyser la réaction de méthanation. Ce procédé fonctionne à des températures élevées comprises entre 200 et 550 °C, en fonction de l'activité optimale du catalyseur, et sous des pressions pouvant atteindre 100 bars, car la méthanation est thermodynamiquement plus favorable à haute pression d'opération [1] [49]. En raison de la conception du réacteur et du catalyseur, la méthanation catalytique est caractérisée par des rendements volumétriques élevés et une sélectivité élevée en méthane [10]. Cependant, une restriction majeure de la méthanation chimique est la nécessité de hautes puretés des gaz réactifs en raison de la sensibilité du catalyseur métallique aux contaminants tels que le sulfure d'hydrogène [50] [3].

La méthanation biologique utilise des microorganismes méthanogènes, pour amorcer la réaction de méthanation. Par conséquent, les réacteurs fonctionnent généralement à des températures comprises entre 37 et 65 °C et à des pressions de 1 à 10 bars pour répondre aux conditions de croissance optimales de ces microorganismes [37]. De plus, les méthanogènes sont plus robustes face aux fluctuations de l'alimentation en gaz réactifs et aux impuretés telles que le sulfure d'hydrogène [10] [50], comparativement aux catalyseurs métalliques. La principale limitation du procédé biologique est le faible transfert de masse de l'hydrogène du gaz au liquide, ce qui entraîne des rendements volumétriques plus faibles et nécessite des dimensions de réacteur plus grandes [10]. Le Tableau 7, présente les principales caractéristiques techniques et opérationnelles des procédés de méthanation.

*Tableau 7: Synthèse sur les principales caractéristiques techniques et opérationnelles des systèmes de méthanation*

| Aspect                           | Méthanation chimique                                                                                                  | Méthanation biologique                                                                                                              |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Processus</b>                 | Utilise des catalyseurs métalliques pour faciliter la réaction de Sabatier [9] [37]                                   | Utilise des micro-organismes méthanogènes (Archaea) pour convertir le CO <sub>2</sub> et le H <sub>2</sub> biologiquement [9], [37] |
| <b>Conditions opératoires</b>    | Hautes températures (200–550°C)<br>Pressions jusqu'à 100 bars [1]                                                     | Températures modérées en conditions mésophiles (35 - 40°C) ou thermophiles (55 - 65°C) [37]<br>Pressions entre 1 et 10 bars [37]    |
| <b>Sensibilité du catalyseur</b> | Sensible aux impuretés telles que le sulfure d'hydrogène, nécessitant des gaz d'alimentation de haute pureté [50] [3] | Plus tolérant aux impuretés, permettant l'utilisation de gaz d'alimentation moins purifiés [50]                                     |
| <b>Vitesse de réaction</b>       | Vitesse de réaction élevée grâce à une cinétique favorable à haute température avec présence de catalyseur [37]       | Vitesse de réaction plus faible en raison des limitations de transfert de masse dans les systèmes gaz-liquide [37]                  |
| <b>Consommation d'énergie</b>    | Besoin d'énergie plus élevé en raison des conditions de température et de pression élevées [37]                       | Consommation d'énergie moindre grâce à des conditions opératoires plus modérées [37]                                                |
| <b>Complexité du système</b>     | Nécessite des systèmes robustes pour gérer les hautes températures et pressions [1]                                   | Systèmes plus simples [1]                                                                                                           |
| <b>Applications</b>              | Bien adapté aux opérations continues à grande échelle [51]                                                            | Convient aux applications de plus petite échelle ou décentralisées [51]                                                             |

## 7 Veille sur les projets et installations de méthanation pour la production d'e-méthane en Europe et en France.

### 7.1 Projets et installations en Europe

#### 7.1.1 Aperçu des projets d'e-méthane en Europe

Le Tableau 8 présente une vue d'ensemble des installations et des projets de méthanation en Europe, en classant ces unités selon leur approvisionnement énergétique et leur statut de développement. Ces données proviennent d'une étude publiée en septembre 2024 par l'EBA (European Biogas Association) [22], et reposent sur des données collectées jusqu'à la fin de l'année 2023.

Tableau 8: Aperçu des projets d'e-méthane en Europe [22]

| Installation/ projet         | Nombre total d'installations | Installations opérationnelles en 2023 | Installations en cours de construction/ plan | Capacité de production prévue (GWh/an) |
|------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------|
| Entièrement renouvelable     | 44                           | 32                                    | 12                                           | 2773                                   |
| Partiellement renouvelable*  | 6                            | 3                                     | 3                                            | 36                                     |
| Partiellement renouvelable** | 5                            | 0                                     | 5                                            | 12                                     |
| Non renouvelable             | Na                           | Na                                    | Na                                           | Na                                     |
| Total                        | 55                           | 35                                    | 20                                           | 2820                                   |

\*CO<sub>2</sub> fossile + hydrogène vert/ électricité

\*\*CO<sub>2</sub> biogénique+ hydrogène/ électricité non-renouvelable

#### Statut de développement des installations :

Sur un total de 55 installations, 35 sont opérationnelles en 2023, représentant environ 64 % des projets, majoritairement dans la catégorie des installations entièrement renouvelables. Les 20 installations restantes, soit environ 36 % des projets totaux, 12 sont en cours de construction [22].

#### Un fort engagement vers une méthanation respectueuse de l'environnement

Les installations entièrement renouvelables sont les plus représentées avec 44 installations, dont 32 sont déjà opérationnelles et 12 en développement. Ces installations utilisent uniquement de l'électricité d'origine renouvelable ainsi que du CO<sub>2</sub> biogénique pour la production de méthane, totalisant une capacité de production prévue très élevée de 2773 GWh/an, ce qui représente plus de 98 % de la capacité totale. Ces chiffres soulignent un fort engagement vers une méthanation durable et respectueuse de l'environnement.

#### Une méthanation partiellement renouvelable en cours de développement :

Le reste des installations sont partiellement renouvelables Selon [22]. Six installations, dont trois sont opérationnelles et trois en développement, utilisent du CO<sub>2</sub> fossile associé à de l'électricité renouvelable ou à de l'hydrogène vert. De plus, cinq projets en cours de développement combineront du CO<sub>2</sub> biogénique avec de l'électricité non renouvelable.

#### Note :

Il n'y a aucune donnée fournie pour les installations non renouvelables dans le rapport d'étude [22], indiquant soit une absence d'installations entièrement non renouvelables, soit un manque d'information ou une absence d'intérêt dans le rapport pour ces unités.

### 7.1.2 Typologies des installations de méthanation en Europe

Les installations de méthanation se répartissent majoritairement entre trois types : les installations industrielles représentent 47 % du total, suivies des installations pilotes à 29 % et des démonstrateurs à 18 %, comme illustré dans la Figure 12. Ces chiffres montrent une orientation significative vers des projets à grande échelle.

