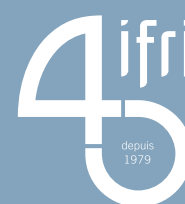




JUIN
2025



Le secteur européen du biométhane au tournant : comment et où augmenter la production ?

Sylvie CORNOT-GANDOLPHE

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une fondation reconnue d’utilité publique par décret du 16 novembre 2022. Elle n’est soumise à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité de l’auteurice.

ISBN : 979-10-373-1237-2
© Tous droits réservés, Ifri, 2026
Couverture : © Terelyuk/Shutterstock.com

Comment citer cette publication :

Sylvie Cornot-Gandolphe, « Le secteur européen du biométhane au tournant : comment et où augmenter la production ? », *Études de l’Ifri*, Ifri, juin 2026.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Site internet : ifri.org

Autrice

Sylvie Cornot-Gandolphe est consultante indépendante sur les questions d'énergie et de matières premières, avec un focus sur les enjeux internationaux. Depuis 2012, elle collabore avec le Centre énergie et climat de l'Institut français des relations internationales (Ifri) en tant que chercheuse associée, ainsi qu'avec CEDIGAZ, le centre international d'information sur le gaz naturel de l'IFPEN, et avec CyclOpe, la publication de référence sur les matières premières.

Sylvie possède une connaissance approfondie des marchés mondiaux du gaz et du charbon, acquise au cours de ses précédentes fonctions au CEDIGAZ/IFPEN, à l'ONU/CEE, à l'AIE et chez ATIC SERVICES. Elle est l'autrice de plusieurs publications de référence sur les marchés de l'énergie. Sylvie est diplômée de l'École nationale supérieure du pétrole et des moteurs (ENSPM).

Résumé

Le secteur européen du biométhane se trouve à un tournant décisif. Depuis la publication par l'Ifri de sa première évaluation du biométhane en 2019, cette industrie a connu une transformation rapide, portée par les objectifs européens de décarbonation, les préoccupations relatives à la sécurité d'approvisionnement, les politiques de réduction du méthane et la pression croissante pour produire de l'énergie bas carbone sur les territoires. Ces moteurs structurels ont fait du biométhane un actif stratégique pour la transition énergétique européenne. C'est un substitut de remplacement du gaz naturel directement utilisable, pilotable, stockable et produit domestiquement. C'est le seul gaz renouvelable pouvant être immédiatement déployé à grande échelle, en s'appuyant sur les infrastructures existantes. Le biométhane permet des réductions d'émissions importantes – parfois négatives –, tout en générant des bénéfices socioéconomiques systémiques et locaux. Il contribue à réduire la dépendance aux importations de gaz naturel et d'engrais.

La production européenne de biométhane a plus que doublé depuis 2019, atteignant 5,2 Gm³ (milliards de mètres cubes) en 2024, dont 4,3 Gm³ dans l'Union européenne (UE). L'Europe est le leader mondial de la production de biométhane, représentant la moitié de la production mondiale. Le total des investissements planifiés d'ici 2030 par les investisseurs et les développeurs de projets a atteint 28 milliards d'euros en juin 2025, soit une augmentation d'un milliard d'euros par rapport à l'année précédente, reflétant la confiance dans le potentiel à long terme du secteur. Ces investissements devraient ajouter une capacité supplémentaire de 7,3 Gm³/an de biométhane d'ici 2030, portant le total de production attendue pour l'UE à plus de 10 Gm³. Seuls 15 États membres ont des objectifs nationaux clairs et chiffrés pour le biométhane à l'horizon 2030, totalisant 17,1 Gm³. En tenant compte des objectifs des plans nationaux énergie-climat (PNEC) lorsqu'ils sont explicitement mentionnés et en formulant des hypothèses pour les pays sans objectifs spécifiques, la production de biométhane de l'UE pourrait atteindre 21 Gm³ en 2030.

Le potentiel européen de production de biométhane est élevé, notamment en Espagne, en Italie, en France, en Allemagne, en Pologne et au Royaume-Uni. Les intrants durables pourraient fournir jusqu'à 35 Gm³ d'ici 2030, avec des volumes nettement supérieurs à l'horizon 2040-2050 (jusqu'à 205 Gm³/an en 2050). Cette croissance est principalement portée par la méthanisation, complétée par la gazéification et par l'e-méthane après 2030. Toutefois, la concurrence s'intensifie entre les secteurs d'utilisation finale à mesure que la pression pour décarboner l'ensemble de l'économie

s'accroît. Par ailleurs, la concurrence pour certains intrants va s'accroître, d'autres filières bioénergétiques – en particulier les carburants d'aviation durables (SAF, *sustainable aviation fuel*) – exploitant les mêmes ressources de biomasse que le biométhane issu de la gazéification thermique. Néanmoins, le consensus général est que le potentiel global reste élevé et largement inexploité.

Les coûts restent un défi central. Après des baisses initiales, il n'y a pas eu, à l'échelle européenne, de réduction durable des coûts de production du biométhane depuis la fin des années 2010, en raison de l'inflation, de l'augmentation des *operational expenditure* (OPEX) et de la complexité croissante des projets. Les coûts de production du biométhane peuvent varier significativement selon l'intrant, la localisation et, surtout, la taille de l'installation. Le coût de production européen actuel est estimé à 75-80 €/MWh en moyenne. Les économies d'échelle, l'innovation technologique et l'amélioration du rendement, l'industrialisation de la fabrication des équipements et la standardisation sont essentielles aux futures réductions de coûts.

Pour compenser le coût plus élevé du biométhane par rapport au gaz naturel, les subventions à la production de biométhane ont été cruciales pour la croissance initiale du marché et demeurent nécessaires pour les nouveaux marchés européens du biométhane. Cependant, les cadres politiques évoluent de modèles fondés sur les subventions à la production vers des mécanismes de marché, afin de réduire la pression sur les budgets nationaux. Les obligations du côté de la demande dans les transports, telles que le quota de gaz à effet de serre (GES) (*greenhouse gas [GHG] quota*) en Allemagne, et les obligations d'incorporation de biométhane pour les fournisseurs de gaz, créent un vaste marché dans lequel la valeur environnementale du biométhane est reconnue par le biais de certificats. Sur ces marchés régis par les obligations d'incorporation, ce sont les consommateurs qui supportent le surcoût du biométhane plutôt que l'ensemble des contribuables. Les contrats d'achat de biométhane (BPA, *biomethane purchase agreements*) émergent également comme un nouveau modèle commercial, offrant aux développeurs une visibilité financière et permettant aux acheteurs (principalement des industries difficiles à décarboner) de décarboner leurs opérations et de remplir leurs engagements de réduction des GES.

