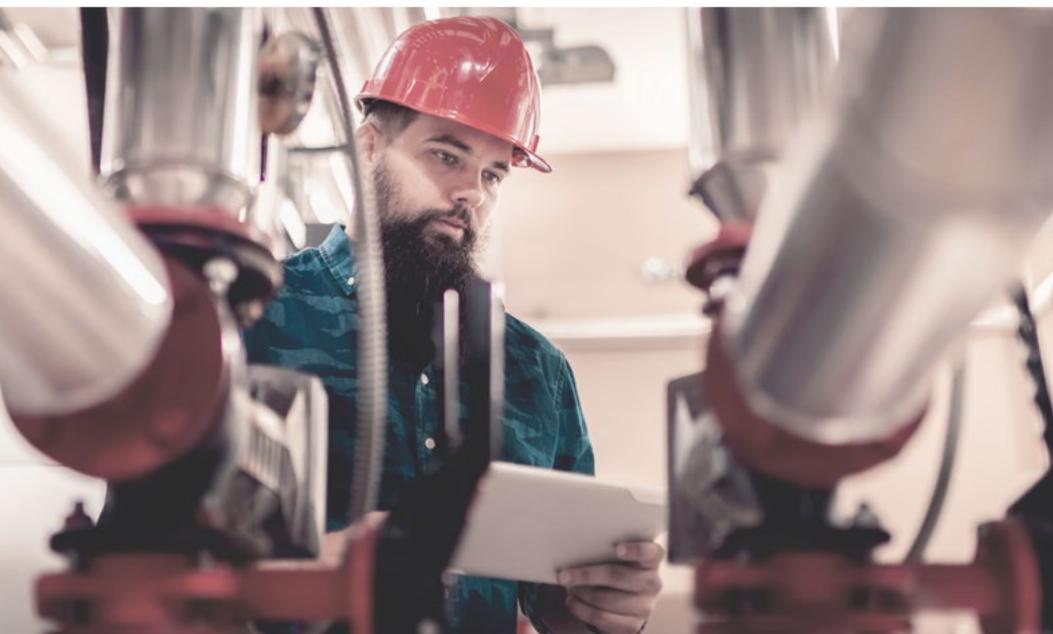




PANORAMA DU GAZ RENOUVELABLE EN 2019



Préambule

La filière de production et d'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel français se caractérise par une forte dynamique depuis plus de cinq ans et les signes encourageants en faveur du développement d'une filière industrielle française de méthanisation forte se multiplient :

- Poursuite en 2019 par Emmanuelle WARGON, Secrétaire d'État auprès de la Ministre de la Transition écologique et solidaire, du Groupe de travail national Méthanisation, lancé en 2018 par le Secrétaire d'État Sébastien LECORNU, et qui a permis d'identifier 16 axes prioritaires de travail en faveur de la méthanisation ;
- Poursuite des travaux du Comité Stratégique de Filière « Nouveaux Systèmes Énergétiques » créé fin 2018 et incluant un contrat de filière entre la filière méthanisation et l'État ;
- Publication en mai 2019 des textes encadrant le soutien au biométhane porté initialement prévu par la Loi d'Orientation des Mobilités ;
- Publication en juin 2019 des textes encadrant le principe du droit à l'injection instauré par la Loi pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et une alimentation saine et durable de 2018 ;
- Et plus récemment, création du fonds d'investissement Eiffel Gaz Vert.

2019 a également été marquée par la poursuite des travaux concernant la révision de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Les acteurs de la filière méthanisation, première filière de production de gaz renouvelable à ce jour, se sont pleinement mobilisés pour défendre le rôle de premier plan des gaz renouvelables dans le mix énergétique de la France. Ce mix devra répondre à l'urgence climatique et permettra à la France de réussir sa transition énergétique vers une neutralité carbone. Ils ont ainsi demandé la mise en place d'un cadre économique prédictible et soutenable, avec des objectifs en cohérence avec les capacités réelles de développement et de baisse des coûts de la filière.

Dans ce contexte, la PPE publiée en avril 2020 est décevante car elle reste déconnectée de cette dynamique observée sur le terrain en fixant des objectifs trop bas : 6 TWh¹ en 2023, ce qui représente un retour en arrière de 2 TWh par rapport à la PPE actuelle et 14 à 22 TWh en 2028, ce qui ne permettra pas d'atteindre l'objectif de la Loi de Transition énergétique de 2015 d'atteindre 10% de gaz renouvelables dans la consommation en 2030. La PPE prévoit également une trajectoire de baisse des coûts trop brutale pour les futurs projets, de nature à compromettre le développement de la filière.

De plus, toutes les parties prenantes sont mobilisées sur les travaux à venir et sont d'ores et déjà engagées sur les autres éléments du cadre économique (future mise aux enchères des garanties d'origine, travaux de définition du nouveau tarif d'injection en guichet ouvert, mise en place des premiers appels d'offres et fin de l'exonération de TICGN pour le biométhane injecté prévue dans la Loi de finances 2020).

Afin de rendre compte de l'essor de la filière, GRDF, GRTgaz, le SPEGNN, le SER et TERECA poursuivent leur coopération et publient pour la cinquième année consécutive un état des lieux détaillé de l'injection de biométhane à l'échelle régionale, nationale et européenne.

→ LA 5^{ÈME} ÉDITION CONSACRÉE À L'INJECTION DU GAZ RENOUVELABLE DANS LE RÉSEAU DE GAZ NATUREL FRANÇAIS

La 5^{ème} édition du « Panorama du gaz renouvelable » est une actualisation des données des opérateurs de réseaux enregistrées en France² au 31 décembre 2019. Cette publication annuelle présente des indicateurs de la filière sous forme d'infographies. Toutes les informations sont mises en regard des ambitions françaises de production de gaz renouvelable pour les années à venir. Ce panorama comprend les actualités de la filière, les aspects économiques et réglementaires, un volet européen et la présentation des projets d'injection de biométhane.

1. 1 TWh = 1000 GWh = 1000000 MWh = 1000000000 kWh = équivalent à la consommation moyenne de 80000 foyers.

2. À ce jour, aucun projet d'injection de biométhane n'existe dans les DOM-COM ni en Corse. (Source : opérateurs de réseaux)

→ L'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLE DÉPASSE LE CAP DU TWh DE PRODUCTION RÉELLE DANS LE RÉSEAU DE GAZ NATUREL FRANÇAIS

En 2019, le parc a dépassé le seuil symbolique de 1 TWh de production réelle injectée dans le réseau de gaz naturel français, pour atteindre 1,2 TWh fin 2019, contre 0,71 TWh fin 2018. La capacité maximale annuelle d'injection atteint, quant à elle, 2,1 TWh fin 2019, contre 1,2 TWh fin 2018. L'écart entre quantités injectées et capacités maximales installées provient quasi exclusivement du temps de fonctionnement limité et de la montée en charge des installations qui ont été mises en service tout au long de l'année. La dynamique actuelle résulte de l'investissement et de la collaboration de l'ensemble des acteurs de la filière, notamment au sein du groupe de travail « injection biométhane » piloté par l'ADEME et GRDF et de ses divers sous-GT (mécanismes de soutien, financement, adaptation des réseaux, etc.). Les professionnels du gaz renouvelable poursuivent leurs efforts pour générer un nombre croissant de projets, favoriser leur accomplissement et développer de nouvelles filières innovantes de production de gaz renouvelables (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, power to gas, etc.)

→ LES GAZ RENOUVELABLES SONT ANCRÉS AU CŒUR DES TERRITOIRES

Si les gaz renouvelables présentent l'avantage de pouvoir répondre à trois débouchés énergétiques (électricité, chaleur et carburant), la filière possède encore d'autres atouts. Elle s'inscrit notamment dans l'économie circulaire, agricole et locale, avec de nombreuses externalités positives : valorisation locale des déchets, contribution à la résilience du tissu agricole et agroalimentaire, décarbonation des secteurs énergétique et agricole, retour au sol du digestat comme matière fertilisante naturelle, création d'emplois locaux, source d'innovation (pyrogazéification, power-to-gas, gaz porté, méthanisation des algues, etc.). Le gaz renouvelable participe à l'indépendance énergétique avec la production durable d'une énergie renouvelable stockable dans les réseaux et produite à proximité des zones de consommation. Un des leviers de diminution des coûts de production réside d'ailleurs dans la rémunération de chacun des services rendus à sa juste valeur. La montée en compétences de l'ensemble des acteurs sur la chaîne de valeur, la structuration et la professionnalisation progressive de la filière ont permis d'atteindre plus de 4 000 emplois directs et indirects en 2018 pour la filière biogaz et un chiffre d'affaires de 695 millions d'euros³. La filière biométhane permet de créer en moyenne 3 à 4 emplois locaux non délocalisables par installation, uniquement sur l'exploitation et la maintenance⁴.

3. Sur la base de l'adaptation de l'outil TETE « Transition Écologique Territoires Emplois » élaboré par le réseau Action Climat France et l'ADEME avec la contribution de Philippe Quirion, janvier 2018 (<https://territoires-emplois.org>).

Le chiffre d'affaires intègre l'investissement, l'exploitation et la maintenance des unités de méthanisation.

4. Étude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France de 2018 à 2030, juillet 2019, In numeri, Smash

→ LE MESSAGE DES OPÉRATEURS DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT

La France a décrété l'état d'urgence climatique et écologique dans la Loi Énergie Climat promulguée en 2019. Dans ce cadre, la production de biométhane contribuera à l'effort national de diminution des gaz à effet de serre. Cette Loi a également réaffirmé l'objectif d'atteindre 10% de gaz renouvelables dans les consommations de gaz en 2030 et les territoires se mobilisent pour le développement du biométhane : pacte biogazier breton, West Grid Synergy (réseau intelligent pour le gaz), plan d'actions méthanisation de la région Grand-Est, pacte des Ardennes et bien d'autres initiatives encore.

Par la multiplicité de ses usages et bénéficiant de la présence d'un réseau national d'infrastructures développé sur une large partie du territoire, la filière apporte une réponse aux enjeux climatiques et répond également à des problématiques sociales ou économiques, tout en engendrant de nombreux services rendus aux territoires : les bénéfices apportés par le biométhane peuvent représenter jusqu'à 70 €/MWh de création de valeur pour la collectivité, donnée reprise par le Comité Prospective de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) dans le cadre de ses travaux prospectifs⁵.

Les retombées positives sont multiples :

- **Une production d'énergie renouvelable pour répondre aux objectifs de diminution des gaz à effet de serre :**
 - L'analyse du cycle de vie du biométhane (ACV)⁶ estime que les émissions de CO₂ sont divisées par 10 par rapport au gaz naturel, pour chaque mégawattheure (MWh) de biométhane produit, injecté et consommé pour une valorisation chaleur.
 - Dans les transports : près de 80% des émissions de gaz à effet de serre sont évitées grâce au BioGNV par rapport au diesel.
- **Un support au développement des territoires et de l'économie circulaire :**
 - La production locale et non-délocalisable de biométhane est un levier de développement de l'économie circulaire (valorisation énergétique de déchets co-produits locaux) et un moyen de dynamiser l'emploi local avec en moyenne 3 à 4 emplois par site pour l'exploitation-maintenance⁷.
 - Les gisements étant majoritairement situés en zones agricoles rurales alors que les consommations de gaz se concentrent dans les grands centres urbains, la production locale permet de renouer les solidarités locales villes-campagnes.
 - À l'heure où le monde agricole rencontre des difficultés, la production de biométhane permet de pérenniser l'activité des exploitations agricoles tout en répondant à une problématique de gestion de leurs co-produits et en contribuant au développement d'une agriculture durable tournée vers la bioéconomie.

