



# Le gaz vert.

Un défi à l'échelle européenne.



# SOMMAIRE

Introduction	3
Consommer moins, consommer mieux	8
Comment verdir le gaz ?	12
Le transport et la distribution du gaz vert	23
Interview avec Soraya Thabet, Responsable stratégie senior, Direction de la stratégie Groupe – ENGIE	31
L'équation des coûts	35
Conclusion	42

LE GAZ VERT. UN DÉFI À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE.



# INTRODUCTION

## INTRODUCTION

Deuxième source d'énergie en Europe, l'utilisation du gaz naturel est responsable de 20% des émissions de gaz à effet de serre mondiales (environ 7 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub>e\* annuels au niveau mondial). La perspective d'atteindre zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050 implique une profonde évolution dans l'utilisation du gaz.

S'il est possible de substituer le gaz par d'autres sources énergétiques dans l'essentiel de ses usages, le gaz reste néanmoins une énergie qui revêt de multiples avantages, en particulier sa flexibilité et sa maniabilité et dispose d'un réseau de transport et de distribution déjà bien développé en France et en Europe.

Cela fait donc du gaz un vecteur énergétique indispensable, mais qui doit se décarboner.

Cette décarbonation repose sur 3 leviers principaux :

- Diminution des besoins et utilisation d'autres vecteurs (électricité, hydrogène),
- Au niveau de la production : substitution du gaz naturel par du gaz vert (c'est-à-dire décarboné),
- Au niveau de la distribution : évolution des infrastructures et des équipements des utilisateurs.

Cela nécessite une transformation profonde de la filière et un besoin en investissement conséquent.

### LE GAZ NATUREL : DEUXIÈME SOURCE D'ÉNERGIE EN EUROPE

Si le développement des énergies renouvelables s'intensifie et que le débat énergétique en France porte principalement sur une opposition entre énergies renouvelables et nucléaire, le monde, l'Europe et la France reposent encore largement sur les énergies fossiles.

Le pétrole, le gaz et le charbon sont les principales sources énergétiques utilisées pour apporter de l'énergie aux ménages et aux organisations et représentent au niveau mondial 80% de l'énergie consommée.

Dans l'Union Européenne, malgré un recours accru au vecteur électricité, les énergies fossiles représentent 70% de la consommation d'énergie, dont 22,3% pour le gaz, qui, derrière le pétrole (36%) est la deuxième énergie utilisée.

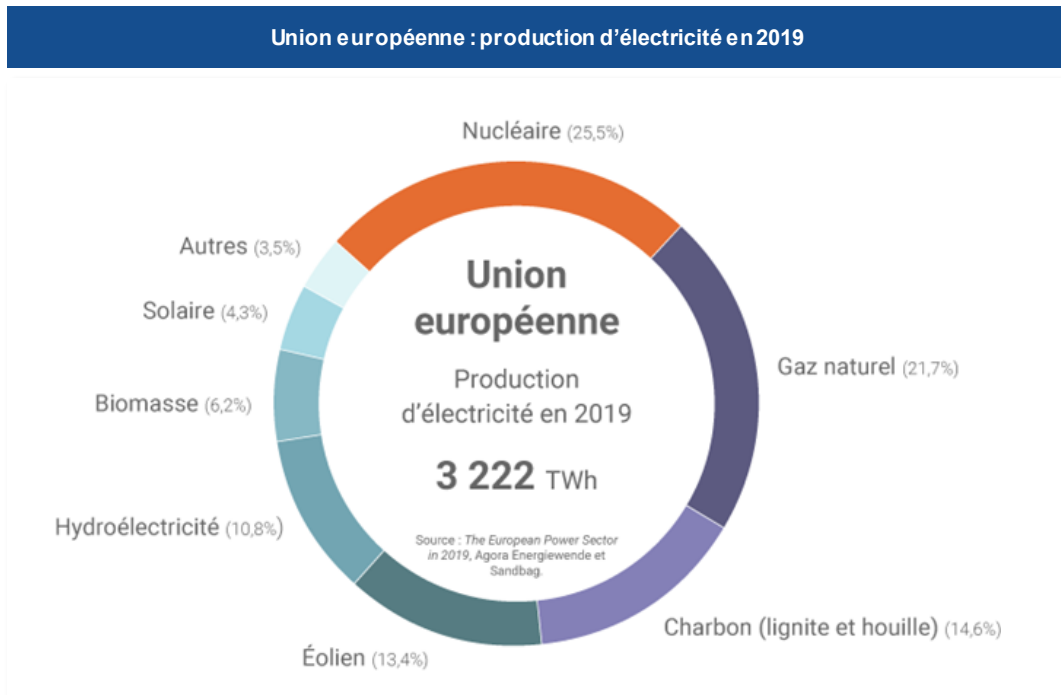
En France, pays qui a la particularité de peu dépendre du gaz pour sa production électrique, le gaz représente 15,8%<sup>1</sup> de la consommation d'énergie primaire sur le territoire, soit environ 400 TWh.

Les principaux postes d'utilisation du gaz en Europe sont l'industrie et la production d'électricité (55%) puis le secteur résidentiel-tertiaire pour le chauffage et la cuisson (40%).

\* Equivalent CO<sub>2</sub>

Les centrales à gaz ont l'avantage d'être souple dans leur utilisation et flexible, ce qui en fait un complément optimal pour les énergies renouvelables dans tous ces usages et en particulier pour la production d'électricité.

De ce fait, la part du gaz dans la production d'électricité de l'Union Européenne est portée à 21,7%, ce qui en fait la deuxième source derrière le nucléaire.



Source : *Connaissance des énergies*

En France, la situation est différente, avec une production électrique essentiellement assurée par le nucléaire et l'hydroélectricité, la part du gaz dans la production électrique n'est que de 4,3%.

En revanche, celle-ci reste très élevée dans le secteur industriel. Le gaz représente en effet 40% de l'énergie consommée par ce secteur, soit environ 120 TWh.

Dans le secteur résidentiel et tertiaire, le gaz représente 30% de la consommation d'énergie, essentiellement pour le chauffage et la cuisson, ce qui représente 215 TWh.

Dans l'industrie, l'utilisation du gaz est plus diversifiée. Il sert pour le chauffage bien sûr, mais également pour alimenter des fours industriels ainsi que comme matière pour la chimie.

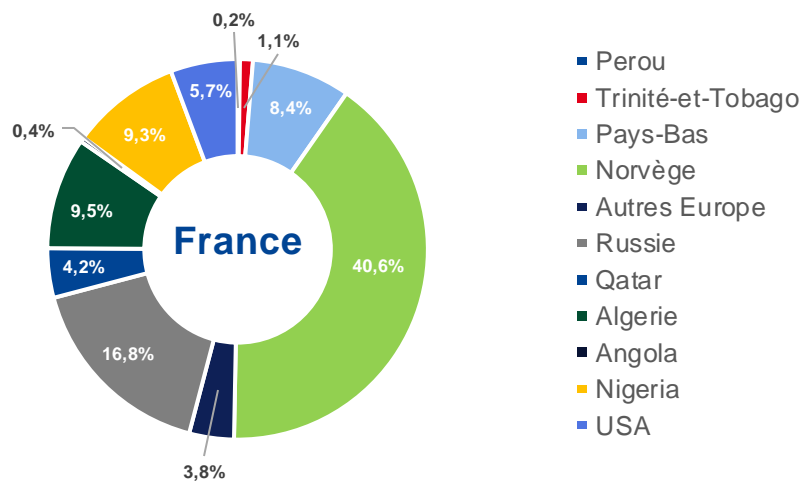
Le gaz est principalement utilisé pour les secteurs de la chimie et pharmacie, de la papeterie, de l'automobile et des transports, de l'agroalimentaire et de la métallurgie

## PRODUCTION DU GAZ

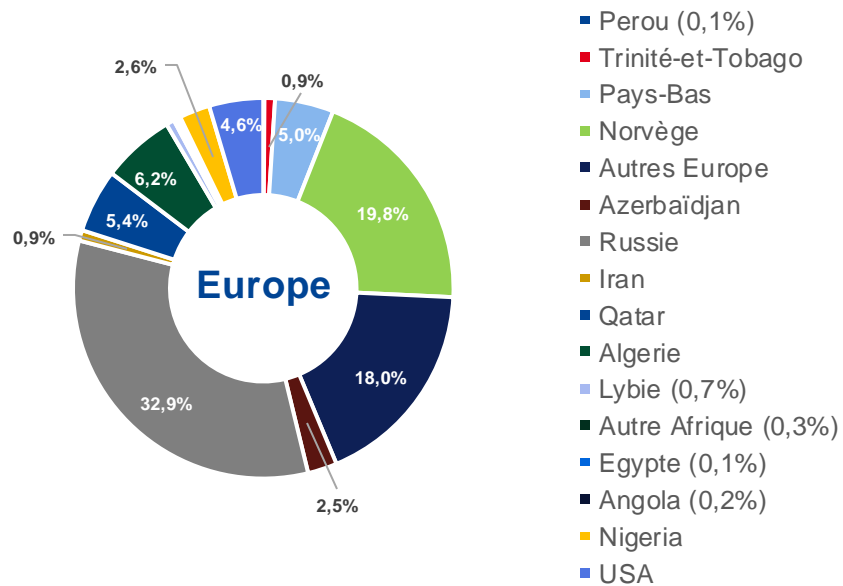
La France en particulier et l'Union Européenne en général sont largement dépendant de leur importation de gaz naturel.

Seulement 18% de la consommation de gaz de l'Union Européenne provient de pays membres. Le reste est importé, majoritairement depuis la Russie (33%) et la Norvège (20%).

Parts de l'approvisionnement en gaz en **FRANCE** en 2020  
(importations GNL et gazoducs)



Parts de l'approvisionnement en gaz en **EUROPE** en 2020  
(importations GNL et gazoducs)



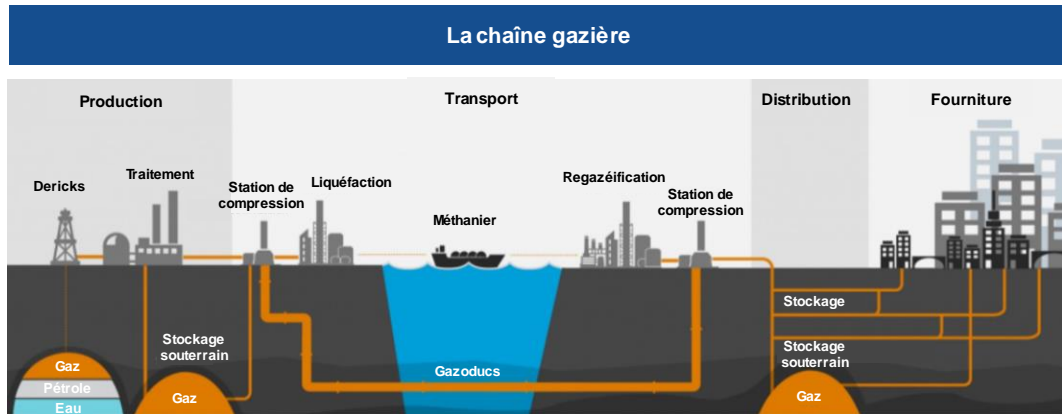
Source : BP Statistical Review of World Energy 2021

En France, les importations sont majoritairement issues de la Norvège (40%), de la Russie (17%), de l'Algérie (9%) et du Nigéria (9%).

Si l'essentiel de l'approvisionnement européen se fait via des gazoducs, l'utilisation de méthaniers (navire de transport du gaz naturel à l'état liquide) ne cesse d'augmenter.

## EMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DE LA FILIÈRE DU GAZ

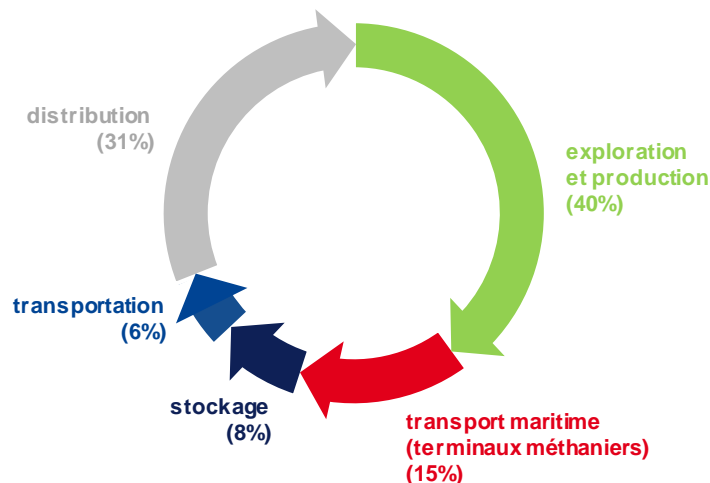
Le schéma suivant représente la chaîne de valeur du gaz : de l'extraction au client final



Source : Gazprom Energy

Dans l'ensemble de cette chaîne de valeur, selon GRT Gaz (réseau de transport de gaz), l'essentiel des émissions de GES (Gaz à Effet de Serre) proviennent de l'exploration et la production du gaz (40%) et de la distribution (31%). Le transport par méthanier et les procédés de liquéfaction et re-gazéification afférents représentent 15% des émissions de GES. Enfin, viennent le stockage (8%) et le transport (6%).

### Émissions de gaz à effet de serre produites tout au long de la chaîne de valeur du gaz



Source : GRT Gaz

Les efforts de réduction des émissions de GES de la filière gaz passent par un verdissement du combustible transporté, une amélioration des réseaux de transport et de distribution ou encore la captation du carbone en sortie d'usine (voir notre white paper #3 : Captage du CO<sub>2</sub>. Quel rôle pour la finance dans le développement de solutions de capture de carbone ?). Enfin, une diminution des besoins et l'utilisation d'autres vecteurs de substitution (électricité, hydrogène) est nécessaire.

LE GAZ VERT. UN DÉFI À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE.



CONSOMMER MOINS,  
CONSOMMER MIEUX



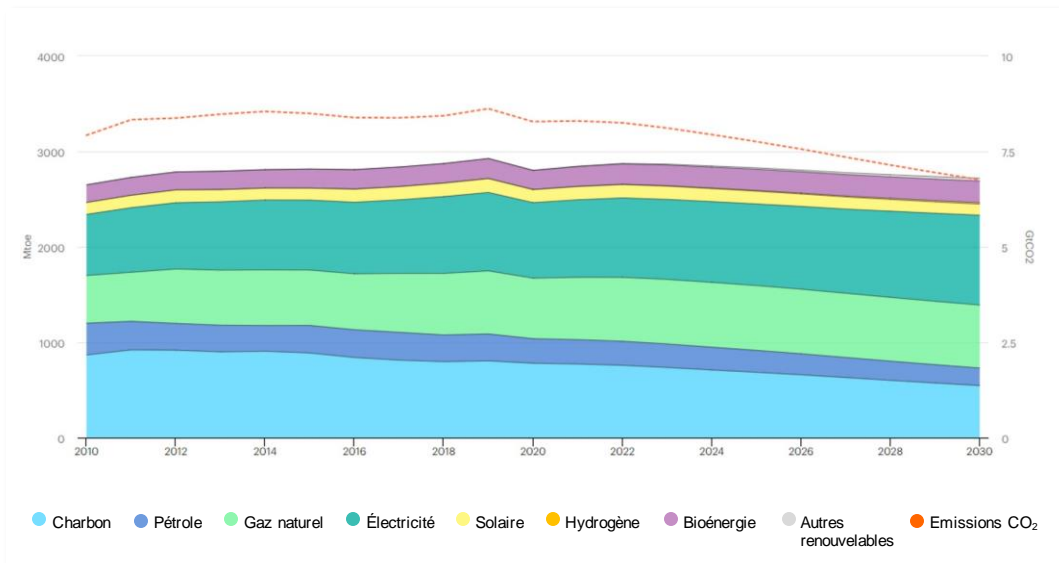
## CONSOMMER MOINS, CONSOMMER MIEUX

### LE RÔLE DU GAZ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

L'Union Européenne s'est fixée comme objectif de réduire les émissions de GES de 55% d'ici 2030 par rapport à 1990, ce qui fixe un cap ambitieux de réduction de l'utilisation des énergies fossiles.

Le gaz joue un rôle central dans cette transition. Le gaz naturel, en tant qu'énergie fossile, n'a pas vocation à faire partie du mix énergétique européen à l'horizon 2050 conformément à l'objectif zéro émission nette, ou de manière très résiduelle. Pour autant, dans la phase de transition, il s'agit de l'énergie fossile la moins carbonée et qui peut substituer utilement l'utilisation de charbon, encore abondamment utilisé pour la production d'électricité et de chaleur en Europe.

L'Agence Internationale de l'Energie, dans son scénario Net Zero Emission 2050 publié dans le World Energy Outlook 2020 considère de ce fait le gaz naturel comme une source énergétique dont l'utilisation est amenée à croître dans la prochaine décennie, avant donc de tendre vers une valeur résiduelle à l'horizon 2050.



Source : IEA

En 2020, la France consommait 450 TWh de gaz et l'Union Européenne environ 4 500 TWh.

GRT Gaz, dans son rapport « perspectives gaz 2020 », dresse plusieurs scénarios pour la France, visant une consommation de gaz à horizon 2030 comprise entre 380 TWh et 420 TWh, soit une diminution de l'ordre de 15% de la consommation de gaz.

Si les tendances européennes étaient plutôt à une stagnation voire une augmentation, le récent conflit ukrainien pourrait infléchir la trajectoire de consommation du gaz naturel en Europe, en particulier le gaz russe. Le 8 mars 2022, la commission européenne a publié une ébauche de plan (REPowerEU) visant la réduction d'ici fin 2022 des 2/3 les importations de gaz russe qui seraient ramenées à 0 en 2030. En particulier, le projet REPowerEU envisage de doubler la production de bio méthane par rapport à l'objectif 2030<sup>2</sup> (plan Fit for 55 de juillet 2021)

## LA PRODUCTION DE GAZ VERT

Le consortium « Gas for Climate » propose dans son étude « Gas for Climate Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050 » de fixer au niveau européen un objectif de 11% de production de gaz vert en 2030, dont 8% de biométhane (360 TWh) et 3% d'hydrogène (140 TWh). Ces objectifs s'appuient sur les prévisions de l'Association Européenne du Biogaz (EBA) qui prévoit une production de biométhane en Europe de 360 TWh à horizon 2030 et 1 020 TWh d'ici 2050.

Par conséquent, l'atteinte des objectifs européens, de réduction des émissions de GES, soit - 55% à horizon 2030 et net zéro à horizon 2050 ne pourra se faire sans réduire la consommation totale de gaz.

## LES LEVIERS DE RÉDUCTION DES CONSOMMATIONS DE GAZ DANS LE BÂTIMENT

### Diminution des besoins

En France et en Europe, l'un des premiers postes d'utilisation du gaz est le secteur résidentiel, en particulier pour le chauffage des bâtiments.

Dans la perspective d'une France et d'une Europe neutre en carbone, différents leviers sont envisagés qui ont un impact direct sur la consommation de gaz naturel.

La rénovation des bâtiments, sujet phare de la transition énergétique, permet de diminuer les besoins de chauffage du parc de bâtiment existant, ce qui entraîne une diminution de la consommation de gaz.

En plus des travaux de rénovation, le changement d'équipement peut également entraîner un gain de consommation de gaz. Ainsi, GRT Gaz, prévoit dans ces scénarios un gain de rendement de l'ordre de 10% en 2030 par rapport au parc d'équipement existant en 2019.

### Changement de vecteur énergétique

En plus de la diminution des besoins, le vecteur gaz est en concurrence avec d'autres vecteurs de production de chaleur, et en particulier l'électricité. Selon les scénarios de GRT Gaz présenté dans le tableau ci-dessous, l'utilisation du gaz dans les logements existants en France pourrait diminuer jusqu'à 30% d'ici 2030.

		2019	TERRITOIRES	NATIONAL *	NATIONAL *
				GAZ HAUT	GAZ BAS
<i>Hypothèses des parts de marché du gaz dans l'existant à 2030</i>	<i>Maisons individuelles</i>	28 %	15 – 42 %	31 %	23 %
	<i>Logements Collectifs</i>	46 %	37 – 45 %	44 %	31 %
<i>Hypothèses des parts de marché du gaz dans le neuf à 2030</i>	<i>Maisons individuelles</i>	20 %	10 %	0 %	0 %
	<i>Logements Collectifs</i>	62 %	6 %	0 %	0 %

\* Scénarios de consommation

## LES LEVIERS DE RÉDUCTION DES CONSOMMATIONS DE GAZ DANS L'INDUSTRIE

L'industrie est un deuxième poste important de consommation de gaz. Comme pour le bâtiment, une utilisation significative du gaz est dédiée au chauffage, pour lequel, les mêmes leviers de réductions sont envisageables.

Différentes mesures sont également mises en place pour inciter les industriels à réduire leur consommation d'énergie, notamment via les dispositifs de certificat d'économie d'énergie (CEE) et la mise en place de système de management de l'énergie. Les objectifs poursuivis sont à la fois de limiter les dépenses énergétiques inutiles et de développer les technologies les plus sobres connues dans chaque secteur industriel.

La programmation pluriannuelle de l'énergie propose en plus de travailler sur la récupération de la chaleur fatale (l'énergie résiduelle non utilisée dans le processus de production) au niveau des sites industriels et des data-centers. L'objectif est de multiplier par 6 cette récupération pour atteindre 3 TWh d'ici 2028.

Différents leviers sont également envisagés autour du programme des investissements d'avenir pour mettre en place au niveau industriel des procédés moins émetteurs de CO<sub>2</sub>, notamment dans les hauts-fourneaux de la sidérurgie.



LE GAZ VERT. UN DÉFI À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE.



# COMMENT VERDIR LE GAZ ?

09/05/2022

**Crédit Mutuel**  
Asset Management

## COMMENT VERDIR LE GAZ ?

Actuellement, 20% des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> proviennent de l'utilisation du gaz. Pour décarboner cette énergie, la substitution du gaz naturel par d'autres sources de production est donc nécessaire, et c'est ce que prévoit l'ADEME (Agence de la Transition Ecologique) en France dans ses scénarios de 100% gaz vert à l'horizon 2050. Trois technologies peuvent permettre cette transition : la méthanisation, la pyrogazéification et le power-to-gas.

### LA MÉTHANISATION

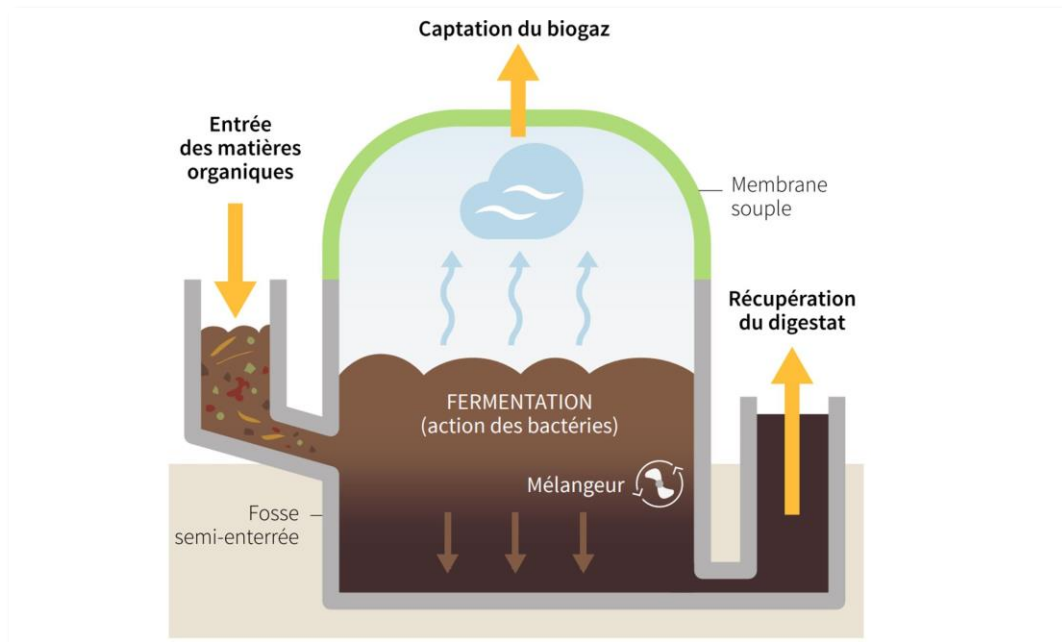
#### Principe de la méthanisation

La méthanisation est une technologie qui repose sur un processus biologique naturel. Il s'agit de dégrader de la matière organique comme des déjections animales, des boues de stations d'épuration ou des ordures ménagères en l'absence d'oxygène. C'est pour cela que la méthanisation est aussi appelée digestion anaérobie, et s'oppose au compostage qui se déroule en présence d'oxygène.

