PÉPITE : Les Notes

PÉPITE : Les Notes N°7 - octobre 2026

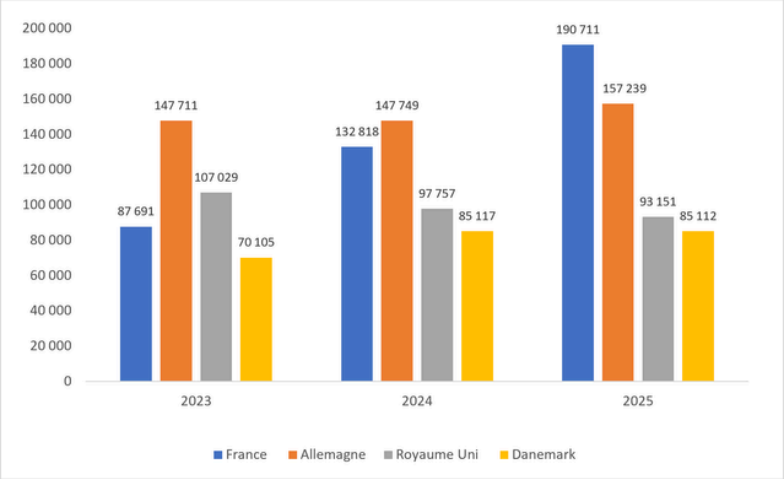
La dimension territoriale contrariée de la production de biogaz

Luc Tessier, Professeur associé en Finance, EM Normandie, Laboratoire Métis
Alexandru Vasenstein, élève ingénieur Mines Paris, PSL
Nadine Levratto, Directrice de Recherche au CNRS, I3-CERNA, Mines Paris, PSL

1 - La méthanisation : un vecteur de l'économie circulaire dans les territoires ?

La méthanisation s'inscrit dans la stratégie européenne RepowerEU (Union Européenne, 2022). Un objectif de 35 milliards de mètres cubes de biométhane d'ici 2030 est fixé pour l'UE, dans une logique de réduction de la dépendance au gaz naturel d'origine fossile, en particulier russe. La croissance de l'injection de biométhane dans le réseau gazier européen reste trop lente pour atteindre ces objectifs, ce qui pousse les États membres à renforcer leurs dispositifs de soutien. Depuis plusieurs années, la France, disposant de ressources importantes en biomasse agricole méthanisables grâce à une surface agricole utilisée (SAU) de plus de 26 millions d'hectares (Agreste - RGA 2020), a enregistré une forte croissance de ses capacités de production. Elle est logiquement devenue, en 2025, le premier pays de l'UE pour les capacités installées, devant l'Allemagne et le Danemark, deux pays leaders dans le décollage de cette activité (Figure 1). Cet objectif s'inscrit dans une triple ambition, à savoir décarboner le mix gazier, réduire la dépendance énergétique du pays et soutenir une transition agroécologique. Ce dernier point relie la méthanisation à une problématique territoriale. Elle mobilise des ressources locales, crée des boucles courtes de valorisation énergétique et d'usages des fertilisants. Elle peut structurer des synergies (agriculteurs, collectivités territoriales, industriels) à l'échelle d'un territoire (Anzalone et Mazaud, 2023), ce qui en fait un levier privilégié d'écologie industrielle localisée.

Figure 1 - Pays ayant les plus grandes capacités installées de biométhane (en Nm^3/heure)



Source : Gaz-Mobilité, 2025

Issue de la digestion anaérobie de déchets organiques, la méthanisation permet de substituer les combustibles fossiles. Technologie mature et déployée à grande échelle, elle se distingue d'autres solutions encore au stade de prototypes (gazéification sèche, gazéification hydrothermale, bio-méthanation du CO_2). Elle s'inscrit dans la bioéconomie, par la valorisation de la biomasse et l'économie circulaire, avec des activités déclarées sous divers codes sectoriels (production de combustibles gazeux, traitement des déchets, eaux usées).

