



PANORAMA DU **GAZ RENOUVELABLE** EN 2020



Préambule

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

Cette 6^{ème} édition du « Panorama du gaz renouvelable » est une actualisation des données des opérateurs de réseaux enregistrées en France¹ au 31 décembre 2020, présentées 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.

En 2020, le parc a quasiment doublé les quantités de production effectivement injectées dans le réseau de gaz naturel français, pour atteindre 2,2 TWh fin 2020, contre 1,2 TWh fin 2019. L'injection effective satisfait 5% de son objectif 2030, c'est à dire 10% de gaz renouvelable à atteindre dans la consommation totale de gaz. La capacité maximale annuelle d'injection atteint, quant à elle, 3,9 TWh fin 2020, contre 2,1 TWh fin 2019. L'écart entre quantités injectées et capacités maximales installées provient 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 (pyroga-zéification, gazéification hydrothermale, power to gas, etc.).



© Thierry Martrou / GRDF

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

Le message des opérateurs de réseaux de distribution et de transport

→ 2020 : UNE CROISSANCE DURABLE ET SOUTENUE, UN AVENIR À SÉCURISER

L'année 2020 a permis aux opérateurs de réseaux d'accélérer la mise en œuvre opérationnelle du droit à l'injection : avec 145 zonages validés à la fin de l'année par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le potentiel de production est clairement établi sur l'ensemble du territoire et le nouveau maillage des réseaux pour verdir les consommations de gaz est désormais planifié dans de nombreux territoires.

► UNE PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) EN DEÇÀ DES OBJECTIFS LÉGISLATIFS

Le début de l'année 2020 a été marqué par la publication de la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Si les opérateurs de réseaux se réjouissent de l'inscription d'objectifs de développement du biométhane, ils s'inquiètent de leur manque d'ambition. L'objectif de 6TWh en 2023, et de 14 à 22TWh en 2028 n'est pas à la hauteur de la trajectoire nécessaire pour atteindre l'ambition fixée par la Loi énergie climat de 10% de la consommation de gaz couverte par du gaz renouvelable en 2030, soit 30 à 40TWh. Or, l'objectif 2023 peut être facilement rehaussé : il devrait être atteint avec près de deux ans d'avance, le registre de réservation des capacités d'injection comptabilisant d'ores et déjà environ 26TWh de capacités réservées, dont 13TWh liés à un contrat d'achat de biométhane.

Pour apporter des solutions pérennes à l'enjeu de financement, la filière a proposé en 2020 des mécanismes de financement extra-budgétaires pour prendre le relais des financements par le budget de l'État. Le lancement en février 2021 d'une consultation par les pouvoirs publics sur les dispositifs complémentaires de soutien à la production de biométhane injecté constitue un signal encourageant.

La PPE appelle également à des expérimentations sur la pyrogazéification et les opérateurs ont lancé des actions en 2020 en ce sens pour faire émerger les projets dans les territoires. Le cadre de développement de ces expérimentations reste néanmoins à définir. La filière industrielle française de la pyrogazéification attend notamment la mise en œuvre des dispositions de la loi énergie-climat sur les filières biogaz innovantes. Ces dispositions pourraient aussi faire émerger d'autres filières comme la gazéification hydrothermale ou encore le couplage méthanisation-méthanation.

Enfin, si l'objectif de la PPE en matière de power to gas est très limité, les mesures adoptées fin 2020 à l'occasion de France Relance pourraient cependant changer la donne, notamment pour la production et l'usage de l'hydrogène.

► UN CADRE ÉCONOMIQUE ENCORE À CONSTRUIRE

Les gaz renouvelables présentent de nombreux bénéfices environnementaux, à travers la valorisation de déchets et intrants en énergies, la création d'emplois non délocalisables, et la création de valeur économique et environnementale pour les territoires. Si les opérateurs de réseaux comprennent la nécessité d'optimiser dans le temps les coûts de production, l'approche proposée par les pouvoirs publics montre combien une construction concertée du soutien à la méthanisation est indispensable, sous peine d'inscrire la filière dans des schémas non pérennes et d'entamer la dynamique d'une filière nationale d'excellence et le potentiel de réduction de gaz à effet de serre dont elle est porteuse. Les dernières mesures en date méritent ainsi une réflexion collective, que ce soit :

- la réduction immédiate du nouveau tarif d'achat qui peut aller jusqu'à 15%, accompagnée d'une trajectoire de réduction du tarif d'achat de 2% par an qui n'est pas congruente avec les gains de productivité envisageables pour la filière ;
- le mécanisme de réduction dynamique du tarif d'achat en fonction des signatures de contrats d'obligation d'achat ;
- la rigidification plus globale des mécanismes de soutien à la production, que ce soit sur les mix d'intrants possibles ou sur les modalités d'évolution de la production, limitant les marges de manœuvre des producteurs qui seraient confrontés à des aléas, notamment climatiques, sanitaires, ou techniques.

Les opérateurs de réseaux regrettent que cette évolution n'ait pas donné lieu à une concertation globale sur les nouvelles règles du jeu et leurs conséquences sur la rémunération des producteurs et le modèle de développement souhaité de la méthanisation.

► UNE FILIÈRE ENGAGÉE DANS UNE DÉMARCHE QUALITÉ

Les travaux menés au cours de l'année 2020, que ce soit dans le cadre du Contrat Stratégique de Filière, des logiques de labellisation en lien avec l'ADEME (QualiMétha), ou d'ONG, permettent de donner aux acteurs les repères clés pour valoriser les externalités positives de la méthanisation et inscrire son développement selon des modalités durables.

La réduction des coûts de production concentre tous les efforts de la filière biométhane. Les opérateurs de réseaux demeurent pleinement mobilisés pour apporter leur contribution à l'atteinte de cet objectif. Il est toutefois regrettable que la seule filière ENR en avance sur ses objectifs de développement, présentant de véritables synergies locales et renforçant les logiques d'économie circulaire tout en étant stockable ne soit pas plus soutenue dans l'ensemble du débat public et des décisions politiques.

Le risque de rupture de la dynamique de la filière est réel à court terme si les choix de l'État n'intègrent pas le développement des gaz renouvelables comme levier majeur pour atteindre la neutralité carbone.

Les opérateurs de réseaux forment donc le vœu que l'année 2021 soit celle de l'entrée en vigueur de mécanismes extrabudgétaires ambitieux permettant la poursuite d'un développement dynamique et durable du biométhane et des autres gaz renouvelables, ainsi que de leurs usages par les particuliers, les entreprises et les collectivités.

Table des matières

1. Le biométhane : un gaz renouvelable essentiel	4
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	4
1.2. Typologie des sites d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisés pour leur approvisionnement	7
2. Chiffres clés et parc des installations d'injection de biométhane en France	9
2.1. Parc de production de la filière d'injection de biométhane au 31 décembre 2020	9
2.2. Caractéristiques du parc raccordé	10
2.3. Répartition régionale du parc	11
2.4. Production des installations	12
2.5. Réservations de capacités d'injection au 31 décembre 2020	13
2.6. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe	15
FOCUS SUR LA MOBILITÉ	16
3. Cadre réglementaire	17
3.1. Le tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel	18
3.2. Le dispositif des garanties d'origine : garantir la traçabilité du biométhane	19
3.3. Le mécanisme de compensation associé aux tarifs d'achat	21
4. La mise en œuvre du droit à l'injection	22
5. Nouvelles voies de production de gaz renouvelables	23
5.1. La pyrogazéification de résidus solides	24
5.2. Hydrogène et méthane de synthèse	26
5.3. La gazéification hydrothermale	28



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)², etc. Une fois collectées et transportées 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 anaérobiose 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.

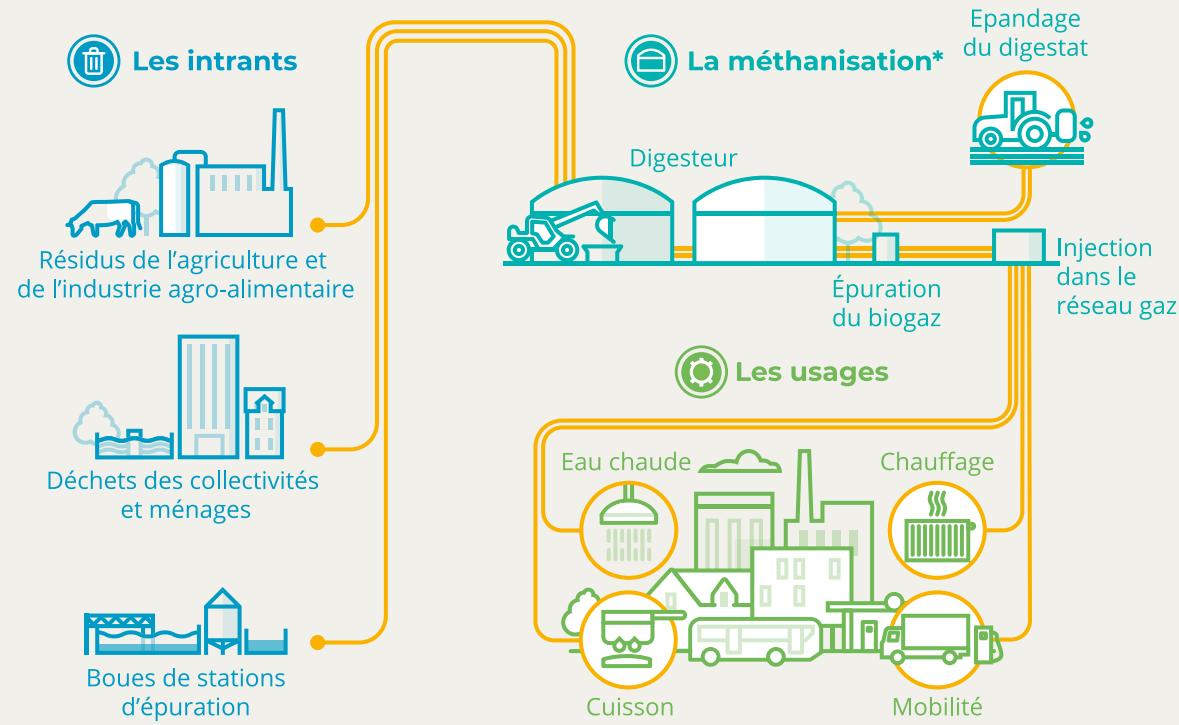
La méthanisation a pour spécificité d'être une filière de production de combustible ou de carburant, mais aussi une filière alternative de traitement des déchets organiques. En collectant ces déchets pour produire du biométhane, on limite leur impact environnemental en évitant les émissions de gaz à 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 engrains 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 prospective 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 »³.

