



PANORAMA DU GAZ RENOUVELABLE EN 2017



Préambule

L'objectif de 10% de gaz renouvelable dans la consommation de gaz en 2030 inscrit dans le code de l'énergie a été fixé avec la perspective de limiter à 2 °C le réchauffement climatique en 2050. Selon les opérateurs de réseaux gaziers et le SER, pour limiter le réchauffement à 1,5 °C, nouvel objectif fixé dans l'accord de Paris, le rythme de développement du gaz renouvelable doit être accéléré. Il permettra alors d'améliorer la balance commerciale. La production de gaz renouvelable a vocation à diminuer les importations de gaz fossile, tout en augmentant la production d'énergie locale.

En 2017, ont commencé les travaux de révision de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) dont l'objectif actuel de production pour l'injection de biométhane est de 8 TWh en 2023. Les opérateurs de réseaux et le SER ont proposé une accélération du développement des gaz renouvelables avec un objectif réaliste de 60 TWh pour 2028, dont plus de 50 TWh de biométhane issu de méthanisation et de 5 à 10 TWh de gaz renouvelables issus d'autres procédés (pyrogazéification, Power to gas, etc.). Cette accélération permettra d'éviter l'émission de près de 14 millions de tonnes¹ de gaz à effet de serre à horizon 2028.

Les acteurs de la filière méthanisation, première filière de production de gaz renouvelable à ce jour, travaillent conjointement pour le développement de la production de biométhane et la décarbonation progressive du réseau de gaz naturel. Afin de rendre compte de l'essor de la filière, GRDF, GRTgaz, le SPEGNN, le SER et Teréga poursuivent leur coopération et publient le troisième état des lieux détaillé de l'injection de biométhane à l'échelle régionale, nationale et européenne.

→ LA 3^{ÈME} ÉDITION CONSACRÉE À L'INJECTION DU GAZ RENOUVELABLE DANS LE RÉSEAU DE GAZ NATUREL FRANÇAIS

La 3^{ème} édition du « Panorama du gaz renouvelable » est une actualisation des données des opérateurs de réseaux enregistrées en France² au 31 décembre 2017. Cette publication annuelle présente des indicateurs de la filière sous forme d'infographies. Toutes les informations sont mises en regard des ambitions françaises de production de gaz renouvelable pour les années à venir.

Ce panorama comprend les actualités de la filière, les aspects économiques et réglementaires, un volet européen et la présentation des projets d'injection de biométhane.

→ L'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLE CONFIRME SON DÉCOLLAGE EN 2017

En 2017, la filière poursuit sa dynamique. Les quantités de biométhane injecté ont pratiquement doublé par rapport à 2016 : 406 GWh³ ont été injectés dans le réseau de gaz, contre 215 GWh en 2016, soit **une augmentation annuelle de 89%**. Le parc atteint une capacité maximale annuelle d'injection de 682 GWh fin 2017, contre 410 GWh fin 2016. L'écart entre quantités injectées et puissances installées provient quasi exclusivement du fait que beaucoup d'installations ont été mises en service à la fin de l'année 2017.

Mais la vraie mesure de la dynamique en 2017 se lit à travers les nouvelles réservations de capacité : avec 120 nouveaux projets inscrits dans le registre de gestion des capacités, représentant 2,8 TWh, contre 56 en 2016 (soit 1,6 TWh). En cumulé, à fin décembre 2017, l'équivalent de 8 TWh de projets a été réservé dans le registre de gestion des capacités d'injection, soit l'équivalent de l'objectif PPE de biométhane injecté en 2023.

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. Les professionnels du gaz renouvelable poursuivent leurs efforts pour générer un nombre croissant de projets et favoriser leur accomplissement.

-
1. Calculs basés sur une hypothèse de 60 TWh de gaz renouvelables et sur les résultats de l'étude ENEA - Quantis « Evaluation de l'impact GES de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz »
 2. À ce jour, aucun projet d'injection de biométhane n'existe dans les DOM-COM et en Corse (opérateurs de réseaux)
 3. 1 TWh = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh.

L'année 2017 a été marquée par **la mise en place de deux mesures favorables** au développement de la filière :

- **la réfaction tarifaire** sur les coûts de raccordement biométhane au réseau de distribution,
- **l'ouverture des stockages souterrains** au biométhane issu de méthanisation.

Il est important de consolider les évolutions de 2017 et d'entériner les évolutions réglementaires en attente pour sécuriser l'atteinte des objectifs d'injection de la PPE. Pour pouvoir répondre à la dynamique actuelle, dont le premier trimestre 2018 confirme encore le renforcement, il est essentiel de mettre en œuvre rapidement les mesures annoncées en mars 2018 dans le cadre du GT Méthanisation lancé par le Secrétaire d'État, Sébastien Lecornu, notamment l'adaptation des infrastructures gazières.

Pour faciliter un essor significatif du biométhane, il convient d'établir une feuille de route industrielle afin d'atteindre les perspectives de baisse des coûts mises en évidence par une étude ENEA⁴. Selon cette dernière, une baisse des coûts de l'ordre de 30 % est envisageable à horizon 2030.

→ UN RÉSEAU DE GAZ AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Pour répondre aux objectifs fixés par l'État, les opérateurs de réseaux de distribution et de transport développent des solutions afin de maximiser les volumes injectés tout en garantissant la sécurité et la sûreté du réseau gazier français. Les réseaux pourront ainsi être prêts à accueillir les nouvelles générations de gaz renouvelables produites par les technologies de pyrogazéification et de Power to gas.

En 2017, les stockeurs français ont levé le dernier verrou à la libre circulation du biométhane sur l'ensemble du réseau gazier. En effet, Storengy et Teréga ont décidé de permettre l'injection du biométhane produit par méthanisation dans leurs stockages souterrains, suite à la réalisation conjointe d'études techniques. Cette décision augmente de manière significative le potentiel d'injection de biométhane dans les réseaux. Elle va notamment favoriser la mise en place d'installations dites de « rebours » qui permettent de remonter le gaz produit localement vers des niveaux de pression supérieurs dans le réseau, levant ainsi une partie de la contrainte de consommation estivale sur les zones d'injection.

→ LES GAZ RENOUVELABLES SONT ANCRÉS AU CŒUR DES TERRITOIRES

Le biométhane produit par méthanisation présente de nombreux avantages pour les territoires, l'économie circulaire et le monde agricole comme la création d'emplois directs, le maintien de nos exploitations agricoles, la valorisation locale des déchets, le retour au sol du digestat comme matière fertilisante naturelle, la décarbonation des systèmes énergétiques et agricoles et le dynamisme des territoires ruraux.

La montée en compétences de l'ensemble des acteurs sur la chaîne de valeur, la structuration et la professionnalisation progressive de la filière ont permis d'atteindre 2 250 équivalents temps plein (ETP) directs⁵ (pour 5 000 ETP indirects estimés) et un chiffre d'affaires de 600 millions d'euros en 2015. La filière biométhane permet de créer en moyenne 3 à 4 emplois locaux non délocalisables par installation, uniquement sur l'exploitation.

4. État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière, ENEA Consulting, 2017

5. Les données se limitent aux emplois directs associés à la valorisation énergétique du biogaz : méthanisation des déchets ménagers et des boues, méthanisation agricole et territoriale, et biogaz des Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux (ISDND). Ceux liés à la collecte des biodéchets (en amont de la chaîne de production d'énergie) et à la gestion du digestat sont considérés comme des emplois indirects et, par conséquent, ne sont pas inclus, tout comme les autres emplois indirects (fournisseurs des fabricants). (ADEME)

LE MESSAGE DES OPÉRATEURS DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT

« Les infrastructures gazières ont été dimensionnées pour répondre à une demande, en particulier de chauffage. Les onze millions de clients raccordés aux réseaux de transport et distribution bénéficient des capacités de stockage du gaz pour satisfaire leurs besoins toute l'année, et en particulier lors des hivers les plus rigoureux. Les infrastructures gazières sont indispensables à la sécurité d'approvisionnement, en particulier pour la gestion de la pointe électrique hivernale.

Les changements impulsés par la transition énergétique conduisent à passer à un système décarboné. Les gaz renouvelables contribuent donc efficacement à la transition énergétique, en décarbonant les usages comme dans les secteurs du bâtiment et des transports.

Ils présentent aussi l'avantage de correspondre à une production d'énergie continue et facilement stockable. Les filières de gaz renouvelables sont d'autant plus intéressantes, qu'elles proposent des solutions à l'échelle territoriale, soit pour la gestion des déchets et des résidus agricoles dans le cas du biométhane, soit pour la flexibilité du réseau électrique et la gestion des énergies renouvelables électriques variables dans le cas du Power to gas.

Les infrastructures de gaz doivent néanmoins s'adapter pour assurer l'injection de tous ces gaz renouvelables à un coût maîtrisé pour la collectivité. Les métiers et missions des opérateurs de réseaux seront donc amenés à évoluer pour proposer des solutions de rebours, pour collecter et capter les potentiels de production de biométhane en raccordant les sites de production. »

Sommaire

1. Le biométhane : un gaz renouvelable essentiel	7
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	7
1.2. Typologie des sites d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisées pour leur approvisionnement	10
2. Chiffres clés, développement et enjeux de l'injection de biométhane	13
2.1. Chiffres clés 2017	13
2.2. Cadre de développement	14
2.2.1. Cadre réglementaire	14
2.2.2. Mesures complémentaires	17
2.3. Exemples emblématiques d'usages de gaz renouvelable	18
2.4. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe	20
3. Parc des installations d'injection de biométhane en France	21
3.1. Caractéristiques du parc raccordé	21
3.2. Répartition régionale du parc	22
3.3. Production des installations	23
4. Les perspectives de croissance de la filière	24
4.1. Une dynamique confirmée en 2017	24
4.2. Évolution de l'architecture du réseau	25
4.3. Perspectives : 2028 - 2030	27



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)⁶, 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 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. À cet égard, la valorisation carburant du biométhane est considérée par l'ADEME comme une excellente forme de valorisation du biogaz car elle présente un important potentiel de réduction des émissions de GES. La production de biogaz génère également un coproduit appelé digestat. Matière fertilisante organique naturelle, elle peut être épandue sur les terres agricoles et se substitue ainsi aux engrais minéraux d'origine fossile.

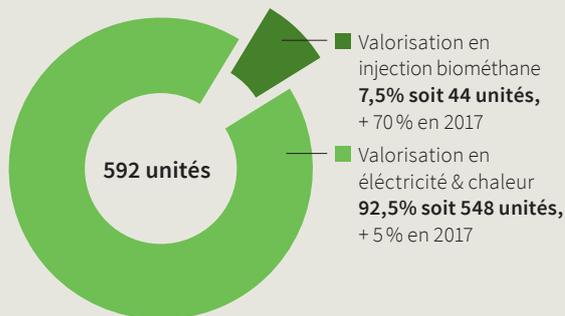
Compte-tenu de tous ces atouts, la production de biogaz fait partie de la stratégie de développement des énergies renouvelables en France depuis 2011. La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) renforce les ambitions attribuées à la filière d'injection de biométhane.

