# PANORAMA DU **GAZ RENOUVELABLE** EN 2016

GRDF GAZ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

GRTgaz

SPEGNN

SYNDICAT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

TIGF TRANSPORT ET INFRASTRUCTURES GAZ FRANCE

# Préambule

La Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) promulguée en 2015 fixe un objectif national ambitieux de 10 % de gaz renouvelable dans les consommations à l'horizon 2030. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui découle de cette loi, précise, à travers le décret du 27 octobre 2016, des objectifs de production pour l'injection de biométhane de 1,7 TWh/an en 2018 et de 8 TWh/an en 2023. Ces objectifs s'appuient notamment sur la feuille de route Biométhane 2030 de l'ADEME[1] qui établit un potentiel volontariste mobilisable pour l'injection de biométhane de 30 TWh/an. Ce potentiel théorique représenterait la consommation moyenne de 133 340 bus roulant au gaz[2].

L'ensemble des acteurs de la filière biométhane par méthanisation, première filière de production de gaz renouvelable à ce jour, travaille 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 TIGF poursuivent leur coopération et publient le deuxième état des lieux détaillé de l'injection de biométhane à l'échelle régionale, nationale et européenne.

## → LA 2ÈME ÉDITION CONSACRÉE À L'INJECTION DU GAZ RENOUVELABLE DANS LE RÉSEAU DE GAZ NATUREL FRANÇAIS

La 2ème édition du « Panorama du gaz renouvelable » est une actualisation des données des opérateurs de réseaux enregistrées en France[3] au 31 décembre 2016. 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. Cette édition est enrichie d'une présentation des différentes classes d'intrants et d'une actualisation du développement des autres filières de production de gaz renouvelable.

## → L'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLE EN PROGRESSION EN 2016

En 2016, 215 GWh ont été injectés dans le réseau de gaz, contre 82 GWh en 2015[4], soit une augmentation annuelle de 162 %. Le parc atteint une capacité maximale annuelle d'injection de 410 GWh fin 2016 contre 279 GWh fin 2015. 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 2016.

L'année 2016 a également été marquée par des évolutions réglementaires avec notamment l'ordonnance du 7 avril 2016 validant le principe du recours aux appels d'offres pour atteindre les objectifs fixés de développement de la filière biométhane pour la France, les appels d'offres venant en complément des mécanismes de soutien actuels. D'autres évolutions réglementaires sont attendues par les professionnels telles que l'adaptation du coefficient S pour les sites n'ayant jamais valorisé de biogaz en contrat d'achat, la suppression de la double valorisation pour les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), le passage d'un pas mensuel à un pas annuel dans le contrat d'achat type entre producteur et fournisseur de gaz, la possibilité d'utiliser une chaleur fatale pour chauffer le digesteur et la réfaction jusqu'à 40 % du coût de de raccordement des projets biométhane. Il sera également important de réfléchir à la prolongation de la durée du contrat de 15 à 20 ans, comme cela est le cas pour la valorisation électrique depuis l'arrêté du 14 décembre 2016.

Cette dynamique est la résultante de l'investissement et de la collaboration de l'ensemble des acteurs de la filière, notamment au sein du groupe de travail Injection biométhane du Comité National Biogaz. Les professionnels du gaz renouvelable poursuivent leurs efforts pour générer un nombre croissant de projets et favoriser leur accomplissement.

Néanmoins, il est important de consolider les évolutions de 2016 et d'entériner les évolutions réglementaires en attente pour sécuriser l'atteinte des objectifs d'injection de la PPE.

---

1. Feuille de route Biométhane 2030 de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) : ***http://www.greengasgrids.eu/fileadmin/greengas/media/Markets/Roadmaps/D4.1_Roadmap_France_french.pdf***
2. Consommation moyenne des clients GRDF = 12 MWh/an et celle d'un bus/camion roulant au bioGNV = 225 MWh/an.
3. À ce jour, aucun projet d'injection de biométhane n'existe dans les DOM-COM et en Corse (opérateurs de réseaux).
4. 1 TWh = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh.

## → UN RÉSEAU DE GAZ AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Pour répondre aux objectifs fixés par l'État, les 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 produits par les technologies de gazéification et de Power-to-gas.

L'injection de gaz renouvelable dans le réseau de gaz naturel nécessite, de la part des opérateurs de réseaux, de spécialiser leurs équipes dans des secteurs variés : études de faisabilité ou détaillées, opérations techniques de raccordement, travaux d'interconnexion, gestion des réseaux, etc. En outre, les acteurs de l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière du gaz renouvelable poursuivront leur montée en compétence et devraient créer entre 2 000 à 3 000 emplois directs non délocalisables à horizon 2020 sur le territoire comme l'a démontré l'étude de 2011 « emplois dans la filière biogaz de 2005 à 2020 » de l'ATEE.

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

« 2013 a constitué une année charnière pour la France avec la fin de l'injection de gaz naturel de Lacq dans le réseau de transport de TIGF et l'arrivée de la première injection de biométhane dans le monde agricole. Du gaz s'est écoulé dans les tuyaux depuis cette première production de biométhane et l'injection dans les réseaux de gaz français est maintenant une réalité ancrée. Cette situation constitue déjà un retour d'expérience significatif pour les opérateurs de réseaux et leur permet de faire un bilan positif de la filière.

En ce qui concerne les postes d'injection (interface entre le site de production du biométhane et le réseau auquel il est raccordé), nous pouvons aujourd'hui affirmer que leur fonctionnement est fiable et que les taux de disponibilité effectifs, proches de 97 %[5], sont supérieurs aux engagements contractuels de 95 % pris par les opérateurs.

Par ailleurs, quelles que soient les typologies des sites de production de biométhane et les classes d'intrants utilisées pour leur approvisionnement, la qualité du gaz mesurée est conforme aux prérequis et, d'une manière générale, la production est maîtrisée et en phase avec les objectifs.

Autre enseignement, celui de la montée en charge des sites de méthanisation. Alors que l'on prévoyait qu'elle pourrait se faire sur plusieurs mois, voire plusieurs années, l'expérience montre que, dès les toutes premières semaines, les sites atteignent 80 % de la capacité maximale de production pour parvenir très vite à une valeur proche de 100 %.

En conclusion, les opérateurs s'entendent pour dire que les producteurs ainsi que les solutions technologiques et industrielles mises en œuvre ont fait leurs preuves. La confiance doit être de mise. »

5. Source : étude REX GRDF

# Sommaire


1. Le biométhane : un gaz renouvelable essentiel 5

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 5

1.2. Typologie des sites d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisées pour leur approvisionnement 7

2. Chiffres clés, développement et enjeux de l'injection de biométhane 10

2.1. Chiffres clés 2016 10

2.2. Cadre de développement 11

2.2.1. Cadre réglementaire 11

2.2.2. Mesures complémentaires 15

2.3. Exemples emblématiques d'usages de gaz renouvelable 15

2.4. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe 16

3. Parc des installations d'injection de biométhane en France 17

3.1. Caractéristiques du parc raccordé 17

3.2. Répartition régionale du parc 18

3.3. Production des installations 19

4. Les perspectives de croissance de la filière 20

4.1. File d'attente des projets d'injection 20

4.2. Évolution de l'architecture du réseau 21

4.3. Projection du gisement national mobilisable en méthanisation 22

4.4. Prospective : d'autres filières de production de gaz renouvelable 22

# 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 70 % 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 sulfures d'hydrogènes 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 comparé à des filières classiques de gestion et d'élimination des déchets organiques (compostage, stockage). La production de biogaz génère également un coproduit appelé digestat. Engrais organique naturel, il peut être épandu 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.