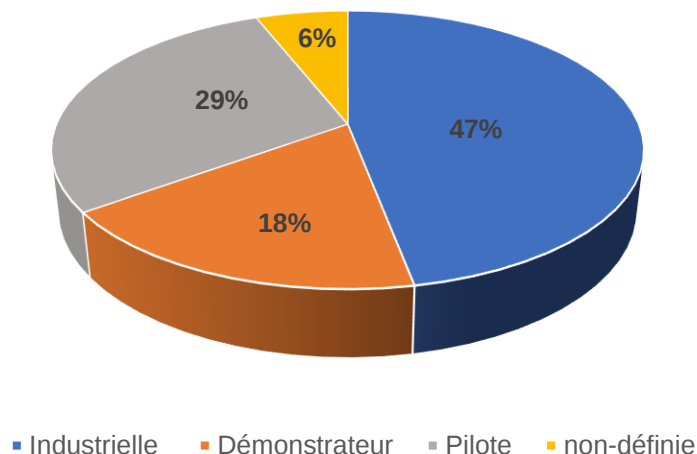


Figure 12: Echelle d'installations de production d'e-méthane [22]

### 7.1.3 Croissance du nombre d'installations de méthanation en Europe

Selon EBA (l'European Biogas Association) [22], une augmentation significative du nombre d'installations de méthanation en Europe est prévue entre 2024 et 2027. La Figure 13 illustre la croissance des installations de méthanation par pays, montrant que la France, la Finlande, et l'Allemagne devraient être les principaux moteurs de cette expansion. Une liste non exhaustive des projets et installations de méthanation en Europe est mentionnée en Annexe 2.

De plus, l'EBA [52] indique que 10 pays européens disposent actuellement d'installations opérationnelles ou prévoient d'en établir d'ici 2027.

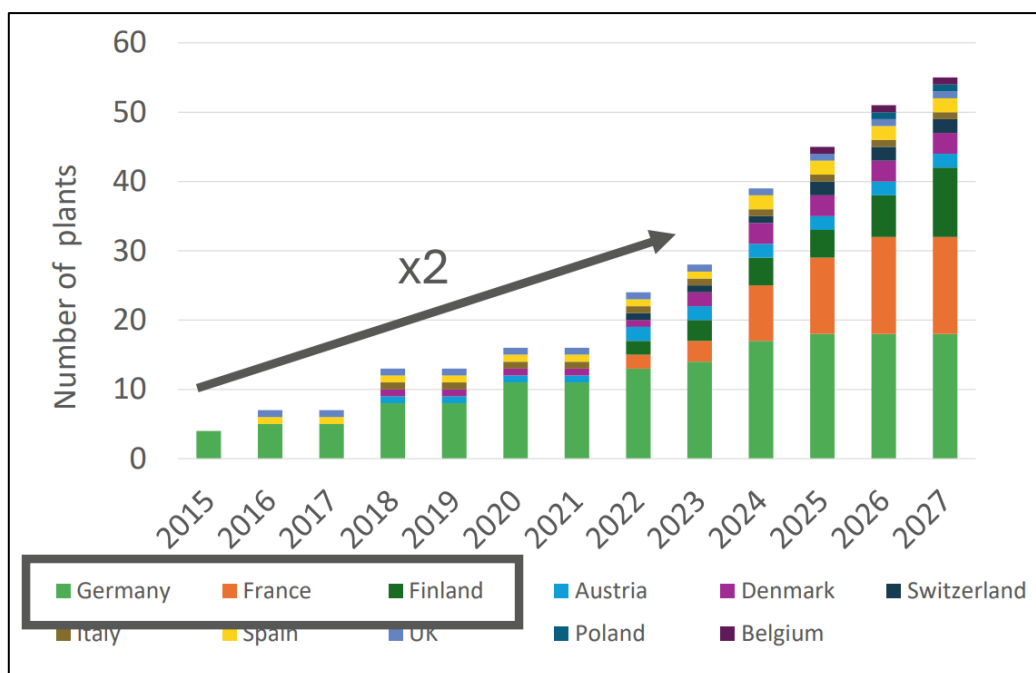


Figure 13 : Augmentation du nombre d'installations de production d'e-méthane en Europe selon les pays [52]

## 7.2 Projets et installations en France

En France, plusieurs projets de méthanation sont actuellement en phase de développement, construction, ou opération, intégrant des technologies biologiques et catalytiques (cf. Tableau 9). Ces initiatives visent la capture et la valorisation du CO<sub>2</sub>, principalement issu de sources biogéniques, notamment à partir de biogaz de méthanisation, bien qu'une autre installation prévoie d'exploiter également des sources fossiles (Installation Jupiter 1000 en Fos-Sur-Mer). Parmi ces projets, des installations comme MéthyCentre (Storengy) et Biofactory Pau sont en construction, tandis que d'autres, tels que METHA2 et MarHysol, se concentrent sur des essais à l'échelle pilote. La plupart des mises en service sont prévues entre 2022 et 2026, témoignant d'une expansion et d'une montée en maturité de la méthanation en France. Avec un intérêt particulier pour des démonstrateurs et des installations industrielles, cette diversité technologique et d'échelle illustre l'engagement vers la transition énergétique et la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Tableau 9: Installations de méthanation en France

| Localisation              | Nom du projet          | Type de technologie | Statut                           | Echelle       | Mise en service (ou prévue) | Sources de CO <sub>2</sub>                 | Source    |
|---------------------------|------------------------|---------------------|----------------------------------|---------------|-----------------------------|--------------------------------------------|-----------|
| Ludiès                    | OCCI-Biome             | Biologique ex-situ  | Sous étude/ étude de faisabilité | Industrielle  | 2025                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [53]      |
| Angé (41)                 | MéthyCentre (Storengy) | Biologique ex-situ  | En construction                  | Démonstrateur | 2023                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [54] [55] |
| Audun-le-Tiche            | METHA2                 | Catalytique         | En construction                  | Pilote        | 2022                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [56]      |
| Lescar                    | Biofactory Pau         | Catalytique ex-situ | En construction                  | Industrielle  | 2024                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [54] [22] |
| Marmagne, Cher            | MarHysol               | Catalytique ex-situ | Sous étude/ étude de faisabilité | Industrielle  | 2026                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [57]      |
| Bonneuil-en-France        | STEP de Bonneuil       | na                  | Sous étude/ étude de faisabilité | Industrielle  | Non précisée                | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [22]      |
| Perpignan                 | STEP de Perpignan      | Biologique ex-situ  | Sous étude/ étude de faisabilité | Industrielle  | 2023                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [54]      |
| Sempigny                  | EnergO                 | Plasma-catalytique  | Opérationnelle                   | Démonstrateur | 2022                        | Biogaz (Méthanisation)                     | [58]      |
| Fos-sur-Mer               | Jupiter 1000           | Catalytique         | En construction                  | Démonstrateur | 2020                        | Fossile/ CO <sub>2</sub> industrielle      | [59] [60] |
| Lesquiellès-Saint-Germain | Denobio-Enosis         | Biologique ex-situ  | En construction                  | Démonstrateur | 2025                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [61]      |
| Le Havre                  | Methan'Up              | Catalytique         | Sous étude/ étude de faisabilité | Pilote        | 2024                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [62]      |
| Epinal                    | BIMOTEP-Enosis         | Biologique ex-situ  | Opérationnelle                   | Démonstrateur | 2022                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (gazéification) | [63]      |
| Toulouse                  | SOLIDIA-Enosis         | Biologique ex-situ  | Opérationnelle                   | Démonstrateur | 2018                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [64]      |
| Saint-Florentin           | Hyaunais               | Biologique ex-situ  | En construction                  | Industrielle  | 2024                        | CO <sub>2</sub> Biogénique (méthanisation) | [65]      |