Malgré ces avantages, le développement du biométhane est confronté, comme bien d'autres énergies renouvelables, à la concurrence à court-terme des énergies fossiles. C'est la raison pour laquelle la filière s'est engagée dans une feuille de route ambitieuse pour réduire progressivement ses coûts de production et devenir économiquement compétitive.

Avec une politique plus ambitieuse de développement du biométhane, basée sur un mix énergétique varié, la France dispose à portée de main d'une solution pour répondre aux enjeux actuels : diminution des gaz à effet de serre, amélioration de la qualité de l'air, dynamisation des territoires. Cette stratégie volontariste devra s'appuyer sur :

- Le maintien d'un soutien fiscal à l'usage du biométhane dans une logique de fiscalité environnementale ;
- Le maintien d'un mécanisme de « rémunération juste » pour les producteurs de biométhane, co-construit avec les acteurs de la filière ;
- Le lancement d'expérimentations visant à mettre en œuvre des solutions de financement complémentaires de la filière ;
- Un cadre réglementaire facilitant la réalisation des projets et permettant d'accompagner la dynamique actuelle.

Les opérateurs de réseaux se mobilisent aujourd'hui en particulier pour réaliser, dans le cadre du nouveau droit à l'injection, les adaptations et renforcements du réseau de gaz nécessaires pour permettre l'injection de biométhane. Et ils continueront à se mobiliser pour apporter leur contribution à l'accélération de cette dynamique afin de faire face aux enjeux climatiques, sociaux et économiques toujours plus importants.

5. Rapport sur le verdissement du gaz, Comité Prospective de la CRE, 2019

6. Évaluation des impacts GES de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz », Enea-Quantis, 2017

7. Étude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France de 2018 à 2030, juillet 2019, In numeri, Smash



1. Le biométhane : un gaz renouvelable essentiel

1.1. De la production de biogaz à l'injection de biométhane : une solution d'avenir pour réduire les émissions de gaz à effet de serre

La production contrôlée de biogaz porte le nom de méthanisation. Il s'agit d'un procédé de dégradation par des micro-organismes de la matière organique animale et/ou végétale. Il produit un mélange gazeux saturé en eau et constitué de 50 à 65% de méthane. La matière organique peut provenir de divers secteurs : agricole, industriel, déchets de restauration, déchets de collectivités, gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND)⁸, etc. Une fois collectés et transportés sur le site de méthanisation, les matières organiques sont triées, brassées et chauffées pendant quelques semaines dans un digesteur (enceinte privée d'oxygène). Ce processus de digestion anaérobie de matières organiques produit du biogaz pouvant être valorisé par combustion sous forme de chaleur et/ou d'électricité. Ce biogaz peut également être purifié de manière à atteindre la qualité du gaz naturel. On l'appelle alors « biométhane » ou « biométhane carburant » / « BioGNV » lorsqu'il est destiné à alimenter des véhicules. Quel que soit le procédé de production utilisé, cette étape d'épuration est indispensable pour débarrasser le biogaz de ses impuretés et des composants indésirables comme le dioxyde de carbone, les composés soufrés et l'eau. Une fois épuré et odorisé, le biométhane peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

La méthanisation a pour spécificité d'être une filière de production de combustible ou de carburant, mais aussi une filière alternative de traitement des déchets organiques. En collectant ces déchets pour produire du biométhane, on limite leur impact environnemental en évitant les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, et en valorisant leur potentiel énergétique. La production de biogaz génère également un coproduit appelé digestat. Matière fertilisante organique naturelle, elle peut être épandue sur les terres agricoles et se substitue ainsi aux engrais minéraux d'origine fossile.

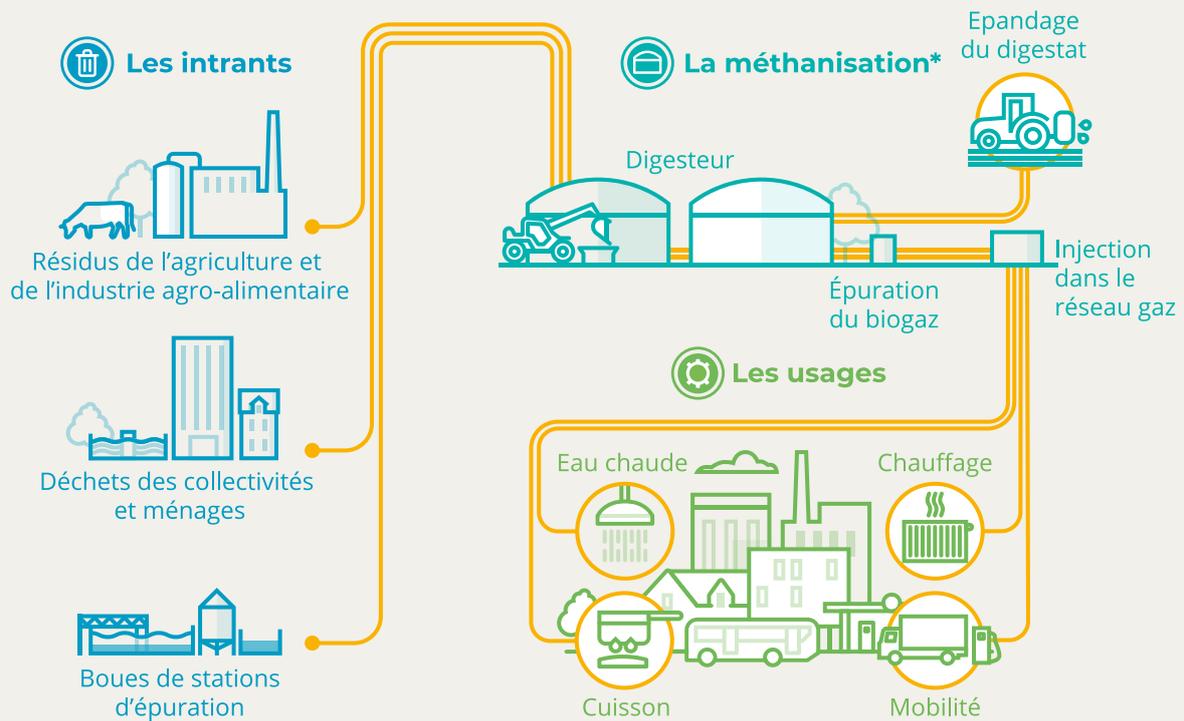
Compte-tenu de tous ces atouts, la production de biogaz fait partie de la stratégie de développement des énergies renouvelables en France depuis 2011. La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) renforce les ambitions attribuées à la filière d'injection de biométhane. Le comité prospectif de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a conclu qu'« au regard des ressources disponibles sur le territoire, l'objectif d'une production représentant 10% de la consommation de gaz en 2030 est réaliste, soit une production de 39 à 42 TWh de biométhane »⁹.

8. Gaz produit dans les décharges, principalement issu de la dégradation anaérobie de la matière organique biodégradable.

9. CRE - Rapport sur le verdissement du gaz - juillet 2019.

De la méthanisation à l'injection : les étapes clés

Source : GRDF

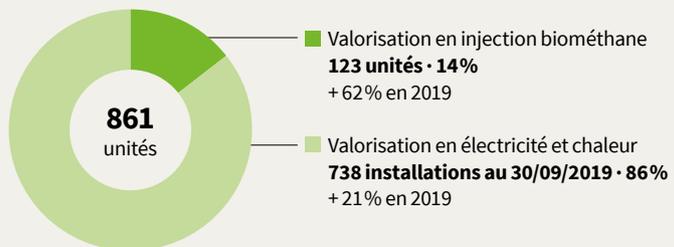


* Dégradation de la partie fermentescible des intrants, en l'absence d'oxygène, pour produire du biogaz.

Unités de production de gaz renouvelables par valorisation en France (2019)

Source : gestionnaires de réseaux, décembre 2019 & Tableau de bord du MTES au 30 septembre 2019

Fin 2019, la France compte plus de 860 unités de production de biogaz dont 123 le valorisent sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. La forte croissance observée en 2018 s'est encore amplifiée en 2019 : +73% de volumes injectés.



1.2. Typologie des sites d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisés pour leur approvisionnement

→ TYPOLOGIE DES SITES D'INJECTION DE BIOMÉTHANE



© Denis Fourquet

► AGRICOLE AUTONOME

- porté par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure détenue majoritairement par un ou plusieurs exploitants agricoles
- méthanisant plus de 90% des matières agricoles issues de la ou des exploitations agricoles



© Aurélien Mahot

► AGRICOLE TERRITORIAL

- porté par un agriculteur, un collectif d'agriculteurs ou par une structure détenue majoritairement par un ou plusieurs exploitants agricoles
- méthanisant plus de 50% (en masse) de matières issues de la ou des exploitations agricoles
- intégrant des déchets du territoire (industrie, STEP, autre)



© Pascal Léopold

► INDUSTRIEL TERRITORIAL

- porté par un développeur de projet ou par un ou plusieurs industriels
- intégrant des déchets du territoire (industrie, STEP, autre)
- méthanisant des matières issues ou non d'exploitations agricoles



© Daniel Lheritier

► DÉCHETS MÉNAGERS ET BIODÉCHETS

- porté par une collectivité, une agglomération, un syndicat de traitement des déchets, un ou plusieurs industriels
- méthanisant la fraction organique des ordures ménagères, triée en usine ou collectée sélectivement, traitant les biodéchets



© CCPR

► BOUES DE STATIONS D'ÉPURATION (STEP)

- urbaines et industrielles



© S. Cuisset

► INSTALLATION DE STOCKAGE DES DÉCHETS NON DANGEREUX (ISDND)

→ PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTES CLASSES D'INTRANTS UTILISÉES POUR LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE

▶ EFFLUENTS D'ÉLEVAGE (LISIERS, FUMIERS)

Les lisiers (composés des déjections liquides et solides des animaux) et les fumiers (mélange du lisier avec la litière des animaux : paille, foin...) représentent la majeure partie des effluents. Les effluents d'élevages sont issus des activités d'élevages, notamment bovins et porcins, et sont localisés au niveau des bâtiments d'élevage.

▶ DÉCHETS DE CULTURES

Déchets du milieu agricole provenant des cultures (exemple : canne de maïs).

▶ CULTURES INTERMÉDIAIRES À VOCATION ÉNERGÉTIQUE (CIVE) / CULTURES INTERMÉDIAIRES PIÈGES À NITRATES (CIPAN)

Une Culture Intermédiaire à Vocation Énergétique (CIVE) est une culture implantée et récoltée entre deux cultures principales dans une rotation culturale. Les CIVE peuvent être récoltées pour être utilisées en tant qu'intrant dans une unité de méthanisation agricole.

Une Culture Intermédiaire Piège À Nitrates (CIPAN) est une culture temporaire de plantes à croissance rapide destinées à protéger les parcelles entre deux cultures principales. Ces couverts sont obligatoires dans certaines régions ou zones à cause de la pollution des nitrates. En les utilisant pour leur croissance, les plantes du couvert piègent les nitrates restant à l'issue de la culture principale précédente.

▶ CULTURES ÉNERGÉTIQUES¹⁰

Ce sont des cultures cultivées essentiellement à des fins de production d'énergie. Elles peuvent servir d'intrants dans les unités de méthanisation qui utiliseront le pouvoir énergétique de ces plantes, dans un cadre défini par la réglementation.

▶ BOUES ET COPRODUITS D'INDUSTRIES AGROALIMENTAIRES

Les industries agroalimentaires génèrent toutes sortes de coproduits au cours des processus technologiques qu'elles utilisent afin d'élaborer leurs produits finis (produits laitiers, viandes, produits du grain, fruits et légumes, etc.). Dès lors que le produit est valorisé il s'appellera « coproduit ». Les boues d'origine agro-industrielles proviennent des abattoirs, laiteries, fromageries, biscuiteries, brasseries, conserveries, etc.