Le biométhane présente des externalités positives importantes, ce qui signifie que sa valeur réelle dépasse largement la seule substitution énergétique. La monétisation de ces bénéfices *via* les certificats de biométhane est essentielle pour sa compétitivité. Ces certificats peuvent avoir une valeur élevée, en particulier pour le biométhane à faible intensité carbone, dépassant parfois les coûts complets de production. Mais leurs prix peuvent être très volatils. Les coproduits du biométhane sont de plus en plus valorisés. Le CO₂ biogénique est capté et vendu pour des applications industrielles, et de plus en plus comme intrant pour la production d'e-fuels.

Le digestat, riche en nutriments, est de plus en plus reconnu comme biofertilisant, améliorant la santé des sols, réduisant les importations de fertilisants de synthèse et renforçant la circularité agricole. Les cas de pollution des sols doivent néanmoins être traités.

Compte tenu de la concurrence sur les intrants durables, les politiques nationales devraient prioriser le déploiement du biométhane dans les applications où d'autres alternatives de décarbonation ne sont pas viables dans des délais raisonnables, ou techniquement irréalisables, et où le biométhane apporte la plus grande valeur systémique et le plus fort impact en matière de réduction des émissions. À travers les différentes analyses européennes, quatre applications prioritaires se dégagent, où le biométhane est souvent la seule solution immédiatement déployable capable de fournir des réductions élevées des émissions :

- ▀ Pour les bâtiments, quand l'électrification n'est pas réalisable en raison de contraintes techniques ou financières, le biométhane offre une solution pratique de décarbonation. Il tire parti de la capacité des réseaux de gaz existants à gérer les pointes et la demande saisonnière.
- ▀ Les procédés industriels de chaleur à haute température et la matière première chimique.
- ▀ Le transport routier lourd et le transport maritime *via* le bio-gaz naturel liquéfié (GNL) (bio-LNG).
- ▀ La production d'électricité flexible et pilotable.

L'injection de biométhane dans le réseau constitue une option sans regret pour fournir, à grande échelle, une énergie renouvelable, flexible, pilotable et stockable, et pour permettre une décarbonation trans-sectorielle. À mesure que les objectifs de décarbonation pour 2030 approchent – et compte tenu des coûts élevés de conformité prévus par le règlement européen sur la répartition de l'effort (*Effort Sharing Regulation*) –, la décarbonation des transports et des bâtiments est devenue une priorité absolue pour les décideurs nationaux. Pour la hiérarchie d'utilisation du biométhane, cela désigne clairement les transports et les bâtiments comme priorité immédiate à l'horizon 2030. À plus long terme, la polyvalence des usages finaux du biométhane et sa stockabilité lui permettent de s'adapter aux besoins d'un système énergétique entièrement décarboné, notamment en soutenant la production d'hydrogène propre et en équilibrant la production renouvelable variable.

Malgré des moteurs structurels solides, le secteur demeure freiné par des incohérences dans la réglementation européenne et par plusieurs obstacles persistants. Ceux-ci incluent la fragmentation réglementaire, les délais d'autorisation des permis, la congestion des réseaux, les difficultés d'approvisionnement en intrants, le manque d'harmonisation des marchés et les contraintes financières. Dans le cadre des politiques actuelles, l'UE a

peu de chances d'atteindre son ambition de produire 35 Gm³ de biométhane d'ici 2030.

Le potentiel du secteur ne pourra être réalisé que si les décideurs traitent les obstacles freinant le déploiement rapide du biométhane. L'analyse des marchés nationaux du biométhane dans les sept pays au plus fort potentiel de production montre que, dans la plupart des pays où le déploiement du biométhane avait stagné ou pris du retard par rapport aux attentes, une vague de réformes réglementaires introduites depuis début 2026 débloque désormais les investissements, facilite les procédures d'autorisation et l'accès au réseau, et positionne le secteur pour une montée en puissance plus rapide au cours de la décennie.

Avec une direction politique cohérente, des règles harmonisées et un soutien efficace, le biométhane peut devenir l'un des outils les plus puissants de l'Europe pour une décarbonation rentable des usages finaux les plus difficiles à décarboner et pour fournir la flexibilité essentielle à un système énergétique décarboné.

Sommaire

INTRODUCTION	8
ÉTAT DES LIEUX DE LA PRODUCTION ET DES USAGES DU BIOMÉTHANE	9
Le secteur des transports domine l'usage du biométhane	10
Le commerce transfrontalier émerge	12
ÉVALUATION DES TENDANCES ET DU POTENTIEL DE PRODUCTION PAR PRINCIPAUX PAYS EUROPÉENS	19
France : un modèle pour le développement européen du biométhane...	20
Allemagne : une vaste base biogaz, une dynamique renouvelée, mais toujours pas de feuille de route claire pour le biométhane	23
Royaume-Uni : un soutien politique en renforcement et des impératifs croissants de sécurité énergétique	25
Italie : une expansion rapide du biométhane, bien que plus lente que prévu	28
Espagne : un fort élan d'investissement et un cadre politique en plein renforcement.....	30
Pologne : un fort potentiel, un marché à ses débuts	32
Ukraine : un exportateur de biométhane émergent, au vaste potentiel encore inexploité.....	34
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	35

Introduction

En 2019, l’Ifri publiait son premier rapport sur le biogaz et le biométhane, fondé sur l’évaluation de trois marchés clés (Allemagne, Italie et Danemark)¹. Le rapport concluait à la nécessité de réduire les coûts de production et d’améliorer l’intégration sectorielle, de maîtriser le coût des subventions et de clarifier le rôle à long terme du biogaz et du biométhane pour le secteur de l’énergie, de l’environnement et des déchets. Depuis 2019, le paysage énergétique a profondément changé, mais certaines questions traitées dans le rapport de 2019 sont toujours valables. Cette étude est une actualisation du rapport de 2019, centrée sur l’Europe, et constitue une version synthétique d’un rapport de l’Ifri plus complet publié en anglais uniquement².

À mesure que l’Europe intensifie ses efforts pour décarboner ses systèmes énergétiques, réduire ses importations d’hydrocarbures et accroître sa compétitivité industrielle, le biométhane est de plus en plus reconnu comme une composante pivot des objectifs énergétiques et climatiques. Le biométhane, source d’énergie renouvelable domestique directement substituable au gaz naturel, offre une alternative durable aux énergies fossiles, contribuant à la sécurité énergétique, à l’atténuation des émissions de gaz à effet de serre (GES), à la gestion des déchets et à une agriculture résiliente et circulaire, tout en apportant de nombreux avantages socioéconomiques.