- **Jupiter 1000**

En 2014, GRTgaz a lancé un projet démonstrateur avec plusieurs partenaires français : McPhy Energy pour l'électrolyse, Atmostat et le CEA pour le réacteur de méthanation, Leroux et Lotz pour la capture de CO<sub>2</sub>, et CNR pour l'électricité renouvelable et la gestion à distance de l'installation. GRTgaz et Teréga supervisent l'injection dans les réseaux de gaz, et le Grand Port Maritime de Marseille a construit la canalisation acheminant le CO<sub>2</sub> vers Jupiter 1000, situé à Fos-sur-Mer.

Le surplus d'électricité renouvelable (éolienne et photovoltaïque) est converti en hydrogène par deux électrolyseurs et en méthane de synthèse grâce à un réacteur de méthanation alimenté en CO<sub>2</sub> capté des fumées industrielles d'Asco Industries, une aciérie voisine. Depuis juillet 2022, le réacteur expérimente la production d'e-méthane à partir de CO<sub>2</sub> recyclé et d'hydrogène renouvelable.

- **Biofactory Pau**

Il s'agit d'une collaboration entre Suez et Storengy pour une réalisation industrielle innovante de captage et de valorisation de 100 % du CO<sub>2</sub> émis par la digestion des boues par méthanisation de la station de traitement des eaux usées de Lescar (Pau) [14]. Ce projet est considéré comme étant le premier projet industriel en France à combiner la production de biométhane et de e-méthane produit par électrolyse et méthanation catalytique [66]. Un électrolyseur d'eau de 1MW sera alimenté par des panneaux photovoltaïques [54].

La centrale permettra de produire 124 Nm<sup>3</sup>/h de biométhane total produit, en plus de 69 Nm<sup>3</sup>/h de méthane de synthèse, soit 13 GWh/an de méthane au total. L'injection de biométhane dans le réseau est prévue pour 2024 [22].

- **Méthycentre**

Ce projet de démonstration du Power-To-Gas, lancé en 2019, est associé à une unité de méthanisation agricole située à Angé (41). Piloté par la société Storengy, le projet a débuté sa phase expérimentale d'exploitation du Power-To-Gas en 2022.

L'unité produira 3 types de gaz verts : de l'hydrogène destiné à la mobilité et à la méthanation, du biométhane et du méthane de synthèse, injectés grâce à un même poste d'injection sur le réseau de distribution. En effet, les surplus d'énergie solaire et éolienne, ainsi que le CO<sub>2</sub> produit par la méthanisation des déchets agricoles, sont valorisés pour produire le biométhane, l'hydrogène et le méthane de synthèse. L'hydrogène produit, d'environ 5 kg/j, est utilisé pour alimenter les véhicules, tandis que le méthane de synthèse et le biométhane, d'environ 50 Nm<sup>3</sup>/h, sont injectés dans le réseau de gaz.

- **Hycaunais**

Piloté par Storengy, Hycaunais est un projet localisé à Saint-Florentin, couplant l'électrolyse à la méthanation et à une installation de méthanisation produisant du biogaz. Son objectif est de valoriser le CO<sub>2</sub> résiduel provenant du biogaz à l'aide du procédé de méthanation. L'hydrogène, produit à partir d'électricité éolienne via un électrolyseur de 1 MW, est utilisé dans ce processus. Le méthane de synthèse généré sera injecté directement dans le réseau de gaz. Le projet prévoit une production annuelle de 94 tonnes d'hydrogène renouvelable, avec un démarrage d'exploitation attendu en 2024 [65].

- **STEP de Perpignan**

Porté par la communauté urbaine Perpignan Méditerranée Métropole avec une injection prévu en 2023 ce projet vise à installer un réacteur de méthanation biologique, fournie par un acteur occitan, sur l'unité existante de méthanisation de boues de station d'épuration. L'hydrogène sera livré depuis le futur hub industriel régional de production d'hydrogène de Port-La-Nouvelle.

## 8 Conclusions et perspectives

La méthanation est une technologie prometteuse permettant de transformer le CO<sub>2</sub> en méthane de synthèse grâce à deux approches principales : biologique, utilisant des archaea méthanogènes en réacteurs in-situ ou ex-situ, et chimique catalytique, basée sur des catalyseurs métalliques comme le nickel, offrant une maturité technologique éprouvée grâce à des décennies de développement industriel par des acteurs tels qu'Air Liquide ou Haldor Topsøe. Bien que plus récente, la méthanation biologique connaît une montée en puissance rapide en Europe et en France, notamment pour la valorisation du CO<sub>2</sub> biogénique issu de la méthanisation. Son aspect complémentaire la rend particulièrement attractive pour les installations intégrant des processus biologiques (méthanisation), comme le montrent plusieurs projets décrits dans ce rapport.

L'Europe joue un rôle central dans le développement de la méthanation, soutenue par des politiques ambitieuses en faveur de la transition énergétique. La France, l'Allemagne et la Finlande se distinguent comme les principaux moteurs de cette expansion. En France, des projets diversifiés, tels que MéthyCentre et Biofactory Pau, intègrent différentes approches de méthanation (biologique et catalytique), témoignant d'un engagement fort envers la décarbonation et la production de méthane de synthèse, tout en favorisant la substitution progressive des énergies fossiles. Les avantages de la méthanation renforcent cet intérêt : en valorisant le CO<sub>2</sub>, elle réduit significativement les émissions de gaz à effet de serre, tout en offrant une flexibilité énergétique grâce à l'injection de méthane dans les réseaux gaziers existants. Par ailleurs, elle génère des synergies avec d'autres technologies, telles que la gazéification et la méthanisation, maximisant l'utilisation des ressources disponibles et soutenant une transition énergétique intégrée.