La méthanisation permet de produire :

- De la matière organique appelée digestat qui peut être réutilisée par la suite comme engrais, après une autre phase éventuelle de compostage.
- Du biogaz, composé entre autres de méthane (CH<sub>4</sub>) et de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Il s'agit d'une énergie renouvelable qui peut ensuite être utilisée sous forme d'électricité, de chaleur, de carburant, ou être injectée dans un réseau de gaz naturel.

#### Le fonctionnement d'un méthaniseur (en anaérobie à 38°C)



Source : ADEME

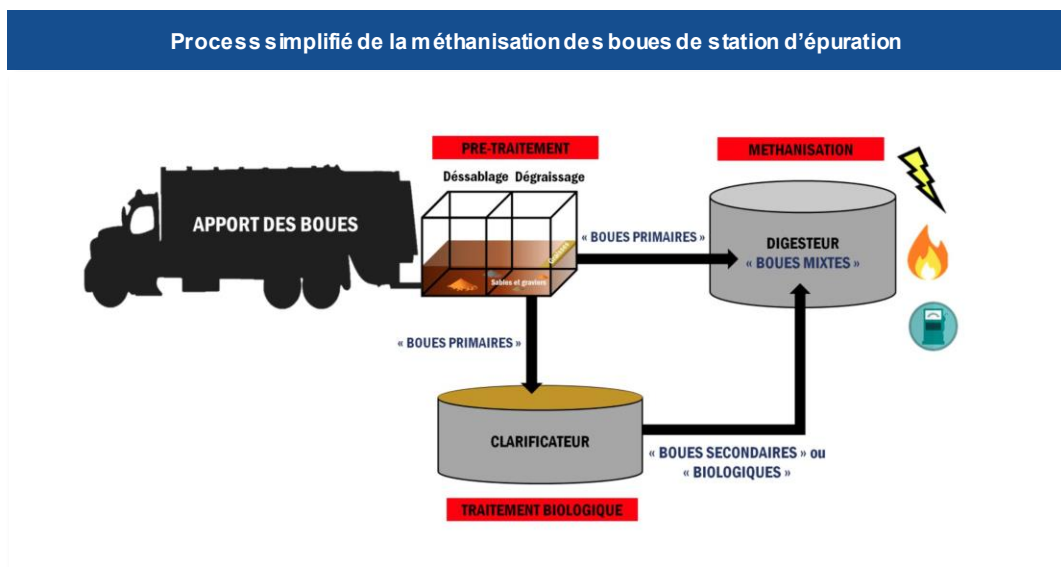
Le fonctionnement d'un méthaniseur peut être résumé par le schéma ci-dessus. Une unité de méthanisation est donc une sorte de cuve, alimentée en matières organiques à l'entrée, et qui permet la récupération du biogaz et du digestat à la sortie.

Comme la méthanisation se produit dans un endroit clos en l'absence d'oxygène, elle ne produit pas d'odeurs et le digestat est souvent utilisé par les agriculteurs pour limiter les odeurs désagréables d'épandage. Toutefois, selon les types d'installations, le transport et le stockage des déchets peuvent émettre des odeurs. Le processus est peu bruyant, les seules nuisances proviennent des passages de camions qui approvisionnent et récupèrent les produits de la station. Enfin, les risques liés au biogaz sont faibles grâce aux dispositifs de sécurités obligatoires selon les réglementations en vigueur, ce qui fait qu'une telle station n'est pas plus dangereuse qu'une station essence.

Selon les types de matières organiques utilisées pour la méthanisation, il existe différentes sortes d'installations.

### La méthanisation des boues de stations d'épuration des eaux usées (STEP)

Le territoire français est parsemé de stations d'épuration qui permettent le traitement des eaux usées. Ces stations produisent plusieurs types de déchets qui peuvent être valorisés par méthanisation (graisses, boues primaires et boues biologiques). L'intérêt de ce système est double, puisqu'il permet à la fois de produire du biogaz qui est alors source de revenu, mais aussi de diminuer le volume des boues produites (entre 30 et 40% de réduction) par rapport à une station d'épuration classique, ce qui entraîne une baisse des coûts d'exploitation de la station et une diminution des impacts environnementaux liés au transport et au traitement des boues.



Source : Métha

## La méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes

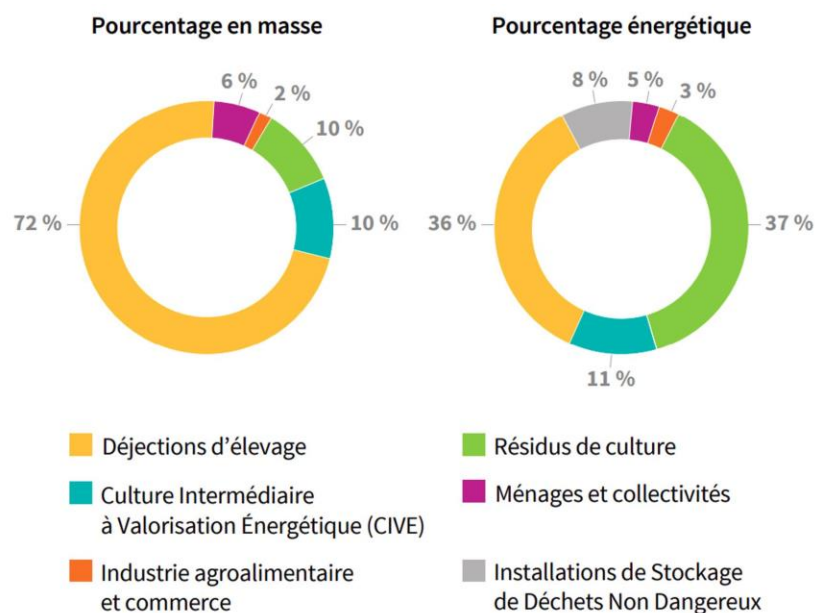
### La méthanisation agricole

Selon l'ADEME, 90% du gisement de méthanisation mobilisable en France en 2030 est agricole. En termes d'énergie, il s'agit principalement de déjections d'élevages et de résidus de culture. En effet, les fumiers et les lisiers possèdent les bactéries nécessaires à la digestion des matières organiques, tandis que les résidus de culture sont des matières suffisamment carbonées pour pouvoir produire du méthane.

Les sites de méthanisation agricole peuvent être de deux types :

- Site de méthanisation agricole autonome, qui méthanise au moins 90% de matières issues d'exploitations agricoles
- Site de méthanisation agricole territoriale, qui méthanise au moins 50% de matières issues d'exploitations agricoles, souvent complétées par d'autres types de déchets du territoire

Pourcentage en masse et en énergie des ressources mobilisables par la méthanisation à l'horizon 2030



Source : ADEME

### La méthanisation industrielle

Ce type d'installation permet la méthanisation de déchets de certaines industries, en particulier les industries agroalimentaires ou celles qui agissent sur de la matière végétale (parfumeries ou papeteries par exemple). Ces installations peuvent parfois traiter les autres matières organiques du territoire (exploitations agricoles, ...).

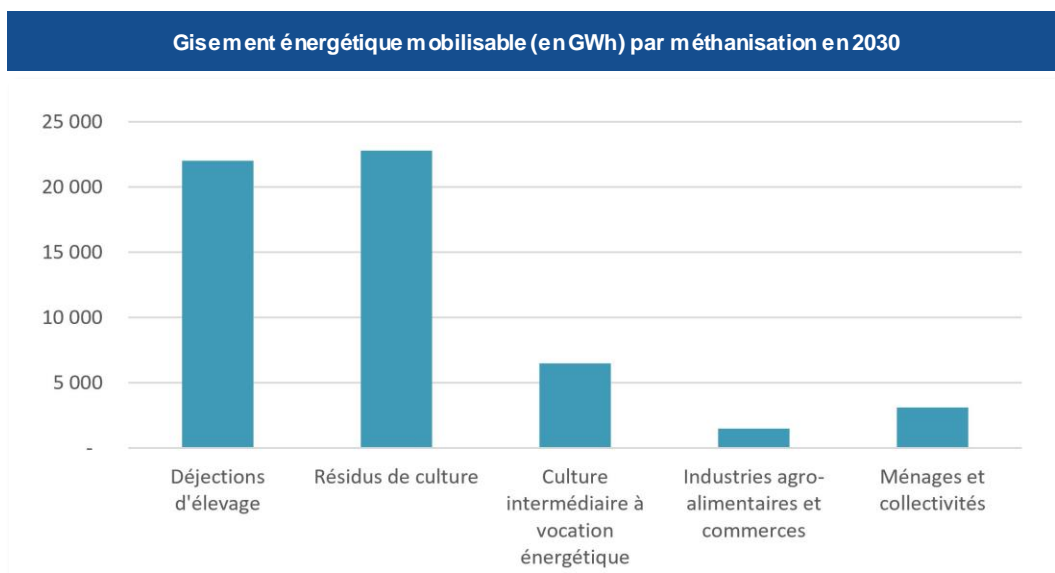
### La méthanisation territoriale

Ce type d'installation a pour objectif de méthaniser la partie organique des ordures ménagères, ainsi que de traiter les biodéchets. Souvent, d'autres types de déchets comme les déchets agricoles ou industriels y sont aussi traités afin d'améliorer la qualité de la méthanisation.

### Le biogaz des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND)

Les installations de stockage des déchets non dangereux sont des sites d'enfouissements de déchets en décomposition. Cette décomposition entraîne le dégagement de méthane, qui, s'il part directement dans l'atmosphère, à un pouvoir de réchauffement 30 fois supérieur au dioxyde de carbone. Il est donc possible de récupérer ce biogaz produit spontanément. Ce biogaz n'est pas toujours facilement valorisable en biométhane, mais peut être au moins transformé en électricité selon le type de technologie utilisée. Notons bien qu'il ne s'agit pas ici réellement d'un processus de méthanisation, mais plutôt de récupération du biogaz fatal (l'énergie résiduelle non utilisée dans le processus de production).

### Volume potentiel de méthanisation en France



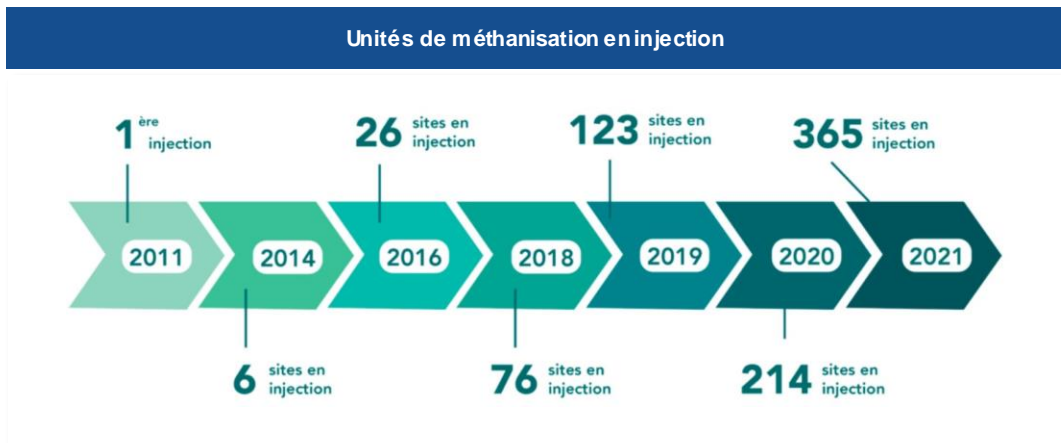
Source : ADEME

Selon l'ADEME, le gisement énergétique mobilisable de méthanisation en 2030 serait de l'ordre de 56 TWh au total (soit 12% de la consommation de gaz naturel en France), dont 91% seraient liés au secteur agricole (déjections d'élevage, résidus de culture, et cultures intermédiaires à vocation énergétique). A titre de comparaison, les énergies renouvelables ont contribué à hauteur de 322 TWh à la production d'énergie primaire en France en 2020 (source ministère de la transition écologique).



