



PANORAMA DES GAZ RENOUVELABLES EN 2023

• PRÉAMBULE

Cette 9^{ème} édition du « Panorama des gaz renouvelables », fruit de la coopération du Syndicat des énergies renouvelables (SER), de Gaz et Territoires, de GRDF, de GRTgaz et de Teréga, présente une actualisation des chiffres de la filière gaz renouvelables en France, sous forme d'infographies.

Cette filière, apparue au début des années 2010, s'installe durablement dans le mix énergétique français : ainsi les quantités de biométhane effectivement injectées dans les réseaux de gaz ont encore progressé en 2023, pour atteindre 9,1TWh¹, +31% comparé à 7,0TWh fin 2022.

Toutes les informations chiffrées comprises dans ce panorama sont mises en regard des ambitions françaises de production des gaz renouvelables pour les années à venir. Ce panorama comprend également les actualités de la filière, le cadre économique et réglementaire, un volet européen et la présentation des projets d'injection de biométhane.

La dynamique actuelle résulte de l'investissement et de la collaboration de l'ensemble des acteurs de la filière. Néanmoins, et en attendant la publication du second décret relatif au dispositif des Certificats de Production de Biogaz (CPB), et notamment dans le contexte de manque de visibilité à court et moyen termes sur le cadre économique des plus grandes installations de production de biométhane, la mobilisation de tous pour générer un nombre croissant de projets, favoriser leur accomplissement et développer de nouvelles voies de production locales de gaz renouvelables (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, Power-to-Methane, etc.) reste plus que jamais nécessaire.

1. 9135 GWh en 2023 précisément. Le wattheure (Wh) est une unité de mesure de la production ou de la consommation d'énergie.
1 kilowattheure (kWh) = 1000 Wh / 1 mégawattheure (MWh) = 1000 kWh / 1 gigawattheure (GWh) = 1000 MWh / 1 térawattheure (TWh) = 1000 GWh

ÉDITORIAL

La France s'est engagée à devenir le premier grand pays industriel au monde à sortir de sa dépendance aux énergies fossiles. La réussite de cette ambition passe par la maîtrise des consommations d'énergie grâce à la sobriété et à l'efficacité énergétique et par le développement des énergies renouvelables et bas carbone. Si la feuille de route gouvernementale met en bonne place l'accélération des énergies renouvelables, les acteurs de la filière regrettent une ambition bien trop timorée pour le développement des gaz renouvelables.

La filière des gaz renouvelables est pourtant la seule à avoir dépassé les objectifs qui lui ont été fixés dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) en vigueur². Les acteurs de la filière considèrent que la complémentarité entre électrons et molécules s'avère seule à même de répondre aux enjeux climatiques, environnementaux et de souveraineté qui sont devant nous. Ce potentiel considérable – confirmé par de nombreuses études – devrait susciter une mobilisation et un recours plus important à la filière des gaz renouvelables afin d'atteindre rapidement et durablement nos objectifs en matière de transition énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

LA MÉTHANISATION : UNE FILIÈRE MATURE ET EFFICACE

Avec 139 nouvelles installations de production de biométhane raccordées et mises en opération, 2023 restera une année dynamique pour la filière grâce en particulier au rythme du second semestre même si le ralentissement annoncé depuis 2020 a bien lieu. Au 31 décembre 2023, 652 unités injectaient du biométhane sur notre territoire représentant au global une capacité de production annuelle de 11,8 TWh.

Pour les projets inférieurs à 25 GWh/an, la réforme du tarif d'achat publiée en juin 2023 représente une bouffée d'air pour les porteurs de projets, avec plus de 100 nouvelles entrées au registre des capacités, surtout au second semestre. La dynamique de développement de la filière semble ainsi redémarrer, même si elle reste encore en deçà des niveaux enregistrés en 2018 et 2019 (+ 250 entrées par an). Seul un cadre stable, prévisible, au bon niveau de soutien permettra le développement dynamique de nouveaux projets.

Depuis novembre 2020, les projets supérieurs à 25 GWh/an ne disposent d'aucun mécanisme de soutien pérenne. Pour ces installations, la filière souligne l'urgence de la publication rapide du second décret d'application relatif au dispositif extrabudgétaire des Certificats de Production de Biogaz (CPB), qui se fait attendre. Il doit être assorti d'un engagement politique qui affirme des objectifs ambitieux à l'horizon 2030. En tout état de cause, même si ce décalage de calendrier devait déboucher sur une révision à la baisse de la trajectoire de restitution par rapport à l'ambition initiale, la filière maintient sa confiance dans sa capacité à pouvoir se développer massivement dans les années à venir. Il importera toutefois de prévoir la visibilité réglementaire nécessaire, en cohérence avec les durées de développement des projets.

Néanmoins, l'État a lancé le 22 décembre 2023, la première tranche de son Appel d'Offres pour le biométhane injecté. Enfin, le cahier des charges, en voie de finalisation, d'un Appel à Projets portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production de biométhane non injecté à usage carburant (BioGNV), constitue une autre initiative visant à accroître l'intégration des gaz renouvelables dans le mix énergétique.

2. Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

LES NOUVELLES VOIES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES : DES ATOUTS ET DU POTENTIEL

À l'heure où nous publions ce panorama, les filières innovantes de gaz renouvelables espèrent ne pas être les grandes oubliées de la prochaine Stratégie Française pour l'Énergie Climat (SFEC). En lieu et place d'objectifs de production chiffrés pour la période 2024-2035, le texte en consultation ne mentionne que la possibilité d'avoir dans la prochaine PPE des mesures de soutien aux filières pyrogazéification et gazéification hydrothermale pour des démonstrateurs de taille industrielle. Le Power-to-Methane, filière essentielle au couplage des systèmes énergétiques électrique et gazier, ne figure étonnement pas dans la liste des filières visées par ces dispositifs de soutien.

Les porteurs de projets et les partenaires technologiques demeurent engagés au quotidien pour faire émerger des filières nationales et compétitives porteuses d'externalités positives dans nos territoires, notamment en matière de traitement et de valorisation des déchets. Cependant, les acteurs de la filière des gaz renouvelables craignent que le report au-delà de 2035 des premières ambitions nationales n'aboutisse à un essoufflement des initiatives privées et à un retard irrémédiable de la France dans l'atteinte d'un mix énergétique renouvelable équilibré, résilient et décarboné. Compte tenu des avantages compétitifs de l'industrie française en matière de gaz et de déchets, il s'agirait d'un gâchis non seulement environnemental mais industriel.

Le développement de ces filières repose sur un engagement fort et mutuel entre d'une part, tous les acteurs de la chaîne de valeur de ces filières, et d'autre part les services de l'État. C'est à cette seule condition que nous réussirons à atteindre l'objectif de 20 % d'intégration des gaz renouvelables dans le bouquet énergétique national à l'horizon 2030.

La filière salue l'éligibilité de toutes les filières de production de gaz renouvelables et bas carbone aux prochains Appels d'Offres biométhane portés par l'État, et attend avec impatience le lancement de l'Appel à Projets pour la pyrogazéification.

Atteindre un niveau de développement et d'efficacité de ces nouvelles filières de production (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, Power-to-Methane) complétera l'essor déjà enregistré par la filière méthanisation pour disposer d'un large panel de solutions et ainsi permettre l'atteinte de la neutralité carbone du mix énergétique français à l'horizon 2050, tout en contribuant à la réindustrialisation du pays et à sa souveraineté énergétique.

Les partenaires du Panorama des gaz renouvelables,



PRÉSENTATION DES ACTEURS



Le **Syndicat des énergies renouvelables (SER)** regroupe 480 adhérents, représentant un secteur générant plus de 150 000 emplois. 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.

www.enr.fr



Gaz et Territoires est le seul syndicat professionnel représentatif des entreprises locales de distribution de gaz. Ces entreprises sont des acteurs locaux, appartenant à la sphère publique ou coopérative, réalisant des missions de service public et d'intérêt général au service du territoire dans lequel ils sont implantés. Au plus proche des attentes et par une fine connaissance du terrain, les entreprises locales de distribution accompagnent les usagers, créent du lien et de l'emploi local, innovent et accélèrent la transition énergétique en générant, par leur modèle fondé sur le circuit-court, de la confiance et de l'acceptabilité sociale dans les territoires qu'elles desservent où vivent plus de 2 millions d'habitants.

www.gaz-et-territoires.fr



GRDF est le gestionnaire du plus grand réseau de distribution de gaz en Europe. Il exploite et entretient 207 000 km de réseaux en garantissant la sécurité des personnes et des biens. GRDF est l'acteur incontournable d'une transition énergétique abordable et ancrée dans les territoires. Présent dans plus de 9 500 communes, l'entreprise est le partenaire des collectivités qu'elle accompagne dans leur décarbonation au travers de leurs choix de politiques énergétiques et de mobilité durable. GRDF distribue le gaz à près de 11 millions de clients pour se chauffer, cuisiner, se déplacer, quel que soit leur fournisseur. Pour chaque usage, GRDF propose des solutions pragmatiques pour réduire l'empreinte carbone de ses clients : sobriété, gaz vert, efficacité énergétique et équipements performants. L'entreprise se mobilise pour atteindre 20 % de gaz verts dans les réseaux en 2030, un objectif qui permettra au plus grand nombre de bénéficier d'une énergie renouvelable et produite en France. GRDF est le 1^{er} distributeur de gaz qui s'inscrit dans une trajectoire de décarbonation – tous scopes confondus et à périmètre constant – en adéquation avec l'accord de Paris.

www.grdf.fr



GRTgaz est le principal opérateur français de transport de gaz et le 2^{ème} transporteur européen. Le Groupe compte deux filiales : Elengy (leader des terminaux méthaniers en Europe) et GRTgaz Deutschland (opérateur du réseau MEGAL). En cohérence avec sa raison d'être « Ensemble, rendre possible un avenir énergétique sûr, abordable et neutre pour le climat », GRTgaz assure des missions de service public visant à garantir la sécurité d'acheminement de ses 865 clients (producteurs de biométhane, expéditeurs, industriels, centrales électriques et distributeurs). GRTgaz est engagée en faveur de la neutralité carbone et adapte son réseau aux défis écologiques et numériques ; elle soutient le développement des filières d'hydrogène bas-carbone et de gaz renouvelables (biométhane et gaz issus des déchets solides et liquides). Elle développe également le transport de CO₂ dit fatal à des fins de décarbonation de l'industrie.

Chiffres clés : 32 600 km de canalisations, 625 TWh de gaz transporté, 3 300 salariés, 2,1 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2023 (2,6 Mds € au niveau Groupe).

www.grtgaz.com



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. L'entreprise a réalisé en 2022 un chiffre d'affaires de 799 M€ et compte environ 650 collaborateurs.

www.terega.fr

TABLE DES MATIÈRES

	PRÉAMBULE	1
	ÉDITORIAL	2
	PRÉSENTATION DES ACTEURS	4
1.	LE BIOMÉTHANE : UN GAZ RENOUVELABLE ESSENTIEL	6
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	6
1.2.	Typologie des installations d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisés pour leur approvisionnement	8
2.	CHIFFRES CLÉS ET PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE EN FRANCE	11
2.1.	Chiffres clés au 31 décembre 2023	11
2.2.	Caractéristiques du parc existant	12
2.3.	Répartition régionale du parc existant	13
2.4.	Production de biométhane du parc existant	14
2.5.	Réservations de capacités d'injection au 31 décembre 2023	15
2.6.	Cartographie de la production de biométhane en Europe	18
	FOCUS SUR LA MOBILITÉ	19
3.	CADRE ÉCONOMIQUE ET RÉGLEMENTAIRE	20
3.1.	La réglementation encadre le développement de la filière	20
3.2.	Sécurité des installations et protection de l'environnement	23
3.3.	Étapes Techniques, administratives, et acteurs d'un projet de méthanisation	24
3.4.	Garantir la traçabilité des gaz renouvelables dans les réseaux	26
3.5.	Adapter les réseaux de gaz existants pour accueillir davantage de gaz renouvelables	27
4.	NOUVELLES VOIES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES	30
4.1.	La pyrogazéification de résidus solides	31
4.2.	La gazéification hydrothermale	33
4.3.	Le Power-to-Methane	34
4.4.	Hydrogène renouvelable	36

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 méthanisation est un procédé mature de production de biogaz. Plus précisément, 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 : **le biogaz**.

La matière organique peut provenir de divers secteurs : agricole, industriel, déchets de restauration, déchets de collectivités, biodéchets, gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND)³, 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 anaérobie de matières organiques produit du biogaz qui peut être valorisé en chaleur seule (par combustion en chaudière) ou en électricité et en chaleur (par cogénération). 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.

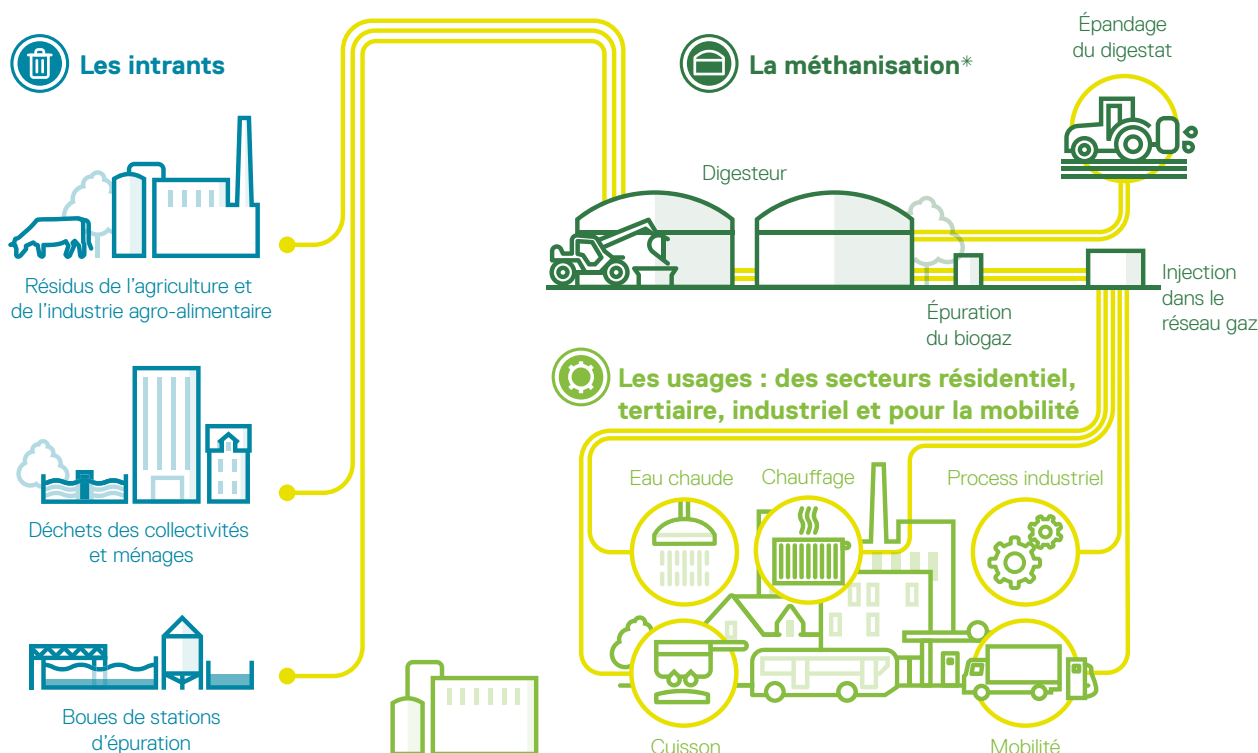
La méthanisation a pour spécificité d'être une filière de production de combustible ou de carburant, mais aussi une filière alternative de traitement des déchets organiques. En collectant ces déchets pour produire du biométhane, on limite leur impact environnemental en évitant les émissions de gaz à 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) a fixé depuis 2015 un objectif de plancher de production représentant 10 % de la consommation de gaz en 2030, ce qui représente 39 à 42 TWh. Le Comité prospective de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait conclu en 2019 que cet objectif était déjà réaliste et atteignable.