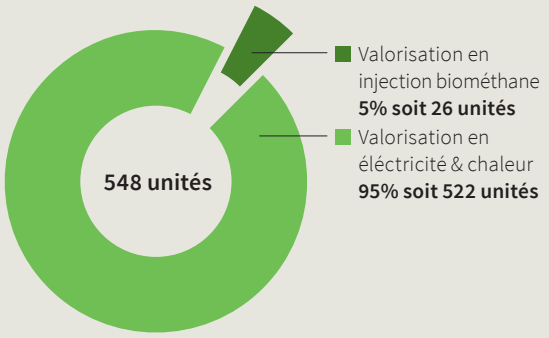
La France compte 548 unités de production de biogaz[7] dont 26 le valorisent sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Si le nombre d'injections de biométhane paraît encore faible par rapport au nombre total d'installations de production de biogaz, il faut garder en mémoire le fait que l'injection n'est autorisée que depuis 5 ans, la première unité de production de biométhane ayant été inaugurée en novembre 2011. Depuis 2015, le Comité National Biogaz, créé à l'initiative du Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, réunit les acteurs de la filière au sein de groupes de travail notamment sur l'injection de biométhane et sur le biométhane carburant.

Ces collectifs permettent :

- aux acteurs de partager leurs retours d'expériences et de faire part de leurs attentes pour entrevoir les évolutions possibles des actions de l'État ;
- aux services de l'Etat de partager la stratégie et les actions mises en œuvre pour les filières.

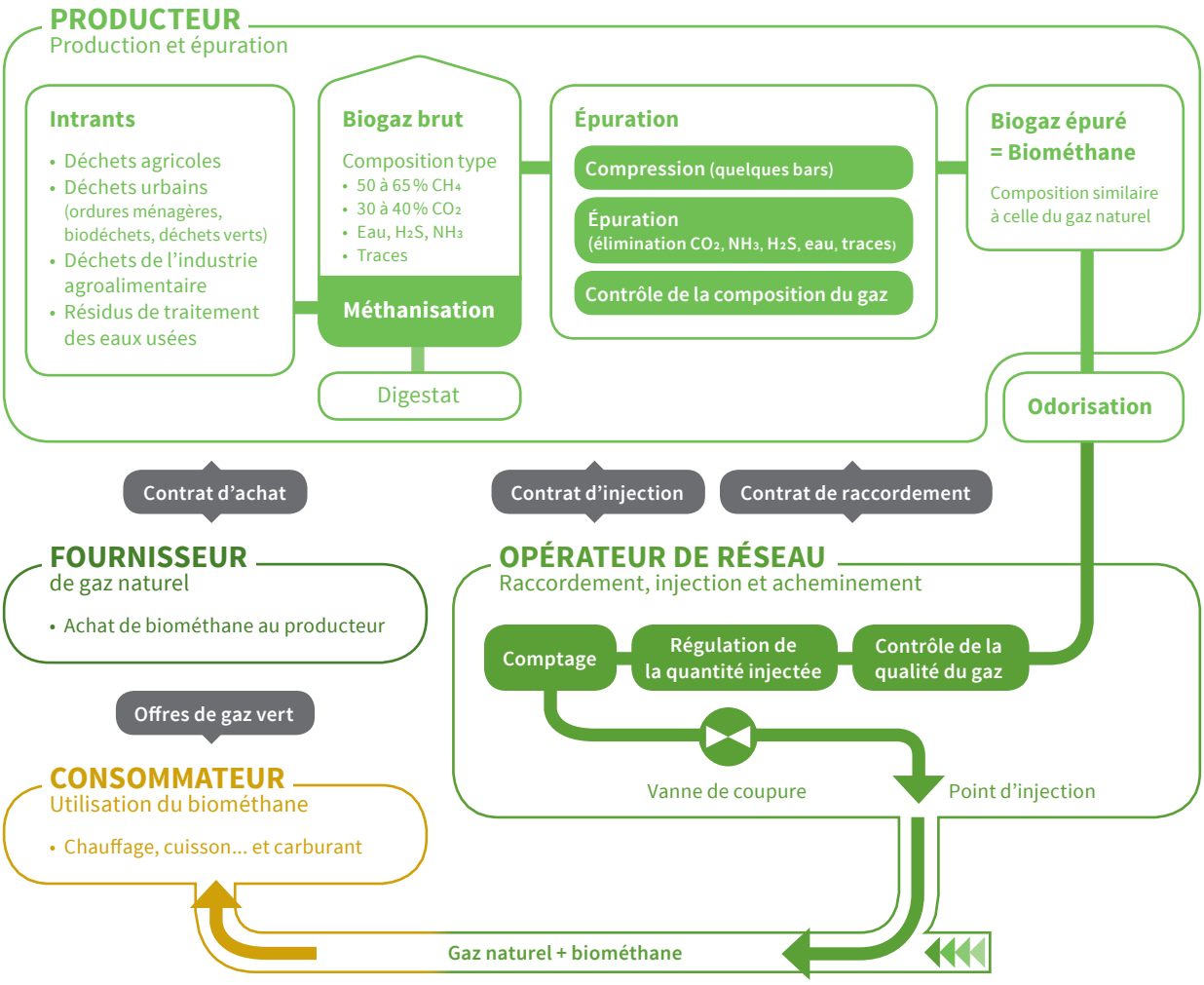
**Unités biogaz par valorisation en France (2016)**

Source : gestionnaires de réseaux, décembre 2016 et SIA PARTNERS, juin 2016




**De la méthanisation à l'injection : répartition des rôles**

Source : GRDF

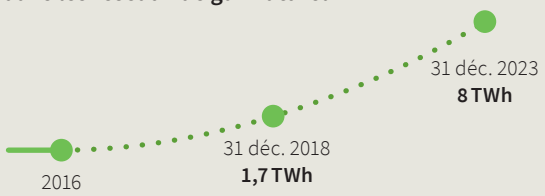



7. Observatoire du biométhane Juin 2016 SIA PARTNERS - FRANCE BIOMÉTHANE

## → DE PREMIERS OBJECTIFS AMBITIEUX 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. Malgré cette dynamique, le rythme actuel des projets n'est pas en adéquation avec l'objectif gouvernemental de 8 TWh de biométhane injecté en 2023, fixé par la PPE.

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



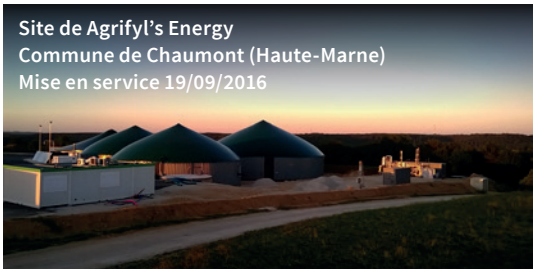

## → LE BIOMÉTHANE POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Une analyse du cycle de vie du biométhane (ACV) réalisée par GRDF et l'ADEME[8], a démontré que le développement de la filière biométhane permettrait d'éviter l'émission de 750 000 tonnes de $CO_2$ pour la seule année 2020 sur l'hypothèse de 4 TWh injectés (en se basant sur les projets déjà identifiés à ce jour, le potentiel d'injection de biométhane est de l'ordre de 3 TWh à cet horizon). En cumulé, l'émission de plus de 2 millions de tonnes de $CO_2$ équivalent pourrait être évitée grâce au développement de la filière biométhane à cet horizon. Autrement dit, pour chaque mégawatt-heure (MWh) de biométhane produit, injecté et consommé, une économie de 188 kilogrammes de $CO_2$ équivalent est réalisée.