### Existant et horizon potentiel de maturité

Selon GRDF, il existe en France 1 084 unités de méthanisation au 1er janvier 2021, dont 214 qui injectent du gaz dans le réseau (les autres produisent de la chaleur et de l'électricité). Au 31 décembre 2021, il y a désormais 365 unités raccordées au réseau de gaz qui représentent une capacité de production de 6,4 TWh/an. GRDF prévoit 9 TWh en 2022 et 12 TWh en 2023.



Source : GRDF

Ainsi, l'énergie produite par méthanisation a presque doublé en 2020 (2,2 TWh en 2020 contre 1,3 TWh en 2019) et devrait dépasser les 4 TWh en 2022. Cette filière est donc actuellement très dynamique et dispose d'un fort potentiel qui est encore très loin d'être atteint.

### Avantages et inconvénients



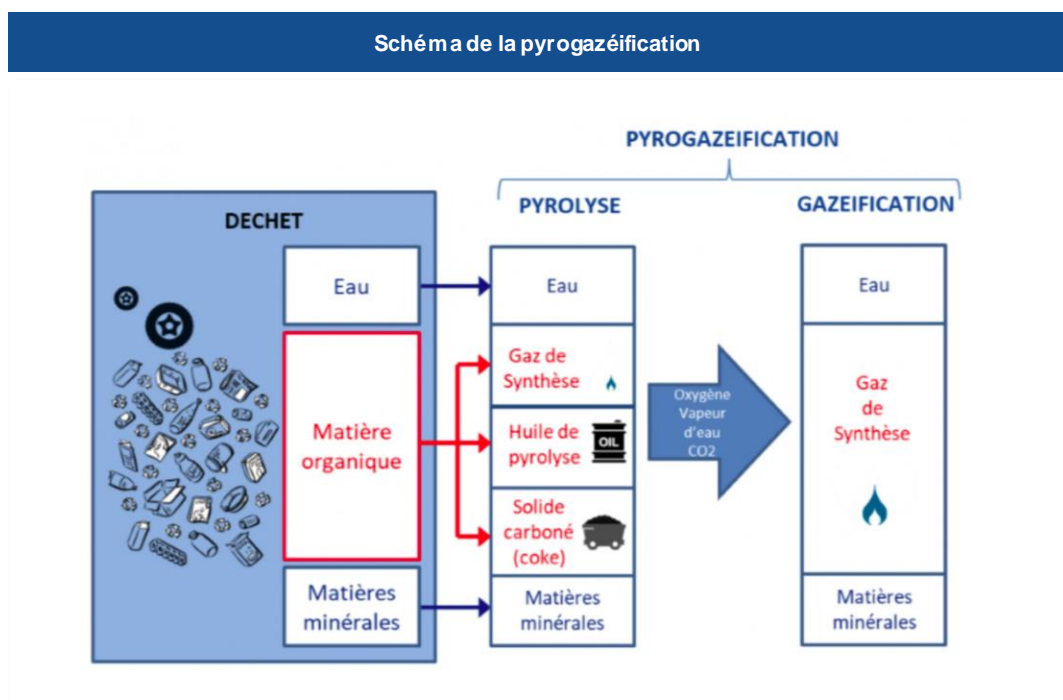
Le principal intérêt de la méthanisation est que cette technique permet une double valorisation : valorisation du gaz produit par injection dans les réseaux ou par transformation en électricité ou chaleur, ainsi que valorisation du digestat qui sert d'engrais. De plus, cette technique peut être neutre en carbone sous certaines conditions : le gaz réinjecté ne correspond qu'à du carbone qui a été capté, sous réserve de ne pas surexploiter la biomasse, qui doit pouvoir se renouveler. La méthanisation permet en tout cas de réduire les émissions de gaz à effet de serre par rapport à l'utilisation d'énergies fossiles, et l'utilisation du digestat représente une alternative moins néfaste pour l'environnement que celle d'engrais de synthèse. Enfin, la méthanisation permet de traiter des déchets qui n'auraient pas été compostables tels quels.

Toutefois, la méthanisation est une technique qui présente des limites. L'intérêt du digestat pour la fertilité des sols est encore un sujet de controverse, et la présence de bactéries dans celui-ci présente un risque pour la qualité de l'eau. Enfin, d'éventuelles fuites de gaz dans le processus et l'évaporation d'éléments du digestat peuvent provoquer l'émission de gaz à effet de serre ou de polluants atmosphériques. Face à ces risques, le label Qualiméthana a été déployé début 2020 pour fiabiliser les installations de méthanisation et garantir la mise en œuvre des bonnes pratiques de conception et de construction. GRDF milite pour que les financements de projets de méthaniseurs s'accompagnent systématiquement de ce label.

Notons aussi que pour que la filière soit rentable, celle-ci doit avoir une source d'approvisionnement stable en matières organiques, et qu'il est nécessaire de prévoir des solutions pour les déchets non méthanisables.

## LA PYROGAZÉIFICATION

### Principe de la pyrogazéification



Cette technique repose sur le même principe que celui de la méthanisation : celui de la fermentation des déchets. Il s'agit ainsi de chauffer à haute température de la biomasse sèche, en présence d'une faible quantité d'oxygène. La pyrogazéification s'inspire ainsi du processus de carbonisation utilisé au XIX<sup>ème</sup> siècle. Elle se compose de deux étapes : la pyrolyse et la gazéification.

La pyrolyse est une première étape de chauffage en l'absence d'oxygène, pour des températures comprises entre 250 et 650°C. Les déchets utilisables sont par exemple de la boue séchée, des résidus de la filière bois ou des produits agricoles. Cette étape permet de créer trois types de produits :

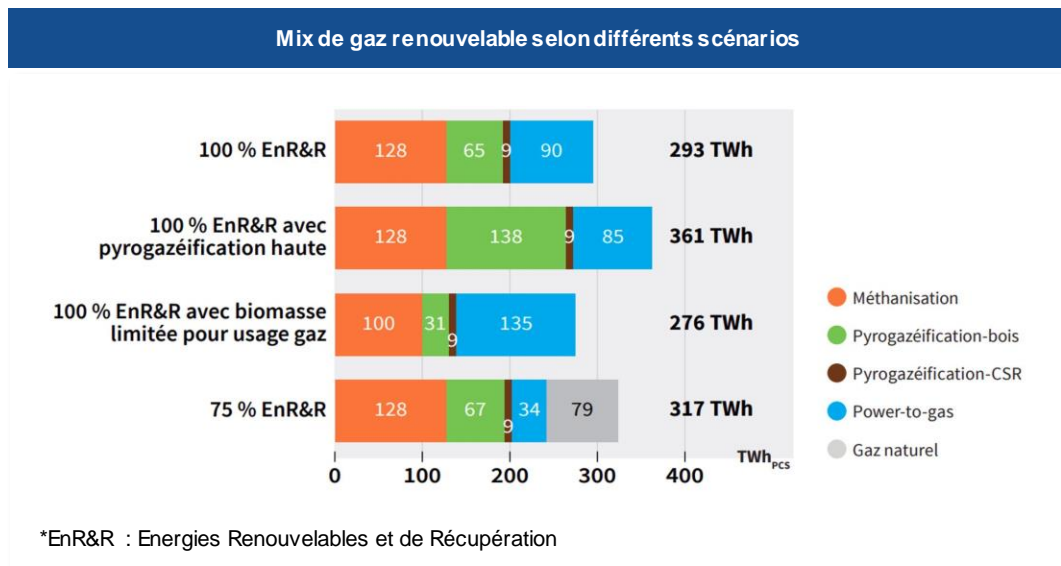
- Produit solide (charbon),
- Produit liquide (huile),
- Produit gazeux (gaz de synthèse combustible).

La proportion de ces phases dépend de la durée et des températures de la pyrolyse.

La seconde étape du processus de pyrogazéification est celle de gazéification. Cette fois-ci, il s'agit de chauffer à nouveau les produits de la pyrolyse à très haute température (entre 900 et 1200°C) en présence d'oxygène afin de les transformer intégralement en gaz de synthèse, à l'exception de certains résidus minéraux qui restent après le processus.

### Volume potentiel de la pyrogazéification en France

Selon l'ADEME, le gisement énergétique de pyrogazéification pour 2050 serait de l'ordre de 140 TWh (pour 140 pour la méthanisation). Les ressources utilisées seraient principalement les déchets de la filière bois, les combustibles solides de récupération et quelques résidus agricoles. Selon les scénarios (entre 75% et 100% de gaz renouvelable en 2050), la pyrogazéification pourrait représenter entre 15 et 40% de la filière gaz totale.



Source : ADEME

### Existant et horizon potentiel de maturité

Actuellement, la filière de pyrogazéification est au début de son expansion puisque seuls quelques projets de quelques MWh ont vu le jour. Toutefois, de nombreuses collectivités et industriels portent des projets de pyrogazéification ce qui laisse penser que la filière pourrait atteindre environ 6 TWh par an d'ici 2030. L'importance de cette filière dans les scénarios énergétiques de l'ADEME laisse penser que la pyrogazéification va s'implémenter massivement sur le territoire d'ici quelques années.

### Avantages et inconvénients

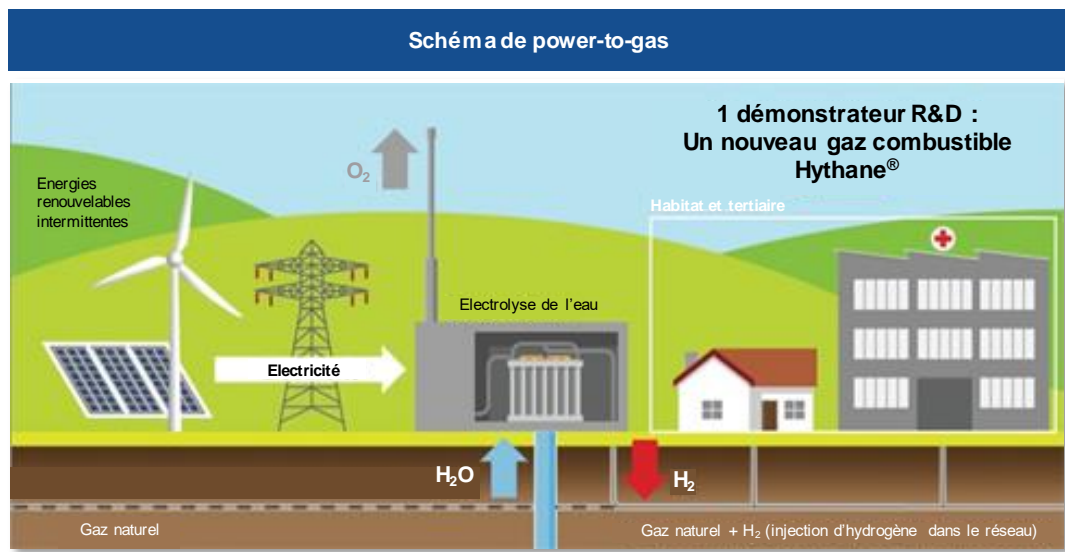
Tout comme la méthanisation, cette technique a le double intérêt de produire une énergie moins carbonée et moins polluante que le gaz naturel, tout en permettant de traiter des déchets difficilement valorisables. Les installations peuvent être décentralisées et favorisent ainsi les circuits courts énergétiques. Toutefois, tous les déchets ne peuvent pas être traités par ce processus, mais la combinaison de cette technique avec celle de la méthanisation pourrait permettre d'en valoriser un large panel. Un point d'attention doit toutefois être mis sur le type d'énergie utilisée en apport externe pour réduire l'empreinte carbone du procédé. Notons aussi que cette technologie est en retard de quelques années sur celle de la méthanisation.

## LE POWER-TO-GAS

### Principe du power-to-gas

Le power-to-gas n'est pas réellement une technique de production d'énergie. Il s'agit plutôt de valoriser de l'énergie déjà produite qui risquerait d'être perdue. L'essor des énergies renouvelables telles que les panneaux solaires ou les éoliennes permet d'augmenter la production énergétique, mais de manière intermittente. En effet, la production par les sources d'énergie renouvelable est dépendante de conditions naturelles comme l'ensoleillement ou les vents ; le développement massif de ces énergies va donc augmenter la fréquence des moments où la production sera supérieure à la consommation (période de fort ensoleillement par exemple). Or, l'énergie électrique est très difficilement stockable et doit être consommée instantanément. Il convient donc de valoriser cet excédent d'énergie.