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

DE LA MÉTHANISATION À L'INJECTION : LES ÉTAPES CLÉS

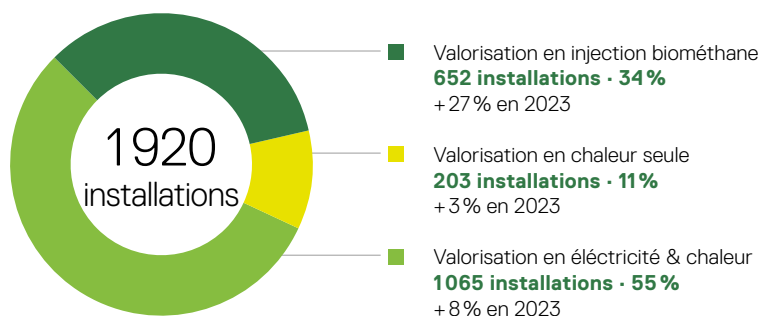
Source : GRDF



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

NOMBRE D'INSTALLATIONS QUI PRODUISENT ET VALORISENT DES GAZ RENOUVELABLES À FIN 2023

Source : SER d'après, ODR décembre 2023 & Tableau de bord du MTE au 31/12/2023



Fin 2023, la France compte 1920 installations de production de biogaz dont 34 % le valorisent sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.

MéthaFrance
Portail National de la Méthanisation



Initié en 2020, le projet de « portail méthanisation », dont le pilotage a été confié au SER par la DGEC à l'issue du groupe de travail ministériel sur la méthanisation, a été validé par les ministères de l'Agriculture et de la Transition écologique fin 2021. Le portail numérique, baptisé « **MéthaFrance** », a été mis en ligne début 2022, à l'occasion du Groupe National d'échanges sur le Biogaz. Élaboré par un comité de pilotage qui réunit de nombreux acteurs représentatifs de la filière, **il doit permettre de renforcer la connaissance et l'appropriation de la méthanisation auprès du grand public** (définition, fonctionnement, enjeux, emplois, etc.).

www.methafrance.fr

1.2. TYPOLOGIE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE ET DES CLASSES D'INTRANTS UTILISÉS POUR LEUR APPROVISIONNEMENT

■ TYPOLOGIES DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOGAZ / BIOMÉTHANE⁴

Il existe trois catégories d'installations : **méthanisation hors STEP⁵**, **méthanisation STEP**, **ISDND**.



LA MÉTHANISATION AGRICOLE AUTONOME

- ♦ portée par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure agricole,
- ♦ qui méthanisent plus de 90 % des matières agricoles issues de la ou des exploitation(s) agricole(s).



LA MÉTHANISATION AGRICOLE TERRITORIALE

- ♦ portée par un agriculteur, un collectif d'agriculteurs ou par une structure agricole,
- ♦ qui méthanisent plus de 50 % de matières issues de la ou des exploitation(s) agricole(s),
- ♦ intégrant des déchets du territoire (industries, STEP, etc.).



LA MÉTHANISATION TERRITORIALE

- ♦ portée par un développeur de projet ou par un ou plusieurs industriels,
- ♦ qui méthanisent des matières issues ou non d'exploitations agricoles,
- ♦ intégrant des déchets du territoire (industrie, STEP, etc.).



LA MÉTHANISATION DE DÉCHETS MÉNAGERS ET BIODÉCHETS

- ♦ portée par une collectivité locale, un syndicat de traitement des déchets, un ou plusieurs industriels,
- ♦ qui méthanisent les biodéchets collectés sélectivement ou traitant la fraction organique des ordures ménagères triées en usine.



LA MÉTHANISATION DE BOUES DE STATIONS D'ÉPURATION DES EAUX USÉES (STEP)

- ♦ portée par une collectivité locale, ou un industriel,
- ♦ qui méthanise les boues issues de la dépollution des eaux usées urbaines ou industrielles.



LE BIOGAZ DES INSTALLATIONS DE STOCKAGE DE DÉCHETS NON DANGEREUX (ISDND)

- ♦ Le biogaz produit naturellement dans les centres d'enfouissement (ISDND) par la décomposition de la fraction organique des déchets non dangereux est récupéré *via* des réseaux de captage.

4. MéthaFrance Portail National de la Méthanisation « Les typologies des installations » : <https://www.methafrance.fr/la-methanisation-en-france/les-installations-de-methanisation>

5. STEP = Stations épuration des eaux usées.

■ PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTES CLASSES DE MATIÈRES ORGANIQUES UTILISÉES POUR LA PRODUCTION DE BIOGAZ / BIOMÉTHANE⁶

Plusieurs types de **matières organiques**, aussi appelés **intrants**, peuvent être utilisés afin de faire fonctionner une installation de production de biogaz / biométhane.



EFFLUENTS D'ÉLEVAGE

Les lisiers (composés des déjections liquides et solides des animaux) et les fumiers (mélange du lisier avec la litière des animaux) représentent la majeure partie des effluents d'élevage.



RÉSIDUS DE CULTURES

Les résidus de culture sont les parties aériennes des végétaux non récoltées et laissées sur le sol dans les champs ou les vergers au moment de la récolte : les tiges et les chaumes, les feuilles et les gousses par exemple.



CULTURES INTERMÉDIAIRES À VOCATION ÉNERGÉTIQUE / CULTURES INTERMÉDIAIRES PIÈGE À NITRATES

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.



COPRODUITS D'INDUSTRIES AGROALIMENTAIRES

Les industries agroalimentaires génèrent toutes sortes de matières 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 cette matière est valorisée autrement qu'en produit final, on l'appelle « coproduit » : marc de pomme, fruits & légumes déclassés, erreur de recette, coquilles d'œufs, etc.



SOUS-PRODUITS ANIMAUX

Le règlement européen (CE) n°1069/2009 classe les déchets d'origine animale 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.

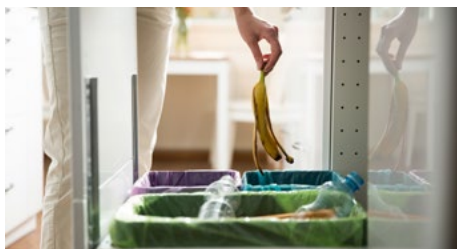
CULTURES PRINCIPALES⁷

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 limiter la concurrence entre la production d'énergie et l'alimentation.

Crédits photos : iStock - AdobeStock

6. MéthaFrance Portail National de la Méthanisation « Les matières organiques utilisées » : <https://www.methafrance.fr/la-methanisation-en-france/les-matieres-organiques>

7. Ces intrants sont strictement réglementés. En 2016, le gouvernement a introduit un plafond maximal d'approvisionnement par des cultures principales à hauteur de 15 % du tonnage brut total des intrants par année civile, avec une possibilité de lissage sur 3 ans (décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016) et ce pour éviter la concurrence entre production d'énergie à partir de biomasse et les usages alimentaires. Dans les faits, ce seuil est en moyenne de 5 à 6 % en moyenne selon FranceAgriMer. À noter que ce plafond est une exigence spécifique à la France, et qu'il vient s'ajouter aux critères de durabilité de la biomasse définis par la directive européenne sur les énergies renouvelables (dite RED II) qui s'appliquent aux installations de méthanisation. Le décret n° 2022-1120 du 4 août 2022, dit « décret cultures » a mis fin au lissage sur 3 ans pour les installations de production de biométhane injecté. Désormais, la proportion maximale de cultures principales est applicable pour chaque « lot de biométhane » (un lot a une durée de 12 mois) défini dans l'arrêté du 1^{er} février 2023 relatif aux critères d'intrants, de durabilité et de réductions des émissions de gaz à effet de serre pour la production de biométhane.



BIODÉCHETS MÉNAGERS ET ASSIMILÉS

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



BOUES

Il s'agit des boues traitées dans les stations d'épuration des eaux usées urbaines mais également des boues d'origine agroindustrielles qui sont des matières liquides provenant des abattoirs, laiteries, fromageries, biscuiteries, brasseries, conserveries, etc.



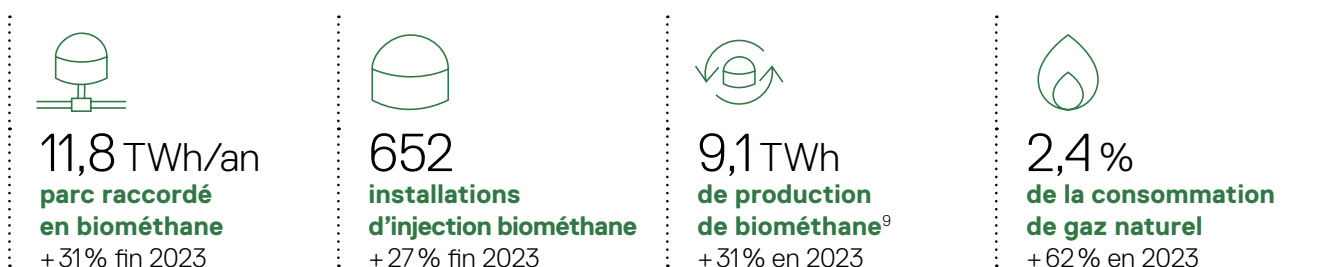
Crédits photos : AdobeStock



Site de méthanisation GREENGAS. Viry (74), novembre 2022.
Crédit photo : Grégory Brandel / GRDF

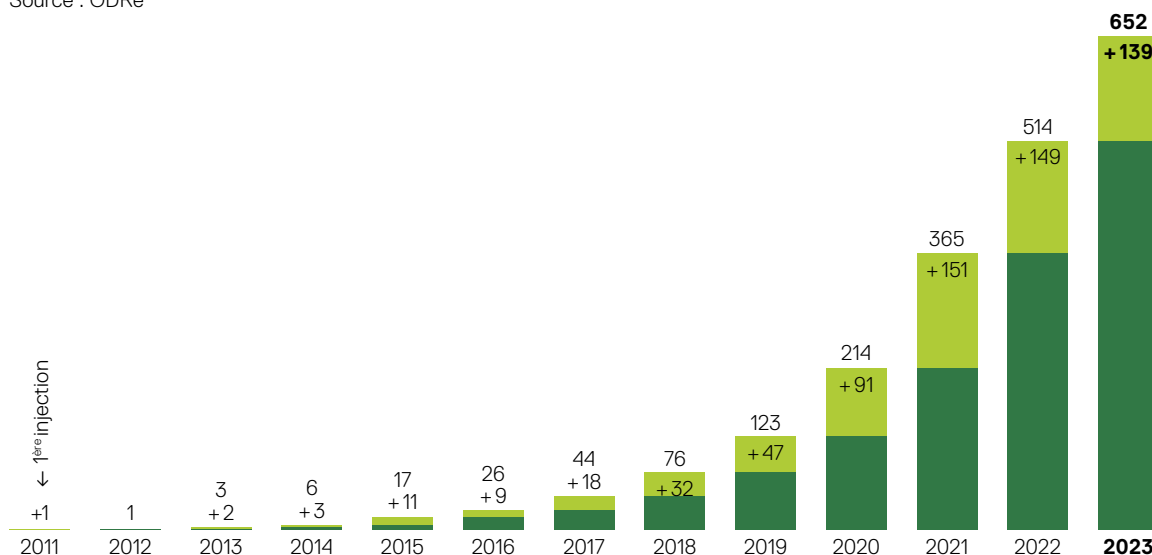
2. CHIFFRES CLÉS ET PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE EN FRANCE

2.1. CHIFFRES CLÉS AU 31 DÉCEMBRE 2023⁸



NOMBRE TOTAL D'INSTALLATIONS EN SERVICE ET ÉVOLUTION ANNUELLE

Source : ODRé¹⁰



8. Le wattheure (Wh) est une unité de mesure de la production ou de la consommation d'énergie.

1 kilowattheure (kWh) = 1000 Wh / 1 mégawattheure (MWh) = 1000 kWh / 1 gigawattheure (GWh) = 1000 MWh / 1 térawattheure (TWh) = 1000 GWh

9. Énergie renouvelable injectée dans les réseaux de gaz naturel en 2023 ; soit l'équivalent d'environ 2 millions de logements neufs ou 40 000 camions/bus.

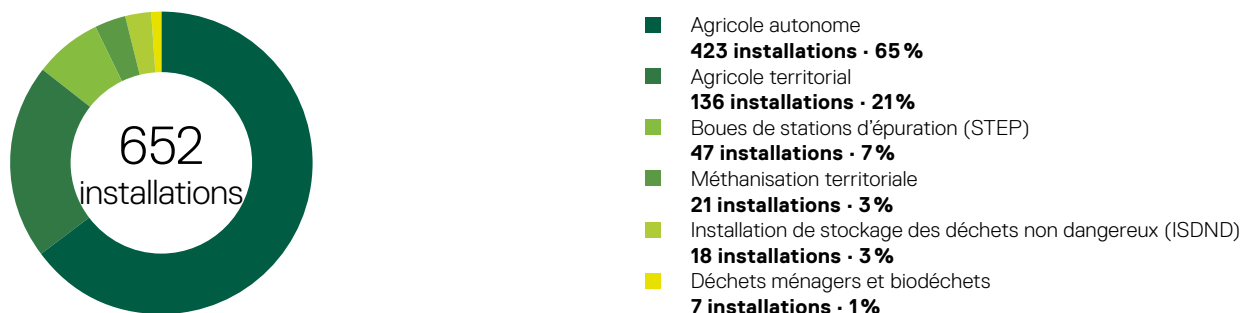
10. Source : Observatoire de la filière biométhane (ODRé) - <https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-biomethane-v2/#implantation-des-sites>.

À noter que l'une des installations mise en service avant 2023 a été ôtée du total dans la mesure où celle-ci a définitivement fermé.

