

Du biogaz au biométhane :

l'avènement de la 3ème révolution gazière ?



Printemps 2018

En 2013,

après plus d'un demi-siècle d'activité, l'exploitation du gaz naturel du bassin de Lacq s'achevait. Deux ans auparavant, à Lille, une première installation de **méthanisation*** injectait du « biométhane » dans le réseau de distribution de gaz. Simple concours de circonstances ou prémices de la « **troisième révolution gazière** » (cf. schéma ci-après)?

La réponse à cette question est sans doute à rechercher au croisement de **deux dynamiques qui s'entretiennent l'une l'autre** : la transition énergétique d'une part, et la « mise en mouvement » des territoires d'autre part.

La **transition énergétique**, tout d'abord, dont le principe ne fait aujourd'hui plus débat tant les bouleversements climatiques dus à l'accumulation des gaz à effet de serre dans l'atmosphère sont lourds de conséquences pour l'équilibre de notre planète (écologique, géopolitique...).

Elle implique une décarbonation rapide - et à terme, totale - de notre mix énergétique dans laquelle le gaz naturel joue un rôle paradoxal. Il est **indispensable pour que cette transition soit menée à bien** puisqu'il constitue l'énergie fossile la moins carbonée, et qu'il apparaît comme complémentaire des énergies renouvelables (EnR) électriques intermittentes. C'est d'autant plus vrai

que l'infrastructure gazière est pertinente pour stocker les excédents de ces EnR. Il est cependant **voué à disparaître à terme du fait de son caractère fossile**.

Cela marquera-t-il pour autant la fin de l'énergie gaz et de son industrie ?

Rien n'est moins sûr car le gaz peut, lui aussi, être « renouvelable » grâce à la méthanisation. Le biogaz (gaz « vert » dans sa forme brute) et le biométhane (biogaz épuré) sont appelés à se substituer progressivement au gaz naturel, ce qui parachèvera la troisième révolution gazière (et contribuera à l'indépendance énergétique nationale). Certains acteurs de la filière s'engagent dès aujourd'hui pour que la part du gaz « vert » dans la consommation totale de gaz en France atteigne 30% d'ici 2030, et 100% d'ici 2050 (en incluant l'hydrogène).

Ce scénario implique des **changements profonds pour l'ensemble des acteurs de la chaîne du gaz, pour qui le verdissement du gaz est autant un passage obligé pour décarboner leurs activités qu'une opportunité de développer de nouveaux relais de croissance**.

* Procédé de valorisation des matières organiques pour produire du gaz d'origine renouvelable

Ce verdissement du gaz participe par ailleurs de la mise en mouvement des territoires français

dans l'aménagement et la création de synergies qui renouvellent et transforment l'activité locale.

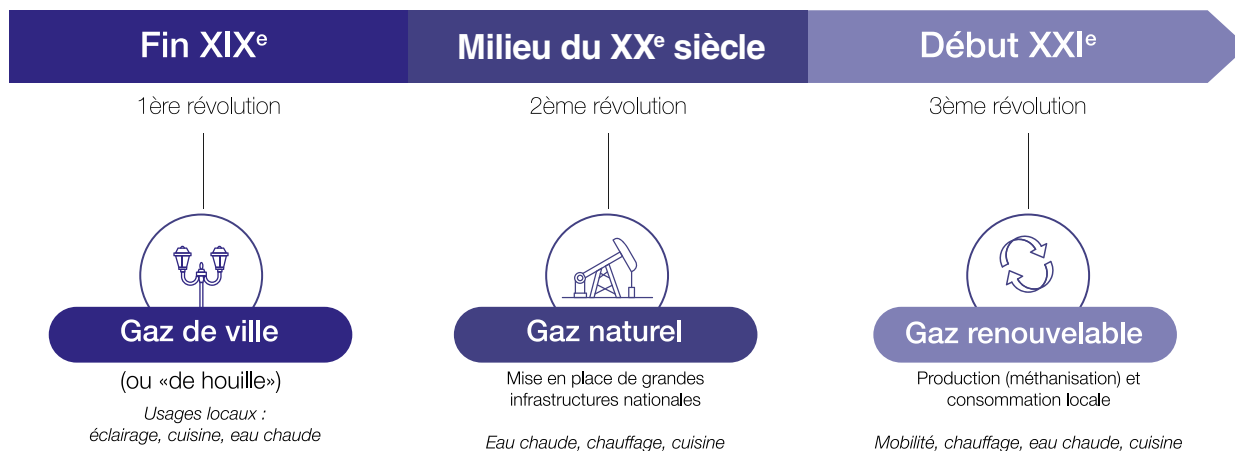
En plus d'être une source d'énergie renouvelable et locale, la méthanisation est également **un procédé de gestion des déchets** et des effluents et résidus agricoles, qui nécessite une bonne coordination des acteurs du territoire. Elle contribue de surcroît à la **diversification des activités agricoles** et à la création de nouvelles sources de revenus pour les agriculteurs. Elle participe enfin, à travers la production et l'épandage d'un « digestat » organique, d'une transition agro-écologique au service de l'environnement.

Riche de promesses, la filière méthanisation n'en est cependant qu'à ses prémices. Elle doit encore s'industrialiser pour simplifier la mise en œuvre de

projets de méthanisation aujourd'hui très complexe. La question de la **forme optimale de valorisation du gaz vert** (cogénération, carburant pour véhicule, injection dans le réseau...) se pose également, l'enjeu étant de faire en sorte que cette énergie survive à l'ensemble des dispositifs qui sous-tendent aujourd'hui son rapide essor.

Atlante vous propose donc d'identifier dans cette publication **certains leviers qui peuvent être actionnés pour favoriser l'industrialisation et le décollage de la filière méthanisation à court et moyen terme.** Une attention particulière sera accordée à **l'injection du biométhane dans le réseau**, qui constitue à ce jour la forme dont le développement est le plus rapide.

Le cycle des «révolutions gazières»



La réalisation de cette publication a été rendue possible grâce aux concours de plusieurs acteurs de la filière méthanisation, à qui nous souhaitons exprimer toute notre gratitude pour avoir accepté de partager leurs expériences. Elle a été nourrie grâce à leurs convictions et à la richesse de leurs exemples.

Parmi eux :

Simon Clodic, directeur commercial chez Cryo Pur

Benjamin de Buttet, directeur commercial chez DCbrain

Suzanne Renard, directrice du projet gaz chez Enercoop et chargée des investissements gaz chez Energie partagée

Cédric de Saint-Jouan, fondateur et Président de Vol-V, Président de France Biométhane

Franck Wintenberger, Directeur Territoires et Projets d'Avenir chez GRDF

Nous voudrions aussi remercier tous les membres du cabinet qui ont participé à la réalisation de ce document et tout particulièrement **Emmanuelle Salle** et **Guillaume Fournel**.

Céline Chanez et **Benjamin Signarbieux**,

Introduction

- Une filière complexe associant production d'énergie 8
et traitement des déchets
- Une Europe de la méthanisation à plusieurs vitesses 10

01 OÙ en est la filière méthanisation aujourd'hui en France ? *(biogaz et biométhane)*

- Une filière encadrée qui fait l'objet de diverses incitations..... 14
- Un fort essor des installations agricoles favorisé 18
par une hausse des tarifs d'achat
- L'injection dans le réseau de plus en plus privilégiée 22

02 Zoom : le rôle central du biométhane pour l'avenir de la filière

- Les objectifs et perspectives du biométhane 26
- Un équilibre à trouver entre offre et demande 32
 - L'innovation au service de la rentabilité
 - Un écosystème d'acteurs à structurer
 - Un cadre juridique à adapter
 - Les marchés du biométhane à « décloisonner »
 - La demande à stimuler grâce aux nouveaux usages du gaz : l'exemple de la mobilité au gaz

03 Et demain ?

- Après 2030 54

Une filière complexe associant production d'énergie et traitement des déchets

La méthanisation a pour spécificité d'être une filière de production d'énergie mais aussi de traitement alternatif des déchets. Les problématiques qui l'entourent sont donc nombreuses : gestion des intrants, construction et exploitation d'infrastructures, forme de valorisation optimale...

Ces problématiques mobilisent un grand nombre d'acteurs aux intérêts parfois contradictoires. Chaque situation est donc unique et fait l'objet d'un projet industriel complexe à part entière pour lequel l'ensemble des étapes doit être maîtrisé.



Au-delà du biométhane “de 1ère génération” obtenu à partir de déchets organiques, **le biométhane peut également être produit à partir de deux autres filières de transformation** correspondant à des techniques et des ressources différentes.

- **Le biométhane de 2ème génération** (encore au stade de pilote) est produit à partir de biomasse dite lignocellulosique (bois, paille) par gazéification. Son industrialisation est envisagée à l'horizon 2020.

- **Le biométhane de 3ème génération** est produit par la photosynthèse puis méthanisation de micro-algues. Au stade de R&D, le 1er TWh pourrait être produit en 2020.

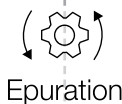


La très grande majorité des matières organiques permettent de produire du biogaz. Cette grande variété d'intrants contribue à la complexité et à la diversité des types d'installations de méthanisation (Cf. p.18)

En l'absence d'oxygène, des micro-organismes dégradent ces déchets et produisent un gaz composé de 50 à 70% de méthane appelé **biogaz**.

Ce biogaz peut être valorisé directement sous forme de chaleur et d'électricité ou être **épuré** du dioxyde de carbone qu'il contient (25 à 40%).
Il devient alors du biométhane.

Biogaz



Epuration

Biométhane



Carburant

(via réseau ou unité)

Mode de valorisation le plus vertueux d'un point de vue environnemental, appelé à jouer un rôle de moteur pour l'ensemble de la filière. Il est envisagé dans le cadre d'une flotte captive de véhicules (*transport de marchandises, bus, bennes à ordures ...*).



Cogénération

Mode de valorisation le plus répandu aujourd'hui et appliqué à tout type d'unité, il permet de valoriser 35 % de l'énergie primaire sous forme d'électricité, et jusqu'à 85 % avec une valorisation sous forme de chaleur.



Digestat

La méthanisation génère également un coproduit appelé digestat. Engrais organique naturel, il peut être répandu sur les terres agricoles en remplacement d'engrais chimiques.



Injection dans le réseau de gaz naturel

Le biométhane peut être directement injecté dans le réseau de gaz, ou porté jusqu'à un point d'injection.

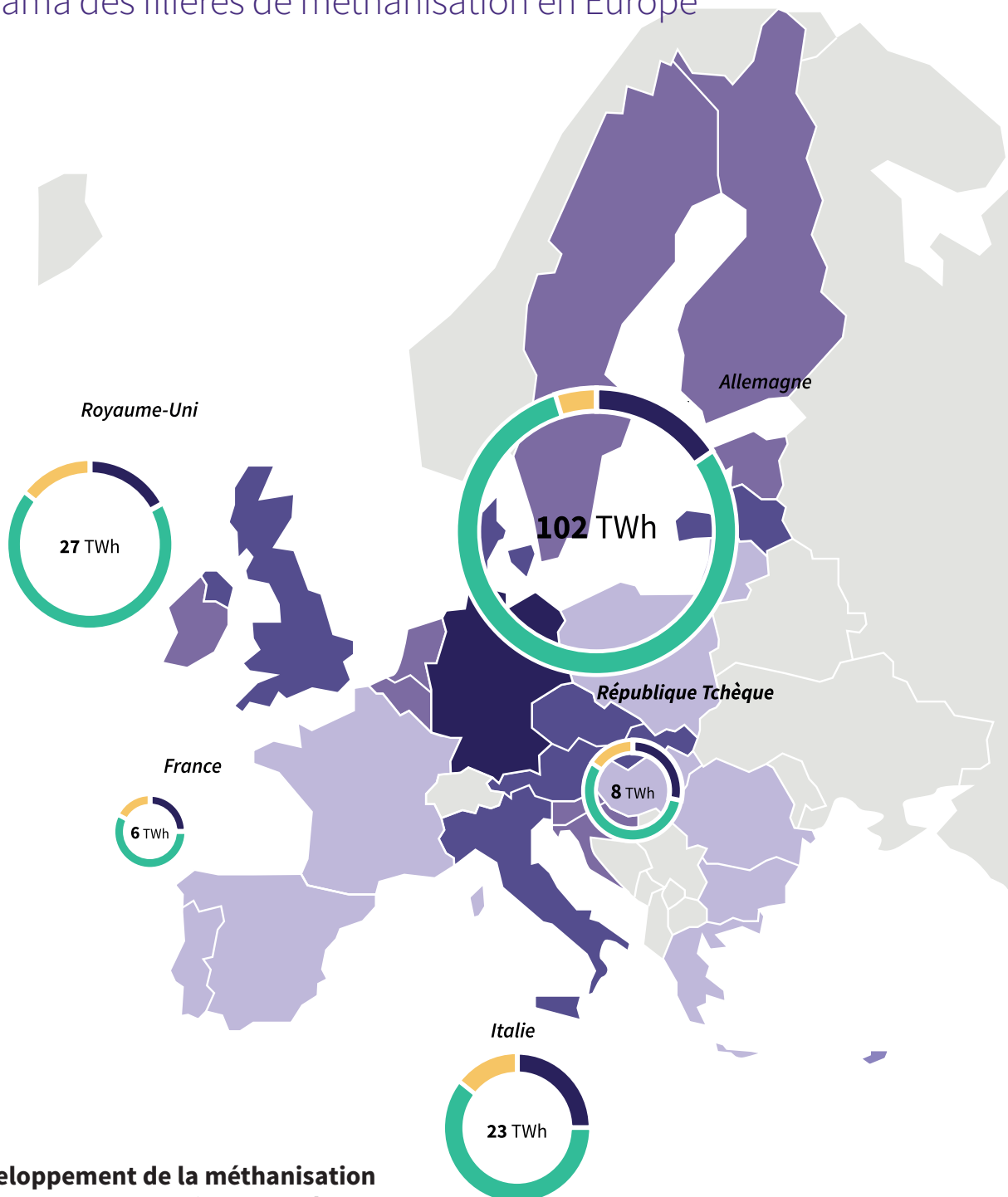


Chaleur

Mode de valorisation ayant un bon rendement mais nécessite un besoin important à proximité pour limiter les coûts de transport. Majoritairement utilisé pour les déchets industriels.