2. Gaz produit dans les décharges, principalement issu de la dégradation anaérobiose de la matière organique biodégradable.
3. CRE - Rapport sur le verdissement du gaz - juillet 2019.

De la méthanisation à l'injection : les étapes clés

Source : GRDF



► SÉCURITÉ ET PROFESSIONNALISATION : UN ENJEU MAJEUR POUR LA FILIÈRE

Le développement de la filière méthanisation s'inscrit pleinement dans le respect des réglementations en vigueur, en particulier en matière de maîtrise des risques, et porte une attention particulière aux conditions de pérennité de l'activité. Les porteurs de projet et exploitants doivent notamment s'assurer de la qualité de la conception de l'installation, veiller aux conditions d'exploitation et à leur pertinence, mais aussi assurer un suivi et une maintenance rigoureuse des installations. Plusieurs dispositifs et outils sont aujourd'hui disponibles et participent à la professionnalisation des acteurs et notamment :

- Le label Qualimétha qui s'adresse aux constructeurs, maîtres d'ouvrage et AMO avec des critères de labellisation qui prennent notamment en compte, outre bien entendu le respect des réglementations en termes de sécurité et de maîtrise des risques, les aspects techniques (process, génie civil, génie mécanique...);
- La mise à disposition par l'INERIS de guides techniques : « Règles de sécurité des installations de méthanisation agricole » et « Vers une méthanisation propre, sûre et durable » ;
- L'organisation de formations pour accompagner de futurs responsables de site, et notamment le Certificat de spécialisation « Responsable d'unité de méthanisation agricole », proposé dans six établissements en France.

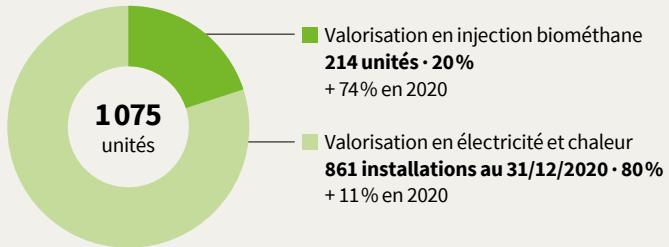
Il convient également de rappeler que, conformément à l'article L.4532-2 1 du Code du travail, un Coordinateur Santé Protection Sécurité (CSPS) se doit d'être présent pour tout chantier de bâtiment ou de génie civil où sont appelés à intervenir plusieurs travailleurs indépendants ou entreprises, entreprises sous-traitantes incluses, aux fins de prévenir les risques de co-activité résultant de leurs interventions simultanées ou successives pendant les phases de conception et de réalisation de l'ouvrage. Le CSPS est désigné dès le début de la phase avant-projet sommaire APS (article R.4532-4).

Enfin, les assureurs sont très attentifs aux risques inhérents aux projets de méthanisation et ont développé des offres de services en ce sens. Un guide, élaboré sous l'égide de la Fédération Française des Assurances, est aujourd'hui disponible pour bien comprendre les enjeux et les dispositifs de couverture des risques d'un projet de méthanisation et partager les bonnes pratiques en matière de prévention des risques.

Unités de production de gaz renouvelables par valorisation en France (2020)

Source : gestionnaires de réseaux, décembre 2019 & Tableau de bord du MTES au 31 décembre 2020

Fin 2020, la France compte plus de 1070 unités de production de biogaz dont 20% le valorisent sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. La forte croissance observée en 2019 s'est encore amplifiée en 2020 : + 79% de volumes injectés.



► LA SÉCURITÉ DES SITES DE MÉTHANISATION : FOCUS SUR L'INVENTAIRE 2019 DU BARPI

Dans le but de minimiser et maîtriser leurs impacts environnementaux, tous les sites de méthanisation sont régis, tant pour leur construction que pour leur exploitation, par la réglementation ICPE (Installation classée pour la protection de l'environnement)⁴. Les porteurs de projet doivent se conformer aux procédures applicables pour obtenir les autorisations leur permettant d'exploiter les installations et s'engagent à respecter les règlements en vigueur en tant qu'exploitants afin de garantir la sécurité des personnes intervenant sur ces unités ou à proximité ainsi que celle des installations.

Au sein du ministère de la Transition écologique, la Direction générale de la prévention des risques, le Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels (BARPI) recense via la base de données ARIA (Analyse, Recherche et Information sur les Accidents) les événements relatifs à l'accidentologie industrielle et propose des analyses ainsi qu'un partage des retours d'expérience. Dans son inventaire 2019, le BARPI propose un focus sur la filière biogaz dans son ensemble (sites en cogénération et en injection). Il constitue à ce jour le document de référence national pour le suivi, l'analyse et le retour d'expérience en matière d'accidentologie sur les sites de production de biogaz.

Dans la base ARIA en 2019, 17 événements enregistrés concernent des installations de méthanisation, dont 8 accidents. Ce nombre d'événements est en repli par rapport à l'année 2018 (23) et ce malgré l'augmentation notable du nombre de sites en service. Ces chiffres restent en cohérence avec la moyenne sur les trois dernières années (19 cas), de même que le nombre d'accidents (9 en 2018, 10 en 2017).

- Aucun évènement mortel n'a été enregistré en 2019, 1 évènement enregistré a entraîné des blessures sur 3 personnes.
- 66% des événements sont liés à des défauts matériels. Ils peuvent notamment être associés à des pertes de contrôle de procédé qui provoquent près de la moitié des événements.
- 35% des phénomènes survenus sur les sites de méthanisation recensés en 2019, sont des incendies d'origines diverses. Ces phénomènes, avec une répartition égale entre incidents et accidents, ne sont pas nécessairement liés à l'activité de méthanisation elle-même mais font dans tous les cas l'objet d'une déclaration.
- 71% des événements ont pour cause des facteurs organisationnels et, pour la très grande majorité, un défaut dans le process d'exploitation.

4. Pour plus de renseignement consultez : Installations classées protection de l'environnement (ICPE) ou installations, ouvrages, travaux, activités (Iota) - professionnels.service-public.fr (service-public.fr)

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



► 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



► 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)



► 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



► 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



► BOUES DE STATIONS D'ÉPURATION (STEP)

- urbaines et industrielles



► INSTALLATION DE STOCKAGE DES DÉCHETS NON DANGEREUX (ISDND)

- captage du méthane produit par la décomposition des déchets

→ 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 piégent les nitrates restant à l'issue de la culture principale précédente.



► CULTURES ÉNERGÉTIQUES ET ALIMENTAIRES*

Ce sont des cultures destinées essentiellement à de la production d'énergie. La réglementation limite strictement leur utilisation dans les unités de méthanisation, afin de ne pas favoriser la concurrence entre la production d'énergie et l'alimentation.



► 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.

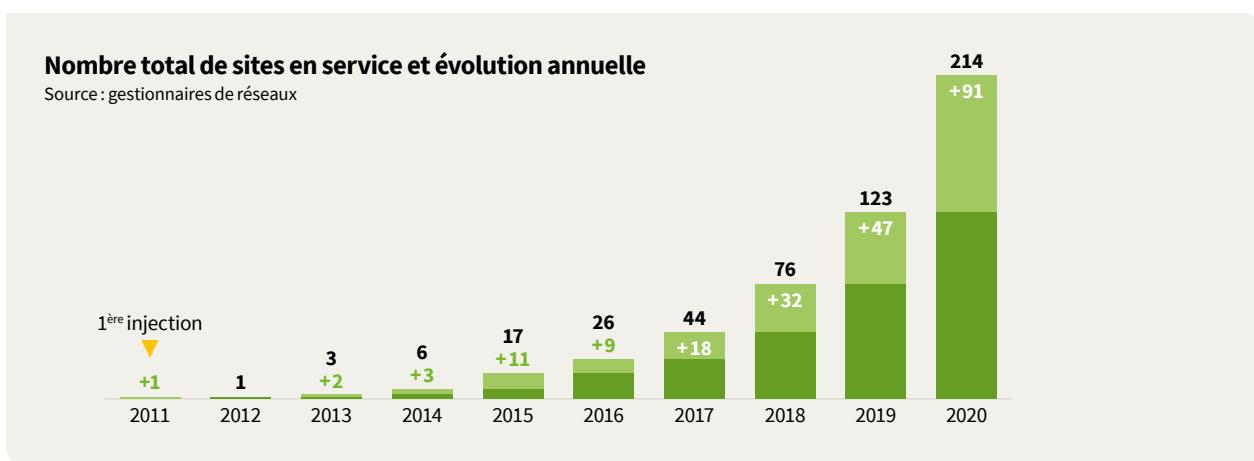
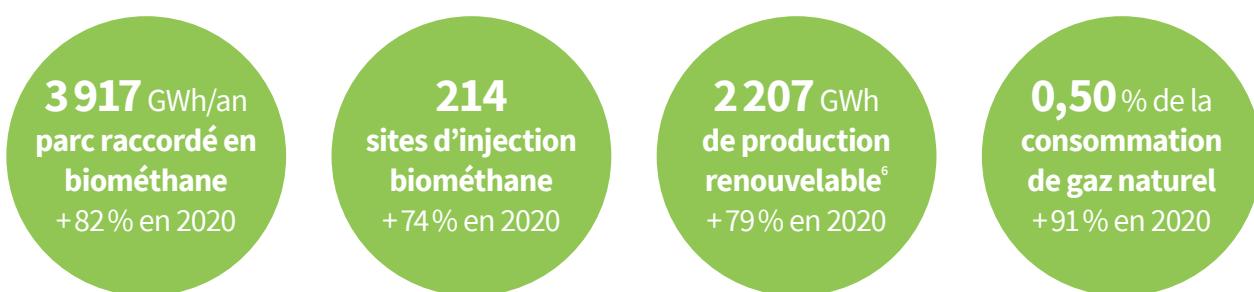
©AdobeStock

5. 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 2020

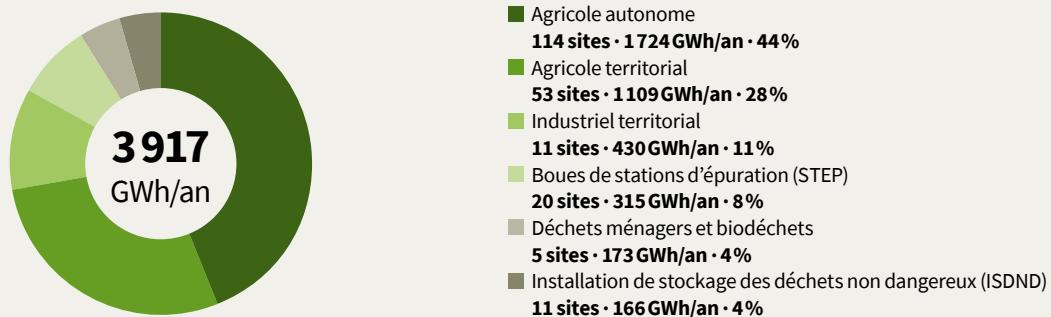


6. Énergie injectée dans le réseau de gaz naturel en 2020 ; soit l'équivalent d'environ 184000 foyers ou 9800 camions/bus.