Ses atouts sont multiples : énergie renouvelable pilotable ; injectable et stockable dans les réseaux existants ; gestion des déchets via les digestats se substituant aux engrais chimiques (IEA, 2020). Cependant, leur usage fertilisant soulève des débats (métaux lourds, microplastiques, qualité des sols). La méthanisation peut limiter les rejets de nitrates en zones d'élevage intensif, en couplant digestats et Cultures Intermédiaires Multi-Services (CIMSE) : les CIVE (vocations énergétiques) alimentent la filière biogaz, tandis que les CIPAN (pièges à nitrates) protègent les sols. Ces cultures, non concurrentes des productions alimentaires, optimisent la production de biogaz (Rapport du Sénat 2021 ; Esnouf et al.2021).

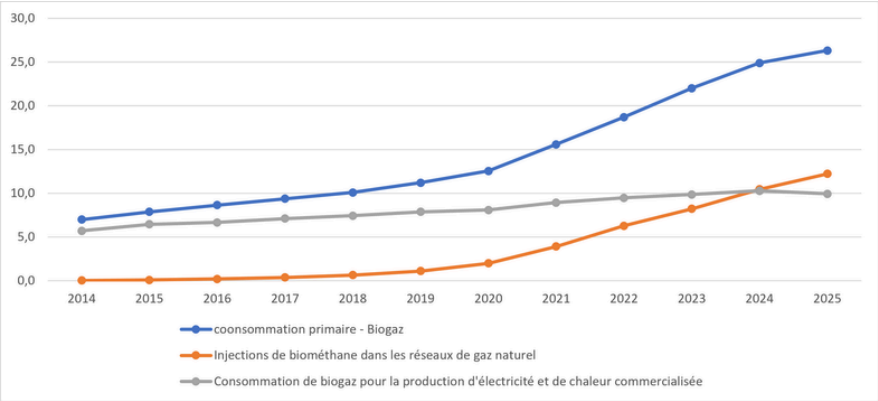
D'autres synergies relevant de l'écologie industrielle peuvent être envisagées, comme la valorisation du CO_2 (agroalimentaire, serres, microalgues). La méthanisation utilise surtout des déchets humides, évitant un séchage coûteux en énergie. En 2025, sa consommation de biomasse sèche (5 Mt MS/an) reste modeste face à la combustion de biomasse ligneuse (26 Mt) ou aux biocarburants (6 Mt) (ADEME, 2025). Cette modération est stratégique : les ressources disponibles pourraient être mobilisées pour des matériaux biosourcés, entrants en compétition avec les besoins énergétiques, notamment pour les biocarburants de 2e génération (décarbonation de l'aéronautique) qui nécessitent des matières ligneuses issues des forêts ou des résidus de culture (ADEME, 2024).

Le bilan énergétique 2025 de la France métropolitaine fait apparaitre une contribution de la méthanisation en équivalent énergétique de 26,3 Twh à la consommation primaire de gaz (Figure 2). Cette production se répartit entre une production d'électricité et de chaleur pour 9,9 Twh (pour une puissance électrique installée de seulement 274,9 Mwh[1]) et une injection dans les réseaux de transport et de distribution de 12,2 Twh (pour une capacité installée de 16,4 Twh[2]) (ADEME, 2025). La différence d'environ 4,2 Twh s'explique par les usages thermiques directes du gaz produit ainsi qu'un nouvel usage émergent la valorisation dans les transports routiers pour 2 Twh (Bilan énergétique de la France, SDES, 2025).

[1] La contribution de la cogénération est estimée dans le bilan national à partir de la densité en énergie du gaz utilisé (pour tous ses usages, chaleur et électricité) et non à partir de la seule production électrique commercialisée. La cogénération de chaleur est beaucoup difficilement valorisable à distance, en particulier en zone rurale. Ces différences expliquent les écarts entre les capacités en cogénération (calculées en énergie électrique uniquement) et les capacités en injection (calculées sur la totalité de la densité énergétique du gaz)

[2] Les différences entre capacités installées et production effective proviennent des durées annuelles d'utilisation des équipements et des usages électriques et thermiques de l'énergie produite.

Figure 2 : Evolution de la consommation primaire de biogaz en France et ses deux valorisations (cogénération et injection).



Source : SDES, ADEME, calculs des auteurs

L'injection dans les réseaux constitue le principal vecteur du développement de cette filière. Au quatrième trimestre 2025, la capacité des 1117 projets en file d'attente était de 18,7 TWh/an, en augmentation de 28 % par rapport à fin 2024, ce qui représente plus d'un doublement des capacités à un horizon de 3 à 4 ans si cette tendance se poursuit.