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

Fin 2017, la France compte 592 unités de production de biogaz⁷ dont 44 le valorisent sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Encore jeune (l'injection est autorisée depuis fin 2011), la filière connaît une forte dynamique de développement avec un véritable décollage constaté en 2017 (avec des volumes injectés en croissance de +89% entre 2016 et 2017). Ce décollage se confirme sur le premier trimestre 2018 et se voit surtout dans l'accroissement des nouvelles réservations de capacité.

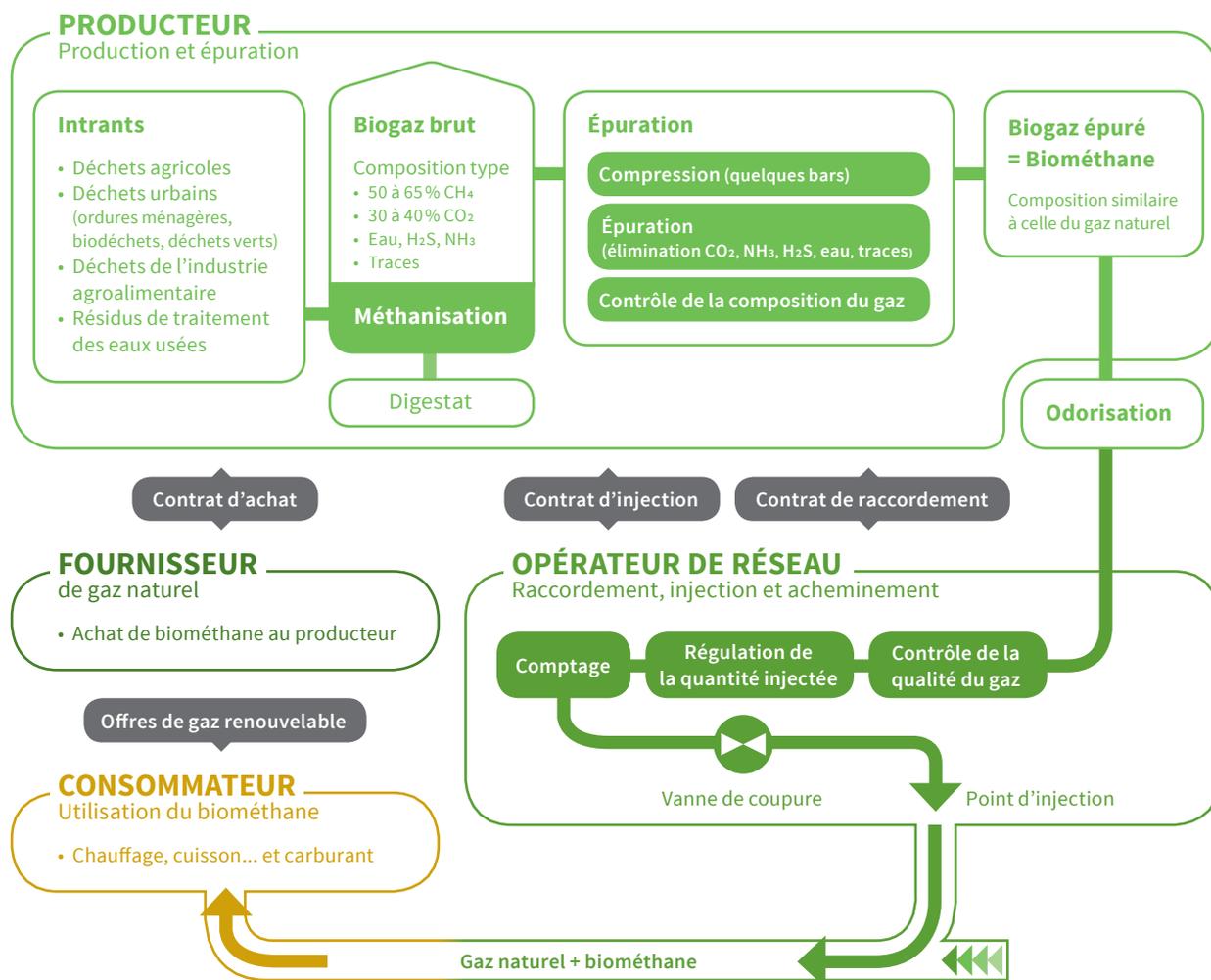
Unités biogaz par valorisation en France (2017)

Source : gestionnaires de réseaux, décembre 2017



De la méthanisation à l'injection : répartition des rôles

Source : GRDF



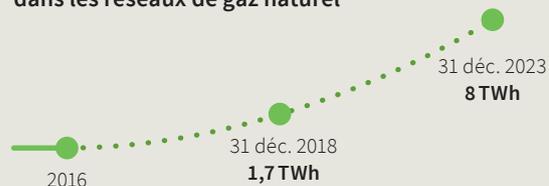
7. Tableau de bord du MTES à fin 2017

→ LES OBJECTIFS POUR LA FILIÈRE BIOMÉTHANE

Le décret encadrant la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) prévue par la loi de transition énergétique (article 176) a été publié le 27 octobre 2016. Les objectifs sont basés sur deux feuilles de route : la première d'une durée de trois ans (2016-2018) et la seconde d'une durée de cinq ans (2019-2023). Il s'agit du premier texte réglementaire donnant des objectifs de développement à la filière biométhane. Les objectifs pour le développement de l'injection de biométhane dans le réseau de gaz, en termes de production globale sont de 1,7 TWh en 2018 et de 8 TWh en 2023. Le développement de cette filière continue de s'accélérer. Avec déjà 8 TWh de capacité d'injection réservée à fin 2017, l'objectif fixé par la précédente PPE est atteignable.

Dans le cadre des travaux sur la nouvelle PPE, la filière porte un objectif de 50 TWh en 2028.

Objectifs PPE pour l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel



L'objectif de 50 TWh de biométhane en 2028 constitue une cible réaliste grâce à l'accompagnement des pouvoirs publics et l'engagement des tous les acteurs de la filières.

→ LE BIOMÉTHANE POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE CO₂

Une analyse du cycle de vie du biométhane (ACV) réalisée en 2017⁸ démontre une économie de 218 kilogrammes de CO₂ équivalent pour chaque mégawattheure (MWh) de biométhane produit, injecté et consommé pour une valorisation chaleur. La filière biométhane permettra donc d'éviter l'émission d'1,7 million de tonnes de CO₂ pour la seule année 2023 (considérant 8 TWh - objectif 2023 de la PPE). En cumulé, l'émission de plus de 6 millions de tonnes de CO₂ équivalent pourrait être évitée grâce au développement de la filière biométhane à cet horizon.

Lorsque le biométhane est utilisé comme carburant (BioGNV), près de 80% des émissions de gaz à effet de serre sont évitées par rapport au diesel. De plus, le BioGNV contribue aussi à limiter les polluants locaux et améliorer la qualité de l'air.

▶ **L'INJECTION DE BIOMÉTHANE A PERMIS L'ÉCONOMIE DE 90 000 TONNES DE CO₂ EN 2017**

▶ **L'INJECTION DE BIOMÉTHANE PERMETTRAIT L'ÉCONOMIE DE 1 740 000 TONNES/AN DE CO₂ EN 2023**

Projections des émissions de CO₂ équivalentes évitées par an à horizon 2023 (Mtonnes CO₂ eq)

Source : Estimation d'après l'étude ACV ENEA-QUANTIS



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

1.2. Typologie des sites d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisées 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)

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

L'un des intérêts de la méthanisation est de permettre un retour au sol du digestat, au lieu de l'envoyer en décharge ou en incinération.

► EFFLUENTS D'ÉLEVAGE (LISIERS, FUMIERS)

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

► DÉCHETS DE CULTURES

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

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

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

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

► CULTURES ÉNERGÉTIQUES

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

Le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 fixe les seuils maximum 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.



© Adobe Stock

► **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'origines agro-industrielles proviennent des abattoirs, laiteries, fromageries, biscuiteries, brasseries, conserveries, etc.

► **SOUS-PRODUITS ANIMAUX (SPA)**

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**

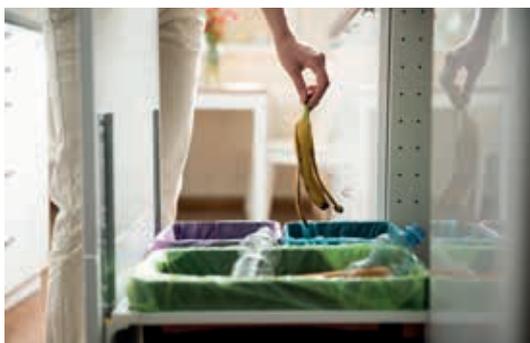
Il s'agit des déchets issus des ménages et des déchets assimilés. Les déchets produits par les services municipaux, déchets de l'assainissement collectif, déchets de nettoyage des rues, de marché ne relèvent pas de ce périmètre.

► **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.



© Adobe Stock



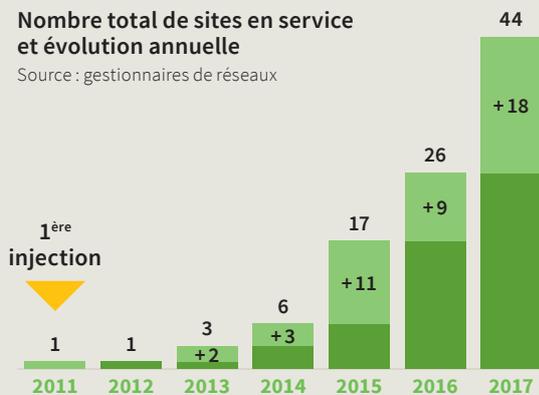
2. Chiffres clés, développement et enjeux de l'injection de biométhane

2.1. Chiffres clés 2017

Parc raccordé en biométhane :
682 GWh/an,
 soit une augmentation de
66 % par rapport à 2016.

Nombre total de sites en service
 et évolution annuelle

Source : gestionnaires de réseaux



44
 sites d'injection
 biométhane
 + 70 % en 2017

406 GWh
 de production
 renouvelable⁹
 + 89 % en 2017

0,1 % de la
 consommation
 de gaz naturel
 + 88 % en 2017

► PARC DE PRODUCTION DE LA FILIÈRE D'INJECTION DE BIOMÉTHANE AU 31 DÉCEMBRE 2017

- Les sites d'injection de biométhane ont injecté 406 GWh dans les réseaux de gaz naturel (+89 % en un an).
- La part de biométhane dans la consommation nationale de gaz naturel a augmenté de 88 % par rapport à 2016, soit l'équivalent d'environ 34 000 foyers ou 1 600 camions/bus.
- Le parc de production a augmenté de 70 % en un an.

9. Énergie injectée dans le réseau de gaz naturel en 2017

► FILE D'ATTENTE DES PROJETS AU 31 DÉCEMBRE 2017 (cf. paragraphe 4.1)

- Un projet est intégré dans la file d'attente de raccordement lorsqu'il atteint la commande de l'étude de phase II : étude de faisabilité pour les réseaux de transports (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.
- La capacité maximale¹⁰ cumulée des 361 projets enregistrés dans la file d'attente de raccordement des installations d'injection de biométhane s'élève à 8 TWh/an, soit 3 TWh de plus qu'à fin 2016. Elle correspond à la consommation annuelle moyenne de 35 000 bus ou camions roulant au BioGNV ou de 663 000 clients ou encore de 1,2 million de nouveaux logements chauffés au gaz.