La méthanation, en pleine expansion, offre des perspectives prometteuses pour la transition énergétique, mais nécessite une attention particulière pour maximiser son potentiel tout en anticipant les défis à venir. En s'appuyant sur les projets actuellement en développement (2022-2026), il sera crucial de maintenir une veille active sur son évolution technologique en France. La présente note constituera une base solide pour entreprendre, dès 2025, dans le cadre du programme d'appui SIT01, une première analyse des risques associés à ces installations, en incluant les risques accidentels et les impacts environnementaux spécifiques à cette technologie. Ces travaux pourront servir de support, à terme, pour l'élaboration et à la définition d'un cadre réglementaire adapté à la méthanation en France, afin d'assurer son déploiement propre et sûr et de renforcer son intégration dans la transition énergétique nationale.

## 9 Références

- [1] S. Rönsch *et al.*, « Review on methanation – From fundamentals to current projects », *Fuel*, vol. 166, p. 276-296, févr. 2016, doi: 10.1016/j.fuel.2015.10.111.
- [2] M. Bailera, P. Lisbona, L. M. Romeo, et S. Espatolero, « Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO<sub>2</sub> », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, p. 292-312, mars 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.130.
- [3] M. Götz *et al.*, « Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review », *Renew. Energy*, vol. 85, p. 1371-1390, janv. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [4] K. Ghaib, K. Nitz, et F. Ben-Fares, « Chemical Methanation of CO<sub>2</sub>: A Review », *ChemBioEng Rev.*, vol. 3, n° 6, p. 266-275, déc. 2016, doi: 10.1002/cben.201600022.
- [5] M. Zavarkó, A. R. Imre, G. Pörzse, et Z. Csédy, « Past, Present and Near Future: An Overview of Closed, Running and Planned Biomethanation Facilities in Europe », *Energies*, vol. 14, n° 18, p. 5591, sept. 2021, doi: 10.3390/en14185591.
- [6] J. A. Hernandez Lalinde, P. Roongruangsree, J. Ilsemann, M. Bäumer, et J. Kopyscinski, « CO<sub>2</sub> methanation and reverse water gas shift reaction. Kinetic study based on *in situ* spatially-resolved measurements », *Chem. Eng. J.*, vol. 390, p. 124629, juin 2020, doi: 10.1016/j.cej.2020.124629.
- [7] Sabatier P, Senderens J-B., « Comptes Rendus Des Séances De L'Académie Des Sciences. », vol. Section VI – Chimie. Paris: Imprimerie Gauthier-Villars, 1902.
- [8] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer, et S. M. A. Biollaz, « Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009 », *Fuel*, vol. 89, n° 8, p. 1763-1783, août 2010, doi: 10.1016/j.fuel.2010.01.027.
- [9] I. Angelidaki *et al.*, « Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives », *Biotechnol. Adv.*, vol. 36, n° 2, p. 452-466, mars 2018, doi: 10.1016/j.biotechadv.2018.01.011.
- [10] M. Thema *et al.*, « Biological CO<sub>2</sub>-Methanation: An Approach to Standardization », *Energies*, vol. 12, n° 9, Art. n° 9, janv. 2019, doi: 10.3390/en12091670.
- [11] J. Lefebvre, M. Götz, S. Bajohr, R. Reimert, et T. Kolb, « Improvement of three-phase methanation reactor performance for steady-state and transient operation », *Fuel Process. Technol.*, vol. 132, p. 83-90, avr. 2015, doi: 10.1016/j.fuproc.2014.10.040.
- [12] European Biogas Association (EBA), « Biogenic CO<sub>2</sub> from the biogas industry: A mature business opportunity to enhance sustainable carbon cycles and untap the circularity and climate benefits of biogas production ». 2022.
- [13] A. B. Adetona et D. B. Layzell, « Diverting residual biomass to energy use: Quantifying the global warming potential of biogenic CO (GWP) », *GCB Bioenergy*, vol. 15, n° 5, p. 697-709, 2023, doi: 10.1111/gcbb.13048.
- [14] S. K. Dash, S. Chakraborty, et D. Elangovan, « A Brief Review of Hydrogen Production Methods and Their Challenges », *Energies*, vol. 16, n° 3, Art. n° 3, janv. 2023, doi: 10.3390/en16031141.
- [15] H. Ishaq, I. Dincer, et C. Crawford, « A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 47, n° 62, p. 26238-26264, juill. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.11.149.
- [16] V. Madadi Avargani, S. Zendeheboudi, N. M. Cata Saady, et M. B. Dusseault, « A comprehensive review on hydrogen production and utilization in North America: Prospects and challenges », *Energy Convers. Manag.*, vol. 269, p. 115927, oct. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115927.
- [17] M. Martino, C. Ruocco, E. Meloni, P. Pullumbi, et V. Palma, « Main Hydrogen Production Processes: An Overview », *Catalysts*, vol. 11, n° 5, Art. n° 5, mai 2021, doi: 10.3390/catal11050547.
- [18] L. Chen, Z. Qi, S. Zhang, J. Su, et G. A. Somorjai, « Catalytic Hydrogen Production from Methane: A Review on Recent Progress and Prospect », *Catalysts*, vol. 10, n° 8, Art. n° 8, août 2020, doi: 10.3390/catal10080858.
- [19] « Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène, Légifrance, [www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043148001](http://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043148001). ».
- [20] Bernard VALEUR, « Le sens caché des fausses couleurs de l'hydrogène ». L'ACTUALITÉ CHIMIQUE N° 483, avril 2023.
- [21] M. El-Shafie, « Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review », *Results Eng.*, vol. 20, p. 101426, déc. 2023, doi: 10.1016/j.rineng.2023.101426.
- [22] European Biogas Association (EBA), « Mapping e-methane plants and technologies, the role of e-methane in the total energy mix ». 2024.
- [23] A. Petala et P. Panagiotopoulou, « Methanation of CO<sub>2</sub> over alkali-promoted Ru/TiO<sub>2</sub> catalysts: I. Effect of alkali additives on catalytic activity and selectivity », *Appl. Catal. B Environ.*, vol. 224, p. 919-927, mai 2018, doi: 10.1016/j.apcatb.2017.11.048.