2.2. Caractéristiques du parc raccordé

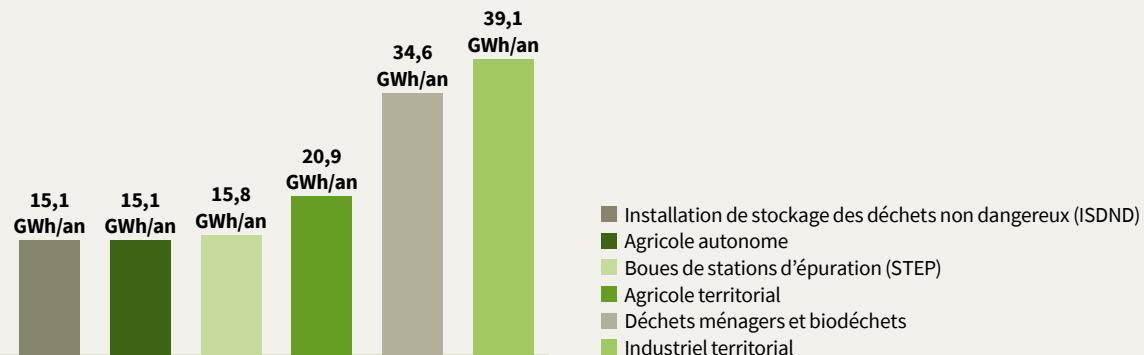
Répartition de la capacité maximale⁷ installée totale par nature de site d'injection au 31 décembre 2020

Source : gestionnaires de réseaux



Taille moyenne des installations d'injection de biométhane selon la nature de l'installation, exprimée en capacité maximale⁷ de production au 31 décembre 2020

Source : gestionnaires de réseaux



© Thierry Duqueux/GRTgaz

7. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale Cmax extraite du registre de capacité exprimée en $m^3(n)/h$, PCS = 10,9 kWh/ $m^3(n)$ et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

2.3. Répartition régionale du parc

Répartition régionale de la capacité maximale⁸ installée par tranche de débit au 31 décembre 2020

Source : gestionnaires de réseaux

Grand-Est	848 GWh/an
Hauts-de-France	607 GWh/an
Nouvelle-Aquitaine	442 GWh/an
Bretagne	407 GWh/an
Pays-de-la-Loire	296 GWh/an
Île-de-France	276 GWh/an
Centre-Val-de-Loire	252 GWh/an
Normandie	243 GWh/an
Occitanie	219 GWh/an
Auvergne-Rhône-Alpes	147 GWh/an
Bourgogne-Franche-Comté	132 GWh/an
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	48 GWh/an



Répartition régionale des sites d'injection de biométhane au 31 décembre 2020

Source : gestionnaires de réseaux

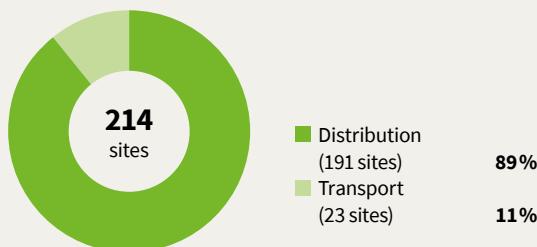
Grand-Est	42 sites
Hauts-de-France	34 sites
Bretagne	28 sites
Île-de-France	19 sites
Pays-de-la-Loire	17 sites
Auvergne-Rhône-Alpes	15 sites
Centre-Val-de-Loire	15 sites
Nouvelle-Aquitaine	15 sites
Normandie	12 sites
Bourgogne-Franche-Comté	7 sites
Occitanie	7 sites
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	3 sites



8. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale Cmax extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, PCS = 10,9 kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

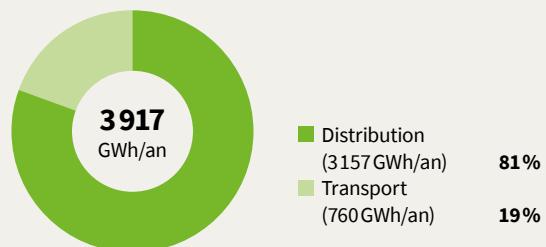
Nombre de sites d'injection de biométhane par type de réseaux au 31 décembre 2020

Source : gestionnaires de réseaux



Capacité installée des sites d'injection de biométhane par type de réseaux au 31 décembre 2020

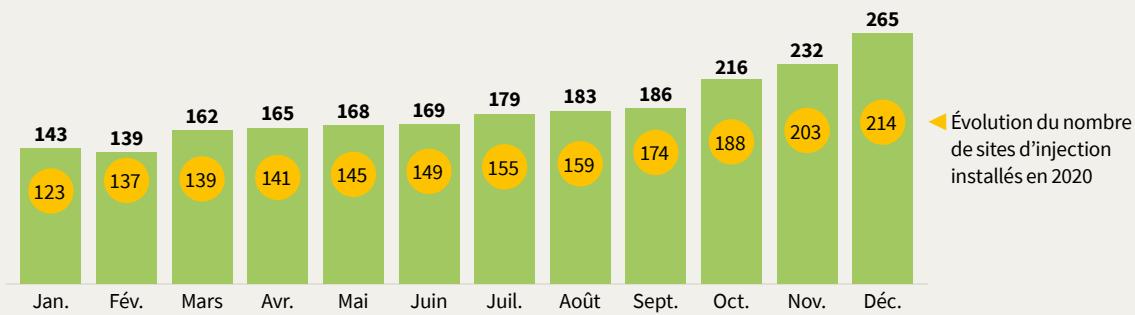
Source : gestionnaires de réseaux



2.4. Production des installations

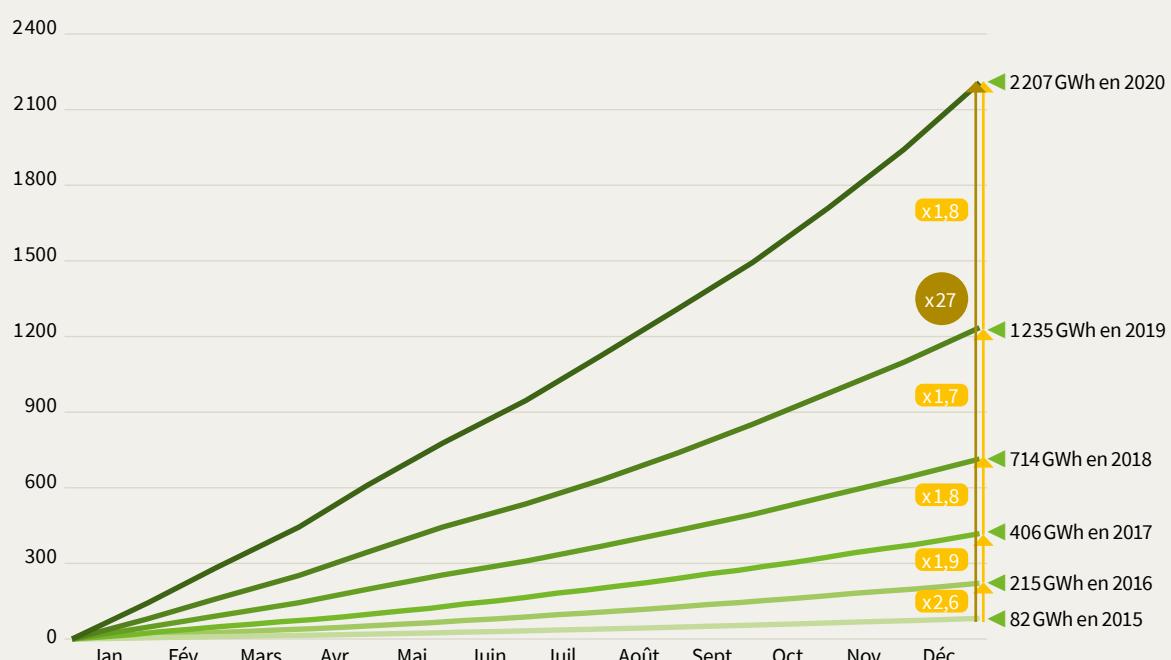
Production mensuelle des installations d'injection de biométhane sur l'année 2020 (GWh)

Source : gestionnaires de réseaux



Production cumulée des installations existantes en GWh (0°)

Source : gestionnaires de réseaux



Répartition régionale de la production renouvelable en 2020

Source : gestionnaires de réseaux

Grand-Est	405 GWh/an
Île-de-France	290 GWh/an
Hauts-de-France	274 GWh/an
Nouvelle-Aquitaine	237 GWh/an
Bretagne	231 GWh/an
Pays-de-la-Loire	189 GWh/an
Centre-Val-de-Loire	160 GWh/an
Normandie	142 GWh/an
Auvergne-Rhône-Alpes	103 GWh/an
Bourgogne-Franche-Comté	85 GWh/an
Occitanie	53 GWh/an
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	36 GWh/an



2.5. Réservations de capacités d'injection au 31 décembre 2020⁹

Dans le cadre de la gestion des capacités d'injection de biométhane, 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 214 installations mises en service à fin 2020 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.

La capacité maximale¹⁰ cumulée des 1164 projets enregistrés dans le registre des capacités s'élève à 26,5 TWh/an, soit 2,5 TWh de plus qu'à fin 2019. Elle correspond à la consommation annuelle moyenne de 118 000 bus ou camions roulant au BioGNV ou encore de 4 millions de nouveaux logements chauffés au gaz.

