

Regards croisés sur le biogaz en Allemagne et en France

Février 2019

Auteure :

Lena Müller-Lohse, OFATE, lena.muller-lohse@developpement-durable.gouv.fr

Vous trouverez le disclaimer à la dernière page du présent document.

Résumé

Entre les deux pays, la méthanisation n'assume pas le même rôle : si l'Allemagne valorise principalement le biogaz pour la production d'électricité, la France, elle, privilégie sa conversion en biométhane afin de l'injecter sur le réseau de gaz naturel, ayant instauré dans ce but un régime de soutien spécifique pour l'injection du biométhane, un dispositif absent outre-Rhin. Alors que la France enregistre une progression constante du nombre de nouvelles centrales biogaz raccordées, l'Allemagne, de son côté, connaît un quasi-arrêt sur ce segment du marché. La priorité y est aujourd'hui accordée au renforcement de la puissance des installations existantes, afin de répondre à des pointes de demande. Par ailleurs, les deux pays mobilisent des substrats différents : l'Allemagne continue de méthaniser une part importante de matières premières renouvelables, en particulier le maïs et la paille céréalière. Une voie que la France n'a pas choisie, du moins pas dans de telles proportions, préférant valoriser d'autres substrats tels que les effluents d'élevage et les déchets.

Soutenu par :



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :





Sommaire

I. Le biogaz dans le mix énergétique	3
I.1 En Allemagne	3
I.2 En France	3
II. État des lieux du biogaz en Allemagne et en France	4
II.1 Le biogaz en Allemagne	4
II.1.1 Parc installé	4
II.1.2 Évolution de la production d'électricité issue du biogaz	6
II.1.3 Injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel	6
II.2 Le biogaz en France	7
II.2.1 Parc installé	7
II.2.2 Évolution de la production d'électricité issue du biogaz	8
II.2.3 Injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel	9
III. Commercialisation du biogaz	10
III.1 En Allemagne	10
III.1.1 Vente directe de biogaz pour la production d'électricité	10
III.1.2 Commercialisation du biométhane	11
III.2 En France	12
III.2.1 Vente directe de biogaz pour la production d'électricité	12
III.2.2 Commercialisation du biométhane	12
IV. Substrats utilisés en méthanisation	13
IV.1 En Allemagne	13
IV.2 En France	14
Disclaimer	16

I. Le biogaz dans le mix énergétique

I.1 En Allemagne

En 2017, la **production d'électricité brute totale** s'élevait à **653,7 TWh**, dont 216,3 TWh d'origine **renouvelable (33 %)** (cf. figure 1), soit une augmentation de près de 14 % de la production renouvelable par rapport à 2016. **La biomasse avait produit 45 TWh**. Au même niveau que l'année précédente, cette production représentait **6,9 % de la production électrique totale**¹.

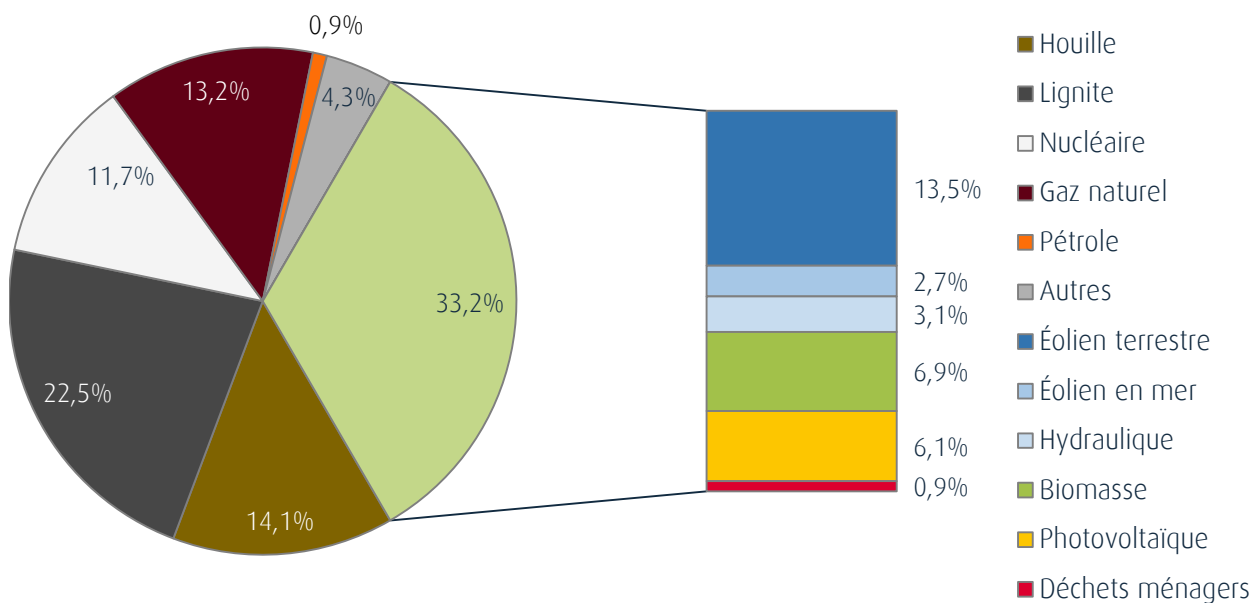


Figure 1 : Production brute d'électricité en Allemagne en 2017. Source : Arbeitsgemeinschaften Energiebilanzen (AGEB).
Mise en forme : OFATE.

I.2 En France

En 2017, la production électrique brute totale de la France s'établissait à **529,4 TWh**, dont 94,8 TWh issus des **énergies renouvelables (18,1 %)** (cf. figure 2). Avec une production de plus de 48 TWh, l'hydraulique arrive en tête, suivie de l'éolien et du photovoltaïque. La **biomasse** a contribué à hauteur de **7 TWh** à la production électrique renouvelable, soit une **hausse de 5,4 % par rapport à 2016**. Les bioénergies renouvelables représentent donc **1,7 % de la production d'électricité totale**².

¹ AG Energiebilanzen (AGEB) 2018, *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern* (Production d'électricité brute de l'Allemagne depuis 1990 par source d'énergie) ([lien](#) vers le document en allemand).

² Réseau de Transport d'Électricité (RTE) 2017, Bilan électrique ([lien](#) vers le document).