▶ SOUS-PRODUITS ANIMAUX (SPAN)

Le règlement européen (CE) n°1069/2009 classe les sous-produits animaux en trois catégories. Il définit la manière dont les matières de chaque catégorie doivent ou peuvent être éliminées ou valorisées pour certains usages dans le souci de maintenir un niveau élevé d'hygiène.

▶ DÉCHETS MÉNAGERS

Il s'agit des déchets issus des ménages et des déchets assimilés. Les déchets produits par les services municipaux, déchets de l'assainissement collectif, déchets de nettoyage des rues, de marché ne relèvent pas de ce périmètre.

▶ DÉCHETS VERTS

Un déchet vert (DV) désigne un déchet végétal résultant de l'entretien et du renouvellement des espaces verts publics et privés (parcs et jardins, terrains de sports, etc.), des collectivités territoriales, des organismes publics et parapublics, des sociétés privées et des particuliers.

▶ AUTRES (BOUES DE STEP, ETC.)

Les boues traitées dans les stations d'épuration des eaux usées urbaines sont issues de l'activité humaine. Leur valorisation pour la production de biométhane est autorisée depuis 2014.



© AdobeStock

10. Le décret n°2016-929 du 7 juillet 2016 fixe les seuils maximums d'approvisionnement des installations de méthanisation. Les installations de méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes peuvent être approvisionnées par des cultures alimentaires (céréales et autres plantes riches en amidon, sucrières, oléagineuses, et légumineuses, utilisables en alimentation humaine ou animale) ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale, dans une proportion maximale de 15% du tonnage brut total des intrants par année civile. Ces seuils d'intrants sont calculés sur trois années glissantes.



2. Chiffres clés et parc des installations d'injection de biométhane en France

2.1. Parc de production de la filière d'injection de biométhane au 31 décembre 2019

2 157 GWh/an
parc raccordé en
biométhane
+79% en 2019

123
sites d'injection
biométhane
+62% en 2019

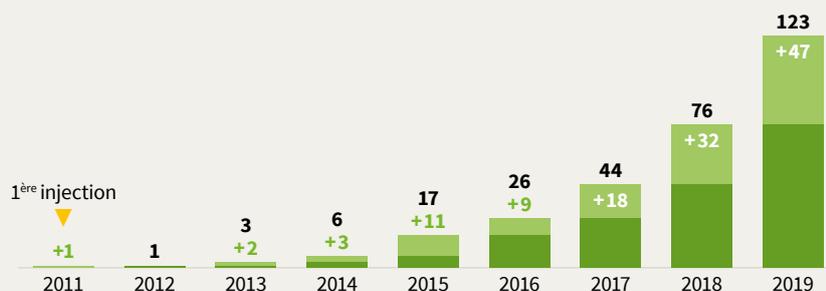
1 235 GWh
de production
renouvelable¹¹
+73% en 2019

0,26 % de la
consommation
de gaz naturel
+69% en 2019

- Les sites d'injection de biométhane ont injecté 1235GWh dans les réseaux de gaz naturel (+73% en un an).
- La part de biométhane dans la consommation nationale de gaz naturel a augmenté de 69% par rapport à 2018, soit l'équivalent d'environ 103000 foyers ou 5500 camions/bus.
- Le parc de production a augmenté de 62% en un an.

Nombre total de sites en service et évolution annuelle

Source : gestionnaires de réseaux

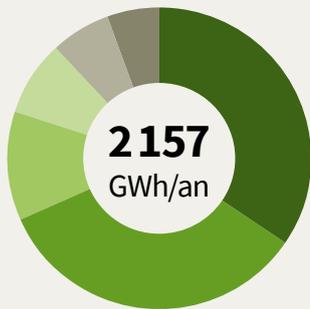


11. Énergie injectée dans le réseau de gaz naturel en 2019.

2.2. Caractéristiques du parc raccordé

Répartition de la capacité maximale¹² installée totale par nature de site d'injection au 31 décembre 2019

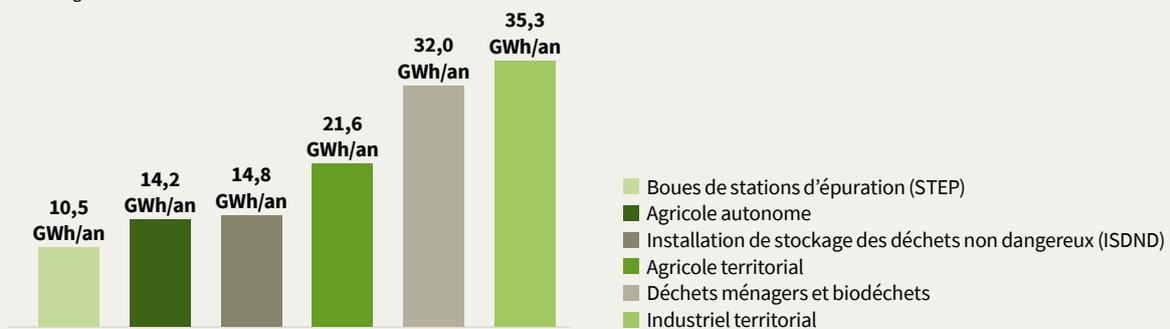
Source : gestionnaires de réseaux



Agricole autonome	53 sites	752 GWh/an	35%
Agricole territorial	34 sites	733 GWh/an	34%
Industriel territorial	7 sites	247 GWh/an	11%
Boues de stations d'épuration (STEP)	17 sites	179 GWh/an	8%
Déchets ménagers et biodéchets	4 sites	128 GWh/an	6%
Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)	8 sites	118 GWh/an	5%

Taille moyenne des installations d'injection de biométhane selon la nature de l'installation, exprimée en capacité maximale¹² de production.

Source : gestionnaires de réseaux



© Thierry Duqueroix / GRTgaz

12. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale C_{max} extraite du registre de capacité exprimée en $m^3(n)/h$, $PCS = 10,9 kWh/m^3(n)$ et 8200 heures de fonctionnement annuel.

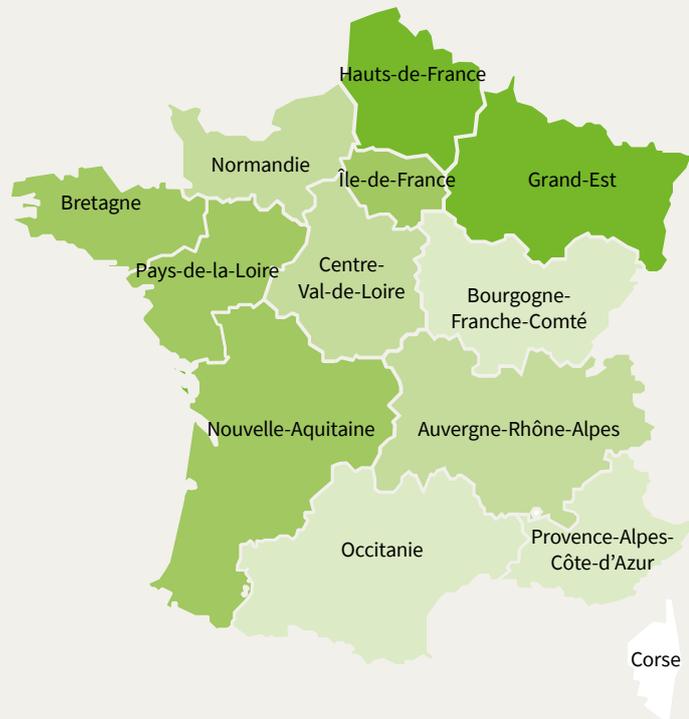
2.3. Répartition régionale du parc

Répartition régionale de la capacité maximale¹³ installée par tranche de débit au 31 décembre 2019

Source : gestionnaires de réseaux

Hauts-de-France	341 GWh/an
Grand-Est	331 GWh/an
Nouvelle-Aquitaine	273 GWh/an
Pays-de-la-Loire	225 GWh/an
Bretagne	221 GWh/an
Île-de-France	216 GWh/an
Centre-Val-de-Loire	185 GWh/an
Auvergne-Rhône-Alpes	119 GWh/an
Normandie	105 GWh/an
Bourgogne-Franche-Comté	76 GWh/an
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	35 GWh/an
Occitanie	32 GWh/an
Corse	0 GWh/an

> 300 GWh/an	> 27,6 millions Nm ³ /an
200 - 300 GWh/an	18,4 - 27,6 millions Nm ³ /an
100 - 200 GWh/an	9,2 - 18,4 millions Nm ³ /an
1 - 100 GWh/an	1 - 9,2 millions Nm ³ /an
0	



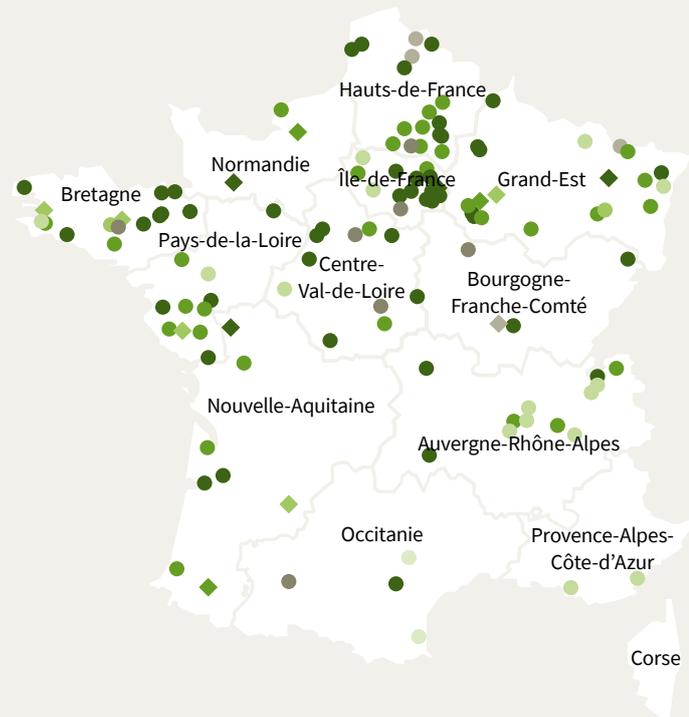
Répartition régionale des sites d'injection de biométhane au 31 décembre 2019

Source : gestionnaires de réseaux

Grand-Est	20 sites
Hauts-de-France	17 sites
Bretagne	16 sites
Île-de-France	15 sites
Auvergne-Rhône-Alpes	12 sites
Centre-Val-de-Loire	11 sites
Pays-de-la-Loire	11 sites
Nouvelle-Aquitaine	8 sites
Bourgogne-Franche-Comté	4 sites
Occitanie	4 sites
Normandie	3 sites
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	2 sites
Corse	0 site

■ Agricole territorial
■ Déchets ménagers et biodéchets
■ Agricole autonome
■ Boues de stations d'épuration (STEP)
■ Industriel territorial
■ Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)

● Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD)
◆ Gestionnaires de Réseaux de Transport (GRT)

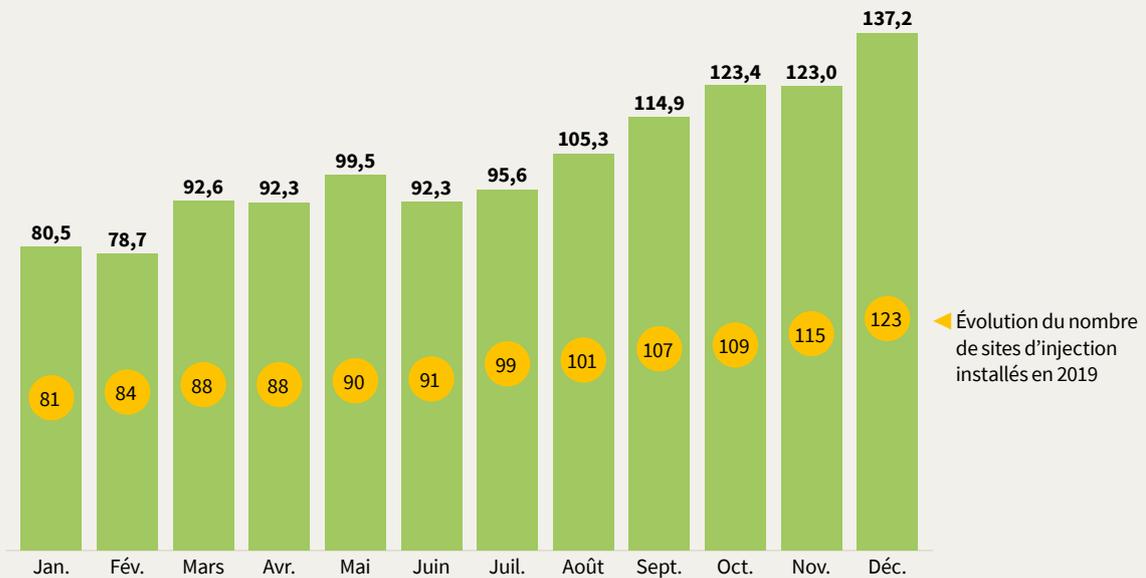


13. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale C_{max} extraite du registre de capacité exprimée en $m^3(n)/h$, $PCS = 10,9 kWh/m^3(n)$ et 8200 heures de fonctionnement annuel.