Une Europe de la méthanisation à plusieurs vitesses

Panorama des filières de méthanisation en Europe



► **Développement de la méthanisation dans les pays de l'Union Européenne**
avec zoom sur les pays les plus producteurs

Le modèle aujourd'hui dominant en Europe s'articule autour d'**installations de type agricole** et d'une valorisation du biogaz **sous forme de cogénération** (électricité et chaleur). **Les unités de production de biométhane sont encore très minoritaires, même si elles se développent depuis quelques années à une vitesse sensiblement plus élevée que les autres unités de méthanisation.**

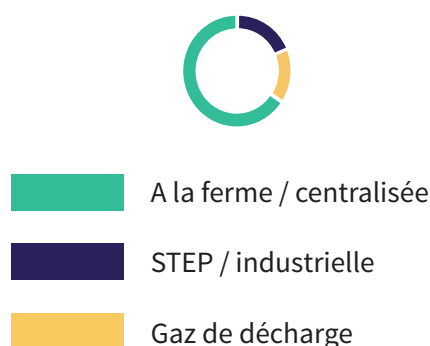
Les pays dont les filières sont arrivées à maturité (en particulier **l'Allemagne, qui produit la moitié du biogaz européen**, mais aussi l'Italie, la Suède...) ont en commun d'avoir mis en place très tôt des **politiques de soutien accommodantes, simples et pérennes**. Ces pays se sont par ailleurs largement appuyés sur la **valorisation de cultures énergétiques**, celles-ci représentant par exemple près de la moitié des intrants en Allemagne. C'est également le recours à ces cultures énergétiques qui sous-tend le **très rapide essor de la filière britannique actuellement à l'œuvre**.

Dans les pays où les filières sont les plus matures, les incitations financières sont aujourd'hui largement revues à la baisse, la méthanisation ne progressant plus que lentement... ce qui caractérise les filières ayant atteint un stade de développement avancé.

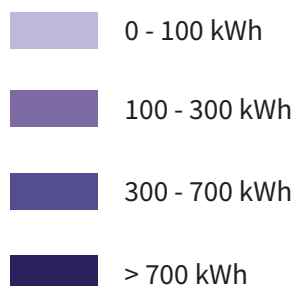
La **filière française** ne s'appuie pas sur les cultures énergétiques mais sur la **valorisation de déchets et de sous-produits** (agricoles, industriels ou municipaux), ce qui conduit à une très grande diversité d'intrants et complexifie l'industrialisation du processus de méthanisation. Elle **partage néanmoins avec d'autres pays de l'Union Européenne le fait d'avoir une filière biométhane progressant rapidement**.

Légende

Sources (énergie primaire 2015)



Production annuelle/habitant**



* EurObserv'ER 2016

** Atlante, données Eurostat

01

OÙ EN EST LA FILIÈRE MÉTHANISATION AUJOURD'HUI EN FRANCE ? (BIOGAZ ET BIOMÉTHANE)

- Une filière encadrée qui fait l'objet de diverses incitations
- Un fort essor des installations agricoles favorisé par une hausse des tarifs d'achat
- L'injection dans le réseau est de plus en plus privilégiée

Contrairement à certains de ses voisins européens, la France ne dispose pas encore d'une filière pleinement développée de méthanisation. Le potentiel de développement est pourtant important.

Celui-ci s'appuie d'abord sur un réservoir conséquent de matières potentiellement méthanisables lié à la place de l'agriculture dans le paysage économique français. Il repose par ailleurs sur une volonté politique affirmée de développer les énergies renouvelables, y compris dans le domaine du gaz vert, tout en soutenant le monde agricole en lui trouvant de nouveaux débouchés.

En conséquence, un cadre réglementaire et technique se dégage depuis le début des années 2010 et accompagne l'essor actuel de la filière.

Une filière encadrée...

La filière méthanisation est une filière à la fois complexe et prometteuse. Complexe du fait des divers produits et procédés qu'elle mobilise. Et prometteuse car son rôle pourrait être important dans la transition énergétique. Cela justifie aussi bien la réglementation qui l'encadre que les diverses incitations dont elle fait l'objet.

Une filière très encadrée pour garantir la sécurité des biens et des personnes

La filière méthanisation relève de la nomenclature des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE). Depuis 2009, une rubrique dédiée a été créée pour spécifier les procédures réglementaires des installations en fonction de leur taille et de la nature des intrants.

Pour les déchets non dangereux d'origine agricole ou agro-industrielle

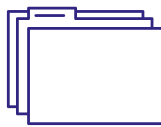
(matière végétale brute, effluents d'élevage, déchets végétaux de l'agroalimentaire...)



<30 tonnes/j

Régime de déclaration

*Constitution d'un dossier
sommaire*



Entre 30 et 60 tonnes/j

Régime d'enregistrement

*Dossier technique + consultation
communes + information du public*



Au-delà de 60 tonnes/j

Régime d'autorisation

*Etude de dangers + étude d'impact
+ enquête publique*

Au 30 mars 2018. Les recommandations du groupe de travail "Lecornu" sur la méthanisation publiées fin mars 2018 prévoient notamment de remonter le seuil du régime d'autorisation de 60 à 100 tonnes/j.

Pour **les autres déchets non dangereux**, le régime est celui de **l'autorisation**, quel que soit le tonnage traité quotidiennement.

D'autres types d'autorisations sont également nécessaires : permis de construire, éventuel agrément sanitaire, permission de voirie... Ces diverses autorisations, nécessaires pour satisfaire des **exigences élevées en termes de sécurité**, sont néanmoins facteurs de **complexité et d'incertitude pour les porteurs de projets**.

C'est pourquoi a été généralisée en 2015 une **autorisation unique** (fusionnant les diverses autorisations administratives) pour les installations soumises à autorisation. Pour ces installations, le délai d'obtention devrait ainsi passer de 15 à 10 mois.



...qui fait l'objet de diverses incitations

Diverses incitations pour soutenir l'essor de la filière

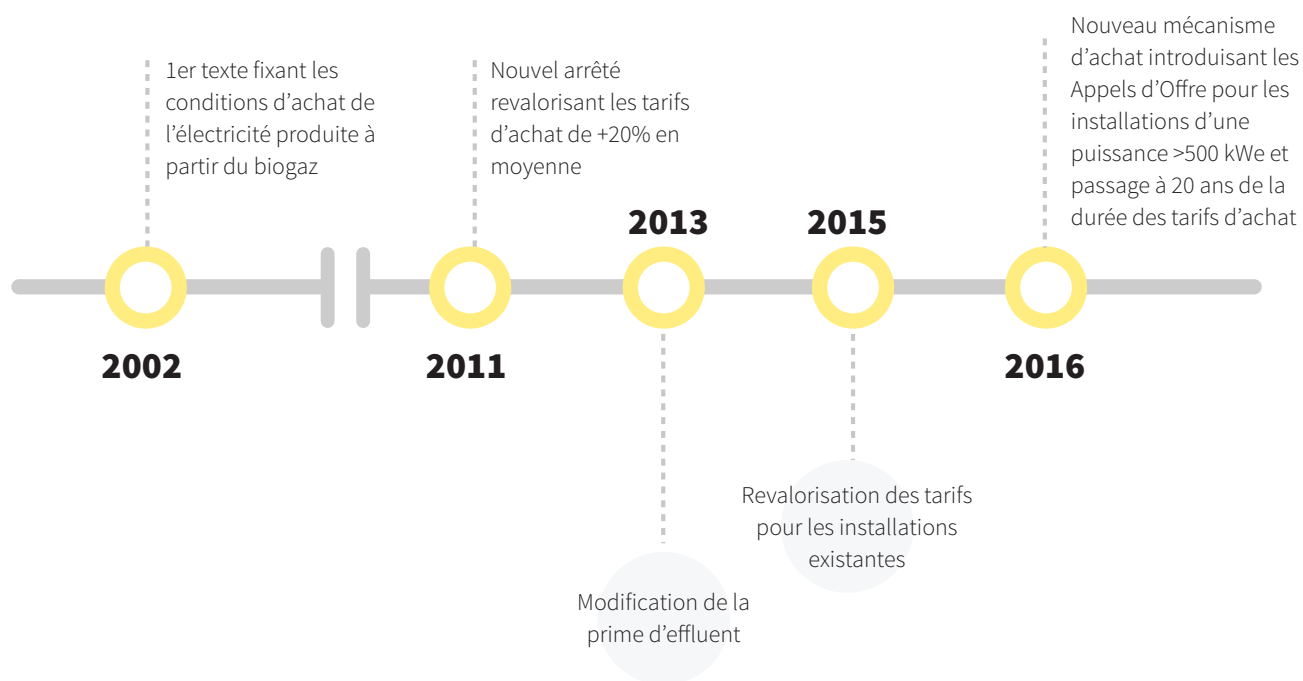
Du fait de sa complexité, les coûts de production de la filière restent aujourd'hui encore élevés et ne lui permettent pas d'atteindre l'équilibre dans des conditions de marché. Divers mécanismes de soutien, éprouvés pour soutenir le développement d'autres ENR, sous-tendent l'essor de la filière. **En voici les principaux.**

Les tarifs d'achat

Les tarifs d'achat, variables en fonction de différents critères (forme de valorisation, taille des exploitations, nature des intrants, efficacité énergétique de l'installation etc.) constituent la **pierre angulaire du soutien à la filière**. Les surcoûts qui en découlent pour les fournisseurs d'énergie sont **compensés par un fonds dédié** géré par la Caisse des Dépôts et Consignations.

Les tarifs d'achat d'**électricité produite à partir de biogaz** ont été réévalués à diverses reprises et sont d'une durée de **20 ans depuis décembre 2016**. Les installations de biogaz d'une puissance électrique supérieure à 500 kW sont quant à elles soumises à des **procédures d'appels d'offres**, même si à la suite des conclusions du groupe de travail méthanisation en mars 2018, ces procédures pourraient être remplacées par un mécanisme de complément de rémunération pour les installations de taille moyenne.

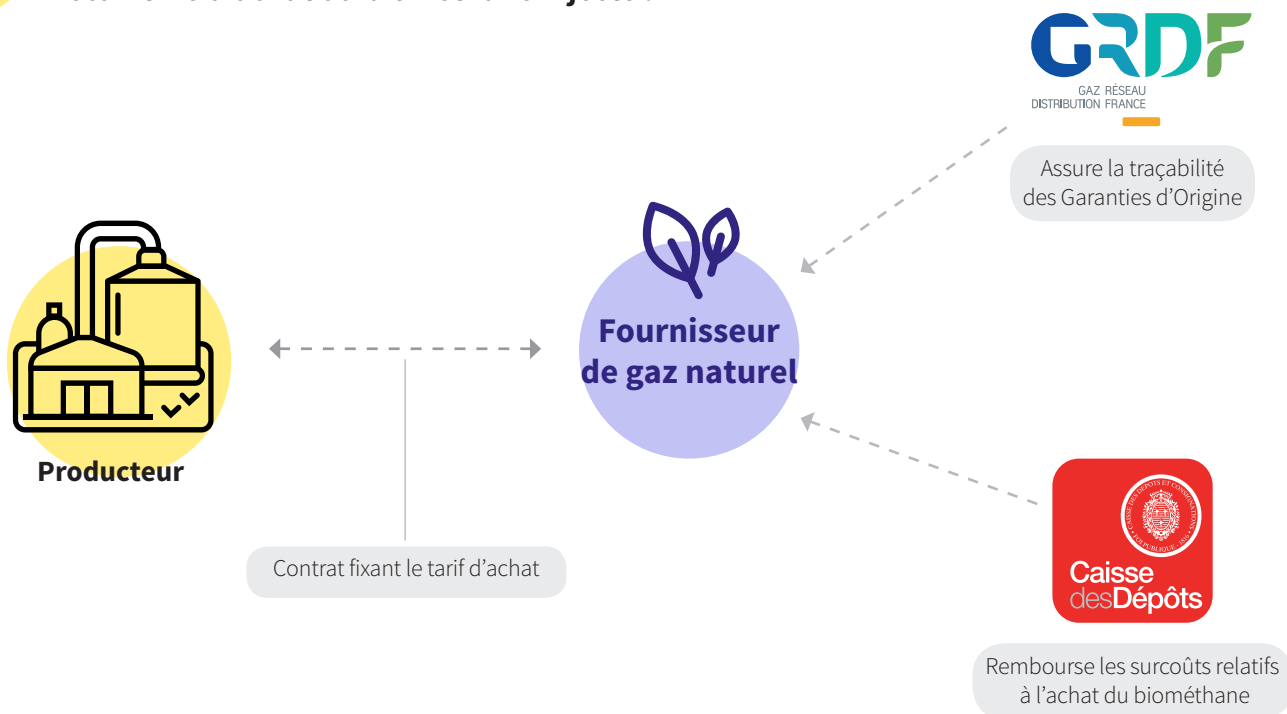
► Chronologie des arrêtés relatifs aux tarifs d'achat d'électricité issue du biogaz :



Les travaux de concertation sur les tarifs d'achat pour le **biométhane injecté**, ont fixé une durée d'obligation d'achat de **15 ans** depuis 2011. Seul le biométhane injecté (à l'inverse du biométhane porté. Cf. p.50) bénéficie de ce tarif d'achat.