Portée par de puissants moteurs politiques, la production européenne de biométhane a enregistré un taux de croissance annuel composé de 17 % depuis 2019. Selon l’European Biogas Association (EBA)³, elle a atteint 54 térawattheures (TWh), soit 5,2 milliards de mètres cubes (Gm³) en 2024, en hausse de 9 % par rapport à 2023, dont 4,3 Gm³ produits dans l’Union européenne (UE). L’Europe est le leader mondial de la production de biométhane, représentant la moitié de la production mondiale.

Cette note évalue les perspectives de développement futur du biométhane en Europe, met en lumière le potentiel et les défis, et formule des recommandations sur la voie à suivre.

1. M.-A. Eyl-Mazzega et C. Mathieu (dir.), « Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy », *Études de l’Ifri*, Ifri, avril 2019.

2. Sylvie Cornot-Gandolphe, “The European Biomethane Sector at a Critical Juncture: Stronger Policy Alignment Will Matter”, *Ifri Studies*, Ifri, June 2026.

3. Sauf indication contraire, l’ensemble des données présentées dans cette section sont issues du « Statistical Report 2025 », de l’European Biogas Association (EBA).

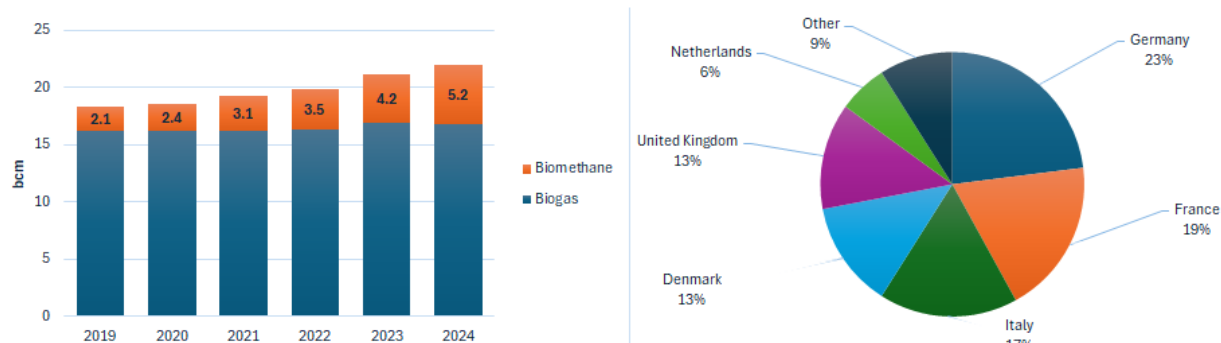
État des lieux de la production et des usages du biométhane

La production combinée de biogaz et de biométhane a atteint 232 TWh (22 Gm³) en 2024, soit 5,1 % de la consommation européenne de gaz naturel (430 Gm³ en 2024, dont 313 Gm³ dans l'UE), soulignant le rôle croissant des biogaz dans le mix énergétique européen. Pour le seul biométhane, cette part reste marginale (1,4 % de la demande de l'UE), mais certains pays ont déjà atteint une part plus importante (le Danemark avec 32 %). Aujourd'hui, la plupart des nouvelles unités de biogaz sont couplées à des installations d'épuration pour produire du biométhane. Début 2025, la capacité européenne installée de production de biométhane s'élevait à 7 Gm³/an, avec environ 1 700 unités de biométhane en exploitation réparties dans 25 pays européens. La taille moyenne des installations a augmenté au fil du temps pour atteindre 483 mètres cubes normaux par heure (Nm³/h) en 2024. Cependant, il existe des différences significatives entre pays européens. La France est en tête en nombre d'installations (731), mais celles-ci sont relativement petites (250 Nm³/h), tandis que le Danemark compte moins d'installations (58), mais de taille nettement plus importante (1 500 Nm³/h).

Malgré cette expansion, le déploiement du biométhane varie significativement entre pays européens, en fonction du potentiel en intrants, des politiques nationales et des incitations financières. Six pays concentrent plus de 90 % de la production européenne de biométhane : l'Allemagne, la France, l'Italie, le Danemark, le Royaume-Uni et les Pays-Bas. Depuis 2025, la France a dépassé l'Allemagne comme premier producteur et compte plus de 1 100 projets en développement, indiquant un potentiel significatif de croissance future⁴. La concentration de la production de biométhane est due à l'absence de schémas d'incitation dans de nombreux États membres. Une augmentation du soutien politique, des incitations côté demande, l'émergence d'un marché transfrontalier et la hausse du prix des quotas du système d'échange de quotas d'émission de l'UE (EU ETS, *Emissions Trading System*) accélèrent les investissements dans les États membres où la production est aujourd'hui (presque) inexistante.

4. C. Got et S. Wellenreiter, « Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz. Quatrième trimestre 2025 », *StatInfo Énergie*, n° 796, Service des données et études stratégiques, février 2026.

Graphique 1 : Production de biogaz en Europe et production de biométhane en Europe par pays en 2024



Source : EBA.

Le biométhane peut être injecté dans le réseau gazier (au niveau distribution ou transport), comprimé en biogaz naturel comprimé (GNC) (bio-CNG) ou liquéfié en biogaz naturel liquéfié (GNL) (bio-LNG), principalement pour usage dans le secteur des transports. Aujourd’hui, l’injection dans le réseau est le principal débouché du biométhane, avec au moins 86 % des unités en exploitation raccordées au réseau gazier⁵. Poussé par les politiques européennes de décarbonation des transports, l’intérêt pour le bio-GNL est croissant. On comptait 101 unités de bio-GNL en exploitation en Europe fin 2024, avec une capacité de production de 15 TWh/an, contre seulement 1,5 TWh/an en 2022.

Sur le plan financier, le secteur est robuste. Selon le *Biomethane Investment Outlook 2025* de l’EBA, le total des investissements planifiés à l’horizon 2030 a atteint 28 milliards d’euros, soit une hausse d’un milliard d’euros par rapport à l’année précédente⁶. Sur ce total, 24,2 milliards d’euros sont alloués à de nouveaux projets *greenfield*. Les investissements les plus importants sont prévus en Espagne (4,8 milliards d’euros), au Danemark (3,14 milliards d’euros), au Royaume-Uni (2,4 milliards d’euros) et en France (1,7 milliard d’euros). Ces investissements devraient ajouter une capacité supplémentaire de 7,3 Gm₃/an de biométhane à l’Europe d’ici 2030.