2.2. CARACTÉRISTIQUES DU PARC EXISTANT

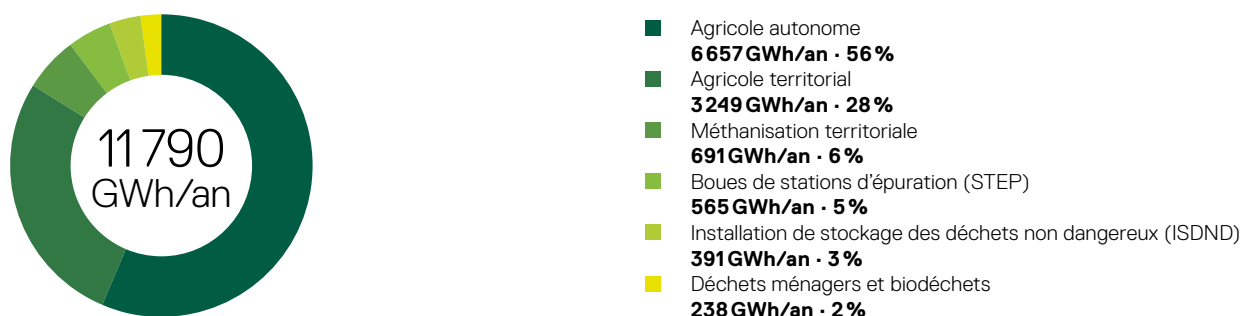
RÉPARTITION PAR TYPOLOGIE DU NOMBRE TOTAL D'INSTALLATIONS D'INJECTION À FIN 2023

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023



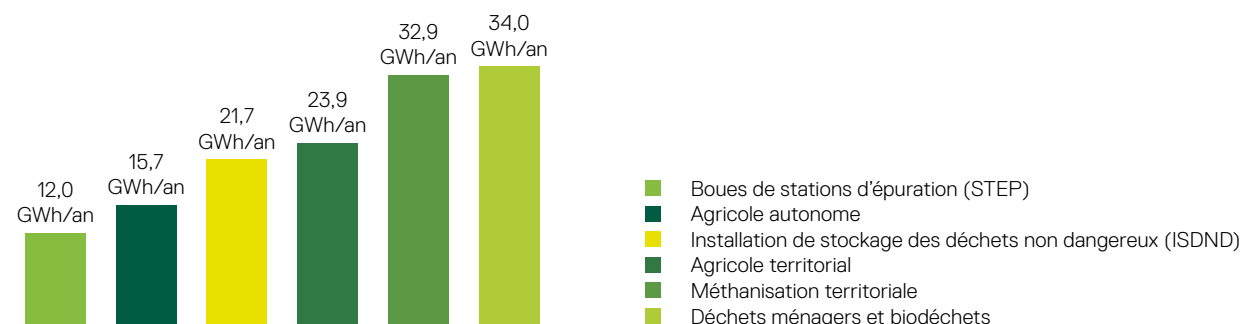
RÉPARTITION DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE¹¹ INSTALLÉE TOTALE PAR TYPOLOGIE D'INSTALLATION D'INJECTION À FIN 2023

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023



TAILLE MOYENNE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE SELON LA TYPOLOGIE DE L'INSTALLATION À FIN 2023, EXPRIMÉE EN PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023



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

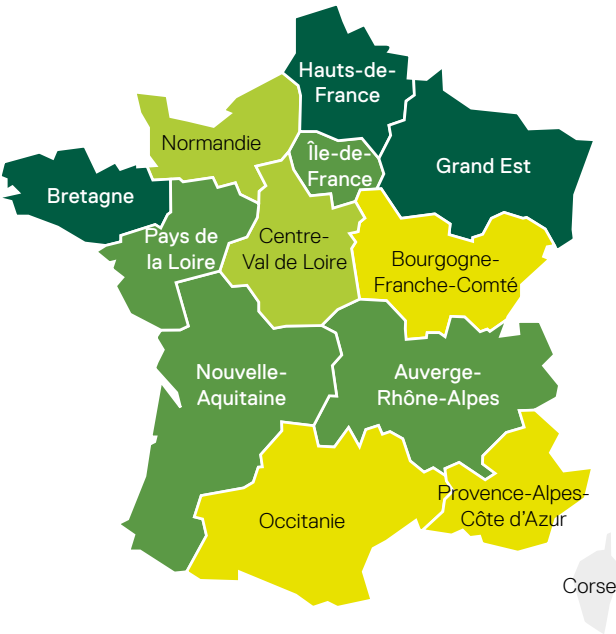
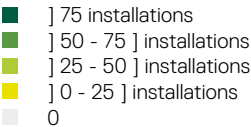
2.3. RÉPARTITION RÉGIONALE DU PARC EXISTANT

RÉPARTITION RÉGIONALE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE À FIN 2023

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023

652 installations dont

Grand Est	122
Hauts-de-France	91
Bretagne	85
Nouvelle-Aquitaine	58
Pays de la Loire	55
Île-de-France	54
Auvergne-Rhône-Alpes	53
Normandie	49
Centre-Val de Loire	35
Occitanie	23
Bourgogne-Franche-Comté	21
Provence-Alpes-Côte d'Azur	6

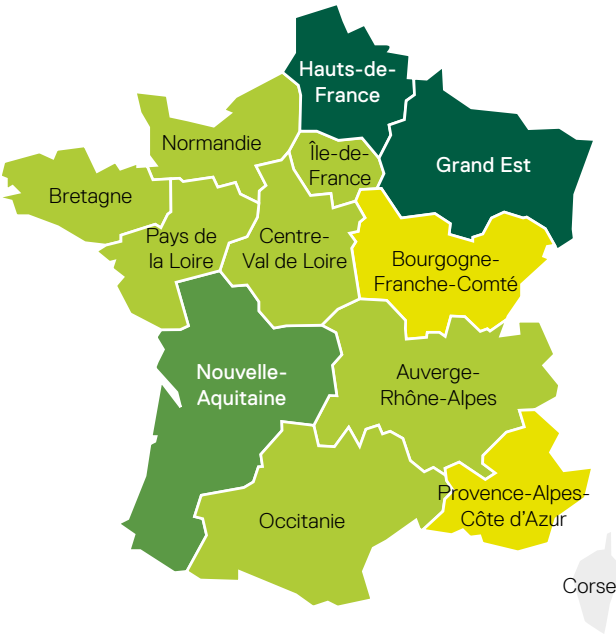
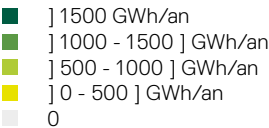


RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE¹² À FIN 2023 (en GWh/an)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023

11 790 GWh/an dont

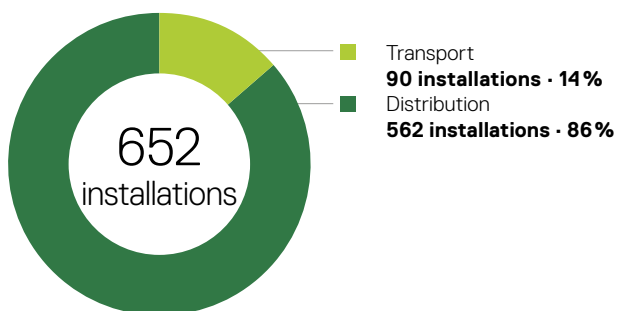
Grand Est	2 537
Hauts-de-France	2 052
Nouvelle-Aquitaine	1 328
Île-de-France	1 000
Pays de la Loire	944
Bretagne	938
Normandie	839
Auvergne-Rhône-Alpes	635
Occitanie	539
Centre-Val de Loire	527
Bourgogne-Franche-Comté	379
Provence-Alpes-Côte d'Azur	70



12. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes :
Capacité maximale de production (Cmax) extraite du registre de capacités exprimée en m³(n)/h,
Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

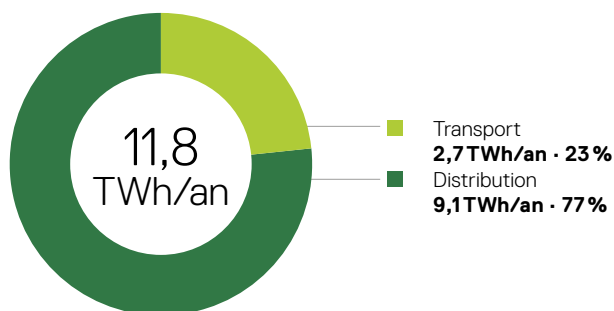
NOMBRE D'INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PAR TYPE DE RÉSEAUX À FIN 2023

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023



PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PAR TYPE DE RÉSEAUX À FIN 2023

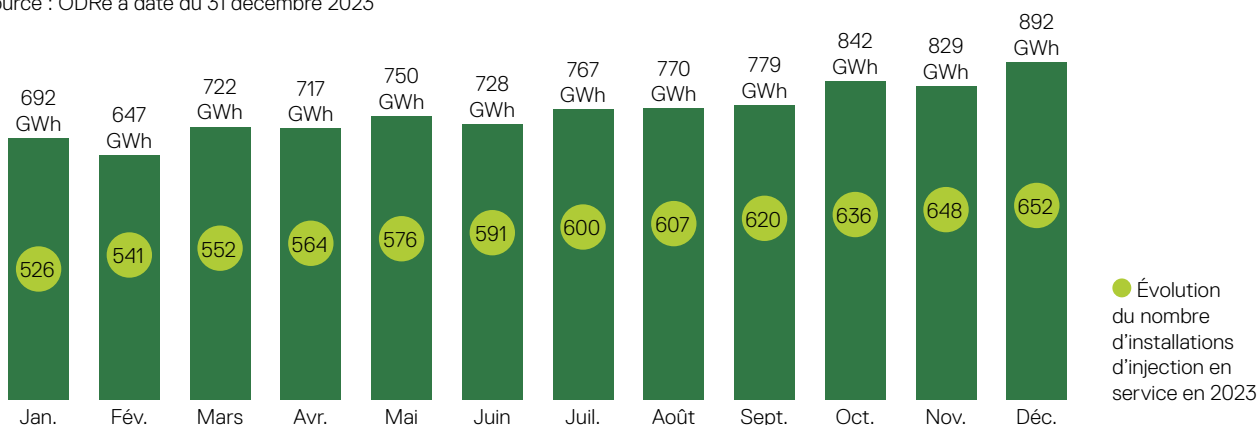
Source : ODRé à date du 31 décembre 2023



2.4. PRODUCTION DE BIOMÉTHANE DU PARC EXISTANT

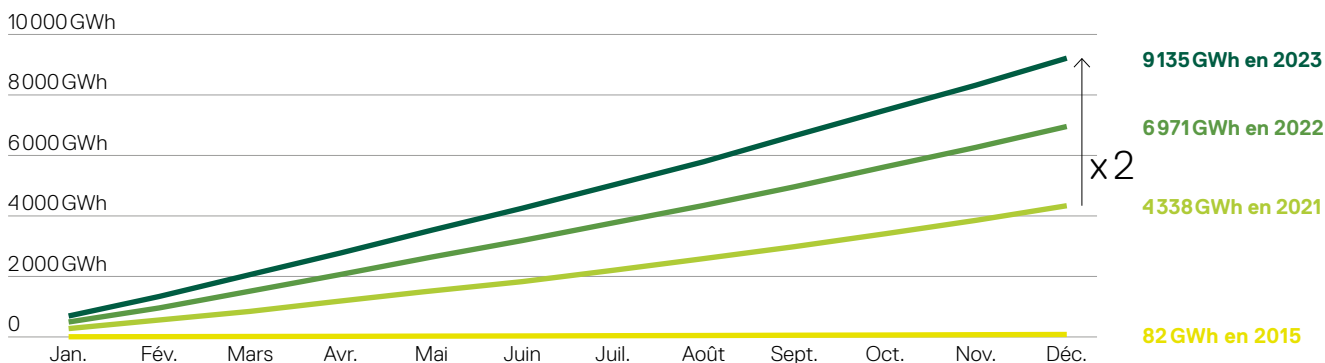
PRODUCTION MENSUELLE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE SUR L'ANNÉE 2023 (en GWh)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023



PRODUCTION CUMULÉE DE BIOMÉTHANE DES INSTALLATIONS EXISTANTES (en GWh)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023

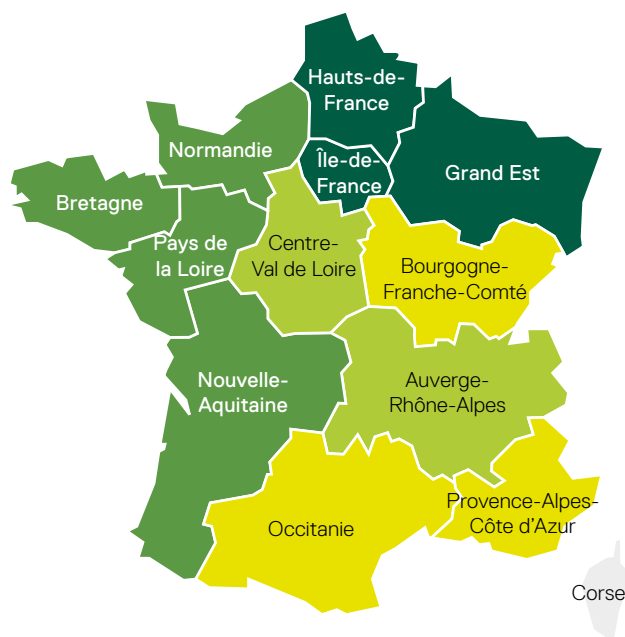


RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN 2023 (en GWh)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023

	9 135 GWh dont
Grand Est	2 114
Hauts-de-France	1 601
Île-de-France	912
Nouvelle-Aquitaine	889
Bretagne	762
Pays de la Loire	697
Normandie	619
Auvergne-Rhône-Alpes	505
Centre-Val de Loire	425
Bourgogne-Franche-Comté	293
Occitanie	262
Provence-Alpes-Côte d'Azur	56

■	] 900 GWh
■	] 600 - 900] GWh
■	] 300 - 600] GWh
■	] 0 - 300] GWh
■	0



2.5. RÉSERVATIONS DE CAPACITÉS D'INJECTION AU 31 DÉCEMBRE 2023¹³



26,6 TWh/an
dans le registre

+ 4,9% en 2023

dont 14,8 TWh/an en file d'attente

et dont également :

- 25,88 TWh/an projets de méthanisation
- 0,69 TWh/an projets de pyrogazéification
- 0,03 TWh/an projets Power-to-Methane



1 232 projets inscrits
dans le registre

dont 830 en file d'attente

et dont également :

- 1 120 projets de méthanisation
- 8 projets de pyrogazéification
- 4 projets Power-to-Methane

Afin de suivre le développement de la filière, a été créé un registre commun aux gestionnaires de réseaux pour les projets demandant d'injecter dans le réseau. Le registre permet de gérer les réservations de capacité, de suivre l'avancement des projets depuis leur phase d'étude jusqu'à la production et permet ainsi d'établir des projections sur le développement à venir de la filière.

En 2022, le registre des capacités a été ouvert à tous les gaz renouvelables et gaz de récupération quelque soient la technologie de production. Dès lors, les données du registre comprennent donc les projets d'injection de gaz issus des filières innovantes (cf. page 30) : pyrogazéification, gazéification hydrothermale et Power-to-Methane.

La production annuelle prévisionnelle¹⁴ cumulée des 1 232 projets enregistrés dans le registre des capacités s'élève à 26,6 TWh/an, dont 14,8 TWh/an en file d'attente. Ces capacités de production pourraient être mises en service avant 2027, un projet prenant entre 2 et 5 ans pour être mené à terme.

13. Source : <https://www.grtgaz.com/notre-transition-energetique/gaz-renouvelables-et-bas-carbone>

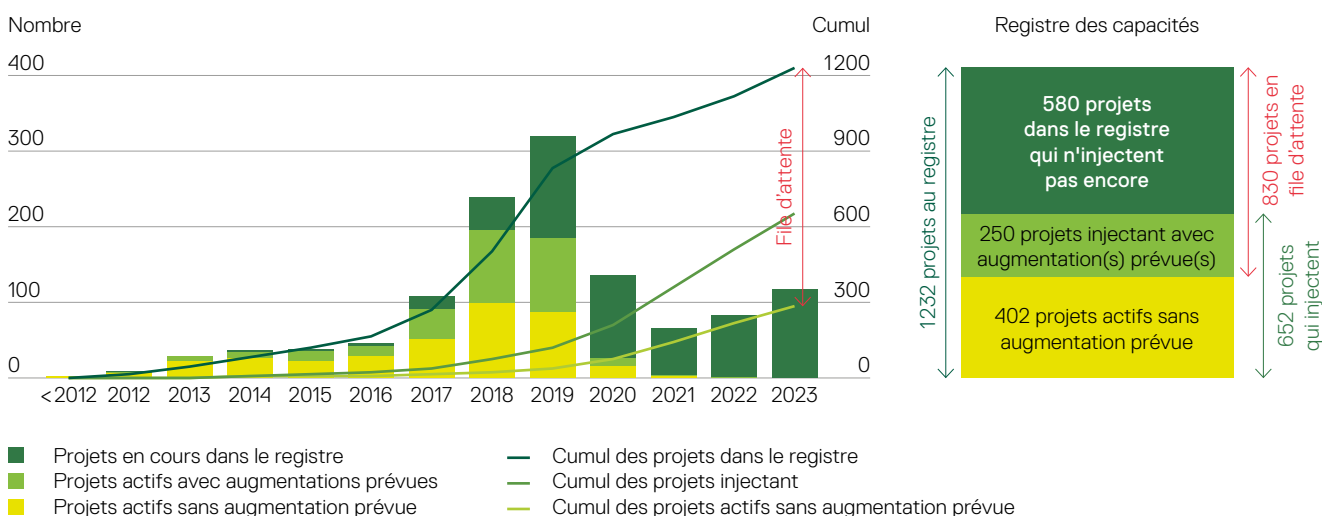
14. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale de production (Cmax) extraite du registre de capacités exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

POURQUOI CETTE NOTION DE FILE D'ATTENTE ?