2.4. Production des installations

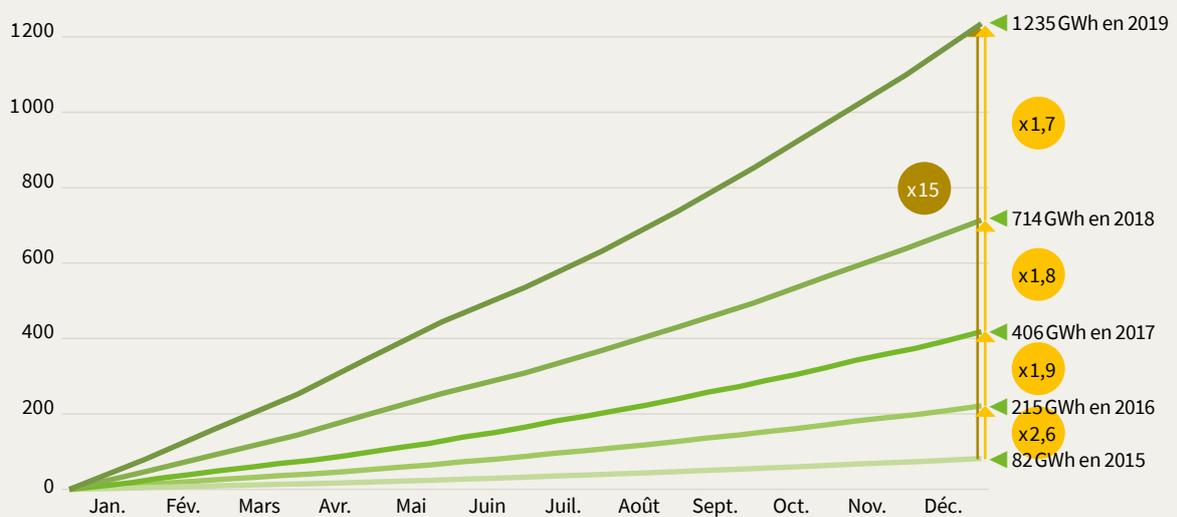
Production mensuelle des installations d'injection de biométhane sur l'année 2019 (GWh)

Source : gestionnaires de réseaux



Production cumulée des installations existantes en GWh (0°)

Source : gestionnaires de réseaux

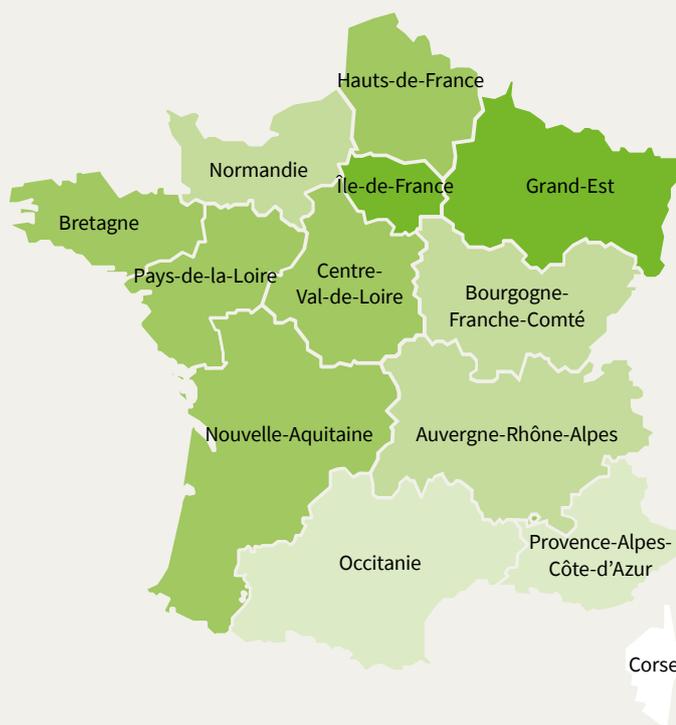


Répartition régionale de la production renouvelable en 2019

Source : gestionnaires de réseaux

Grand-Est	220 GWh/an
Île-de-France	209 GWh/an
Hauts-de-France	124 GWh/an
Bretagne	122 GWh/an
Nouvelle-Aquitaine	120 GWh/an
Pays-de-la-Loire	113 GWh/an
Centre-Val-de-Loire	107 GWh/an
Auvergne-Rhône-Alpes	68 GWh/an
Bourgogne-Franche-Comté	56 GWh/an
Normandie	54 GWh/an
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	23 GWh/an
Occitanie	21 GWh/an
Corse	0 GWh/an

■ > 150 GWh/an > 13,8 millions Nm ³ /an
■ 100 - 150 GWh/an 9,2 - 13,8 millions Nm ³ /an
■ 50 - 100 GWh/an 4,6 - 9,2 millions Nm ³ /an
■ 1 - 50 GWh/an 1 - 4,6 millions Nm ³ /an
■ 0



2.5. Réservations de capacités d'injection au 31 décembre 2019¹⁴

Dans le cadre de la gestion des capacités d'injection de bio-méthane, il a été décidé de créer un registre commun aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution afin de gérer les réservations de capacité et de suivre l'avancement des projets depuis leur phase d'étude jusqu'à la production. Pour anticiper une possible saturation des réseaux de gaz naturel dans lesquels seront injectées les productions, il est nécessaire de définir des règles de priorité qui s'appliquent lorsque plusieurs projets souhaitent se raccorder sur une même zone et sont en « concurrence » pour l'obtention des capacités d'injection de la zone. Il permet d'inscrire les projets en fonction de leur ordre d'arrivée avec l'attribution d'un numéro qui permettra de prioriser, le cas échéant, les allocations de capacité d'injection.

Les 123 installations mises en service à fin 2019 sont incluses dans les données du registre. Un projet est intégré dans le registre de gestion des capacités d'injection lorsqu'il atteint la commande de l'étude de phase II : étude de faisabilité pour les réseaux de transport (GRT) et étude détaillée pour les réseaux de distribution (GRD). À ce stade, un projet mettra 2 à 5 ans pour être mené à terme. GRTgaz et Teréga ont été désignés gestionnaires du registre de gestion des capacités par délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en avril 2014.

24 TWh/an
dans le registre
+ 71 % en 2019

1 085
projets inscrits
dans le registre

La capacité maximale cumulée des 1085 projets enregistrés dans le registre des capacités s'élève à 24 TWh/an, soit 10 TWh de plus qu'à fin 2018. Elle correspond à la consommation annuelle moyenne de 106 000 bus ou camions roulant au BioGNV ou encore de 3,6 millions de nouveaux logements chauffés au gaz.

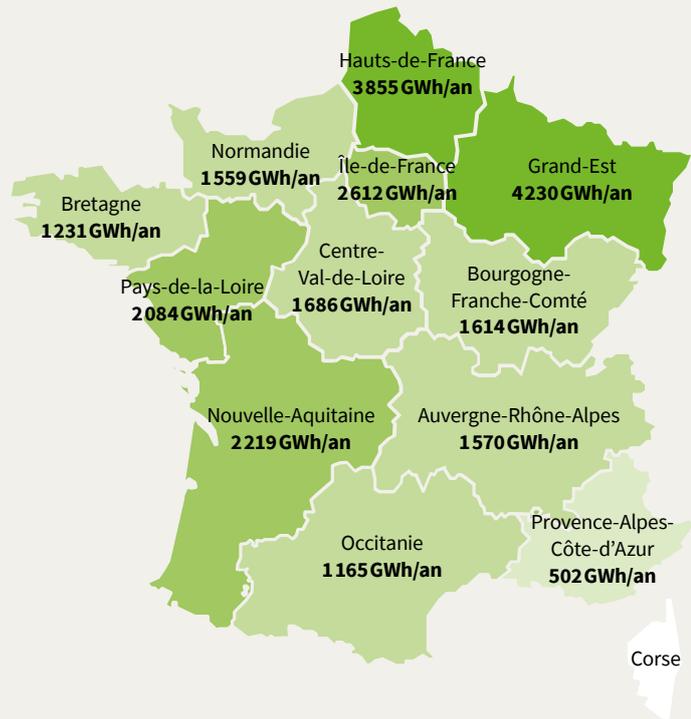
14. Source : <http://www.grtgaz.com/solutions-avenir/grtgaz-solutions-davenir-pour-la-transition-energetique/le-biomethane-gaz-renouvelable/donnees-biomethane.html>

Répartition régionale de la capacité maximale¹⁵ des projets d'injection de biométhane inscrits dans la file d'attente au 31 décembre 2019

Source : GRTgaz et Teréga

Grand-Est	169 projets
Hauts-de-France	147 projets
Bretagne	110 projets
Île-de-France	108 projets
Auvergne-Rhône-Alpes	104 projets
Nouvelle-Aquitaine	95 projets
Centre-Val-de-Loire	84 projets
Pays-de-la-Loire	80 projets
Normandie	80 projets
Bourgogne-Franche-Comté	47 projets
Occitanie	42 projets
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	19 projets
Corse	0 projet

■ > 3000 GWh/an > 276 millions Nm ³ /an
■ 2000 - 3000 GWh/an 184 - 276 millions Nm ³ /an
■ 1000 - 2000 GWh/an 92 - 184 millions Nm ³ /an
■ 1 - 1000 GWh/an 1 - 92 millions Nm ³ /an
■ 0



Nombre de projets par type de réseaux au 31 décembre 2019

Source : GRTgaz et Teréga



Capacité réservée de production par type de réseaux au 31 décembre 2019

Source : GRTgaz et Teréga



15. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale C_{max} extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, PCS = 10,9 kWh/m³(n) et 8200 heures de fonctionnement annuel.

2.6. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe

Panorama de l'injection de biométhane en Europe

Source : Observatoire du biométhane décembre 2019 SIA PARTNERS - FRANCE BIOMETHANE

L'injection en Europe poursuit sa dynamique avec près de 110 nouvelles installations en 2019 portant à environ 660 le nombre total d'installations en service pour une capacité maximale installée de 570 milliers de Nm³/h, soit 22 TWh de biométhane annuel.

Royaume-Uni

La production de biométhane est subventionnée depuis 2011. En 2018, **88 sites** ont injecté **près de 4130 GWh/an**.

Pays-Bas

L'injection de biométhane dans le réseau de distribution est pratiquée depuis plus de 20 ans, y compris pour du biogaz de décharges. En 2018, **40 sites** ont injecté **plus de 1100 GWh/an**.