La technique du power-to-gas permet donc de transformer de l'énergie électrique en gaz naturel. L'électricité est utilisée pour convertir de l'eau en hydrogène par électrolyse, puis cet hydrogène est soit injecté directement dans les réseaux, soit méthanisé (mélange d'hydrogène et de carbone) pour être transformé en méthane de synthèse. De cette manière, le surplus d'électricité est converti en gaz plus facilement stockable, et utilisable directement dans le réseau.



Source : ENGIE

### Volume potentiel du power-to-gas en France

Selon les scénarios de l'ADEME (cf. figure 7), le power-to-gas pourrait représenter entre 10 et 50% de la production totale de gaz à l'horizon 2050. En effet, dans le contexte d'un mix électrique 100% renouvelable, la production de gaz par power-to-gas pourrait atteindre jusqu'à 140 TWh par an.

### Existant et horizon potentiel de maturité

Actuellement la technologie de power-to-gas est à l'état de projets pilotes en France. Notons le démonstrateur Jupiter 1000, mis en service en 2020, qui est l'installation française de la plus grande envergure utilisant cette technique. La technologie devrait être opérationnelle en 2030, et pourrait atteindre environ 30 TWh par an en 2035. Cette technologie est donc sur le point d'être opérationnelle, mais est en retard par rapport à la méthanisation ou la pyrogazéification.

### Avantages et inconvénients

Ce processus qui ne permet pas de produire une nouvelle forme d'énergie conduit à limiter les pertes énergétiques dues aux sources d'énergie renouvelables. Il permet donc d'améliorer les rendements de ces dernières. A condition que l'électricité utilisée soit décarbonée, cette technique permet de produire du gaz substituable au gaz fossile, et encourage le développement des énergies renouvelables, elle est donc bénéfique pour l'environnement. Toutefois, cette technologie ne permet pas d'augmenter la production énergétique verte, mais bien de l'optimiser en produisant du gaz vert à partir d'une ressource renouvelable qui serait perdue autrement. Cette technologie n'est pas encore mature pour un développement industriel immédiat.

Comme évoqué précédemment, la technologie de power-to-gas permet de produire du méthane ou de l'hydrogène. (cf. white paper 1 : L'Hydrogène, la nouvelle frontière pour un développement durable).

## CONCLUSION SUR LA PRODUCTION, L'UTILISATION ET LE POTENTIEL DU GAZ VERT EN FRANCE

L'ensemble des techniques de production de gaz vert peut être résumée dans le tableau ci-dessous :

	Principe	Produits	Etat actuel	Potentiel 2050	Avantages	Inconvénients
<b>Méthanisation</b>	Dégradation de matière organique dans une cuve	Biogaz et digestats	6 TWh/an, filière en expansion	Jusqu'à 130 TWh/an (32% de la consommation actuelle de gaz naturel)	Production de gaz et d'engrais, traitement de déchets, décarboné (tant que biomasse non surexploitée)	Controverses sur l'utilisation du digestat, contraintes sur les déchets utilisables
<b>Pyrogazéification</b>	Chauffage et fermentation de déchets secs	Gaz de synthèse	Négligeable (quelques MWh/an, début d'expansion)	Jusqu'à 140 TWh/an (35% de la consommation actuelle de gaz naturel)	Moins carboné que le gaz naturel, traitement de déchets	Contraintes sur les déchets utilisables
<b>Power-to-gas</b>	Transformation d'eau en méthane ou hydrogène en utilisant l'électricité (électrolyse de l'eau) en surplus des ENr	Méthane ou hydrogène	Que des projets pilotes, maturité technologique d'ici 2030	Jusqu'à 130 TWh/an (32% de la consommation actuelle de gaz naturel)	Optimisation énergétique, décarboné (à condition d'utiliser de l'électricité renouvelable)	Pas d'augmentation de la production énergétique

LE GAZ VERT. UN DÉFI À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE.



# LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DU GAZ

09/05/2022

**Crédit Mutuel**  
Asset Management

## LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DU GAZ VERT

### INJECTION DANS LE RÉSEAU DE GAZ NATUREL



Source : ADEME

Afin de pouvoir être valorisé, le biogaz doit être injecté dans le réseau de gaz naturel. Pour cela, il doit d'abord être épuré, afin de répondre aux critères des distributeurs et transporteurs de gaz naturel. En effet, le biogaz issu de la méthanisation est composé de méthane (entre 50 et 70%) mais aussi d'autres gaz qui pourraient endommager les installations du réseau (eau, hydrogène, oxygène, ...). Il existe plusieurs techniques d'épuration, permettant d'atteindre plus de 97% de teneur en méthane, et donc d'obtenir ce que l'on appelle du biométhane, injectable dans les réseaux :

- Lavage : le gaz passe à contre-courant dans une colonne d'eau par exemple
- Tamis moléculaire : le gaz passe à travers des éléments comme le charbon actif qui permettent la séparation du méthane des autres gaz
- Membrane : Le méthane est sélectionné en traversant plusieurs membranes
- Cryogénie : le gaz est liquéfié puis séparé à des températures différentes

Enfin, le gaz est odorisé pour des raisons de sécurité.



En France, le gaz peut ensuite être injecté dans deux types de réseaux différents, en fonction de l'endroit où se situe l'unité de production : un réseau de distribution (géré soit par GRDF, soit par une entreprise locale) ou un réseau de transport (comme celui de GRTgaz). Enfin, le producteur peut établir un contrat avec le fournisseur de son choix<sup>3</sup>. Comme les unités de méthanisation ne sont pas toujours rentables, l'Etat a mis en place un dispositif pour aider les producteurs. Le biométhane bénéficie d'un contrat avec des tarifs d'achat garantis pendant 15 ans (une extension à 20 ans et en cours de réflexion). De plus, comme le développement peut être freiné par des contraintes techniques, il est possible d'acheminer le biométhane par la route jusqu'à un point d'injection de gaz naturel déjà existant. On parle alors d'injection portée de biométhane, qui bénéficie aussi d'un dispositif d'obligation d'achat. Notons toutefois que l'utilisation de transports routiers a un impact carbone non négligeable.

Ainsi, le gaz peut donc être injecté de trois manières dans le réseau :

- Raccordement sur le réseau de distribution (création d'une branche de réseau supplémentaire),
- Raccordement sur le réseau de transport,
- Injection portée



<sup>3</sup> En effet, les marchés de gaz sont ouverts à la concurrence depuis 2007, ENGIE n'est donc plus l'unique fournisseur de gaz.

## DÉVELOPPEMENT DES MÉTHANIERES POUR LE TRANSPORT MARITIME

Il existe deux manières de transporter du gaz sur des distances importantes : par l'intermédiaire de gazoducs, canalisations en acier qui transportent le gaz naturel sur des milliers de kilomètres, ou par l'intermédiaire de méthaniers, navires qui transportent du gaz naturel liquéfié.



Source : Le Monde

La liquéfaction du gaz permet de faciliter son transport. En effet, ce processus conduit à diviser son volume par 600, ce qui permet aux méthaniers de contenir de grandes quantités de gaz. Pour cela, le gaz doit être refroidi à  $-162^{\circ}\text{C}$ . Le gaz peut donc ensuite être transporté sur de longues distances ; cette solution permet de mieux s'adapter au contexte géopolitique que l'utilisation de gazoducs dont les points de départ et d'arrivée ne peuvent pas changer, ce qui fait que les méthaniers se développent de plus en plus.

Toutefois, le transport par méthanier est un processus coûteux en énergie : une usine de liquéfaction consomme 10% du gaz qu'elle reçoit (émettant ainsi du  $\text{CO}_2$ ), et le transport maritime et la regazéification nécessitent des dépenses énergétiques et ont un impact carbone à considérer. L'utilisation de gazoduc est aussi coûteuse et émettrice de  $\text{CO}_2$ , puisque les étapes de recompression du gaz peuvent consommer jusqu'à 20% de celui-ci pour une distance de 5 000 km.

C'est pourquoi la méthanisation et d'une manière générale la production de biogaz est un processus avantageux : il s'agit d'un processus décentralisé qui ne nécessite pas de parcourir de longues distances coûteuses et polluantes en méthanier ou en gazoduc. Le réseau énergétique devient un réseau plus local, et augmente l'indépendance énergétique des territoires.

## RENFORCEMENT DU RÉSEAU



Source: CEREMA

Le réseau de gaz français a été construit pour assurer la distribution du gaz depuis quelques points d'entrée dans le réseau, très peu nombreux (ports de méthaniers, pays voisins, ...). Ce gaz est ensuite acheminé vers des zones de stockage ou de distribution. Ensuite, des mailles (réseaux de distribution de gaz) permettent d'acheminer le gaz directement chez les consommateurs à des pressions de plus en plus basses. Il s'agit donc d'un circuit imaginé à sens unique, puisque le réseau ne permet pas au gaz de revenir vers des pressions supérieures. Cela pose problème pour un système énergétique décentralisé : les unités de méthanisation ne peuvent donc alimenter que les consommateurs de leur maille, le gaz produit ne peut à priori pas remonter dans les réseaux de transport ou les mailles de distribution supérieures pour atteindre d'autres consommateurs.

Cette situation est effectivement problématique à cause de la fluctuation de la demande en gaz. En effet, la consommation en gaz chez les particuliers est plus importante en hiver avec le chauffage qu'en été où les besoins sont uniquement liés à la production d'eau chaude sanitaire et à la cuisson. Dans certaines zones, la demande varie même entre les jours de la semaine et le week-end. Dans cette situation, si ce que l'on appelle la capacité d'accueil de la zone de l'unité de méthanisation est saturée (demande inférieure à l'offre donc forte pression dans les tuyaux), celle-ci ne peut pas injecter tout son biométhane. Aujourd'hui, les unités sont encore capables de distribuer la totalité de leur production, mais le réseau actuel ne permettra pas de raccorder la totalité des projets de biogaz.

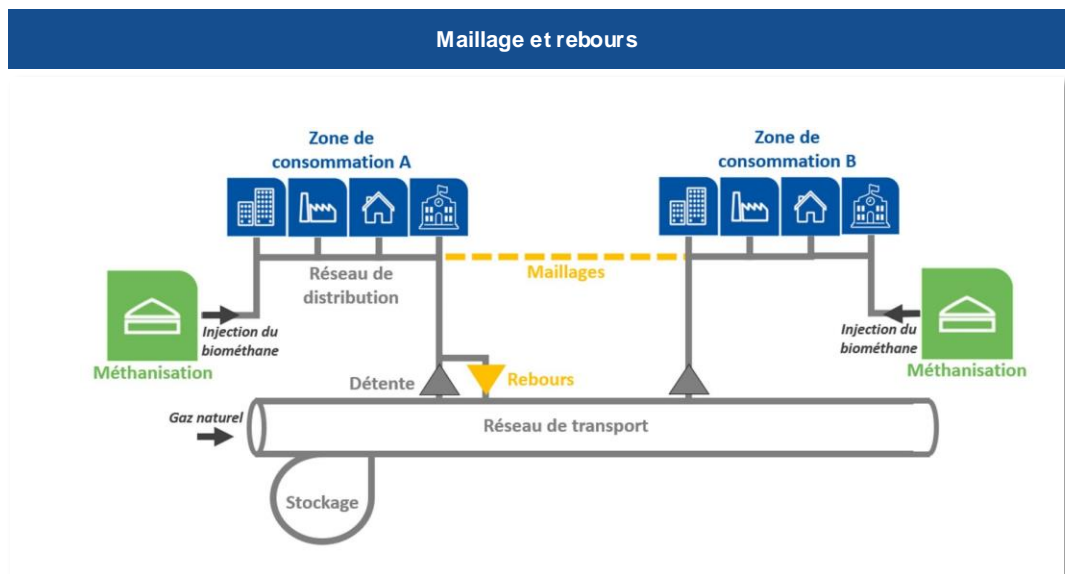
Face à ce problème, il existe deux solutions : le maillage et le rebours, qui nécessitent des investissements spécifiques.

### Le maillage

Le maillage consiste simplement à raccorder plusieurs petits réseaux de distribution de même pression. Les unités de méthanisation sont donc reliées à plus de consommateurs, ce qui permet de limiter au minimum les variations de demande en gaz.