Les fournisseurs de gaz reçoivent également des **Garanties d'Origine** grâce auxquelles ils peuvent notamment proposer des « offres vertes » à leurs clients. Ces garanties d'origine sont valorisées à hauteur de 100% pour les usages « carburant », et à 25% pour les usages « combustible ».

► Mécanisme d'achat du biométhane injecté :



€ Les subventions

En **complément** des tarifs d'achat ou des appels d'offres, des subventions sont octroyées pour soutenir les porteurs de projet. Ces subventions, qui s'accompagnent parfois d'une aide technique, proviennent de l'ADEME (env. 40 millions d'€/an et 100 projets/an), des collectivités territoriales (notamment via le FEDER pour les régions), mais aussi des Agences de l'eau, la méthanisation des déchets agricoles concourant à limiter la pollution des nappes phréatiques.

Un fort essor des installations agricoles favorisé par une hausse des tarifs d'achat pour la cogénération

Jusque dans les années 2000, la méthanisation était avant tout perçue comme un procédé de gestion des déchets (de STEP, industriels ou de décharge), plutôt que comme un moyen de produire de l'énergie. Le biogaz pouvait ainsi être directement « torché ». La mise en place de tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz en 2006 a favorisé l'essor de nouvelles capacités. Deux grandes tendances se dégagent ces dernières années : le développement des installations agricoles, et la dynamique en faveur de la valorisation sous forme d'injection.

Différentes typologies d'installations



Les installations agricoles

se répartissent en deux catégories

- **Agricole autonome** : projets portés par un ou plusieurs agriculteurs, méthanisant plus de 90% de matière agricole issue directement des exploitations, avec de petites capacités de production
- **Agricole territorial** : projets portés par des agriculteurs ou des exploitants agricoles, dont les intrants sont composés à plus de 50% des déchets des exploitations, et intégrant d'autres déchets du territoire (ménagers, industries locales...)



Les installations valorisant les déchets ménagers et biodéchets,

portées par une collectivité, un syndicat de traitement des déchets, un ou plusieurs industriels, méthanisant la fraction organique des ordures ménagères après que celles-ci ont été triées



Les installations industrielles

à partir d'intrants issus d'industries agro-alimentaires



Les stations d'épuration (STEP)

qui utilisent les boues urbaines ou industrielles, de capacités généralement importantes



Les installations de stockage de déchets non-dangereux

(ISDND), qui valorisent le biogaz issu de la méthanisation naturelle des déchets de décharge.

Environ 680

*installations à fin 2017 produisant du biogaz ou du biométhane (tous types de valorisation), dont **près de la moitié sont de type agricole.***

NB : ce décompte inclut les unités valorisant le biogaz sous forme de chaleur seule, et qui ne sont donc pas reliées à un réseau d'un distributeur ou transporteur d'électricité ou de gaz

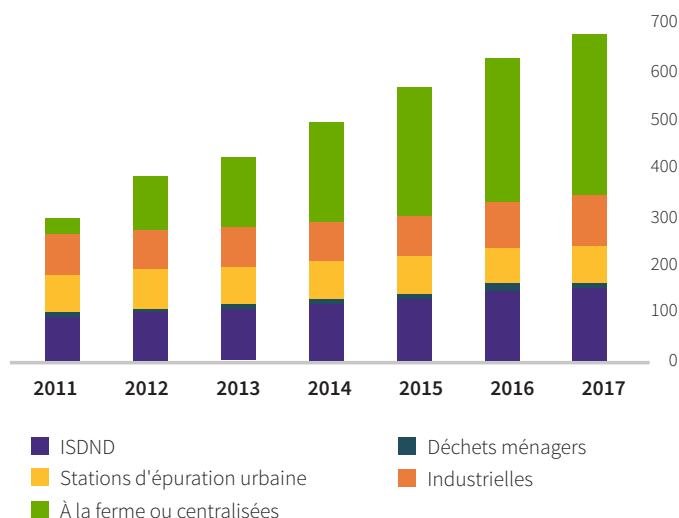
Le développement de la filière en France est tiré, ces dernières années, par la forte **croissance du nombre d'installations agricoles « à la ferme » ou « centralisées ».**

Elle reflète d'abord la prise de conscience, au niveau politique, que la méthanisation agricole est un moyen de créer de **nouveaux revenus pour les agriculteurs tout en contribuant positivement à la valorisation du territoire et à la transition énergétique.**

La hausse des tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz, couplée à la **« miniaturisation » des installations**, a par ailleurs permis à ces unités de plus petite taille (et de puissance unitaire bien moins importante que les autres types d'unités) de franchir le seuil de rentabilité.

Cette évolution s'explique enfin par le fait que, d'après l'ADEME (2013), **90% la matière potentiellement méthanisable se trouve dans les territoires ruraux.** Cette tendance devrait donc se confirmer à l'avenir.

► Evolution du parc par type d'unité de production



Analyse Atlante, à partir de :
ADEME pour données jusqu'en 2015
Stat Info Energie pour données ISDND 2016/2017
SINOE pour les autres données

+ ZOOM SUR

Quelle place pour les cultures énergétiques ?

La France a fait le choix de ne recourir que de façon modérée aux cultures énergétiques primaires, c'est-à-dire entièrement dédiée à la valorisation énergétique. La question d'un recours plus poussé aux cultures intermédiaires à vocation énergétique se pose néanmoins compte-tenu de leurs caractéristiques et du cercle vertueux que l'on peut en attendre.

En application de la loi de transition énergétique, un décret de juillet 2016 **limite le recours aux cultures énergétiques primaires à 15% des intrants**. Elles ont donc un rôle d'appoint pour l'approvisionnement des méthaniseurs.

Ce choix tranche avec celui de l'Allemagne, notamment, pour qui l'essor de la filière s'est largement appuyé sur ces cultures qui permettent d'avoir des intrants homogènes, plus facilement méthanisables.

Les questions soulevées par les cultures énergétiques primaires



La concurrence d'usage des sols que ces cultures impliquent, notamment vis-à-vis de cultures alimentaires, pour des périodes s'étalant sur 15 à 20 ans a minima.



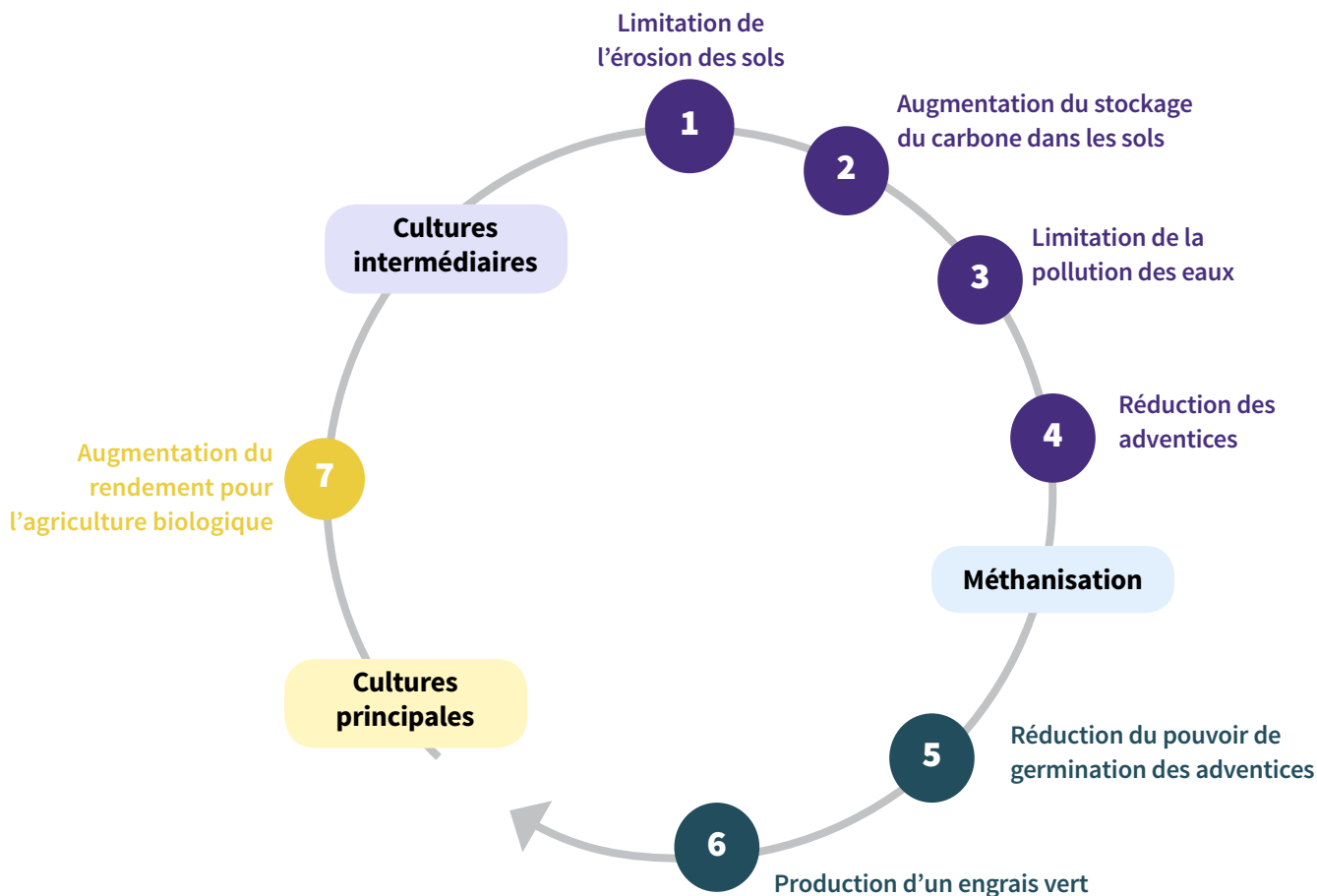
L'évaluation de l'impact agro-environnemental de ces cultures est difficile, notamment en termes d'émissions de gaz à effet de serre en cas de changement d'affectation des sols.

Et les cultures intermédiaires ?

Les cultures intermédiaires sont des cultures semées et récoltées entre deux cultures principales. Elles ne sont pas destinées à être récoltées. Depuis 2009, près de 55% de la surface agricole utile française est soumise à une obligation de couverture des sols par une culture intermédiaire en hiver.

Ces cultures peuvent être destinées à compléter l'alimentation d'un méthaniseur pour en sécuriser son approvisionnement. Elles sont alors appelées CIVE (Culture Intermédiaire à Vocation Énergétique). Cette forme de valorisation leur permet d'entrer dans un cycle vertueux, sans concurrencer, notamment, des usages alimentaires.

Le cycle vertueux des CIVE



1

Optimisation de l'infiltration et de la rétention de l'eau dans les sols ce qui induit une **diminution du ruissellement et de l'érosion du sol**.

2

Enrichissement de la couche arable en carbone organique grâce à la formation de racine et à la restitution du digestat

3

Capture de l'azote du sol évitant le lessivage et réduction des fuites de nitrate

4

Réduction de la germination des mauvaises herbes (adventices) par étouffement

5

Digestion des graines d'adventices contenues dans les lisiers et fumiers normalement épandus

6

Utilisation du digestat **en remplacement d'engrais chimique**

7

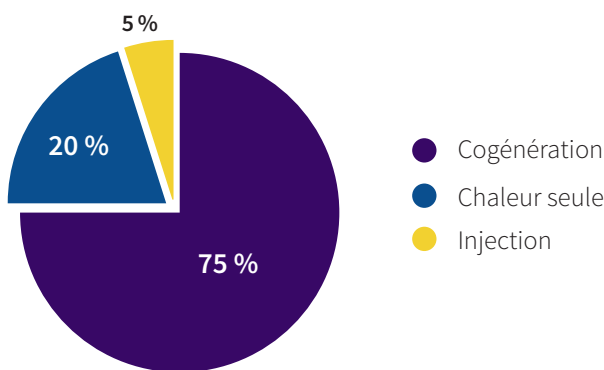
Entre 12 et 30% d'**augmentation du rendement** pour des plantes issues de l'agriculture biologique grâce à l'utilisation du digestat

L'injection dans le réseau de plus en plus privilégiée

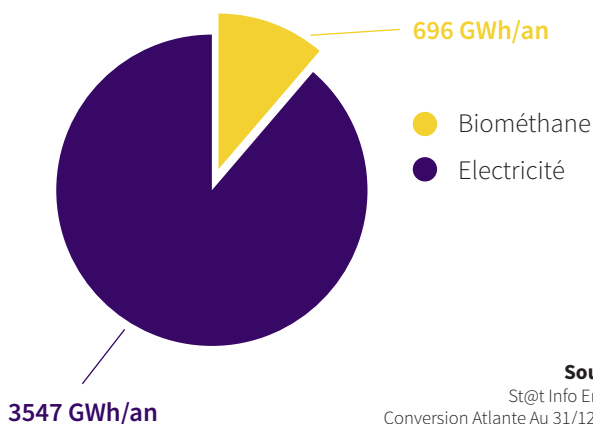
Même si la valorisation sous forme de cogénération reste aujourd'hui encore dominante, l'injection dans le réseau est de plus en plus privilégiée.