- [24] W. J. Lee *et al.*, « Recent trend in thermal catalytic low temperature CO<sub>2</sub> methanation: A critical review », *Catal. Today*, vol. 368, p. 2-19, mai 2021, doi: 10.1016/j.cattod.2020.02.017.
- [25] « From Solid Fuels to Substitute Natural Gas (SNG) Using TREMP™ », Docslib. Consulté le: 10 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://docslib.org/doc/7591900/from-solid-fuels-to-substitute-natural-gas-sng-using-tremp>
- [26] TOPSOE, « Research in SNG | Haldor Topsoe ». Consulté le: 10 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.topsoe.com/forums-research/research-activities-papers/sng>
- [27] « World's largest SNG plant goes on-stream with Topsøe catalysts and process technology ». Consulté le: 10 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.digitalrefining.com/news/1002492/worlds-largest-sng-plant-goes-on-stream-with-tops-e-catalysts-and-process-technology>
- [28] J. Ducamp, A. Bengaouer, P. Baurens, I. Fechete, P. Turek, et F. Garin, « *Statu quo* sur la méthanation du dioxyde de carbone : une revue de la littérature », *Comptes Rendus Chim.*, vol. 21, n° 3-4, p. 427-469, 2018, doi: 10.1016/j.crci.2017.07.005.
- [29] S. Hwang et R. Smith, « Optimum Reactor Design in Methanation Processes with Nonuniform Catalysts », *Chem. Eng. Commun.*, vol. 196, n° 5, p. 616-642, déc. 2008, doi: 10.1080/00986440802484465.
- [30] I. Kiendl, M. Klemm, A. Clemens, et A. Herrman, « Dilute gas methanation of synthesis gas from biomass gasification », *Fuel*, vol. 123, p. 211-217, mai 2014, doi: 10.1016/j.fuel.2014.01.036.
- [31] C. H. Bartholomew, « Mechanisms of catalyst deactivation », *Appl. Catal. Gen.*, vol. 212, n° 1, p. 17-60, avr. 2001, doi: 10.1016/S0926-860X(00)00843-7.
- [32] M. Götz *et al.*, « Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review », *Renew. Energy*, vol. 85, p. 1371-1390, janv. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [33] K. P. Brooks, J. Hu, H. Zhu, et R. J. Kee, « Methanation of carbon dioxide by hydrogen reduction using the Sabatier process in microchannel reactors », *Chem. Eng. Sci.*, vol. 62, n° 4, p. 1161-1170, févr. 2007, doi: 10.1016/j.ces.2006.11.020.
- [34] O. Görke, P. Pfeifer, et K. Schubert, « Highly selective methanation by the use of a microchannel reactor », *Catal. Today*, vol. 110, n° 1, p. 132-139, déc. 2005, doi: 10.1016/j.cattod.2005.09.009.
- [35] C. Janke, M. S. Duyar, M. Hoskins, et R. Farrauto, « Catalytic and adsorption studies for the hydrogenation of CO<sub>2</sub> to methane », *Appl. Catal. B Environ.*, vol. 152-153, p. 184-191, juin 2014, doi: 10.1016/j.apcatb.2014.01.016.
- [36] T. Schaaf, J. Grünig, M. R. Schuster, T. Rothenfluh, et A. Orth, « Methanation of CO<sub>2</sub> - storage of renewable energy in a gas distribution system », *Energy Sustain. Soc.*, vol. 4, n° 1, p. 2, déc. 2014, doi: 10.1186/s13705-014-0029-1.
- [37] D. Rusmanis, R. O'Shea, D. M. Wall, et J. D. Murphy, « Biological hydrogen methanation systems – an overview of design and efficiency », *Bioengineered*, vol. 10, n° 1, p. 604-634, janv. 2019, doi: 10.1080/21655979.2019.1684607.
- [38] M. Fachal-Suárez, S. Krishnan, S. Chairapat, D. González, et D. Gabriel, « An overview of biomethanation and the use of membrane technologies as a candidate to overcome H<sub>2</sub> mass transfer limitations », *Biotechnol. Adv.*, vol. 77, p. 108465, déc. 2024, doi: 10.1016/j.biotechadv.2024.108465.
- [39] E. Oloruntoba, O. Oladosu, M. Agunbiade, A. James, et S. Dada, « Economic and Operational Feasibility of Biological Methanation in Power-to- Gas Systems: Enhancing Renewable Energy Integration », *Int. J. Adv. Multidiscip. Res. Stud.*, vol. 4, sept. 2024, doi: 10.62225/2583049X.2024.4.5.3254.
- [40] « Technology », Electrochaea GmbH - Power-to-Gas Energy Storage. Consulté le: 11 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.electrochaea.com/technology/>
- [41] J.-P. Peilleux, M.-L. Fardeau, R. Boussand, J.-M. Navarro, et J.-P. Belaich, « Growth of *Methanococcus thermolithotrophicus* in batch and continuous culture on H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>: influence of agitation », *Appl. Microbiol. Biotechnol.*, vol. 29, n° 6, p. 560-564, déc. 1988, doi: 10.1007/BF00260985.
- [42] B. Lecker, L. Illi, A. Lemmer, et H. Oechsner, « Biological hydrogen methanation – A review », *Bioresour. Technol.*, vol. 245, p. 1220-1228, déc. 2017, doi: 10.1016/j.biortech.2017.08.176.
- [43] R. M. Morgan, T. D. Pihl, J. Nöling, et J. N. Reeve, « Hydrogen regulation of growth, growth yields, and methane gene transcription in *Methanobacterium thermoautotrophicum* deltaH », *J. Bacteriol.*, vol. 179, n° 3, p. 889-898, févr. 1997, doi: 10.1128/jb.179.3.889-898.1997.
- [44] M. Burkhardt et G. Busch, « Methanation of hydrogen and carbon dioxide », *Appl. Energy*, vol. 111, p. 74-79, nov. 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.04.080.