Finlande

En 2018, **19 sites** injectent plus de **100 GWh/an** dans le réseau de gaz naturel.

Suède

En 2017, **65 sites** injectent plus de **540 GWh/an** dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Norvège

En 2018, **12 sites** ont injecté plus de **120 GWh/an**.

Danemark

En 2018, **32 sites** ont injecté **1 750 GWh/an**.

Luxembourg

En 2016, **3 sites** injectent dans le réseau de gaz naturel pour une capacité maximale installée de **62 GWh/an**.

Autriche

L'Autriche pratique l'injection de biométhane dans les réseaux depuis 2005, et aujourd'hui **19 sites** injectent plus de **300 GWh/an**.

Allemagne

En 2018, **300 unités** injectent **10 000 GWh/an** de biométhane dans le réseau de gaz naturel.

Suisse

Le pays pratique l'injection de biométhane dans les réseaux depuis 1997. En 2018, **39 sites** ont injecté plus de **340 GWh/an** de biométhane.

Italie

À fin 2018, **10 sites** injectent près de **100 GWh/an** dans les réseaux.

Espagne

En 2015, le site de Valdemingomez, d'une capacité maximale de **23 GWh/an**, injecte sur le réseau de transport. Actuellement, il n'existe pas de politique incitative en faveur du biométhane en Espagne.

France

En 2019, **123 sites** d'une capacité maximale installée de **2 157 GWh/an**, injectent **1 235 GWh/an** dans le réseau de gaz naturel.

FOCUS SUR LA MOBILITÉ

Le GNV (Gaz Naturel Véhicule) et le BioGNV

Le GNV est du gaz naturel utilisé comme carburant. Il s'agit du même gaz que celui utilisé pour le chauffage ou la cuisson. Le BioGNV est du biométhane utilisé comme carburant.

La France est devenue l'un des marchés les plus dynamiques d'Europe sur ce segment. 15 ans après l'arrivée des bus au GNV et BioGNV, c'est aujourd'hui plus de 12% du parc qui roule au gaz.

L'offre de stations augmente pour permettre l'approvisionnement de la flotte française. L'usage du BioGNV dans ces stations est aussi soutenu par des initiatives nationales : la Loi d'Orientation des Mobilités traite en particulier de la mise en place d'un cadre législatif pour le biométhane consommé directement dans les stations de BioGNV.



BioGNV
- 82 % de CO₂
par rapport
au diesel

250 GWh
de BioGNV
consommé
en 2019

État des lieux des stations publiques de GNV en France au 30.11.2019

Source : https://gnv-grtgaz.opendatasoft.com/pages/dashboard_v3/

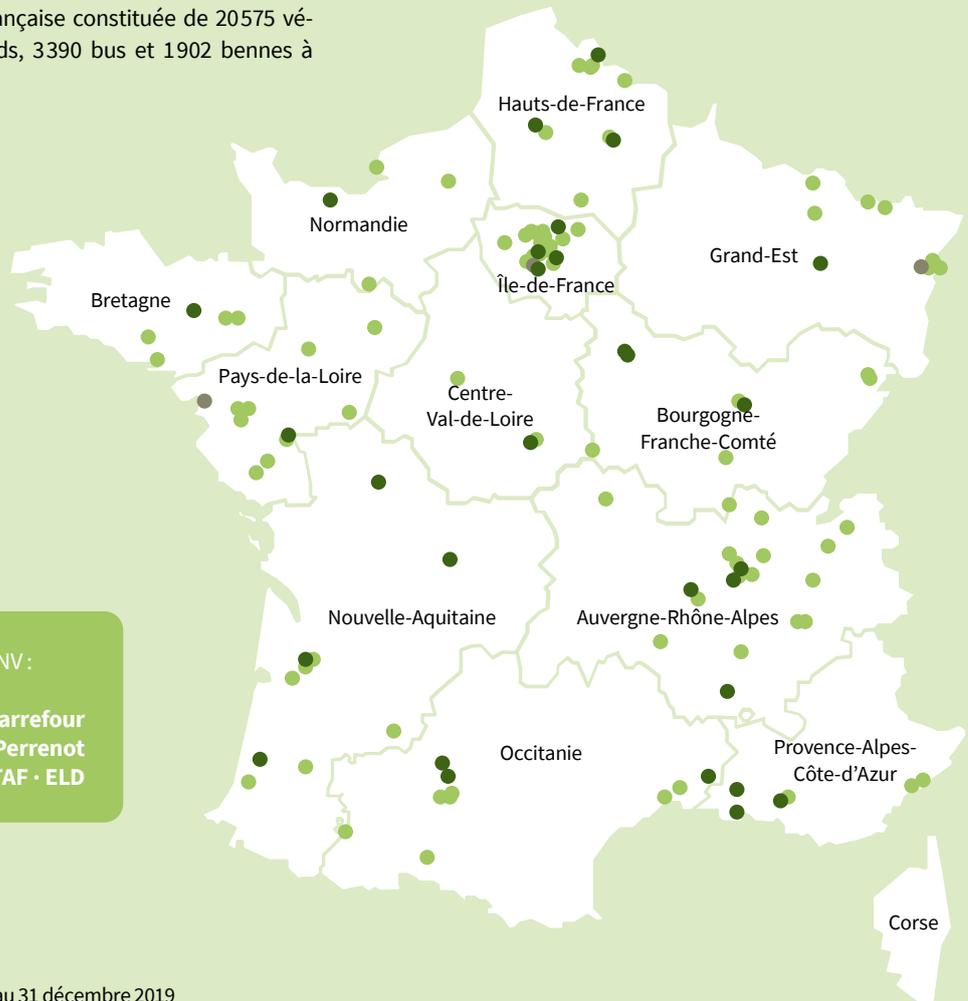
L'offre de stations GNV permet aujourd'hui d'approvisionner en carburant BioGNV la flotte française constituée de 20575 véhicules dont 3513 poids lourds, 3390 bus et 1902 bennes à ordures en novembre 2019.

Carburant GNV/BioGNV :

- Gaz Naturel Comprimé (GNC)
- Gaz Naturel Liquéfié (GNL)
- GNL, GNC

Ils ont fait le choix du BioGNV :

RATP · Ville de Paris · Carrefour Monoprix · Ecolotrans · Perrenot Lidl · Peixoto · Jardel · STAF · ELD





3. Cadre réglementaire

Des objectifs importants ont été fixés par la France et l'Union Européenne en matière de réduction des gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique et de développement de la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie. Le biométhane injecté dans les réseaux de gaz contribue, d'ores et déjà, à l'atteinte de ces objectifs.

En 2010, le Plan National d'Action (PNA) en faveur des énergies renouvelables a posé les bases d'un nouveau dispositif d'obligation d'achat pour le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, semblable à celui établi pour l'électricité. En novembre 2011, les 8 décrets et arrêtés permettant le développement de la filière d'injection de biométhane dans les réseaux ont été publiés. Ils ont depuis été intégrés dans le code de l'énergie.

En 2018, la Directive Énergies Renouvelables II (RED II) a été votée. Le texte, qui devra être transcrit en droit français d'ici le 30 juin 2021, contient des dispositions relatives à la filière biométhane.

La filière biométhane bénéficie ainsi de deux outils économiques :

- un tarif d'achat réglementé et garanti pendant 15 ans pour les producteurs ;
- un système de garanties d'origine assurant la traçabilité du biométhane et permettant sa valorisation auprès du consommateur dans le cadre d'une offre verte.

3.1. Instauration d'un tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

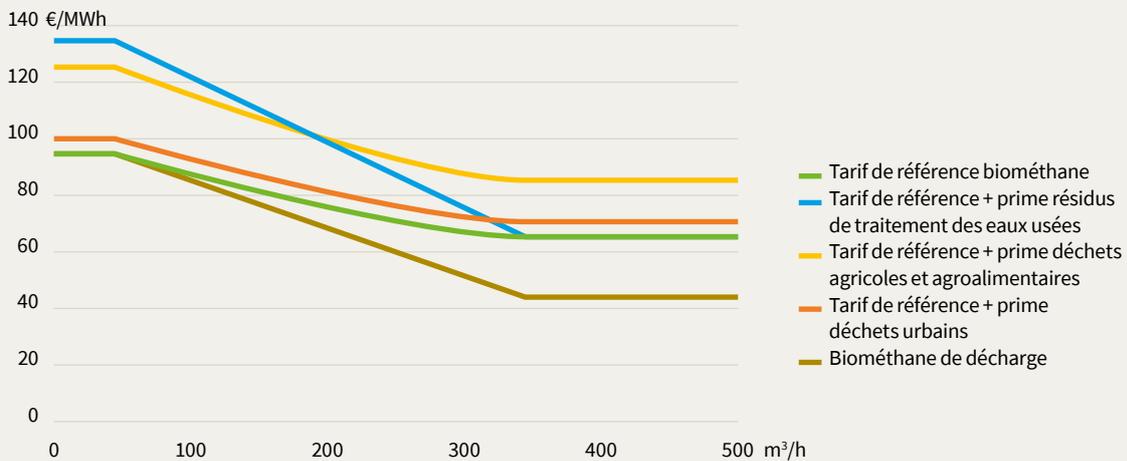
Grâce à ce dispositif, un producteur est assuré de vendre, à un tarif fixé par arrêté et pour une durée de 15 ans, le biométhane produit par son installation à un fournisseur de gaz naturel.

Le producteur bénéficiera d'un tarif d'achat compris entre 46 et 139€/MWh, pour une moyenne de 95€/MWh. Ce dernier dépend de la taille de l'installation de production, appelée capacité maximale de production de biométhane (exprimée en Nm³/h) et de la nature des déchets ou matières organiques traités. Pour les installations de méthanisation, le tarif d'achat est constitué d'un tarif de référence et d'une prime aux « intrants ».

Selon l'ordonnance n° 2016-411 du 7 avril 2016 portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur gazier, l'État a la possibilité de recourir à des appels d'offres en complément des tarifs d'achat pour soutenir la filière injection du biométhane.

L'ordonnance prévoit un décret encadrant les modalités de ces appels d'offres, dont le Ministère de la Transition écologique et solidaire est actuellement en train de définir les modalités.

Tarif d'achat du biométhane en fonction du type de déchets et de la capacité maximale de production de biométhane de l'installation



- Le tarif de référence est compris :
 - entre 45 et 95€/MWh pour les installations de stockage de déchets non dangereux ;
 - entre 64 et 95€/MWh pour les autres installations.
- La prime pour les déchets de collectivités et déchets ménagers s'élève à 5€/MWh.
- La prime pour les déchets issus de l'agriculture et de l'agroalimentaire varie entre 20 et 30€/MWh, selon les débits produits.
- La prime pour les résidus de traitement des eaux usées en station d'épuration est de 1 à 39€/MWh.
- Des aides financières peuvent être accordées, au cas par cas, par les pouvoirs publics (ADEME, Conseils régionaux et départementaux, Fonds européen, etc.).

3.2. Le dispositif des garanties d'origine : garantir la traçabilité du biométhane

Le biométhane injecté dans un réseau est « physiquement » consommé dans une zone proche de son point d'injection. Pour autant, des consommateurs situés n'importe où sur le territoire (collectivité, particulier, industriel...) peuvent souhaiter acheter du gaz renouvelable via leur contrat de fourniture. Pour cela, un mécanisme de garanties d'origine (GO) permet de décorrérer la consommation physique de la molécule de biométhane, de sa vente contractuelle à un consommateur. Le dispositif des GO assure la traçabilité du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et les transactions associées.

Le registre national des GO est l'outil qui enregistre les quantités injectées, échangées, vendues et trace ainsi chaque molécule de biométhane produite. GRDF est en charge de la gestion du registre des GO depuis 2012 et a été reconduit jusqu'en 2023 suite au dernier appel d'offres de 2018.