La **file d'attente** traduit l'ensemble des projets qui n'ont pas encore atteint leur fonctionnement nominal maximal. Cette visualisation dissocie les projets et productions annuelles prévisionnelles en service et les projets et productions annuelles prévisionnelles à venir. La concrétisation des augmentations de production annuelle prévisionnelle des projets en service est également mise en évidence.

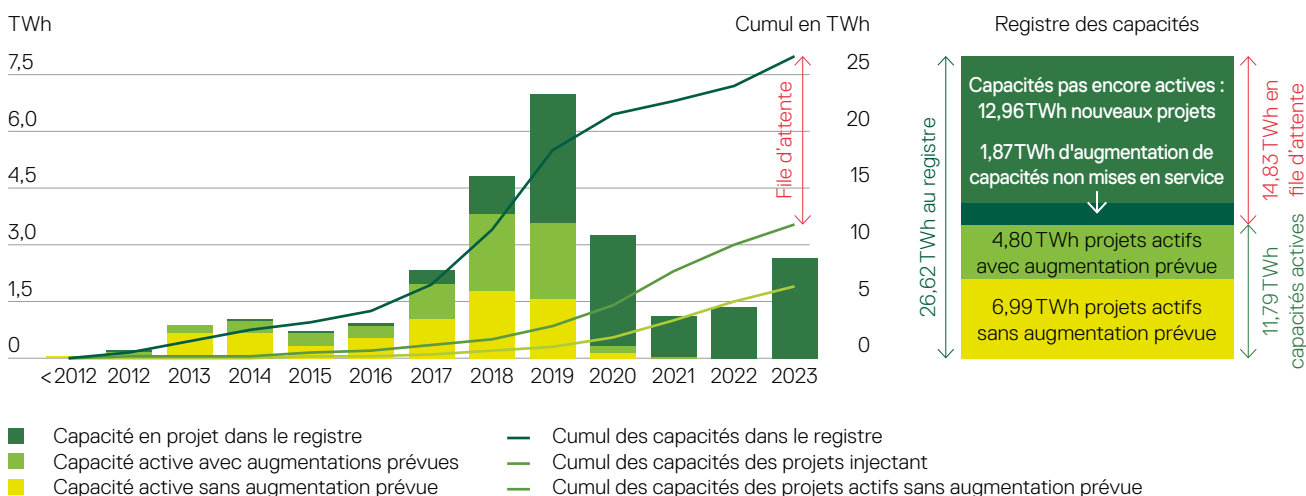
NOMBRE DE PROJETS DANS LA LISTE D'ATTENTE DU TABLEAU DE BORD DU MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

France entière – hors projets en attente, sortis, abandonnés ou dont toutes les phases sont actives.
Incluant les projets actifs mais avec des augmentations en attente.
Source : registre des capacités au 31/12/2023



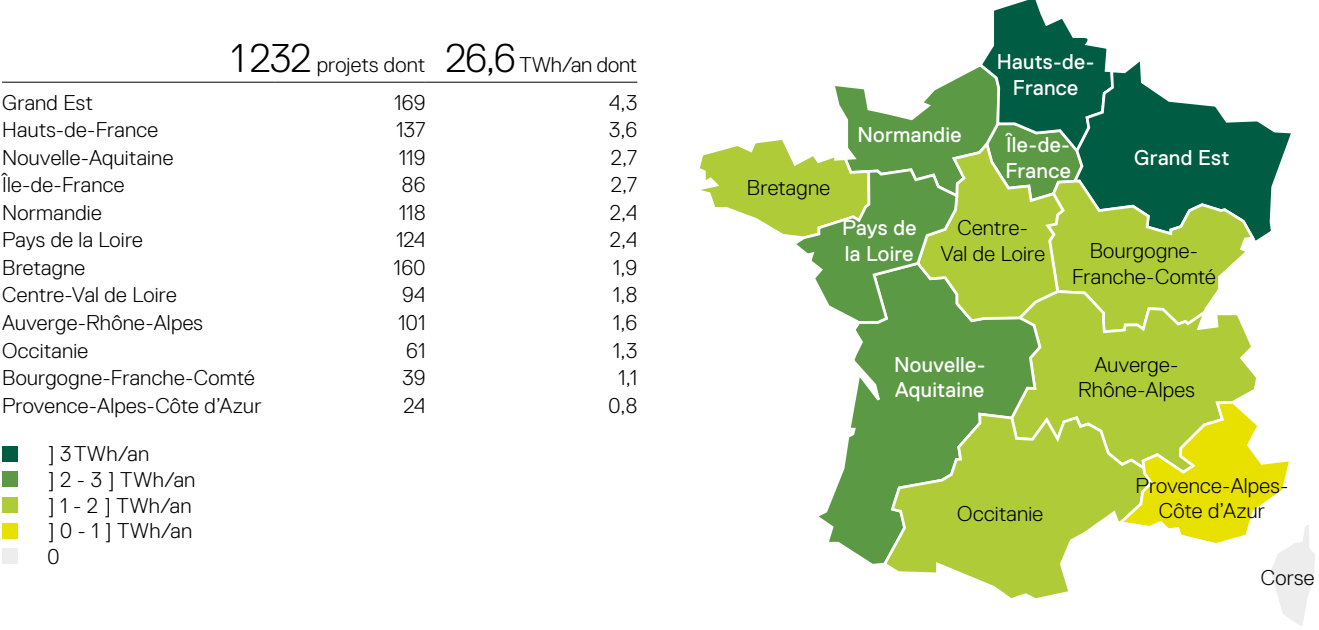
CAPACITÉS DANS LA LISTE D'ATTENTE DU TABLEAU DE BORD DU MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PAR DATE D'ENTRÉE DANS LE REGISTRE

France entière – hors projets en attente, sortis, abandonnés.
Incluant les demandes d'augmentation de capacité
Source : registre des capacités au 31/12/2023



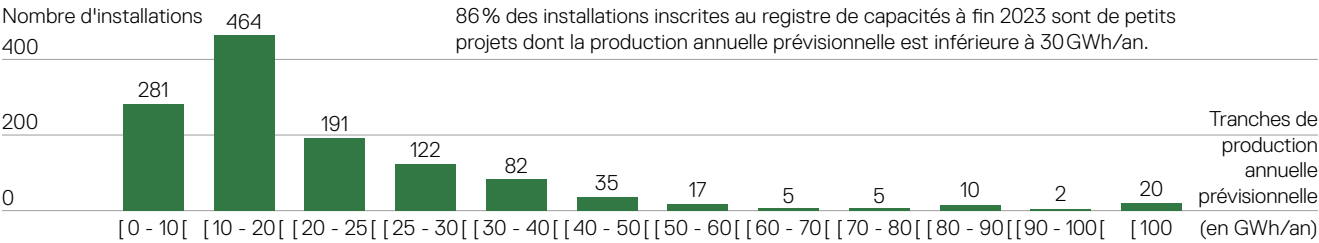
RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE¹⁵ DES PROJETS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE INSCRITS AU REGISTRE DES CAPACITÉS À FIN 2023 (en TWh/an)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2023



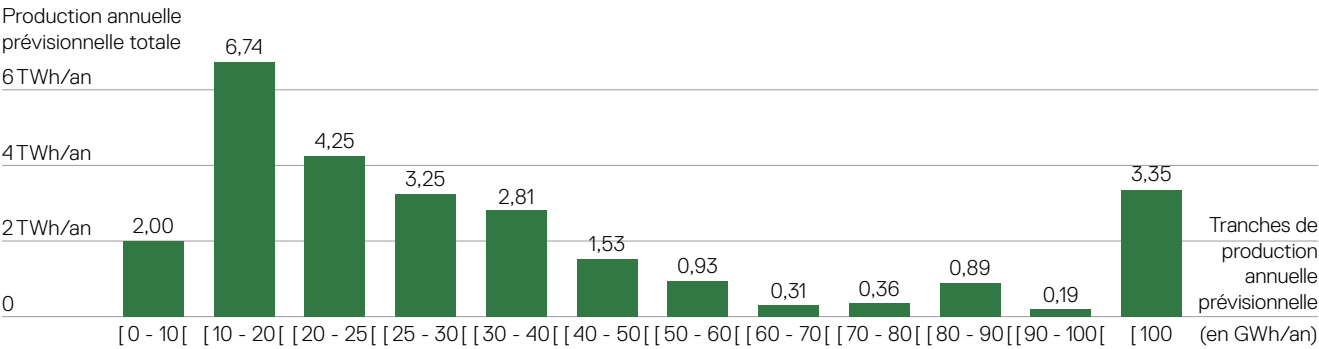
RÉPARTITION DU NOMBRE DE PROJETS INSCRITS AU REGISTRE DES CAPACITÉS PAR TAILLE DE PROJET

Source : Export du registre de capacités au 31/12/2023



RÉPARTITION DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE TOTALE RÉSERVÉE DANS LE REGISTRE DES CAPACITÉS PAR TAILLE DE PROJET

Source : Export du registre de capacités au 31/12/2023



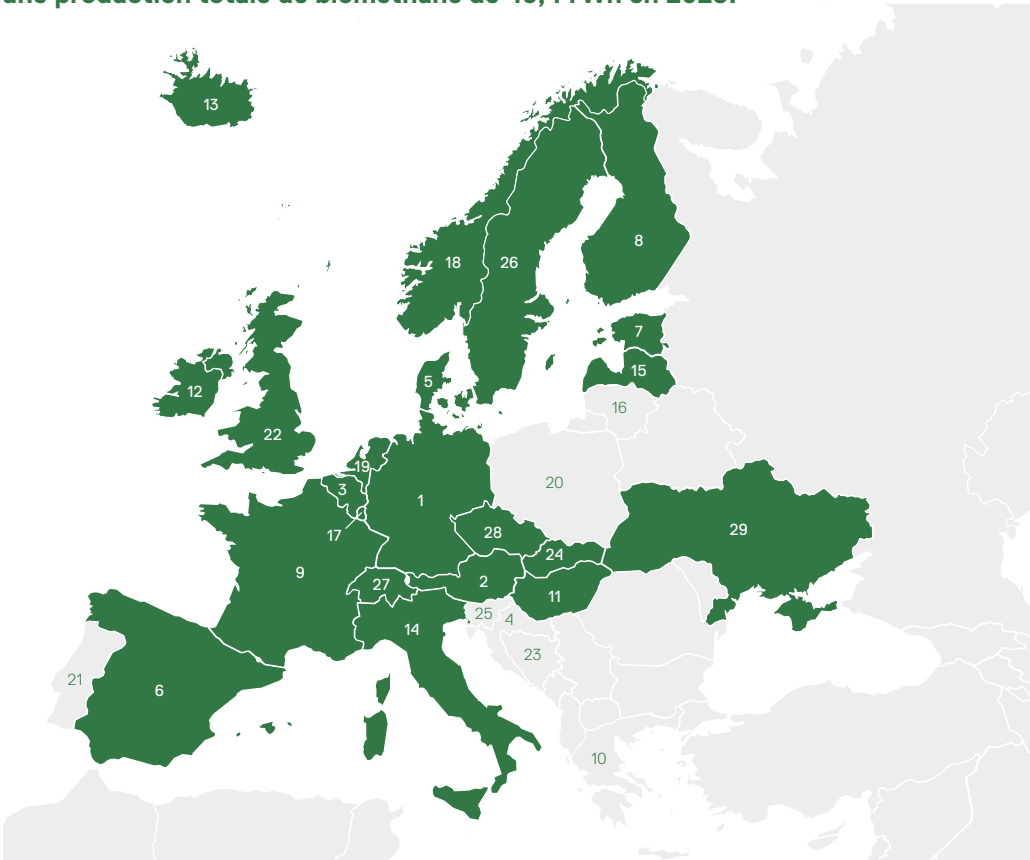
15. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale de production (Cmax) extraite du registre de capacités exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

2.6. CARTOGRAPHIE DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN EUROPE

PANORAMA DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN EUROPE

Source : SER, d'après EBA Statistical Report 2023 – Tracking biogas and biomethane deployment across Europe¹⁶

On dénombre au moins 1446 installations de production de biométhane dans les principaux pays producteurs d'Europe à fin 2023 et pour une production totale de biométhane de 46,4 TWh en 2023.



1. ALLEMAGNE

Fin 2022, 254 installations produisent plus de 13000 GWh/an, dont au moins 158 en injectent dans les réseaux de gaz naturel.

2. AUTRICHE

Fin 2022, 14 des 15 installations de production de biométhane ont injecté 136 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

3. BELGIQUE

Fin 2022, 8 installations ont produit 160 GWh/an de biométhane.

4. CROATIE

Fin 2022, il n'y aucune installation de production de biométhane.

5. DANEMARK

Fin 2022, 59 installations ont produit 6780 GWh/an de biométhane.

6. ESPAGNE

Fin 2022, 5 installations ont produit 229 GWh/an de biométhane.

7. ESTONIE

Fin 2022, 7 installations ont produit 168 GWh/an de biométhane.

8. FINLANDE

Fin 2022, 27 installations ont produit 200 GWh/an de biométhane.

9. FRANCE

Fin 2023, 652 installations de production de biométhane injectent 9135 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

10. GRÈCE

Fin 2022, il n'y aucune installation de production de biométhane.

11. HONGRIE

Fin 2022, 1 installation a produit 60 GWh/an de biométhane

12. IRLANDE

Fin 2022, 2 installations ont produit 41 GWh/an de biométhane. L'un des deux en injecte une très faible quantité dans les réseaux de gaz naturel.

13. ISLANDE

Fin 2022, 2 installations produisent 49 GWh/an de biométhane sans être raccordés aux réseaux de gaz naturel.

14. ITALIE

Fin 2022, 51 installations ont produit 4371 GWh/an, dont 23 en ont injecté une partie dans les réseaux de gaz naturel et pour un usage final 100% transport

15. LETTONIE

Fin 2022, 1 installation de production de biométhane injecte 8 GWh/an dans le réseau de gaz naturel.

16. LITUANIE

Fin 2022, il n'y aucune installation de production de biométhane.

17. LUXEMBOURG

Fin 2021, 3 installations de production de biométhane injectent 61 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

18. NORVÈGE

Fin 2022, 16 installations ont produit 574 GWh/an de biométhane.

19. PAYS-BAS

Fin 2022, 82 installations ont produit 2419 GWh/an de biométhane.

20. POLOGNE

Fin 2022, il n'y aucune installation de production de biométhane.

21. PORTUGAL

Fin 2022, il n'y aucune installation de production de biométhane.