La cogénération reste aujourd'hui encore la principale forme de valorisation issue de la méthanisation

Répartition des installations de méthanisation par type de valorisation



Capacités maximales de production



Source :
St@t Info Energie
Conversion Atlantique Au 31/12/2017

Les capacités maximales de production d'électricité sont fin 2017, environ sept fois supérieures à celles de biométhane. Pour autant, le développement de la cogénération s'est trouvé ralenti ces dernières années, pour plusieurs raisons.

- **Des dysfonctionnements des matériels** liés à la complexité des processus, renforcée par la grande diversité d'intrants et par l'inadéquation des méthaniseurs par rapport aux intrants. Les matériels utilisés les premières années de la filière étaient identiques aux matériels allemands, conçus pour des intrants beaucoup plus homogènes (avec notamment une grande part de cultures énergétiques). Ces dysfonctionnements, couplés à des tarifs trop bas voire inexistantes pour des installations au-delà de 500kW, ont fortement **altéré la rentabilité des projets de cogénération, et en conséquence, la confiance des acteurs financiers.**
- **Des projets très complexes**, comparés à d'autres types de projet ENR de chaleur (biomasse) et d'électricité (éolien on-shore notamment).

La dynamique est du côté de l'injection du biométhane dans le réseau

L'injection dans le réseau constitue aujourd'hui la forme de valorisation qui se développe le plus rapidement au sein de la filière méthanisation. Elle vient pallier le relatif essoufflement de la cogénération et représente un très fort potentiel de développement pour la filière dans son ensemble.

Installations produisant de l'électricité à partir de biogaz.

674 GWh/an

de capacités pour 192 projets dans la file d'attente



+ 1%
En 2017

Source :

St@t Info Energie
GRDF / Préviation Atlantique à partir
des derniers chiffres disponibles

Installations injectant du biométhane dans le réseau

7800 GWh/an

de capacités pour 361 projets dans la file d'attente



+68%

En 2017 par rapport
à fin 2016

Cet essor s'explique notamment par la mise en activité des projets entrepris suite à l'instauration des tarifs d'achat du biométhane en 2011, par le perfectionnement technique des installations et par le meilleur rendement énergétique de l'injection par rapport à la cogénération. C'est ce qui a motivé la mise en place du **« principe de prévalence » de l'injection sur la cogénération**. Un porteur de projet qui souhaite aujourd'hui monter une installation de cogénération doit au préalable démontrer que cette installation ne peut être reliée au réseau de gaz de façon efficiente.

Du fait de la grande diversité des projets de méthanisation, la cogénération et l'injection continueront de coexister en parallèle. Pour autant, cette dernière forme de valorisation est à la fois la plus récente, mais également la plus prometteuse. Elle mérite une attention toute particulière.

02

ZOOM : LE RÔLE CENTRAL DU BIOMÉTHANE POUR L'AVENIR DE LA FILIÈRE

Les objectifs et perspectives du biométhane
Un équilibre à trouver entre offre et demande

Offre

Demande

- Un cadre juridique à adapter

L'innovation au service de la rentabilité •
Un écosystème d'acteurs à structurer •

- Les marchés du biométhane à "décloisonner"
- La demande à stimuler grâce aux nouveaux usages du gaz : l'exemple de la mobilité au gaz

Jusqu'à présent, le développement de la filière méthanisation a été principalement sous-tendu par l'essor des installations valorisant le biogaz sous forme de cogénération.

Pourtant, la dynamique de la filière penche aujourd'hui nettement en faveur d'une valorisation sous forme de biométhane injecté dans le réseau. Cette dernière semble ainsi en mesure de prendre le relais et de faire office de locomotive pour l'ensemble de la filière.

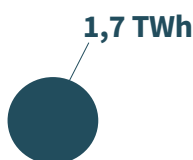
Pour prometteuse qu'elle soit, la production et la valorisation de biométhane, plutôt que de biogaz, demeure encore aujourd'hui limitée. Diverses pistes doivent donc être identifiées pour améliorer son équilibre économique, en jouant aussi bien sur l'offre que sur la demande.

Des objectifs ambitieux pour la filière biométhane

La filière méthanisation reste encore relativement méconnue du grand public. Diverses parties prenantes œuvrent néanmoins depuis une décennie pour en faire un levier à part entière de la transition agro-écologique et énergétique française. En ce qui concerne spécifiquement le biométhane, la PPE affiche un objectif de 10% de gaz vert dans la consommation d'ici 2030. Fin 2017, GRDF a triplé cet objectif en ré-estimant à 90 TWh la consommation de gaz vert en 2030 et milite pour l'inscrire en tant qu'objectif de la PPE en 2018.

Les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

La programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée en 2016 fixe des **objectifs intermédiaires pour l'injection annuelle de biométhane dans le réseau**. A noter que le biométhane « porté » (sous forme liquéfiée ou comprimée) ne fait pas l'objet d'objectifs spécifiques.



2018



2023

* dont 2 TWh
d'usage bioGNV



2030

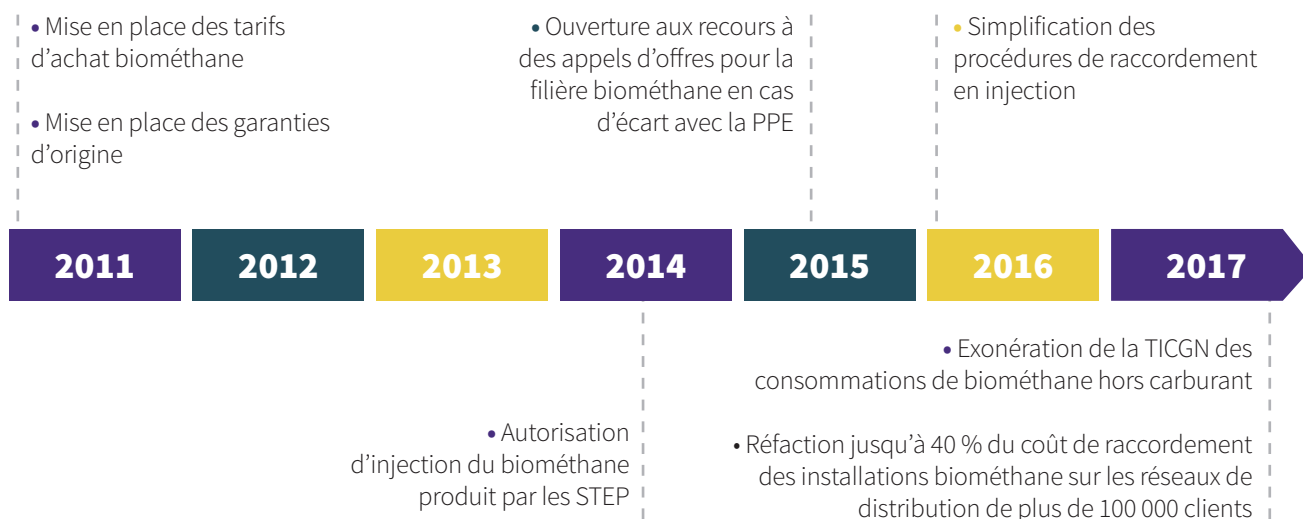
** pourcentage s'appuyant sur le scénario
ADEME de forte baisse des consommations
de gaz d'ici 2030

Quels sont les acteurs qui œuvrent au développement du biométhane?

Depuis le début des années 2010, le secteur s'est transformé sous l'influence de divers acteurs aux objectifs parfois différents mais non contradictoires.

- **Les pouvoirs publics** pour qui le biométhane est un levier de la transition énergétique tout en étant source de diversification des activités agricoles. L'ADEME, agence dépendant du ministère de l'énergie, préconise le recours au biométhane injecté lorsque cela est possible, plutôt qu'à la cogénération.
- **Les acteurs historiques du gaz** (ENGIE, GRTgaz, GRDF, Teréga, R-GDS...) pour qui le biométhane représente l'avenir, dans la perspective d'un mix à terme décarboné.
- **Les fabricants de méthaniseurs** et autres entreprises fournisseurs de process, parfois issues du secteur des ENR électriques, attirées par la croissance à deux chiffres du secteur.
- **Le monde agricole**, premier acteur et bénéficiaire de l'essor du biométhane (Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France, FNSEA, APCA....)

Pour atteindre les objectifs fixés, des incitations se mettent en place

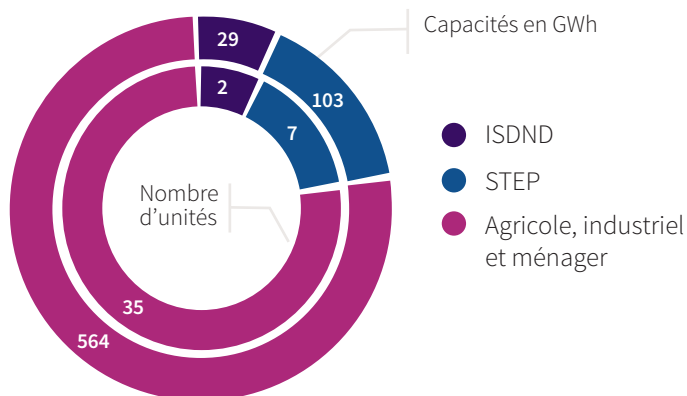


Le biométhane injecté : un avenir prometteur

Des résultats encore limités

- A fin 2017, les capacités d'injection atteignaient **696 GWh**.
- En 2017, 406 GWh ont effectivement été injectés dans le réseau, ce qui représente **moins de 1% du gaz ayant circulé dans le réseau**.

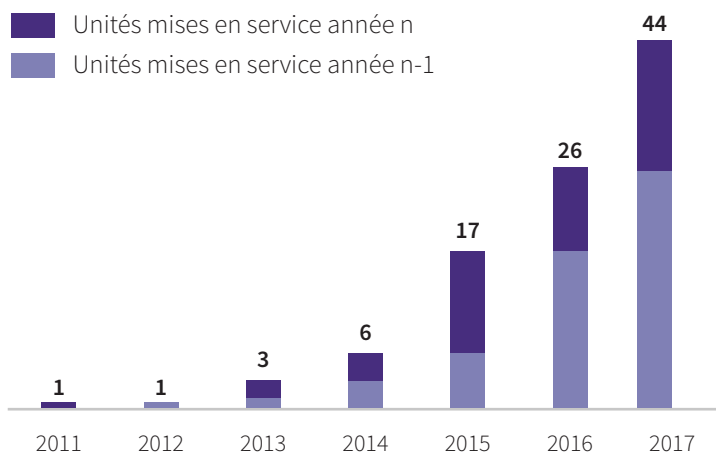
Répartition des unités de production de biométhane par type d'installation



Source : Service de la donnée et des études statistiques (SDES). À fin décembre 2017

Une dynamique favorable

Evolution du nombre d'unités d'injection



- Le nombre d'unités nouvellement mises en services a fortement progressé depuis 2015.

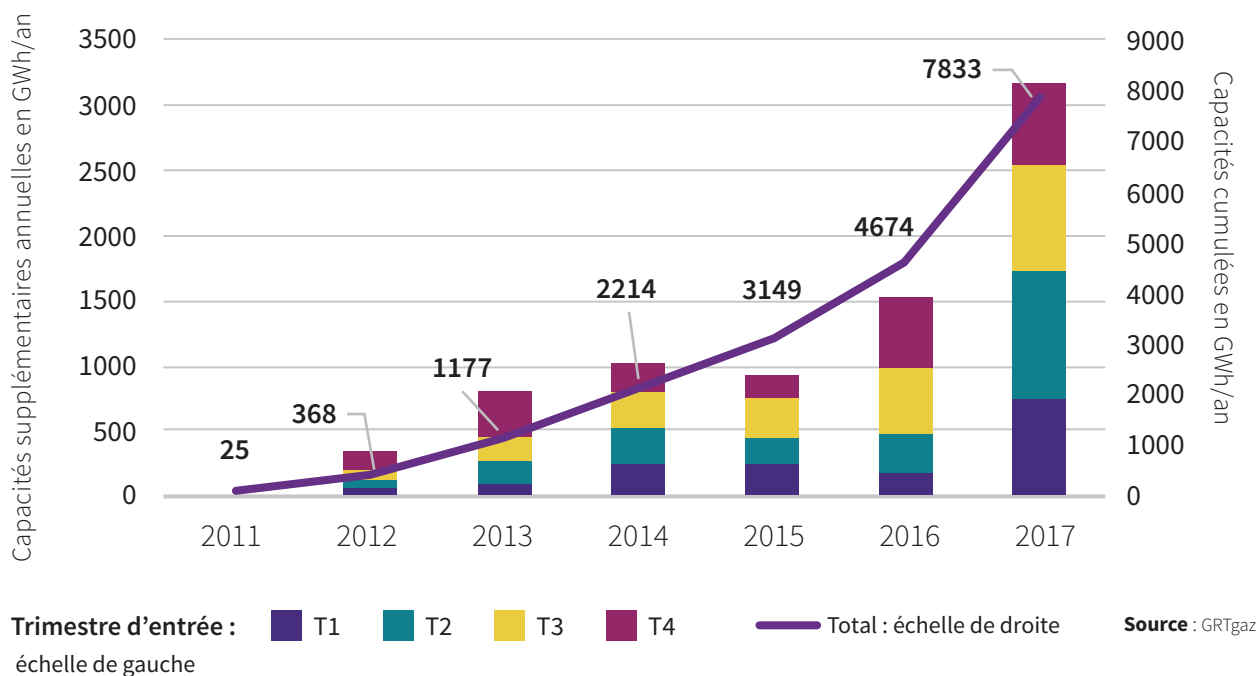
- **18 installations supplémentaires** ont été installées en 2017 pour une capacité supplémentaire de 285 GWh/an.