Pour accéder au site des garanties d'origine, rendez-vous sur : <https://gobiomethane.grdf.fr/>

La liste des fournisseurs intéressés par l'achat de biométhane est disponible sur le site internet du Ministère de la Transition écologique et solidaire :

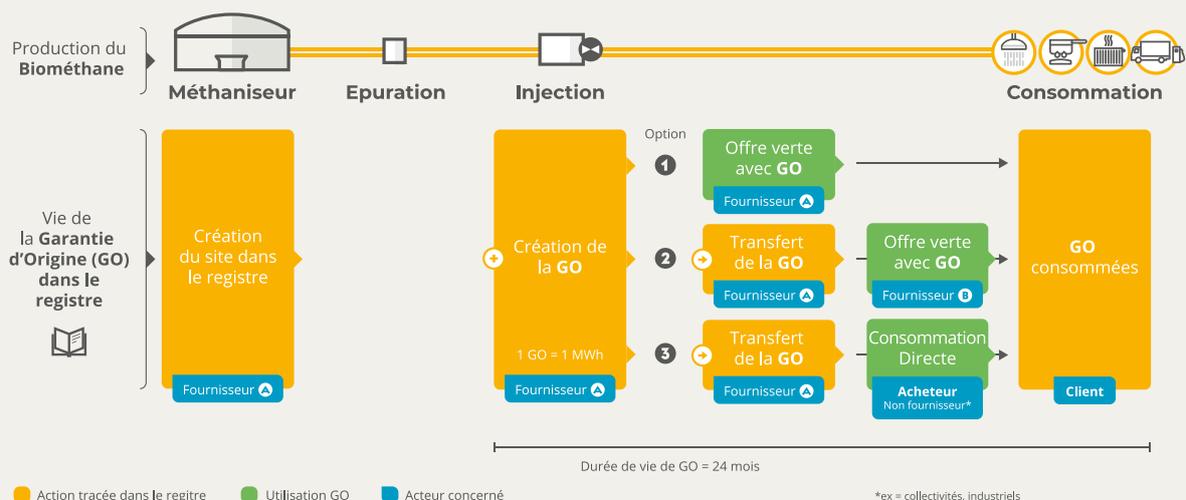
https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/20200219-%20%20liste_fournisseurs.pdf

► **LA LOI DU 8 NOVEMBRE 2019 RELATIVE À L'ÉNERGIE ET AU CLIMAT A RÉFORMÉ LE SYSTÈME ACTUEL DES GARANTIES D'ORIGINE BIOMÉTHANE. LE NOUVEAU DISPOSITIF S'APPLIQUERA À COMPTER DU 9 NOVEMBRE 2020.**



Mécanisme des garanties d'origine (GO)

Source : GRDF



3.3. Le mécanisme de compensation associé aux tarifs d'achat

Un mécanisme de compensation a été mis en place dès novembre 2011 pour permettre de dédommager les fournisseurs pour les charges engendrées par l'achat de biométhane, à savoir :

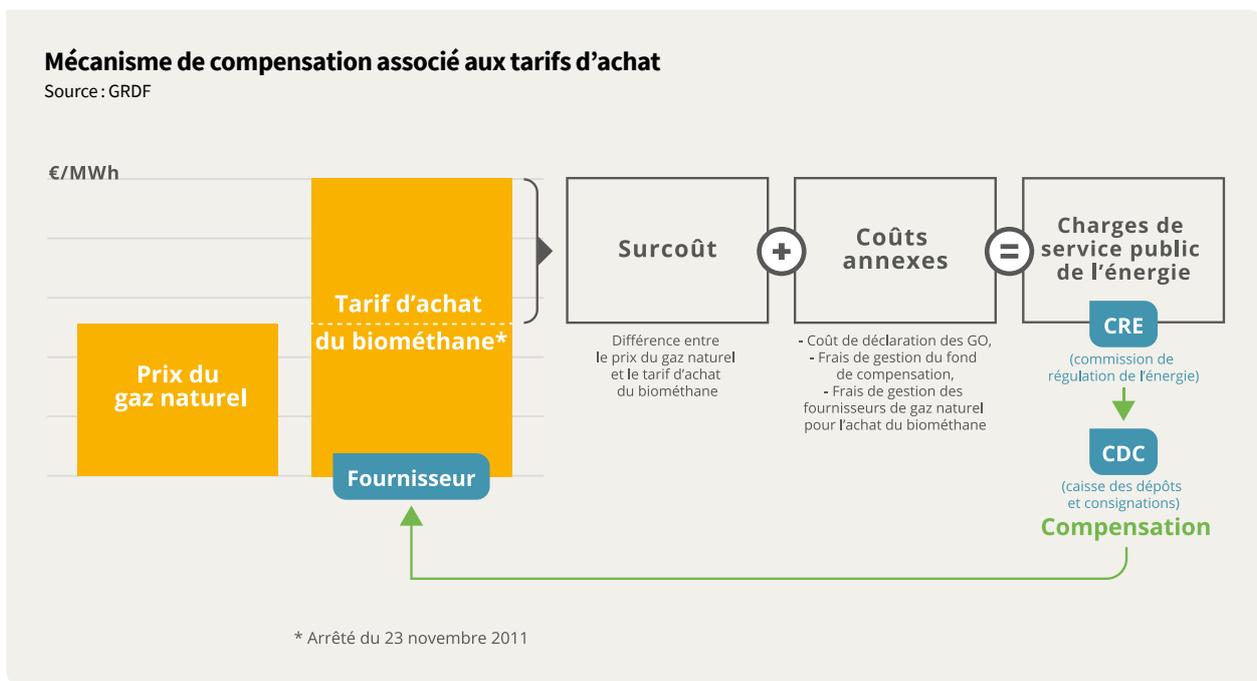
- Le surcoût du tarif d'achat du biométhane par rapport au prix du gaz naturel sur le marché de gros ;
- Les coûts annexes : le coût de déclaration des garanties d'origine, les frais de gestion du Fonds de compensation, et les frais de gestion des fournisseurs de gaz naturel pour l'achat du biométhane.

Ce mécanisme de compensation est géré par la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de juillet 2019¹⁶ relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020 précise les charges liées au développement de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

Affectation CAS	Charges constatées 2018	Mise à jour provision 2019	Charge prévisionnelle 2020
Biométhane	55 M€	121,1 M€	248,5 M€

Un mécanisme adossé aux GO prévoit le reversement, dans le Fonds de compensation, de 75 % des bénéfices réalisés par les fournisseurs à la valorisation de la GO, de manière à réduire les charges de service public. Une exception à cette règle existe : en cas de valorisation du biométhane en carburant (BioGNV), les fournisseurs de gaz peuvent conserver l'intégralité des bénéfices liés à la valorisation des GO. Elle constitue une incitation forte de la valorisation du biométhane comme carburant.



16. Délibération de la CRE du 11 juillet 2019 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020.



Biométhane

4. L'émergence du droit à l'injection

Pour permettre d'accroître l'injection du biométhane dans les réseaux en France, des adaptations des infrastructures sont nécessaires. Le « droit à l'injection » a été pensé pour répondre à cette problématique.

OCTOBRE 2018

Promulgation de la Loi EGALIM

La Loi a introduit les évolutions suivantes :

- Raccordement d'un producteur de biométhane sur le réseau de distribution même s'il est situé hors d'une zone desservie ;
- Raccordement d'un producteur de biométhane sur le réseau de transport en technique distribution ;
- Modalités de financement des ouvrages d'adaptation des réseaux définies par décret.

JUIN 2019

Publication du décret « Droit à l'injection »

Le décret définit :

- Un cadre de financement des renforcements en précisant un critère de pertinence et de rentabilité des renforcements (I/V) ;
- Des modalités permettant à des tiers (notamment les territoires) d'aider au développement du biométhane ;
- Des principes de répartition du coût des ouvrages permettant de sortir du premier arrivé qui paye pour les autres.

NOVEMBRE 2019

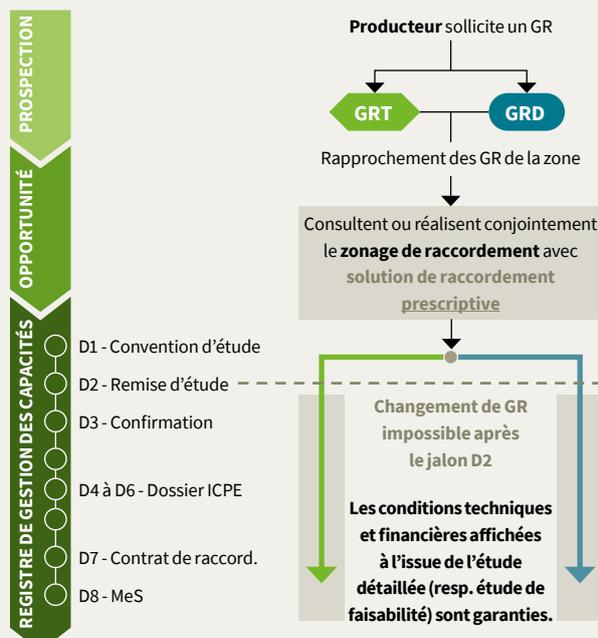
Délibération de la CRE sur la mise en œuvre du droit à l'injection

La délibération définit les modalités de :

- Construction et les règles d'établissement des zonages prescriptifs de raccordement (critère technico-économique de zonage) ;
- Publication d'une cartographie indicative des zones éligibles aux renforcements ;
- Traitement des ouvrages mutualisés (qui bénéficient à plusieurs producteurs).

Réponse des opérateurs aux producteurs

Source : gestionnaires de réseaux



Dans certains cas, les producteurs engagent les 2 démarches en parallèle avant de retenir une option lors de la remise d'étude (si l'analyse coûts/bénéfices est incertaine du fait de l'exutoire). Dans d'autres cas (marginiaux), les producteurs sollicitent plusieurs GRT et/ou plusieurs GRD (zones proches des frontières GRTgaz/Teréga ou GRDF/ELD)

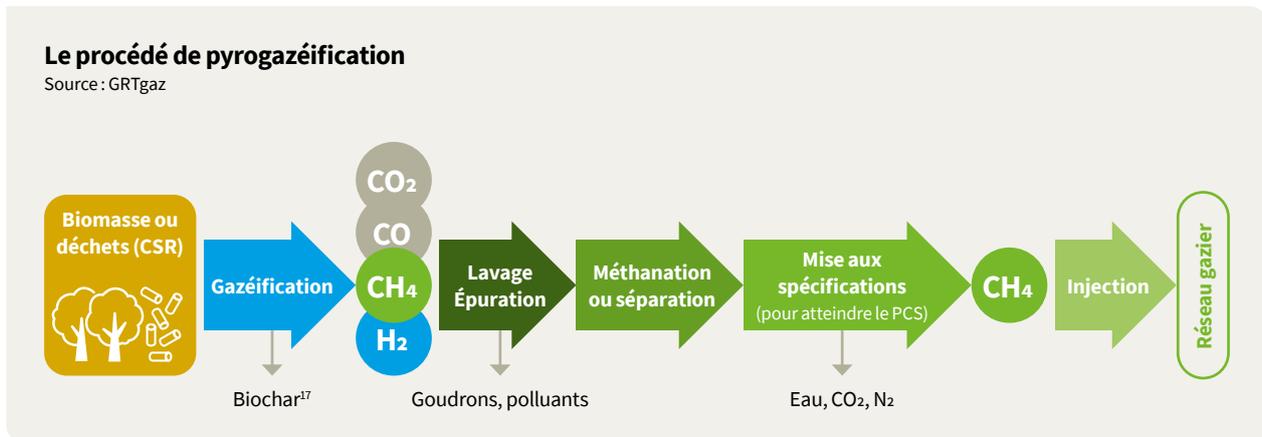


5. Nouvelles voies de production de gaz renouvelables

La méthanisation est aujourd'hui la première technologie mature de production de gaz renouvelable. À moyen et long terme, de nouveaux procédés de production de gaz renouvelables et de récupération vont se développer :

- La pyrogazéification de résidus de biomasse sèche ou de déchets ultimes préparés comme les CSR (Combustibles Solides de Récupération) ;
- La gazéification hydrothermale ;
- Le power-to-gas, c'est-à-dire la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable et sa valorisation, soit par injection directe dans le réseau, soit après conversion en méthane de synthèse par méthanation ;
- La méthanisation des microalgues.