8 TWh/an
en file d'attente
+ 60 % en 2017

361 projets
inscrits en file
d'attente

2.2. Cadre de développement

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.

2.2.1. Cadre réglementaire

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.

La filière biométhane bénéficie ainsi de deux outils économiques :

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

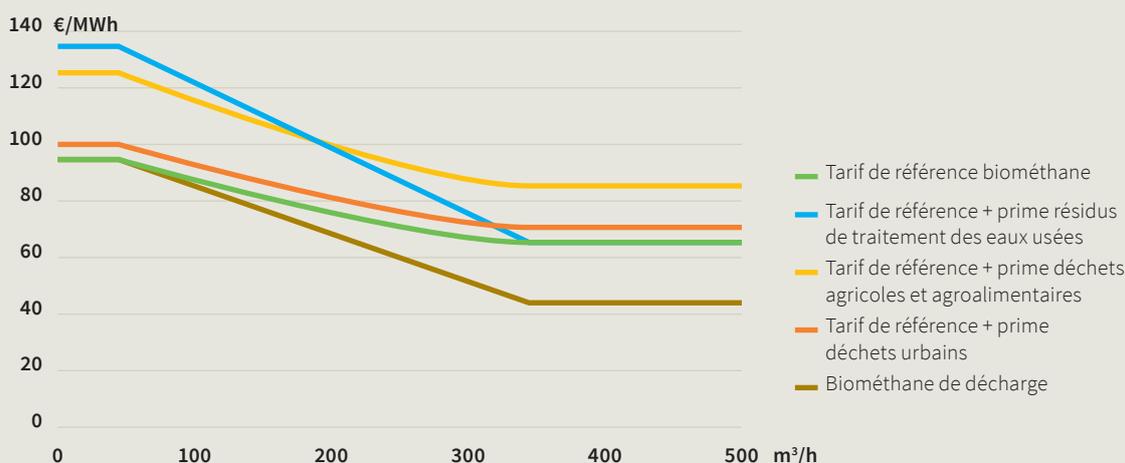
→ INSTAURATION D'UN TARIF D'ACHAT DU BIOMÉTHANE INJECTÉ DANS LES RÉSEAUX DE GAZ NATUREL

Grâce à ce dispositif, un producteur est assuré de vendre, à un tarif fixé par arrêté et pour une durée de 15 ans, le biométhane produit par son installation à un fournisseur de gaz naturel. Le producteur bénéficiera d'un tarif d'achat compris entre 46 et 139 €/MWh, contre une moyenne de 99 €/MWh en 2016. Ce dernier dépend de la taille de l'installation de production, appelée capacité maximale de production de biométhane (exprimée en Nm³/h) et de la nature des déchets ou matières organiques traités. Pour les installations de méthanisation, le tarif d'achat est constitué d'un tarif de référence et d'une prime aux « intrants ».

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

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

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



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

→ LES GARANTIES D'ORIGINE : GARANTIR LA TRAÇABILITÉ DU BIOMÉTHANE

► LE DISPOSITIF DES GARANTIES D'ORIGINE

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 décorrélérer 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 capacités depuis 2012 et a été reconduit jusqu'en 2023 suite au dernier appel d'offres.

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

► LES TRANSACTIONS

Le producteur de biométhane conclut un contrat d'achat avec le fournisseur de gaz de son choix. Les Garanties d'Origine (GO) sont attribuées au fournisseur : chaque MWh de biométhane injecté donne droit à la création d'une GO. Chaque Garantie d'Origine créée est enregistrée dans le registre par le fournisseur de gaz acheteur de biométhane. Une fois créées, les GO ont une durée de validité de 24 mois. Les transactions de GO entre fournisseurs sont opérées grâce à un transfert entre titulaires de comptes. En revanche, le marché n'est pas ouvert aux traders. Lors de l'utilisation par un consommateur de gaz dans une offre de gaz renouvelable, la GO est annulée.

Pour vendre leur biométhane, les producteurs peuvent s'adresser à n'importe quel fournisseur de gaz au sens du code de l'énergie et notamment de l'article L.443-1.

**1 GO
= 1MWh**
de biométhane
injecté

21
fournisseurs
inscrits
au registre des GO

42
sites enregistrés
sur 44 qui injectent
au 31/12/2017

75 %
des GO utilisées
sous forme de BioGNV
depuis la création
du registre

Parmi les fournisseurs dont l'activité de fourniture de gaz en France est soumise à autorisation ministérielle, certains se sont déclarés auprès du Ministère de la Transition écologique et solidaire comme étant intéressés pour acheter du biométhane. La liste de ces fournisseurs, disponible sur le site internet du Ministère de l'Énergie, est détaillée ci-après.

https://gobiomethane.grdf.fr/documents/fournisseurs/2017-04-27liste_fournisseurs.pdf

Liste des fournisseurs intéressés par l'achat du biométhane



→ 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 :

1. Le surcoût du tarif d'achat du biométhane par rapport au prix du gaz naturel sur le marché de gros ;
2. 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.

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

La loi n°2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 (LFR 2015) a introduit une réforme de la fiscalité énergétique, portant notamment sur le financement des charges de service public de l'électricité et du gaz.

Celles-ci sont regroupées sous la dénomination de charges de service public de l'énergie et sont intégrées au budget de l'État, où elles sont distinguées entre un compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » et un programme budgétaire « service public de l'énergie » selon la répartition suivante :

- le CAS « Transition énergétique », créé par l'article 5 de la LFR 2015, regroupe notamment les charges liées au soutien aux énergies renouvelables, en électricité ou en gaz ;
- le programme budgétaire « Service public de l'énergie » regroupe les charges de service public de l'énergie qui ne sont pas intégrées au CAS, soit, par exemple, les frais de gestion de la CDC.

Depuis le 1^{er} janvier 2017, suite à l'adoption de la Loi de Finances pour 2017 (n° 2016-1917 du 29 décembre 2016), le CAS est quasi exclusivement alimenté par une part (37%) du produit de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) qui s'applique essentiellement aux produits pétroliers (6,9 milliards d'euros sur les plus de 17 milliards d'euros collectés nationalement par cette taxe vont aller abonder le compte d'affectation spéciale). En application des règles communautaires, les taxes applicables sur la consommation d'électricité et de gaz sont versées depuis le 1^{er} janvier 2017 en totalité au budget général de l'État et n'alimentent plus le compte d'affectation spéciale.

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de juillet 2017¹¹ relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018 précise les charges liées au développement de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

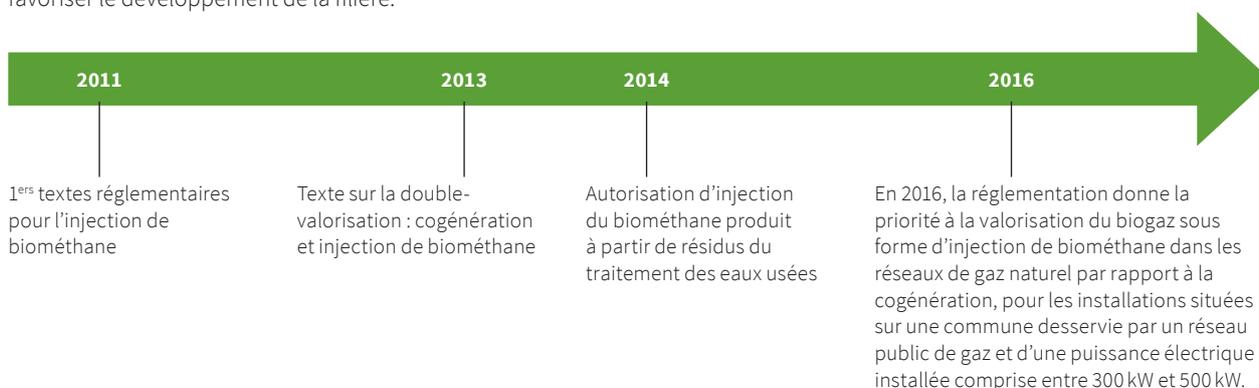
Affectation CAS	Charges constatées 2016	Mise à jour provision 2017	Charge prévisionnelle 2018
Biométhane	18,6 M€	37,3 M€	99,5 M€

La hausse de 29 M€ entre 2016 et 2017 s'inscrit dans la trajectoire envisagée de mise en service des nouvelles installations.

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

2.2.2. Mesures complémentaires

Les premiers textes de la réglementation encadrant l'activité d'injection de biométhane datent de novembre 2011 et visent à favoriser le développement de la filière.



11. <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/cspe-2018>

Pour aller plus loin, les mesures suivantes sont préconisées en 2018 :

- ▶ **le maintien du tarif d'achat actuel d'injection de biométhane** sur une période suffisante qui permettra de stabiliser cette filière jusqu'à ce qu'elle soit totalement mature, et sa notification par la Commission européenne ;
- ▶ **la modification du contrat type d'achat du biométhane** pour intégrer la notion de « production annuelle anticipée », afin de lisser les variations naturelles de la disponibilité d'intrants au cours de l'année ;
- ▶ **la mise en place d'un mécanisme de soutien adapté** pour les sites existants souhaitant passer à l'injection ou souhaitant faire de la valorisation mixte et pour les unités de grande capacité ;
- ▶ **la mise en place d'un mécanisme de soutien au biométhane non injecté ;**
- ▶ **la confortation du système des garanties d'origine biométhane et notamment l'affectation des garanties d'origine à l'acheteur du biométhane** : il s'agit d'une condition de l'intégration des projets de méthanisation dans une logique d'économie circulaire ;
- ▶ concernant le BioGNV, à partir du 1^{er} janvier 2017, en application de l'article 26 de la loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017, les consommations de biométhane pour des usages hors carburant sont exonérées de TICGN. **La filière attend que l'usage biométhane carburant (BioGNV) soit exonéré de TICPE.**
- ▶ **Adapter le Code de l'énergie pour raccorder les producteurs de biométhane** en :
 - autorisant les gestionnaires de réseaux à raccorder les installations de biométhane en zone non desservie ;
 - définissant les conditions de financement des développements de réseaux pour raccorder les projets décidés et potentiels ;
 - confiant aux gestionnaires de réseaux l'élaboration de schémas de développement pour anticiper les investissements permettant l'injection des potentiels de biométhane.

2.3. Exemples emblématiques d'usages de gaz renouvelables

Développer la production de biométhane en France est d'autant plus pertinent qu'il existe une demande et une appétence pour l'utilisation de gaz renouvelable par les consommateurs.

L'usage le plus emblématique du biométhane est à mettre au crédit de la mobilité. La France est devenue le marché le plus dynamique d'Europe sur ce segment et 15 ans après l'arrivée des bus au GNV et BioGNV, c'est aujourd'hui plus de 11 % du parc qui roule au gaz. La RATP fait rouler la ligne de bus 24 à Paris grâce à ce carburant parfaitement adapté pour réduire le bruit, les émissions de CO₂ et n'émettre presque aucune particule fine.