En 2025, la contribution du biogaz à la consommation nationale brute d'énergie (361 TWh pour le gaz naturel, tous usages confondus) reste modeste (SDES, 2025). Son développement dépend des gisements de matières organiques mobilisables. Le Secrétariat général à la Planification écologique a alerté sur la soutenabilité du modèle actuel si ces ressources viennent à saturer d'ici 2030. Pourtant, le potentiel est significatif ; en mobilisant Cultures Intermédiaires Multi-Services (CIMSE), résidus de cultures (pailles, drèches) et déjections d'élevage, la France continentale pourrait produire 109 TWh de biométhane d'ici 2050 (scénario prudent). Un scénario optimiste, incluant microalgues, biodéchets ménagers, déchets des IAA, herbe, etc. porte ce potentiel à 152 TWh (GRDF, ADEME, 2025), Ces données confirment la priorité aux zones rurales et ressources agricoles, alignées sur la feuille de route nationale (2026-2035) : 44 TWh de biométhane en 2030, puis 47 à 82 TWh en 2035, dans un contexte de limitation du gaz naturel au profit de l'électrification (Stratégie nationale bas carbone, 2026).

Cependant, une croissance excessive de ces nouvelles productions pourrait menacer la souveraineté alimentaire. Les limites physiques surgissent indirectement : un recours massif aux ressources imposerait des changements de pratiques culturales et générerait des conflits d'usages. La multiplication de grands sites pourrait entraîner des externalités négatives (transport, nuisances olfactives) et une concurrence accrue entre installations voisines. La réglementation limite déjà à 15 % l'usage de cultures principales dans les méthaniseurs. Pour contourner cette contrainte, les agriculteurs développent des cultures intermédiaires, risquant de réduire les rendements des cultures alimentaires en captant l'azote, surtout si les résidus ne sont pas restitués aux sols et que les engrais chimiques sont limités (impact sur la qualité de l'eau). Des tensions existent déjà pour les pailles utilisées en élevage. Par ailleurs, les matériaux biosourcés, dont les besoins futurs augmenteront, nécessiteront aussi une consommation supplémentaire de SAU, exacerbant les rivalités entre usages (ADEME, 2024, Rapport du Sénat, 2021).

2 - La méthanisation, une activité énergétique territorialement ancrée

Contrairement aux infrastructures énergétiques centralisées (nucléaire, éolien offshore, terminaux méthaniers), la méthanisation repose sur un modèle local valorisant des gisements de matière organique proches. Ces ressources, difficilement transportables sans coût économique et environnemental, imposent un ancrage territorial fort, dimensionné selon les ressources locales. Il se manifeste à trois niveaux :

- Agricole : la filière dépend du monde agricole. En Bretagne, les effluents d'élevage représentaient 60 % des intrants des méthaniseurs en 2023, illustrant le lien entre structure agraire et potentiel méthanogène.
- Économique : avec 200 000 emplois mondiaux, majoritairement ruraux, la méthanisation diversifie les revenus agricoles et soutient l'activité dans des territoires en déclin.
- Infrastructure : l'injection de biométhane nécessite la proximité d'un réseau de gaz naturel, excluant des territoires comme la Corse ou les Outre-mer.

Cette double dépendance (gisements et infrastructures) explique l'hétérogénéité spatiale de la filière, visible à travers trois profils de territoires :

- Filière mature (Allemagne, Suède, Italie) : l'Allemagne, leader mondial avec 11 000 unités, privilégie la valorisation en électricité et chaleur plutôt qu'en injection.
- Filière émergente (France, Espagne, Pologne) : la production progresse rapidement mais reste marginale dans le mix énergétique.
- Filière peu développée : les unités restent expérimentales faute d'accès aux réseaux de transport du gaz

Cette typologie, non figée, reflète les politiques de soutien (tarifs d'achat, aides à l'investissement) et les structures agraires héritées, confirmant que la carte du biogaz est avant tout celle des ressources organiques et des choix d'aménagement territorial.