- **L'INJECTION DE BIOMÉTHANE A PERMIS L'ÉCONOMIE DE 40 400 TONNES DE GES EN 2016**
- **L'INJECTION DE BIOMÉTHANE PERMETTRAIT L'ÉCONOMIE DE 750 000 TONNES/AN DE GES EN 2020**

# 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)

8. Quantis – ENEA/GRDF – Évaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel – Rapport final – 07/04/2015

### INDUSTRIEL TERRITORIAL

- porté par un développeur de projet ou un ou plusieurs industriel
- 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

### 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.

### 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.

**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

### 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.

**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. Dans cette optique, la réglementation encadre cette pratique.**

### DÉCHETS DE CULTURES

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

### BOUES ET COPRODUITS D'INDUSTRIES AGRO-ALIMENTAIRES

Les industries agro-alimentaires 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

© Grégory Brandel

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

## 2.1. Chiffres clés 2016

**215** GWh **de production renouvelable**[9] + 162 % en 2016

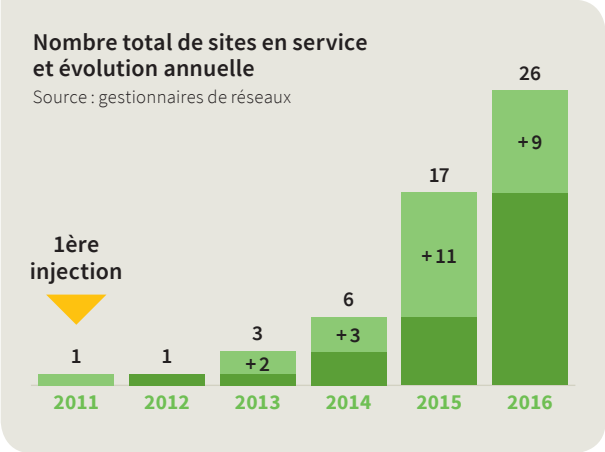
**0,05** % de la **consommation de gaz naturel** + 146 % en 2016

**410** GWh/an **de capacité maximale** + 47 % en 2016

**26 sites d'injection biométhane** + 53 % en 2016

### PARC DE PRODUCTION DE LA FILIÈRE D'INJECTION DE BIOMÉTHANE AU 31 DÉCEMBRE 2016

- Les sites d'injection de biométhane ont injecté 215 GWh dans les réseaux de gaz naturel (+ 162 % en un an).
- Le taux de couverture annuel moyen de la consommation de gaz par la production de la filière d'injection de biométhane est proche de 0,05 %, soit + 146 % en 2016. La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) fixe ce taux à 10 % pour 2030.
- Le parc de production se compose de 26 sites d'injection au 31 décembre 2016 contre 17 installations au 31 décembre 2015 (+ 53 % en un an). Ces nouveaux sites augmentent la capacité maximale installée de 47 %.




9. Énergie injectée dans le réseau de gaz naturel en 2016

**FILE D'ATTENTE DES PROJETS AU 31 DÉCEMBRE 2016 (CF.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 maximale[10] cumulée des 241 projets enregistrés dans la file d'attente de raccordement des installations d'injection de biométhane s'élève à 5 TWh/an. Elle correspond à la consommation annuelle moyenne de 416 000 clients ou de 22 000 bus ou camions roulant au BioGNV.

**5** TWh/an
**en file d'attente**

**241**
**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 contribuera 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. Les producteurs bénéficient ainsi de deux outils économiques :

- un tarif d'achat réglementé et garanti pendant 15 ans ;
- un système de garanties d'origine assurant la traçabilité du biométhane pour les consommateurs.

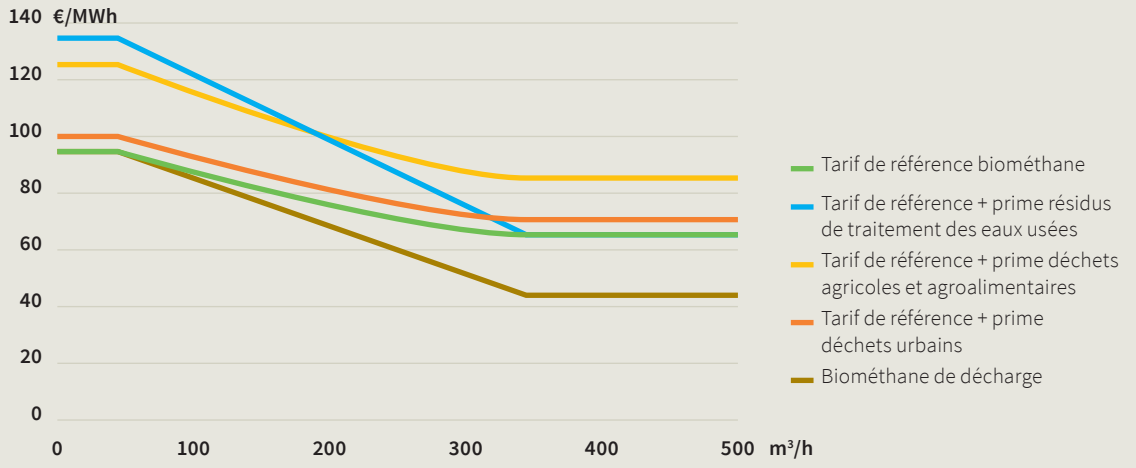
#### → INSTAURATION D'UN TARIF D'ACHAT DU BIOMÉTHANE INJECTÉ DANS LES RÉSEAUX DE GAZ NATUREL

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. Ce dernier dépend de la taille de l'installation de production, appelée capacité maximale de production de biométhane (exprimée en $Nm^3/h$) 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.

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

**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 vert » via leur contrat de fourniture. Pour cela, un mécanisme de garanties d'origine (GO) permet de décorréler 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 des 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 a répondu à l'appel d'offres lancé en 2012 par le Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie pour créer et gérer ce registre et a été retenu dans le cadre d'une Délégation de Service Public pour 5 ans.

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 vert, la GO est effacée du registre.

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.

Liste des fournisseurs autorisés (à vendre du gaz) :
*http://www.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/listefourgaz%20novembre%202016.doc*
*http://www.developpement-durable.gouv.fr/procedure-dautorisation-fourniture-en-gaz-naturel*

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 l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer 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.

Liste des fournisseurs ayant manifesté un intérêt pour l'achat de biométhane, par zone géographique : ***http://www.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/Liste%20des%20fournisseurs%20int%C3%A9ress%C3%A9s%20par%20l%E2%80%99achat%20de%20biom%C3%A9thane.pdf***

**Liste des fournisseurs intéressés par l'achat du biométhane**

**1 GO = 1 MWh** de biométhane injecté

**18 fournisseurs inscrits** au registre des GO

**24 sites enregistrés** sur 26 qui injectent au 31/12/2016

**80 % des GO utilisées sous forme de BioGNV** depuis la création du registre

## → 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.

Jusqu'au 31 décembre 2015, le mécanisme de compensation pour le développement de l'injection de biométhane a été soutenu par une « contribution biométhane » payée par l'ensemble des consommateurs de gaz français. La suppression de cette contribution a été compensée en 2016 par une augmentation de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN[11]) payée par les consommateurs de gaz français assujettis. Le taux de la TICGN était fixé à 4,34 €/MWhPCS en 2016 hors exonération (5,88 €/MWhPCS en 2017). En 2016, une fraction de son produit (2,16 %) a été affectée au CAS. La TICGN, recouvrée par les Douanes était alors reversée sur le CAS ou au budget général de l'État, lequel, en lien avec la CDC, assure les versements de compensation aux fournisseurs de gaz supportant les charges mentionnées auparavant.

Au 1er janvier 2017, suite à l'adoption de la loi de finances pour 2017 (n° 2016-1917 du 29 décembre 2016), le CAS sera désormais alimenté par une part significative 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). Le complément au financement du CAS Transition Énergétique est apporté par une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, lignites et cokes pour un montant de 1 million d'euros. Les taxes utilisées en 2016 sur la consommation d'électricité et de gaz restent applicables mais leur produit est versé au budget général de l'État.

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 13 juillet 2016[12] relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017 précise les charges liées au développement de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

| Affectation CAS | Charges constatées 2015 | Mise à jour provision 2016 | Charge prévisionnelle 2017 |
|---|---|---|---|
| Biométhane | **7,1 M€** | **20,9 M€** | **49,9 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.

Ce soutien en faveur de la valorisation carburant s'appuie sur une étude de l'ADEME qui indique que la valorisation carburant est vertueuse. En effet, elle permet la substitution de carburants pétroliers par une énergie renouvelable offrant un excellent bilan $CO_2$ avec une réduction de 80 % d'émissions de GES en Analyse de Cycle de Vie. Tout comme le Gaz Naturel Véhicule, le biométhane carburant permet de réduire, par rapport au gazole, jusqu'à 90 % des émissions d'oxydes d'azote (NOx), d'éliminer presque entièrement les émissions de soufre et de particules fines (PM 2,5) et enfin, de diviser par deux les émissions sonores du moteur. Le BioGNV permet également de diminuer les émissions de GES de 80 % par rapport à l'essence[13].