Grâce à ce gaz d'origine renouvelable, un industriel comme Terreal à Chagny en Saône-et-Loire (Bourgogne-Franche-Comté) réduit ses émissions de CO₂ pour la production de tuiles. Le biométhane permet au consommateur de gaz d'accéder à une énergie renouvelable sans changer d'installation tout en conservant les facilités offertes par le gaz naturel. La ville d'Outreau dans le Pas-de-Calais (Hauts-de-France) ou la Ville de Bourg-en-Bresse dans l'Ain (Auvergne-Rhône-Alpes) pour ses locaux communaux, par exemple, ont fait le choix du gaz renouvelable dans leur mix énergétique.

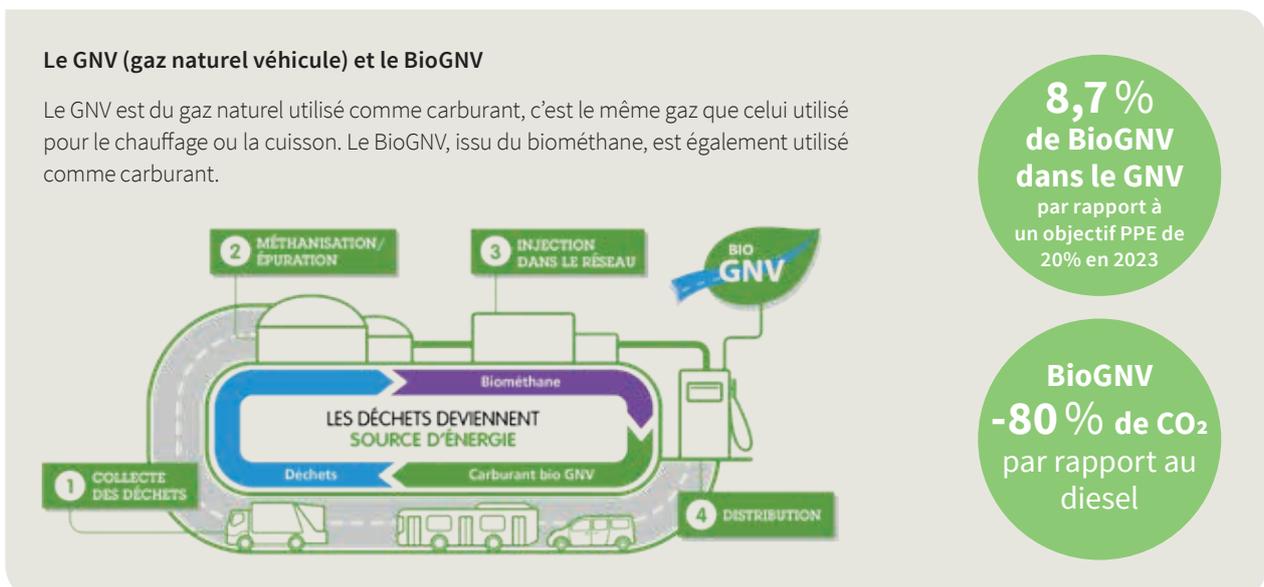
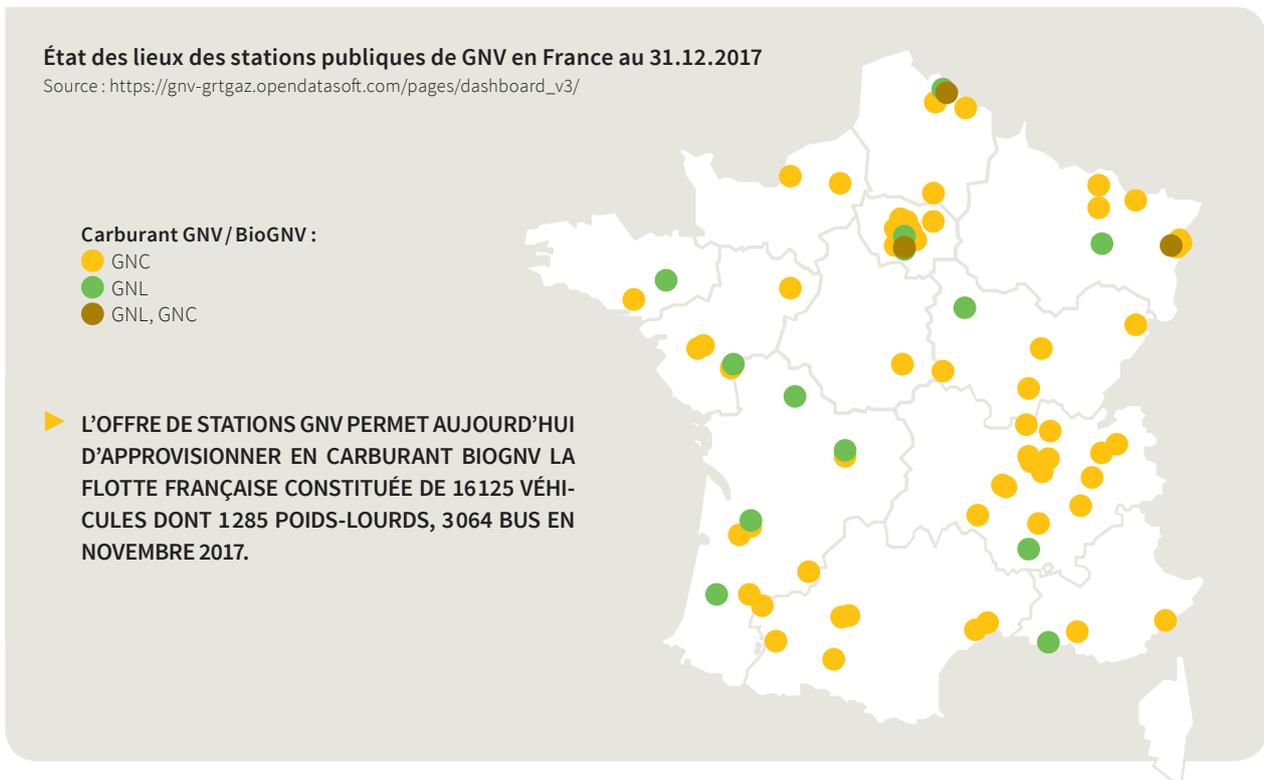
La Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU) devrait également s'approvisionner en biométhane pour alimenter son réseau de chaleur.



Les bus roulent aujourd'hui au BioGNV
Source : Pascal Aimar / CAPA Pictures - GRDF

→ FOCUS SUR LA MOBILITÉ

Aujourd'hui, l'offre de stations augmente pour permettre l'approvisionnement de la flotte française. L'usage du BioGNV dans ces stations est aussi soutenu par des initiatives territoriales : la région Nouvelle Aquitaine aide 10 stations en subventionnant le prix du BioGNV par rapport au prix du GNV, pendant une période de 2 à 3 ans¹².



Face aux enjeux majeurs de pollution urbaine, soulignés par de nombreux épisodes de pics de pollution dans les grandes métropoles, et considérant la décision du Conseil d'État du 12 juillet 2017, l'amélioration de la qualité de l'air est au centre des préoccupations des pouvoirs publics.

Si le secteur des transports a déjà largement réduit ses émissions de polluants locaux ces dernières années, il reste un fort contributeur.

Le GNV et le BioGNV apportent jusqu'à 50% de réduction des émissions d'oxyde d'azote (NOx) et 95% des émissions de particules fines par rapport à la nouvelle norme Euro VI.

12. Appel à Manifestations d'intérêt de la Région nouvelle Aquitaine
 « Vers un réseau de stations en carburant renouvelable pour le transport de Marchandises et de Voyageurs en Nouvelle-Aquitaine »

2.4. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe

Panorama de l'injection de biométhane en Europe

Source : GRDF et CRIGEN / ENGIE « Injection de biométhane en Europe – Synthèse des travaux 2015 – février 2016 »
& Observatoire du biométhane septembre 2017 SIA PARTNERS - FRANCE BIOMETHANE

► **L'INJECTION EN EUROPE POURSUIT SA DYNAMIQUE AVEC 30 NOUVELLES INSTALLATIONS EN 2017 PORTANT À ENVIRON 450 LE NOMBRE TOTAL D'INSTALLATIONS EN SERVICE POUR UNE PRODUCTION ANNUELLE D'ENVIRON 18 TWh**

Royaume-Uni

La production de biométhane est subventionnée depuis 2011. En 2017, **81 sites** représentent une capacité maximale installée de 3 TWh/an.

Pays-Bas

L'injection de biométhane dans le réseau de distribution est pratiquée depuis plus de 20 ans, y compris pour du biogaz de décharges. En 2017, **28 sites** ont injecté **plus de 900 GWh/an.**

Finlande

En 2016, **11 sites** injectent plus de **100 GWh/an** dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Suède

En 2016, **18 sites** injectent plus de **470 GWh/an** dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Norvège

En 2017, **3 sites** ont injecté **120 GWh/an.**

Danemark

En 2017, **19 sites** ont injecté **1 750 GWh/an.**

Luxembourg

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

Autriche

L'Autriche pratique l'injection de biométhane dans les réseaux depuis 2005, et aujourd'hui **13 sites** injectent plus de **250 GWh/an.**

Allemagne

En 2016, **204 unités** injectent **10 200 GWh/an** de biométhane dans le réseau de gaz naturel, pour une capacité maximale installée de 22 TWh/an.

Suisse

Le pays pratique l'injection de biométhane dans les réseaux depuis 1997. En 2016, **35 sites** ont injecté **539 GWh/an** de biométhane.

Italie

À fin 2017, **2 sites** injectent dans les réseaux.

Espagne

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

France

En 2017, **44 sites** (+ 18 sites par rapport à 2016) d'une capacité maximale installée de 682 GWh/an, injectent **406 GWh/an** dans le réseau de gaz naturel.

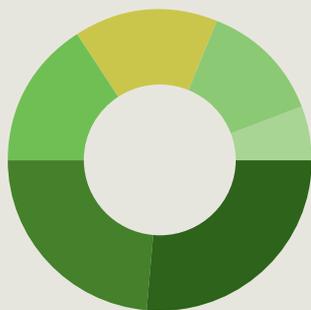


3. Parc des installations d'injection de biométhane en France

3.1. Caractéristiques du parc raccordé

Répartition de la capacité maximale¹⁰ installée totale par nature de site d'injection au 31.12.2017

Source : gestionnaires de réseaux



- Agricole autonome
17 sites · 181 GWh/an · 27%
- Agricole territorial
12 sites · 160 GWh/an · 23%
- Boues de stations d'épuration (STEP)
7 sites · 108 GWh/an · 16%
- Déchets ménagers et biodéchets
4 sites · 106 GWh/an · 16%
- Industriel territorial
2 sites · 89 GWh/an · 13%
- Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)
2 sites · 38 GWh/an · 6%

Taille moyenne des installations d'injection de biométhane selon la nature de l'installation, exprimée en capacité maximale¹⁰ de production.