Source : Service de la donnée et des études statistiques (SDES). Au 31/12/17

Un décollage annoncé

- La quantité de réservations de capacités (effectuées au moment des études détaillées des projets) est un bon indicateur du développement futur de la filière.
- La capacité des 361 projets en file d'attente atteint **7 800 GWh/an** au 31 décembre 2017, en hausse de 68 % par rapport à 2016.
- Une **forte accélération du développement du biométhane injecté** peut donc être anticipée dans les années à venir, même s'il est probable que l'ensemble des projets n'aboutiront pas à des installations effectives.

► Capacités supplémentaires annuelles et cumulées inscrites dans la file d'attente



La dynamique de développement de l'injection de biométhane est réelle. Certains leviers peuvent néanmoins être actionnés afin de sécuriser l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Cédric de Saint-Jouan Président de France Biométhane



« La filière biométhane est une filière d'avenir pour nos territoires, notre économie et pour la transition énergétique, à condition, cependant, qu'on l'aide à tenir toutes ses promesses.

D'un point de vue technique, la méthanisation est un procédé complexe composé d'un assemblage de nombreux éléments différents (trémies, ponts, cuves, broyeurs, etc...). Aujourd'hui les fournisseurs de process doivent encore industrialiser ceux-ci de manière à prendre en compte la diversité d'intrants propre à la filière française et améliorer leur service après-vente. Cette complexité, l'étroitesse du marché français, et le manque de visibilité sur leur carnet de commande les empêchent d'apporter suffisamment de garanties sur les niveaux de production et de disponibilité des équipements, avec un impact direct sur les capacités de financement de ces projets.

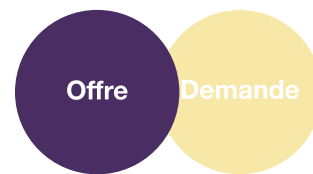
Au niveau réglementaire, le biométhane est à la croisée de réglementations de 3 secteurs (énergie, agriculture et déchets), à la fois très techniques et indépendantes les unes des autres. Cette situation crée des difficultés pour l'obtention d'autorisations, très exposées aux recours juridiques, et dont l'issue est incertaine pour les porteurs de projet. La concertation avec l'ensemble des acteurs locaux est

une étape indispensable, même si elle ne suffit pas à se prémunir contre l'ensemble des recours administratifs. Concernant les tarifs d'achat, leur niveau semble globalement satisfaisant. Cela devra être confirmé par les premiers retours d'expérience des projets en exploitation. La durée des contrats d'achat devrait néanmoins être alignée sur la durée de vie économique des projets, soit 20 ans minimum, comme c'est déjà le cas pour la cogénération, l'éolien ou le solaire. Pour s'approcher des objectifs, il faut également prévoir des mécanismes de rémunération spécifique pour le gaz porté ou la reconversion des sites de cogénération en injection. A terme on peut imaginer un système de soutien lié au mécanisme relatif à la taxe carbone. L'équation économique reste donc encore tendue, même si pour les industriels que nous sommes, les promesses de la méthanisation valent bien de se lancer dans l'aventure. »

« Aidons le biométhane à tenir toutes ses promesses »



Un équilibre à trouver entre offre et demande (1/2)



Pour être en mesure de tenir les objectifs de développement de la filière, deux aspects doivent être pris en compte : celui des coûts de production dans leur ensemble ; et celui de la demande, qui se caractérise aujourd'hui par une importante saisonnalité et une forte dépendance à la consommation locale.

Du côté de l'offre, des coûts de production qui restent élevés

La filière injection présente encore aujourd'hui des coûts de production élevés qui influent sur son développement. Ces coûts de production peuvent se décomposer en trois parts (qui varient en proportion d'un projet à l'autre) :



Les coûts de fourniture en matières premières, qui comprennent la production ou l'approvisionnement et le transport. A noter que ces coûts peuvent être compensés par la redevance de traitement des déchets, qui dans certains cas, peut faire de la fourniture en matières premières dans son ensemble une activité intrinsèquement rentable.

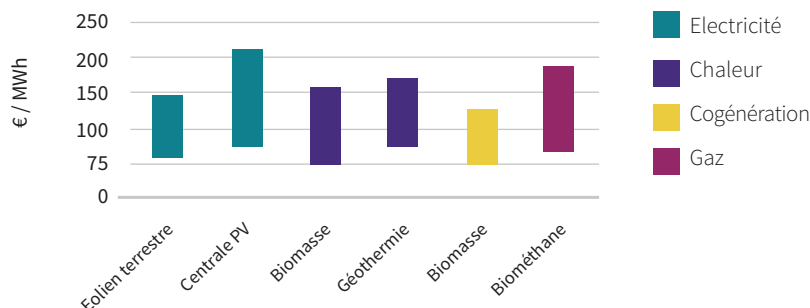


Les coûts de production du biogaz, qui comprennent l'ensemble des postes liés à la transformation des matières entrantes en biogaz (système d'alimentation, digesteurs, séparation de phase, stockage des matières, etc.)



Les coûts de transformation du biogaz en biométhane injecté, qui comprennent les postes liés à la conversion du biogaz en biométhane et à son injection (épurateur, raccordements aux réseaux d'énergie, etc.)

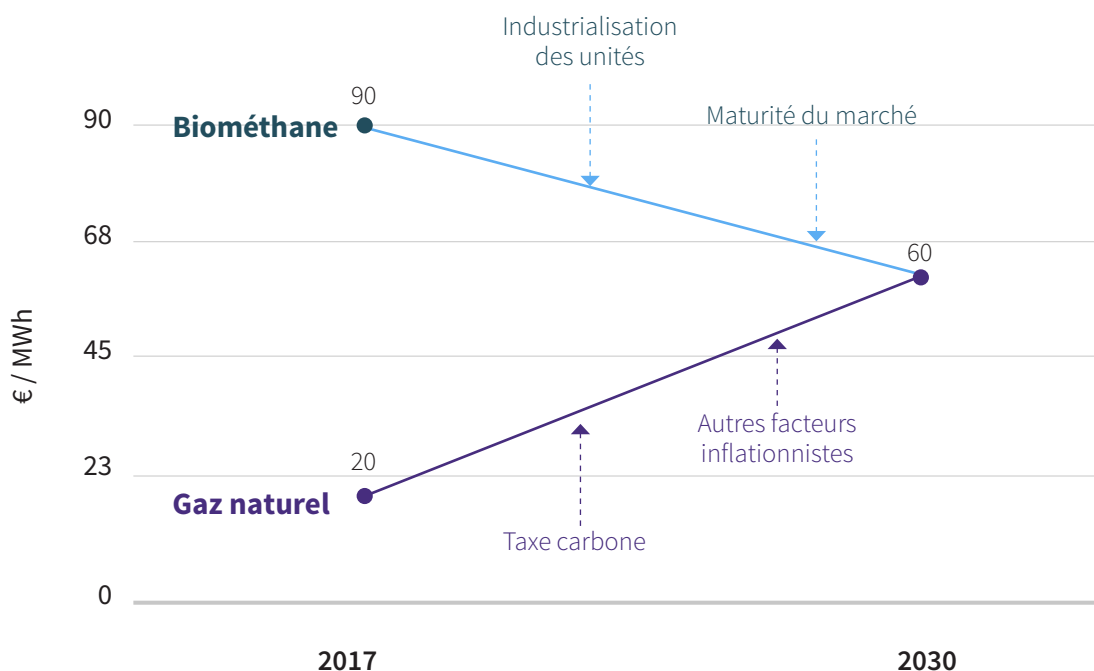
► Le prix de production du biométhane est comparable à ceux d'autres ENR



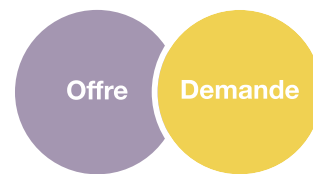
La comparaison des coûts ci-contre se limite aux coûts de production. Elle ne prend pas en compte les coûts d'acheminement qui diffèrent d'une énergie à l'autre (pertes, infrastructures) ni les externalités positives différenciées qui découlent de la production mais aussi de l'usage de chaque type d'ENR.

Source : Ademe 2016

Le coût de production du biométhane qui résulte de ces trois composantes est aujourd'hui de **90 €/MWh** en moyenne. En comparaison, le coût du gaz naturel est actuellement de **20 €/MWh**. Ces coûts n'intègrent néanmoins pas les externalités, positives et/ou négatives qui découlent de la production et de la consommation de biométhane ou de gaz naturel. Des analyses montrent par ailleurs que ce différentiel de coût devrait se réduire notamment grâce à l'industrialisation des unités et à l'augmentation de la fiscalité carbone (qui intègre dans le prix du gaz naturel l'externalité négative que constitue l'émission de CO₂) pour atteindre un équilibre autour de 60 €/MWh vers 2030.



Un équilibre à trouver entre offre et demande (2/2)



Une demande par nature limitée

Au regard des coûts encore élevés de production du biométhane, une « impulsion prix » est nécessaire pour assurer l'équilibre économique de la filière. En plus des subventions accordées, les tarifs d'achat du biométhane, instaurés en 2011, permettent à la majorité des projets d'être aujourd'hui rentables, d'après l'ADEME. Ces tarifs d'achat varient entre **45 et 125 €/MWh** en fonction des types de déchet et de la taille des unités.

Ils ont néanmoins une durée limitée de 15 ans (contre 20 ans pour l'électricité produite à partir du biogaz, par exemple). Par ailleurs, et comme le rappelle régulièrement la Commission européenne, **ces dispositifs n'ont pas vocation à perdurer** au-delà d'un délai raisonnable nécessaire au développement de la filière.

En parallèle à la réduction des coûts de production, le levier de la demande de biométhane doit donc être actionné pour qu'à terme, un équilibre économique puisse être atteint dans des conditions de marché.

Or, cette demande est aujourd'hui limitée par deux phénomènes :



La saisonnalité de la demande de gaz,

indistinctement de son origine. La demande peut varier d'un facteur 5 en fonction de la saison (plus de 60% du gaz consommé en France l'est pendant la période de chauffe).

Or, pour qu'une installation de biométhane soit rentable, il faut qu'elle puisse injecter au minimum dans le réseau pendant 8000 heures par an (contre 3000 heures de fonctionnement par an pour qu'un parc éolien soit rentable, par exemple).

Comment, dès lors, rentabiliser une unité d'injection, qui se caractérise par des coûts élevés, si elle ne peut tourner à plein régime toute l'année?



Une demande cloisonnée.

La majorité des unités d'injection de biométhane sont raccordées au réseau de distribution.

Or, celui-ci est par nature cloisonné, sans possible renvoi vers le réseau de transport à date, et ne couvre qu'une partie du territoire, et donc de la demande potentielle.

Au regard de cette double contrainte des coûts élevés et de la demande limitée, quels sont les leviers qui peuvent être actionnés pour permettre à la filière d'atteindre ses objectifs ?

de

L'innovation au service de la rentabilité économique

D'après l'ADEME, la majorité des projets sont aujourd'hui rentables. Cependant, pour concurrencer le gaz naturel et faire perdurer cette rentabilité au-delà des tarifs d'achat, le coût des projets doit être revu à la baisse. L'innovation technologique a là un rôle à jouer.

L'innovation technologique pour baisser les coûts de production

Au-delà de la standardisation et de l'adaptation des équipements au modèle français de méthanisation, **différentes solutions sont envisageables pour améliorer le rendement des installations.**

A titre d'exemple, GRDF a identifié des pistes techniques qui pourraient contribuer à une réduction des coûts d'environ 30% d'ici 2023. Elles sont diverses et touchent l'ensemble de la chaîne de production, par exemple :

- Le **broyage des intrants** pour augmenter leurs capacités méthanogènes ;
- L'**ajout d'une 3ème membrane intermédiaire** afin de garder la chaleur dans le digesteur et donc de diminuer les coûts d'exploitation ;
- La **modification de la composition des intrants** pour rendre la bactérie plus performante.



Un exemple d'innovation : améliorer le contrôle du biométhane avant injection

Le biométhane nécessitant un contrôle avant son injection dans le réseau, son traitement et son analyse sont des étapes importantes du processus.