Le secteur des transports domine l’usage du biométhane

Le manque de données agrégées rend difficile une compréhension claire de la répartition de l’utilisation du biométhane entre secteurs au niveau européen. Les données de l’EBA montrent que la consommation de biométhane est dominée par le secteur des transports, qui représentait 25 % de l’usage du biométhane en 2024. Viennent ensuite le secteur du bâtiment (18 %), la production d’électricité (15 %) et l’industrie (14 %),

5. « Biomethane Map 2025 », Gas Infrastructure Europe/EBA, 2025.

6. « Biomethane Investment Outlook 2025 », EBA, 2025.

tandis que l'usage final du reste (28 %) est inconnu, introduisant une certaine incertitude dans la répartition réelle de la consommation européenne.

La transposition de la directive sur les énergies renouvelables (RED II, *Renewable Energy Directive*) dans les législations nationales a stimulé l'utilisation du biométhane avancé dans le transport routier de l'UE (par exemple le quota GES allemand, le décret ministériel italien sur le biométhane de 2018). Ces schémas sont actuellement révisés pour intégrer les dispositions de la RED III dans les législations nationales.

Les applications sectorielles du biométhane ne sont pas uniformes en Europe. Au contraire, le rôle du biométhane varie significativement d'un pays à l'autre, en fonction des priorités stratégiques et des schémas nationaux de soutien, reflétant sa valeur sociétale, la disponibilité des ressources, la demande des consommateurs et l'étendue de l'infrastructure gazière. Portée par les schémas de soutien antérieurs ciblant la production d'électricité et de chaleur dans des centrales de cogénération (CHP, *combined heat and power*), une part importante – bien qu'en déclin – de la production de biométhane est utilisée en cogénération en Allemagne, tandis qu'au Royaume-Uni la majeure partie de la production est utilisée dans le secteur du chauffage, et qu'en Italie la totalité de la production actuelle est consommée dans le secteur des transports. En France, les usages finaux du biométhane sont plus diversifiés et incluent le chauffage résidentiel (27 %), les transports (24 %), le secteur industriel (28 %) et les réseaux de chaleur urbains (5 %).

Cette diversité souligne l'importance d'approches nationales sur mesure pour maximiser la valeur systémique du biométhane.

S'agissant des intrants, alors que les cultures énergétiques, y compris en monoculture, dominaient initialement le mix d'intrants pour la production de biométhane, cette situation a radicalement changé depuis 2017. Bien qu'elles soient encore utilisées dans des installations existantes dans certains pays, les cultures énergétiques ont été largement éliminées comme intrant des unités de biométhane construites en Europe depuis 2017, en raison de l'introduction de critères de durabilité plus stricts dans la RED II et de la décision des principaux pays européens producteurs de biogaz de réduire les incitations et d'encadrer le recours aux monocultures (par exemple, suppression du bonus pour les cultures énergétiques en Allemagne). La RED III renforce les exigences de vérification, de traçabilité et de durabilité⁷.

7. La directive RED III introduit des seuils plus élevés de réduction des émissions de GES (70-80 %) pour les biocarburants utilisés dans la production d'électricité, le chauffage et le refroidissement. Les seuils de réduction des GES pour le biométhane commercialisé comme biocarburant dans les transports demeurent ceux établis par la directive RED II (50-65 %), bien que la RED III renforce les exigences de vérification, de traçabilité et de durabilité.

Depuis 2017, on observe une nette tendance à l'utilisation de résidus agricoles, de la fraction organique des déchets municipaux solides (MSW, *municipal solid waste*), de boues de station d'épuration et de déchets industriels dans les nouvelles installations. Selon Sia Partners⁸, les résidus agricoles sont l'intrant dominant pour la production de biométhane, représentant 50 % en 2024 de la production de biométhane dans les principaux pays producteurs européens. Viennent ensuite les déchets organiques (21 %), les cultures énergétiques (21 %), les boues de station d'épuration, sous-produit des stations de traitement des eaux usées (6 %), et les gaz de décharge (2 %). L'utilisation des intrants varie significativement selon les pays. Par exemple, en Norvège, 80 % des installations utilisent des boues de station d'épuration, tandis qu'en Allemagne, 44 % des installations s'appuient sur des cultures énergétiques, suivies du lisier (15 %), des boues d'épuration (13 %) et des déchets ménagers (12 %).

De nouveaux concepts pour surmonter l'impact négatif du changement d'affectation des terres et améliorer l'efficacité de l'usage des sols et la durabilité des exploitations gagnent du terrain. Par exemple, en Italie, la plupart des exploitations productrices de biogaz utilisent le concept BiogasDoneRight®. Ce concept repose sur la culture d'une culture secondaire utilisée pour produire du biogaz, sans impact sur le rendement de la culture principale.

Le commerce transfrontalier émerge

Depuis 2022, stimulé par des prix élevés du gaz naturel, par l'EU ETS, par des systèmes nationaux d'échange (par exemple en Allemagne) et par le lancement de schémas européens facilitant le transfert de certificats de biométhane (encadré 1), le commerce transfrontalier a émergé et s'est étendu à un plus grand nombre de pays. Le commerce transfrontalier est estimé à environ 9 TWh en 2024, ce qui signifie que moins de 2 % du biométhane est consommé en dehors de son pays de production. L'Allemagne, la Suisse et la Suède sont les plus grands importateurs de certificats, tandis que le Danemark domine les exportations, suivi par le Royaume-Uni et les Pays-Bas. Les certificats de biométhane originaires de France, de Slovaquie, d'Espagne et de République tchèque font aussi l'objet d'un commerce croissant⁹.

8. « 8th European Biomethane Benchmark », Sia Partners, 2025.

9. « Biomethane Barometer 2025 », Deutsche Energie-Agentur, 2025.

Encadré 1 : Les certificats de biométhane

Deux types de certificats coexistent : les garanties d'origine (GO, *Guarantees of Origin*) et les preuves de durabilité (PoS, *Proof of Sustainability*), qui remplissent des rôles différents au titre de réglementations différentes et ne sont donc pas mutuellement exclusifs¹⁰. Ces certificats attribuent une valeur monétaire aux attributs environnementaux du biométhane.

- ▣ Les GO sont utilisées pour certifier l'origine renouvelable du biométhane auprès des consommateurs au titre de la directive RED, et sont normalement utilisées sur des marchés volontaires selon le principe du *book-and-claim*. Selon ce principe, les GO sont transférées séparément du gaz physique entre les comptes producteur/négociant/utilisateur final dans les registres nationaux. Deux plateformes transnationales, exploitées par l'European Renewable Gas Registry (ERGaR)¹¹ et l'Association of Issuing Bodies (AIB)¹², facilitent les transferts transfrontaliers de certificats de biométhane entre registres nationaux.
- ▣ La PoS est le certificat clé reconnu par la Commission européenne (CE) pour répondre aux obligations et aux objectifs renouvelables. Elle certifie le respect des exigences de durabilité au titre de la RED sur la base d'un équilibre des masses (*mass balancing*). Selon le principe de cet équilibre, la PoS et le gaz physique ne peuvent être séparés. Ce principe garantit que le biométhane certifié sortant d'une chaîne d'approvisionnement y a été ajouté en quantités équivalentes. Ce système évite le risque de double comptage et exige des comptabilités détaillées du transport, des processus de conversion et d'autres facteurs relatifs au biométhane. Les schémas de certification de durabilité doivent être approuvés par la CE.