Source : gestionnaires de réseaux



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

Types d'intrants utilisés dans les unités d'injection en France en 2017

Source : ADEME

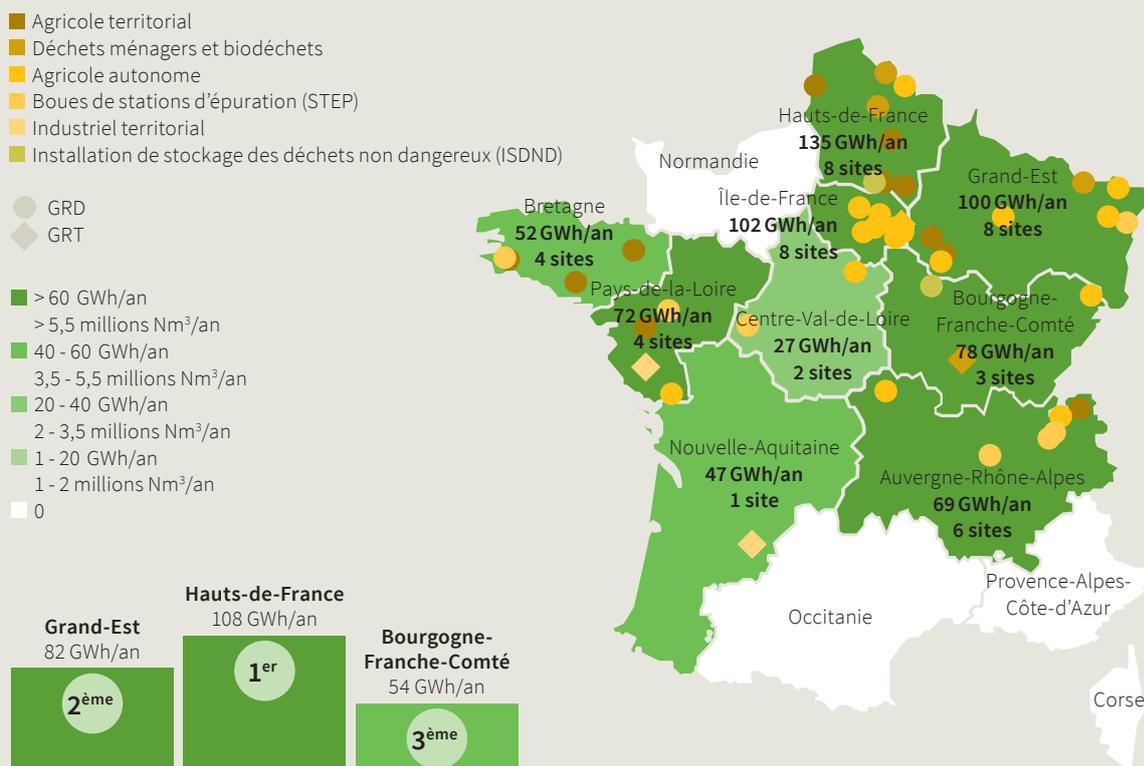


■ Effluents d'élevage (lisiers, fumiers)	9% · 178 210 tonnes	■ Boues et coproduits d'industries agro-alimentaires	10% · 199 130 tonnes
■ Cultures énergétiques	1% · 23 420 tonnes	■ Sous-Produits Animaux (SPA)	1% · 20 785 tonnes
■ Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE) Cultures Intermédiaires Pièges à Nitrates (CIPAN)	5% · 88 500 tonnes	■ Déchets ménagers	31% · 590 515 tonnes
■ Déchets de cultures	2% · 44 000 tonnes	■ Déchets verts	1% · 17 300 tonnes
		■ Autres (boues de STEP, etc.)	40% · 759 390 tonnes

3.2. Répartition régionale du parc

Répartition régionale de la capacité maximale¹⁰ installée par tranche de débit au 31.12.2017 Palmarès régional 2017 en termes de capacité installée

Source : gestionnaires de réseaux



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

QU'EST-CE QU'UN NORMO MÈTRE CUBE ? Nm³ ou m³(n)

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

Source : opérateurs de réseaux

3.3. Production des installations

Production mensuelle des installations d'injection de biométhane sur l'année 2017 (MWh)

Source : gestionnaires de réseaux



Production cumulée des installations existantes en GWh (0°)

Source : gestionnaires de réseaux





4. Les perspectives de croissance de la filière

4.1. Une dynamique confirmée en 2017

→ 361 PROJETS INSCRITS DANS LE REGISTRE DE CAPACITÉS

Dans le cadre de la gestion des capacités d'injection de biométhane, il a été décidé de créer un registre 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.

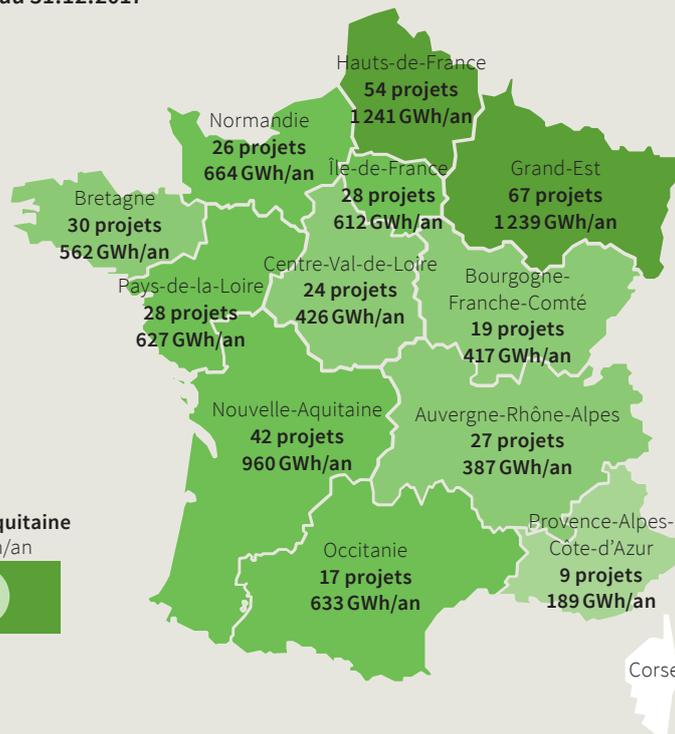
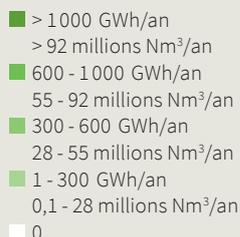
Le registre des capacités (ou file d'attente) est commun aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution. Il permet d'inscrire les projets en fonction de leur ordre d'arrivée avec l'attribution d'un numéro qui permettra de prioriser, le cas échéant, les allocations de capacité d'injection. 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.

► **LES 361 PROJETS IDENTIFIÉS À FIN 2017 REPRÉSENTENT À EUX SEULS 8 TWh/AN D'INJECTION DE BIOMÉTHANE, SOIT L'OBJECTIF FIXÉ PAR LA PPE À HORIZON 2023. C'EST L'ÉQUIVALENT DE LA CONSOMMATION ANNUELLE MOYENNE DE 663 000 CLIENTS OU DE 35 000 BUS OU CAMIONS ROULANT AU BIOGNV.**

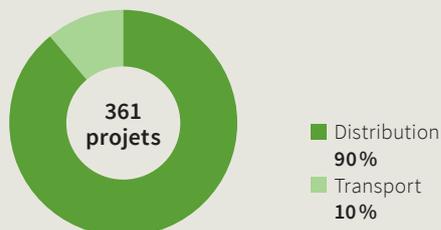
10. Les capacités maximales de production exprimées en TWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes :
capacité maximale C_{max} extraite du registre de capacité exprimée en $m^3(n)/h$, $PCS = 10,9 \text{ kWh}/m^3(n)$ et 8200 heures de fonctionnement annuel.

Répartition régionale de la capacité maximale¹⁰ des projets d'injection de biométhane inscrits dans la file d'attente au 31.12.2017

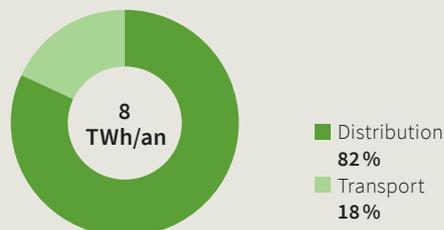
Source : GRTgaz et Teréga



Nombre de projets par type de réseaux



Capacité réservée de production par type de réseaux



4.2. Évolution de l'architecture du réseau

Afin d'accroître la capacité des réseaux de gaz naturel, les opérateurs de réseaux développent des solutions pour lever les contraintes et maximiser les volumes injectés :

- le maillage des réseaux de distribution ;
- l'augmentation des débouchés par le développement de l'usage gaz et notamment carburant ;
- l'injection portée, c'est-à-dire le transport et l'injection du biométhane dans une autre maille du réseau ;
- le stockage de biométhane.

Les opérateurs de réseaux mènent également des expérimentations afin de permettre de remonter du gaz vers des étages de pression plus élevés afin d'accéder à des zones de consommation plus larges. On parle de rebours. Le réseau devient ainsi bidirectionnel.



Certains opérateurs de réseaux ont lancé le projet West Grid Synergy en 2017 qui porte sur des expérimentations de rebours. Deux unités pilotes de rebours à l'interface entre le réseau de distribution et le réseau de transport dans la communauté de communes de Pontivy dans le Morbihan et à Ponzauges en Vendée.

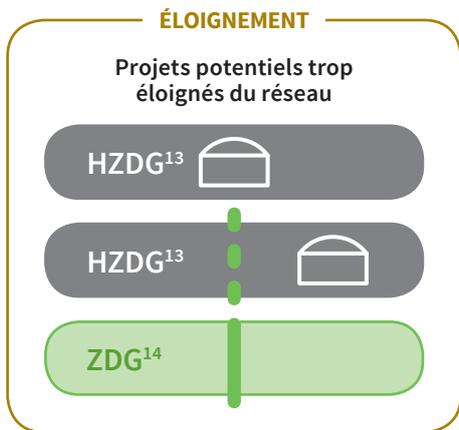
Le projet West Grid Synergy permettra de définir les conditions technico-économiques pour la réalisation de rebours entre le réseau de distribution et le transport. Le démarrage de l'expérimentation est prévu fin 2019.

En parallèle, un projet de rebours distribution/distribution sera mis en service dans la région de Troyes.

Les trois zones d'expérimentations (Pouzauges, Pontivy, Troyes) constituent également des laboratoires pour définir les modalités d'adaptation et de pilotage des réseaux de demain. GRTgaz estime que 150 unités de rebours distribution/transport seront nécessaires afin de pouvoir accueillir plus de 50 TWh de biométhane en 2028.

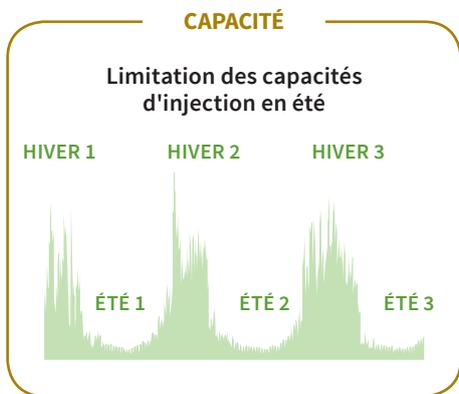
GRDF a déjà identifié une quinzaine de rebours distribution/transport, qui devraient être mis en service à l'horizon 2020-2021 et qui permettront de nouveaux projets d'injection de gaz renouvelable de voir le jour.