3. Le cas français : une filière en croissance mais spatialement très concentrée

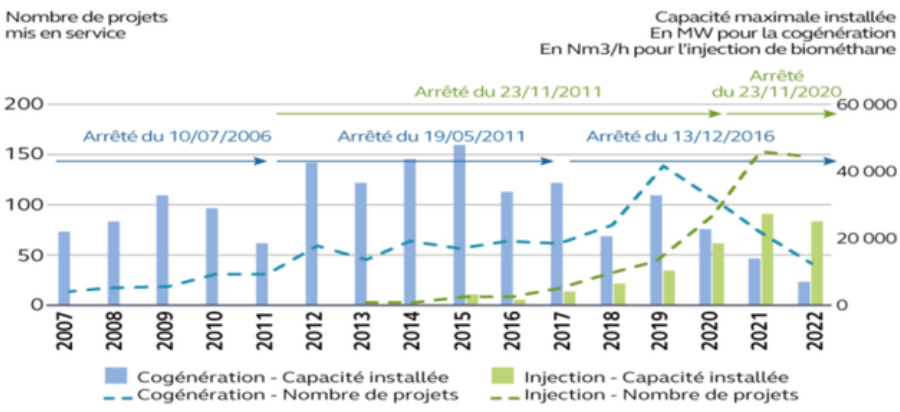
La trajectoire française de la méthanisation illustre son ancrage territorial et l'impact des politiques publiques. Au début des années 2000, la filière s'est d'abord développée via la cogénération à la ferme, combinant production de chaleur pour l'activité agricole et vente d'électricité à tarif garanti. Ce modèle, adapté aux zones d'élevage, a permis une diversification des revenus grâce à des petites unités valorisant les déchets locaux (Bourdin et al., 2025).

À partir de 2017, l'injection de biométhane a connu une croissance rapide, devenant majoritaire après 2020. Cette transition a entraîné une augmentation de la taille des projets, en raison des coûts d'investissement importants (épuration, compression, raccordement au réseau) (Commission de Régulation de l'énergie, 2024). Les projets se sont alors organisés en collectifs d'agriculteurs, souvent associés à des industriels ou collectivités, pour mutualiser coûts et ressources. On observe aussi un

déplacement géographique des projets, des zones d'élevage vers les régions céréalières du Nord et de l'Est, où le potentiel méthanogène des ressources végétales est bien supérieur à celui des déjections animales.

Cette montée en puissance s'est accompagnée d'un soutien public accru, mais la Cour des Comptes a alerté sur ses coûts publics élevés (tarifs d'achat préférentiels, subventions, aides aux raccordements), les coûts réels restant supérieurs à ceux de l'électricité distribuée par ERDF et du gaz fossile importé. L'accélération vers l'injection a aussi été favorisée par la baisse des tarifs d'achat de l'électricité et l'arrivée à terme des premiers contrats de cogénération dans les années 2020 (Cour des comptes, 2025 - figure 3).

Figure 3 : Evolution des projets et des capacités en cogénération et injection



Source : Cour des comptes d'après les données de la CRE et d'EDF OA

Cette trajectoire technico-économique de la méthanisation depuis plus d'une décennie se reflète dans la composition du parc déjà installé (tableau 1). Les unités à la ferme représentent plus des deux tiers des unités installées à l'échelon national et plus de 80% si l'on regarde uniquement les unités en cogénération, procédé historiquement le plus développé (738 unités en activité en 2025).

[3] Le décompte des unités par type de valorisation différent du calcul des unités localisées par région. Certaines unités sont comptabilisées plusieurs fois car elles disposent de plusieurs capacités installées (Cogénération, Injection et Chaleur) alors qu'elles ne sont comptabilisées qu'une fois concernant leur localisation en fonction de l'activité historique initiale. Au premier janvier 2025, une seule installation destinée au bioGNV était recensée en Ile-de-France.