22. ROYAUME-UNI

Fin 2022, 133 installations ont produit 7000 GWh/an de biométhane.

23. SERBIE

Fin 2022, il n'y aucune installation de production de biométhane.

24. SLOVAQUIE

Fin 2022, 1 installation a produit 58 GWh/an de biométhane.

25. SLOVÉNIE

Fin 2022, il n'y aucune installation de production de biométhane.

26. SUÈDE

Fin 2022, 71 installations ont produit 1535 GWh/an de biométhane.

27. SUISSE

Fin 2022, 49 installations ont produit 326 GWh/an de biométhane.

28. TCHÉQUIE

Fin 2022, 6 installations ont produit 12 GWh/an de biométhane.

29. UKRAINE

Fin 2023, 1 installation a produit 28 GWh/an de biométhane.

16. À fin 2023, seules les données à fin 2022 sont disponibles pour la grande majorité des pays, hormis la France et l'Ukraine.

FOCUS SUR LA MOBILITÉ

■ LA TRANSITION DE VOTRE PARC S'ACCÉLÈRE AVEC LE BIOGNV/GNV¹⁷

Indispensable à notre économie et à notre société moderne, le secteur des transports doit faire face à de multiples défis environnementaux, économiques, sociétaux, territoriaux. Il doit en effet répondre à la demande croissante de mobilité et de logistique tout en réduisant drastiquement son impact environnemental.

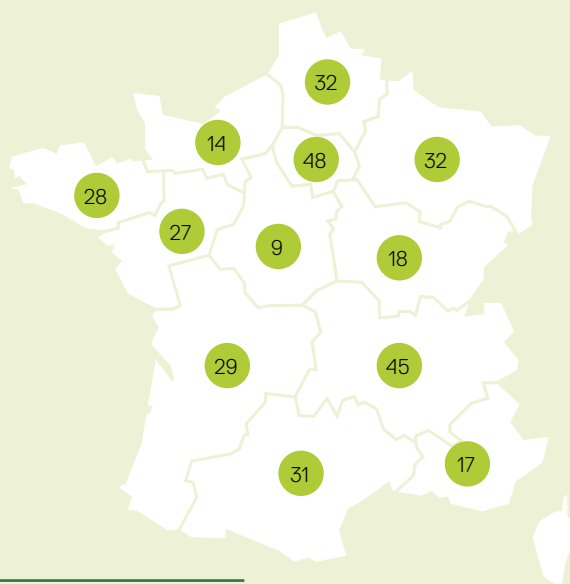
L'histoire du BioGNV/GNV en France a commencé avec les bus. Ainsi, la ville de Poitiers a acheté ses premiers bus BioGNV/GNV à la fin des années 90. Dans un souci d'économie circulaire et de souveraineté énergétique, le biométhane se développe dans les territoires et s'utilise en partie pour décarboner la mobilité (bus, cars et 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 50 % des bus vendus en France circulent au BioGNV/GNV ; une benne à ordures sur quatre.

À ce jour, 11 000 poids lourds BioGNV/GNV circulent en France. Même si la grande distribution est toujours leader, le BioGNV est un carburant plébiscité également dans les secteurs de la livraison urbaine, de la messagerie, du BTP, etc.

RÉPARTITION RÉGIONALE DU NOMBRE DE STATIONS SERVICES EN ACCÈS PUBLIC EN BIOGNV/GNV EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2023

Source : Observatoire du GNV - Open Data Réseaux Énergies (ODRe) ([opendatasoft.com](https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-gnv/#points-davitaillement))
<https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-gnv/#points-davitaillement>



Le BioGNV/GNV est aujourd'hui dans une phase de turbulences, malgré des signaux positifs :

La validation en 2023 de son intégration à la TIRUERT¹⁸ pour 2024 représente un progrès majeur pour la filière, en alignant la taxation sur la réduction des émissions de carbone, quelle que soit la technologie ; a contrario, le vote récent au niveau de l'Union Européenne du règlement CO₂ sur les poids lourds, qui prévoit la fin des véhicules neufs thermiques en 2040 (voire plus tôt pour les bus urbains) soulève de nombreuses interrogations quant à l'avenir de ce carburant, pourtant aujourd'hui plébiscité pour décarboner rapidement le transport lourd de personnes et de marchandises. Les véhicules BioGNV/GNV qui bénéficient tous de la vignette Crit'Air 1 quel que soit leur âge sont une opportunité pour les professionnels d'assurer la continuité de service dans les zones à faibles émissions, à un moindre coût. En parallèle, le gouvernement finalise le cahier des charges pour un premier Appel à Projets concernant la production de biométhane non injecté à usage carburant (BioGNV), tandis que des annonces récentes de Scania et Iveco promettent des moteurs plus puissants et des autonomies supérieures, et que le réseau d'avitaillement se densifie avec 85 nouvelles stations mises en service en 2023, portant à environ 330 le nombre de stations ouvertes au public. Les véhicules BioGNV/GNV qui bénéficient tous de la vignette Crit'Air 1 quel que soit leur âge sont une opportunité pour les professionnels d'assurer la continuité de service dans les zones à faibles émissions, à un moindre coût. Enfin, le BioGNV/GNV devient de plus en plus renouvelable au fur et à mesure que le gaz se verdit. Le BioGNV, qui permet de réduire les émissions de CO₂ de 80 % par rapport à un véhicule diesel, est ainsi une réponse à l'enjeu de décarbonation des transports. Dans les prochaines années, en réponse aux exigences de décarbonation, il ne fait aucun doute que le BioGNV deviendra majoritaire.

QUELQUES CHIFFRES CLÉS DU BIOGNV/GNV

Source : OpenDat, FMB, données à fin 2023

- **2 744 véhicules légers**
- **9 883 véhicules utilitaires légers**
- **11 000 poids lourds**
ce qui fait de la flotte de poids lourds GNV française la plus grande d'Europe
- **8 646 bus et cars** (+ 30 % de croissance en un an)
- **4 704 bennes à ordures ménagères**
(près de 15 % du parc)
- **+85 stations raccordées aux réseaux de GRDF en 2023**
pour un total de plus de 650 stations en service dont 330 sont en accès public.
- **39,2 % du GNV¹⁷ consommé en France en 2023 était d'origine renouvelable**

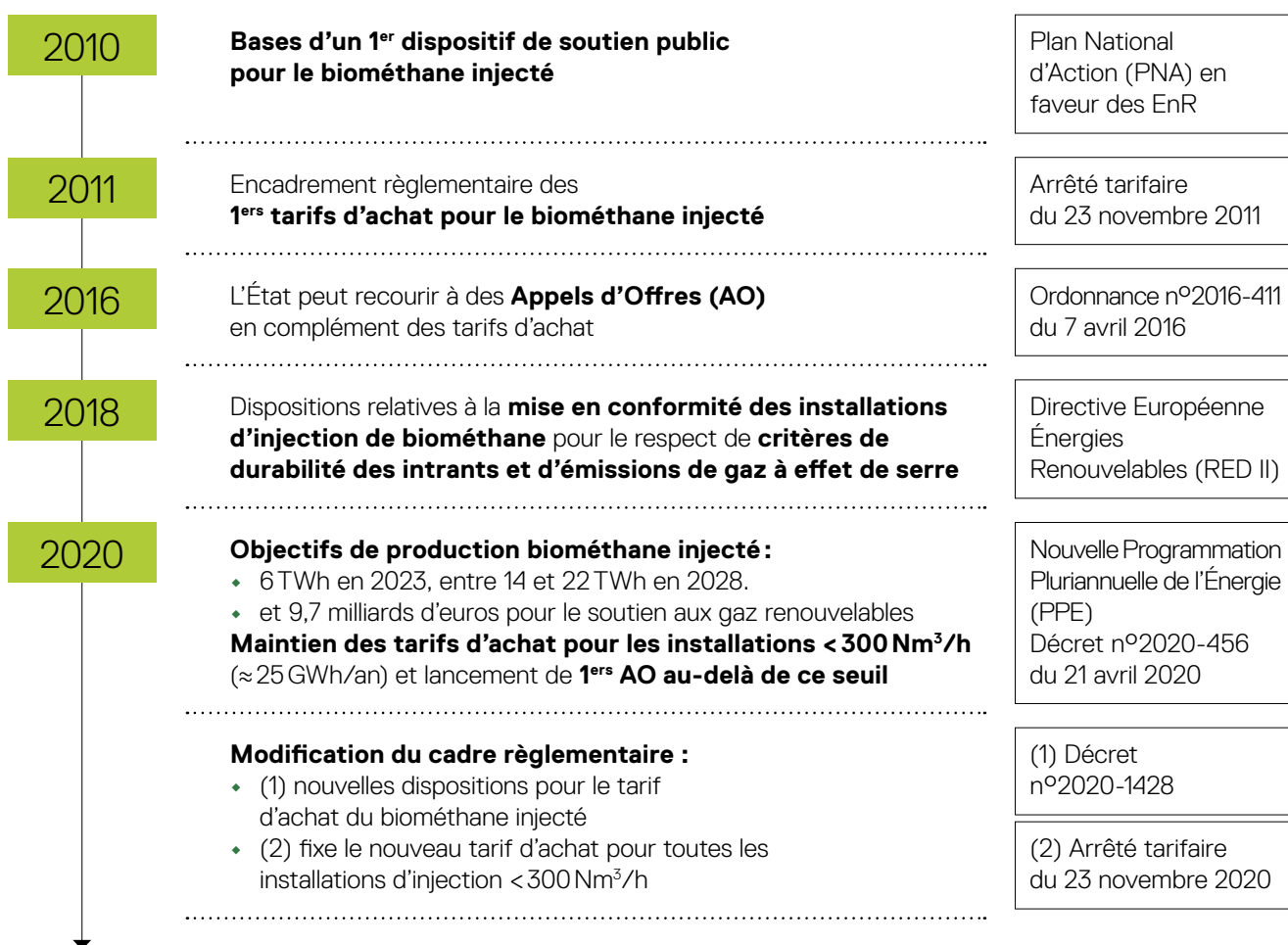
17. Le BioGNV se présente sous deux formes : le Biogaz Naturel Comprimé (BioGNC) et le Biogaz Naturel Liquéfié (BioGNL). Le BioGNC est la forme la plus répandue et se présente sous forme d'un gaz comprimé entre 200 et 250 bars contenu dans des réservoirs. Il est utilisé pour les voitures particulières ou les poids-lourds ; Le BioGNL est la forme liquide et est pour l'instant réservé aux poids-lourds. Ce focus ne traite que de la partie BioGNC/GNC.

18. La Taxe Incitative Relative à l'Utilisation d'Énergie Renouvelable dans les Transports (Tiruert) a été introduite par la Loi de Finance 2022. Elle remplace la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib) et vise avant tout à dynamiser le développement des carburants alternatifs.

3. CADRE ÉCONOMIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

3.1. LA RÉGLEMENTATION ENCADRE LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

La filière méthanisation, qui permet la production de biométhane, est une filière dont le développement est strictement encadré par la réglementation. Les dispositifs réglementaires pour la production de biométhane ont fait l'objet de nombreuses évolutions depuis le premier dispositif en 2010.



2021

Modification des dispositions particulières relatives à la vente de biogaz :

- ♦ bases réglementaires des AO pour le biométhane injecté et des futurs appels à projets pour le biométhane non-injecté à usage carburant (BioGNV)
- ♦ des dispositions relatives au contrôle des installations d'injection de biométhane.
- ♦ définition technologiquement neutre du biométhane, qui inclut toute valorisation de biomasse sous forme gazeuse pour injection

Décret n°2021-1273
du 30 septembre 2021

Possibilité de créer un soutien *via* des **Appels à Projets pour les installations de production d'électricité ou de biogaz utilisant des énergies renouvelables ou des technologies innovantes.**

Décret n°2021-1280
du 1^{er} octobre 2021

Passage de la notion de « capacité maximale de production » (Cmax en Nm³/h) à celle de la **« production annuelle prévisionnelle » (en GWh/an).**
Fixe le tarif d'achat (inchangé par rapport au précédent) pour toutes les installations d'injection < 25 GWh/an.

Arrêté tarifaire
du 13 décembre 2021
modifiant celui du
23 novembre 2020

2022

- ♦ En avril, **le cahier des charges qui fixe les modalités de l'AO pour le biométhane injecté est publié** sur le site de la Commission de Régulation de l'Énergie.
- ♦ Début décembre, le Ministère de la Transition énergétique suspend la 1^{ère} période de l'AO, prévue initialement du 2 au 16 décembre 2022. **L'AO est décalé en 2023 pour pouvoir co-construire avec la filière les nouvelles modalités adaptées à la hausse des coûts de l'énergie.**

AO PPE2
Biométhane injecté

Publication des textes réglementaires :

- ♦ (1) sur l'**augmentation du tarif d'achat** du biométhane injecté et son indexation à date sur l'inflation
- ♦ (2) sur l'**allongement du délai de mise en service** des certains projets d'installations de biométhane injecté.

(1) Arrêté tarifaire
du 20 septembre 2022
modifiant celui du
13 décembre 2021

(2) Décret n°2022-1248
du 20 septembre 2022

1^{ères} bases réglementaires du futur dispositif de soutien extrabudgétaire basé sur des Certificats de Production de Biogaz (CPB).

Les CPB visent à favoriser la production de biométhane injecté en fixant, pour les années à venir, un taux minimum d'incorporation de biométhane dans le portefeuille des fournisseurs de gaz naturel.

Décret n°2022-640
du 25 avril 2022

Modification et ajustement des tarifs d'achat pour toutes les installations avec :

- ♦ (1) Une **revalorisation des tarifs**.
Une **indexation annuelle** qui contient désormais un **indice traduisant le coût de l'énergie**.
Une meilleure prise en compte de l'évolution des coûts.
L'annualisation de la Cmax.
La réintroduction du bénéfice d'une aide à l'investissement ADEME sous conditions.
- ♦ (2) La fixation du tarif d'achat en cas de dépassement de la production annuelle prévisionnelle (valorisé au prix journalier constaté sur le marché de gros du gaz naturel).

(1) Arrêté tarifaire du 10 juin 2023 modifiant celui du 20 septembre 2022

(2) Arrêté du 10 juin 2023 fixant le tarif du biométhane injecté et livré au cocontractant en dépassement de la production annuelle prévisionnelle

Possibilité de modification de la PAP ou de la Cmax des installations :

Autorisation de modifier la production annuelle prévisionnelle ou la capacité maximale de production une fois par période de 12 mois, au lieu de 24 mois, et ce pendant les 24 mois suivant la publication du décret.
Le décret permet également d'allonger, sans limitation de durée, le délai de mise en service en cas de recours pour les contrats d'achat dont la date de signature est postérieure au 24 novembre 2020.

Décret n°2023-456 du 10 juin 2023

Modifications de modalités d'application du dispositif d'obligation d'achat suite à AO :

- ♦ **Ouverture de l'AO aux technologies innovantes :**
Power-to-Methane, pyrolyse et gazéification.
- ♦ La **durée cumulée des périodes de suspension du délai de prise d'effet d'un contrat d'achat** est portée de deux à **trois ans pour les contrats d'achats antérieurs au 24 novembre 2020** (modification du décret du 30 septembre 2021).

Décret n°2023-809 du 21 août 2023

Publication de la première tranche de l'Appel d'Offres pour le biométhane injecté.

AO PPE2
Biométhane injecté
du 22 décembre 2023

3.2. SÉCURITÉ DES INSTALLATIONS ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Les acteurs de la filière méthanisation sont également pleinement engagés dans des actions visant à préserver la sécurité des installations et de l'environnement.