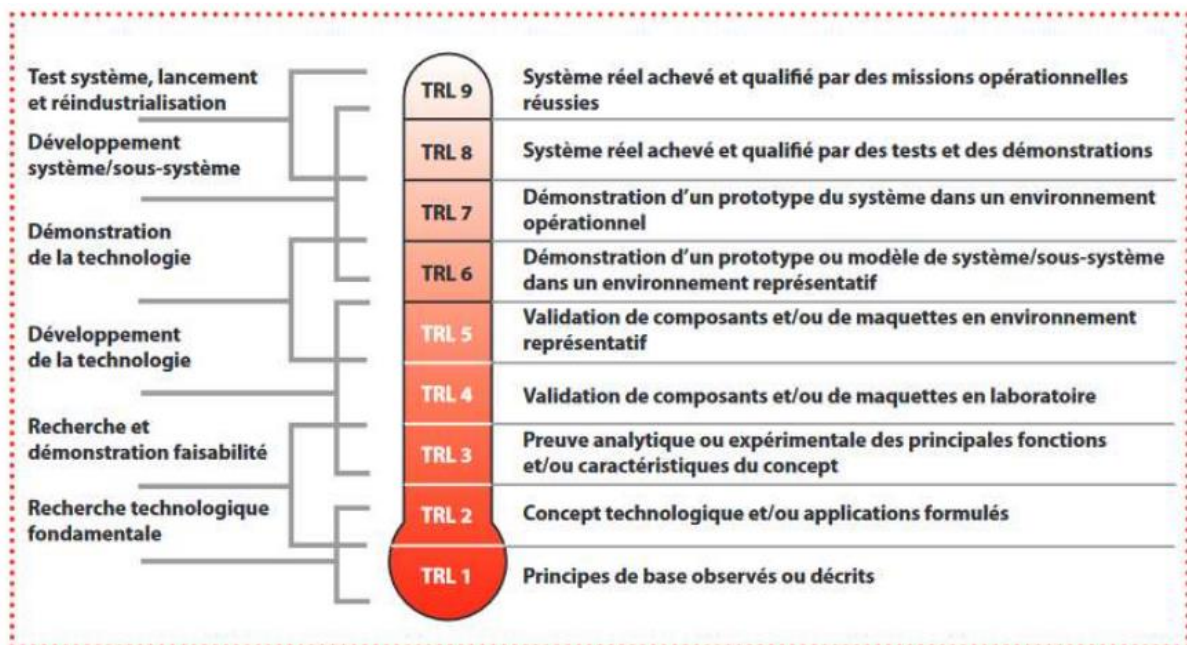
- [45] A. Chatzis, P. Gkotsis, et A. Zouboulis, « Biological methanation (BM): A state-of-the-art review on recent research advancements and practical implementation in full-scale BM units », *Energy Convers. Manag.*, vol. 314, p. 118733, août 2024, doi: 10.1016/j.enconman.2024.118733.
- [46] « DemoMeth ». Consulté le: 12 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.cee.ed.tum.de/en/sww/research/finished-projects/demometh/>
- [47] C. Feickert Fenske, D. Strübing, et K. Koch, « Biological methanation in trickle bed reactors - a critical review », *Bioresour. Technol.*, vol. 385, p. 129383, oct. 2023, doi: 10.1016/j.biortech.2023.129383.
- [48] F. Hätz et al., « Continuous Biological Ex Situ Methanation of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub> in a Novel Inverse Membrane Reactor (IMR) », *Processes*, vol. 12, n° 10, Art. n° 10, oct. 2024, doi: 10.3390/pr12102305.
- [49] M. Götz, A. Koch, et F. Graf, *State of the Art and Perspectives of CO<sub>2</sub> Methanation Process Concepts for Power-to-Gas Applications*, vol. 1. 2014.
- [50] M. Neubert et al., « Influence of hydrocarbons and thiophene on catalytic fixed bed methanation », *Fuel*, vol. 207, p. 253-261, nov. 2017, doi: 10.1016/j.fuel.2017.06.067.
- [51] Claire Dumas, « Webinaire ATEE, LA METHANATION BIOLOGIQUE, TBI Toulouse et club ATEE Biogaz ». 2020.
- [52] European Biogas Association (EBA), « Webinar Dig Deep. Mapping e-methane plants and technologies: The role of e-methane in the total energy mix ». 9 septembre 2024.
- [53] Arkolia, « La Biométhanation par Arkolia, bio360 expo ». 24 janvier 2024.
- [54] ATEE Club Power to Gas, « Note du Club Power to Gas en faveur d'un soutien à la méthanation et à la production de méthane de synthèse/e-methane ». octobre 2021.
- [55] « Méthycentre ». Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://methycentre.eu/>
- [56] « METHA<sup>2</sup>, un pilote innovant de méthanation-méthanisation pour expérimenter l'économie circulaire sur le territoire périurbain ». Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.epa-alzette-belval.fr//FR/Alzette-Belval/Projet-Alzette-Belval/ECOCITE/METHA-un-pilote-innovant-methanation-methanisation-pour-experimenter-economie-circulaire-sur-territoire-periurbain.html>
- [57] « MarHySol, un écosystème de production d'hydrogène vert à Marmagne », MarHySol - Marmagne. Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://marhysol.com/>
- [58] « Première injection nationale de méthane de synthèse à Sempigny | La Gazette Oise ». Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.gazetteoise.fr/article/premiere-injection-nationale-de-methane-de-synthese-a-sempigny>
- [59] « Jupiter 1000 - Power-to-Gas - Le Projet », Jupiter1000. Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.jupiter1000.eu/projet>
- [60] « Production de e-méthane | grtgaz.com ». Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.grtgaz.com/nouveaux-gaz/production-e-methane>
- [61] eenov, « Denobio », Enosis. Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://enosis-energies.com/denobio/>
- [62] « Urbeez : producteur de gaz renouvelable ». Consulté le: 13 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.urbeez.green/>
- [63] « Bimotep\_Fiche-projet.pdf ». Consulté le: 13 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: [https://enosis-energies.com/wp-content/uploads/2020/09/Bimotep\\_Fiche-projet.pdf](https://enosis-energies.com/wp-content/uploads/2020/09/Bimotep_Fiche-projet.pdf)
- [64] « Plaquette-SOLIDIA-Terega.pdf ». Consulté le: 13 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://assets.ctfassets.net/ztehsn2qe34u/1A0ZENmL87BSjgSgIni9aG/9bbea8395f0c4f9710206544d3375779/Plaquette-SOLIDIA-Terega.pdf>
- [65] « HYCAUNAIS », Vig'Hy. Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://vighy.france-hydrogene.org/projets/hycaunais/>
- [66] « <https://www.construction21.org/france/infrastructure/h/l-unite-de-methanisation-de-la-steu-de-le-scar.html> ».

## 10 Annexes

- Annexe 1 :

L'échelle des TRL (Technology readiness level) : d'après le plan stratégique de recherche & technologie de défense et de sécurité - DGA 2009 Les TRL forment une échelle d'évaluation du degré de maturité atteint par une technologie. Cette échelle a été imaginée par la Nasa en vue de gérer le risque technologique de ses programmes. Initialement constituée de sept niveaux, elle en comporte neuf depuis 1995 : L'échelle des TRL a depuis été adoptée par de nombreux domaines, dont celui notamment de la défense, dans le même but principal de gestion du risque technologique dans les programmes, moyennant quelques adaptations minimales (remplacement de la notion d'espace par la notion d'environnement opérationnel).