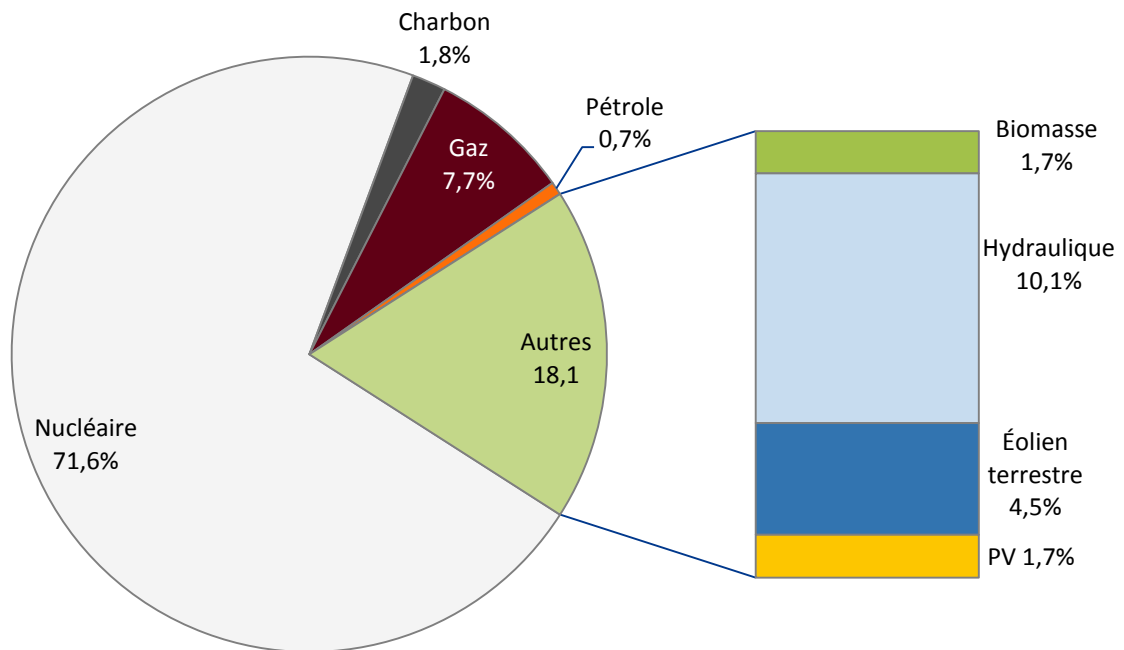


Figure 2 : Production brute d'électricité en France en 2017. Source : RTE. Mise en forme : OFATE.

II. État des lieux du biogaz en Allemagne et en France

II.1 Le biogaz en Allemagne

II.1.1 Parc installé

Fin 2017, l'Allemagne comptait **près de 9 300 unités de méthanisation**. Avec environ 8 200 installations, ce parc est majoritairement constitué d'unités de méthanisation agricole. À cela s'ajoutent quelque 150 installations de méthanisation de déchets valorisant exclusivement les déchets organiques issus du tri sélectif communal (part de déchets organiques supérieure à 90 % en masse). Enfin, le parc comprend aussi 200 à 300 installations de méthanisation valorisant à la fois des déchets organiques et agricoles comme le lisier (part de déchets organiques inférieure à 90 % en masse) et approximativement 200 unités de biométhane injectant le biogaz épuré dans le réseau de gaz naturel³.

³ Centre allemand de recherche sur la biomasse (*Deutsches Biomasseforschungszentrum, DBFZ*) 2017, *Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und –nutzung in Deutschland* (Observatoire du biogaz et du biométhane – Production et valorisation du biogaz en Allemagne), p. 10 ([lien](#) vers le document en allemand).



En 2018, la **puissance installée cumulée, surdimensionnement compris, était supérieure à 4 800 MW** tandis que la **puissance électrique utilisée atteignait 3 800 MW**. L'écart entre ces deux puissances s'explique par la flexibilisation des unités de méthanisation. En 2012, une prime de flexibilité a été instaurée pour flexibiliser la production. Elle vise à ajouter de nouvelles capacités de production électrique en périodes de pointe de la demande.

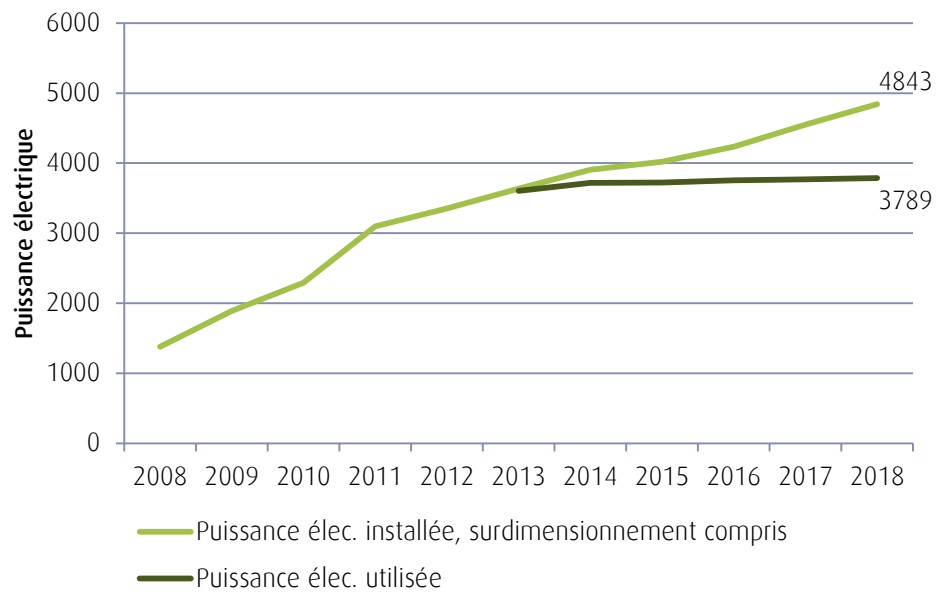


Figure 3 : Évolution de la puissance installée cumulée et de la puissance électrique utilisée (mai 2018). Source : syndicat allemand des professionnels du biogaz (Fachverband Biogas)⁴. Mise en forme : OFATE.

En principe, le biogaz est produit en continu, et l'unité de production électrique (généralement un moteur de cogénération) génère de l'électricité dans l'optique de maximiser les heures de fonctionnement à pleine charge. C'était du moins l'objectif visé auparavant par le régime des tarifs d'achat fixes. Depuis, pour pouvoir flexibiliser la production, la puissance électrique des installations de méthanisation a été renforcée en vue de faire coïncider la production avec les périodes de forte demande⁵.

Depuis les réformes de la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG) de 2014 et 2017, le nombre de nouvelles installations n'a guère évolué. **Il se limite essentiellement à l'agrandissement de sites en exploitation afin de renforcer leur puissance installée pour cette flexibilisation.** En 2017, 122 nouvelles unités ont été raccordées⁶. Depuis 2015, il s'agit principalement de petites installations au lisier d'une puissance maximale de 75 kW.

On dénombre également des sites de production d'électricité à partir de biométhane, dont la puissance installée représentait 529 MW en 2017. Enfin, 440 MW proviennent des unités de valorisation des gaz de stations d'épuration d'eaux usées et de décharge⁷.

⁴ Fachverband Biogas 2018, *Branchenzahlen 2017 und Prognose der Branchenentwicklung 2018* (Chiffres 2017 et prévisions 2018 de développement de la filière) ([lien](#) vers le document en allemand).

⁵ Pour plus de détails sur la flexibilisation des unités de méthanisation, voir la note de synthèse de l'OFATE consacrée à ce sujet ([lien](#) vers le document).