5.1. La pyrogazéification de biomasse et de combustibles solides de récupération (CSR)



→ LA FILIÈRE PYROGAZÉIFICATION POUR INJECTION DANS LES RÉSEAUX EST PROMETTEUSE

La pyrogazéification, procédé thermochimique à haute température, permet de valoriser des déchets résiduels variés (sous-produits agricoles secs, boues séchées, résidus de la filière bois non valorisés par ailleurs, combustibles issus d'un tri à la source lorsque ces derniers ne peuvent être valorisés en amont sous forme de matière...) pour produire un gaz renouvelable (ou de synthèse) injectable dans les réseaux de gaz existants. Cette filière qui traite les déchets résiduels secs non fermentescibles souvent destinés à l'enfouissement ou l'incinération, est parfaitement complémentaire de la filière méthanisation.

La pyrogazéification permet de convertir en énergie de nombreuses biomasses et déchets aujourd'hui non valorisables sous forme de matière, ou techniquement et économiquement difficiles à traiter dans d'autres filières. L'injection dans les réseaux de gaz issu de pyrogazéification permet de :

- contribuer, aux côtés du biométhane issu de méthanisation, à l'atteinte des objectifs de production de gaz renouvelables ;
- développer une nouvelle filière qui traite des typologies de biomasse difficilement valorisables en méthanisation (résidus agricoles non fermentescibles, biomasse ligno-cellulosique, etc.) ;
- créer des débouchés pour la valorisation énergétique des combustibles solides de récupération avec un rendement avantageux, et des rejets atmosphériques significativement moindres que la combustion et contribuer ainsi à l'objectif de diminution de la quantité de déchets enfouis définis par la LTECV : -50% d'ici 2025 ;
- aider au développement de l'économie circulaire et produire dans les territoires une énergie renouvelable (ou de récupération), à un prix maîtrisable, améliorant l'indépendance énergétique de la France.

Cette filière a atteint un stade de maturité suffisant et s'organise aujourd'hui, pour lancer les premières unités industrielles dès 2023.

Les acteurs considèrent qu'à l'horizon 2028, le gaz injecté issu des procédés de pyrogazéification permettrait de valoriser près d'un demi-million de tonnes de déchets par an, injecter 1TWh de gaz par an et ainsi réduire les émissions de CO₂ d'environ 165 000 tonnes.

Le développement à grande échelle de la filière permettra ainsi d'adresser une part significative de la problématique déchets croissante dans les territoires, tout en générant une énergie peu carbonée, à haut rendement (entre 70 et 80%), produite localement, stockable et transférable, parfaitement interchangeable avec le gaz naturel. Pour ce faire, un système d'aide aux premiers projets devra être mis en place.

La pyrogazéification fait l'objet de nombreux projets et pilotes dans le monde, en particulier en France avec les initiatives suivantes :

- Plateforme expérimentale Gaya – Saint-Fons (pilotage ENGIE) – voir encadré page 24.
- Plainenergie – Parc Industriel de la Plaine de l'Ain (coordination PROVADEMSE)
- Cometha – Ile-de-France (pilotage SIAAP – SYCTOM)
- Synthane – Compiègne (pilotage ETIA)
- Salamandre – Le Havre (pilotage ENGIE)
- R-Hynoca – Strasbourg (pilotage R-GDS)

Le biométhane de synthèse bénéficiera des actions de développement déjà réalisées (ou en cours) pour l'injection de biométhane issu de méthanisation : poste d'injection, maillage, rebours, etc.

17. Le biochar est un amendement du sol issu de la pyrolyse de biomasse.

► **EXEMPLE DE RÉALISATION :**
GAYA, LE PREMIER DÉMONSTRATEUR EN FRANCE

Piloté par ENGIE, le projet GAYA a réuni 11 partenaires d'excellence aux savoir-faire complémentaires autour de la démonstration technique, environnementale et économique de la faisabilité de produire du biométhane par pyrogazéification de biomasse sèche. Le projet qui s'est achevé en décembre 2019, a bénéficié d'un soutien financier de l'ADEME à hauteur de 19 M€.

Inaugurée en octobre 2017, la plateforme expérimentale d'ENGIE située à St-Fons (Auvergne-Rhône-Alpes), dans la Vallée de la Chimie, met en œuvre une chaîne innovante de procédés de production de biométhane à échelle semi-industrielle dans l'objectif de réduire les coûts de production et de valider les performances techniques et environnementales. Concernant ces dernières, une analyse de cycle de vie a été réalisée par le projet afin d'évaluer les impacts environnementaux de cette nouvelle filière et alimenter ainsi groupes de travail et pouvoirs publics sur ces questions.

Aujourd'hui, environ 15 ingénieurs et techniciens, alliant les domaines de la R&D et de l'opérationnel, travaillent sur le site. L'ensemble de la chaîne de production a été démontrée sur de la biomasse sèche, depuis l'approvisionnement en biomasse, sa conversion en gaz de synthèse puis en biométhane en continu. Les tests ont également validé la fonctionnalité du réacteur innovant de méthanation conçu par l'ENGIE Lab CRIGEN, le centre de recherche Corporate d'ENGIE, qui fonctionne et convertit aussi bien du gaz de synthèse (issu de la pyrogazéification) qu'un mélange de CO₂ et H₂ (typique d'une filière power-to-gas) pour produire du biométhane.

Demain, la plateforme diversifiera les matières premières utilisées en s'intéressant à des résidus organiques solides qui ne trouvent pas de débouchés de récupération (comme les combustibles solides de récupération (CSR), des fractions de plastiques non recyclables, les déchets de bois (Bois B), etc.).

Source : Biométhane de gazéification - potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, GRDF
Étude réalisée par GDF SUEZ et copilotée par l'ADEME, MEDDE, MINEFI & MAAF, février 2013



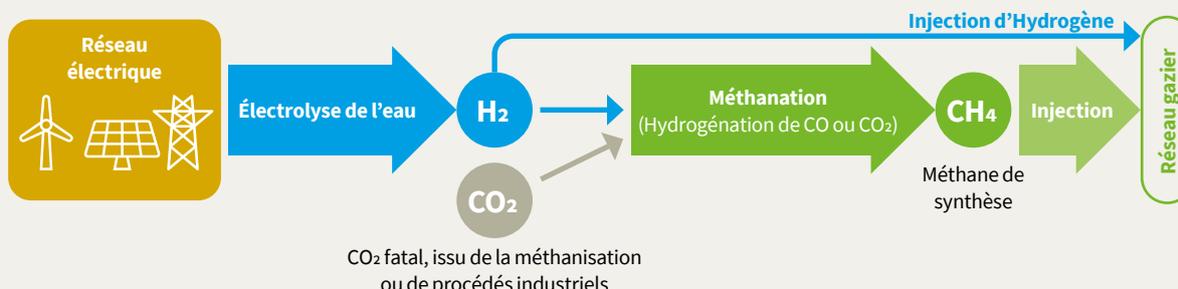
Plateforme du projet Gaya



5.2. Le power-to-gas : un nouvel outil au service de la décarbonation du système énergétique

Le procédé power-to-gas

Source : GRTgaz



Comme cela a été décrit dans le Plan Hydrogène pour la Transition Énergétique (juin 2018), le power-to-gas constitue un outil pertinent pour :

- décarboner les usages gaz ;
- maximiser l'intégration des énergies renouvelables électriques dans le système énergétique ;
- offrir une solution de stockage intersaisonnier de l'énergie.

L'intégration d'hydrogène dans les infrastructures gazières peut se faire par :

- injection d'H₂ en mélange dans les canalisations existantes ;
- méthanation, en recombinant l'hydrogène avec du CO₂ (par exemple issu de méthanisation) ;
- conversion ou création de réseaux 100% hydrogène.

Dans le cadre d'un rapport commun publié en 2019¹⁸, les opérateurs d'infrastructures gazières confirment qu'il est possible d'intégrer un volume significatif d'hydrogène dans le système gazier d'ici 2050 avec des coûts limités d'adaptation. À court terme, un taux de 6% en volume d'hydrogène est atteignable en mélange dans la plupart des réseaux, avec très peu d'adaptations, et compatible avec la plupart des installations des consommateurs actuels de gaz. Les infrastructures gazières pourront ainsi accueillir l'hydrogène décarboné et renouvelable, que ce soit via la récupération d'hydrogène coproduit dans l'industrie, celui issu de la pyrogazéification de déchets ou biomasse, du reformage de gaz avec stockage du carbone ou bien encore du power-to-gas.

Pour faciliter le déploiement des projets, les opérateurs gaziers recommandent de fixer une capacité cible d'intégration d'hydrogène en mélange dans les réseaux à 10% en 2030, puis 20% au-delà, pour permettre d'anticiper l'adaptation des équipements, en particulier ceux situés à l'aval des infrastructures, et leur certification à ce taux d'hydrogène.

La loi autorise désormais l'accès au réseau pour l'hydrogène bas-carbone et l'hydrogène renouvelable (article L111-97 du code de l'énergie). Les opérateurs d'infrastructures étudient les demandes de raccordement des producteurs d'hydrogène et plus globalement de gaz de synthèse plus ou moins hydrogéné (pyrogazéification, gazéification hydrothermale...) ou issu d'hydrogène (méthanation). Les modalités de raccordement et d'injection ainsi que les procédures restent à définir. Un Groupe de travail injection d'hydrogène a été lancé par GRTgaz avec les opérateurs d'infrastructures gazières, les pouvoirs publics, le bureau de normalisation gaz, les associations professionnelles du secteur et les collectivités pour définir les modalités et les procédures liées au raccordement et à l'injection des productions d'hydrogène et de gaz de synthèse.

Depuis plusieurs années maintenant, les gestionnaires d'infrastructures français étudient ces différentes voies, aussi bien sur les volets techniques, qu'économiques. Cela se traduit par l'engagement dans plusieurs démonstrateurs.