**26,5 TWh/an
dans le registre
+10 % en 2020**

**1 164
projets inscrits
dans le registre**

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

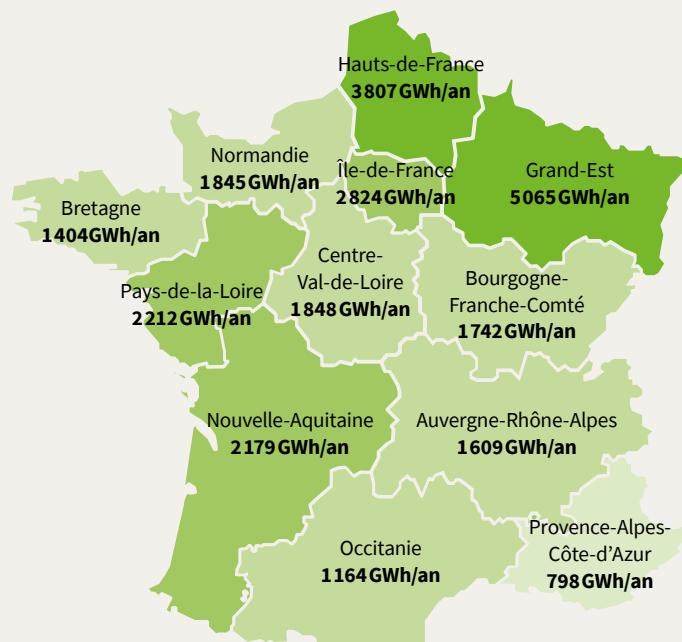
10. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes :

capacité maximale Cmax extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, PCS = 10,9 kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

Répartition régionale de la capacité maximale¹¹ des projets d'injection de biométhane inscrits dans la file d'attente au 31 décembre 2020

Source : GRTgaz et Teréga

Grand-Est	180 projets
Hauts-de-France	142 projets
Bretagne	124 projets
Auvergne-Rhône-Alpes	117 projets
Nouvelle-Aquitaine	104 projets
Pays-de-la-Loire	93 projets
Centre-Val-de-Loire	92 projets
Île-de-France	91 projets
Normandie	89 projets
Bourgogne-Franche-Comté	61 projets
Occitanie	46 projets
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	27 projets



- > 3000 GWh/an
- > 276 millions Nm³/an
- 2000 - 3000 GWh/an
- 184 - 276 millions Nm³/an
- 1000 - 2000 GWh/an
- 92 - 184 millions Nm³/an
- 1 - 1000 GWh/an
- 1 - 92 millions Nm³/an
- 0

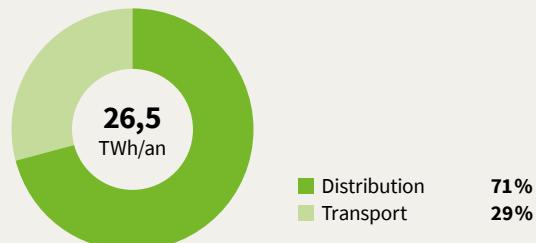
Nombre de projets par type de réseaux au 31 décembre 2020

Source : GRTgaz et Teréga



Capacité réservée de production par type de réseaux au 31 décembre 2020

Source : GRTgaz et Teréga



11. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale Cmax extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, PCS = 10,9 kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

2.6. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe

Panorama de l'injection de biométhane en Europe

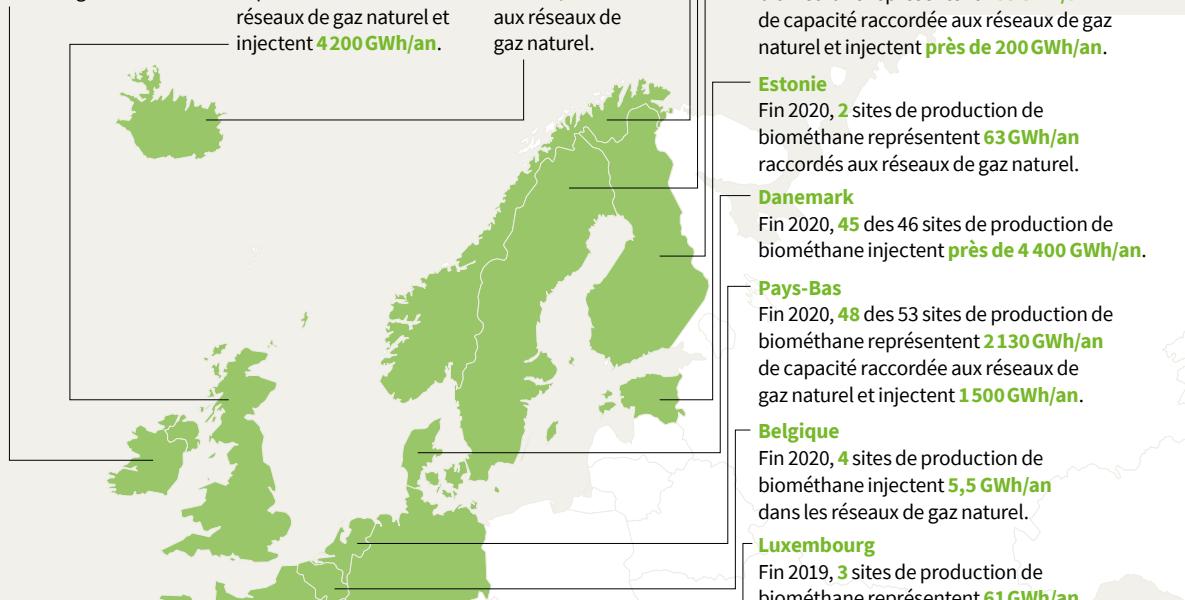
Source : SER, d'après Observatoire du biométhane décembre 2020 SIA PARTNERS - FRANCE BIOMETHANE & European Biomethane Map 2020 EBA/GIE

On dénombre près de 730 unités de production de biométhane dans les principaux pays producteurs d'Europe à fin 2020 et pour une capacité maximale installée totale de 28TWh. 635 de ces installations sont raccordés aux réseaux de gaz naturel, soit l'équivalent de 25TWh.

Irlande
Fin 2020, **1** site de production de biométhane représente **36 GWh/an** raccordés aux réseaux de gaz naturel.

Royaume-Uni
Fin 2019, les **80** sites de production de biométhane représentent **4315 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel et injectent **4200 GWh/an**.

Islande
Fin 2019, **2** sites de production de biométhane représentent **49 GWh/an** raccordés aux réseaux de gaz naturel.



Espagne
Fin 2020, **2** sites de production de biométhane représentent **94 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel.

France
En 2020, **214** sites d'une capacité maximale installée de **3917 GWh/an**, injectent **2207 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

Italie
Fin 2019, **17** des 18 sites de production de biométhane représentent **1587 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel et injectent **plus de 600 GWh/an**.

Norvège
Fin 2020, **3** des 16 sites de production de biométhane représentent **100 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel et injectent **un peu moins de 100 GWh/an**.

Suède
Fin 2019, **16** des 71 sites de production de biométhane représentent **1060 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel et injectent **près de 500 GWh/an**.

Finlande
Fin 2019, **5** des 17 sites de production de biométhane représentent **265 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel et injectent **près de 200 GWh/an**.

Estonie
Fin 2020, **2** sites de production de biométhane représentent **63 GWh/an** raccordés aux réseaux de gaz naturel.

Danemark
Fin 2020, **45** des 46 sites de production de biométhane injectent **près de 4 400 GWh/an**.

Pays-Bas
Fin 2020, **48** des 53 sites de production de biométhane représentent **2 130 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel et injectent **1 500 GWh/an**.

Belgique
Fin 2020, **4** sites de production de biométhane injectent **5,5 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

Luxembourg
Fin 2019, **3** sites de production de biométhane représentent **61 GWh/an** raccordés aux réseaux de gaz naturel.

Allemagne
Fin 2019, **230** des 232 sites de production de biométhane représentent **11 600 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel et injectent **près de 10 000 GWh/an**.

Hongrie
Fin 2019, **1** des 2 sites de production de biométhane représente **67 GWh/an** raccordés aux réseaux de gaz naturel.

Autriche
Fin 2020, **14** des 15 sites de production de biométhane représentent **265 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel et injectent **près de 200 GWh/an**.

Suisse
Fin 2019, **36** des 38 sites de production de biométhane représentent **350 GWh/an** de capacité raccordée aux réseaux de gaz naturel et injectent **300 GWh/an**.

FOCUS SUR LA MOBILITÉ

→ LE GNV/BIOGNV : UN CARBURANT ALTERNATIF DE PLUS EN PLUS VERT AUX PERSPECTIVES D'AVENIR PROMETTEUSES

► DEPUIS PLUSIEURS ANNÉES, LE CARBURANT ALTERNATIF GNV/BIOGNV CONNAÎT UNE CROISSANCE EXPONENTIELLE.

L'histoire du GNV en France a commencé avec les bus, notamment la ville de Poitiers qui a acheté ses premiers bus GNV à la fin des années 90. Les collectivités territoriales, soucieuses d'améliorer la qualité de vie des riverains, ont en effet progressivement adopté cette technologie très peu émettrice de polluants locaux pour les flottes publiques de bus, puis de bennes à ordures. Aujourd'hui, ces marchés sont relativement matures :

- toutes les villes de plus de 200 000 habitants (sauf une) ont des bus ou des bennes à ordures GNV ;
- près de 40% des bus vendus en France circulent au GNV ; une benne à ordures sur cinq.

Plus récemment, c'est le marché du transport de marchandises qui a décidé de réduire ses émissions et circule au GNV. Monoprix a été précurseur en effectuant sa première expérimentation de poids-lourds livrant au GNV en 2012. Depuis, la majorité des enseignes de la grande distribution utilisent des véhicules GNV. L'engouement pour le GNV concerne aussi la messagerie, le BTP... si bien que les parts de marchés des poids lourds GNV ont quadruplé en trois ans.

Quelques chiffres clés du GNV/BioGNV¹³ :

- **24 233** véhicules en circulation, dont une forte progression sur la mobilité lourde : 5 057 camions (+43%), 4 424 bus/cars (+22%), 2 049 bennes à ordures ménagères (+7%)
[progression entre novembre 2019 et novembre 2020]
- **173** points d'avitaillage publics à fin 2020 (soit +41 par rapport à l'an dernier)
- **44** nouvelles stations privatives raccordées au réseau GRDF en 2020
- **286 GWh** de BioGNV consommé en 2020

► ET C'EST À PRÉSENT UNE NOUVELLE PHASE DE DÉVELOPPEMENT QUI S'ANNONCE POUR LE CARBURANT ALTERNATIF GNV AVEC BEAUCOUP DE SIGNAUX POSITIFS.