*TRL ou Technology Readiness Level : échelle d'évaluation du degré de maturité atteint par une technologie (où 1 = non mature et 9 = opérations effectives et réussies) voir l'échelle en annexe 1.*



- Annexe 2 :

Liste des installations de méthanation entièrement renouvelables, c'est-à-dire utilisant un CO<sub>2</sub> d'origine biogénique en combinaison avec de l'hydrogène ou de l'électricité renouvelables (adapté depuis [22]).

| Pays | Localisation       | Projet/ Installation   | Type de méthanation | Année de mise en service | Statut         | Valorisation             | Source de CO <sub>2</sub> | Quantités converties de CO <sub>2</sub> (t/an) | Production d'hydrogène (Nm <sup>3</sup> /h) | capacité de production d'énergie GWh/an | Source d'électricité   | Source hydrogène et puissance (MW) | Type installation |
|------|--------------------|------------------------|---------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|---------------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------|------------------------------------|-------------------|
| AU   | Gabersdorf         | Renewable Gasfield     | Catalytique ex-situ | 2022                     | Opérationnelle | injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation)    | 342                                            | 385                                         | 2                                       | Eolienne + PV          | PEM/ 2 MW                          | Industrielle      |
| CH   | Dietikon           | Hybridkraftwerk Limeco | Biologique ex-situ  | 2022                     | Opérationnelle | injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation)    | 3100                                           | 450                                         | 18                                      | l'incinération déchets | PEM/ 2,5 MW                        | Industrielle      |
| DE   | Falkenhagen        | STORE&GOWindgas        | Catalytique ex-situ | 2018                     | Opérationnelle | Injection dans le réseau | autre                     | 906                                            | 180                                         | 5,2                                     | Eolienne               | PEM/ 1 MW                          | Démonstrateur     |
| DE   | Straubing          | BioFARM/ MicroPyros    | Biologique ex-situ  | 2024                     | Construite     | Electricité              | Gazéification             | 32                                             | 8                                           | 0,2                                     | Eolienne + PV          | AEM / 0,04 MW                      | Démonstrateur     |
| DE   | Pirmasens Winzeln  | PFI- Pirmasens-Winzeln | Biologique ex-situ  | 2015                     | Opérationnelle | Injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation)    | 874                                            | 556                                         | 5                                       | Eolienne + PV          | na                                 | Pilote            |
| DE   | SZchwandorf        | Eucolino               | Biologique in-situ  | 2012                     | na             | Power                    | Biogaz (Méthanisation)    | 84                                             | 21                                          | 0,5                                     | na                     | na                                 | Pilote            |
| DE   | Flensburg          | WeMetBio2 consortium   | Biologique ex-situ  | 2025                     | planifiée      | Transport + chaleur      | Biogaz (Méthanisation)    | 318                                            | na                                          | 1,8                                     | Eolienne               | na                                 | Démonstrateur     |
| DE   | Werlte             | Audi e-gas ATLANTIS    | Catalytique ex-situ | 2013                     | Opérationnelle | Mobilité et transport    | Biogaz (Méthanisation)    | 2800                                           | 1402                                        | 15                                      | Eolienne + PV          | Alcalin / 6,3 MW                   | Industrielle      |
| DE   | Allendorf, Giessen | BioPower2Gas           | Biologique ex-situ  | 2016                     | Construite     | Injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation)    | na                                             | 67                                          | 2,8                                     | Eolienne + PV          | PEM/ 0,3 MW                        | Démonstrateur     |

|    |                          |                                               |                     |      |                 |                          |                        |      |      |      |               |               |               |
|----|--------------------------|-----------------------------------------------|---------------------|------|-----------------|--------------------------|------------------------|------|------|------|---------------|---------------|---------------|
| DE | Maintz                   | Power-to-Gas-Anlage, Sektorenkopplung         | na                  | 2018 | Opérationnelle  | Injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation) | 5509 | 1402 | 32   | Eolienne + PV | PEM/ 6,3 MW   | Industrielle  |
| DE | Eggenstein-Leopoldshafen | Energy Lab 2.0 am KIT                         | Catalytique ex-situ | Na   | Construite      | Injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation) | 159  | 22   | 0,9  | Eolienne + PV | PEM/ 0,1 MW   | Pilote        |
| DE | Sassenburg               | Nachhaltige Enregieversorgung Bernsteinsee    | Catalytique ex-situ | 2020 | Construite      | Injection dans le réseau | Gazéification          | 130  | na   | na   | PV            | na            | na            |
| DE | Goldenstedt              | BIRG (BioReststoffGas)                        | Biologique ex-situ  | 2023 | Construite      | Autre                    | Gazéification          | na   | 24   | 0,2  | na            | pyrolyse      | démonstrateur |
| DE | Dörentrup                | Forschungsprojekt-KraftwerkLand Project       | Catalytique ex-situ | 2018 | Opérationnelle  | na                       | Autre                  | na   | na   | na   | Eolienne + PV | PEM           | Pilote        |
| DE | Brandenburg              | Turn2X                                        | na                  | 2024 | En Construction | Injection dans le réseau | na                     | na   | na   | na   | na            | na            | Industrielle  |
| DE | Pfaffenhofen an der Ilm  | Infinity 1                                    | Biologique ex-situ  | 2020 | Opérationnelle  | Injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation) | na   | 223  | 7,52 | Eolienne + PV | 1 MW          | Industrielle  |
| DE | Cottbus                  | RB-HTWP/ GICON GmbH                           | Biologique ex-situ  | 2022 | Construite      | Injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation) | 8    | na   | 0,05 | na            | na            | Démonstrateur |
| DK | Hjorring                 | PowerLBG/ Aarhus University-MissionGreen Fuel | Biologique in-situ  | 2024 | opérationnelle  | Transport + Electricité  | Biogaz (Méthanisation) | 1752 | na   | 9,17 | Eolienne      | PEM/ 2MW      | na            |
| DK | Sonderborg               | Glansager PtG                                 | Biologique ex-situ  | 2023 | opérationnelle  | Injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation) | 8760 | 1335 | 35   | Eolienne + PV | Alcalin/ 6 MW | Démonstrateur |
| DK | Rooslepa                 | Biocat                                        | Biologique ex-situ  | 2018 | Opérationnelle  | Injection dans le réseau | Biogaz (Méthanisation) | 6360 | 2225 | 30   | Eolienne + PV | na            | Industrielle  |