⁶ Fachverband Biogas 2018, *Branchenzahlen 2017 und Prognose der Branchenentwicklung 2018* (Chiffres 2017 et prévisions 2018 de développement de la filière) ([lien](#) vers le document en allemand).

⁷ Groupe de travail allemand Statistiques des énergies renouvelables (*Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, AGEE-Stat*) 2018, *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland* (Séries chronologiques du développement des énergies renouvelables en Allemagne) ([lien](#) vers le document en allemand).

II.1.2 Évolution de la production d'électricité issue du biogaz

Selon le groupe de travail allemand « Statistiques des énergies renouvelables » (*Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik*, AGEE-Stat), **en 2017, la production électrique issue du biogaz a été de l'ordre de 30 TWh⁸, soit 4,5 % de la production électrique totale allemande et 13,6 % de la production d'électricité renouvelable.**

Durant la même période, le biométhane a permis de produire quelque 2,8 TWh d'électricité, et les gaz de stations d'épuration d'eaux usées et de décharge 1,8 TWh⁹.

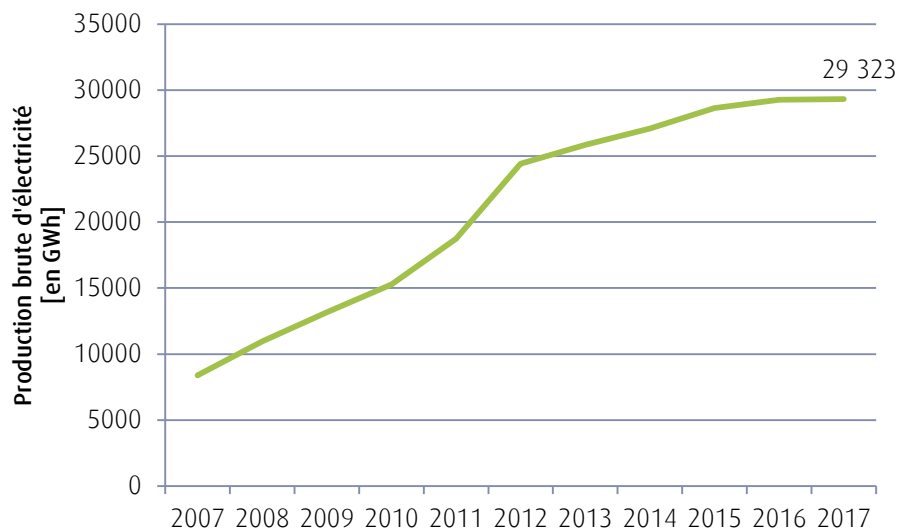


Figure 4 : Production brute d'électricité issue du biogaz de 2007 à 2017. Source : AGEE Stat, août 2018. Mise en forme : OFATE.

* hors gaz des stations d'épuration d'eaux usées, gaz de décharge et fraction organique des déchets

II.1.3 Injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel

En 2017, 195 unités de biométhane ont injecté au total près de 9,3 TWh dans le réseau de gaz naturel¹⁰. Le biométhane représente ainsi environ 1 % de la consommation de gaz¹¹. Différentes lois et ordonnances régissent l'injection de biométhane. À la différence de la France, l'Allemagne n'a pas mis en place de système de soutien spécifique en faveur de cette filière. Les producteurs de biométhane doivent **commercialiser eux-mêmes** leur production en recourant à divers dispositifs, notamment la vente directe dans le cadre de la loi allemande sur les énergies renouvelables EEG.

Au fil des ans, la loi EEG a connu diverses réformes, qui ont plutôt été en défaveur de la filière biogaz. La **loi EEG 2012 a entraîné un coup d'arrêt du développement** de nouvelles installations, qui se poursuit actuellement. La situation est identique pour l'injection de biométhane (cf. figure 5).

Du fait du cadre réglementaire en vigueur, le biométhane est surtout valorisé sous forme de chaleur, en cogénération et sous forme de carburant pour les véhicules au gaz¹².

⁸ La biomasse, incluant la production électrique issue du biogaz, a généré au total 45 TWh (cf. section I.1).

⁹ Groupe de travail allemand Statistiques des énergies renouvelables (*Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik*, AGEE-Stat) 2018, *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland* (Séries chronologiques du développement des énergies renouvelables en Allemagne) ([lien](#) vers le document en allemand).

¹⁰ Biogas Journal 2018, numéro 4, p. 28 à 30.

¹¹ Agence fédérale allemande des réseaux (BNetzA) 2018, *Monitoringbericht* (Rapport de suivi), p. 339 ([lien](#) vers le document en allemand).

¹² Pour plus de détails sur l'évolution de la filière biogaz et son cadre réglementaire, cf. Deutsche Energie-Agentur (dena) 2017, *biogaspartner – gemeinsam einspeisen* (Guide de présentation du marché, des technologies et des acteurs de la méthanisation), p. 8 et suivantes ([lien](#) vers le document en allemand).

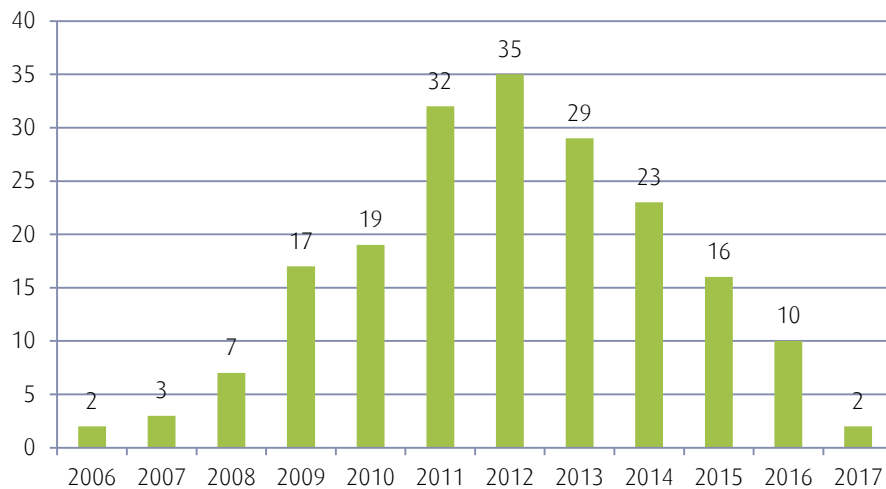


Figure 5 : Évolution du nombre de nouvelles unités de biométhane en Allemagne. Source : Association allemande des professionnels du biogaz (Fachverband Biogas), 20 juin 2018. Mise en forme : OFATE.

II.2 Le biogaz en France

II.2.1 Parc installé

Au 30 septembre 2018, la France comptait **609 centrales biogaz** regroupées en trois catégories : **unités de méthanisation, installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) et stations d'épuration des eaux usées (STEP)**. Plus des deux tiers d'entre elles sont des unités de méthanisation¹³ (cf. figure 6).