LA START-UP APIX

La solution proposée par la start-up APIX vise à **améliorer l'ensemble des contrôles effectués sur le biométhane avant injection afin de les rendre moins onéreux**, tout en conservant les performances techniques nécessaires.

Cette solution innovante est miniaturisée par rapport aux systèmes existants, ce qui permet de rapprocher l'analyseur au plus près de l'échantillon et d'améliorer les performances. A ce stade, APIX a démontré un gain sur le coût complet de près de 40% par rapport aux systèmes conventionnels.

L'innovation au service de l'optimisation du réseau

Benjamin de Buttet co fondateur de **DCbrain**



*"Avec la hausse du nombre de projets biométhane, **les équipes d'ingénierie de GRDF** sont très sollicitées pour fournir aux porteurs de projets **des études de faisabilité**. En réponse à cette problématique, DCbrain a mis en place l'outil Raccobio qui permet au distributeur de diminuer fortement le temps nécessaire à la réalisation de ces études tout en permettant l'analyse fine de plus de scénarios.*

*A partir de la cartographie du réseau de distribution, des données de consommation des sites industriels, des caractéristiques du terrain et de standards de coûts de raccordement, **Raccobio évalue le meilleur scénario de raccordement** en répondant aux deux enjeux majeurs de ces études : le réseau est-il capable d'absorber la production toute l'année (problématique du débit minimum) et quels seront les coûts de raccordement de l'installation ?*

*Aujourd'hui, les scénarios étudiés couvrent déjà les potentiels de **remaillage** du réseau de distribution. A terme, l'intégration des composantes du réseaux de transport permettrait d'étudier les scénarii de **rebours** (cf. p.51) pour augmenter le potentiel de raccordement.*

*Cet outil permet déjà à GRDF d'améliorer **l'efficacité et la qualité de sa réponse**. La systématisation de ces calculs sur l'ensemble du territoire pourrait permettre d'aller plus loin en identifiant les zones à forts potentiels de raccordement en injection. On imagine alors que **le paradigme pourrait être bouleversé pour les porteurs de projet** grâce une information disponible en amont du projet pour mieux cibler les territoires.*

*A partir des mêmes algorithmes, d'autres fonctionnalités peuvent encore être imaginées, comme la **modélisation croisée des contraintes des réseaux de gaz et d'électricité** pour tester les potentielles **complémentarités des réseaux gaz et électricité** et accompagner **la croissance des EnR des gaz et électricité**. "*

La filière à structurer autour d'un écosystème d'acteurs

Du fait de sa complexité, tout projet d'injection est par nature long et coûteux. Les porteurs de projet doivent donc pouvoir être bien accompagnés de bout en bout, ce qui n'est pas toujours le cas. Pour réduire les coûts de la filière, l'écosystème d'acteurs doit encore se consolider autour des porteurs de projet.



Des relations avec les fournisseurs d'intrants à sécuriser

A moins que le porteur de projet ne produise lui-même l'intégralité des intrants, il lui est impératif de sécuriser son approvisionnement auprès de fournisseurs d'intrants, quels qu'ils soient. Un approvisionnement qui n'est pas en parti garanti dans le temps constitue un risque important pour tout projet. C'est d'autant plus vrai que des installations peuvent entrer en concurrence entre elles ou avec d'autres usages (alimentation animale...). Il convient donc au préalable de bien dimensionner l'installation aux ressources disponibles à proximité et de sécuriser contractuellement les intrants (ce qui facilitera le financement).

Il est par ailleurs envisageable d'intéresser, et donc fidéliser, le fournisseur en intrants en le faisant entrer au capital de l'installation.



Des groupes qui doivent renforcer leur ambition

Certains acteurs ont déjà franchi le pas, faisant du biométhane un relais de croissance de leurs activités historiques. Suez et Veolia sont ainsi aujourd'hui positionnés sur les ISDND et les STEP. Fonroche, grâce à son partenariat avec le Danois Bigadan, est devenue un développeur de méthaniseurs. Vol-V, initialement spécialisée dans l'éolien ambitionne de devenir le leader du secteur et compte déjà à son actif plusieurs installations de biométhane.

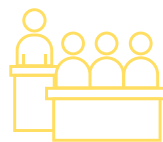
Toujours à titre d'exemple, ENGIE se veut le promoteur du biométhane en accompagnant les porteurs de projet tout en œuvrant directement ou indirectement pour le « verdissement des réseaux » de gaz et pour le développement d'une mobilité verte (à travers sa filiale GNVert). Les moyens des grands groupes, notamment (aussi bien en termes de R&D interne ou externe, de puissance commerciale et en tant qu'influenceurs), sont indispensables au décollage de la filière.



Faciliter l'accès au financement

Les banques qui s'engagent dans les projets sont principalement des banques régionales, à l'assise financière moindre que les grands acteurs financiers, échaudés par la faillite de plusieurs projets de cogénération. Par ailleurs, les garanties demandées par ces banques (souvent 30% de capitaux propres, approvisionnement en intrants sécurisés) sont très contraignantes. Pour lever ce frein et permettre à plus de banques de s'engager dans de tels projets, la Banque Publique d'Investissement va mettre en place un fonds de garantie doté de 100 millions d'euros destiné à la méthanisation agricole.

Par ailleurs, sur le modèle de ce qui fait pour l'éolien notamment, il pourrait être envisageable d'encourager le financement participatif, notamment pour intéresser financièrement les riverains, parfois rétifs aux installations de biométhane.



Développer le capital humain de la filière

Les projets de méthanisation sont des projets qui exigent une forte compétence pour gérer l'exploitation. Or, d'après le Centre d'Etudes et de recherches sur les Qualifications, « le capital humain constitue, partout en Europe, l'angle mort de (la) filière » méthanisation. L'expertise des bureaux d'étude et des conseillers publics reste encore insuffisante pour permettre une réelle industrialisation de la filière. Les exploitants sont ainsi souvent amenés à se former « sur le tas » ce qui altère nécessairement le bon fonctionnement des unités.

Pour remédier à ce problème, la Suède a mis en place des réseaux régionaux interprofessionnels, alors que le Danemark a créé des pôles d'expertise rassemblant chercheurs, agriculteurs, constructeurs... Nul doute par ailleurs que ce capital humain se trouvera renforcé si plus de grands groupes investissent la filière méthanisation.



Producteur
produit et épure
le biogaz

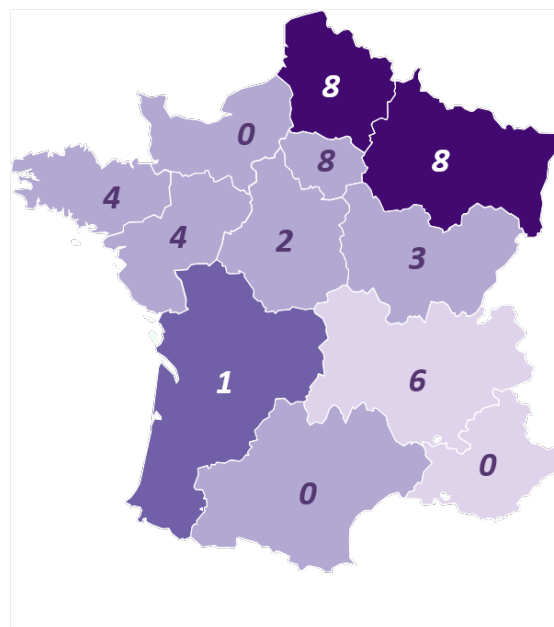
Le rôle central des territoires

La filière méthanisation est par nature ancrée dans les territoires. Elle offre de nombreuses possibilités comme outil de gestion territoriale de la matière organique, intégré dans des filières plus globales. Les collectivités locales ont donc un rôle central à jouer dans son développement, et ce d'autant plus que leur compétence en matière de planification énergétique s'est renforcée ces dernières années.

Au-delà de l'investissement pour leurs propres besoins de traitement des déchets (stations d'épuration, filière de recyclage) dont elles sont responsables, les collectivités ont un rôle central à jouer :

- **Structurer des stratégies de développement** à travers la planification de leur politique énergétique locale. Il doit notamment être tenu compte de la diversité des territoires pour établir des stratégies adaptées à chaque contexte local. Les gisements mobilisables sont variables et les besoins énergétiques ne sont pas les mêmes partout.
- **Faciliter la concertation entre les différents acteurs locaux**, par exemple en encourageant la mutualisation de substrats d'origines diverses, en menant des études locales de gisements ou en subventionnant directement des projets.

Nombre d'installations et réservation de capacités par région (au 31/12/17)



Réservation de capacités en GWh/an



2 : nombre d'installation(s)



Suzanne Renard directrice du projet gaz chez **Enercoop** et chargée des investissements gaz chez **Energie partagée**



« En réponse à la demande croissante de ses clients, **Enercoop souhaite dupliquer son offre d'électricité d'origine renouvelable sur le gaz**. Cependant, les tensions actuelles sur l'approvisionnement en biométhane ne nous permettent pas de lancer cette nouvelle offre. Pour cela, Enercoop appuie le développement de nouvelles installations de biométhane en s'appuyant sur sa filiale **Energie Partagée qui investit dans des projets biogaz maîtrisés par les acteurs locaux et dont les installations bénéficient aux territoires**. En finançant en fonds propres plutôt qu'en dette et ce dès la phase de développement, Energie Partagée se positionne en véritable partenaire des projets biométhane. Nous proposons également d'accompagner les porteurs de projet en fonction de leurs besoins de structuration et de coordination. »

10 GWh/an
en moyenne
par installation

5 projets
biogaz soutenus
par Energie Partagée



Laboratoires de la transition énergétique, les territoires ont un rôle d'intégrateur et de facilitateur à jouer auprès des acteurs de la filière biométhane.

+ ZOOM SUR

GRDF, catalyseur de la filière

Au-delà de son rôle opérationnel de raccordement, injection, contrôle, comptage et acheminement de biométhane, **GRDF se positionne en tant que catalyseur du développement de la filière**. Son rôle est de :

- S'assurer que le cadre réglementaire et fiscal adéquat est en place ;
- Travailler avec le monde agricole et les autres fournisseurs d'intrants pour développer le « faire savoir » autour du biométhane dans les territoires.

Pour cela, GRDF souhaite **jouer un rôle de partenaire au niveau local et national** et :

- Assister les porteurs de projet sur le choix du site de production, la réalisation des études de faisabilité ou la mise en relation avec d'autres acteurs de la filière,
- Faciliter l'accès au financement,
- Travailler sur l'acceptabilité des projets et l'information grand public sur le gaz vert,
- Effectuer de la R&D sur quelques pistes d'optimisation complexes,
- Mettre en place des fiches références et permettre la circulation du plus d'information possible.



Une filière d'avenir pour le distributeur

Le biométhane se présente donc comme la nouvelle filière d'avenir de GRDF et s'inscrit pleinement dans sa volonté d'ancrer l'énergie gaz dans la transition énergétique, de renforcer ses liens privilégiés avec les collectivités et de moderniser le réseau de distribution. Son développement est un nouveau challenge pour le distributeur et va être un facteur de transformation important pour GRDF, au même titre, par exemple, que le projet compteurs communicants gaz « Gazpar ».

offre

« Pour GRDF, entreprise de service public, participer au développement du biométhane, ce gaz renouvelable, local et générateur d'emplois, c'est contribuer à la transition énergétique des territoires. »

Franck Wintenberger,

Directeur Territoires et Projets d'Avenir, GRDF



Un cadre juridique à adapter (1/2)

Sans revenir sur le choix qui a été fait de limiter l'utilisation des cultures énergétiques primaires (cf. p.20-21), diverses pistes doivent être envisagées d'un point de vue juridique pour « libérer » la croissance de la filière biométhane.

La mise en œuvre des projets est incertaine, longue et coûteuse

Entre la décision de monter une unité de biométhane et l'injection effective dans le réseau, **il s'écoule en moyenne 4 ans**. En amont de la réalisation technique de l'installation, un certain nombre de prérequis administratifs et juridiques sont nécessaires.

Ces derniers sont facteurs d'incertitude et peuvent s'avérer dissuasifs ou coûteux pour les porteurs de projet. Voici quelques pistes de réflexion pour améliorer la situation actuelle.



Ajuster le régime des autorisations en relevant les

seuils (régime d'enregistrement à partir de 30 t/j d'effluents traités, régime d'autorisation à partir de 60 t/j...).

Aujourd'hui, **jusqu'à 3 ans et 100 000 euros** peuvent être nécessaires pour qu'un projet d'installation soit jugé acceptable par l'administration, alors même que ces installations doivent déjà respecter des arrêtés définis au niveau national. Relever les seuils permettrait de diminuer les délais moyens pour obtenir le feu vert de l'administration, et donc de réduire les coûts du projet.

Les recommandations du groupe de travail "Lecornu" sur la méthanisation vont d'ailleurs dans ce sens en prévoyant de remonter le seuil du régime d'autorisation de 60 à 100 tonnes/j pour faciliter la mise en oeuvre des projets.