11. Pour plus d'informations sur la TICGN, voir le site internet des Douanes
*http://www.douane.gouv.fr/articles/a10992-taxe-interieure-de-consommation-sur-le-gaz-naturel-ticgn*
12. *http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/cspe-2017*
13. Sources : ATEE Club Biogaz « Le BioGNV Un carburant propre et renouvelable pour nos villes »
*http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/AX5_Etude_bio-methane_carburant_ AFG.pdf*
« Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation énergétique du biogaz issu de méthanisation de la Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères collectée sélectivement en France Rapport Final » - Septembre 2007 - Etude réalisée pour le compte de l'ADEME et de Gaz de France par : RDC-Environnement
*http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/48358_rapport_acv_biogaz.pdf*

### 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. Ils ont été complétés en 2013 par les textes sur la « double valorisation » qui permettent de bénéficier des tarifs d'achats liés à la production, sur un même site, d'électricité, de chaleur et à l'injection de biométhane.

En juin 2014, ont été publiés des textes visant à autoriser l'injection du biométhane produit, en particulier, par la valorisation des résidus issus du traitement des eaux usées et à percevoir un tarif spécifique.

Suite à la revalorisation des tarifs d'achat et à la prolongation de 15 à 20 ans des contrats d'achat pour l'électricité produite à partir de biogaz[14] pour les installations à la puissance inférieure à 500 kWé, les acteurs de la filière ont engagé avec les services du Ministère en charge de l'énergie une réflexion sur une évolution des conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel fixées par l'arrêté du 23 novembre 2011. Ces évolutions doivent permettre de :

1. préserver l'équilibre des différentes filières de valorisation de biogaz dans le contexte de refonte du tarif d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz et ainsi assurer la nécessaire complémentarité de ces filières ;
2. assurer l'atteinte des objectifs d'injection de biométhane définis par la PPE. L'objectif de 8 TWh à horizon 2023 nécessite de multiplier par 3 le nombre de projets par rapport à la dynamique actuelle.

Pour aller plus loin, les mesures suivantes seront préconisées dès 2017 :

- supprimer le coefficient S pour les installations n'ayant jamais bénéficié d'un tarif d'achat de l'électricité produite et du biométhane injecté ;
- ouvrir la possibilité d'utiliser une source d'énergie fatale de proximité pour les besoins de chaleur du digesteur ;
- supprimer le tarif double valorisation pour les ISDND ;
- passer d'un pas mensuel à un pas annuel dans les contrats-type pour les nouvelles installations ;
- réfléchir à la prolongation de la durée du contrat de 15 à 20 ans, comme cela est le cas pour la valorisation électrique depuis l'arrêté du 14 décembre 2016.

## 2.3. Exemples emblématiques d'usages de gaz renouvelable

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 vert par les consommateurs.

Grâce à ce gaz d'origine renouvelable, un industriel comme Terreal à Chagny en Saône-et-Loire (Bourgogne-Franche-Comté) réduit ses émissions de $CO_2$ pour la production de tuiles. Le biométhane, c'est l'assurance pour un consommateur de gaz de pouvoir accéder à une énergie renouvelable sans changer d'installation tout en conservant les facilités offertes par le gaz naturel.

Cofely pour son réseau de chaleur à 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 ont fait le choix du gaz vert dans leur mix énergétique.

L'usage le plus emblématique du biométhane est cependant à mettre au crédit de la mobilité. Carrefour, Ikea, Monoprix, Biocoop ou Picard utilisent déjà le biométhane carburant aussi appelé BioGNV pour leurs flottes logistiques. La RATP fait rouler la ligne de bus 24 à Paris grâce à ce carburant parfaitement adapté pour réduire le bruit, les émissions de $CO_2$ et n'émettre presque aucune particule fine.

À partir du 1er 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.

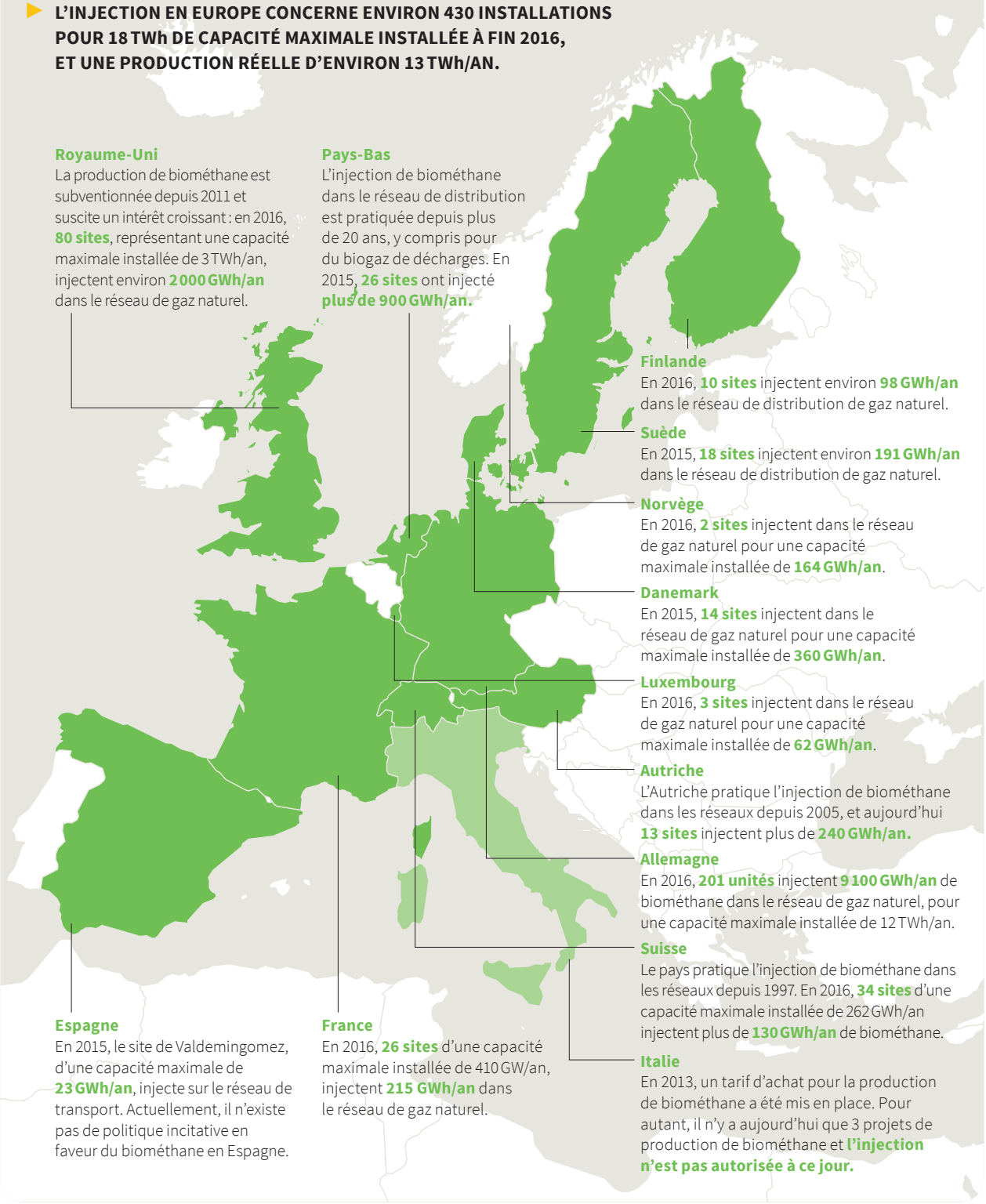
14. Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