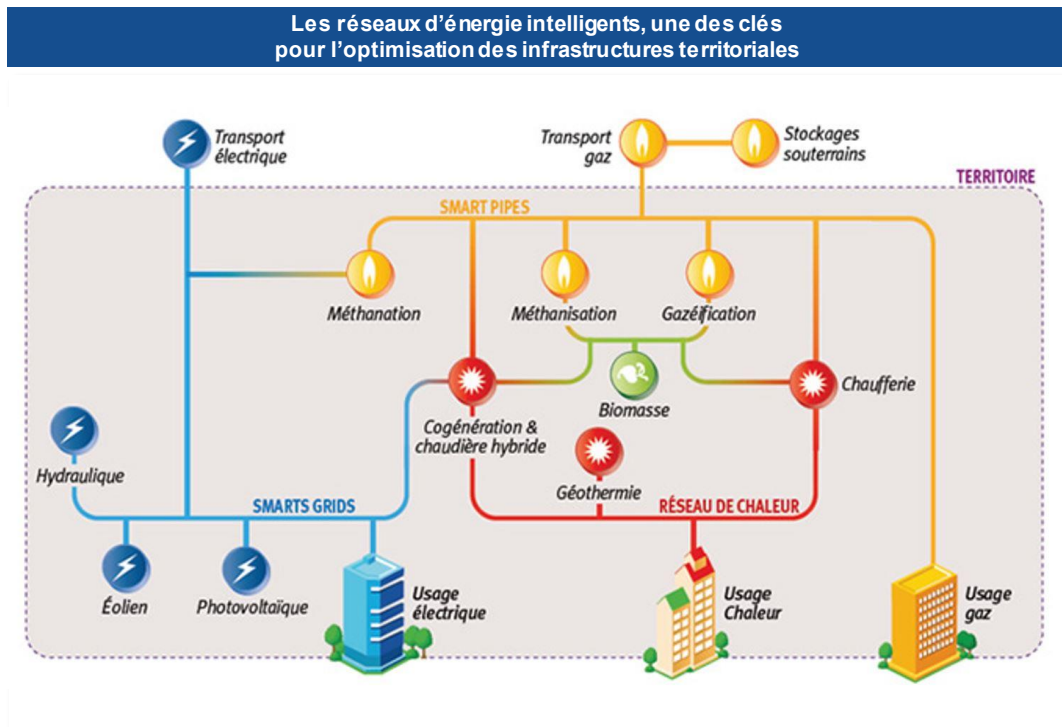
### Le rebours

Le rebours est une solution technique qui consiste à installer un compresseur à l'interface entre le réseau de transport (à haute pression) et celui de distribution (à basse pression). En situation normale, le gaz des réseaux de transports continuerait à être détendu pour pouvoir passer dans les réseaux de distribution. Mais dans les cas où l'offre dépasse la demande dans une maille de distribution, le gaz pourrait être recompressé et réinjecté dans le réseau de transport, ce qui permet ainsi aux unités de méthanisation d'injecter tout leur gaz et de ne pas être limitées par le réseau.



Source : GRDF

## SMART GAS GRIDS



Source : GRDF

Le réseau électrique se développe de manière de plus en plus intelligente. C'est ce que l'on appelle le smart grid. L'idée de réseau intelligent est aussi applicable pour les systèmes de transport et de distribution de gaz : il s'agit alors du smart gas grid. L'objectif est d'anticiper, d'influencer et de s'adapter aux comportements des producteurs et des consommateurs en utilisant le numérique. Les smart gas grids répondent à quatre objectifs stratégiques :

- Intégrer le gaz vert dans les réseaux de gaz naturel,
- Faciliter le power-to-gas pour que les réseaux de gaz et électriques soient complémentaires,
- Aider le consommateur à maîtriser son utilisation d'énergie (suivi plus précis des consommations de gaz),
- Optimiser les réseaux pour réduire les coûts d'exploitation du gaz.

Ainsi, l'utilisation de capteurs intelligents, des solutions techniques mentionnées précédemment (rebours, power-to-gas, ...) et le développement du gaz vert peuvent se coupler aux technologies numériques pour que le réseau soit plus intelligent, ce qui permet de réduire les coûts pour les consommateurs et les fournisseurs, d'augmenter la sécurité des installations en exerçant une meilleure surveillance sur celles-ci et de favoriser la production de gaz renouvelable. Les réseaux électriques, de gaz et même les réseaux de chaleur peuvent être liés pour que l'offre soit au maximum en adéquation avec la demande.

## STOCKAGE DU GAZ ET CCS

### Stockage du gaz

Le stockage de l'énergie est un enjeu de la transition écologique. En effet, il permet de ne pas gaspiller d'énergie lorsque la demande est insuffisante. L'électricité est très difficile à stocker, c'est pourquoi la technique de power-to-gas a été développée : en effet, le gaz est l'une des énergies les plus facilement stockables.

Il existe trois manières de stocker du gaz :

- On comprime le gaz dans une roche riche en eau : il s'agit alors de stockage en nappe aquifère,
- On comprime le gaz dans des cavités à l'intérieur de couches de sel : ce stockage est appelé stockage en cavités salines,
- On comprime le gaz dans d'anciens gisements de gaz qui ne sont plus exploités : il s'agit alors de stockage en gisements déplétés.

En France, le gaz est principalement consommé en hiver, pour le chauffage résidentiel. Il est donc stocké surtout pendant l'été. Grâce au power-to-gas, l'électricité renouvelable en surplus peut donc être convertie en méthane et en hydrogène l'été, lorsque les consommations en énergie sont plus faibles. Le gaz est alors stocké dans des roches ou des cavités, puis réinjecté dans les réseaux de gaz pendant l'hiver, ou retransformé en électricité à l'aide d'une pile à combustible (power-to-power).

### Capture de Carbone et Stockage (CCS)

La technologie du stockage du gaz s'approche de celle de la séquestration carbone. En effet, certains acteurs proposent de capturer du carbone émis par les industries et le stocker dans le sol, afin de lutter contre le changement climatique. Ce processus existe pour l'instant à petite échelle mais est très coûteux en énergie. Les développements en cours permettent néanmoins d'anticiper des économies d'échelle significatives à horizon 2030.

Le principe consiste, par exemple, à capter du CO<sub>2</sub> issu des centrales thermiques au gaz naturel afin d'en améliorer le bilan carbone. Le CO<sub>2</sub> est ensuite comprimé et injecté sous terre, où il est stocké définitivement (cf. white paper 3 : Captage du CO<sub>2</sub>. Quel rôle pour la finance dans le développement des solutions de capture carbone ?). En fonction des progrès fait dans le développement de cette technologie, elle pourrait également permettre de réduire l'empreinte carbone de la chaîne de valeur du Gaz Naturel Liquéfié, en particulier dans le processus de liquéfaction qui consomme 10% de la ressource en gaz.

Notons toutefois qu'il n'y a pas à l'heure actuelle de consensus sur le rôle de ces solutions dans les différents scénarios d'adaptation. D'un point de vue technique, chaque maillon de la chaîne est considéré comme mature mais les conditions d'application dans les projets dépendent de nombreux facteurs (concentration de CO<sub>2</sub>, infrastructures mutualisées, réglementations, conditions de transport, ...). Néanmoins, la technologie du CCS pourrait permettre d'éviter l'émission d'environ 7 GT de CO<sub>2</sub> d'ici 2070, selon l'AIE, soit 20% de l'effort nécessaire dans les domaines de la production d'énergie et de l'industrie.

LE GAZ VERT. UN DÉFI À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE.



# ENTRETIEN AVEC SORAYA THABET

09/05/2022

**Crédit Mutuel**  
Asset Management



*Soraya Thabet,  
Responsable  
stratégie senior,  
Direction de la  
stratégie Groupe -  
ENGIE*

## ENTRETIEN AVEC SORAYA THABET

### Quelles sont les perspectives du développement du gaz vert en France et en Europe ?

Avant tout, il faut avoir à l'esprit qu'il y a un panel de gaz verts, chacun avec son calendrier de développement.

Nos études et convictions, c'est qu'à l'horizon 2050, le gaz reste un vecteur nécessaire et important pour assurer la transition énergétique, guidé à la fois par des usages qui ont besoin de ces molécules et par une résilience du système énergétique. Le gaz permet de pallier à des incertitudes de production et permet d'assurer le passage de la pointe énergétique, c'est donc un élément qui assure la robustesse du système électrique sans avoir à le surdimensionner.

Par ailleurs, le gaz dispose déjà d'infrastructures de transport, de distribution et de stockage, ce qui permet de minimiser le coût de la transition énergétique.

Nous visons 100% de gaz vert en 2050, ce qui est faisable en mobilisant les différentes technologies au fur et à mesure de leur développement, sachant qu'il y a une incertitude sur la demande en gaz, qui devrait baisser un peu.

La méthanisation de première génération, à partir de résidu agricole et agroalimentaire est déjà opérationnelle. Il faudra ensuite progressivement mobiliser la méthanisation de seconde génération, à partir de biomasse solide, déchets de bois ou de matières de récupération (pyrogazéification) et enfin le e-méthane (power-to-gas), fabriqué à partir d'électricité verte et de CO<sub>2</sub>, qui peut être produit en France ou importé de là ou l'hydrogène vert peut être fabriqué à faible coût.

Dans le mix 100% décarboné, une part de CCS devrait rester nécessaire à l'échelle européenne.

### Quels sont les principaux enjeux technico-économiques pour le développement du gaz vert en France et en Europe ?

Aujourd'hui, nous avons la certitude que le potentiel existe, plusieurs études au niveau français (étude de l'ADEME) et européen convergent dans ce sens et montrent que le potentiel de biomasse est là.

L'enjeu est donc celui d'une mobilisation des potentiels, de développement des filières et du tissu industriel, qui se fait de manière progressive.

C'est également une réponse à la dépendance énergétique européenne. La France est dans une situation plutôt favorable de par son tissu agricole, mais il reste nécessaire de le mobiliser à la hauteur.

Le rythme de développement dépend notamment de l'apport en finance. Pour la première génération, on a essentiellement des financements publics aujourd'hui, mais demain, cela pourrait très bien être des financements privés.

Pour la deuxième génération, les technologies sont prêtes, il s'agit maintenant de les développer pour faire la preuve qu'elles passent à l'échelle industrielle, pour ensuite pouvoir en assurer le développement. Les premières et deuxième générations sont assez complémentaires en ressources.

<sup>1</sup> Technology Readiness Level (TRL) : niveau de maturité technologique entre 1 (au stade de recherche technologique fondamentale) et 9 (le système a été testé opérationnellement et est prêt à être lancé)



Pour ce qui est de l'e-méthane, de nombreux projets industriels en sont au stade de développement, dans différents pays et notamment aux Pays-Bas.

S'agissant du réseau électrique, la France a déjà un mix électrique très peu carboné du fait de son parc nucléaire existant. Sur le parc européen la situation est différente avec des centrales charbon notamment, donc qui vont devoir passer à du thermique gaz, biométhane ou CCS. Il n'y a pas de difficulté technique particulière sur le biométhane.

### **Est-ce qu'un modèle avec gaz vert est compétitif par rapport à un modèle tout électrique ?**

Un modèle tout-électrique n'est pas réaliste, et même dans les scénarios les plus volontaristes en matière d'électrification, il reste toujours du gaz. Cela se retrouve dans les scénarios de RTE (Réseau de Transport Electrique) ou dans les scénarios vision 2050 de l'ADEME.

Ce n'est pas donc tant une question de compétitivité relative mais plutôt de complémentarité.

Il y a notamment des usages industriels pour l'utilisation du méthane qui ont besoin de la molécule, c'est le cas des industries chimistes ou qui ont besoin de la densité énergétique du méthane pour leur processus. C'est le cas pour le transport lourd, comme le maritime. Il y a également un besoin de gaz pour certains bâtiments existants où les alternatives techniques sont limitées, donc dans tous les cas il y a un besoin qui reste.

Par ailleurs, on considère que le système gaz offre cette capacité de stockage, de résilience au système électrique qui permet de minimiser le coût de la transition énergétique.

Aujourd'hui il y a sur la table plusieurs scénarios de transition énergétique, qui permettent tous d'atteindre la neutralité carbone. On peut les classer en deux catégories : ceux qui tablent sur un mix plutôt équilibré entre gaz et électricité et ceux qui tablent sur un mix fortement électrifié.

Dans tous les cas, l'électrification des usages augmente. Dans nos estimations pour la France, à l'horizon 2050, la demande en électricité est de l'ordre de 550 TWh/an pour un mix équilibré et de 700 TWh/an dans un mix fortement électrifié. Pour le gaz la demande primaire en méthane (vert et décarboné) est de l'ordre de 300 TWh pour un mix équilibré, et de 160 TWh pour un mix fortement électrifié. La demande en gaz varie selon les secteurs et permet d'assurer le passage de la pointe hivernale.