Réduire l'aléa juridique

- Les démarches de **concertation avec les acteurs locaux** doivent être un préalable à tout projet, notamment pour désamorcer d'éventuels conflits avec le voisinage.
- La généralisation de l'autorisation unique en 2015 a déjà permis de réduire les délais de recours à 4 mois contre ces autorisations. Pour autant, les délais de jugement des recours sont longs et la jurisprudence n'est pas encore bien établie. Sur le modèle de ce qui est fait pour l'éolien off-shore qui bénéficie d'une juridiction spécialisée à Nantes, une **juridiction unique en charge des dossiers** d'ENR pourrait être créée, ce qui permettrait une **spécialisation des magistrats**, une **consolidation de la jurisprudence** en la matière et un **raccourcissement des délais de jugements**.
- **La limitation des recours abusifs** par la mise en oeuvre de mesures similaires (sanctions financières accrues en cas de recours jugés abusifs) à celles envisagées dans le projet de loi sur l'évolution du logement à l'étude au 1^{er} semestre 2018. Cela permettrait aussi d'accélérer le traitement des procédures et de faciliter le développement des installations de biométhane.

Un cadre juridique à adapter (2/2)

Quelques pistes pour améliorer le bilan économique des projets

Signe que la filière a désormais une voix qui porte, l'une de ses principales revendications a été entendue par les pouvoirs publics. **40% du coût du raccordement sera désormais pris en charge par le gestionnaire de réseau**, permettant de réduire sensiblement les coûts supportés jusqu'à là par les porteurs de projet. D'autres pistes restent cependant à explorer.

1

Certains développeurs souhaiteraient prolonger de 15 à 20 ans les tarifs d'achat du biométhane.

L'ADEME préconise, lorsque cela est possible, de privilégier l'injection à la cogénération, du fait d'un meilleur rendement énergétique. Or, la cogénération bénéficie de tarifs d'achat de 20 ans, durée sur laquelle pourraient venir s'aligner les tarifs d'injection, améliorant ainsi le bilan des installations et facilitant l'accès au financement. Cette mesure est cependant à prendre avec précaution puisque l'augmentation de la durée des tarifs sans en diminuer les valeurs pourrait créer une bulle non souhaitable pour la pérennité du marché.

2

Simplifier les règles d'obtention des subventions et les harmoniser entre les régions.

3

Annualiser la quantité de gaz injecté dans le réseau. La quantité maximale de gaz qui peut être injectée dans le réseau se fait aujourd'hui à la maille mensuelle. En cas d'aléa technique, un producteur ne peut se rattraper sur les mois suivants.

4

Faciliter l'épandage du digestat d'origine agricole et valoriser économiquement cette ressource. Cela passe notamment par une simplification des plans d'épandage du digestat. Cela passe également par une mise sur le marché simplifiée du digestat d'origine agricole en tant que fertilisant.

Aujourd'hui, la très grande majorité des projets ne seraient viables sans les tarifs d'achat. Ce dispositif a néanmoins vocation à évoluer à mesure que la filière gagnera en maturité.

Comme pour d'autres ENR, l'ouverture progressive des procédures d'appels d'offres pourrait permettre d'accélérer la consolidation de la filière. Un scénario possible – construit sur la base des prévisions du nombre d'installations et en estimant un pic de mises en service en 2023-2024 - pourrait être le suivant :



Un parcours à simplifier

En moyenne, l'injection dans le réseau peut débuter 4 ans après la réservation de capacités (réalisée au moment des études détaillées).

Des étapes longues et complexes

Murir la réflexion

1 an

- Information préalable
- Demande de conseil et de formation

Conforter la faisabilité et la rentabilité

1 à 2 ans

- Etude d'opportunité
- Etude de faisabilité technico-économique
- Recherche des financements, Business Plan
- Sécurisation intrants et débouchés
- Montage juridique du projet

De nombreux acteurs

Ademe, Région, Chambre d'agriculture, services de l'Etat (DREAL, DRAAF, DDT, DDCSPP)

Ademe, Région, Chambre d'agriculture, bureaux d'études, banques, BPI, Caisse des dépôts, comptables, avocats, notaire...

Des axes d'amélioration

- **Faire connaître la filière** et partager sur les retours d'expériences
- Améliorer son image
- Faciliter **l'accès à l'information** pour les porteurs de projet

- Faciliter **l'accès au financement**
- Fiabiliser les calculs de rentabilité
- Favoriser **les synergies entre acteurs**
- Développer les **expertises** dans les territoires

Répondre au cadre juridique et administratif

1 an

- Demande d'autorisation : permis de construire, déclaration ICPE...
- Procédures de raccordement au réseau (électrique ou gaz)

Services de l'Etat (DREAL, DDT, DDCSPP), GRDF, Enedis, fournisseurs d'énergie

- Faciliter les **démarches administratives**
- Favoriser la **concertation** pour éviter les recours

Réaliser le projet

10 à 15 mois

- Construction de l'unité
- Mise en service avec montée en puissance

Développeurs, constructeurs, concepteurs, bureaux d'études

- Mettre à disposition les **matériels adaptés** à chaque projet

Exploiter l'unité

Durée de vie de l'unité

- Perfectionnement des installations
- Formation des opérateurs
- Exploitation

Développeurs, constructeurs, centre de gestion

- **Professionnaliser** la filière
- Fiabiliser
- **l'approvisionnement en intrants**
- Partager le REX technique et financier

Décloisonner les marchés du biométhane

La très grande majorité des unités d'injection de biométhane est aujourd'hui raccordée aux réseaux de distribution de gaz. Cette tendance se confirmera à l'avenir puisque environ 80% des projets actuellement en attente concernent un raccordement à ce type de réseaux.

Le réseau de gaz (tout comme celui de l'électricité) est actuellement descendant du site de production ou de stockage vers le réseau de transport puis de distribution. L'injection de biométhane sur le réseau de distribution gaz (tout comme celle des énergies renouvelables sur le réseau électrique) remet en cause ce fonctionnement. Les réseaux doivent donc évoluer pour accueillir plus de gaz et de manière décentralisée. **Ils doivent gagner en agilité.**

« Encourageons le développement du biométhane porté »

« Aujourd'hui, la majorité des gisements méthanisables se situent dans des territoires agricoles. Ces zones sont moins bien desservies par le réseau de gaz, le raccordement demeure coûteux (de l'ordre de 90 000 € pour 1 km de canalisation), et la demande locale de gaz y est moindre. Développer le biométhane porté (sous forme liquéfiée – c'est ce que fait notre entreprise, Cryo Pur - ou comprimée) permet de s'affranchir de ces contraintes en faisant le lien entre une offre de biométhane et une demande (par exemple pour alimenter des flottes de bus ou de camions dont le bio-GNL procure une autonomie

de 1 500 km). Or, aujourd'hui, et contrairement au biométhane injecté, le biométhane porté ne bénéficie pas de tarifs d'achat. On prive ainsi la filière méthanisation de nouveaux débouchés. Nos voisins l'ont bien compris. A l'instar de ce que fait actuellement l'Italie, le Royaume-Uni s'apprête à introduire un soutien financier au biométhane carburant. Aujourd'hui, les marchés de Cryo Pur se trouvent intégralement, ou presque, à l'étranger. »

Simon Clodic

directeur commercial chez **Cryo Pur**



Développer la pratique du rebours... et la financer...

Le rebours consiste à compresser et renvoyer le gaz pour atteindre une zone de consommation plus lointaine (par le réseau de distribution ou de transport). Le principal obstacle à cette pratique n'est aujourd'hui pas technique mais économique puisque le coût d'un poste de rebours est évalué à environ 3 millions d'euros.

Néanmoins, **le coût du rebours ne doit pas être mis seulement en regard de la production et de la consommation de biométhane, mais bien du système énergétique dans son ensemble**. Or, les réseaux de gaz apparaissent comme un moyen efficace de stocker, à moyen terme, les excédents électriques des énergies renouvelables (via le power-to-gas, voire la méthanation). Selon les estimations de GRDF et de GRTgaz, un investissement dans 150 rebours distribution/transport d'ici 2030 permettrait de répondre au besoin d'équilibrage du système. Les estimations des coûts de renforcement des réseaux gaziers et électriques par les gestionnaires pour intégrer les énergies renouvelables montrent un rapport de 1 à 7 entre ces deux énergies en faveur du gaz.

Une réflexion est en cours sur le modèle de financement des rebours sur le réseau de transport. Quelle part est à financer par les producteurs ? Sous quelle forme ?

... et autres pistes de réflexion

En parallèle au développement du rebours, d'autres solutions sont envisageables, comme par exemple :

- La **densification du maillage des réseaux de distribution** pour augmenter le nombre de consommateurs potentiellement raccordés à une installation
- La création d'un **nouveau modèle économique et financier pour développer les réseaux de distribution** et pouvoir raccorder les nombreux producteurs potentiels actuellement en dehors des zones de gaz.
- La **micro-liquéfaction et compression** pour stocker les excédents de biométhane durant l'été



La demande à stimuler par les nouveaux usages du gaz : l'exemple de la mobilité au gaz

Les scénarios prévisionnels relatifs à cette demande de gaz mettent en avant une **double tendance**. Elle devrait être stimulée par le recours croissant au chauffage au gaz, qui pourrait concerner 1,4 million de nouveaux logements d'ici 2035. A l'inverse, les progrès en matière d'efficacité énergétique pourraient entraîner, à périmètre constant, une diminution d'environ 15% de la consommation totale de gaz d'ici 2035.

De nouveaux usages du gaz sont donc nécessaires pour stimuler et lisser la demande, et ce afin d'assurer des débouchés tout au long de l'année aux producteurs de biométhane.



La solution la plus prometteuse pour stimuler la demande est le développement de la mobilité au gaz, notamment dans sa version renouvelable.

Du fait de ses **caractéristiques environnementales** (réduction d'émissions de CO2 et de particules fines par rapport à des solutions essence ou diesel notamment) le gaz naturel véhicule (GNV) - sous forme gazeuse (GNC) ou liquide (GNL) -, et plus encore, le bioGNV, se trouvent dans un contexte favorable à leur développement comme carburant alternatif.

+ Les pouvoirs publics ont la volonté de développer le GNV et bioGNV (directive européenne de 2014 concernant le développement des infrastructures GNV, mise en place d'une fiscalité avantageuse, volontarisme des collectivités...)

+ L'infrastructure gazière couvre une grande partie du territoire (240 000 km, 80 % de la population française desservie)

+ Le réseau de stations d'avitaillement se développe : à date, près de 50 stations sont ouvertes au public (avec un objectif de 250 stations d'ici 2020)

+ L'offre de véhicules fonctionnant au gaz s'étoffe sur tous les segments (véhicules lourds et légers). La demande est aujourd'hui principalement tirée par les collectivités et les transporteurs pour leurs flottes « captives » (bennes à ordures, bus, camions...)

Pour atteindre les objectifs fixés en termes de politique RSE, Carrefour, Ikea, Monoprix, Biocoop ou Picard utilisent déjà le biométhane carburant pour leurs flottes logistiques.



La Suède : l'exemple à suivre?

La Suède est la pionnière dans le domaine du bioGNV dans l'Union Européenne. Elle a notamment mis en place une politique volontariste de soutien à la filière depuis les années 1990 : détaxation et obligation d'approvisionnement dans les stations, autorisation de comprimer le gaz à 250 bars, gratuité des parkings pour les véhicules bioGNV....

Aujourd'hui, le bioGNV alimente plus de **60% des véhicules suédois roulant au gaz**. L'ambition est que le transport ne dépende plus des énergies fossiles en 2030.

Quelques pistes pour encourager le développement de la mobilité gaz à moyen terme

- La mise en application **d'innovations technologiques qui permettraient d'augmenter l'autonomie des véhicules**: MOF, réservoir alvéolé, augmentation du seuil de compression du GNV (aujourd'hui limité à 200 bars par la réglementation française).
- **L'exonération de TICPE pour la part bio du GNV** (amendements proposés pour le PLF 2018, non adoptés), à l'instar de la TICGN pour la consommation de biométhane comme combustible, permettrait de donner de la visibilité aux investisseurs et utilisateurs et de diminuer le prix de 5,88€/MWh.
- La mise en place d'un mécanisme (type complément de rémunération) pour **favoriser la mise en production de gisements biométhane éloignés des réseaux de gaz** mais compatibles avec les besoins d'avitaillement
- L'introduction d'une **obligation d'incorporation de bioGNV dans le GNV** comme c'est le cas pour les carburants traditionnels
- Le conditionnement de l'attribution de certains dispositifs de soutien au GNV (subvention de stations GNV par exemple) à la présence d'une offre de bioGNV.
- **Un soutien à l'acquisition de véhicules** – notamment auprès des transporteurs souhaitant investir dans des flottes au GNV – permettrait d'effacer progressivement son surcoût.
- L'utilisation du bioGNV pour les engins agricoles afin de valoriser le biométhane lorsqu'il ne peut être injecté dans le réseau
- La mise en place de **nouvelles réglementations sur la qualité de l'air**

03

ET DEMAIN ?

C'est bien en facilitant la production de gaz vert et en stimulant la demande que les objectifs de la filière pourront être atteints.

Les 10% de gaz vert de la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 ne constituent néanmoins pas une finalité si l'on considère l'objectif de parvenir à un mix énergétique entièrement décarboné.

Il convient dès lors d'envisager, au-delà du biométhane de « 1ère génération », des solutions qui permettront, dans le domaine du gaz, d'accompagner la transition énergétique jusqu'à son terme.