Type d'installation	Installations		Puissance	
	Nombre	Répartition (en %)	MW	Répartition (en %)
Méthanisation	426	70	156	35
ISDND	154	25	267	60
Step	29	5	24	5
Total	609	100	447	100

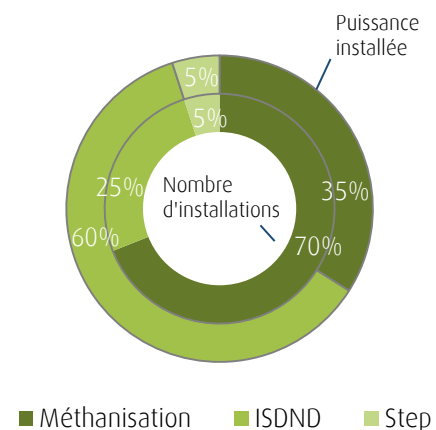


Tableau 1 et figure 6 : Segmentation en fonction du type d'installation (unité de méthanisation, ISDND et STEP). Situation au 30 septembre 2018. Source : Service de la donnée et des études statistiques (SDES) à partir des chiffres d'Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et des fournisseurs d'énergie locaux¹⁴. Mise en forme : OFATE.

¹³ Une unité de méthanisation est définie comme une installation de production de biogaz à partir de déchets agricoles et de biodéchets.

¹⁴ Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité, troisième trimestre 2018, Commissariat général au développement durable (CGDD) ([lien](#) vers le document).

La figure 7 montre l'évolution de la puissance électrique installée. La courbe supérieure représente la puissance installée cumulée de la filière biogaz. La courbe inférieure indique séparément la puissance installée des unités de méthanisation. Dès fin 2017, l'objectif fixé pour la méthanisation dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)¹⁵ pour fin 2018, à savoir 137 MW, était atteint (cf. tableau 1).

Fin septembre 2018, la puissance totale des projets en file d'attente est de 71 MW.

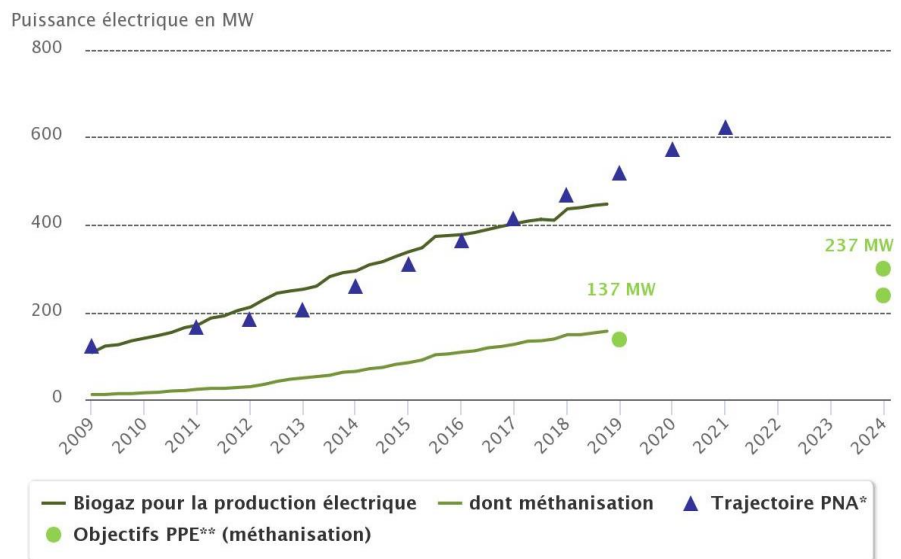


Figure 7 : Évolution du parc des installations de production d'électricité à partir de biogaz. Source : SDES.

* Évolution selon le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables

** La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe comme premier objectif de développement une puissance installée de 137 MW pour fin 2018 et une trajectoire de développement de 237 MW minimum et de 300 MW maximum pour fin 2023¹⁶.

II.2.2 Évolution de la production d'électricité issue du biogaz

En 2017, la **production électrique issue du biogaz** a atteint près de 2 TWh¹⁷, soit **0,5 % de la production électrique totale française** et environ 2 % de la production d'électricité renouvelable.

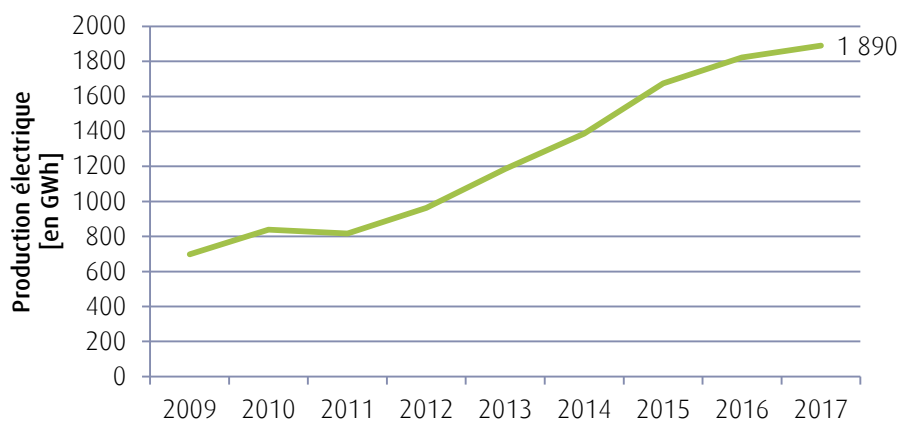


Figure 8 : Production d'électricité issue du biogaz de 2009 à 2017. Source : SDES, septembre 2018. Mise en forme : OFATE.

¹⁵ Pour plus de détails sur la PPE, voir le document de l'OFATE [Mémo en allemand sur le décret relatif à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie \(2016-2023\)](#) de 2016. La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit de réviser la PPE tous les cinq ans. La dernière révision est intervenue en janvier 2019 : Projet PPE pour consultation ([lien](#) vers le document) et synthèse ([lien](#) vers le document).

¹⁶ L'objectif assigné dans le cadre de la révision de la PPE est de 277 MW d'ici 2023. Une trajectoire de développement de 340 à 410 MW a été spécifiée pour la prochaine période.

¹⁷ Tableau de bord de la filière biogaz pour la production d'électricité, troisième trimestre 2018, Commissariat général au développement durable (CGDD) ([lien](#) vers le document).

II.2.3 Injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel

Contrairement à l'Allemagne, la France **privilégie l'injection du biogaz dans le réseau gazier**. Les centrales biogaz d'une puissance installée supérieure à 300 kW sont obligées de produire du biométhane destiné à être injecté dans le réseau de gaz¹⁸. Ceci explique que le développement de l'injection de biométhane dans le réseau gazier soit bien plus avancé que la valorisation du biométhane pour la production d'électricité. Au 30 septembre 2018, 67 unités de biométhane injectaient leur production dans le réseau de gaz naturel, cumulant une **capacité de production annuelle de 1 048 GWh**. À la même période, les 556 projets en file d'attente représentaient une capacité annuelle de plus de 12 TWh¹⁹. Actuellement, la durée de réalisation des projets de biométhane s'échelonne entre 1,5 et 6 ans du fait de la complexité de la procédure. En outre, cette dernière est très coûteuse, et l'investissement par les banques dans ce secteur reste hésitant²⁰.