# 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 juin 2016 SIA PARTNERS - FRANCE BIOMETHANE

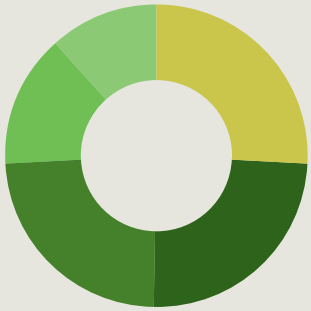
**L'INJECTION EN EUROPE CONCERNE ENVIRON 430 INSTALLATIONS POUR 18 TWh DE CAPACITÉ MAXIMALE INSTALLÉE À FIN 2016, ET UNE PRODUCTION RÉELLE D'ENVIRON 13 TWh/AN.**



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

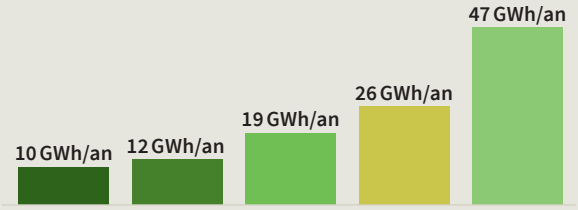
## 3.1. Caractéristiques du parc raccordé

**Répartition de la capacité maximale[10] installée totale par nature de site d'injection**
Source : gestionnaires de réseaux



- Agricole autonome
  **10 sites · 101 GWh/an · 25 %**
- Agricole territorial
  **8 sites · 98 GWh/an · 24 %**
- Déchets ménagers et biodéchets
  **4 sites · 106 GWh/an · 26 %**
- Boues de stations d'épuration (STEP)
  **3 sites · 58 GWh/an · 14 %**
- Industriel territorial
  **1 site · 47 GWh/an · 11 %**
- Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)
  **0 site · 0 GWh/an · 0 %**

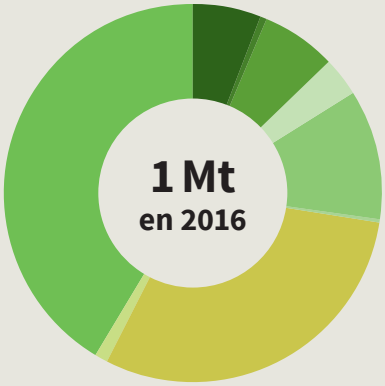
**Taille moyenne des installations d'injection de biométhane selon la nature de l'installation, exprimée en capacité maximale[10] de production.**
Source : gestionnaires de réseaux




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

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

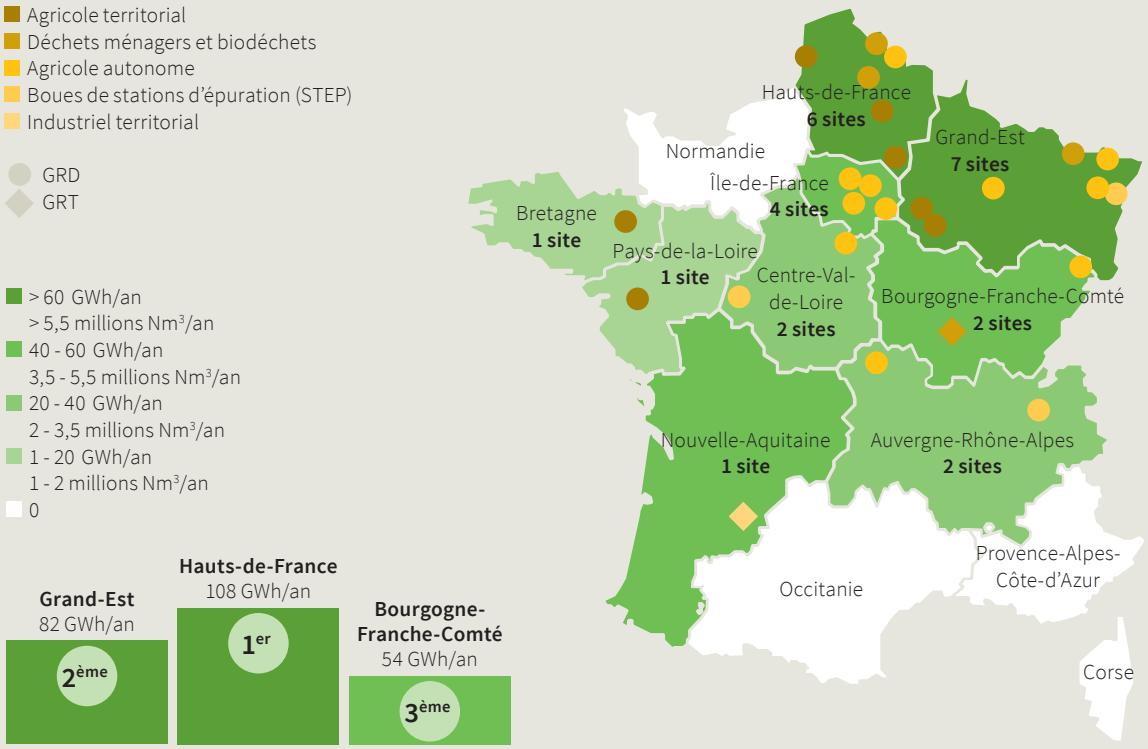
**Types d'intrants utilisés dans les unités d'injection en France en 2016**
Source : ADEME




- Effluents d'élevage (lisiers, fumiers) **6 % · 62 600 tonnes**
- Cultures énergétiques **0,4 % · 3 620 tonnes**
- Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE) Cultures Intermédiaires Pièges à Nitrates (CIPAN) **7 % · 67 105 tonnes**
- Déchets de cultures **3 % · 35 630 tonnes**
- Boues et coproduits d'industries agro-alimentaires **11 % · 113 430 tonnes**
- Sous-Produits Animaux (SPA) **0,2 % · 1 939 tonnes**
- Déchets ménagers **30 % · 309 650 tonnes**
- Déchets verts **1 % · 11 300 tonnes**
- Autres (boues de STEP, etc.) **41 % · 425 850 tonnes**

## 3.2. Répartition régionale du parc

**Répartition régionale de la capacité maximale[10] installée par tranche de débit au 31.12.2016**
**Palmarès régional 2016 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 Cmax extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, PCS = 10,9 kWh/m³(n) et 8 200 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

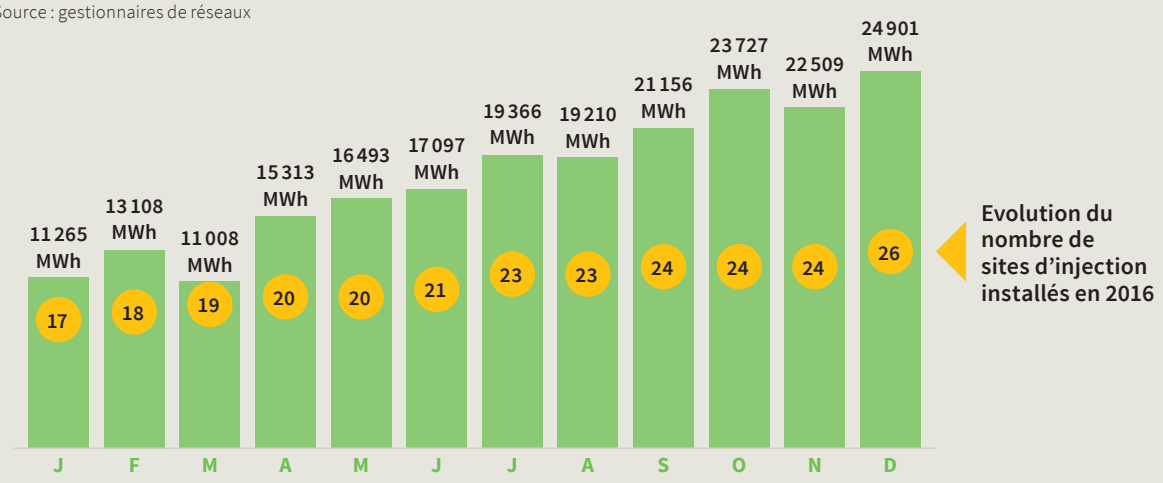
Source : opérateurs de réseaux

## 3.3. Production des installations

Le tableau ci-dessous présente la production mensuelle des installations d'injection de biométhane sur l'année 2016.