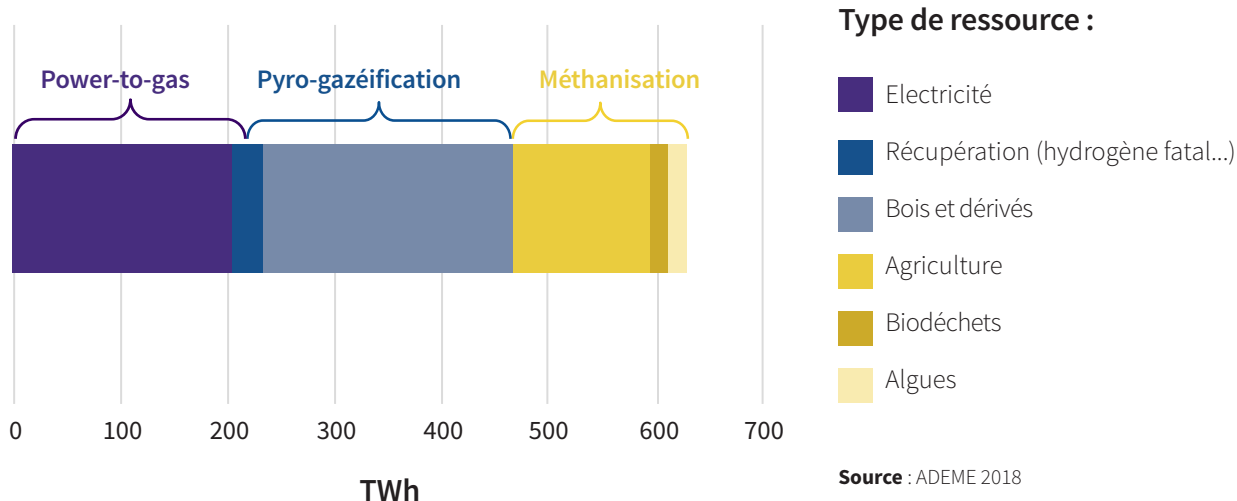
Le fort potentiel des filières en développement

Le gaz renouvelable peut être produit à partir d'autres ressources et d'autres techniques qui peuvent être regroupées en 3 filières :

- **La méthanisation** qui regroupe les productions de biométhane dites de 1ère et 3ème génération (micro-algues produites par photosynthèse) ;
- **La pyro-gazéification** ou production de biométhane de 2ème génération (gazéification de matière sèche) ;
- **Le power-to-gas** ou production de méthane par électrolyse de l'eau (qui peut être estampillé « bio » lorsqu'il est issu des excédants des ENR électriques)

Ces trois filières s'appuient sur un potentiel total de ressources primaires renouvelables susceptibles de produire environ 620 TWh de gaz (460 TWh après conversions liées au pouvoir calorifique du gaz) sans concurrencer les usages « matières premières » (agriculture, forêt...) et alimentaires.

► Disponibilité en ressources et par filière



Il existe donc un gisement théorique de gaz renouvelable pouvant répondre aux ambitions de la transition énergétique française. Pour pouvoir mobiliser ces ressources, des changements sont nécessaires comme par exemple :

- La généralisation dans le secteur agricole des cultures intermédiaires et de la méthanisation comme outil énergétique et agronomique ;
- Le développement d'une sylviculture durable pour le secteur forestier et l'industrie du bois ;
- Le renforcement des interactions entre réseaux électrique et gaziers.

En ce qui concerne ces nouvelles filières en Europe, la France donne l'élan puisque c'est au sud de Lyon que s'est construite la plateforme GAYA, projet emblématique de ce développement.



Projet GAYA



GAYA vise à valider les choix technologiques et le modèle économique de production du biométhane de 2ème génération et de faire émerger cette filière de production du gaz vert.



La plateforme pilotée par ENGIE est aujourd'hui un modèle expérimental pour de futures usines en testant l'ensemble des étapes de l'approvisionnement en biomasse à la production de biométhane.



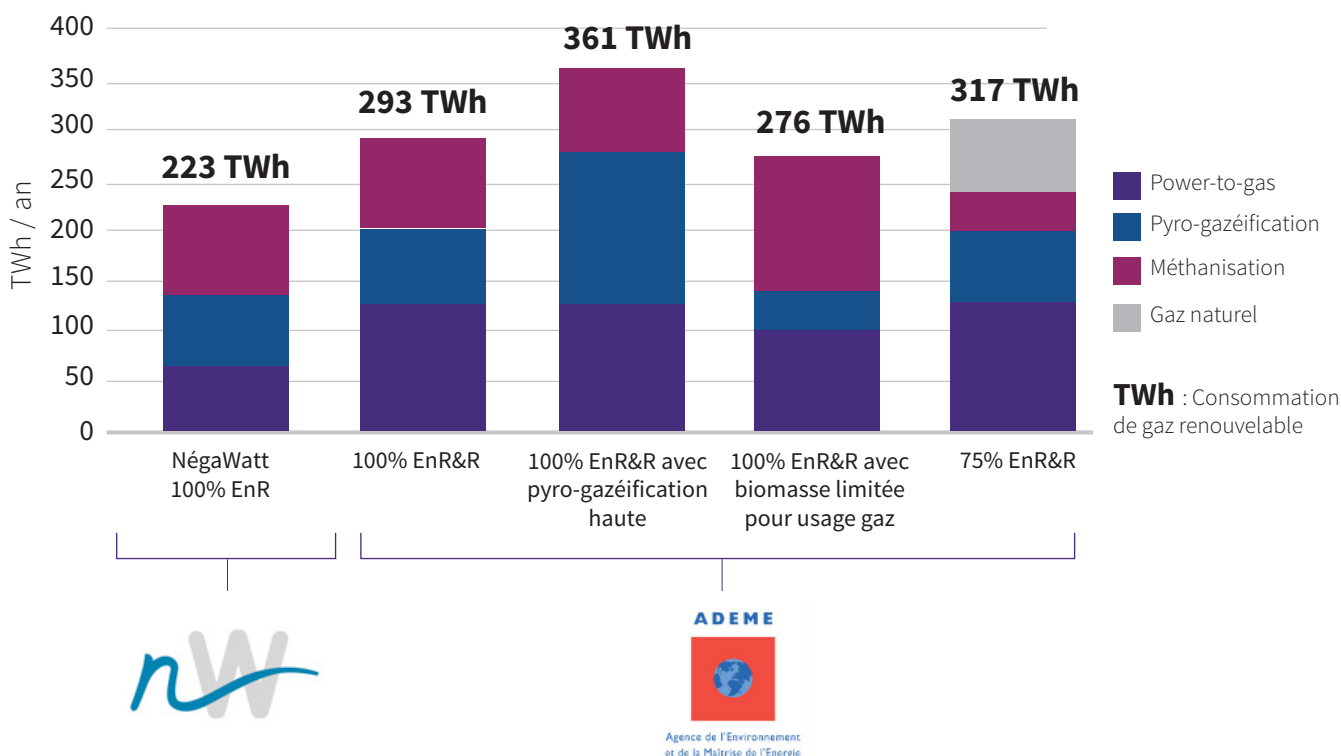
Il a été lancé en 2010 à l'initiative de 11 partenaires et financé par ENGIE et l'ADEME. Les tests et optimisations des procédés ont lieu de 2017 à 2019, pour une industrialisation en France et en Europe prévue à partir de 2020.

Des scénarios 100% renouvelable pour 2050

L'ADEME en partenariat avec GRDF et GRTgaz ainsi que Négawatt ont établi différents scénarios de consommation de gaz en France en 2050. L'ensemble de ces scénarios s'appuient sur une baisse globale de la demande en énergie et notamment de gaz en raison des **gains d'efficacité énergétique**.

Sur cette base, l'ADEME et Négawatt montrent que le développement de la méthanisation et l'industrialisation des technologies de pyro-gazéification et de power-to-gas pourraient permettre d'atteindre une consommation de gaz 100% renouvelable en 2050, en fonction du scénario de consommation retenu.

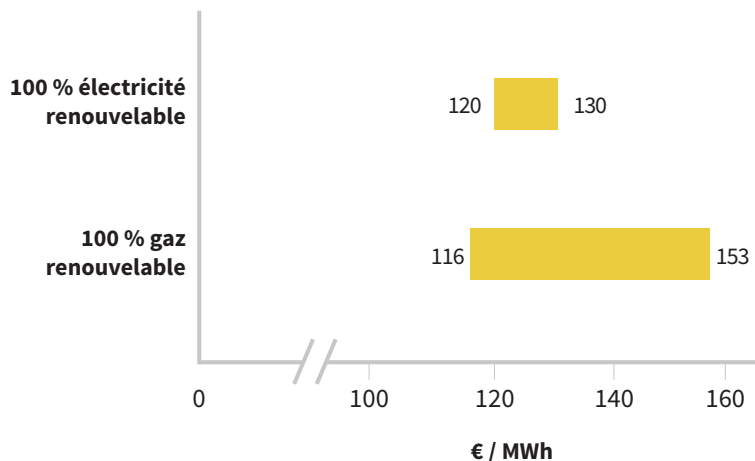
Scénarios de consommation de gaz renouvelable en 2050



Source : Négawatt, Ademe

Les scénarios étudiés par l'ADEME montrent qu'un gaz 100% renouvelable en 2050 aurait un coût global (production, transport, distribution, stockage) compris entre **116 et 153 €/MWh** du même ordre de grandeur que celui d'une électricité 100% renouvelable.

La méthanisation et la pyro-gazéification sont les filières les moins coûteuses. Leurs potentiels estimés dans chaque scénario est utilisé à leur maximum, le power-to-gas étant le "terme de bouclage".



Source : ADEME

Le développement des technologies et la mobilisation des ressources devront s'accompagner d'une évolution et d'une optimisation des infrastructures de réseau et de stockage pour assurer l'intégration de ces énergies renouvelables. Cependant, ces coûts représentent une faible part du coût total (20 à 23 €/MWh) dont seulement environ 3 €/MWh consacrés à l'adaptation du réseau, soit par renforcement du réseau de distribution, soit par le développement d'installations de rebours.

Le paysage énergétique va être amené à se transformer profondément d'ici 2050 : les systèmes électriques et gaziers interagiront de manière à toujours assurer un équilibre offre/demande malgré la forte pénétration d'énergies renouvelables intermittentes. Le gaz renouvelable jouera donc un rôle clé : il apportera un stockage saisonnier et géographique à l'électricité grâce au power-to-gas et pourra alimenter des centrales thermiques pour répondre à la demande de pointe.

CONCLUSION

Plusieurs défis – techniques, financiers, humains... - restent encore à surmonter pour que l'équilibre économique de la filière méthanisation puisse être atteint, à moyen terme, dans des conditions de marché. Il s'agit là d'une condition indispensable à l'achèvement de la troisième révolution gazière. La filière est néanmoins poussée par des vents favorables qui invitent à l'optimisme. La contribution d'un groupe de travail « Méthanisation » au plan de libération des ENR au premier trimestre 2018 témoigne de l'évolution positive des perceptions à son propos. Une dynamique s'installe progressivement, impulsée par un écosystème qui se structure autour de grands acteurs de l'industrie gazière, des pouvoirs publics et des collectivités territoriales, à partir d'un double constat.

Nation historiquement agricole, la France regarde depuis 30 ans ses agriculteurs s'enliser dans une crise qui génère précarité et désespoir. Le produit de la méthanisation agricole, qui bénéficie de revenus garantis contrastant avec l'instabilité des cours de la viande, des céréales ou du lait, est une bouée de secours pour une partie du monde agricole. Elle est, plus largement, **une façon de repenser les dynamiques territoriales sous un jour nouveau,**

pour faire des déchets d'un territoire une source de revenus mais aussi d'échanges économiques, et donc de cohésion territoriale.

Par ailleurs, la méthanisation constitue aussi bien l'avenir de l'industrie du gaz et de ses acteurs, qu'un **vecteur au service de la transition agro-énergétique**. Les usages diversifiés du biogaz et du biométhane augmentent la pertinence de l'énergie gaz et offrent de nouveaux débouchés à la filière, dont le plus prometteur est probablement la mobilité au bioGNV. Cette dernière pourrait jouer un rôle moteur pour l'ensemble de la filière. **En prenant racine dans le local, la méthanisation apporte donc une partie de la réponse au problème éminemment global du changement climatique.**

La filière méthanisation dispose pour toutes ces raisons d'une légitimité politique, territoriale, environnementale et à terme, économique. Elle doit capitaliser dessus pour lever les freins qui continuent de retarder son décollage, d'autant plus que la filière dispose, avec les biométhanes de deuxième et troisième générations, de relais vers un plus long avenir.

Atlante accompagne les acteurs économiques et institutionnels dans la conduite des transformations et la recherche de performance.

Nous conseillons les décideurs et leurs équipes de l'émergence des projets à leur concrétisation.

Notre action se déploie sur trois domaines d'expertise :
énergies, réseaux, mobilités.



CÉLINE CHANEZ



ASSOCIÉE FONDATRICE

CELINE.CHANEZ@ATLANTE.FR

07 77 38 48 06



BENJAMIN SIGNARBIEUX



DIRECTEUR ASSOCIÉ

BENJAMIN.SIGNARBIEUX@ATLANTE.FR

06 21 94 81 58

Atlante
nos énergies se rencontrent

78 BOULEVARD BOURDON
92 200 NEUILLY-SUR SEINE
FRANCE