Dans les années à venir et pour aller au-delà de la simple allocation de la capacité existante, les opérateurs de réseaux souhaiteraient mettre en place de nouveaux mécanismes permettant de développer les capacités d'accueil des EnR sur les réseaux de gaz. Certains producteurs existants pourraient ainsi réduire leur écrêtage estival lorsqu'ils y sont soumis. Ces développements de réseaux offriraient surtout une opportunité pour accepter le maximum de nouveaux projets et une limitation du risque perçu par les investisseurs pour assurer le financement de la filière. L'atteinte des objectifs de développement des gaz renouvelables fixés par l'État devra nécessairement passer par ces nouveaux outils.



ANTICIPATION DES INVESTISSEMENTS RÉSEAUX

- ▶ RAPPROCHER LE RÉSEAU DES GISEMENTS DE BIOMÉTHANE NOTAMMENT D'ORIGINE AGRICOLE
- ▶ MISE EN PLACE D'INFRASTRUCTURES DE RÉSEAUX MUTUALISÉES POUR COLLECTER LE BIOMÉTHANE



REBOURS

- ▶ COMPRIMER LE GAZ PAR DES STATIONS INNOVANTES POUR LUI PERMETTRE D'ALLER DANS LE SENS INVERSE DU FLUX TRADITIONNEL
- ▶ 3 SITES PILOTE D'ICI 2019

13. HZDG : Horz Zone Desservie Gaz

14. ZDG : Zone Desservie Gaz

Si aujourd'hui l'identification des rebours est faite en réponse à un besoin déclaré, elle devra à l'avenir passer par une planification des développements des réseaux afin d'anticiper et d'optimiser les investissements sur les réseaux de gaz et offrir la visibilité nécessaire aux porteurs de projets.

Pour cela, les opérateurs de réseaux ont initié des travaux sur des schémas directeurs en définissant les capacités d'accueil des réseaux de gaz pour répondre au potentiel de production de gaz renouvelable identifié lors de concertations des parties prenantes menées au niveau local.

4.3. Perspectives : 2028 - 2030

Le biométhane, issu de la méthanisation, est la première technologie de production de gaz renouvelable mature. À moyen et long terme, de nouveaux procédés de production de gaz renouvelables et de récupération vont se développer :

- la pyrogazéification de la biomasse sèche et des CSR (Combustibles Solides de Récupération) ;
- 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 valorisation des microalgues.

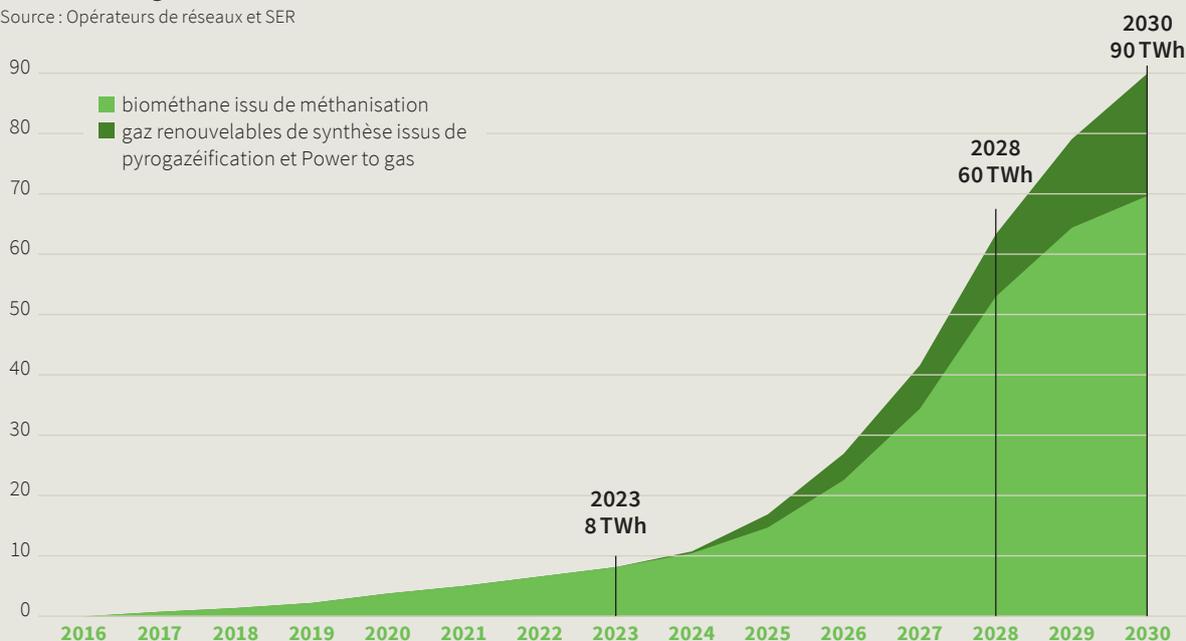
L'année 2017 est marquée par le lancement des discussions pour les objectifs 2028 de la PPE. Le 19 octobre 2017, les opérateurs de réseaux et le SER ont présenté une ambition commune à horizon 2030 : tripler l'objectif de 10% de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte de 2015. Cela se traduit pour la prochaine PPE par un objectif de plus de 50 TWh à l'horizon 2028. Pour la mobilité qui est un des usages phares du biométhane, l'objectif peut donc être revu à la hausse, pour atteindre 30% de BioGNV dans la part de GNV en 2028.

Cette ambition se résume en deux objectifs :

- ▶ **60 TWh** de gaz renouvelables **en 2028**, dont **50 TWh** de biométhane
- ▶ **90 TWh** de gaz renouvelables **en 2030**, dont **70 TWh** de biométhane

2030 : 30% de gaz renouvelables dans les réseaux

Source : Opérateurs de réseaux et SER



→ POURQUOI CETTE AMBITION EST-ELLE RÉALISTE ?

► BIOMÉTHANE PRODUIT PAR MÉTHANISATION :

L'objectif de 50 TWh de biométhane en 2028 est cohérent avec la dynamique constatée sur les réservations de capacité (plus de 350 projets ont déjà réservé une capacité d'injection sur les réseaux début 2018 et représentent déjà 8 TWh à horizon 2023). Les études réalisées et les estimations résultantes montrent des potentiels importants pour la production de gaz renouvelables : cultures intermédiaires, résidus agricoles, herbes et fourrages, basées sur des taux de mobilisation compris entre 10 et 67 % selon les gisements¹⁵. Ce potentiel prend en compte en particulier les cultures intermédiaires qui s'inscrivent dans le développement de l'agroécologie.

Côté réseau, il existe d'ores et déjà des solutions techniques identifiées pour permettre l'injection des volumes de biométhane correspondant dans les réseaux (mise en place de rebours, maillage, etc.) et leur mise en place engendrerait un surcoût très limité (estimé à 2% du coût total). Elle dépend toutefois d'une adaptation du cadre réglementaire actuel pour faciliter le raccordement des sites agricoles.

Les acteurs de la filière, en particulier, le monde agricole, s'organisent pour poursuivre et renforcer sa professionnalisation et accompagnent les porteurs de projet, en partageant notamment les bonnes pratiques et en capitalisant sur le savoir-faire de l'exploitation/maintenance des unités existantes.

Enfin la massification du nombre d'unités, à partir de 2023 permettra aux équipementiers de s'organiser pour améliorer la qualité des produits et des services nécessaires aux installations de biométhane.

Une étude ENEA¹⁶ a évoqué des réflexions sur les pistes de réduction des coûts de la filière pouvant mener à une baisse de l'ordre de 30 %. D'après cette étude, une part significative porte sur la diminution des CAPEX des installations.

→ POURQUOI CETTE AMBITION EST-ELLE BÉNÉFIQUE ?

Accélérer le développement de la filière biométhane va contribuer à accélérer la décarbonation de plusieurs secteurs d'activité, compte tenu de la diversité des usages auxquels s'adresse le biométhane (chauffage, eau chaude, cuisson, mobilité).

À horizon 2030, la filière des gaz renouvelables permettrait ainsi d'éviter les émissions de presque 20 millions de tonnes de CO₂ eq/an.

Le biométhane vient également servir une ambition de pérennisation de l'agriculture durable dans les territoires. Outil d'économie circulaire et de l'indépendance énergétique des territoires, la filière est porteuse d'impacts locaux positifs d'ores et déjà démontrés par la dynamique actuelle :

- **Des impacts économiques par la diversification et la pérennisation de revenus locaux :** valorisation de gisements locaux, création d'emplois non délocalisables (3 à 4 emplois par site pour l'exploitation), compléments de revenus pour les porteurs de projets biométhane, économies d'achats d'engrais chimiques remplacés par un engrais organique tel que le digestat. Les gisements accessibles étant à plus de 90% agricoles, on estime que 15% des agriculteurs pourraient être concernés, soit près de 50 000 exploitants agricoles. Largement portée par des entreprises françaises (dont de nombreuses PME et TPE), la filière conserve en France 75% de la valeur créée avec un impact important sur la filière industrielle française (incorporateur, génie civil, maintenance). Un plan ambitieux de méthanisation contribuerait également à rééquilibrer la balance commerciale de la France sur les hydrocarbures fossiles (économie estimée entre 1 à 2 milliards d'euros pour une réduction d'importation de 50 TWh de gaz naturel).
- **Des impacts écologiques avec la promotion d'un mode d'agriculture durable :** au-delà de la réduction de gaz à effet de serre, la méthanisation permet de diminuer les consommations d'engrais chimiques grâce à l'utilisation des digestats, et encourage le développement des cultures intermédiaires. Le digestat, co-produit de la méthanisation, offre par rapport aux engrais chimiques une meilleure gestion de l'azote : la méthanisation transforme des matières organiques contenant de l'azote sous forme complexe, ne pouvant être utilisé par les plantes, en digestats dans lesquels l'azote est sous forme soluble, directement assimilable par les racines. Les cultures intermédiaires captent l'azote du sol, évitant ainsi leur lessivage, ce qui favorise le stockage du carbone. Leur récolte pour la production de biogaz est donc un atout supplémentaire.