|     |              |                                                        |                     |      |                         |                          |                        |        |        |       |                          |                |              |
|-----|--------------|--------------------------------------------------------|---------------------|------|-------------------------|--------------------------|------------------------|--------|--------|-------|--------------------------|----------------|--------------|
| ES  | Sabadell     | CoSin Project-Combustibles Sintetics                   | Autre (plasma)      | 2016 | Construite              | Na                       | Biogaz (Méthanisation) | 318    | 9      | 1,8   | na                       | SOEC           | Pilote       |
| ES  | Elche        | Naturgy and Greene                                     | Biologique ex-situ  | 2024 | Plafinée                | Injection dans le réseau | autre                  | na     | na     | 0,29  | Renouvelable (non connu) | na             | Pilote       |
| FIN | Kerava       | Kerava Energia Bio-CHP                                 | Biologique ex-situ  | 2027 | En construction         | Transport+ chaleur       | Autre                  | 37000  | 7621   | 180   | Renouvelable (non connu) | 34 MW          | Industrielle |
| FIN | Tampere      | e-methane project                                      | Catalytique ex-situ | 2023 | En construction         | Transport                | Autre                  | 39885  | 23099  | 201   | Eolienne + PV            | Alcalin/ 45 Mw | Industrielle |
| FIN | Lahti        | Lahti                                                  | Na                  | 2027 | En construction         | Chaleur                  | Autre                  | 70000  | 15241  | 360   | Na                       | 68 MW          | Indutrielle  |
| FIN | Kotka        | Kotka                                                  | Na                  | 2026 | En étude de faisabilité | Chaleur                  | Autre                  | 110000 | 23099  | 200   | Na                       | 104 MW         | Industrielle |
| FIN | Mikkeli      | Mikkeli                                                | Na                  | 2027 | En construction         | Chaleur                  | Autre                  | 37000  | 7621   | 200   | na                       | 34 MW          | Industrielle |
| FIN | Pori         | Pori                                                   | Na                  | 2027 | En construction         | Chaleur                  | Autre                  | 100000 | 15241  | 382   | Na                       | 68 Mw          | Industrielle |
| FIN | Kristinestad | Power-to-X-plant                                       | Catalytique ex-situ | 2026 | En étude de faisabilité | Transport+ Electricité   | Autre                  | 181332 | 41419  | 949   | Eolienne + PV            | Alcalin/ 200MW | Industrielle |
| FIN | Riihimäki    | Carbon2x                                               | Catalytique ex-situ | 2022 | Planifiée               | Na                       | Autre                  | 14     | 2      | 0,055 | Renouvelable (inconnu)   | Na             | Industrielle |
| FIN | Vantaa       | Vantaa Energia renewable methane                       | Catalytique ex-situ | 2022 | Planifiée               | Transport                | Autre                  | 13992  | 4450   | 81    | Eolienne                 | 20 MW          | Industrielle |
| UK  | Pontypridd   | University of south Wales, Aeriogen Ltd. Pilot systems | Biologique ex-situ  | 2016 | Opérationnelle          | Na                       | Méthanisation (Biogaz) | 1,56   | 0,0028 | 0,01  | Renouvelable(inconnu)    | PEM/ 0,4MW     | Pilote       |
| IT  | Corticella   | SynBioS/MicroPyros                                     | Biologique ex-situ  | 2025 | Planifiée               | Injection dans le réseau | Gazéification          | 795    | 200    | 4,53  | na                       | AEM/ 1MW       | Industrielle |

Liste des installations partiellement renouvelables, c'est-à-dire biogénique CO<sub>2</sub> en combinaison avec de l'hydrogène non renouvelable (adapté depuis [22]).

| Pays | Localisation | Projet/<br>Installation | Type de<br>méthanation | Année<br>de mise<br>en<br>service | Statut    | Valorisation | Source de<br>CO <sub>2</sub>  | Quantités<br>converties<br>de CO <sub>2</sub><br>(t/an) | Production<br>d'hydrogène<br>(Nm <sup>3</sup> /h) | capacité<br>de<br>production<br>d'énergie<br>GWh/an | Source<br>d'électricité | Source<br>hydrogène<br>et<br>puissance<br>(MW) | Type<br>installation |
|------|--------------|-------------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------|--------------|-------------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-------------------------|------------------------------------------------|----------------------|
| DE   | Zolling      | Energiepark<br>Zolling  | Na                     | 2026                              | Planifiée | Chaleur      | Autre<br>source<br>biogénique | Na                                                      | Na                                                | Na                                                  | Na                      | Charbon                                        | Industrelle          |

| Pays | Localisation     | Projet/<br>Installation          | Type de<br>méthanation | Année<br>de mise<br>en<br>service | Statut             | Valorisation                   | Source de<br>CO <sub>2</sub>               | Quantités<br>converties<br>de CO <sub>2</sub><br>(t/an) | Production<br>d'hydrogène<br>(Nm <sup>3</sup> /h) | capacité<br>de<br>production<br>d'énergie<br>GWh/an | Source<br>d'électricité   | Source<br>hydrogène<br>et<br>puissance<br>(MW) | Type<br>installation |
|------|------------------|----------------------------------|------------------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------|------------------------------------------------|----------------------|
| AU   | Gampfen          | Underground<br>Sun Storage       | Biologique<br>ex-situ  | 2018                              | En<br>construction | Injection<br>dans le<br>réseau | Fossile<br>(CO <sub>2</sub><br>industriel) | 477                                                     | 100                                               | 2,8                                                 | Eolienne +<br>PV          | Alcalin/<br>0,6 MW                             | Na                   |
| CH   | Aigle            | Gaznat<br>methanation<br>project | Catalytique<br>ex-situ | 2023                              | Opérationnelle     | Injection<br>dans le<br>réseau | Fossile<br>(CO <sub>2</sub><br>industriel) | 11                                                      | 109                                               | 0,07                                                | PV                        | Alcalin/<br>0,5 MW                             | na                   |
| DE   | Pfaffenhofen     | Orbitt II                        | Biologique<br>ex-situ  | 2022                              | Opérationnelle     | Na                             | Fossile                                    | 4                                                       | 1                                                 | 0,03                                                | PV                        | PEM/<br>0,005MW                                | Pilote               |
| FIN  | Harjavalta       | Harjavalta<br>P2X<br>Solutions   | Biologique<br>ex-situ  | 2024                              | En<br>construction | Na                             | Fossile<br>(CO <sub>2</sub><br>industriel) | Na                                                      | 4450                                              | 28                                                  | Renouvelable<br>(inconnu) | Alcalin/<br>20MW                               | Industrielle         |
| PL   | Taziska<br>Gorne | TAURON                           | Catalytique<br>ex-situ | 2025                              | Planifiée          | Transport                      | Fossile<br>(CO <sub>2</sub><br>industriel) | 72                                                      | 18                                                | 2,11                                                | Renouvelable<br>(inconnu) | Alcalin/<br>0,081 MW                           | Pilote               |

Liste des installations partiellement renouvelable, c'est-à-dire CO<sub>2</sub> industriel combinaison avec de l'hydrogène ou d'électricité verte