D'une part, **la méthanisation est strictement encadrée par la réglementation sur les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)** qui définit les exigences applicables pour prévenir ou réduire les risques et les nuisances potentielles liées à l'exploitation d'une installation.

D'autre part, la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR) du Ministère de la Transition écologique répertorie, dans la **base de données ARIA**¹⁹, les incidents et accidents qui ont ou auraient pu porter atteinte à la santé ou la sécurité publique, l'agriculture, la nature et l'environnement.

Le nombre d'évènements imputés aux installations de méthanisation est à majorité de faible gravité et tend à baisser si on le rapporte au nombre d'unités en fonctionnement.

Le retour d'expérience de l'accidentologie de la méthanisation a conduit à plusieurs évolutions qui contribuent à inscrire la filière méthanisation dans un développement exemplaire et durable :

- Les arrêtés de prescriptions générales applicables aux installations de méthanisation, publiés en juin 2021, contiennent de nouvelles règles de conception et d'exploitation des installations, qui renforcent les dispositions liées à la gestion des risques d'incendie, d'explosion et de pollution des milieux.

- La publication d'un recueil de bonnes pratiques agricoles par l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS) apporte des informations concrètes aux exploitants, aux concepteurs et aux inspecteurs des installations classées.

- Le label Qualimétha, déployé début 2020 sous l'impulsion de l'ATEE, permet aux acteurs engagés dans une démarche qualité de leur installation de faire reconnaître leurs bonnes pratiques via un processus indépendant et reconnu par les pouvoirs publics.

- La récente mise en place du « Contrat de progrès méthanisation » permet aux exploitations qui le souhaitent de s'engager dans une démarche d'amélioration continue via des actions spécifiques, adaptées à leur site et au contexte local.

- Issu d'un travail collectif mené en 2023²⁰, l'ABC sécurité et méthanisation propose aux exploitations une approche pédagogique et pratique pour bien appréhender les fondamentaux de la sécurité sur leur site de méthanisation.

- Enfin, de nombreux acteurs s'engagent pleinement dans la sensibilisation des exploitants et proposent une offre de formation continue en matière de sécurité.

L'ensemble de la filière méthanisation continue de se mobiliser pour permettre l'acceptabilité des projets dans les territoires à la hauteur des attentes sociétales.

19. ARIA est la seule base d'information officielle en matière d'accidentologie des ICPE.

20. Guide réalisé avec l'appui du Club Biogaz de l'ATEE, du CTBM, de l'AAMF, de Biogaz Vallée, de CH4 Process et de GRDF.

3.3. ÉTAPES TECHNIQUES, ADMINISTRATIVES, ET ACTEURS D'UN PROJET DE MÉTHANISATION

La mise en place d'un projet de méthanisation passe par plusieurs étapes avant la mise en service de l'installation et son aboutissement prend en moyenne entre 3 et 4 ans tout en mettant en relation de nombreux acteurs et interlocuteurs.

■ LES PORTEURS DE PROJETS

Il existe différents types de porteurs de projets de méthanisation :

► **Les agriculteurs**, seuls ou regroupés en collectif, représentent la majorité des porteurs de projet. La méthanisation est une activité annexe à leur activité première qui leur permet de valoriser les déchets agricoles et d'élevage afin de produire, d'une part, de l'énergie en tant que source de revenu complémentaire et, d'autre part, du digestat pour la fertilisation de leurs cultures.

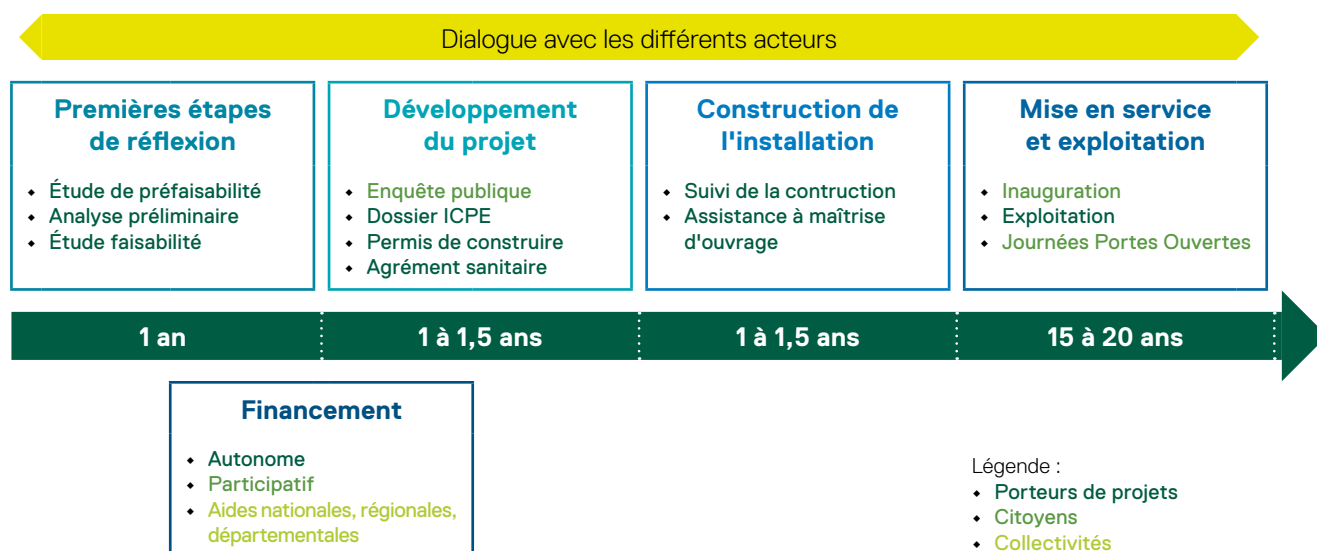
► **Les entreprises spécialisées** qui peuvent développer des projets en rassemblant les matières organiques d'un territoire.

► **Les industriels**, notamment dans les secteurs agroalimentaires, papetiers et chimiques, qui peuvent être porteurs de projet pour valoriser leurs déchets organiques.

► **Les collectivités** souhaitant valoriser les déchets organiques de leurs administrés ou les boues produites dans les stations d'épuration et pour lesquelles la méthanisation est une solution de valorisation.

► **Les groupes de citoyens** qui peuvent être porteur de projet de méthanisation lorsqu'ils jugent intéressant de valoriser les déchets organiques de leur territoire.

■ LES GRANDES ÉTAPES TECHNIQUES ET ADMINISTRATIVES D'UN PROJET DE MÉTHANISATION



LES PREMIÈRES ÉTAPES DE RÉFLEXION

La phase de **réflexion initiale** dure **au moins un an**. Elle permet au(x) porteur(s) de projet d'en déterminer les principales caractéristiques : le type et le volume d'intrants, les acteurs impliqués, le mode de valorisation du biogaz et la zone d'implantation de l'unité. Cette phase de réflexion est essentielle pour qu'un porteur de projet responsable et impliqué monte un projet durable et réussi.

DÉVELOPPEMENT DU PROJET

Le développement se poursuit durant **un ou deux ans avec des études plus détaillées**, souvent réalisées par des bureaux d'études. S'y ajoutent des **démarches administratives : démarches ICPE** (Installation Classée pour la Protection de l'Environnement) auprès de la préfecture, demande d'**agrément sanitaire** en cas de traitement de sous-produits animaux, demande de **permis de construire** auprès de la mairie et **plan d'épandage du digestat**.

FINANCEMENT

C'est aussi **pendant la phase de développement** que le porteur de projet organise son **financement**, en recourant souvent à un **crédit bancaire**. Celui-ci peut être **complété par des subventions publiques** (notamment de l'ADEME, des régions, ou par des fonds européens comme le FEDER), du financement participatif des citoyens ou des investissements en fonds propres. Les investissements seront rémunérés par la vente de l'énergie produite à un tarif fixe, déterminé lors de la signature du contrat d'achat en guichet ouvert, suite à Appel d'Offres ou en contrat direct.

CONSTRUCTION

Le chantier peut enfin commencer, pour une durée d'**un an environ**. Il mobilise différents corps de métier qui se complètent (génie civil, BTP, etc.). Le porteur de projet doit suivre en continu le bon déroulement des travaux. C'est une **période propice à la formation du personnel** (porteur de projet et équipe exécutive).

MISE EN SERVICE ET EXPLOITATION DE L'UNITÉ DE MÉTHANISATION*

Lorsque tous les bâtiments et équipements sont installés, l'unité doit faire l'objet **d'essais et de contrôles** afin de vérifier que tout est en ordre. **Le site est inauguré à sa mise en service** lorsque le digesteur est progressivement alimenté et que le biogaz commence à être valorisé. Lors de son **exploitation**, l'unité de méthanisation peut mettre en place des **journées portes ouvertes** afin de présenter l'installation au grand public et de rassurer les riverains.

COMMUNICATION ET DIALOGUE

Le porteur de projet peut impliquer les riverains par le biais de **réunions de concertation** tout au long du développement. Il dialogue avec toutes les parties prenantes (citoyens, collectivités, associations, etc.) à différentes étapes. Dès le début du projet, **il est conseillé d'informer le public** sur les enjeux, les impacts paysagers et les risques potentiels. À noter également que les **installations soumises à autorisation dans le cadre des ICPE**, sont dans **l'obligation de réaliser une enquête publique plus approfondie** pour recueillir l'avis de toutes les parties prenantes et surtout des riverains.



Crédit photo : Grégory Brandel / GRDF

3.4. GARANTIR LA TRAÇABILITÉ DES GAZ RENOUVELABLES DANS LES RÉSEAUX

Une fois injecté dans les réseaux, le biométhane se mélange au gaz naturel, il n'est alors plus possible de les distinguer. Les garanties d'origine permettent d'assurer la traçabilité du biométhane injecté, pour répondre aux attentes de tous les utilisateurs soucieux de consommer un gaz plus respectueux de l'environnement.

Le biométhane injecté dans un réseau se mélange au flux de gaz dans les canalisations. Pour autant, conformément au code de l'énergie, des consommateurs situés n'importe où sur le territoire (collectivités, particuliers, industriels, etc.) peuvent 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, instauré en 2012, est l'outil qui enregistre les quantités injectées, échangées, vendues et trace ainsi chaque molécule de biométhane produite. Suite à l'Appel d'Offres pour la nouvelle Délégation de Service Public, la société EEX est devenue au 1^{er} octobre 2023 le nouveau gestionnaire du registre des garanties d'origine.

► Pour accéder au site des garanties d'origine, rendez-vous sur :

<https://www.eex.com/en/services/services-de-registres/registre-des-garanties-dorigine>

► La liste des fournisseurs intéressés par l'achat de biométhane

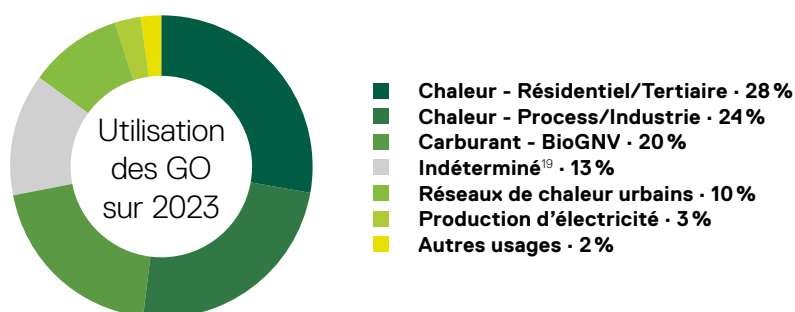
est disponible sur le site internet du Ministère de la Transition écologique :

https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200518-%20liste_fournisseurs.pdf

CHIFFRES CLÉS DES GARANTIES D'ORIGINE EN 2023

Source : European Energy Exchange AG (EEX)

1 GO = 1MWh **de biométhane injecté**



74
fournisseurs et acheteurs
non-fournisseurs inscrits au
registre des GO à fin 2023

617
sites de production
enregistrés au total dans le
registre des GO à fin 2023

7 907 571
GO créées en 2023

21. L'utilisation des GO est actuellement déclarative dans le registre. Il n'est donc pas toujours possible d'attribuer l'utilisation à une catégorie. C'est la raison pour laquelle une grande partie de l'usage des GO (13%) est actuellement indéterminée.

3.5. ADAPTER LES RÉSEAUX DE GAZ EXISTANTS POUR ACCUEILLIR DAVANTAGE DE GAZ RENOUVELABLES

Pensé pour adapter les infrastructures à l'injection du biométhane dans les réseaux, le droit à l'injection définit les investissements technico-économique nécessaires pour l'injection de biométhane selon un exercice de planification optimale des réseaux appelé « zonage de raccordement ». Ce zonage intègre les projets actifs sur la zone et le potentiel de biométhane à moyen terme. Il aboutit à un dimensionnement optimal des réseaux sur la zone étudiée. Ce zonage est réalisé par l'ensemble des opérateurs en suivant une méthodologie standardisée avec la CRE.

■ QUELS SONT LES INVESTISSEMENTS POSSIBLES ?

Cet exercice de zonage permet d'identifier les investissements de renforcement des réseaux à réaliser pour permettre aux projets susceptibles de se développer sur ces zones d'avoir une visibilité sur les exutoires disponibles. Ils sont de différentes natures :

- Renforcement du réseau d'un opérateur, y compris par maillage de zones de consommations
- Mise en place de rebours, principalement depuis les réseaux de distribution vers les réseaux de transport.

Lorsque le critère Investissements/Volumes est inférieur au seuil fixé par la réglementation à 4 700 €/Nm³/h, les investissements de renforcement sont pris en charge par les tarifs des opérateurs de réseaux.

Lorsque le critère dépasse le seuil, des tiers publics (Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie, Collectivités, etc.) ou privés (porteurs de projet) peuvent participer financièrement aux investissements de renforcement sur la zone.

Ces investissements sont déclenchés suite à leur validation par la CRE, synchronisés avec le développement des projets sur chaque zone. À savoir : la CRE a déjà validés 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'injection²², 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.

■ COMMENT DÉTERMINER LES EMPLACEMENTS PERTINENTS POUR UNE INSTALLATION ?

ZONAGES DE RACCORDEMENT DANS LE CADRE DE L'INSERTION DU BIOMÉTHANE DANS LES RÉSEAUX DE GAZ

Le décret « droit à l'injection » et sa mise en application dans la délibération N°2019-242 de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) encadrent l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz. Les opérateurs de réseaux doivent se concerter pour définir le raccordement optimal des projets d'injection d'une zone en minimisant les coûts d'adaptation des réseaux pour la collectivité.

Les coûts d'adaptations de réseau, selon les critères technico-économiques définis par le décret « droit à l'injection » peuvent être, dans certaines conditions, pris en charge par les opérateurs de réseau.

À titre indicatif et non prescriptif, les opérateurs mettent à disposition une cartographie des conditions d'accès au réseau.

CONDITIONS D'ACCÈS AU RÉSEAU

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



Cette cartographie indique un premier ordre de grandeur du critère technico-économique : plus la valeur de ce critère est basse, meilleures sont les possibilités pour les opérateurs de réseau de réaliser des renforcements pour accueillir du biométhane sur la zone.

https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/cartographie-acces-biomethane/custom/?disjunctive.label_region&disjunctive.label_departement

22. Le timbre d'injection est un tarif d'accès aux réseaux, fixé par la CRE, variable sur 3 niveaux selon la nature des ouvrages de renforcement nécessaires de la zone. Le niveau du timbre applicable à chaque projet est précisé à la remise de l'étude détaillée.