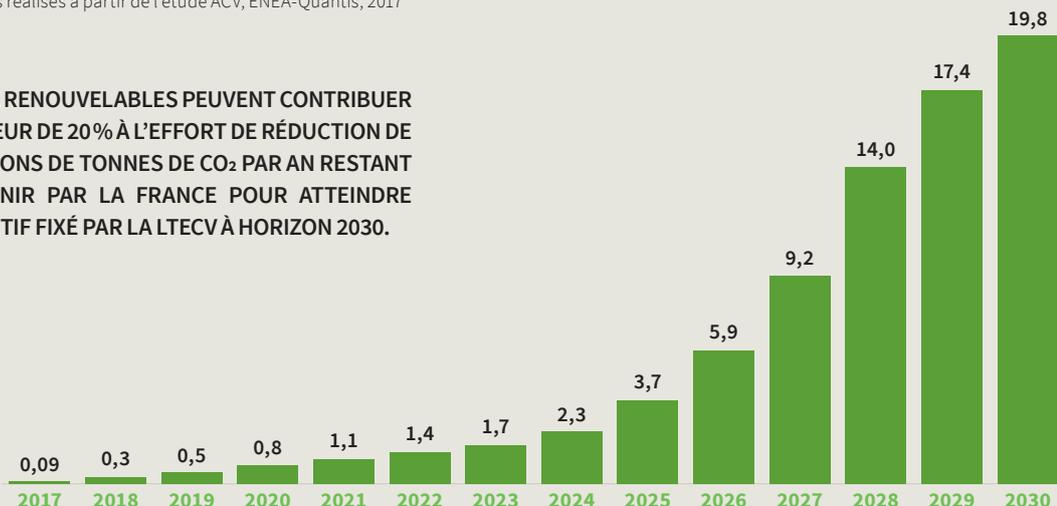
15. « Étude 100 % gaz renouvelable à 2050 », ADEME / GRDF / GRTgaz.

16. « État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière », ENEA, 2017.

Émissions de CO₂ évitées par an jusqu'à 2030 (millions de tonnes CO₂ éq)

Source : Calculs réalisés à partir de l'étude ACV, ENEA-Quantis, 2017

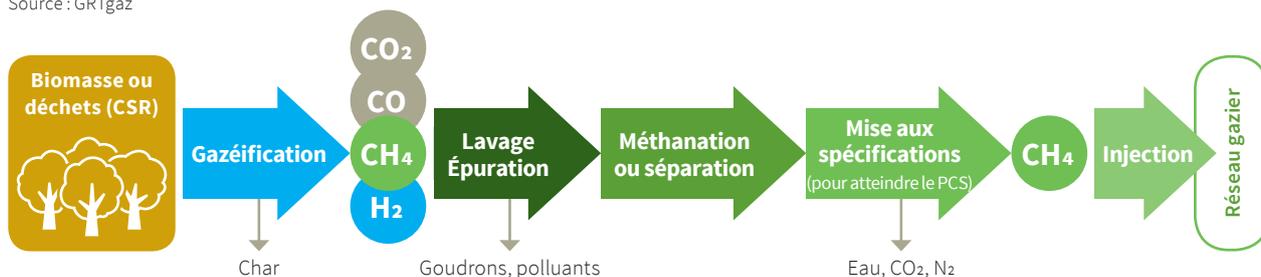
- ▶ **LES GAZ RENOUVELABLES PEUVENT CONTRIBUER À HAUTEUR DE 20% À L'EFFORT DE RÉDUCTION DE 97 MILLIONS DE TONNES DE CO₂ PAR AN RESTANT À FOURNIR PAR LA FRANCE POUR ATTEINDRE L'OBJECTIF FIXÉ PAR LA LTECV À HORIZON 2030.**



→ LA PYROGAZÉIFICATION DE BIOMASSE ET DE CSR

Le procédé de pyrogazéification

Source : GRTgaz



▶ LA FILIÈRE GAZ DE SYNTHÈSE ISSU DE PYROGAZÉIFICATION EST PROMETTEUSE

La pyrogazéification, procédé thermo-chimique à haute température, permet d'obtenir un gaz de synthèse (syngaz) à partir de matière première renouvelable. Le syngaz produit est ensuite traité en vue de produire de l'électricité et/ou de la chaleur, ou des gaz renouvelables comme du biométhane de synthèse, ou encore de l'hydrogène renouvelable injectables dans les réseaux pour les usages traditionnels du gaz naturel et du carburant.

Très différents des procédés de méthanisation, les procédés de pyrogazéification peuvent apporter des réponses innovantes, performantes et complémentaires de la méthanisation. Ils permettent d'optimiser la valorisation énergétique de nombreuses biomasses et déchets aujourd'hui non valorisables sous forme de matière ou difficiles à traiter.

En sus des nombreux atouts techniques et environnementaux des procédés de pyrolyse et gazéification, la filière « injection dans les réseaux » permet de :

- contribuer, aux côtés du biométhane issu de méthanisation, à l'atteinte des objectifs de gaz renouvelables ;
- développer une filière nouvelle permettant de traiter des typologies de biomasses non alimentaires, plus difficilement valorisables par méthanisation (résidus agricoles non fermentescibles, biomasse ligno-cellulosique...);
- proposer une alternative à la production d'électricité et de chaleur, avec des rendements a priori plus intéressants, en se libérant de toute contrainte saisonnière d'évacuation de la chaleur, et en adaptant les installations aux volumes des intrants disponibles dans les territoires ;
- contribuer à l'optimisation de la politique territoriale de gestion des déchets avec la valorisation énergétique de CSR (Combustibles Solides de Récupération), mais avec un rendement énergétique plus intéressant, et des rejets atmosphériques nettement moindres que l'incinération ;
- aider au développement de l'économie circulaire et produire dans les territoires une énergie renouvelable (ou de récupération, s'il s'agit de CSR), à un prix maîtrisable améliorant l'indépendance énergétique de la France.

Cette filière, dont les premiers projets sont attendus à partir de 2020, complètera donc efficacement les quantités de gaz renouvelable attendues de la production par méthanisation. Les études du gisement montrent que le potentiel est important, près de 140 TWh en 2050 de gaz renouvelable¹⁵.

L'enjeu aujourd'hui est de confirmer les premiers projets pilotes en terme de faisabilité technique et de renforcer les données du modèle économique grâce à des projets de démonstration.

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

► **GAYA, LE PREMIER DÉMONSTRATEUR EN FRANCE**

Ce projet dénommé Gaya dont la plateforme a été inaugurée en octobre 2017 à Saint-Fons (Auvergne-Rhône-Alpes), dans la Vallée de la chimie, développe une chaîne de démonstration innovante sur l'ensemble de la filière (approvisionnement, gazéification, méthanation, traitement de gaz de synthèse et production de biométhane). GAYA permettra de confirmer les données techniques sur les rendements et l'analyse de cycle de vie. Environ 20 ingénieurs et techniciens sont amenés à travailler sur le site.



Plateforme du projet Gaya



Le projet GAYA, lancé en 2010 par Engie, réunit 11 partenaires aux savoir-faire complémentaires, et représente un investissement de 60 M€, soutenu financièrement par l'ADEME à hauteur de 19 M€.

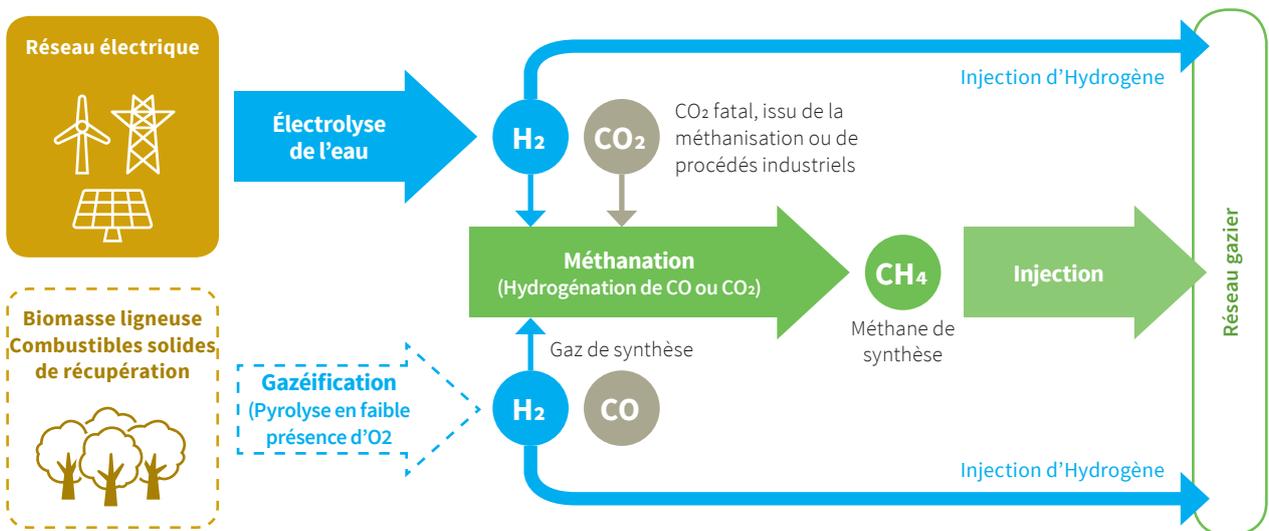
Source : Biométhane de gazéification - potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, GRDF
Étude réalisée par GDF SUEZ et copilotée par l'ADEME, MEDDE, MINEFI & MAAF, février 2013

→ **LE POWER TO GAS : UN NOUVEL OUTIL AU SERVICE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES**

Le Power to gas constitue un nouvel outil particulièrement pertinent pour accompagner le déploiement massif des énergies renouvelables électriques et valoriser toute leur production. Lors de périodes d'abondance d'électricité, le Power to gas permet de transformer les excédents d'électricité en hydrogène par électrolyse de l'eau.

Cet hydrogène peut ensuite être injecté dans le réseau de gaz naturel :

- soit en l'état ;
- ou après conversion en méthane de synthèse en l'associant à du CO₂ par méthanation.



15. « Étude 100% gaz renouvelable à 2050 », ADEME / GRDF / GRTgaz.

Le Power to gas couplé à l'injection réseau permet de tirer profit des capacités de stockage importantes des infrastructures gaz (stock en conduite et stockages souterrains). En effet, à cette échéance, les études prospectives réalisées prévoient des excédents de production importants et de longue durée (>1jour) qui ne pourront pas être gérés uniquement par des solutions de stockage électrique « classiques » (STEP, batteries). Le stockage est aujourd'hui considéré comme un des défis majeurs que doivent relever les énergies renouvelables électriques pour réussir la transition énergétique. Le Power to

gas apporte donc une solution de flexibilité complémentaire pour le réseau électrique et permet une meilleure intégration des EnR électriques.

Si l'intérêt du Power to gas est avéré à l'horizon 2030 par les études prospectives¹⁷, sa faisabilité technique et son modèle économique restent à mettre en place. C'est l'objectif de plusieurs projets de démonstrateurs accompagnés par les acteurs de la filière en Europe, mais aussi en France.

► INJECTION D'HYDROGÈNE RENOUVELABLE DANS LES RÉSEAUX

La possibilité d'injection d'hydrogène renouvelable dans les réseaux gaziers donne un accès direct à ses très grandes capacités de transport et de stockage : en France, les capacités de stockage de gaz sont 300 fois plus importantes que celles du réseau électrique (137 TWh contre 0,4 TWh)¹⁵. Aujourd'hui, le pourcentage d'hydrogène injectable dans les réseaux en mélange avec le gaz naturel fait l'objet de travaux de recherche et de démonstrateurs par les gestionnaires de réseaux afin de lever les incertitudes liées à la sécurité et à la compatibilité avec les réseaux. Le projet GRHYD teste, par exemple, des taux de 6 à 20% d'hydrogène injecté dans le réseau de distribution.