Tout d'abord, le réseau d'avitaillage est de plus en plus dense.

En outre, pour le marché des bus et cars, les obligations de renouvellement de flotte qui s'appliquent depuis le 1^{er} janvier 2020 devraient accélérer les conversions de bus propres au GNV : elles concernent les collectivités gérant directement ou indirectement un parc de plus de 20 véhicules ; les renouvellements doivent être en véhicules à faibles émissions (dont fait partie le GNV) à hauteur de 50% (100% à partir de 2025)¹².

Le développement des zones à faibles émissions mobilité constitue une opportunité de croissance pour les véhicules GNV qui bénéficient tous de la vignette Crit'Air 1 quel que soit leur âge et sont donc une opportunité pour les professionnels d'assurer la continuité de service dans les zones à faibles émissions, à un moindre coût.

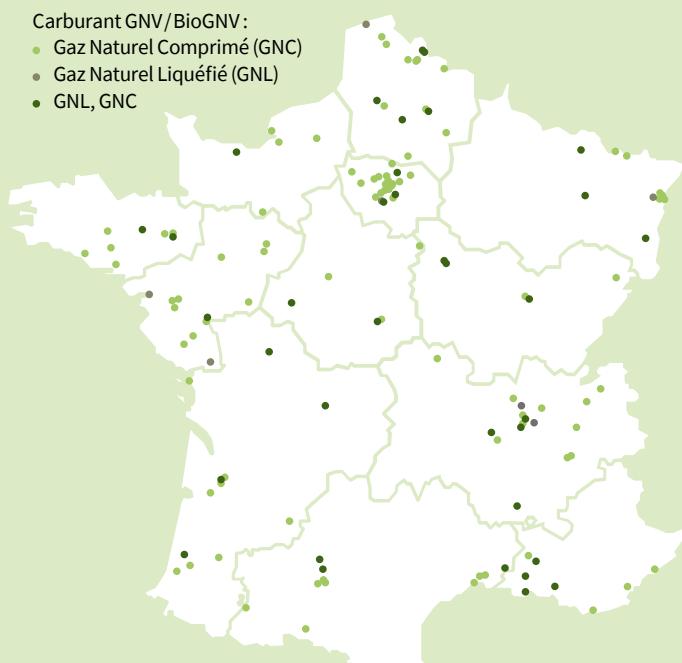
Enfin, le GNV devient de plus en plus renouvelable au fur et à mesure que le gaz se verdit. 286 GWh de BioGNV ont été consommés en 2020. Le BioGNV, qui permet de réduire les émissions de 80% par rapport à un véhicule diesel, est ainsi une réponse à l'enjeu de décarbonation des transports.

Etat des lieux des stations publiques de GNV en France au 30.11.2020

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

Carburant GNV/BioGNV :

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



12. Source : article 37 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

13. OpenData AFGNV



3. Cadre réglementaire

Des objectifs importants ont été fixés par la France et l'Europe 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 devra être transcrit en droit français d'ici le 30 juin 2021. Il contient notamment des dispositions relatives à la filière biométhane telles que le respect de critères de durabilité de la biomasse et de critères d'émissions de gaz à effet de serres.

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.

En avril 2020, le décret qui encadre la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) a fixé des objectifs de production de 6 TWh/an de biométhane injecté en 2023, ce qui représente une révision à la baisse de 2 TWh par rapport à l'ancienne PPE, et entre 14 et 22 TWh/an en 2028. Pour atteindre ces objectifs la PPE a prévu un budget de 9,7 milliards d'euros pour le soutien de la filière de production de biométhane injecté.

Enfin, la PPE a également prévu une transformation du cadre de soutien avec le lancement de premiers appels d'offres pour les installations d'injection de plus de 300 Nm³/h (environ 25 GWh/an). Le Ministère de la Transition écologique est actuellement en train d'en définir les modalités.

Neuf ans après la première injection, le cadre réglementaire d'achat du biométhane a été modifié par le décret n°2020-1428, définissant de nouvelles dispositions pour l'achat de biométhane à un tarif réglementé, et par l'arrêté du 23 novembre 2020 fixant ce nouveau tarif d'achat pour toutes les installations d'injection de moins de 300 Nm³/h. Il s'agit là d'un cadre de soutien dit « transitoire ». Un nouvel arrêté « définitif » pour ces unités inférieures à 300 Nm³/h est en cours de notification à la Commission européenne et viendra remplacer l'arrêté transitoire avec un périmètre identique ou modifié. Le lancement des appels d'offres prévus par la PPE pour les installations supérieures à 300 NM³/h est attendue pour 2021¹⁴.

14. Le futur arrêté tarifaire et l'AO pourrait ne pas inclure les ISDND.

Fin 2020 les travaux de mise en place du cadre réglementaire nécessaire à la mise en œuvre d'appels d'offres avec obligation d'achat pour le biométhane injecté ont débuté. Il en va de même pour la mise en place d'appels à projets et appels d'offres avec complément de rémunération pour le biométhane non injecté à usage transport, ainsi que pour la mise en place du contrôle des installations de production de biométhane.

Les textes réglementaires encadrant la réforme du mécanisme des garanties d'origine, introduite par la Loi énergie climat de novembre 2019, ont quant à eux été publiés en décembre 2020. Ils encadrent la future mise aux enchères des garanties d'origine biométhane au bénéfice de l'État.

Enfin, la Ministre de la Transition écologique, Barbara Pompili, a ouvert une nouvelle phase de concertation auprès des acteurs de la filière afin de réfléchir aux pistes de mise en œuvre d'un mécanisme de financement extra-budgétaire qui pourrait soutenir la production de biométhane sur nos territoires sans impacter les finances publiques.

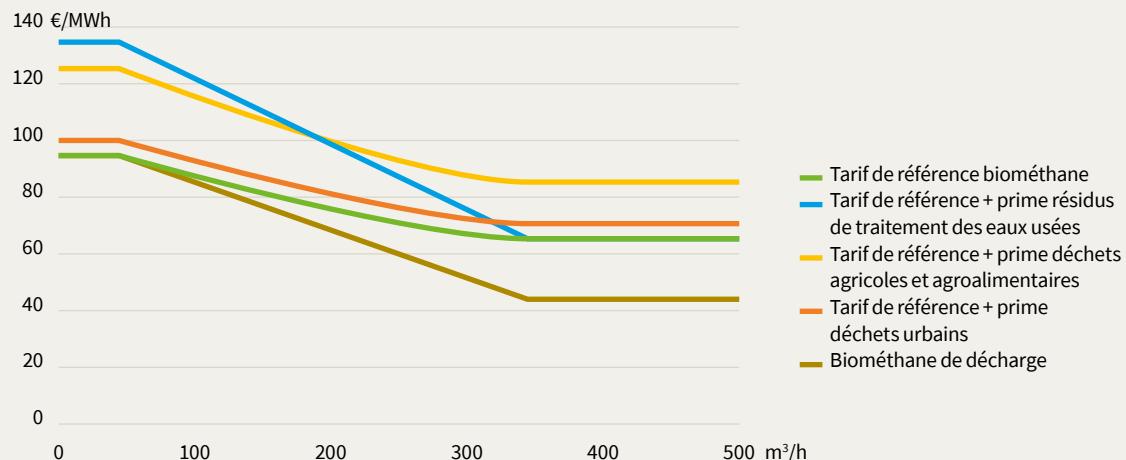
3.1. Le tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

→ POUR TOUTES LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMÉTHANE INJECTÉ AYANT SIGNÉ UN CONTRAT D'ACHAT AVANT LE 23 NOVEMBRE 2020 :

Ces installations continuent à bénéficier des conditions tarifaires de l'« arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel » pour une durée de 15 ans.

Le producteur bénéficie d'un tarif d'achat compris entre 46 et 139 €/MWh. Ce dernier dépend de la taille de l'installation de production, appelée capacité maximale de production de biométhane (exprimée en Nm³/h)¹⁵ et de la nature des déchets ou matières organiques traités. Pour ces installations de méthanisation, le tarif d'achat est constitué d'un tarif de référence et d'une prime aux « intrants ».

Tarif d'achat 2011 du biométhane en fonction du type de déchets et de la capacité maximale de production de biométhane de l'installation



15. Le Normo mètre cube est une unité de mesure de quantité de gaz. Elle correspond au contenu d'un volume d'un mètre cube, pour un gaz se trouvant dans les conditions normales de température et de pression. Le pouvoir calorifique du biométhane correspond à la quantité d'énergie contenue dans un Nm³ de ce gaz. Il existe un écart de Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) en kWh/Nm³ entre les zones géographiques à haut pouvoir calorifique dites « zones H » et des zones géographiques à bas pouvoir calorifique « zones B » (dans le nord de la France alimenté par le gaz de Groningue) de l'ordre de 10 %. Ainsi, le PCS moyen du biométhane obtenu en zone H est de 10,9 kWh/Nm³ et le PCS moyen obtenu en zone B est de 9,8 kWh/Nm³.

- 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.).

**→ POUR TOUTES LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMÉTHANE INJECTÉ,
D'UNE CAPACITÉ MAXIMALE DE PRODUCTION INFÉRIEURE OU ÉGALE À 300 Nm³/h,
AYANT SIGNÉ UN CONTRAT D'ACHAT À PARTIR DU 24 NOVEMBRE 2020 :**

Ces installations bénéficient des conditions tarifaires, dites « transitoires », de l'« arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel », pour une durée de 15 ans.

- Le tarif de référence est compris :
 - entre 55 et 99 €/MWh pour les installations de stockage de déchets non dangereux ;
 - entre 86 et 122 €/MWh pour les autres installations.
- La prime « effluents d'élevage » pour les seules installations de méthanisation de produits ou déchets non dangereux, hors matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles est de maximum 10 €/MWh pour 60 % d'effluents d'élevage ou plus.
- La prime « eaux usées » pour les seules installations de méthanisation de produits ou déchets non dangereux, y compris des matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles, varie entre 0 et 20 €/MWh PCS selon les débits produits.
- Pour tous les types d'installations une prime variant entre 1 et 3 €/MWh est accordée si l'injection est réalisée sur un réseau de distribution de moins de 100 000 clients. Ces installations ne bénéficient pas de la réfaction sur leurs coûts de raccordement.
- Des aides financières sont accordées, au cas par cas, par les pouvoirs publics (ADEME, Conseils régionaux et départementaux, Fonds européen, etc.).
- Un malus de 5 €/MWh est appliqué pour toute installation bénéficiant d'une aide à l'investissement de l'ADEME.
- Le tarif s'accompagne d'une trajectoire de réduction de -0,5 % par trimestre.
- Le nouveau tarif dispose également d'un dispositif de contrôle de trajectoire des volumes et peut donc trimestriellement évoluer à la baisse en fonction de l'écart à la trajectoire cible fixée par la PPE (lorsque la trajectoire dépasse 5 fois la trajectoire cible fixée par la PPE sur 2 trimestres).