Entre ces deux trajectoires, le surcoût de la transition passant par un mix fortement électrifié, où tous les curseurs sont poussés vers le haut est de l'ordre de 50% pour atteindre le net zéro émission en 2050, soit 14 milliards d'euros en plus par an en 2050.

La différence s'explique en particulier par la gestion de la pointe de la consommation. On considère que le mix équilibré permet de réduire les besoins en pointe électrique de 18%.

### Quel est le potentiel de gaz vert mobilisable ?

Il y a d'abord plusieurs questions, le potentiel et la mobilisation. On considère qu'en France le potentiel 2050 de production de biométhane et e-méthane est de 320 TWh. En complément on pourrait mobiliser du potentiel non domestique, soit de l'e-méthane importé, soit du gaz naturel et CCS qui est du même ordre de grandeur.

Les 320 TWh couvrent largement la demande qu'on peut imaginer dans les différents scénarios évoqués plus haut, en précisant que ce sont des scénarios élaborés avant la crise ukrainienne.

Les trajectoires et choix politiques en lien avec l'indépendance énergétique peuvent accentuer ou accélérer le développement des gaz verts. Cette vision du potentiel à long terme reflète une vision de la transition, équilibrée, assez alignée avec d'autres études, on pense que des choses vont se développer à l'avenir.

### Pourquoi et comment le monde de la finance devrait s'impliquer dans le développement du gaz vert en France et en Europe ?

La question de la trajectoire est importante. Le potentiel est là, le caractère indispensable pour le système énergétique est démontré, ce qu'il reste c'est la trajectoire, et notamment la rapidité de mobilisation du système à la fois pour la transition énergétique et l'indépendance énergétique.

L'accélération du développement nécessite de l'appui public et des investissements, en particulier pour le développement de la deuxième génération et de l'e-méthane.

Le monde de la finance peut s'investir en appuyant le développement de ces projets et technologies, en appuyant les clients qui souhaitent se décarboner, collectivités ou entreprises qui souhaitent mettre plus de gaz vert dans leur mix.

Le développement du biométhane est très ancré dans les territoires et donc très vertueux pour les territoires. C'est associé à l'économie circulaire, aux boucles locales. Ça permet d'alimenter des infrastructures locales.

Dans certains territoires il y a déjà 25% de biométhane dans le réseau.

Il faut appuyer les acteurs qui font ces choix. A la fois ceux qui produisent et ceux qui demandent.

Au-delà des territoires, cela peut aussi être des industries, petites ou grandes, fortement consommatrices de gaz. C'est important de pouvoir soutenir ces industries pour qu'elles aient un approvisionnement local, d'autant que les infrastructures sont là.

Les infrastructures réseaux existent, c'est leur force. Elles doivent s'adapter pour le biométhane, il y a parfois besoin de renforcement, mais il y a déjà 25% de biométhane dans certaines régions et ça marche bien. Il n'y a pas de changement d'échelle à faire. A plus long terme, des études sont menées au niveau européen pour les transporteurs pour travailler sur un réseau hydrogène, mais l'enjeu du déploiement immédiat c'est vraiment de soutenir l'offre et d'aider la demande à tirer le marché car le potentiel est là et il faut le mobiliser, c'est indispensable pour la transition énergétique et l'indépendance énergétique.



# L'ÉQUATION DES COÛTS

## L'ÉQUATION DES COÛTS

### LES COÛTS DE PRODUCTION DU BIOGAZ

Selon la chambre d'agriculture, l'investissement pour une unité de méthanisation représente entre 6 000 et 12 000 euros/kWe, avec des prix dégressifs avec la taille de l'unité. Typiquement, une installation de 200 kW nécessite un investissement de 1,5 millions d'euros. Il faut compter entre deux et quatre ans pour porter le projet à maturité et le monter. Avant de porter un tel projet, il est essentiel d'étudier la question de l'accessibilité des matières premières. Par exemple, un méthaniseur de 150 kW nécessite 150 vaches laitières et 1 200 t de résidus ou cultures intercalaires pour produire 3 000 MWh/an de biogaz<sup>4</sup>.

Le prix de rachat du biogaz produit dépend du type et de la taille de l'installation, ainsi que de la nature des intrants. Les tarifs proposés par GRDF sont indiqués dans le tableau ci-contre. Les primes aux intrants sont les plus élevées pour les résidus de traitement des eaux usées et les déchets de l'agriculture et de l'agroalimentaire.

TARIF D'ACHAT = Tarif de référence + Prime aux intrants	
<input checked="" type="checkbox"/> <b>Tarif de référence</b> Il varie entre <b>64 € et 95 € / MWh</b> <small>en fonction du type de production et de la taille de votre projet (débit).</small>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Prime aux intrants</b> Elle varie entre <b>5 € et 39 € / MWh</b> <small>en fonction de la nature de vos intrants et de la taille de votre projet (débit).</small>

Figure 15 : Tarif d'achat du biométhane, GRDF

Aujourd'hui, les coûts de production du biométhane sont compris entre 90 et 120 euros par MWh avec un ratio de 40/60 entre investissement et fonctionnement, ce qui signifie que la rentabilité des projets actuels nécessite souvent une aide à l'investissement.

Grâce aux externalités positives liées au biométhane (complément de revenus pour les agriculteurs, valorisation des déchets et réduction des engrais fossiles, rentabilité des réseaux gaziers, exploitation des substrats...), valorisées entre 40 et 70 €/MWh<sup>5</sup>, la compétitivité relative du biométhane, par rapport au gaz naturel, serait assurée à un coût de production du biométhane compris entre 70 et 100 € par MWh. Ainsi, en déduisant du coût de production les revenus liés aux externalités positives, le coût de revient net du biométhane serait d'environ 30€/MWh, soit le niveau de prix du gaz naturel sur le marché libre européen (TTF) avant le conflit en Ukraine. Afin de limiter le total des aides publiques à ce secteur, l'Etat a fixé un objectif de 67 euros de coût de production en 2023 et de 60 euros en 2028.

Si le dispositif de l'ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique en France via des enchères) permet aux concurrents d'EDF de se fournir en électricité à bas coût (100 TWh à 42€/MWh + 20 TWh à 46,2€/MWh pour 2022), la crise énergétique de début 2022 a porté le prix de l'électricité sur les marchés libres européens autour de 150 €/MWh, ce qui rend le biométhane compétitif dans les conditions actuelles pour des usages (notamment domestiques) ou gaz et électricité sont en concurrence. En outre, la forte hausse du prix du gaz sur le marché libre (TTF) au-delà de 100€/MWh, consécutive à la guerre en Ukraine, pourrait être un accélérateur de nouveaux appels d'offre pour des projets de méthaniseurs.

<sup>4</sup> [https://chambres-agriculture.fr/fileadmin/user\\_upload/National/002\\_inst-site-chambres/pages/agri\\_pdl/fiche10\\_Methanisation\\_fiche\\_pedagogique\\_Kit-climat\\_APCA.pdf](https://chambres-agriculture.fr/fileadmin/user_upload/National/002_inst-site-chambres/pages/agri_pdl/fiche10_Methanisation_fiche_pedagogique_Kit-climat_APCA.pdf)

<sup>5</sup> Rapport d'information du Sénat n° 872 Méthanisations : au-delà des controverses, quelles perspectives ?

De manière plus concrète, voici ci-dessous un tableau présentant les coûts d'investissements de projets types de méthanisation selon GRDF.

**Les coûts d'investissements de projets types de méthanisation selon GRDF**

**CIVE** : Culture intermédiaire à vocation énergétique

**ICPE** : Installation Classée protection de l'environnement

TYPE DE PROJET	Agricole (base effluents d'élevage)	Territorial (base effluents d'élevage)	Territorial (base CIVE)
<b>INTRANTS (PAR AN)</b>	18 700 tonnes d'effluents d'élevage 3 500 tonnes de déchets de cultures et d'industries agro-alimentaires 2 000 tonnes de CIVE	14 300 tonnes d'effluents d'élevage 17 700 tonnes de CIVE 4 000 tonnes de cultures principales	24 000 tonnes de CIVE 600 tonnes de déchets de cultures et d'industries agro-alimentaires
<b>PRODUCTION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES</b>	126 Nm <sup>3</sup> /h injectés 11,4 GWh/an soit 1 900 logements ou 44 bus	201 Nm <sup>3</sup> /h injectés 17,8 GWh/an soit 3 000 logements ou 71 bus	212 Nm <sup>3</sup> /h injectés 19,2 GWh/an soit 3 200 logements ou 75 bus
<b>PRODUCTION D'ENGRAIS CHIMIQUES</b>	21 000 tonnes de digestat	29 000 tonnes de digestat	18 700 tonnes de digestat
<b>STATUT ICPE</b>	Enregistrement	Enregistrement	Enregistrement
<b>INVESTISSEMENT (CAPEX)</b>	2 - 5 M €	5 - 10 M €	2 - 5 M €
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	Environ 25 - 40% des investissements (CAPEX) / an	Environ 25 - 40% des investissements (CAPEX) / an	Environ 25 - 40% des investissements (CAPEX) / an
<b>CHARGES (OPEX)</b>	Environ 45 - 55% du chiffre d'affaires	Environ 45 - 55% du chiffre d'affaires	Environ 45 - 55% du chiffre d'affaires

SOURCE : GRDF

## LES SPÉCIFICITÉS DU MARCHÉ DU BIOGAZ EN FRANCE ET EN EUROPE

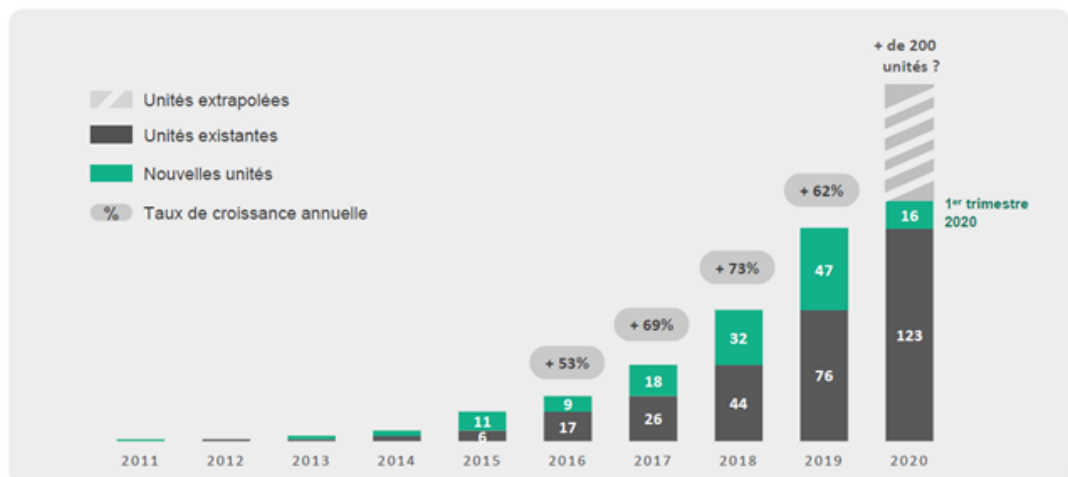
En 2020, les pays européens les plus gros producteurs de biogaz sont dans l'ordre :

1. Allemagne,
2. Royaume-Uni,
3. Italie,
4. France,
5. République Tchèque.

L'Allemagne est le premier pays producteur de biométhane, et constituait à elle seule la moitié du marché européen en 2018. La filière s'est largement développée grâce aux aides publiques massives d'une part, et grâce à la mise en place de cultures énergétiques (cultures dédiées à être méthanisées). L'Italie et le Royaume-Uni ont ensuite suivi le même modèle économique de subventions publiques et de cultures énergétiques, ce qui fait que ces pays constituent 80% du marché européen. La France a développé cette filière plus tard que les autres pays, et a choisi un modèle différent : il n'existe que très peu de cultures à vocations énergétique dans l'hexagone. En effet, la politique française consiste à valoriser des déchets déjà produits (épuration, déchets agricoles ou d'élevage) et non de produire de la biomasse directement pour la méthanisation. Ce choix est plus intéressant écologiquement ; d'ailleurs l'Allemagne et l'Italie cherchent à réduire leur part de culture énergétique. Toutefois, ce système est plus difficile à suivre pour les producteurs qui rencontrent des difficultés à recevoir une quantité suffisante et stable de matières organiques.