**Production mensuelle des installations d'injection de biométhane sur l'année 2016 (MWh)**

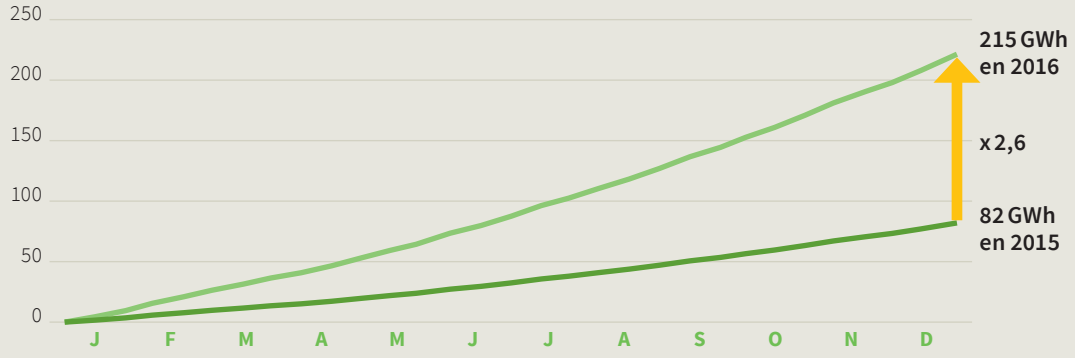
Source : gestionnaires de réseaux




La courbe lissée ci-dessous représente la production cumulée de l'ensemble des installations existantes depuis le 01/01/2016.

**Cumul de la production en GWh (0°C) en 2015 et en 2016**

Source : gestionnaires de réseaux



# 4. Les perspectives de croissance de la filière

## 4.1. File d'attente des projets d'injection

### → LE REGISTRE DE CAPACITÉ

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.

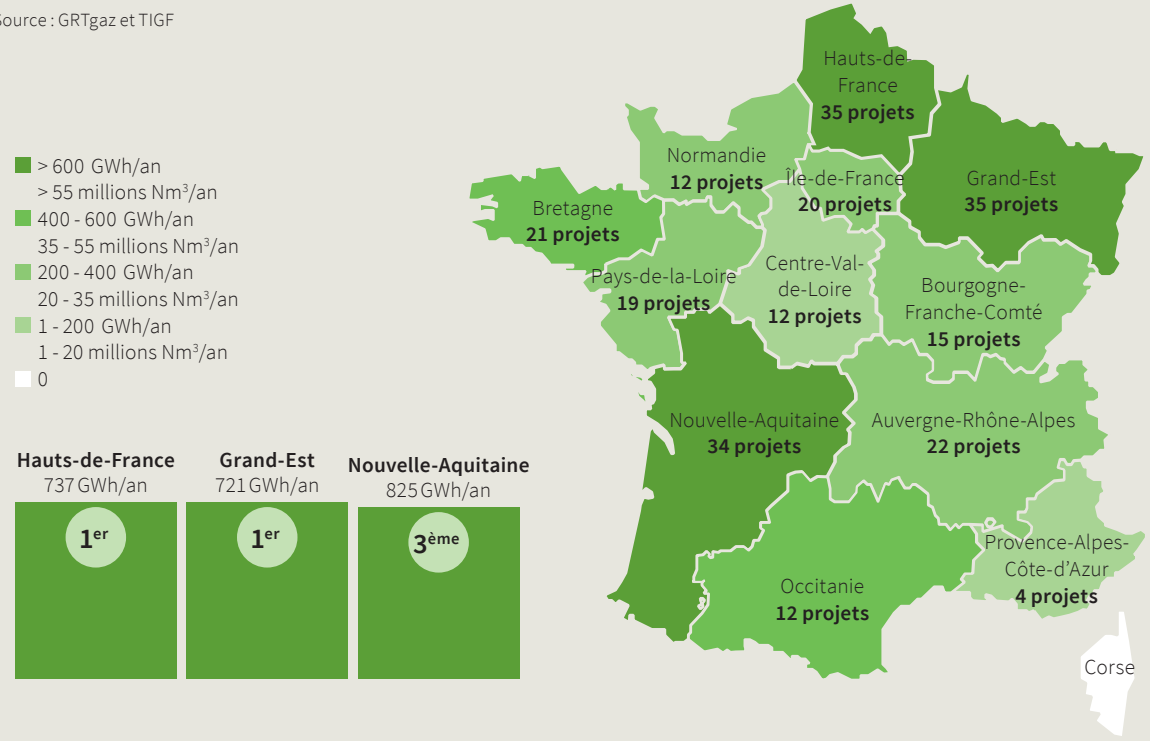
Le registre des capacités (ou file d'attente) est commun aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution. Il permet d'inscrire les projets en fonction de leur ordre d'arrivée avec l'attribution d'un numéro qui permettra de prioriser, le cas échéant, les allocations de capacité d'injection. GRTgaz et TIGF ont été désignés gestionnaires du registre de gestion des capacités par délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en date d'avril 2014.

**LA FILE D'ATTENTE DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE LA FILIÈRE D'INJECTION DE BIOMÉTHANE S'ÉLÈVE À 5 TWh/an[10] POUR 241 PROJETS, CE QUI CORRESPOND À LA CONSOMMATION ANNUELLE MOYENNE DE 420 000 CLIENTS OU DE 22 000 BUS OU CAMIONS ROULANT AU BIOGNV.**

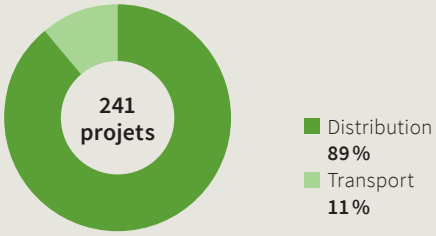
10. Les capacités maximales de production exprimées en TWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale Cmax extraite du registre de capacité exprimée en $m^3$(n)/h, PCS = 10,9 kWh/$m^3$(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

**Répartition régionale de la capacité maximale[10] des projets d'injection de biométhane inscrits dans la file d'attente**

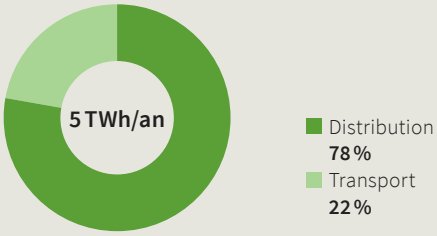
Source : GRTgaz et TIGF




**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 gaz.

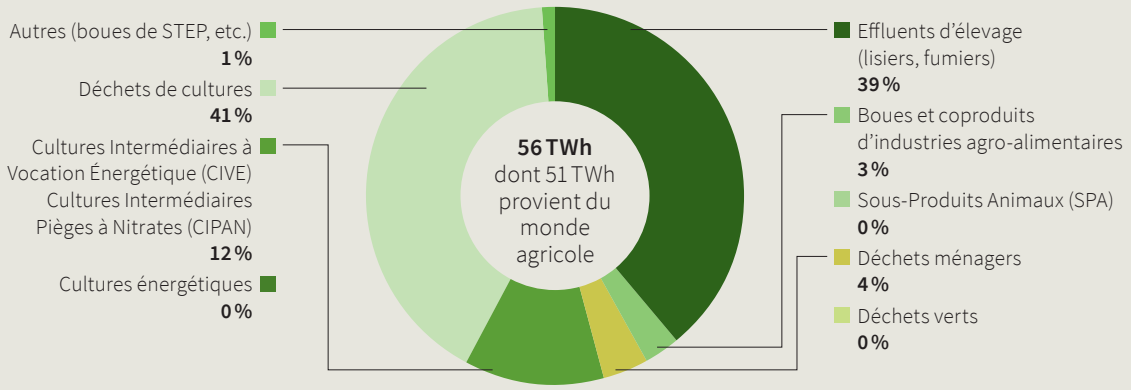
Les opérateurs de réseaux mènent également des expérimentations sur le rebours de gaz vers des étages de pression plus élevés afin d'accéder à des zones de consommation plus larges.