Des changements importants se profilent dans le paysage du suivi des certificats. Avec des années de retard, et désormais attendue fin 2026, la base de données européenne pour les biocarburants (UDB, *Union Database for Biofuels*), lancée en 2024 pour l'enregistrement, améliorera la traçabilité du biométhane avec équilibre des masses et divulgation des PoS.

10. « Renewable Gas Tracking Systems: Value of Biomethane/RNG Certificates », *Commodity Insights*, S&P Global, octobre 2024 (rapport préparé pour EBA, Eurogas, ERGaR et la Renewable Natural Gas Coalition).

11. Voir : www.ergar.org.

12. Voir : www.aib-net.org.

Depuis l'adoption du Pacte vert (*Green Deal*) en 2019, le cadre énergétique et climatique européen a considérablement évolué. La sécurité d'approvisionnement et l'accessibilité prix ont regagné en importance, aux côtés de la durabilité. De nouveaux moteurs politiques sont apparus, faisant du biométhane durable un élément clé du futur mix énergétique décarboné, garantissant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité industrielle. De nombreuses directives et plans ont été adoptés par la CE. Certains, comme le plan REPowerEU, la directive modificative UE/2023/2413 (RED III), le système d'échange de quotas d'émission de l'UE (ETS et ETS2 à venir), le règlement FuelEU Maritime, le paquet hydrogène et marché du gaz décarboné (*Gas Package*), le *Clean Industrial Deal*, les réglementations sur la performance énergétique des bâtiments sont particulièrement pertinents pour le développement du secteur européen du biométhane, en stimulant non seulement la croissance de la production, mais aussi en orientant ses usages sectoriels (tableau 1).

L'Europe dispose d'un cadre général solide pour le biométhane. Cependant, les politiques de la CE ne sont pas cohérentes et des obstacles réglementaires, commerciaux, financiers et opérationnels continuent de freiner collectivement la montée en puissance du biométhane¹³.

Le plan REPowerEU fixe un objectif indicatif de 35 Gm³ de biométhane d'ici 2030, doublant l'ambition du paquet *Fit for 55*. Pourtant, ni la RED III, ni le Paquet Gaz, ni la feuille de route REPowerEU (mai 2025) ne rendent cet objectif contraignant, laissant les États membres sans responsabilité et les investisseurs sans visibilité de long terme. De plus, des documents récents de la CE¹⁴ font référence à l'objectif de 35 Gm³ comme un objectif combiné biogaz/biométhane, ce qui dilue l'ambition effective.

La RED II/III promeut le biométhane dans le transport routier, mais les réglementations fondées sur les émissions à l'échappement des véhicules et les calendriers pour la mise en place de véhicules lourds à zéro émission (HDV, *heavy-duty vehicles*) créent un conflit réglementaire.

Les disparités de financement persistent : le biométhane reçoit moins d'attention et de soutien financier que d'autres énergies renouvelables comme le solaire, l'éolien ou l'hydrogène vert, ce qui ralentit son déploiement et les investissements.

La RED III pousse à une plus grande unification et à la croissance du commerce transfrontalier du biométhane, notamment via l'établissement de l'UDB à l'échelle de l'UE pour les carburants gazeux. Toutefois, bien que l'UDB ait été officiellement mise en ligne le 21 novembre 2024, elle n'est

13. M. De Gregorio *et al.*, « State of Play of Biogas & Biomethane in Europe: An Update on Market Gaps and Policy Recommendations », deuxième rapport dans le cadre des projets communs d'Horizon Europe HYFUELUP, BIOMETHAVERSE, SEMPRE-BIO et METHAREN, octobre 2024 ; M. Boglárka, « Europe's Biomethane Landscape: between Ambition and Reality », *SUERF Policy Note*, n° 384, Société universitaire européenne de recherches financières, décembre 2025.

14. « Biomethane », section thématique, Commission européenne.

pas encore pleinement obligatoire pour les transactions de biométhane, la CE finalisant encore le calendrier d'application. Plusieurs obstacles restent à résoudre (notamment le transport via des réseaux extra-UE). Les retards dans le déploiement de l'UDB et le manque d'harmonisation de la certification compliquent le commerce transfrontalier, font grimper les coûts administratifs et créent une incertitude susceptible de freiner les investissements.

Malgré une dynamique croissante, l'objectif de 35 Gm³ ne sera pas atteint. Les versions finales des plans nationaux énergie-climat (PNEC) actualisés montrent clairement une accélération de la production de biométhane sur la décennie. Si presque tous les États membres mentionnent le biométhane dans leurs PNEC, seuls 15 d'entre eux ont des objectifs nationaux clairs et chiffrés pour le biométhane à l'horizon 2030¹⁵, totalisant 17,1 Gm³. Certains pays ont un objectif combiné biogaz/gaz renouvelables, certains ne donnent qu'un objectif dédié au secteur des transports, et certains (par exemple l'Allemagne, le pays au plus fort potentiel) n'ont aucun objectif spécifique. Cela rend difficile l'évaluation de l'objectif de production de l'UE. En tenant compte des objectifs des PNEC, lorsqu'ils sont explicitement mentionnés, et en formulant des hypothèses pour les pays sans objectifs spécifiques, la production de biométhane de l'UE pourrait atteindre 21 Gm³ en 2030.

15. Belgique, République tchèque, Danemark, Estonie, Grèce, France, Hongrie, Irlande, Italie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Roumanie et Slovaquie.