18. Rapport sur les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel – GRTgaz, GRDF, Elengy, Storengy, Teréga, R-GDS, Regaz, SPEGGN, Géométhane – Juin 2019

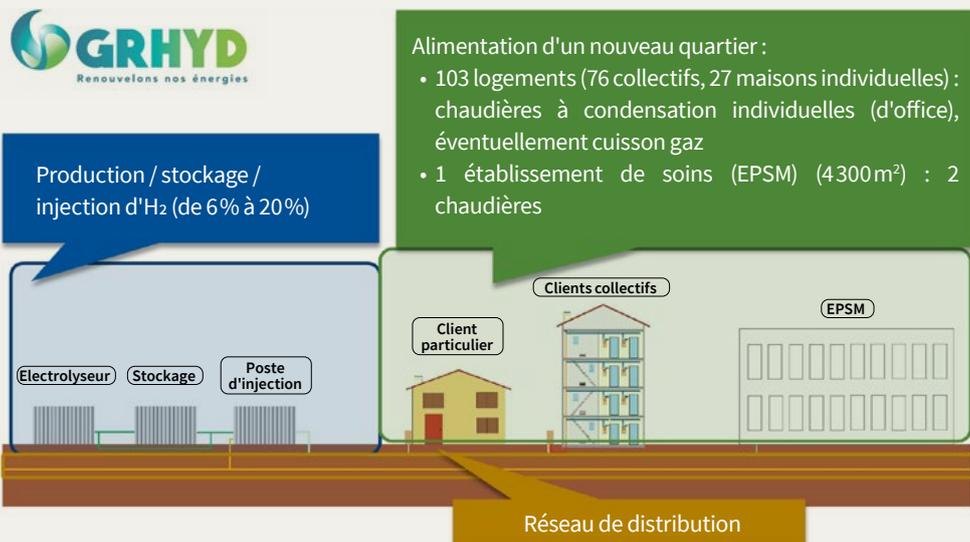
Principaux projets de power-to-gas des opérateurs d'infrastructure au 1^{er} avril 2019

Source : gestionnaires de réseaux

<p>GRHYD (opérationnel)</p> <p>Engie, Areva H2Gen, CEA, Engie Ineo, GRDF, McPhy, CUD, ADEME, INERIS, CETIAT...</p> <p>Électrolyseur 10 Nm³/h 15 M€</p> <p>power-to-gas, valorisation mélanges pour parc 100 logements</p> <p>Injection distribution (jusqu'à 20% d'H₂) Mélanges CH₄ / H₂</p>	<p>Hycaunais (à l'étude)</p> <p>Storengy, Areva H2Gen, Engie, Electrochaea, Waga Energy...</p> <p>Électrolyseur 1-2 MWe 9 M€</p> <p>power-to-gas, couplage méthanisation et méthanation biologique</p> <p>Injection réseau gaz envisagée SynCH₄</p>
<p>Méthycentre (à l'étude)</p> <p>Storengy, Atmosstat, Areva H2Gen, CEA, Prodeval, ADEME...</p> <p>Électrolyseur 250 kW 12 M€</p> <p>power-to-gas, méthanisation catalytique avec CO₂ issu du biogaz</p> <p>Injection réseaux gaziers SynCH₄ / H₂</p>	<p>Zero Emission Valley (en construction)</p> <p>AuRA, SME, Ataway, Michelin, Engie...</p> <p>15 électrolyseurs, 20 stations de recharge et 1000 véhicules</p>
<p>Jupiter1000 (en construction)</p> <p>GRTgaz, CEA, Atmosstat, RTE, Teréga, McPhy, Leroux&Lotz...</p> <p>Électrolyseur 1 MWe 30 M€</p> <p>power-to-gas, méthanation catalytique avec CO₂ industriel (25 Nm³/h)</p> <p>Injection transport SynCH₄ / H₂</p>	<p>HyGreen (à l'étude)</p> <p>Communauté d'agglomération DLVA, Géométhane, PACA...</p> <p>13 ktH₂/an (0,5 TWh) 300 M€</p> <p>power-to-gas pour mobilité (bus+train) et injection, stockage cavité saline</p> <p>Injection transport envisagée H₂</p>

► EXEMPLE DE RÉALISATION : GRHYD

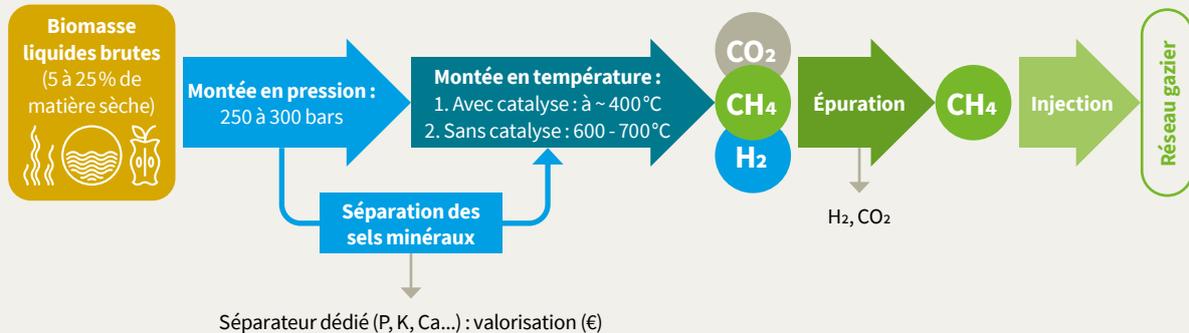
L'enjeu pour GRDF est de participer à l'émergence de solutions qui contribuent à la complémentarité des réseaux et au verdissement du gaz acheminé, tout en garantissant la qualité du gaz, la continuité d'approvisionnement et la sécurité ; il s'agit également de prévoir l'adaptation des protocoles d'exploitation relatifs à la distribution du mélange hydrogène / gaz naturel. Le démonstrateur a été inauguré officiellement le 11 juin 2018. Une première phase d'études préliminaires et de tests laboratoires s'est achevée fin 2017. Les équipements (électrolyseur, stockage, poste d'injection) ont été construits et livrés au cours de l'année 2017 et début 2018. La période de démonstration à proprement parler a débuté avec l'injection en juin 2018, permettant d'alimenter en mélange gaz naturel / hydrogène les cent logements du quartier neuf, ainsi que la chaufferie d'un établissement tertiaire, à des taux variables d'incorporation en hydrogène pouvant atteindre 20 % (paliers de 6 %, 10 %, 20 % puis phase avec taux variable entre 0 et 20 %). Le passage à 20% est intervenu le 11 en juin 2019, et le taux en hydrogène est variable depuis décembre 2019. Les tests lors des paliers à 6 %, 10 % et 20 % ont montré un fonctionnement normal des chaudières. Le REX réseau est également satisfaisant.



5.3. La gazéification hydrothermale

Le procédé de gazéification hydrothermale

Source : GRTgaz



La gazéification hydrothermale est un procédé thermo-chimique à haute pression et haute température (400 à 700°C) pour convertir des biomasses liquides présentant de faible taux en matière sèche (entre 5 et 25 %) en un gaz de synthèse riche en méthane qui, après épuration, peut être injecté dans les réseaux de gaz. La gazéification hydrothermale permet de valoriser :

- Les effluents et résidus liquides industriels
- Les digestats de méthanisation voire directement :
 - Les boues des stations d'épuration (STEP) municipales et industrielles ;
 - Les effluents d'élevage (lisiers et fumiers) et les autres résidus liquides d'origine agricole ;
 - Les déchets organiques liquides urbains

La gazéification hydrothermale convertit la quasi-totalité de la matière carbonée en gaz, réduisant drastiquement la quantité de déchets ultimes à gérer. Elle permet par ailleurs de récupérer des sels minéraux d'intérêt (phosphore, calcium, potassium) et une eau résiduelle claire et riche en ammonium, tout en offrant une efficacité énergétique d'au moins 70 %. Les principaux développeurs estiment que la technologie pourrait atteindre l'échelle industrielle à horizon 2023/2025 avec des installations modulaires dont la taille unitaire sera comprise entre 0,5 et 6 t/h.

Selon une étude récente, le potentiel de gaz renouvelable issu de cette technologie pourrait représenter en France, selon les hypothèses de mobilisation des gisements identifiés, entre au moins 58 TWh à 138 TWh/an à l'horizon 2050. Les premières installations opérationnelles pourraient voir le jour en France dès 2025.

► UN PREMIER DÉMONSTRATEUR PRÉ-INDUSTRIEL EN EUROPE :

Le projet de l'entreprise SCW Systems à Alkmar au Pays-Bas vise, après une phase de test avec une première installation unitaire de 2 MWth installée fin 2018, à monter à 10 installations identiques pour atteindre 20 MWth au total.

Présentation des acteurs



Principal distributeur de gaz naturel en France, GRDF exploite et développe le réseau de distribution de gaz naturel dans plus de 9500 communes. Propriété des collectivités, ce réseau de près de 200000 km favorise l'émergence du biométhane. En accompagnant tous les porteurs de projet, GRDF concrétise son engagement à développer des solutions innovantes au service de la transition énergétique des territoires. GRDF réalise les études de faisabilité, les prestations d'injection de biométhane sur le réseau (comptage, contrôle de la qualité et régulation de la pression). Enfin, l'entreprise est en charge du registre des garanties d'origine depuis décembre 2012 (délégation de service publique renouvelée en 2017).



GRTgaz est l'un des leaders européens du transport de gaz et un expert mondial des systèmes gaziers. En France, GRTgaz possède et exploite plus de 32500 km de canalisations enterrées et 26 stations de compression pour acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz emploie 3000 collaborateurs et assure des missions de service public visant à garantir la continuité d'acheminement du gaz et propose aux utilisateurs ou futurs utilisateurs des prestations d'accès à son réseau de transport de gaz. Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour adapter son réseau et concilier compétitivité, sécurité d'approvisionnement et préservation de l'environnement.



Syndicat professionnel des entreprises gazières municipales et assimilées, il regroupe 29 entreprises locales gazières actives dans la promotion du gaz naturel et du biométhane. Au-delà de leur volonté de pérenniser les exigences de sécurité, de qualité et de continuité qui ont toujours été des composantes essentielles du service public de distribution du gaz, les membres du SPEGNN, conformément aux missions qui leur ont été confiées par les collectivités, sont des acteurs locaux pleinement inscrits dans la transition énergétique.



Le syndicat des énergies renouvelables (SER) regroupe 400 adhérents, représentant plus de 150000 emplois. Elle est l'organisation professionnelle qui rassemble les industriels de l'ensemble des filières énergies renouvelables : bois-énergie, biocarburants, éolien, énergies marines renouvelables, gaz renouvelables, géothermie et pompes à chaleur, hydroélectricité, solaire et valorisation énergétique des déchets. Le SER a pour mission de défendre les droits et les intérêts de ses membres et de resserrer les liens qui les unissent, notamment pour développer la filière industrielle des énergies renouvelables en France et promouvoir la création d'emplois et de valeur ajoutée sur le territoire national.



Implantée dans le Grand Sud-Ouest, carrefour des grands flux gaziers européens, Teréga déploie depuis plus de 75 ans un savoir-faire d'exception dans le développement d'infrastructures de transport et de stockage de gaz et conçoit aujourd'hui des solutions innovantes pour relever les grands défis énergétiques en France et en Europe. Véritable accélérateur de la transition énergétique, Teréga dispose de plus de 5000 km de canalisations et de deux stockages souterrains représentant respectivement 15,6% du réseau de transport de gaz français et 24,5% des capacités de stockage nationales. L'entreprise a réalisé en 2018 un chiffre d'affaires de 476 M€ et compte plus de 600 collaborateurs.

Ont contribué à cette édition :

GRDF : Alexis MASSE, Julie PINEL, Ony RABETSIMAMANGA

GRTgaz : Mathieu BARNETO, Mathilde GARRET

SER : Robin APOLIT, Johanna FLAJOLLET-MILLAN, Françoise JOUET, Quitterie VINCENT

SPEGNN : Roger BOCK

Teréga : Grégory BUGLER, Didier MARRON

GRDF - Gaz Réseau Distribution France Société Anonyme au capital de 1800 745 000 euros / RCS Paris 444 786 511 / www.grdf.fr

GRTgaz Société Anonyme au capital de 538 165 490 euros / RCS Nanterre 440 117 620 / www.grtgaz.com

Syndicat des énergies renouvelables 13-15 rue de la Baume - 75008 Paris / www.enr.fr

SPEGNN - Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières municipales et assimilées www.spegnn.org

Teréga Société Anonyme au capital de 17 579 088 euros / RCS Pau 095 580 841 / www.terega.fr

La responsabilité de GRDF - Gaz Réseau Distribution France S.A., de GRTgaz S.A., du Syndicat des énergies renouvelables, du SPEGNN - Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières municipales et assimilées, et de Teréga ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation ou de l'exploitation des données et informations contenues dans le présent document, et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.
Impression sur papier certifié PEFC, issu de forêts gérées durablement et de sources contrôlées.