TRACÉS DES RÉSEAUX LINÉAIRES D'ALIMENTATION EN GAZ

Les données sur le tracé des infrastructures de distribution et de transport de gaz sont disponibles en opendata. Ces données peuvent être utilisées pour visualiser la présence des infrastructures permettant d'acheminer des énergies renouvelables des lieux de production vers les lieux de consommation. Des données équivalentes sont disponibles sur l'Agence ORE et ODRe pour les infrastructures électriques.

CARTOTHÈQUE

Les données sur le tracé des réseaux de distribution de gaz sont accessibles sur l'opendata de l'Agence ORE (jeux de données et visualisation cartographique).

Les données sur le tracé des réseaux de transport de gaz sont accessibles sur l'opendata ODRe (jeux de données et visualisation cartographique).

INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ

Source : Agence ORE



<https://opendata.agenceore.fr/explore/dataset/infrastructures-reseau-gaz/map/?location=12,46.309,4.67314&basemap=jawg.streets>

TRACÉ SIMPLIFIÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE GAZ

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



<https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/trace-du-reseau-grt-250/custom/?disjunctive.departement>



https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/terega-trace-du-reseau/information/?disjunctive.region&disjunctive.nom_du_departement

RÉSEAU GRTgaz

RÉSEAU TERÉGA

À partir de ces données en accès libre des réutilisations utiles peuvent être faites : le calcul de « buffers » (zones tampon) permet de représenter la couverture territoriale de la desserte des réseaux de transport et de distribution sur une largeur par exemple à 20 km de part et d'autre du tracé des réseaux.

CORRIDOR DE LARGEUR 20 km DE PART ET D'AUTRE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/corridor_grd_20_km-nat-grtgaz/information/

CORRIDOR DE LARGEUR 20 km DE PART ET D'AUTRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE GAZ

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/corridor_grt_20_km-nat-grtgaz/information/

ZONES D'ACCÉLÉRATION POUR LE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE

La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables met les collectivités locales au cœur de la planification et prévoit qu'elles définissent des zones d'accélération pour le développement des énergies renouvelables sur leurs territoires. Le dispositif inséré à l'article L. 141-5-3 du code de l'énergie complète les objectifs régionaux de la PPE. Les zones d'accélération (ZAER) visent l'atteinte d'objectifs EnR en fonction des potentiels du territoire concerné et de la puissance d'énergies renouvelables déjà installée.

LES POINTS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE DANS LES RÉSEAUX DE GAZ NATUREL EN FRANCE ET LA CAPACITÉ DE PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN GWh/an

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/points-dinjection-de-biomethane-en-france/table/?disjunctive.site&disjunctive.nom_epci&disjunctive.departement&disjunctive.region&disjunctive.type_de_reseau&disjunctive.grx_demandeur&sort=-date_de_mes&disjunctive.ndeg_de_pitd_pitp&disjunctive.augmentation_prevue

Cela concerne les points d'injection directement raccordés au réseau de distribution mais également ceux directement raccordés au réseau de transport (GRTgaz/ Teréga).

DONNÉES DE POTENTIEL MÉTHANISABLE PAR RÉGION, DÉPARTEMENT OU CANTON

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/repartition-des-potentiels-de-methanisation-a-horizon-2050-par-canton/information/?disjunctive.departement&disjunctive.region&disjunctive.code_canton&disjunctive.canton

Ces données ont été produites en 2017 par l'association Solagro lors de la réalisation de l'étude « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? » publiée en février 2018 par l'ADEME, GRDF et GRTgaz. Elles regroupent les potentiels accessibles par les ressources primaires suivantes : les résidus de cultures, les déjections d'élevage, les herbes, les Culture Intermédiaire à Vocation Énergétique, les résidus des industries agro-alimentaires (IAA), les biodéchets, etc. (en GWh PCS).



Chantier de la station de rebours de Noyal-Pontivy (56), inédit et orchestré par GRTgaz.
Crédit photo : Julien Gazeau / GRTgaz

4. NOUVELLES VOIES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES

La méthanisation est aujourd'hui la première technologie mature de production de gaz renouvelables. Parallèlement, de nouveaux procédés de production de gaz renouvelables ou bas carbone se développent :

■ LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE ET GAZ BAS CARBONE :

- **La pyrogazéification**, procédé de conversion thermochimique qui permet la production de gaz à partir de résidus solides (taux d'humidité généralement inférieur à 20 %) ;
- **La gazéification hydrothermale**, procédé thermochimique qui permet la production de gaz à partir de déchets ou de mélange de déchets dont le taux d'humidité est entre 50 et 80 % ;
- **Le Power-to-Methane**, parfois désigné méthanation, procédé qui permet de combiner le CO₂ avec de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone obtenu par électrolyse de l'eau en méthane.

■ LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE RENOUVELABLE :

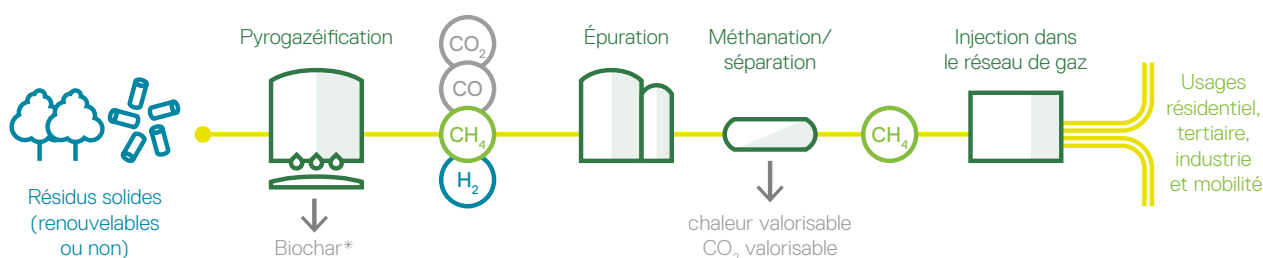
- **La production d'hydrogène** renouvelable dont la principale voie est l'électrolyse de l'eau, procédé qui permet de valoriser l'énergie électrique excédentaire en gaz.

Ces technologies permettent d'obtenir un gaz injectable dans les réseaux, qui sera qualifié de renouvelable ou de bas carbone selon la nature de l'intrant.

4.1. LA PYROGAZÉIFICATION DE RÉSIDUS SOLIDES

LE PROCÉDÉ DE PYROGAZÉIFICATION

Source : GRTgaz



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

■ UNE FILIÈRE AU SERVICE DE L'ÉCONOMIE CIRCULAIRE

La pyrogazéification est une technologie qui repose sur un procédé de conversion thermochimique de la matière à haute température (800 - 1500 °C), en absence ou défaut d'oxygène, qui permet de transformer en gaz une grande variété de résidus, actuellement peu ou mal valorisés, généralement destinés à l'enfouissement ou l'incinération, tels que les résidus de la filière bois (non valorisés en matière), les déchets d'éléments d'ameublement (DEA), les refus de tri, comme certains déchets plastiques ou bien les Combustibles Solides de Récupération (CSR). Cette filière contribue ainsi à la fois aux objectifs des lois sur l'économie circulaire²³ (AGEC) et sur la réduction des déchets enfouis²⁴. La pyrogazéification est une filière complémentaire à la méthanisation, qui permet une production locale supplémentaire de gaz renouvelable et bas-carbone, et qui contribue à la décarbonation de tous les usages gaz (chauffage, industrie, mobilité, etc.). Le premier intérêt d'une unité de pyrogazéification réside dans la valorisation de l'énergie tout au long de l'année, sous forme de gaz vert injecté dans les réseaux, qui permet un fonctionnement en régime nominal facilitant à la fois l'optimisation économique de l'installation, et un exutoire constant et non saisonnalisé pour les déchets.

Mais l'intérêt fondamental d'une unité de pyrogazéification est de permettre la valorisation des déchets sans le moindre rejet atmosphérique (polluant ou odeur) : contrairement à un incinérateur ou une chaufferie, la possibilité d'une absence totale de cheminée réduit significativement les contraintes d'implantation et facilite évidemment l'appropriation locale d'un tel projet.

■ UNE FILIÈRE EN VOIE D'INDUSTRIALISATION

En 2022, le CSF Nouveaux Systèmes Énergétiques a lancé un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) visant à faire un état des lieux de cette filière en France. Cet AMI a mis en évidence que la pyrogazéification pour production de gaz renouvelable et bas carbone injecté faisait l'objet de nombreux projets en France. Cet AMI a en effet confirmé l'existence d'un écosystème français prêt à s'industrialiser, notamment par le recensement de 49 projets dont la capacité de production de gaz cumulée est évaluée à 4,1TWh/an, soit la consommation de plus de 900 000 logements neufs.

Cet AMI a mis en avant l'intérêt d'une filière française dynamique, regroupant de nombreux acteurs sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de toutes tailles, et également des collectivités locales. Cela a confirmé qu'en plus d'une production d'énergie renouvelable et bas carbone, ces dernières y voient une solution locale de valorisation de leurs déchets, au plus près des gisements, ce qui limite l'impact environnemental de transferts massifs de matières solides et contribue à une économie circulaire à l'échelle de leur territoire.

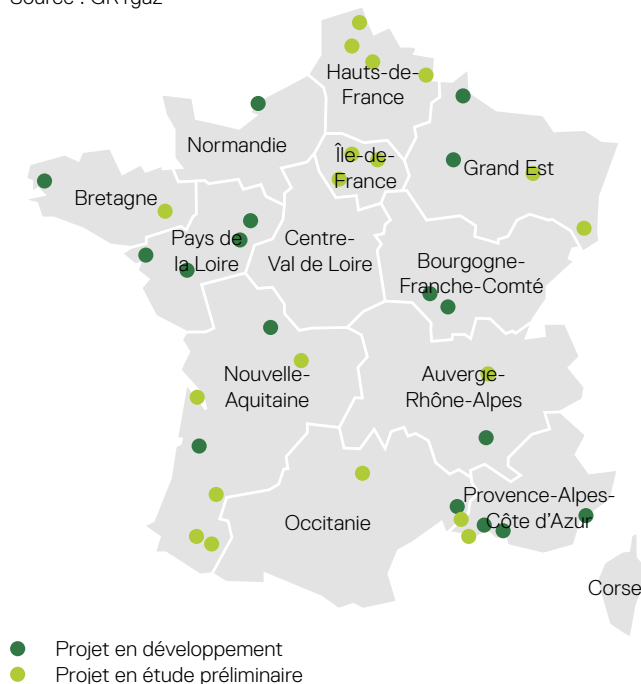
À la suite de la restitution de l'AMI Pyrogazéification aux pouvoirs publics, le lancement d'un premier appel à projets pyrogazéification a été annoncé pour 2024 en vue de soutenir les premières unités industrielles commerciales pour la production de gaz renouvelable et bas-carbone injecté dans les réseaux.

23. La loi n°2020-105 anti-gaspillage pour une économie circulaire (AGEC) fixe l'objectif d'assurer la valorisation énergétique d'au moins 70 % des déchets ne pouvant faire l'objet d'une valorisation matière d'ici 2025.

24. La loi n°2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit de réduire de 30 % les quantités de déchets non dangereux non inertes admis en installation de stockage en 2020 par rapport à 2010 et de 50 % d'ici 2025.

CARTOGRAPHIE DES PROJETS S'ÉTANT DÉCLARÉS À TRAVERS L'AMI ET AYANT AUTORISÉ LEUR COMMUNICATION.

13 projets confidentiels n'apparaissent pas sur cette carte.
Source : GRTgaz



Le caractère fortement industriel de la filière renforce cette perspective d'efficacité compte tenu des effets d'apprentissage nettement plus rapide que la méthanisation, où chaque projet ou presque est celui d'un porteur différent. Rappelons aussi que l'analyse économique des projets doit également tenir compte des bénéfices sur la redevance de gestion des déchets.

À l'horizon 2030, le bilan prévisionnel basé sur les ambitions inscrites dans les plans régionaux (SRADDET et études spécifiques) montre que la pyrogazéification pourrait valoriser près de 3 millions de tonnes de déchets par an correspondant à l'injection de 6 TWh de gaz dans les réseaux et à la réduction d'environ 1 million de tonnes de CO₂ émis.

SALAMANDRE, UN PROJET INDUSTRIEL COMMERCIAL AU HAVRE

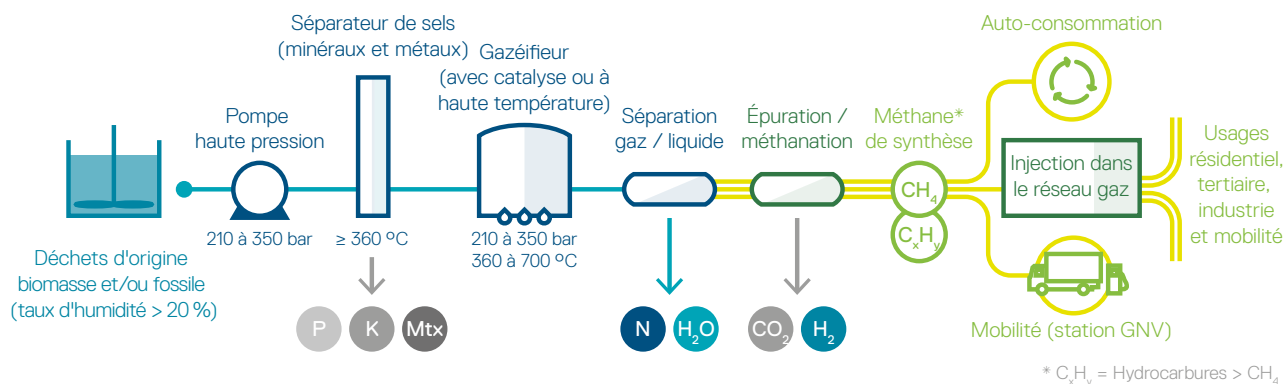
Le Groupe CMA CGM, acteur mondial des solutions maritimes, terrestres, aériennes et logistiques et ENGIE, ont annoncé en 2022 leur volonté de co-investir dans le projet Salamandre. Cette première unité industrielle incarnera la déclinaison commerciale de son démonstrateur GAYA.

L'implantation du site a été confirmée au Havre en 2023, bénéficiant du soutien de la Communauté urbaine Le Havre Seine Métropole, dans le cadre du Programme d'investissement d'avenir « Le Havre, Ville portuaire intelligente ». L'unité sera alimentée par de la biomasse sèche issue des filières locales de bois-déchet, et de combustibles solides de récupération (CSR). Le site vise une production annuelle de 170 GWh de gaz dès 2027 pour traiter 70 000 tonnes de déchets par an.

4.2. LA GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

LE PROCÉDÉ DE GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

Source : GRTgaz/Cerema



■ UNE FILIÈRE DE PRODUCTION DE GAZ ET DE VALORISATION DE DÉCHETS ORGANIQUES

La gazéification hydrothermale est un procédé de conversion thermochimique qui cherche à convertir et à valoriser le plus complètement possible tout type de déchets, seuls ou en mélange, d'origine biomasse et/ou fossile contenant ou étant facilement mélangeable à de l'eau. Outre la production d'un gaz renouvelable ou bas-carbone en sortie, la technologie optimise le degré de valorisation d'un déchet par sa capacité de recyclage des co-résidus solides (minéraux, métaux, azote) et liquide (eau excédentaire, au-delà de la part recyclée en permanence couvrant les besoins du process). Fonctionnant en présence obligatoire de l'eau à des conditions supercritiques, haute pression (210 à 350 bars) et haute température (360 à 700 °C), la technologie produit un gaz de synthèse très riche en méthane et hydrogène. Elle détruit également toutes traces de polluants organiques et de pathogènes en les valorisant en gaz tout en limitant très fortement la quantité des déchets ultimes (métaux lourds).