Tableau 1 : Principales directives pertinentes pour le secteur du biométhane

Réglementation /Directive	Année	Principales mesures relatives au biogaz/biométhane
Plan REPowerEU (COM/2022/230)	2022	<p>Ancrage politique ; fixe un objectif UE de 35 milliards de m³ de biométhane d'ici 2030 ; stimule les investissements dans l'<i>upgrading</i> du biogaz et l'injection réseau ; a établi le Partenariat industriel pour le biométhane (BIP) (2022-2025) pour coordonner l'industrie, les États membres et la Commission européenne.</p>
Directive sur les énergies renouvelables III (RED III) (UE/2023/2413)	2023 (juridiquement contraignante à partir du 21 mai 2025)	<p>Porte la part des énergies renouvelables (ER) dans l'UE à au moins 42,5 % d'ici 2030, avec un objectif potentiel de 45 %. Élargit le champ d'application du biométhane à tous les usages finals.</p> <p>Transport : relève la part minimale requise d'ER fournie au secteur des transports, y compris les segments aérien et maritime, à au moins 29 % d'ici 2030. Les pays de l'UE peuvent alternativement choisir de réduire l'intensité des émissions de GES d'au moins 14,5 % d'ici 2030. Le seuil pour les carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO) et les biocarburants avancés est relevé à 5,5 % d'ici 2030 (sans double comptage dans les dispositifs GES), dont au moins 1 % doit être fourni par des RFNBO.</p> <p>Industrie : objectif indicatif annuel d'ER à garantir par chaque État membre : + 1,6 point/an ; 42 % de RFNBO en 2030.</p> <p>Bâtiments : objectif indicatif d'ER dans les bâtiments : 49 % en 2030 ; sous-objectif indicatif pour le chauffage et le refroidissement d'au moins 0,8 point/an en moyenne calculée sur la période 2021-2025 et 1,1 point/an sur la période 2026-2030.</p> <p>Renforce les exigences de durabilité et de réduction des GES.</p> <p>Renforce le rôle des certificats de biométhane (PoS et GOs) et de l'UDB.</p> <p>Améliore les procédures d'octroi de permis.</p>

<p>FuelEU Maritime (UE/2023/1805)</p>	<p>2025</p>	<p>Instaure des limites GES plus strictes pour l'énergie utilisée par les navires de plus de 5 000 tonneaux de jauge brute faisant escale dans des ports européens. Les compagnies maritimes doivent réduire l'intensité GES des carburants marins de 2 % en 2025 et de 6 % en 2030 (émissions GES et analyse du puits à la roue), progressivement jusqu'à 80 % en 2050. Les entreprises qui ne respectent pas les objectifs annuels s'exposent à des pénalités financières et à une responsabilité de conformité.</p> <p>Offre une flexibilité pour atteindre la conformité de manière rentable. Introduit un mécanisme de mutualisation des émissions entre navires (les navires en sur-conformité peuvent transférer leurs surplus d'émissions à d'autres navires ne respectant pas les objectifs). En outre, il est permis de reporter des économies d'émissions excédentaires vers l'avenir sans limite (banking). Ces réglementations créent une forte incitation aux investissements durables dans le bio-GNL.</p>
<p>Paquet décarbonation du gaz (UE/2024/1788 et UE/2024/1789)</p>	<p>2024 (à transposer en droit national d'ici août 2026)</p>	<p>Paquet réglementaire fondamental qui définit l'intégration du biométhane dans le marché européen du gaz, permettant l'émergence d'un marché européen du biométhane.</p> <p>Fixe les règles d'accès au réseau et d'injection pour les gaz renouvelables. L'accès aux réseaux et marchés du gaz est prioritaire. Modèles de partage des coûts entre producteurs et gestionnaires de réseaux pour les infrastructures de raccordement.</p> <p>Remises tarifaires (jusqu'à 100 %) pour l'injection de biométhane (mise en œuvre variable selon les États membres) ; harmonisation des systèmes GOs et PoS ; UDB.</p>
<p>Système d'échange de quotas d'émissions de l'UE ou Emissions Trading System (ETS) (CE/2003/87/)</p>	<p>2005</p>	<p>Établit un marché carbone fondé sur le plafonnement et l'échange couvrant les émissions de la production d'électricité et de chaleur, certains secteurs industriels et l'aviation, et à partir de 2024 les transports maritimes ; le biométhane peut se substituer au gaz naturel et bénéficie d'une valeur d'émission nulle, réduisant les coûts de l'ETS.</p>

<p>Système d'échange de quotas d'émissions ou Emissions Trading System 2 (ETS 2) (UE/2023/959)</p>	<p>Révision 2023</p>	<p>Étend la couverture aux émissions de GES dans les secteurs non couverts par l'ETS (bâtiments, transports routiers et secteurs industriels supplémentaires) ; vise à réduire les émissions de GES de 42 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005 ; entrée en vigueur complète reportée à 2028 (initialement prévue en 2027).</p>
<p>Pacte industriel vert européen (COM/2025/85)</p>	<p>2025</p>	<p>Priorité à une énergie abordable, propre et produite en Europe pour l'industrie ; la loi sur l'accélération de la décarbonation industrielle simplifie les procédures d'autorisation (les installations de biométhane bénéficient du pipeline de projets de technologies propres) ; vise à renforcer la capacité de fabrication européenne pour les technologies propres (y compris les équipements de production de biométhane) ; met l'accent sur des systèmes énergétiques flexibles, résilients et intégrés ; le financement au niveau européen (Banque de décarbonation, Fonds pour la compétitivité) soutient le déploiement des technologies propres (les projets de biométhane sont éligibles au titre des catégories gaz renouvelables et industrie propre) ; renforce la circularité et l'efficacité des ressources.</p>
<p>Directive-cadre sur les déchets (CE/2009/98)</p>	<p>Amendement 2009</p>	<p>Obligation de collecter séparément les déchets organiques dans les municipalités à partir de 2024 ; fournit une source supplémentaire de matières premières pour le biométhane.</p>
<p>Directive sur le traitement des eaux urbaines résiduaires (UE/2024/3019)</p>	<p>Révision 2024</p>	<p>Impose aux stations d'épuration des eaux usées dans les agglomérations urbaines d'améliorer sensiblement leur efficacité énergétique et d'accroître la production d'énergie renouvelable sur site, soutenant la réutilisation des eaux usées traitées et des boues d'épuration pour la production de biométhane.</p>

Source : autrice.