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 ambitieux de développement des gaz renouvelables fixés par l'État devra nécessairement passer par ces nouveaux outils.

## 4.3. Projection du gisement national mobilisable en méthanisation

L'ADEME a réalisé en 2013 une étude sur l' « estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation ». Elle montre que le gisement mobilisable à horizon 2030, est constitué de 130 millions de tonnes de matière brute, soit l'équivalent de 56 TWh/an de biogaz. Sur ce potentiel, la feuille de route Biométhane 2030 de l'ADEME[15] a établi un potentiel volontariste mobilisable pour l'injection de biométhane de 30 TWh/an sur 1 400 sites.

**Répartition du gisement national mobilisable pour la méthanisation par type d'intrants**
Source : « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation » (ADEME - Avril 2013).
Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par SOLAGRO et INDDIGO



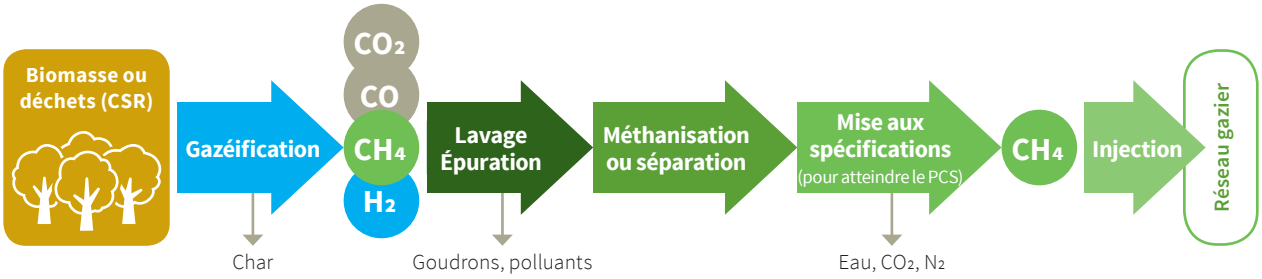

## 4.4. Prospective : d'autres filières de production de gaz renouvelable

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

- la **gazéification 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'EnR électriques et sa valorisation, soit par injection directe dans le réseau, soit après conversion en méthane de synthèse par méthanation ;
- la valorisation des **microalgues**.

### → LA GAZÉIFICATION DE BIOMASSE ET DE CSR

**Le procédé de gazéification**
Source : GRTgaz




15. Feuille de route Biométhane 2030 de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) : *http://www.greengasgrids.eu/fileadmin/greengas/media/Markets/Roadmaps/D4.1_Roadmap_France_french.pdf*

## LA FILIÈRE « MÉTHANE DE SYNTHÈSE ISSU DE PYROGAZÉIFICATION » EST PROMETTEUSE

La pyrogazéification est un procédé thermochimique permettant d'obtenir un gaz de synthèse (syngaz) à partir de biomasse ou de déchets préparés (CSR - Combustibles Solides de Récupération). Le syngaz produit est ensuite traité en vue de la production d'électricité, de chaleur ou de méthane de synthèse injectable dans le réseau. Le gaz ainsi obtenu est appelé « biométhane de deuxième génération », si ce dernier est généré à partir d'intrants renouvelables et « méthane de récupération » lorsqu'il est généré à partir de la fraction non renouvelable des CSR (déchets).

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 de l'objectif de 10 % de gaz renouvelable consommé en 2030, fixé par la Loi sur la Transition Energétique ;
- 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 (production de méthane de synthèse partiellement renouvelable), mais avec un rendement énergétique plus intéressant, et des rejets atmosphériques nettement moindres que l'incinération ;
- aider au développement de l'économie circulaire : produire dans les territoires une énergie renouvelable (ou de récupération, s'il s'agit de CSR) non intermittente, 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 à l'avenir efficacement les quantités de gaz renouvelable attendues de la production par méthanisation. En effet, l'étude approfondie menée par GRDF en 2013, conclut à un potentiel technique de production de biométhane via gazéification variant de 150 à 250 TWh/an sur la période 2030 - 2050 (selon le scénario envisagé).

Même si ces chiffres restent à confirmer par des études complémentaires, et que la technologie d'épuration du gaz de synthèse nécessite encore des validations techniques, ces estimations démontrent néanmoins tout l'intérêt de la filière injection pyrogazéification au regard des objectifs du Grenelle de l'Environnement, au même titre que le biométhane produit par méthanisation. Les outils techniques développés pour le biométhane 1ère génération (postes d'injection, odorisation, mesurage...) pourraient également être repris, voire mutualisés, dans certains cas de plateformes communes méthanisation / pyrogazéification. Les équipements de « rebours » sont également indispensables afin de faciliter l'implantation des ces projets.

### GAYA, LE PREMIER DÉMONSTRATEUR EN FRANCE

Ce projet dénommé Gaya dont la plateforme est en construction 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 valorisation carburant du biométhane). Il permettra d'évaluer les rendements et la pertinence environnementale et économique de la production de biométhane dit de 2ème génération. Environ 20 ingénieurs et techniciens seront amenés à travailler sur le site.

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€.

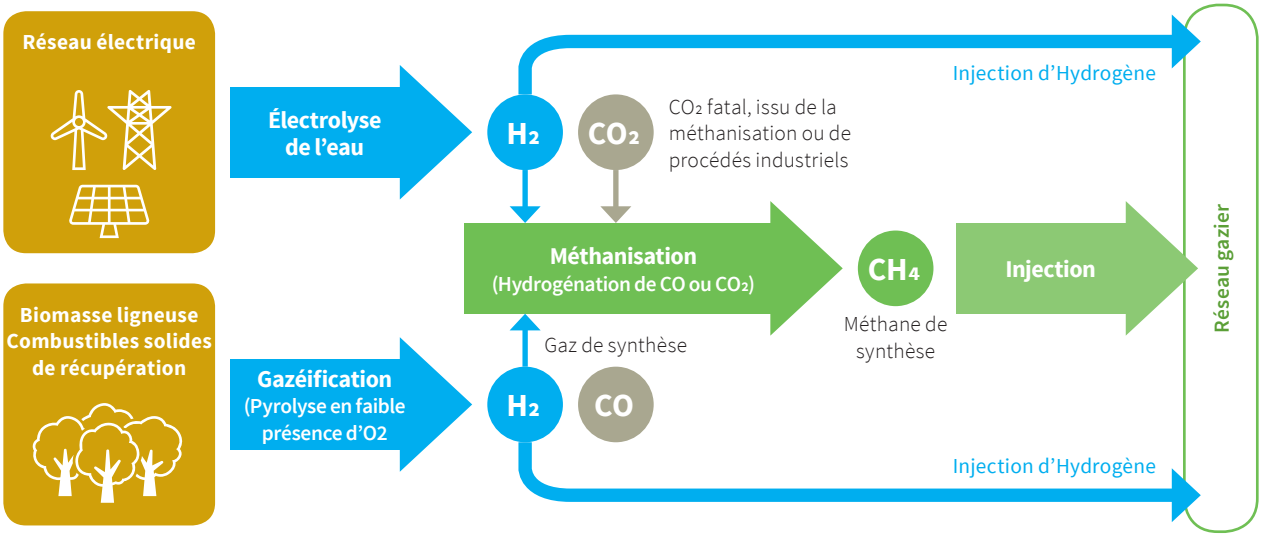
**Plateforme du projet Gaya**

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 intermittente, le Power-to-gas permet de transformer les excédents d'électricité à faible coût marginal 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 $CO_2$ par méthanation.




À horizon 2030, le Power-to-gas avec injection dans le réseau constitue une solution pour répondre à la gestion des excédents de production d'énergie renouvelable. En revanche, 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 (> 1 jour) qui ne pourront pas être gérés 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.