La France s'est fixée pour objectif que le gaz renouvelable atteigne **7 à 10 % de la consommation de gaz en 2030**²¹. À l'heure actuelle, moins de 0,1 % de biométhane est injecté dans le réseau. La PPE adoptée en 2016 fixait un objectif de production de biométhane de 1,7 TWh pour 2018 et de près de 8 TWh pour 2023 (cf. figure 9). Ce second objectif a été ramené à 6 TWh dans le projet actuel de la nouvelle PPE, rendu public en début d'année 2019.²²

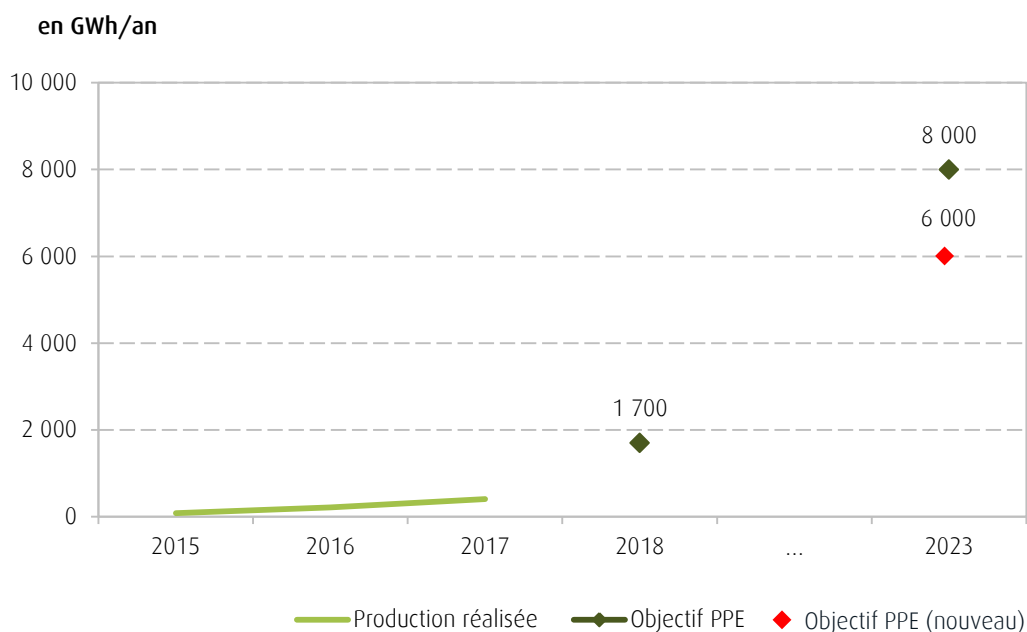


Figure 9 : Production de biométhane réelle et fixée comme objectif pour 2018 et 2023. Source : SDES. Mise en forme : OFATE.

En 2017, **10 % du parc de centrales biogaz a servi à produire du biométhane**. Les centrales de cogénération concentrent toujours l'essentiel de la production de biométhane. Ce pourcentage devrait fortement chuter dans les prochaines années, car **la priorité n'est plus à la valorisation du biogaz en cogénération, mais à la production et à l'injection du biométhane dans le réseau gazier**²³.

¹⁸ Les porteurs de projets doivent remettre une étude de faisabilité réalisée par le gestionnaire du réseau de gaz. Celle-ci doit démontrer que le raccordement de l'installation au réseau gazier est techniquement possible et rentable.

¹⁹ Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux, troisième trimestre 2018, Commissariat général au développement durable (CGDD) ([lien](#) vers le document).

²⁰ enea consulting 2017, État des lieux du biométhane en France, p. 17 ([lien](#) vers le document).

²¹ Objectif assigné par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Le gaz dit « vert » ne désigne pas uniquement le biogaz, mais englobe notamment le gaz des stations d'épuration d'eaux usées (step).

²² PPE janvier 2019, p. 91.

²³ OFATE 2018, Synthèse de la conférence sur les modèles d'affaires pour le biogaz, voir notamment p. 19 ([lien](#) vers le document).

III. Commercialisation du biogaz

III.1 En Allemagne

III.1.1 Vente directe de biogaz pour la production d'électricité

Au 1^{er} janvier 2012, l'Allemagne a mis en place un **mécanisme de soutien** basé sur la **vente directe avec complément de rémunération** pour **les installations valorisant la biomasse**. Ce mécanisme consiste à verser un complément de rémunération variable en plus des recettes issues de la commercialisation de l'électricité sur la bourse de l'électricité, vente réalisée directement ou par l'intermédiaire d'un agrégateur. Entre le 1^{er} janvier 2012 et le 1^{er} août 2014, les exploitants d'unités de méthanisation pouvaient choisir de quitter le système des tarifs d'achat fixes pour ce complément de rémunération (prime de marché). Depuis août 2014, la vente directe avec complément de rémunération est obligatoire pour les nouvelles installations.

La réforme de la loi EEG entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017 a introduit un système d'appels d'offres pour les différentes technologies, dont l'organisation a été confiée à l'Agence fédérale allemande des réseaux (BNetzA). Dans le cadre de l'appel d'offres biomasse, la puissance installée minimale des installations de valorisation de la biomasse a été fixée à 150 kW. **Pour bénéficier d'une aide, les sites d'une puissance installée supérieure à 150 kW sont donc tenus de passer par la procédure des appels d'offres.** Ceux d'une puissance installée inférieure à 150 kW continuent d'être soumis au régime des tarifs d'achat fixes. Début 2017, ce tarif s'élevait à 13,32 c€/kWh²⁴. De leur côté, les petites installations de méthanisation au lisier (≤ 75 kW, au moins 80 % de lisier par rapport à la masse totale) peuvent prétendre à une rémunération de 23,14 c€/kWh²⁵. Depuis avril 2017, le montant du tarif d'achat de référence diminue de 0,5 % tous les semestres²⁶.

Le volume des appels d'offres biomasse a été fixé à **150 MW par an pour la période 2017 - 2019** et à **200 MW par an pour la période 2020 - 2022**. Le premier appel d'offres a été lancé en septembre 2017. Les installations déjà en exploitation et éligibles aux tarifs d'achat en vertu de la loi EEG peuvent participer aux appels d'offres lorsque leur durée de rémunération restante aux termes de cette même loi est inférieure à huit ans²⁷. Lors de la deuxième période de l'appel d'offres 2018, la valeur plancher pour les nouveaux raccordements était de 14,73 c€/kWh, celle pour les installations existantes s'élevait à 16,73 c€/kWh²⁸. L'enchère maximale autorisée décroît chaque année de 1 %. La durée de soutien est de 20 ans pour les nouvelles capacités et de 10 ans pour les installations existantes.