Évaluation des tendances et du potentiel de production par principaux pays européens

La disponibilité des intrants est évidemment un facteur clé qui détermine le potentiel additionnel de production en Europe. L'Allemagne, la France, l'Italie, la Pologne, l'Espagne et le Royaume-Uni détiennent les plus forts potentiels d'intrants. L'étendue du réseau gazier est également un facteur clé, tout comme l'infrastructure biogaz existante. Surtout, le potentiel additionnel de production est fortement corrélé au soutien politique, à l'existence d'objectifs crédibles donnant une visibilité de long terme et à un cadre réglementaire clair. Cependant, la situation est plus complexe, chaque pays européen faisant face à des défis et opportunités spécifiques. La stagnation du marché allemand illustre comment un cadre politique incertain peut freiner la croissance de la production de biométhane, alors même que l'Allemagne dispose du plus fort potentiel européen d'intrants, d'un réseau gazier dense et d'un parc d'unités de biogaz le plus élevé en Europe. À l'opposé, l'accroissement rapide de la production française de biométhane illustre comment des objectifs de long terme et un cadre incitatif (fondé sur des subventions à la production et/ou sur des obligations de marché) peuvent activer le secteur. Le développement plus lent qu'attendu de la production italienne (malgré un potentiel élevé, un réseau gazier développé et un fort soutien politique) montre l'importance de simplifier les procédures d'autorisation administrative et de résoudre les défis de résistance sociale. De même, le développement initial lent de la production espagnole (là encore malgré un fort potentiel d'intrants et un réseau gazier bien développé) illustre l'importance d'un cadre réglementaire harmonisé, d'un soutien politique et d'une licence sociale d'exploitation. Le cas du Royaume-Uni illustre que la croissance du biométhane est freinée par l'incertitude réglementaire et par un environnement politique qui a tardé à reconnaître les nombreux avantages du biométhane.

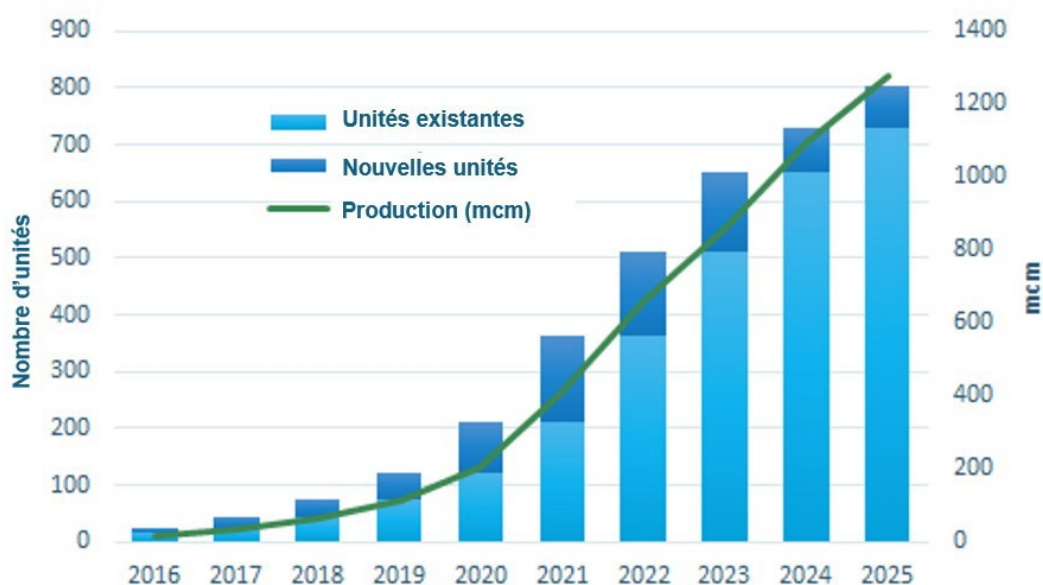
Cette section fournit une évaluation des tendances de marché et de l'évolution réglementaire du biométhane dans les six pays mentionnés ci-dessus, ainsi qu'en Ukraine, pays qui potentiellement pourrait devenir un exportateur important de biométhane vers l'Europe. Elle montre clairement que dans le contexte de tensions géopolitiques renouvelées, le biométhane n'est plus traité comme un marché de niche. Au contraire, le biométhane est désormais reconnu comme un outil clé dans la boîte à outils de la

décarbonation, aux côtés du captage et stockage du carbone (CCS), de l'hydrogène et de l'électrification, ainsi que comme un pilier central de la sécurité énergétique, de la souveraineté et de l'économie circulaire. Dans la plupart des pays où le déploiement du biométhane avait stagné ou pris du retard par rapport aux attentes, une vague de réformes réglementaires introduites depuis début 2026 débloque désormais les investissements, facilite les procédures d'autorisation et l'accès au réseau, et positionne le secteur pour une montée en puissance plus rapide au cours de la décennie.

France : un modèle pour le développement européen du biométhane

La France est devenue le leader européen du biométhane, sa production ayant plus que quadruplé depuis 2020 et dépassé 1 Gm³ en 2024. En 2025, la production a augmenté de 17 % supplémentaires pour atteindre 13,6 TWh (\approx 1,3 Gm³), soit 3,9 % de la consommation de gaz en France¹⁶. La France comptait 803 sites d'injection et un portefeuille de projets en rapide expansion. La capacité installée a atteint 15,6 TWh/an fin 2025, tandis que plus de 1 100 projets additionnels (19,2 TWh/an) étaient enregistrés – preuve d'un potentiel de croissance exceptionnel.

Graphique 2 : France – Production de biométhane et nombre d'installations (2016-2025)



Source : ODRÉ.

16. « Gaz renouvelables & bas carbone : une solution crédible de souveraineté, de résilience et de décarbonation », Syndicat des énergies renouvelables, Gaz et Territoires, GRDF, NaTran, Teréga, 9 avril 2026 ; « Observatoire de la filière méthane renouvelable et bas carbone », Open Data Réseaux Énergies, 2026.

Le succès français repose sur :

- ▀ un vaste secteur agricole permettant une importante disponibilité en intrants
- ▀ une acceptation publique forte et des opérateurs de réseau proactifs
- ▀ des schémas de soutien stables et bien conçus
- ▀ un accès facilité au réseau gazier
- ▀ des signaux politiques clairs de long terme.

Une grande partie des unités de biométhane consiste en des unités agricoles autonomes de capacité petite à moyenne (200 Nm³/h en moyenne), injectant dans le réseau (principalement au niveau distribution). Cette tendance reflète l'orientation de la politique nationale du biométhane, qui soutient le développement du secteur agricole. Les tendances récentes incluent la construction d'unités beaucoup plus grandes, la diversification des intrants avec l'émergence de projets fondés sur les déchets ménagers et un volume croissant de biométhane injecté dans le réseau de transport.

Les politiques demeurent le principal accélérateur. Les tarifs d'achat soutiennent les petites unités, tandis que les nouveaux mécanismes de marché — les Certificats de Production de Biogaz (CPB) à partir de 2026 et le dispositif d'Incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) de décarbonation des transports à partir de 2027 — créent une forte demande de biométhane dans le bâtiment et les transports.

Encadré 2 : Les certificats de production de biogaz (CPB)

Depuis janvier 2026, les fournisseurs de gaz vendant plus de 400 GWh/an (et tous les fournisseurs dans un délai de cinq ans) doivent acheter ou restituer des CPB, en proportion du gaz consommé par leurs clients résidentiels et commerciaux. La part requise de biométhane passe de 0,4 % en 2026 à 4,2 % en 2028 (0,8 TWh → 6,5 TWh). Les fournisseurs peuvent remplir l'obligation en produisant du biométhane ou en achetant des CPB ; le non-respect entraîne une pénalité de 100 €/CPB.