Dans l'ensemble, par rapport aux dispositions de l'arrêté de 2011, ces nouvelles conditions représentent une baisse du niveau de soutien de l'ordre de 1 à 15 % pour les installations les plus représentatives de la filière.

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.

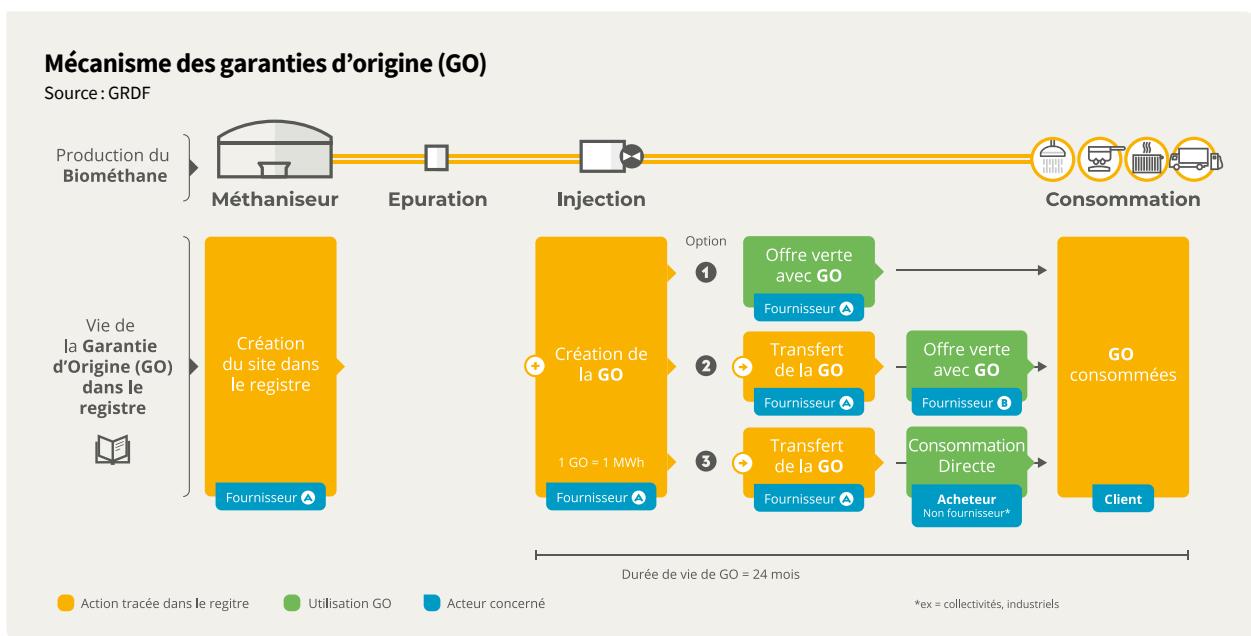
Le registre national des GO est l'outil qui enregistre les quantités injectées, échangées, vendues et trace ainsi chaque molécule de biométhane produite. GRDF est en charge de la gestion du registre des GO depuis 2012 et a été reconduit jusqu'en 2023 suite au dernier appel d'offres pour la délégation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

- ▶ 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.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200518-%20liste_fournisseurs.pdf



- ▶ LA LOI N° 2019-1147 DU 8 NOVEMBRE 2019 RELATIVE À L'ÉNERGIE A RÉFORMÉ LE DISPOSITIF DES GARANTIES D'ORIGINE. DORÉNAVANT DEUX SYSTÈMES DISTINCTS VONT COEXISTER :

→ POUR LES SITES DE PRODUCTION AYANT SIGNÉ LEUR CONTRAT D'ACHAT AVANT LE 9 NOVEMBRE 2020, LE MÉCANISME DES GO FONCTIONNE SELON LE SCHÉMA CI-DESSOUS :



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 à la valorisation du biométhane comme carburant.

→ POUR LES SITES DE PRODUCTION AYANT SIGNÉ LEUR CONTRAT D'ACHAT À PARTIR DU 9 NOVEMBRE 2020, LES GRANDS PRINCIPES SONT :

Les textes réglementaires encadrant cette réforme du mécanisme des GO ont été publiés le 24 décembre 2020 :

- Décret n°2020-1700 du 24 décembre 2020 relatif aux modalités de résiliation du contrat conclu en application des articles L.446-2 ou L.446-5 du code de l'énergie en cas d'émission par le producteur d'une garantie d'origine portant sur du biogaz produit et injecté dans le réseau de gaz naturel ;
- Décret n°2020-1701 du 24 décembre 2020 relatif aux garanties d'origine de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Les garanties d'origine biométhane associées à des contrats d'achat conclus entre le producteur et le fournisseur de gaz à partir du 9 novembre 2020 appartiendront - pour toute la durée de vie de ce contrat - au producteur de biométhane ou à l'État selon le mode de financement alloué à la production :

- Si l'installation de production de biométhane ne bénéficie d'aucun soutien public étatique, les garanties d'origine associées appartiendront au producteur de biométhane. Ce dernier peut alors les commercialiser soit auprès d'un fournisseur de gaz, soit directement auprès d'un consommateur final.
- Si l'installation de production de biométhane bénéficie d'un soutien public étatique, alors les garanties d'origine associées devront être cédées gratuitement par le producteur de biométhane à l'État.

Une fois les garanties d'origine récupérées par l'État, deux modalités de commercialisation sont possibles :

1. Les communes qui disposent d'une installation de production sur leur territoire peuvent demander à l'État d'accéder gratuitement au volume de garanties d'origine de cette installation nécessaire pour verdir leur propre consommation de gaz.
2. Les garanties d'origine biométhane qui n'auront pas été légalement préemptées par les communes seront mises aux enchères par l'État, enchères dont les modalités pratiques restent encore à fixer.

La filière attend désormais les cahiers des charges qui fixeront les modalités des futures mises aux enchères des GO et dont les premières démarreront à partir du 1er avril 2023, ainsi que le début des discussions quant aux conditions pratiques du transfert aux communes.

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

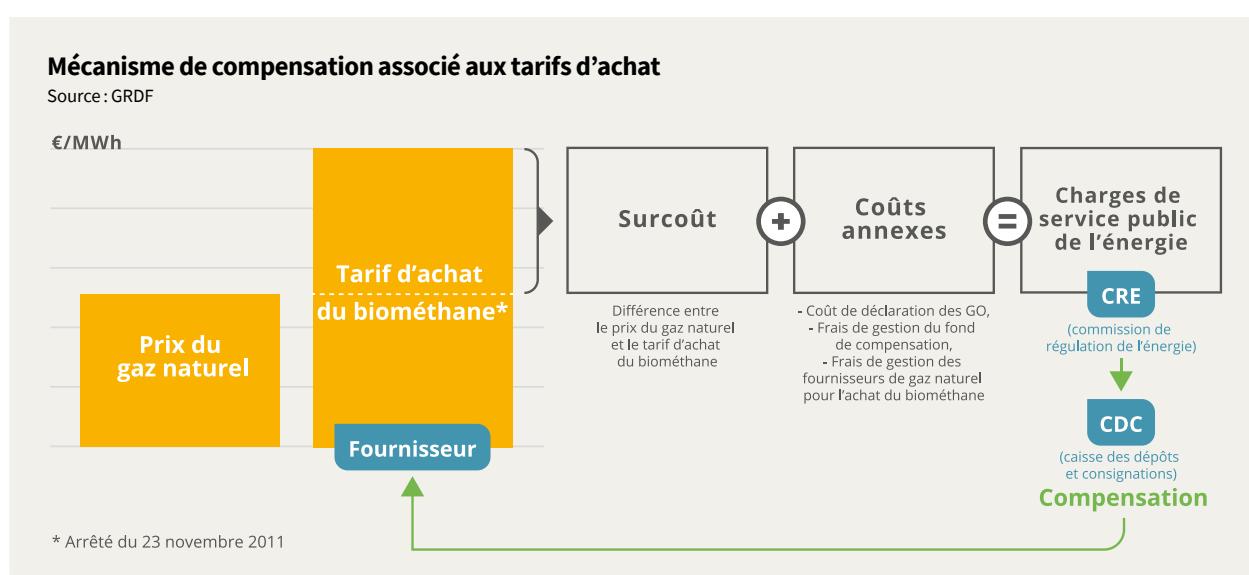
Un mécanisme de compensation a été mis en place dès novembre 2011 pour permettre de dédommager les fournisseurs pour les charges engendrées par l'achat de biométhane, à savoir :

- Le surcoût du tarif d'achat du biométhane par rapport au prix du gaz naturel sur le marché de gros ;
- Des 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.

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 2019	Mise à jour provision 2020	Charge prévisionnelle 2021
Biométhane	107,7 M€	235,2 M€	543,8 M€

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



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

4. La mise en œuvre 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.

Le principe du droit à l'injection est de définir des zonages, qui recherchent l'optimum technico-économique des investissements nécessaire pour l'injection de biométhane sur un territoire d'une dizaine de cantons. Il est réalisé par l'ensemble des opérateurs en suivant une méthodologie standardisée avec la CRE. Au 31/12/2020, la CRE a validé 145 zonages. 29 prévoient la mise en place d'une station de rebours entre réseau de distribution et réseau de transport, et 2 prévoient la mise en place de compressions mutualisées.