En Allemagne, le coût de production de l'électricité issue de la méthanisation est d'environ 15 à 30 c€/kWh en fonction de la taille des installations et des substrats utilisés²⁹. Les prix moyens de l'électricité à la bourse de l'électricité sont en revanche nettement inférieurs à ce coût de production. L'instauration de la loi EEG et la mise en œuvre du mécanisme de l'obligation d'achat ont donc permis de créer un dispositif de soutien garantissant la rentabilité des projets de méthanisation.

²⁴ Article 42 de la loi EEG 2017 relatif à la biomasse ([lien](#) vers le document en allemand).

²⁵ Article 44 de la loi EEG 2017 relatif à la méthanisation du lisier ([lien](#) vers le document en allemand).

²⁶ Article 44a de la loi EEG 2017 relatif à la diminution des tarifs de référence pour la production électrique d'origine biomasse ([lien](#) vers le document en allemand).

²⁷ Pour plus de détails, voir le mémo de l'OFATE « Intégration sur le marché de la production électrique biogaz en Allemagne » de novembre 2016 ([lien](#) vers le document).

²⁸ Agence fédérale allemande des réseaux (BNetzA), septembre 2018, communiqué de presse ([lien](#) vers le document en allemand).

²⁹ Agence technique pour les ressources renouvelables (*Fachagentur Nachhaltige Rohstoffe*, FNR), *Ökonomische Kennzahlen* (Repères économiques) ([lien](#) vers le document en allemand).

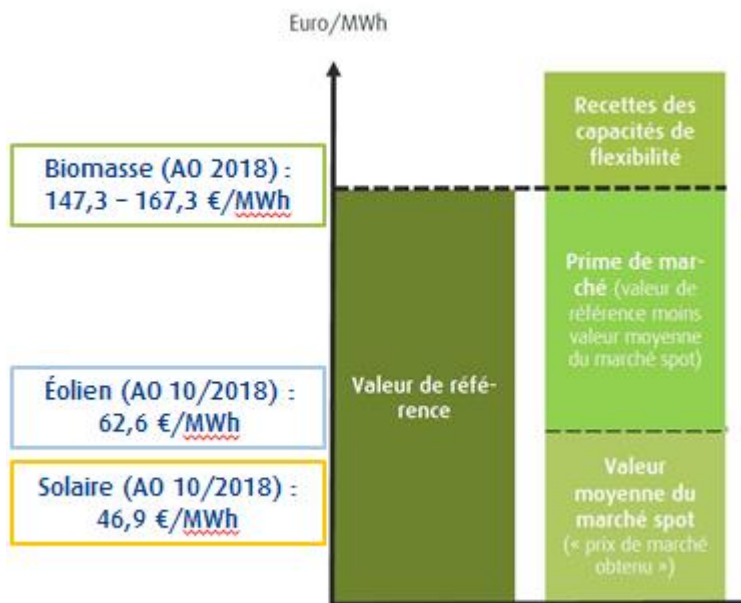


Figure 10 : Modèle de prime de marché aux termes de la loi EEG 2017. Mise en forme : OFATE.

Depuis 2012, la majorité des installations de valorisation de la biomasse participe à la vente directe avec complément de rémunération³⁰. La vente de la production électrique issue du biogaz à la bourse de l'électricité s'effectue au prix du marché qui est inférieur au tarif de référence en vertu de la loi EEG. Le complément de rémunération (prime de marché) compense les écarts entre le prix mensuel du marché et cette valeur de référence (cf. figure 10).

Par ailleurs, l'exploitant d'une unité de méthanisation peut percevoir une **prime de flexibilité** s'il augmente sa puissance installée en vue de la flexibilisation de sa production. Cette prime peut être interprétée comme une prime de capacité destinée aux unités de méthanisation flexibles³¹.

Introduite en 2012 et limitée à 10 ans, son montant était de **130 €/kW par an**. La loi EEG 2014 l'a ramenée à **40 €/kW par an**, mais en a autorisé le versement jusqu'à 20 ans au maximum³². En avril 2018, près de **4 230 unités de cogénération au biogaz et au biométhane représentant une puissance installée cumulée de 2,9 GW** étaient homologués pour percevoir cette prime³³.

III.1.2 Commercialisation du biométhane

L'Allemagne n'a pas mis en place de régime de soutien direct à l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel. Les producteurs de biométhane doivent commercialiser eux-mêmes leur production. Néanmoins, la loi EEG favorise indirectement cette production : l'électricité produite en cogénération avec du biométhane et injectée est rémunérée. Les exploitants de centrales de cogénération au biométhane qui soutirent également du gaz du réseau gazier ne perçoivent en effet une aide pour leur production électrique aux termes de la loi EEG que s'ils certifient avoir injecté dans le réseau un volume de biométhane au moins égal à celui soutiré pour la production d'électricité³⁴. En outre, ils doivent attester que l'électricité a bien été produite en cogénération (obligation de valorisation de la chaleur)³⁵.

³⁰ Environ 75 %, cf. Fraunhofer ISI, IKEM et Fraunhofer IEE 2018, *Monitoring der Direktvermarktung* (Suivi de la vente directe), p. 6 ([lien](#) vers le document en allemand).

³¹ Pour plus de détails, voir le mémo de l'OFATE « Flexibilisation des unités de méthanisation en Allemagne » de mars 2016 ([lien](#) vers le document).

³² Article 50 de la loi EEG 2017 relatif au versement de la prime de flexibilité ([lien](#) vers le document en allemand).

³³ Fraunhofer ISI, IKEM et Fraunhofer IEE 2018, *Monitoring der Direktvermarktung* (Suivi de la vente directe), p. 22 ([lien](#) vers le document en allemand).

³⁴ La loi EEG 2017 autorise le versement d'une aide financière aux exploitants de cogénérateurs d'une puissance installée supérieure à 150 kW seulement si leur offre a été retenue dans le cadre d'un appel d'offres. Cf. paragraphe précédent.

³⁵ Deutsche Energie-Agentur (dena), octobre 2017, *biogaspartner – gemeinsam einspeisen* (Guide de présentation du marché, des technologies et des acteurs de la méthanisation) ([lien](#) vers le document en allemand).