Tableau 1 : Etat du parc au premier janvier 2025 par type d'unité (hors valorisation BioGNV)[3]

	Cogénération	%	Injection	%	Chaleur seule	%	Ensemble	
Unités à la ferme	738	83,7%	480	67,8%	21	10,8%	1239	69,5%
Unités centralisées territoriales	67	7,6%	164	23,2%		0,0%	231	12,9%
Unités en couvertures de fosse	8	0,9%	0	0,0%	59	30,4%	67	3,8%
Déchets ménagers et assimilés	11	1,2%	5	0,7%		0,0%	16	0,9%
Unités en industrie	20	2,3%	12	1,7%	85	43,8%	117	6,6%
Unités en stations d'épuration	38	4,3%	47	6,6%	29	14,9%	114	6,4%
TOTAL	882	100,0%	708	100,0%	194	100,0%	1784	100,0%

Source ADEME, open data GRDF, calculs des auteurs

La concentration en zone rurale pour cette technologie de cogénération dépasse même les 90% si l'on considère que les unités centralisées territoriales et les unités en couverture de fosse ont pour promoteurs, dans un grand nombre de cas, des agriculteurs ou des collectifs d'agriculteurs. La production de chaleur seule est minoritaire avec seulement 194 unités installées car plus difficilement valorisable en dehors d'un usage strictement local ou bien au prix d'investissements considérables dans des

réseaux de chaleur adaptés à des zones urbaines. Dans cette filière, la part plus importante des unités en couverture de fosse et sur des sites industriels par rapport aux autres modes de valorisation (respectivement 30,4% et 43,8% des unités) montrent que ces sites sont, soit des unités agricoles qui pratiquent l'élevage et peuvent recouvrir les fosses de lisiers afin de récupérer les gaz produits pour les besoins de l'exploitation et limiter les nuisances olfactives, soit des industriels qui utilisent le gaz produit dans des chaudières internes à leur processus.

Au 1er janvier 2025, l'injection dans les réseaux de gaz naturel constitue le moteur principal de la croissance du secteur du biométhane français et 708 installations sont déjà en activité. Les unités de méthanisation à la ferme représentent 67,8% de ce parc. On note également la part supérieure, pour ce type de valorisation, des unités centralisées territoriales (23,2%) qui traduit la taille plus grande des unités et les partenariats nécessaires à leur mise en œuvre. Cette tendance est encore plus évidente si l'on focalise l'analyse sur la répartition géographique des unités (tableau 2), des puissances installées, des ressources en biomasse disponibles et de la SAU (tableau 3).

Tableau 2 : Répartition régionale des unités installées par type de valorisation au 01/01/2025 en France métropolitaine (hors valorisation BioGNV)

Régions	Cogénération	en %	Injection	en %	Chaleur seule	En %	Ensemble	En %
Auvergne-Rhône-Alpes	65	7,39%	63	8,90%	15	7,98%	143	8,06%
Bourgogne-Franche-Comté	63	7,17%	24	3,39%	13	6,91%	100	5,63%
Bretagne	122	13,88%	90	12,71%	62	32,98%	274	15,44%
Centre-Val de Loire	30	3,41%	38	5,37%	6	3,19%	74	4,17%
Corse	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Grand Est	201	22,87%	128	18,08%	12	6,38%	341	19,21%
Hauts-de-France	78	8,87%	96	13,56%	21	11,17%	195	10,99%
Île-de-France	11	1,25%	58	8,19%	4	2,13%	73	4,11%
Normandie	129	14,68%	60	8,47%	14	7,45%	203	11,44%
Nouvelle-Aquitaine	62	7,05%	60	8,47%	17	9,04%	139	7,83%
Occitanie	30	3,41%	25	3,53%	9	4,79%	64	3,61%
Pays de la Loire	83	9,44%	60	8,47%	6	3,19%	149	8,39%
Provence-Alpes-Côte d'Azur	5	0,57%	6	0,85%	9	4,79%	20	1,13%
total	879	100,00%	708	100,00%	188	100,00%	1775	100,00%

Source ADEME, open data GRDF, calculs des auteurs

Une géographie très inégale entre régions. Les unités restent structurellement concentrées dans les régions de grande culture et d'élevage du nord et de l'ouest du pays. Quatre régions dominent : La Bretagne, le Grand-Est, les Hauts-de-France et la Normandie. Elles représentent plus de 52% du total du parc installé alors que ces régions ne pèsent que 32,5% de la surface agricole utile du pays, ce qui traduit bien une propension plus forte à s'installer sur des territoires disposant de ressources agricoles importantes susceptibles d'être méthanisées et disposant d'un accès à des réseaux de transport.