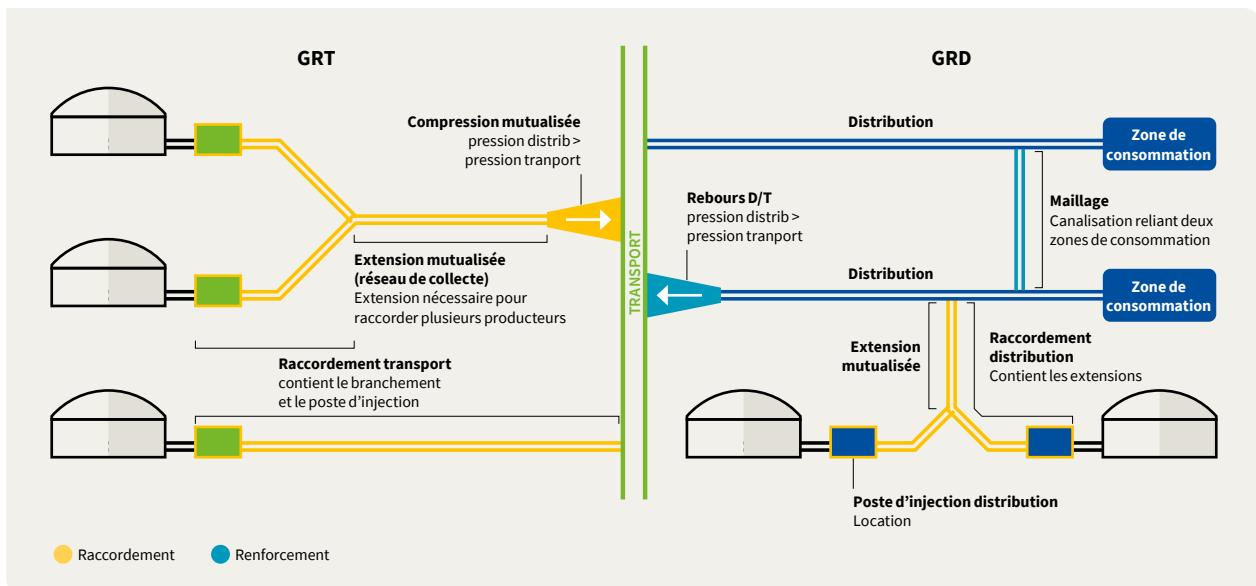
Concrètement, un zonage matérialise, par une carte regroupant ces cantons, le potentiel de biométhane de la zone, la liste des projets, les listes d'investissement de renforcement (mailages ou rebours) nécessaires à réaliser et un calcul de critère Investissements/Volumes.

Les investissements qui peuvent découler des zonages sont de différentes natures :

- Renforcement du réseau d'un opérateur, y compris par maillage de zones de consommations ;
- Mise en place de rebours.

Lorsque le critère Investissements/Volumes est inférieur au seuil fixé par la réglementation à 4700€/Nm³/h, l'intégralité des investissements de renforcement sont pris en charge par les tarifs des opérateurs de réseaux. Lorsque le critère dépasse le seuil, alors des tiers publics (Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie, Collectivités...) ou privés (porteurs de projet) peuvent participer financièrement afin de réaliser les renforcements de la zone.

Les investissements de renforcement à réaliser dans les prochaines années sur les 145 zonages validés par la CRE représentent environ 310 M€. Ces investissements font l'objet d'une validation par la CRE lorsque les ouvrages deviennent nécessaires. À date, la CRE a d'ores et déjà validé environ 1/3 de ces investissements.



Si dans la grande majorité des cas les producteurs n'auront pas à participer au financement des investissements de renforcement, ils doivent payer la part des investissements des ouvrages de raccordement dont ils bénéficient (après prise en compte de la réfaction) ainsi qu'un timbre d'injection, fixé par la CRE pour couvrir les dépenses d'exploitation associées à l'investissement de renforcement. Le niveau du timbre dont est redevable le producteur dépend des caractéristiques du zonage :

Quel est le niveau de timbre ?

- Zone **sans renforcement** → Niveau 1 : 0€/MWh
- Zone avec **maillage et/ou extensions mutualisées** → Niveau 2 : 0,4€/MWh
- Zone avec **rebours et/ou compression mutualisée** → Niveau 3 : 0,7€/MWh



5. Nouvelles voies de production de gaz renouvelables

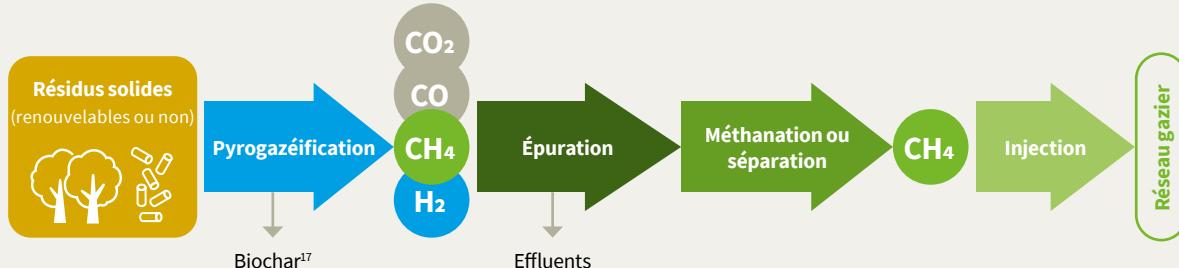
La méthanisation est aujourd’hui la première technologie mature de production de gaz renouvelable. À moyen et long terme, de nouveaux procédés de production de gaz renouvelables et de récupération vont se développer :

- 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 résidus solides

Le procédé de pyrogazéification

Source : GRTgaz



→ LA FILIÈRE PYROGAZÉIFICATION POUR INJECTION DANS LES RÉSEAUX EST PROMETTEUSE

La pyrogazéification permet de valoriser des déchets résiduels variés (sous-produits agricoles secs, boues séchées, résidus de la filière bois non valorisés par ailleurs, Combustible Solides de Récupération issus de déchets ayant fait l'objet d'un tri à la source et ne pouvant être valorisés sous forme matière...) pour produire électricité, chaleur ou gaz injectable dans les réseaux. Cette filière traite les déchets résiduels secs non fermentescibles souvent destinés à l'enfouissement ou l'incinération. Elle s'inscrit ainsi dans l'objectif fixé par le gouvernement d'une division par deux des quantités de déchets enfouis d'ici 2025.

La pyrogazéification a atteint un stade de maturité technologique suffisant pour envisager le lancement des premières installations industrielles dans les prochaines années, avant un déploiement généralisé après 2023. À l'horizon 2028, la filière considère que le gaz injecté issu des procédés de pyrogazéification permettrait de valoriser près d'un demi-million de tonnes de déchets par an, d'injecter 1 TWh de gaz dans les réseaux et ainsi de réduire les émissions de CO₂ d'environ 165 000 tonnes.

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

- Plateforme expérimentale Gaya - Saint-Fons (pilotage ENGIE) (voir encadré page suivante)
- Plainenergie - Parc Industriel de la Plaine de l'Ain (coordination PROADEMSE)
- Cometha - Ile-de-France (pilotage SIAAP – SYCTOM)
- Synthane© - Compiègne (pilotage ETIA)
- Salamandre - Le Havre (pilotage ENGIE)
- R-Hynoca - Strasbourg (pilotage R-GDS)
- Titan V - Nantes (pilotage Leroux et Lotz)

Le méthane 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.

► 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 résidus solides (biomasse sèche, déchets bois, combustibles solides de récupération...). Le projet bénéficie 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, économiques et environnementales. Concernant cette dernière, 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 à 25 personnes (ingénieurs et techniciens), alliant les domaines de la R&D et de l'opérationnel, travaillent sur le site. Fin 2019, la fiabilité de 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. Aujourd'hui, la plateforme vise à diversifier les matières premières utilisées en s'intéressant à des résidus 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.). Un an seulement après la production de biométhane à partir de biomasse sèche, la plateforme GAYA a réalisé une première mondiale en produisant ses premiers mètres cubes de méthane à partir de CSR, issus de déchets d'activités économiques. Sur la base des travaux déjà menés, ENGIE projette la construction d'une première unité industrielle au Havre à partir de 2023, le projet SALAMANDRE.

Plateforme du projet Gaya

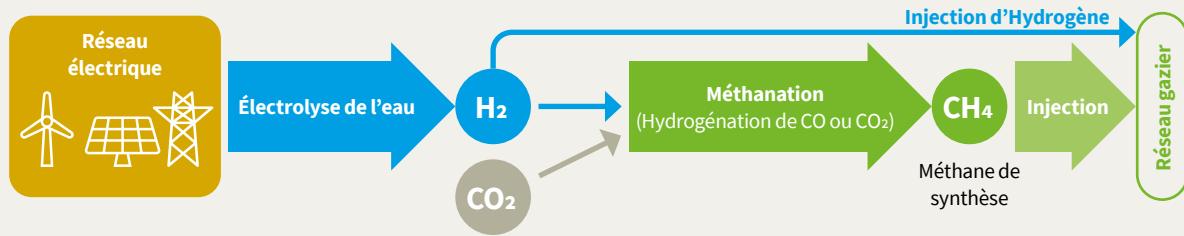


© Franck Dunouau / ENGIE Lab CRIGEN, 2018

5.2. Hydrogène et méthane de synthèse

Le procédé power to gas

Source : GRTgaz



CO₂ fatal, issu de la méthanisation
ou de procédés industriels

Le gouvernement français a lancé en septembre 2020 une stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné. L'hydrogène est produit par électrolyse de l'eau à partir d'énergie renouvelable ou bas carbone et permet ainsi de :

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

Le recours à l'hydrogène décarboné permettra ainsi de diminuer les émissions de CO₂ dans l'atmosphère. Cela contribuera à atteindre l'objectif qui a été fixé dans le cadre de la stratégie nationale bas carbone pour l'industrie : 53 millions de tonnes émises par an en 2030 contre 80 millions de tonnes émises par an aujourd'hui. L'hydrogène peut aussi être utilisé comme un vecteur d'énergie pour de nombreuses applications de mobilité.