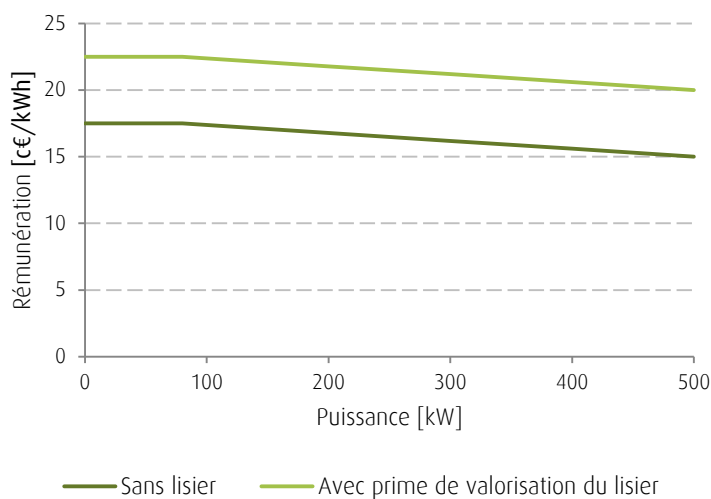
En 2017, les revenus dégagés par l'injection de biométhane dans le cadre de la loi EEG s'élevaient en moyenne à 7,1 c€/kWh. Dans le domaine de la chaleur et des carburants, ils étaient de l'ordre de 6,2 c€/kWh. Selon le volume de la production de biométhane, les coûts de production moyens oscillaient entre 6,74 c€/kWh et 8,60 c€/kWh³⁶.

III.2 En France

III.2.1 Vente directe de la production d'électricité issue du biogaz

Depuis 2016, **les centrales biogaz d'une puissance installée supérieure à 500 kW** doivent participer à une **procédure d'appel d'offres**³⁷ ouvrant droit à un complément de rémunération³⁸. Dans ce schéma de valorisation, l'exploitant commercialise directement son électricité à la bourse ou passe par un agrégateur qui la commercialise en son nom.

Les installations d'une puissance installée **inférieure à 500 kW** perçoivent un **tarif d'achat fixe**.



Le tarif d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz s'élève à 17,5 c€/kWh pour une puissance installée maximale de 80 kW (courbe vert clair de la figure 11). Il diminue en fonction de l'augmentation de la puissance installée pour s'établir à 15 c€/kWh lorsque celle-ci est égale à 500 kW. Une prime d'un montant maximal de 5 c€/kWh est également versée pour la valorisation du lisier (courbe vert foncé).

Début 2018, la dégressivité des tarifs d'achat est entrée en vigueur : chaque trimestre, ils baissent ainsi de 0,5 %. Dans une décennie, cette mesure devrait entraîner un recul de ces tarifs de 20 %.

Figure 11 : Tarifs d'achat pour la production d'électricité issue du biogaz.

Source : Legifrance³⁹. Mise en forme : OFATE.

III.2.2 Commercialisation du biométhane

De manière générale, la réglementation française favorise l'injection du biogaz dans le réseau de gaz naturel. Les porteurs de projets doivent donc déposer une **étude de faisabilité pour les unités d'une puissance installée supérieure à 300 kW**, réalisée par le gestionnaire du réseau de gaz. Elle examine si le raccordement de l'installation au réseau gazier est envisageable, s'il est difficile à réaliser sur le plan technique et s'il est trop onéreux.

En l'absence de possibilité de raccordement, le projet peut prendre part à la procédure d'appel d'offres (cf. plus haut).

Les projets de biométhane sont éligibles aux **tarifs d'achat pour une durée de 15 ans**. Leur montant **dépend de la taille du projet et du mix de substrats** (cf. figure 12) :

³⁶ Deutsche Energie-Agentur (dena), juillet 2018, *Vermiedene Netzkosten* (Coûts d'évitement du réseau) ([lien](#) vers le document en allemand).

³⁷ L'appel d'offres biomasse porte sur une puissance annuelle de 50 MW et concerne les cogénérateurs au bois d'une puissance installée comprise entre 300 kW et 25 MW. Avec une puissance annuelle de 10 MW, l'appel d'offres méthanisation vise les unités d'une puissance installée de 500 kW à 5 MW.

³⁸ Pour plus de détails sur le complément de rémunération, voir le mémo de l'OFATE sur l'introduction de la vente directe avec complément de rémunération en France de mars 2017 ([lien](#) vers le document).

³⁹ Arrêté du 13 décembre 2016 ([lien](#) vers le document).

- pour les installations de stockage de déchets non dangereux, ils sont compris entre 4,5 et 9,5 c€/kWh ;
- pour les unités de méthanisation et les stations d'épuration des eaux usées, leur montant est de l'ordre de 6,4 à 9,5 c€/kWh.

En fonction des substrats valorisés, les bonifications suivantes peuvent être perçues :

- 0,5 c€/kW pour la valorisation exclusive de déchets municipaux ;
- 2 à 3 c€/kW pour la valorisation exclusive de déchets ou de produits agricoles ou agroalimentaires ;
- 0,1 à 3,9 c€/kW pour la valorisation des boues d'épuration des stations d'épuration des eaux usées.

En cas de mix de substrats, cette prime est pondérée et calculée en pourcentage des substrats valorisés par l'installation.

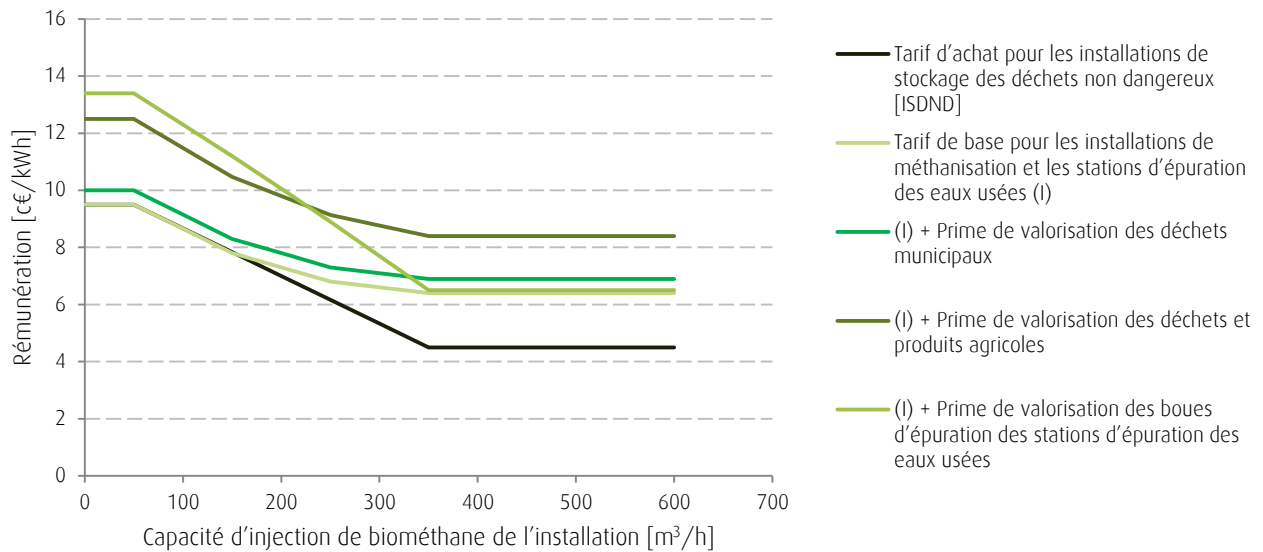


Figure 12 : Tarifs d'achat du biométhane. Source : Legifrance⁴⁰. Mise en forme : OFATE.