Si l'intérêt du Power-to-gas est avéré à l'horizon 2030 par les études prospectives[16], 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 DANS LES RÉSEAUX

La possibilité d'injection d'hydrogène 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)[17]. 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 le lever les incertitudes liées à la sécurité et à la compatibilité avec les conduites. Il est probable que la proportion acceptable du point de vue des gestionnaires des réseaux soit appelée à augmenter pour atteindre en volume 10 %, voire 20 % à long terme.

### ▶ CONVERSION DE L'HYDROGÈNE EN MÉTHANE DE SYNTHÈSE PAR MÉTHANATION

La méthanation représente une étape supplémentaire permettant de combiner l'hydrogène avec du dioxyde de carbone ($CO_2$) pour former du méthane de synthèse ($CH_4$), 100 % miscible avec le gaz naturel. Il existe de nombreuses sources de dioxyde de carbone possibles : récupération du $CO_2$ après purification de biogaz ou de syngas (gazéification de biomasse), captage du $CO_2$ des émissions industrielles (procédés cimentiers, pétrochimiques, mais aussi tous les équipements de combustion) et des émissions liées à la production d'électricité.

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

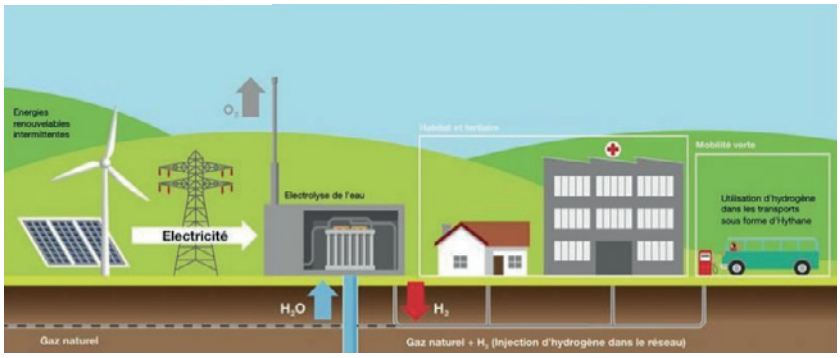
## ▶ LES PROJETS DE DÉMONSTRATEURS

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 souhaitent valoriser des gaz industriels fatals (hydrogène, dioxyde de carbone), d'autres mettent en avant des synergies avec la méthanisation, en récupérant le $CO_2$ relâché lors de la phase d'épuration du biogaz. Ces projets pourraient injecter chacun entre 20 et 150 $Nm^3/h$ 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.

### ▶ LE DÉMONSTRATEUR GRHYD

Le démonstrateur terrain GRHYD se compose 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 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 qu'un établissement de santé. L'injection d'hydrogène devrait débuter à l'automne 2017, après autorisation de la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR). 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 7 partenaires (dont TIGF) 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. TIGF est l'un des partenaires de ce projet. 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 $CO_2$ 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 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**

**CHIFFRES CLÉS[16]**

Le Power-to-gas jouera pleinement son rôle à partir de 2030, lorsque les énergies renouvelables seront devenues structurantes dans le fonctionnement des systèmes électriques. Le Power-to-gas représente :

- une capacité de stockage de l'électricité renouvelable pouvant atteindre 2 TWh sous forme de biométhane de synthèse en 2030 ;
- une capacité de stockage de l'électricité renouvelable comprise entre 20 et 70 TWh, en 2050 ce qui donne 14 et 46 TWh sous forme de biométhane de synthèse ;
- en 2050, les besoins de $CO_2$ pour la méthanation pourraient être entièrement satisfaits par des sites de méthanisation ou en recyclant du $CO_2$ industriel ;
- en 2050, les installations de Power-to-gas pourraient également permettre de coproduire entre 5 et 18 TWh de chaleur et entre 3 400 et 11 700 kt d'oxygène.

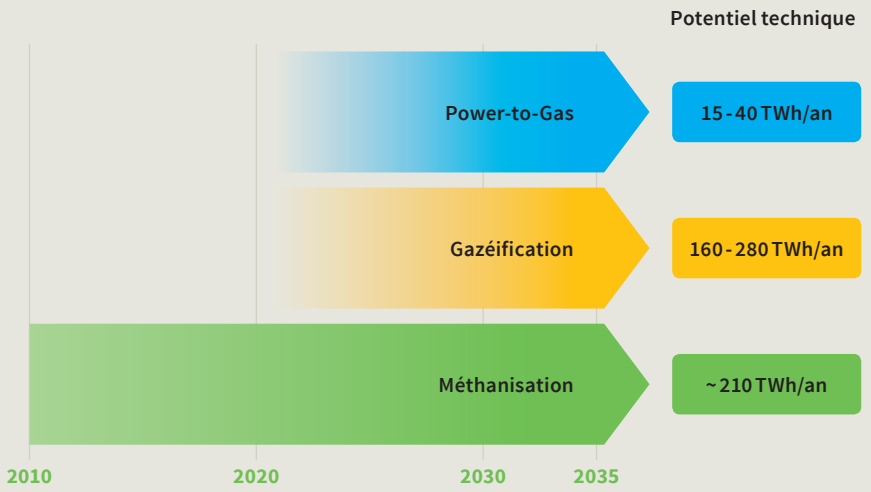
## → PERSPECTIVES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLE À L'HORIZON 2035

L'exercice de prospective des gaz renouvelables[17] présente une vision des évolutions futures des injections de gaz renouvelable en France à l'horizon 2035. Les voies principales de production analysées sont la méthanisation de la biomasse, la gazéification / pyrogazéification de la biomasse ou de CSR (Combustibles Solides de Récupération), la méthanation d'hydrogène produit à partir d'électricité ou d'origine industrielle, l'injection d'hydrogène en mélange dans le gaz naturel.

L'objectif principal est l'estimation de la quantité de gaz renouvelable injecté sur l'ensemble des réseaux de gaz naturel en France, à l'horizon 2035. Pour la méthanisation, l'exercice est fait au niveau national et régional, en analysant également les capacités d'injection chaque année et le nombre des nouveaux sites d'injection sur l'ensemble du territoire français. Pour les autres filières, le modèle ne montre que les GWh injectés sur l'ensemble des réseaux au niveau national.

**Potentiel technique à horizon 2035 des nouveaux procédés de production de biométhane**

Sources : Étude de potentiel de méthanisation ADEME-SOLAGRO 2013 - Étude gazéification GRDF/MEDDE/MAAF/MEF - Étude power-to-gas ADEME/GRTgaz




16. Source : étude ADEME GRDF / GRTgaz
17. Les données s'appuient notamment sur l'exercice du Panorama du gaz renouvelable en 2015 réalisé par GRDF, GRT gaz, le SPEGNN, le SER et TIGF

# 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 32 300 km de canalisations enterrées et 27 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 80 000 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.

Fort d'une expertise de plus de 70 ans, 2ème opérateur gazier français, TIGF est un acteur majeur du marché énergétique. TIGF dispose d'une position stratégique à l'international et assure les interconnexions qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement en Europe dans des conditions de compétitivité, de qualité et de sécurité optimales. L'entreprise offre et développe des services de transport et de stockage de gaz et s'engage dans la transition énergétique.
TIGF en chiffres : + de 5 100 km de canalisations, 14 % du réseau français de gazoducs de grand transport, 16 % du transit des volumes de gaz nationaux, 24 % des capacités françaises de stockage de gaz, 17 sites opérationnels répartis sur 15 départements du Grand Sud-Ouest.

Ont contribué à cette édition :
GRDF : Bertrand DE SINGLY / Younès BELARBI
GRTgaz : Mathilde GARRET / Julien SCHMIT
SER : Robin APOLIT
SPEGNN : Roger BOCK / Olivier PISANI
TIGF : 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
**TIGF - Transport et Infrastructures Gaz France** Société Anonyme au capital de 17 579 088 euros / RCS Pau 095 580 841 / www.tigf.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 TIGF - Transport et Infrastructures Gaz France S.A. 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.

IMPRIM'VERT®

conception : **THINK UP** © 02/2017 - photos couverture © Grégory Brandel / GRDF / GRTgaz / TIGF