► LES PROJETS DE DÉMONSTRATEURS

Dans le cadre de l'appel d'offres « Territoires à hydrogène » lancé en début d'année 2016, par le ministère en charge de l'énergie, plusieurs projets de démonstrateurs de méthanation et d'injection de méthane de synthèse dans les réseaux de gaz naturel ont émergé. Certains portent sur la valorisation des gaz industriels fatals (hydrogène, dioxyde de carbone), d'autres mettent en avant des synergies avec la méthanisation, en ré-

► CONVERSION DE L'HYDROGÈNE RENOUVELABLE EN MÉTHANE DE SYNTHÈSE PAR MÉTHANATION

La méthanation représente une étape supplémentaire permettant de combiner l'hydrogène renouvelable avec du dioxyde de carbone (CO₂) pour former du méthane de synthèse (CH₄), 100% miscible avec le gaz naturel. Il existe de nombreuses sources de dioxyde de carbone possibles : récupération du CO₂ après purification de biogaz ou de syngas (gazéification de biomasse), captage du CO₂ des émissions industrielles (procédés cimentiers, pétrochimiques, mais aussi tous les équipements de combustion) et des émissions liées à la production d'électricité.

cupérant le CO₂ relâché lors de la phase d'épuration du biogaz. Ces projets pourraient injecter chacun entre 20 et 150 Nm³/h dans les réseaux de gaz naturel à horizon 2018-2020. Portés par des consortiums rassemblant industriels et collectivités, ils permettront de valider la viabilité technique et économique de tels procédés.

17. « PEPS - Étude sur le potentiel de stockage d'énergies », ADEME / ATEE / ARTELYS / DGCIS / ENEA Consulting / G2ELab, novembre 2013

15. « Étude 100% gaz renouvelable à 2050 », ADEME / GRDF / GRTgaz.

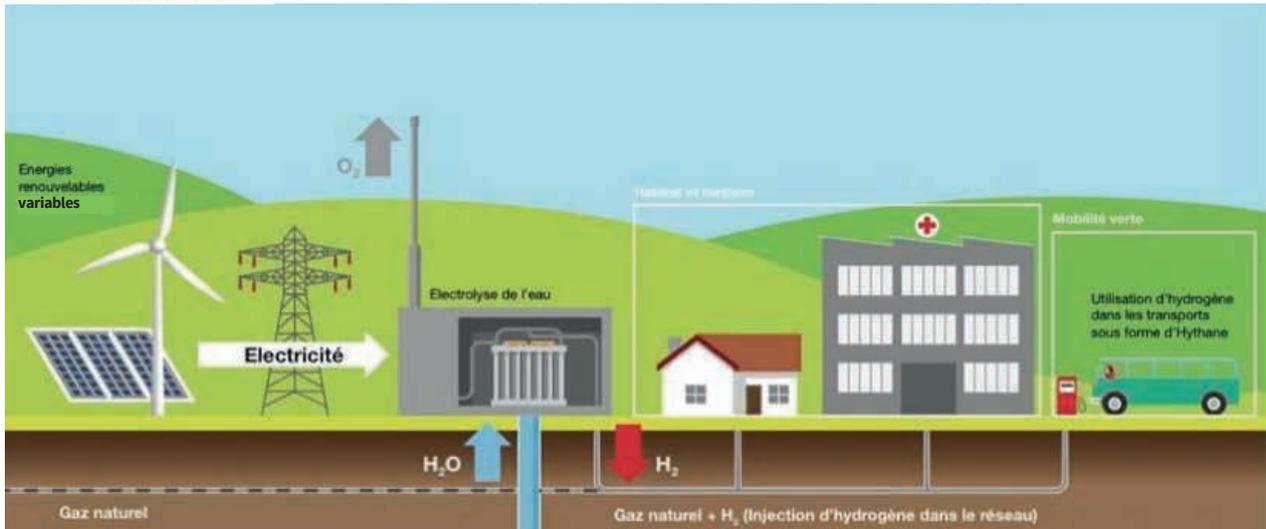
► LE DÉMONSTRATEUR GRHYD

Le projet GRHYD est le premier projet de démonstration Power to gas en France. Il est composé de deux lots : un premier lot piloté par GRDF testera l'injection d'une part variable d'hydrogène sur un îlot de distribution de gaz naturel d'un quartier neuf de Cappelle-la-Grande dans la Communauté urbaine de Dunkerque. Son objectif est de mesurer la faisabilité technique et d'évaluer la pertinence économique de l'injection d'hydrogène dans le réseau de distribution de gaz naturel pour valoriser l'énergie électrique renouvelable produite en dehors des périodes de

consommation au travers d'usages du gaz naturel (chauffage, eau chaude sanitaire, carburant). La proportion d'hydrogène injectée qui sera testée dans le cadre du démonstrateur s'échelonne de 6 à 20% (en volume). Le mélange hydrogène-gaz naturel alimentera un quartier neuf d'une centaine de logements (collectifs et individuels) ainsi que la chaufferie d'un établissement tertiaire. L'injection d'hydrogène devrait débuter en juin 2018. Le second lot vise à tester le carburant Hythane® (mélange gaz naturel – hydrogène) pour une flotte de bus.



Schéma du projet GRHYD



► LE DÉMONSTRATEUR JUPITER 1000

Par ailleurs, GRTgaz et sept partenaires (dont Teréga) ont lancé un projet de démonstrateur de Power to gas avec production d'hydrogène et de biométhane de synthèse par méthanation, dénommé « Jupiter 1000 », à Fos-sur-Mer. Raccordé au réseau de transport de gaz, ce site de production de biométhane de synthèse vise à valoriser les surplus d'électricité renouvelable et à recycler le CO₂ capté sur un site industriel voisin. Il permettra aussi de tester l'injection directe d'hydrogène, cette

fois sur les réseaux de transport. Les premières injections sont prévues en 2018. Il s'agira de la première installation de Power to gas sur le réseau de transport à cette échelle en France. Le projet Jupiter 1000 est cofinancé par l'Union Européenne dans le cadre du fonds FEDER, par l'État dans le cadre des investissements d'Avenir confiés à l'ADEME et par la Région Provence-Alpes-Côtes d'Azur. Le projet a également été labellisé par le pôle de compétitivité Capénergies.



Modélisation du projet Jupiter 1000



→ VERS 100 % DE GAZ RENOUVELABLES EN 2050 ?



<http://www.ademe.fr/mix-gaz-100-renouvelable-2050>

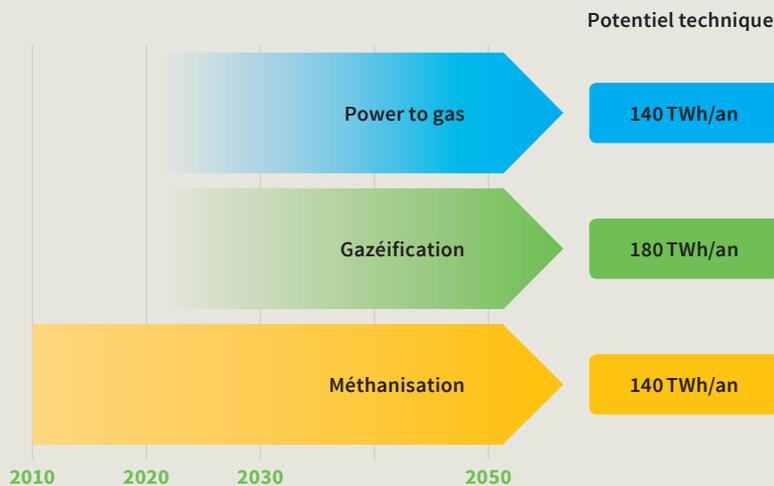
Un exercice de prospective a été réalisé par l'ADEME, avec la participation de GRDF et GRTgaz afin de définir les conditions technico-économiques nécessaires pour atteindre un gaz 100% renouvelable. Les voies principales de production analysées sont la méthanisation de la biomasse, la pyrogazéification de la biomasse ou de CSR (Combustibles Solides de Récupération), la méthanation d'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable ou d'origine industrielle, l'injection d'hydrogène en mélange dans le gaz naturel.

Les travaux se sont appuyés sur le scénario énergétique ADEME 2035-2050 avec un niveau de demande finale en 2050 en gaz de l'ordre de 300 TWh contre 460 TWh aujourd'hui.

Les résultats, fondés sur des analyses de sensibilité et divers scénarios de mix de production de gaz renouvelable, montrent qu'il existe un gisement potentiel théorique de gaz renouvelable pouvant répondre à une demande énergétique de l'ordre de 300 TWh en 2050. Cela nécessitera des évolutions mineures du système gazier et notamment de développer la complémentarité entre réseau gaz et électrique.

Potentiel technique de gaz renouvelables injectables à horizon 2050

Sources : "Vers 100% de gaz renouvelables", ADEME, GRDF, GRTgaz



Présentation des acteurs



Principal distributeur de gaz naturel en France, GRDF exploite et développe le réseau de distribution de gaz naturel dans plus de 9 500 communes. Propriété des collectivités, ce réseau de près 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.



GRTgaz est l'un des leaders européens du transport de gaz naturel et un expert mondial des réseaux et systèmes de transport gazier. En France, GRTgaz possède et exploite plus de 32 400 km de canalisations enterrées et 26 stations de compression pour acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs et commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau. Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour adapter son réseau et concilier compétitivité, sécurité d'approvisionnement et préservation de l'environnement.



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



Le Syndicat des énergies renouvelables regroupe 380 adhérents, représente un chiffre d'affaires de 10 milliards d'euros et plus de 100 000 emplois. Elle est l'organisation professionnelle qui rassemble les acteurs de l'ensemble des filières énergies renouvelables : biomasse (Commission FBE), bois-énergie, biocarburants, biogaz, éolien, énergies marines renouvelables, géothermie, hydroélectricité, pompes à chaleur, solaire photovoltaïque (SOLER), solaire thermique et thermodynamique. Ses missions sont de promouvoir les énergies renouvelables et de défendre les intérêts des professionnels du secteur en développant des filières industrielles dynamiques et durables.



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 70 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 24 % des capacités de stockage nationales. Elle a réalisé en 2016, un chiffre d'affaires de 467 M€ et compte plus de 580 collaborateurs. Répondant à ses obligations de service public, Teréga assure également l'acheminement du gaz naturel à destination de plus de 400 postes de livraison, dans les meilleures conditions de sécurité, de coût et de fiabilité.

Ont contribué à cette édition :

GRDF : Catherine LEBOUL-PROUST, Raphaëlle NAYRAL, Julie PINEL, Ony RABETSIMAMANGA, Bertrand de SINGLY

GRTgaz : Mathilde GARRET, Alice SAURIN

SER : Robin APOLIT, Elodie BILLEREY, Johanna FLAJOLLET-MILLAN, Françoise JOUET

SPEGNN : Roger BOCK

Teréga : 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 538 165 490 euros / RCS Nanterre 440 117 620 / www.grtgaz.com

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

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

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 issu de forêts gérées durablement.