IV. Substrats utilisés en méthanisation

IV.1 En Allemagne

En Allemagne, l'ordonnance sur la biomasse ([BiomasseV](#), en allemand) encadre les matières premières considérées comme de la biomasse pour la production d'électricité (article 2) et celles exclues de ce traitement (article 3). Le paragraphe 2 reconnaît comme biomasse les sources d'énergie issues de la phytomasse et de la zoomasse. En leur qualité de produits dérivés et de sous-produits de la phytomasse et de la zoomasse, les résidus et déchets en font également partie. Sont exclus de ce statut, en vertu du paragraphe 3, le bois de récupération, le papier, les boues d'épuration, les sous-produits animaux (à quelques exceptions), le gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le gaz de décharge.

L'entrée en vigueur de la loi EEG 2017 a instauré de nouvelles règles pour la méthanisation des graines céréalières et du maïs⁴¹. Celles-ci **limitent l'utilisation du maïs et des graines céréalières en tant que substrats** à 50 % en masse en 2017 et 2018. Pour la période 2019 - 2020, cette limite appelée « **plafond de maïs** » est abaissée à 47 % en masse avant de tomber à 44 % pour la période 2021 - 2022.

⁴⁰ Arrêté du mercredi 23 novembre 2011 ([lien](#) vers le document).

⁴¹ Loi EEG 2017, paragraphe 39h, conditions de rémunération particulières pour les installations de valorisation de la biomasse ([lien](#) vers le document en allemand).

En décembre 2017, le centre allemand de recherche sur la biomasse (*Deutsche Biomasseforschungszentrum, DBFZ*) a publié une étude sur la production et la valorisation du biogaz⁴². On y apprend que l'Allemagne méthanise majoritairement des sous-produits animaux comme le lisier et le fumier solide et des matières premières renouvelables (dites *NaWaRo*). Les déchets organiques (déchets de jardinage et alimentaires, par exemple) sont également méthanisés. Enfin, des mix de substrats, c'est-à-dire des mélanges de déchets organiques, de matières premières renouvelables et des effluents d'élevage, sont valorisés en codigestion.

D'après cette même étude, les **matières premières renouvelables** représentent 49 % de la masse **des substrats utilisés en méthanisation** (cf. figure 13). Dans cette sous-catégorie de substrat, le **maïs ensilé domine** avec environ 72% en masse. Ensuite, les effluents d'élevage constituent quelque 45 % des substrats valorisés (en masse). L'importance des biodéchets municipaux et des déchets agroalimentaires est minime. En raison de leur fort pouvoir méthanogène, le pourcentage énergétique des matières premières renouvelables utilisées comme substrats s'élève à 77 %.



Figure 13 : Pourcentage en masse et en énergie des substrats utilisés pour la méthanisation en Allemagne (hors unités de biométhane). Source : DBFZ 2017⁴³. Mise en forme : OFATE.

IV.2 En France

Dans la [loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte](#) (LTECV), l'[article 112](#) en particulier, encadre la méthanisation. S'appuyant sur le [décret n° 2016-929](#), il définit les quantités de cultures énergétiques et alimentaires valorisables en méthanisation. Sont également autorisés les résidus végétaux et certaines cultures intercalaires à vocation énergétique. Le [décret n° 2016-929](#) du 7 juillet 2016, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017, définit la valeur limite suivante pour la quantité de cultures énergétiques et alimentaires utilisables comme substrats : les centrales de méthanisation de déchets non dangereux ou de végétaux bruts peuvent être alimentées en **cultures énergétiques ou alimentaires** produites à titre de cultures principales **dans une proportion maximale de 15 % de la quantité totale de substrats mobilisés par année civile**.

Le ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation autorise la méthanisation des substrats ci-après en France⁴⁴ : fumier, déchets agricoles et certaines cultures énergétiques, certains déchets de l'industrie agroalimentaire (fruits et légumes, déchets d'abattoirs, graisses, etc.), déchets de restauration, biodéchets ménagers, biodéchets des supermarchés et de la distribution, et boues d'épuration des stations de traitement des eaux usées.

⁴² Centre allemand de recherche sur la biomasse (*Deutsches Biomasseforschungszentrum, DBFZ*) 2017, *Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland* (Observatoire du biogaz et du biométhane – Production et valorisation du biogaz en Allemagne) ([lien](#) vers le document en allemand).

⁴³ Centre allemand de recherche sur la biomasse (*Deutsches Biomasseforschungszentrum, DBFZ*) 2017, *Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland* (Observatoire du biogaz et du biométhane – Production et valorisation du biogaz en Allemagne), p. 17 ([lien](#) vers le document en allemand).

⁴⁴ Ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation 2013, Volet méthanisation : questions et réponses ([lien](#) vers le document).



Le mix de substrats est plus diversifié en France qu'en Allemagne, avec moins de substrats énergétiques tels que les cultures énergétiques. La méthanisation à la ferme valorise essentiellement les effluents d'élevage (fumier et lisier) en combinaison avec d'autres substrats.

D'après une étude menée par l'Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (AILE), le **fumier représente le substrat le plus utilisé en méthanisation, avec une part de 67 %** (cf. figure 14). Les déchets animaux et végétaux de l'industrie agroalimentaire en constituent près de 20 %. En masse, l'ensilage y contribue pour environ 10 %, le maïs affichant ici une part de 20 %. Les déchets de cultures, les déchets verts et les biodéchets n'en représentent qu'une faible part⁴⁵.

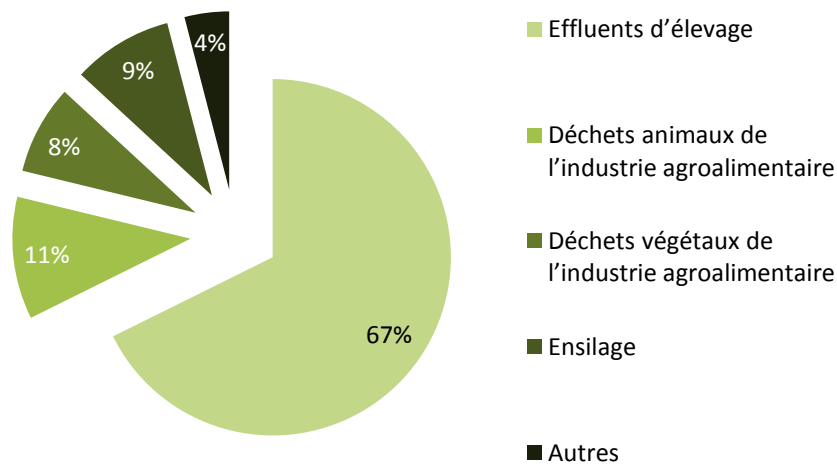


Figure 14 : Pourcentage en masse des substrats utilisés en méthanisation en France. Source : Aile 2018. Mise en forme : OFATE.

⁴⁵ Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (Aile) 2018, Analyse du fonctionnement de 33 unités de méthanisation à la ferme (lien vers le [document](#)).



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.