L'analyse de la répartition des capacités de production accentue en partie cette première observation (tableau 3). Cette répartition souligne tout d'abord le poids écrasant des capacités énergétiques disponible en injection par rapport aux capacités électriques de la cogénération.

Le modèle de l'injection comptabilise ses capacités en Gwh alors que le modèle en cogénération électrique ne dispose que de capacités évaluées en Mwh électrique soit un facteur 1000 entre les deux variables. La différence provient d'abord d'une méthode de comptabilisation différente des capacités de production. Seule la capacité électrique des unités en cogénération est comptabilisée alors que la totalité de la valeur en énergie du gaz injecté est prise en compte. Cette différence provient ensuite de la plus grande facilité à valoriser du gaz injecté dans un réseau plutôt que d'utiliser de la chaleur à l'extérieur d'un site de production, en particulier dans les zones rurales. Le modèle d'affaires initial fondé sur la cogénération et la vente d'électricité à partir de petites unités agricoles autonomes ne dispose donc que de faibles marges de progression dans une stratégie nationale de décarbonation qui a clairement opté pour une logique d'injection et de substitution de son gaz d'origine fossile (Programmation pluriannuelle de l'énergie 2026-2035).

Tableau 3 : Répartition régionale par type de valorisation au 01/01/2025, des puissances installées des ressources en biomasse estimées et de la surface agricole utile en France métropolitaine (hors valorisation BioGNV)

Régions	Cogénération (en Mwh électriques)	%	Injection (en gwh	%	Ressources conventionnelles biomasse 2050 (en GWH)	%	SAU 2020 en hectares	En %
Auvergne-Rhône-Alpes	17,60	6,40%	1 051,38	6,40%	7248	6,60%	2 887 212	10,78%
Bourgogne-Franche-Comté	15,60	5,67%	761,52	4,63%	6376	5,81%	2 428 469	9,07%
Bretagne	25,40	9,24%	1 337,30	8,14%	12012	10,94%	1 624 259	6,06%
Centre-Val de Loire	7,30	2,66%	876,28	5,33%	10408	9,48%	2 284 646	8,53%
Corse	0,00	0,00%	0,00	0,00%	ND	ND%	167 093	0,62%
Grand Est	57,10	20,77%	3 072,66	18,70%	11395	10,38%	3 024 723	11,29%
Hauts-de-France	23,60	8,58%	2 620,53	15,95%	14337	13,06%	2 130 070	7,95%
Île-de-France	20,70	7,53%	1 348,74	8,21%	3545	3,23%	564 029	2,11%
Normandie	32,30	11,75%	1 496,04	9,10%	9588	8,73%	1 952 877	7,29%
Nouvelle-Aquitaine	26,70	9,71%	1 782,59	10,85%	16073	14,64%	3 871 878	14,45%
Occitanie	15,50	5,64%	680,99	4,14%	8634	7,86%	3 131 236	11,69%
Pays de la Loire	27,00	9,82%	1 303,61	7,93%	9540	8,69%	2 093 339	7,81%
Provence-Alpes-Côte d'Azur	6,10	2,22%	99,66	0,61%	625	0,57%	628 468	2,35%
Total	274,90	100,00%	16 431	100,00%	109 781	100,00%	26 788 299	100,00%

Source ADEME, open data GRDF, Recensement général agricole 2020, calculs des auteurs

L'analyse de la structure géographique des capacités de production souligne encore des effets de concentrations selon les modes de valorisation. Cette polarisation reproduit assez fidèlement la carte de l'élevage et des grandes cultures françaises, confirmant que la filière ne se développe pas de manière indifférenciée sur le territoire national mais épouse les structures agricoles préexistantes. Pour la cogénération quatre régions (Grand Est, Normandie, Nouvelles aquitaine et Pays-de-la-Loire) concentrent 52 % des capacités et illustrent l'attachement du modèle historique de la méthanisation à des régions d'élevage et à une production réalisée à partir de petites unités agricoles autonomes. La Bretagne est également une région spécialisée dans l'élevage. Elle compte parmi les régions les plus dotées en unités installées et confirme ce modèle d'affaires initial avec des unités néanmoins plus petites, expliquant sa 5ème position en termes de capacités électriques installées.