La filière en France est toutefois très dynamique, comme le montre le graphique ci-dessous.

Évolution du nombre d'unités d'injection de biométhane



Source : Open Data Réseaux Énergies Sia Partners

## QUELS SOUTIENS DES GOUVERNEMENTS ?

Le gouvernement français a mis en place de nombreuses mesures incitatives au développement de la filière, afin de compenser les coûts de productions élevés (90-120 €/MWh) par rapport au prix du gaz naturel sur le marché libre (30€/MWh avant la guerre en Ukraine). Ces subventions sont répercutées sur les factures des consommateurs sous forme de taxes.

Le gouvernement a ainsi instauré une politique de tarifs d'achats fixes. Les producteurs sont donc certains de vendre leur biogaz ou leur biométhane aux gestionnaires de réseaux à un prix fixe pour une durée fixée à l'avance.

Pour le biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel, l'obligation d'achat dure quinze ans. Comme expliqué précédemment, ces prix de rachat vont être amenés à diminuer, pour atteindre un objectif de 67 euros/MWh en 2023 et 60 euros/MWh en 2028.

Pour l'électricité produite à partir de biogaz, la durée d'obligation d'achat est de 20 ans, sauf si les installations ont une puissance au-delà de 500 kW. Dans ce cas, celles-ci sont soumises à un processus d'appels d'offres.

Au-delà du système d'obligation d'achats, il existe d'autres dispositifs qui favorisent la filière de gaz vert :

- Subventions de l'ADEME ou de collectivités territoriales,
- Prise en charge à 60% des coûts de raccordement du producteur au réseau de gaz naturel,
- Autorisation d'injecter le biométhane dans les sites souterrains de stockage.

## LE RÔLE DE LA FINANCE

Parmi les projets de production de gaz vert, les projets de méthanisation nécessitent en général plusieurs millions d'euros d'investissement. Comme ces projets sont souvent portés par des exploitants agricoles, ces derniers ne disposent pas systématiquement des fonds propres nécessaires, soit généralement environ 30% de l'investissement, malgré les subventions et aides accordées par l'Etat. C'est pourquoi ils ont souvent besoin d'investisseurs pour les accompagner. Selon GRDF, le TRI d'un méthaniseur pourrait ressortir à près de 8%, dans l'hypothèse d'une optimisation des coûts d'investissement et des charges et une valorisation des externalités positives.

Selon les différents scénarios de mix énergétique proposés par l'ADEME, il sera nécessaire de produire environ 300 TWh à l'horizon 2050 et cela ne pourra se faire sur la base des seules ressources méthanisables.

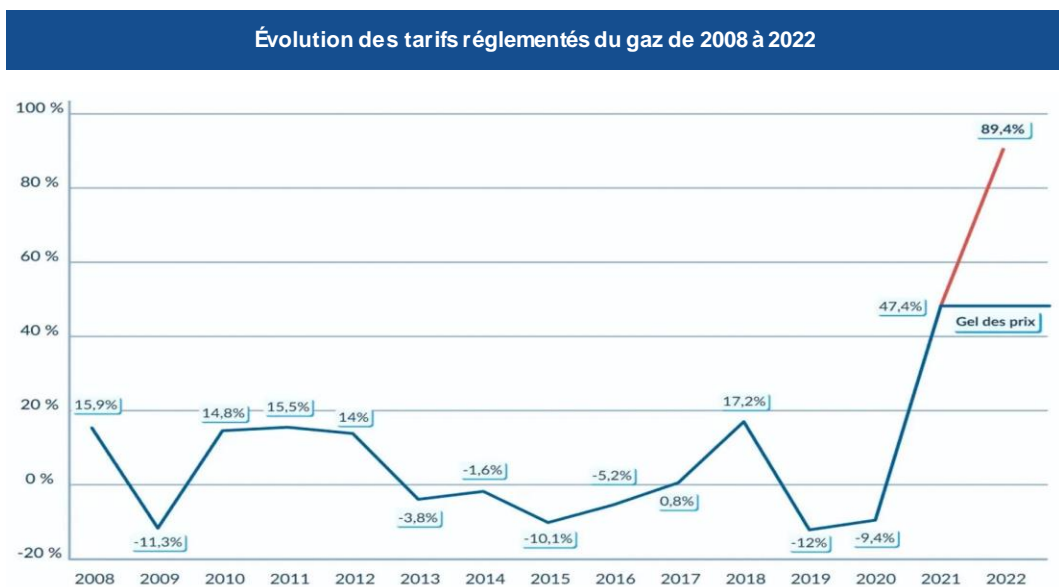
De par le rôle joué par le gaz, y compris dans un scénario maximisant le recours à l'électricité, il est nécessaire de faire appel à d'autres techniques de production, pyrogazéification et power-to-gas pour atteindre la neutralité carbone pour 2050.

Ces techniques, moins matures nécessitent des investissements pour passer à l'échelle industrielle et se développer rapidement, l'enjeu principal étant la vitesse de transition pour répondre à la fois à la décarbonation de l'économie et à l'indépendance énergétique.

A noter également que la production de chaleur et de froid à partir de bioénergies est éligible à la taxonomie européenne. Cette éligibilité peut se voir comme une incitation à développer l'accompagnement des projets par la finance.

## OPPORTUNITÉS ET RISQUES LIÉS AU FINANCEMENT DE PROJETS DE BIOGAZ

### Perspectives du marché d'ici 2030



Source : Commission de Régulation de l'énergie, évolutions annuelles du tarif réglementé du gaz hors taxes

L'augmentation récente des prix des gaz fossiles due à la raréfaction des ressources, ainsi que les tensions récentes avec la Russie qui fournit près de 40% du gaz en Europe ouvrent une large fenêtre d'opportunité pour la production de gaz vert en France, qui devient alors compétitive malgré ses coûts élevés. De plus, cette filière est largement appuyée réglementairement par l'Etat, qui la favorise pour la substituer à celle du gaz naturel, afin de réduire la dépendance de la France aux autres pays exportateurs d'énergies fossiles. La Commission de Régulation de l'Énergie considère l'objectif de 10% de gaz vert produit en France en 2030 comme réaliste (l'objectif a ensuite été ramené à 7%). Cet objectif est toutefois ambitieux, puisqu'il nécessite de multiplier par 30 la production annuelle entre 2019 et 2030. C'est pourquoi une multitude de projets se développent et appellent à un investissement massif.

Toutefois, en 2019, en réduisant l'objectif de part de gaz renouvelable pour 2030 de 10% à 7%, alors que la filière souhaitait atteindre 30%, l'Etat a freiné ses ambitions face aux coûts de production élevés du biogaz. En effet, avant de poursuivre le déploiement massif de cette filière, l'Etat souhaite réduire ses aides publiques : si le prix d'achat est au-delà du seuil fixé par l'Etat, les volumes seront réduits, et à l'inverse, les volumes seront augmentés si les tarifs diminuent suffisamment. Cette politique, qui demande de réduire drastiquement les coûts de production du gaz vert, risque de freiner le déploiement de la filière sur le territoire français.

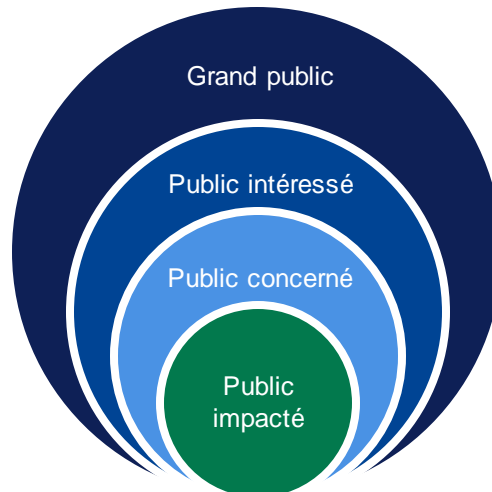


## Acceptabilité sociale

Les projets de gaz verts peuvent générer des incompréhensions ou des désaccords parmi le public concerné par un tel projet. Des inquiétudes peuvent être générées, parfois à juste titre sur :

- Les risques d'incendie et d'explosions du biogaz,
- Les odeurs liées à la décomposition des déchets,
- Les nuisances sonores générées par l'installation,
- Le trafic routier généré par la logistique liée au processus,
- L'impact des installations sur les paysages.

## PARTIES PRENANTES



*Identification des parties prenantes, Source : ADEME*

Face à ces inquiétudes, il convient en premier lieu de prendre les mesures de prévention nécessaires afin d'éviter de tels risques (chargement et déchargement des camions dans un hangar étanche pour éviter les nuisances olfactives, choix des matériaux pour une meilleure intégration paysagère, ...).

De plus, afin de créer une atmosphère de confiance chez les riverains, il est essentiel de communiquer largement et de créer des concertations avec les parties-prenantes suffisamment en amont du projet. Plus la démarche de concertation et d'information sera effectuée en amont, plus les parties-prenantes pourront participer à la conception du projet, plus le risque d'opposition sera faible.

Il est aussi nécessaire de faire preuve de pédagogie sur les avantages du biogaz (réduction de l'impact carbone, indépendance énergétique, valorisation de déchets, ...).

Si les parties prenantes sont informées et prises en compte dans un climat de confiance, celles-ci pourront être de véritables atouts sur le projet, en proposant des axes d'amélioration et en soutenant celui-ci sur le territoire.

L'acceptabilité sociale des projets de biogaz n'est donc pas plus risquée que d'autres installations d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque au sol, ...) mais la consultation des parties prenantes est nécessaire afin d'éviter les risques d'opposition.

LE GAZ VERT. UN DÉFI À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE.



POUR CONCLURE

## POUR CONCLURE

Le rôle que jouera le gaz vert dans la transition énergétique française et européenne est encore en discussion et mérite un véritable débat. Si plusieurs scénarios sont à l'étude, définissant des volumes de production de gaz allant du simple au double en 2050, le gaz est et restera un vecteur énergétique nécessaire en France et en Europe pour réussir la transition énergétique.

Aujourd'hui essentiellement issue de ressources fossiles, le gaz doit se décarboner pour pouvoir assurer son rôle dans ce mix visant l'objectif de zéro émission nette de GES en 2050. Pour cela, différentes solutions existent et en sont à des stades de maturité différents. A terme, la méthanisation, la pyrogazéification et le power-to-gas peuvent assurer une production de gaz vert de 150 à 300 TWh en France en 2050.

Au niveau européen, encore plus dépendant aux énergies fossiles, en particulier pour la production électrique, il sera également nécessaire d'avoir recours à des technologies de captage et stockage de carbone pour décarboner au plus vite la production énergétique, aux côtés de la montée en puissance des énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires).

Le gaz vert peut faire valoir plusieurs avantages : une gestion plus simple, un vecteur multi-usage, un réseau déjà existant et une ressource plus locale, ce qui lui donne un rôle intéressant en complément d'une diminution nécessaire et rapide de nos besoins énergétiques et du recours accru à l'électrification de certains usages et à l'hydrogène.

Si la ressource existe et que la faisabilité technologique est bien avancée, l'enjeu principal réside dans la vitesse du développement de la production de gaz vert, d'autant plus dans un contexte où l'indépendance énergétique devient une question brûlante.





*Ce document est exclusivement conçu à des fins d'information. Les données chiffrées, commentaires ou analyses figurant dans ce document reflètent le sentiment à ce jour de Crédit Mutuel Asset Management sur les marchés, leur évolution, leur réglementation et leur fiscalité, compte tenu de son expertise, des analyses économiques et des informations possédées à ce jour. Ils ne sauraient toutefois constituer un quelconque engagement ou garantie de Crédit Mutuel Asset Management. Les informations faisant référence à des instruments financiers contenues dans ce document ne constituent en aucune façon un conseil en investissement et leur consultation est effectuée sous votre entière responsabilité. Toute reproduction de ce document est formellement interdite sauf autorisation expresse de Crédit Mutuel Asset Management.*

*Ce white paper a été réalisé en collaboration avec BL Evolution – Charles Adrien LOUIS, Matthieu Oriot et Sylvain Boucherand. Nous remercions également Soraya Thabet, Responsable stratégie senior à la direction de la stratégie Groupe d'ENGIE, ainsi qu'Emmanuel Retif, Crédit Mutuel Asset Management ESG Research Analyst pour leur participation.*