La gazéification hydrothermale est capable de valoriser une très grande diversité de déchets :

- Principalement d'origine biomasse (déchets et effluents industriels (agro-alimentaire, chimie, pharma, papier...), biodéchets et la fraction organique des déchets urbains, boues issues de stations d'épuration municipales ou industrielles, déchets et effluents agricoles dont les effluents d'élevage, digestats issus d'installations de méthanisation ne pouvant être épandues localement, etc.

- Mais aussi des déchets potentiellement d'origine fossile issus de nombreuses activités industrielles et urbaines comme de nombreux déchets plastiques, souillés ou en mélange, des déchets de solvants, de peinture... n'étant pas ou que difficilement recyclables dans l'état, évitant ainsi leur incinération et enfouissement.

■ UNE TECHNOLOGIE QUI AUGMENTE SENSIBLEMENT LE DEGRÉ DE VALORISATION GLOBALE DES DÉCHETS

La production de gaz est maximisée grâce à un taux de conversion du carbone très élevé, se situant entre 85 et 99 % en fonction de l'intrant valorisé. Grâce à une gestion très efficace de la chaleur nécessaire au procédé, un rendement énergétique global de 75 à 85 % peut être assuré.

La technologie fonctionne en continu au sein d'une installation modulaire et très compacte transformant et valorisant quasi immédiatement tout intrant admissible.

Enfin, la gazéification hydrothermale s'inscrit dans une dynamique d'économie circulaire en recyclant les composants liquides et solides contenus dans un déchet pour les valori-

ser en tant que co-produits. En fonction du type d'intrants, elle est capable de récupérer des métaux, de l'azote, des sels minéraux comme le phosphore (P) et le potassium (K) (valorisables en tant que fertilisants) et de l'eau, tout en réduisant fortement voire supprimant les déchets ultimes.

La gazéification hydrothermale peut donc être considérée comme une technologie de valorisation de déchets très complète se substituant à l'incinération ou l'enfouissement ou tout autre traitement représentant un moindre intérêt énergétique et/ ou économique.

■ LA FILIÈRE GAZEIFICATION HYDROTHERMALE SE STRUCTURE, L'INTÉRÊT DES CLIENTS INDUSTRIELS SE CONFIRME

Plus d'une cinquantaine d'acteurs multidisciplinaires réunis dans le Groupe de Travail national gazéification hydrothermale (GT GH) se mobilisent pour structurer la filière visant son industrialisation d'ici 2027 en France. La publication d'un 1er livre blanc en février 2023 et de sa traduction en anglais en octobre 2023 ont permis de faire un état des lieux de la technologie et de la filière en France et en Europe.

L'objectif visé en France est de réaliser la 1^{ère} étape d'une démarche globale visant le démarrage effectif des premiers projets GH industriels dès 2027 à travers des contrats d'ex-

périmentation (à l'exemple du modèle hollandais SDE++²⁵) permettant de confirmer la pertinence de la technologie. Après cette 1^{ère} phase, un déploiement plus massif est envisagé augmentant fortement le nombre de projets avec un potentiel de production de méthane de synthèse injectable dans le réseau estimé à 2 TWh/an en 2030 et à 12 TWh/an en 2035. D'ici 2050, la filière GH se sent capable d'assurer sa part de 50 TWh/an dans une production nationale globale estimée à 320 TWh/an visée par l'ensemble des filières de gaz renouvelable et bas-carbone en France.

UNE PREMIÈRE INSTALLATION INDUSTRIELLE EN EUROPE :

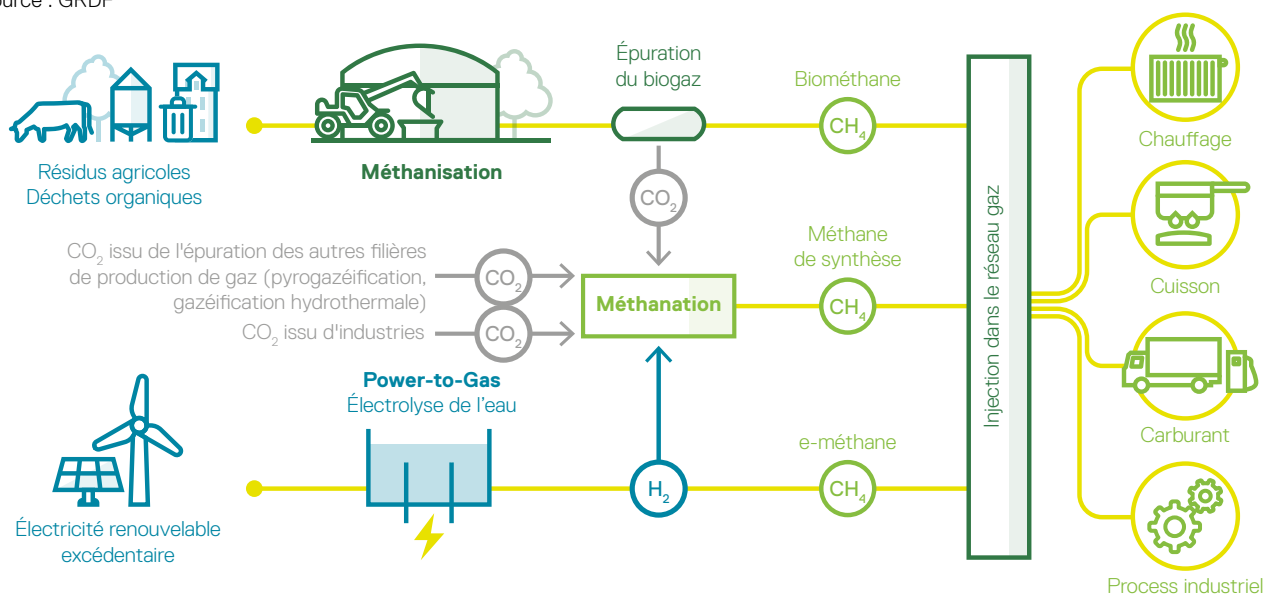
En 2024, le 1^{er} projet industriel de l'entreprise SCW Systems (NL) à Alkmaar au Pays-Bas, le plus grand au monde, a accompli avec succès une large phase de tests de toutes les briques de l'installation. Outre une production globale de 400 000 Nm³ de syngaz brut, environ 150 000 Nm³ de gaz conforme ont été injectés dans le réseau de transport de gaz hollandais. Equipée de 4 modules valorisant chacun 4 tonnes/h de déchets (= 16 tonnes/h ou 20 MWth), cette installation compte valoriser à partir de 2024 jusqu'à 120 000 tonnes/an d'un mélange de déchets d'origine diverse (boues, glycérol et microplastiques (< 5 %)), pour une capacité de production globale de gaz injectable pouvant atteindre à terme 150 GWh/an.

En France, en parallèle de la mise en œuvre de l'AMI GH, plusieurs projets prototype, pilote et démonstrateur sont en cours de préparation pour accélérer davantage le développement de la technologie par ses développeurs et porteurs français tout en collaborant avec les parties prenantes générant les déchets visés issues des secteurs industriels, urbains et agricoles.

4.3. LE POWER-TO-METHANE

LE PROCÉDÉ DE POWER-TO-METHANE

Source : GRDF



25. SDE : sustainable energy production + climate transition. <https://english.rvo.nl/subsidies-financing/sde/apply>

Le Power-to-Methane consiste à produire du méthane de synthèse, ou « e-methane », en combinant une étape d'électrolyse de l'eau (également appelée « Power-to-Gas ») pour obtenir de l'hydrogène, avec une étape de méthanation visant à combiner cet hydrogène avec du CO₂ pouvant provenir de l'épuration de biogaz (bioCO₂) ou capté dans des fumées industrielles (CO₂ fatal issu du processus ou de combustion).

En complément d'usages directs de l'hydrogène, la méthanation permet de générer un gaz directement injectable et stockable dans les infrastructures gazières, pour décarboner l'ensemble des usages résidentiels, tertiaires et industriels (chaleur, mobilité, électricité, matières premières). Le rôle d'équilibrage et de bouclage du système

énergétique offert par la méthanation est notamment mis en avant dans les scénarios prospectifs de l'ADEME « Transitions 2050 » et négaWatt 2022.

En s'appuyant sur la grande capacité de stockage et la flexibilité des infrastructures gazières, de nombreux pays européens ont d'ores et déjà initié des recherches en matière de Power-to-Methane, avec plus d'une dizaine de références de démonstrateurs de méthanation, notamment le projet Store&Go (Allemagne, Suisse, Italie). Des unités commerciales de Power-to-Methane ont également été mises en service, comme le projet Limeco d'Hitachi Zosen INOVA (Suisse) depuis 2022, et le projet Power-to-X de Nature Energy (Danemark) en 2023.

■ UNE FILIÈRE QUI MAXIMISE LES SYNERGIES ENTRE LES ÉNERGIES ET ENTRE LES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

La méthanation développe la circularité entre les technologies de production de gaz verts en valorisant le bioCO₂ issu de l'épuration du biogaz de méthanisation ou de gazéification de biomasse. De plus, la valorisation de ce bioCO₂ en méthane permet d'accroître la quantité totale de gaz verts produite et injectée, pour une même quantité de biomasse mobilisée et un retour au sol préservé. Enfin, le procédé de méthanation génère de la chaleur valorisable localement. Cette complémentarité illustre l'intérêt d'un développement conjoint de la méthanation avec les autres filières dans des régions productrices de gaz et d'électricité renouvelables.

Il existe deux grandes familles technologiques pour la méthanation :

- La méthanation catalytique, qui utilise un catalyseur, généralement à base de nickel, pour faciliter la réaction de conversion de l'hydrogène et du CO₂ en méthane ;
- La méthanation biologique, qui exploite les capacités de certains micro-organismes, les archées, pour stimuler et faciliter la réaction.

Plusieurs acteurs français sont ainsi reconnus et particulièrement actifs pour développer des équipements et solutions techniques innovantes de méthanation, et s'illustrent sur des démonstrateurs en développement en France :

- Côté méthanation catalytique, Khimod (issu du CEA) sur les projets Jupiter1000 et MéthyCentre, Energo avec la 1^{ère} injection de e-methane dans le réseau de GRDF en 2022 à Sempigny, ou Top Industrie (pilote Minerve) ;
- Côté méthanation biologique, Enosis via le projet DENOBIO et Arkolia dans le cadre du projet OCCI-BIOME.

4.4. HYDROGÈNE RENOUVELABLE

LE PRINCIPE

L'hydrogène permet d'exploiter pleinement les capacités des énergies électriques renouvelables intermittentes en les convertissant sous une forme stockable. Il offre une solution de décarbonation de multiples usages, notamment dans l'industrie et la mobilité, complémentaire aux autres énergies renouvelables.

■ UNE FORTE DYNAMIQUE EST ENGAGÉE AUX NIVEAUX FRANÇAIS ET EUROPÉEN

Pour mieux identifier les besoins des futurs producteurs et consommateurs, GRTgaz et Teréga avaient lancé en juin 2021 la première consultation nationale du marché de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone pour identifier les besoins des acteurs du marché de l'hydrogène en particulier en matière de logistique. Plus de 130 acteurs y avaient répondu. Cette consultation permettait d'identifier clairement 7 grands bassins industriels au sein desquels se concentraient la majorité des besoins en consommation et des projets de production. Pour aller plus loin dans la démarche, GRTgaz et Teréga ont initié en 2022 des ateliers territoriaux dans la plupart de ces bassins : Dunkerque, Toulouse, Fos, Vallée de la Seine, Vallée de la Chimie à Lyon. Les fortes dynamiques territoriales se sont confirmées et permettent de développer les premiers projets territoriaux. Ces ateliers ont notamment débouché sur des appels à manifestation d'intérêt dans les bassins de Fos-Marseille et Dunkerque qui ont

permis d'enclencher les études de base pour le développement de réseau 100% hydrogène dans ces zones en partenariat avec les industriels de la production et de la consommation, les parties prenantes locales telles que la Région Sud pour Fos, et enfin, l'ADEME qui soutient les démarches dans le cadre de l'AAP ZIBAC.

Parallèlement, la nécessité d'interconnecter à terme ces bassins entre eux et avec les stockages, pour créer un marché de l'hydrogène à l'échelle européenne et exploiter au maximum les potentiels de production d'hydrogène renouvelable issus du sud de l'Europe se confirme. Ces perspectives se concrétisent à travers les annonces des dirigeants français, espagnols, portugais et allemands sur le projet H2Med, projet de corridor de transport massif d'hydrogène comprenant notamment la liaison Barcelone-Marseille (BARMAR), les projets HySoW porté par Teréga et HY-FEN porté par GRTgaz.

LE PROJET MOSAHYC, DÉVELOPPEMENT D'UN RÉSEAU HYDROGÈNE TRANSFRONTALIER À L'ÉCHELLE D'UN BASSIN INDUSTRIEL

Le projet MosaHYc, piloté par GRTgaz, est une illustration concrète du développement d'un réseau d'hydrogène à l'échelle d'un bassin industriel. Ce projet de canalisation de transport d'hydrogène pur de 100 km s'appuyant essentiellement sur la conversion de canalisation de gaz naturel, est un trait d'union entre les producteurs et les consommateurs. Ce réseau permet de répondre aux enjeux de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement en donnant accès à un même réseau à plusieurs producteurs et plusieurs consommateurs, quels que soient leurs volumes de production ou consommation. Visant à être opérationnel en 2027, cet écosystème a la particularité d'être transfrontalier avec l'Allemagne et permet à GRTgaz, CREOS et ENCEVO de proposer une première intégration européenne de l'hydrogène en vue d'un réseau plus large « European Hydrogen Backbone ».

L'étude de faisabilité a été achevée en 2022 et le projet a été désigné lauréat de l'appel à projets briques technologiques et démonstrateurs hydrogène lancé par l'ADEME, ce qui permettra de poursuivre les travaux de recherche et développement liés à la reconversion de canalisation.

Pour en savoir plus sur MosaHYc et son écosystème : <https://grande-region-hydrogen.eu/>

Ont contribué à cette édition :

Gaz et Territoires : Roger BOCK
GRDF : Sabrina DUPUIS, Étienne GOUDAL, Alexis MASSE
GRTgaz : Yves BRULLE, Jean-Marc LE GALL
SER : Robin APOLIT, Agathe AMIN, Cynthia KARI
Teréga : Mérouane BELGHIT

Gaz et Territoires · Syndicat professionnel des entreprises locales de distribution de gaz · www.gaz-et-territoires.fr
GRDF · Gaz Réseau Distribution France · Société Anonyme au capital de 1835 695 000 euros · RCS Paris 444 786 511 · www.grdf.fr
GRTgaz · Société Anonyme au capital de 639 633 420 euros · RCS Nanterre 440 117 620 · www.grtgaz.com
Syndicat des énergies renouvelables · 40-42 rue La Boétie, 75008 Paris · www.enr.fr
Teréga · Société Anonyme au capital de 17579 088 euros · RCS Pau 095 580 841 · www.terega.fr

La responsabilité de Gaz et Territoires - Syndicat professionnel des entreprises locales de distribution de gaz, de GRDF - Gaz Réseau Distribution France S.A., de GRTgaz S.A., du Syndicat des énergies renouvelables, 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.

Couverture : Bloénergie de la Brie. Chaumes-en-Brie (77). Crédit photo : Stéphane Compoint / GRDF.
© Avril 2024. Conception graphique : THINK UP. Impression sur papier certifié FSC, issu de forêts gérées durablement et de sources contrôlées.