Si l'on considère la valorisation en injection, le Grand Est, les Hauts-de-France, Nouvelle-Aquitaine et la Normandie concentraient 49 % des capacités installées au début 2025. L'importance des Hauts de France

souligne la montée en puissance des exploitations agricoles en grande culture dans ce nouveau modèle d'affaires. Cette région pèse pour près de 16% des capacités mais pour seulement moins de 8% de SAU métropolitaine et 13% des ressources en biomasse agricole méthanisable.

L'Ile-de-France, un cas à part

Cette région illustre l'importance de l'accès aux ressources et aux débouchés pour la méthanisation. Si elle ne représente qu'un peu plus de 2 % de la SAU nationale, son poids dans les capacités électriques installées dépasse les 7,5 % du potentiel national et un peu plus de 8% des capacités d'injection. Cette situation particulière s'explique par plusieurs facteurs cumulés : des capacités en grandes cultures céréalières et betteravières importantes, une proximité géographique avec des réseaux denses de distribution de gaz naturel et la présence d'unités industrielles près de zones urbaines denses justifiant des usages importants sous forme de chaleur.

Si l'on raisonne sur les ressources en biomasse agricole disponible, cette région est même plutôt favorisée. En rapportant la ressource en biomasse agricole disponible en Gwh à la SAU mesurée en milliers d'hectares, elle dispose d'une ressource en biomasse agricole, en équivalent énergétique, de 6,2 Gwh pour 1000 hectares de). L'Ile-de-France dispose ainsi d'une densité de ressources agricoles équivalente aux grandes régions agricoles à savoir la Bretagne (7,4 Gwh pour 1000 hectares de SAU) et les Hauts de France (6,9 Gwh pour 1000 hectares de SAU) qui disposent des ressources importantes liées à la fois à l'élevage et aux grandes cultures. La moyenne nationale estimée n'est que de 4 Gwh pour 1000 hectares de SAU. En mobilisant en injection déjà potentiellement 38% de la ressource locale, L'Ile-de-France est même la championne nationale des capacités installées en injection avec près de 2,4 Gwh pour 1000 hectares de SAU pour une moyenne nationale de 0,61 Gwh pour 1 000 hectares de SAU, confirmant ainsi les avantages géographiques d'une proximité avec des réseaux de transport et des usages du gaz par des activités économiques locales.

La trajectoire de croissance continue de la filière en injection interroge la diffusion territoriale. La production d'énergie issue de la méthanisation double environ tous les trois ans depuis le début des années 2010 (ADEME, 2025). Mais cette croissance suscite une question pour l'aménagement du territoire : la filière peut-elle se diffuser vers des régions moins dotées en gisement agricole ou restera-t-elle structurellement concentrée dans un nombre limité de bassins de production, avec les effets de saturation locale que cela peut impliquer ? Le développement de ce type d'économie circulaire subit ici des contraintes de localisation. Son développement dépend en effet de la présence d'infrastructures adaptées, de l'accès à des flux de matières suffisants et de la proximité avec des bassins de consommation pour justifier des investissements importants (Kané et Levratto, 2026).

Conclusion : ce que cette géographie nous dit de la méthanisation comme objet territorial

Par son approche permettant un traitement et une valorisation des déchets, la méthanisation est une forme locale d'économie circulaire agricole. La densité des acteurs, la présence de filières structurées et l'existence d'infrastructures adaptées, etc. constituent autant de facteurs déterminants pour soutenir une dynamique circulaire. Dans les territoires moins denses ou faiblement équipés, ces conditions sont plus difficiles à réunir.

L'analyse de sa répartition régionale invite à considérer la méthanisation moins comme une simple filière énergétique que comme un système territorial où la ressource, l'infrastructure et la gouvernance locale se combinent pour produire une géographie de production contrastée La concentration à l'œuvre de la méthanisation en injection dans les zones de grandes cultures, Hauts-de-France, Bassin parisien et les zones d'élevage industriel porcin et de volailles du grand Ouest souligne également que la proximité géographique réduit les coûts de coordination, facilite les synergies et renforce l'approvisionnement en ressources disponibles.