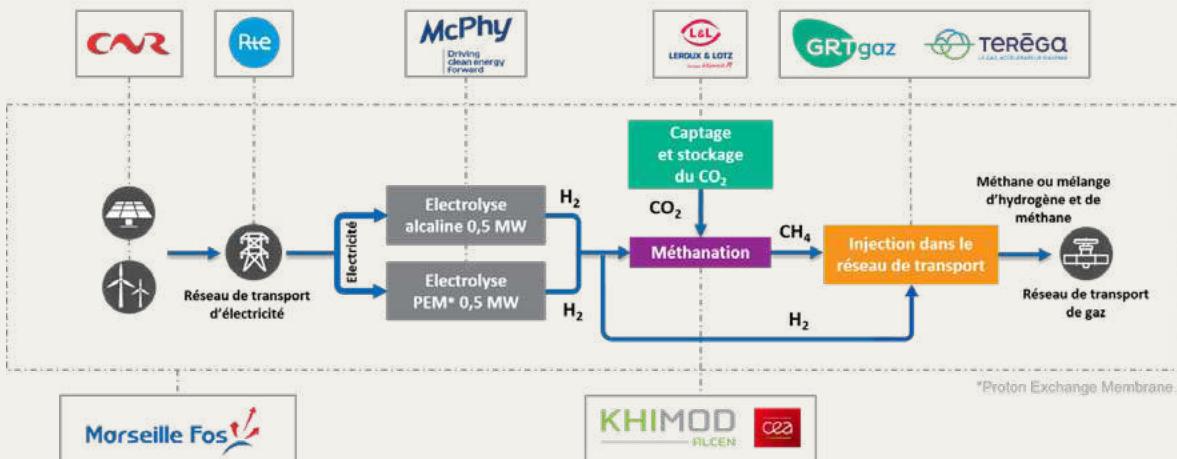
L'intégration d'hydrogène dans les infrastructures gazières peut se faire par :

- 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 peu d'adaptations, et compatible avec la plupart des installations des consommateurs actuels de gaz. Les opérateurs d'infrastructures étudient, depuis plusieurs années maintenant, les demandes de raccordement des producteurs d'hydrogène et de méthane de synthèse plus ou moins hydrogéné (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, etc.) ou issu d'hydrogène (méthanation) 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, Régaz, SPEGNN, Géométhane – Juin 2019

► JUPITER 1000 1^{ER} DEMONSTRATEUR INDUSTRIEL DE POWER TO GAS EN FRANCE



GRTgaz s'investit dans les solutions de demain en pilotant le projet collaboratif Jupiter 1000, localisé à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône). Ce projet a pour ambition de préparer la filière power to gas française en mettant en œuvre à l'échelle industrielle :

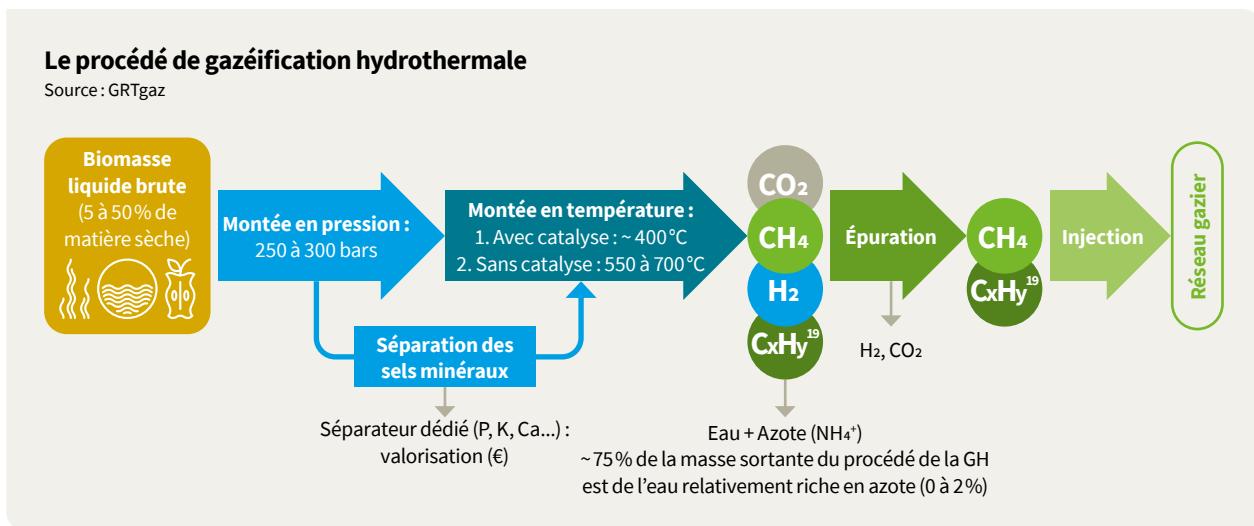
- Une installation de production d'hydrogène de 1 mégawatt par électrolyse alcaline et par membrane à échange de proton (technologie PEM)
- Une unité de captage et valorisation du dioxyde de carbone industriel (CO₂)
- Une unité de méthanation pour convertir l'hydrogène produit et le CO₂ en méthane de synthèse
- Le projet injecte ainsi à la fois de l'hydrogène et du gaz de synthèse dans le réseau de transport de gaz.

En partenariat avec huit autres acteurs engagés sur la filière power to gas (énergéticiens, acteurs industriels et centre de recherche), ces travaux vont permettre l'analyse de la faisabilité technique d'une installation de dimension industrielle, la qualification des performances des technologies testées, la projection du modèle (construction du modèle d'affaire, des référentiels de sécurité, etc.) et aider ainsi au lancement d'une filière française de power to gas. Il permettra aussi d'aborder la question de l'impact de l'hydrogène sur les infrastructures gazières. Le projet a ainsi commencé à injecter de l'hydrogène en février 2020.

Ce projet bénéficie des soutiens financiers du fonds européen FEDER, de l'ADEME et de la Région Sud.

Pour en savoir plus : consultez <https://www.jupiter1000.eu/ @Jupiter1000PtG>

5.3. La gazéification hydrothermale



La gazéification hydrothermale est un procédé thermochimique très innovant convertissant à haute pression (> 250 bar) et haute température (400 à 700°C) des biomasses humides présentant un faible taux en matière sèche (0,5 à 50%) mais relativement riches en carbone, en un gaz de synthèse riche en méthane pouvant être injecté dans le réseau de gaz.

Étant représentée à travers 2 familles de technologies, avec ou sans catalyse, elle permet de valoriser :

- Les boues et digestats de boues issues de stations d'épuration (STEP) ;
- Les digestats issues de tout type d'installations de méthanisation ou de fermentation ;
- Les effluents agricoles dont les effluents d'élevages (lisier, fumier)
- Les effluents organiques industriels (agro-alimentaires, chimiques, papetiers, etc.)
- Les déchets organiques humides urbains

Le procédé convertit, non seulement, plus de 90% de la matière carbonée en gaz, mais permet en plus de récupérer des sels minéraux, dont du phosphore, et aussi de l'azote et de grandes quantités d'eau claire, tout en réduisant drastiquement, d'un facteur 15 à 20, la quantité des déchets ultimes.

Fonctionnant en continu et convertissant l'intrant en quelques minutes en gaz, une installation de gazéification hydrothermale est très compacte (10 fois plus qu'un méthaniseur pour traiter autant d'intrants), et atteint un rendement énergétique d'au moins 70%, hors valorisation de la chaleur fatale. Le gazéifieur hydrothermal génère, après épuration ou méthanation, un gaz renouvelable à haute pression exempt de polluants, conforme aux caractéristiques physico-chimiques du gaz naturel et ne nécessitant pas d'être comprimé pour être injecté dans le réseau. La technologie élimine en plus toutes traces de microplastiques, d'éléments pathogènes et de virus.

Une installation de gazéification hydrothermale est ainsi aussi bien un outil de traitement de déchets, qu'un moyen de production de gaz renouvelables et de récupération des résidus liquides (eau) et solides (sels minéraux et azote), les derniers pouvant être transformés en fertilisants pour l'agriculture.

Les principaux développeurs européens estiment que la technologie pourrait atteindre l'échelle industrielle à horizon 2024/2025 avec des installations modulaires pouvant traiter entre 2 et 6 t/h d'intrants. Selon une étude récente, le potentiel de production de gaz renouvelable avec cette technologie pourrait représenter en France, selon les hypothèses de mobilisation des gisements identifiés, entre 58 TWh et jusqu'à 138 TWh/an à l'horizon 2050.

► UN PREMIER DÉMONSTRATEUR PRÉ-INDUSTRIEL EN EUROPE (LE PLUS GRAND AU MONDE) :

Après une phase de test et de mise au point d'une 1^{ère} installation unitaire de 2t/h mise en service fin 2018, le projet de l'entreprise SCW Systems, à Alkmar au Pays-Bas va être complété, courant 2021, de 4 autres unités totalisant une capacité de traitement de 20t/h, composées de différents résidus organiques dont des boues, et portant la production de gaz renouvelable totale à environ 14 millions de Nm³/an.

19. CxHy = Hydrocarbures > CH4

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 plus de 200 000 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 public renouvelée en 2018).



GRTgaz est l'un des leaders européens du transport de gaz et un expert mondial des systèmes gaziers. En France, l'entreprise exploite plus de 32 000 km de canalisations enterrées pour transporter le gaz des fournisseurs vers les consommateurs raccordés à son réseau (gestionnaires des distributions publiques qui desservent les communes, centrales de production d'électricité et plus de 700 sites industriels). GRTgaz assure des missions de service public visant à garantir la continuité d'acheminement et propose à ses clients des prestations d'accès au réseau et d'amélioration de leur performance énergétique. Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour accueillir sur son réseau un maximum de gaz renouvelables, y compris l'hydrogène, soutenir ces nouvelles filières et contribuer ainsi à l'atteinte de la neutralité carbone.



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 de leurs territoires.



Syndicat des énergies renouvelables (SER) regroupe 400 adhérents, représentant un chiffre d'affaires de 15 milliards d'euros et 150 000 emplois directs et indirects. Elle est l'organisation professionnelle qui rassemble les industriels de l'ensemble des filières énergies renouvelables : bois-énergie, biocarburants, éolien, énergies marines, 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.



Teréga agit pour rendre l'avenir du gaz visible dès aujourd'hui, en devenant un accélérateur de la Transition Énergétique et un contributeur majeur au modèle énergétique de demain. Implantée historiquement dans la région 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 permettant aujourd'hui de concevoir de nouvelles solutions pour répondre aux défis énergétiques français et européens. L'entreprise dispose de plus de 5 000 km de canalisation et 2 stockages souterrains représentant respectivement 16% du réseau de transport de gaz français et 26% des capacités de stockage nationales. Elle a réalisé en 2019, un chiffre d'affaires de 500 M€ et compte plus de 650 collaborateurs.

Ont contribué à cette édition :

GRDF : Étienne GOUDAL, Alexis MASSE

GRTgaz : Mathieu BARNETO, Antonin BOISSIN, Mathilde GARRET

SER : Robin APOLIT, Gilles CORMAN, Johanna FLAJOLLET-MILLAN, Quitterie VINCENT

SPEGNN : Roger BOCK

Teréga : Grégory BUGLER, Didier MARRON

GRDF - Gaz Réseau Distribution France Société Anonyme au capital de 1 800 745 000 euros / RCS Paris 444 786 511 / www.grdf.fr

GRTgaz Société Anonyme au capital de 620 424 930 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.spegn.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.