La méthanisation n'est donc pas une technologie « hors-sol » que l'on pourrait déployer indifféremment sur n'importe quel territoire. Elle est conditionnée par :la disponibilité et la nature du gisement organique local. Elle dépend de la proximité des infrastructures de réseau (gaz, électricité) ; des choix de politique publique qui orientent les types de valorisation (Injection vs. Cogénération) et du rythme de son développement.

Références

- Abdoulaye Kané et Nadine Levratto, Économie circulaire une cartographie des emplois, Les Docs de La Fabrique, Presses des Mines, 2026.
- Anzalone, G., & Mazaud, C. (2023). Agriculture, territoire et industrie en interface. Le cas de la méthanisation. Regards croisés sur l'économie, 33(2), 226-233.
- Bourdin, S., Condor, R., Fournès, C., & Tessier, L. (2025). The economic and financial performance of biogas production: a retrospective analysis of the French case. International Journal of Energy Sector Management, 19(3), 589-611.
- Esnouf A., Brockmann D., Cresson R. (2021) Analyse du cycle de vie du biométhane issu de ressources agricoles - Rapport d'ACV. INRAE Transfert, 170pp.
- ADEME, Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1er janvier 2025, librairie https://librairie.ademe.fr/agriculture-alimentation-foret-bioeconomie/9332-chiffres-cles-du-parc-d-unites-de-methanisation-en-france-2021-2025.html
- ADEME, Chiffres clés Biomasse Édition 2025 - Rapport final. Disponible en ligne : https://librairie.ademe.fr/agriculture-alimentation-foret-bioeconomie/8871-chiffres-cles-biomasse-2025.html
- ADEME, 2024 Biomasse enjeu stratégique de la transition écologique - avis d'expert Disponible en ligne https://librairie.ademe.fr/energies/6860-biomasse-enjeu-strategique-de-la-transition-ecologique.html
- AGRESTE, Spécialisation agricole territoriale métropolitaine, carte interactive en ligne https://stats.agriculture.gouv.fr/cartostat/#c=indicator&i=otex_2020_1.otefda20&t=A02&view=map11
- Commission de Régulation de l'énergie (CRE), Décembre 2024. Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND), rapport Disponible en ligne : https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/bilan-technique-et-economique-des-installations-de-production-de-biomethane-injecte-hors-step-et-isdnd.html
- Cour des comptes (2025) Le soutien au développement du Biogaz. Rapport public thématique, mars. Disponible en ligne : https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-soutien-au-developpement-du-biogaz
- Gaz Mobilité, 2025 https://www.gaz-mobilite.fr/actus/rapport-eba-france-nouveau-leader-europeen-biomethane-4224.html
- Innovative biomethane for REPowerEU — A projects info pack by CORDIS, Office des publications de l'Union européenne, 2023, https://data.europa.eu/doi/10.2830/817871https://op.europa.eu/fr/publication-detail/-/publication/c4651f9b-eaf2-11ed-a05c-01aa75ed71a1/language-en
- Outlook for biogas and Prospects for organic growth, international energy agency , 2020 https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth
- Programmation pluriannuelle de l'énergie 2026-2035, Disponible en ligne : https://www.economie.gouv.fr/ppe-3-programmation-pluriannuelle-de-lenergie
- Rapport d'accompagnement de la stratégie nationale bas carbone, Ministère de l'Ecologie, Juillet2026.Disponible en ligne : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/SNBC3-%20Rapport-Accompagnement-Juillet2026_0.pdf
- Rapport d'information du Sénat au nom de la mission d'information sur « la méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts », M. Daniel SALMON, Sénateur, 2021. Disponible en ligne : https://www.senat.fr/travaux-parlementaires/structures-temporaires/missions-dinformation-communes/archives/mission-dinformation-sur-la-methanisation-dans-le-mix-energetique-enjeux-et-impacts.html
- Répartition des potentiels de gaz verts à l'horizon 2025 par département - Open data GRDF https://opendata.grdf.fr/explore/dataset/repartition-des-potentiels-de-gaz-verts-a-horizon-2050-par-departement/information/?disjunctive.departement
- SDES, Bilan énergétique de la France, 2025 - Statistique publique de l'énergie, des transports, du logement et de l'environnement https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-en-2025-donnees-provisoires