Les CPB sont émis via un registre géré par European Energy Exchange (EEX), avec un marché secondaire actif lancé en 2025. Les prix ont atteint en moyenne 85,7 €/MWh en 2025, créant un flux de revenus significatif — en particulier pour les grandes installations de biométhane hors tarif d'achat. Le dispositif offre une visibilité de long terme mais ne dispose actuellement d'une trajectoire définie que jusqu'en 2028.

Encadré 3 : IRICC – Dispositif de réduction de l'intensité carbone des carburants

À compter de 2027, l'IRICC impose aux fournisseurs de carburants de réduire l'intensité carbone des carburants de 7,3 % en 2027, atteignant 18,1 % en 2035, en remplacement de l'ancien système de Taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (TIRUERT). Les parties soumises à obligation incluent les distributeurs de carburants ainsi que les secteurs maritime, fluvial, GNC et gaz de pétrole liquéfié (GPL).

L'IRICC est un outil essentiel pour poursuivre le développement du bio-gaz naturel pour véhicules (GNV). Au titre de l'IRICC, le bio-GNV pourra générer des certificats, qui pourront être vendus aux parties obligées, renforçant le marché français de la mobilité gaz déjà très dynamique : 39 000 GNV et plus de 750 stations GNC fin 2025, et plus des deux tiers de la consommation de GNC provenant du bio-GNC.

Le PNEC de la France (2024) fixe un objectif de 44 TWh de biométhane injecté (4,15 Gm³) d'ici 2030, soit au moins 15 % de la consommation nationale de gaz. La nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3)¹⁷, adoptée en février 2026, confirme l'objectif 2030, suivi d'une fourchette de 47 à 82 TWh de biométhane injecté d'ici 2035. En tenant compte du biogaz non injecté dans le réseau, cela correspond à environ 50 TWh de biogaz en 2030 et entre 50 et 85 TWh en 2035. Un objectif clair de 85 TWh en 2035 refléterait mieux le potentiel réel du secteur et fournirait des signaux d'investissement plus forts aux développeurs. À l'horizon 2050, le projet 2025 de Stratégie nationale bas carbone (SNBC 3)¹⁸, dont l'adoption est attendue au printemps 2026 (elle n'est pas encore adoptée au moment de la rédaction), fixe un objectif de 106 TWh pour le gaz, incluant 100 TWh de biométhane issu de la méthanisation et 6 TWh de gaz renouvelable ou bas carbone issu de technologies complémentaires (pyrolyse, gazéification hydrothermale et *power-to-methane*). Cet objectif manque d'ambition et ne reflète pas le potentiel de long terme du biométhane. Le potentiel à long terme est bien plus élevé : les études nationales estiment à environ 150 TWh la seule méthanisation à l'horizon 2050, et à plus de 80 TWh les technologies émergentes — bien au-dessus des objectifs officiels actuels. Guidehouse estime le potentiel de production français de biométhane à plus de 5 Gm³/an en 2030 et 20 Gm³/an en 2050¹⁹. L'objectif de production 2050 est

17. PPE 3 : programmation pluriannuelle de l'énergie (2026-2035).

18. SNBC3 : Projet de 3^e stratégie nationale bas-carbone.

19. « Biogases Europe's Overlooked Path to Energy Independence? Reassessing Sustainable Production Potential », Guidehouse, 22 avril 2026.

susceptible d'être révisé. Pour soutenir cela, la France a créé en janvier 2026 un nouveau groupe de travail « Nouvelles technologies de gaz renouvelables et bas carbone » au sein du comité stratégique de filière des Nouveaux systèmes énergétiques (CSF NSE) pour accélérer l'industrialisation des technologies émergentes de gaz renouvelables et bas carbone.

Au total, la France combine un potentiel de ressources exceptionnel à des outils politiques solides et en évolution, positionnant le pays pour une croissance substantielle et soutenue du biométhane d'ici 2030 et au-delà. La mise en œuvre du potentiel de ce secteur dépendra également de dispositifs fiscaux incitatifs, par exemple des avantages sur les diagnostics de performance énergétique (DPE) ou une taxe sur la valeur ajoutée (TVA) réduite pour les particuliers.

Allemagne : une vaste base biogaz, une dynamique renouvelée, mais toujours pas de feuille de route claire pour le biométhane

L'Allemagne a bâti le succès européen du biogaz/biométhane. Le pays domine toujours le secteur européen du biogaz, avec environ la moitié de la production européenne et plus de 11 000 unités, mais l'Allemagne a perdu sa position dominante sur le marché du biométhane. Sa part dans la production européenne est passée de 41 % en 2019 à 23 % en 2024. L'Allemagne a connu une forte croissance de la production de biométhane au début des années 2010, mais les réformes successives de la loi sur les énergies renouvelables (EEG, *Erneuerbare-Energien-Gesetz*), qui soutient la production d'électricité à partir de biométhane dans des unités de cogénération, ont ralenti les progrès. La production a stagné autour de 1 à 1,2 Gm³ par an entre 2017 et 2024. Cela souligne l'importance d'une volonté politique forte et d'un cadre réglementaire efficace offrant une visibilité de long terme aux investisseurs. Ces dernières années, le marché allemand du biométhane a connu une situation commerciale difficile, marquée par des mécanismes de soutien inefficaces, une sécurité d'investissement insuffisante, de la fraude (importations frauduleuses de biodiesel à base de déchets) et un effondrement des prix dans le système de quota GES pour le secteur des transports, qui a entraîné l'insolvabilité de deux grands négociants et une perte de confiance du marché.

Depuis 2024, cependant, l'Allemagne est entrée dans une phase de reprise modeste. 21 nouvelles unités en 2024, la plus forte expansion depuis 10 ans, et 18 en 2025 ont porté le nombre d'unités de biométhane à 290, injectant 12,8 TWh en 2025. Combinés aux 3,5 TWh de biométhane importés, 16,3 TWh de biométhane ont été vendus sur le marché allemand, soit 1,9 % de la consommation totale de gaz naturel. La croissance est désormais portée principalement par les transports, la chaleur et l'industrie,

tandis que le rôle du biométhane en cogénération continue de décliner en raison des règles restrictives des appels d'offres EEG. Néanmoins, pour encourager une plus grande participation aux prochaines enchères, début 2026, le gouvernement allemand a relevé de 10 % le plafond de prix pour les enchères de biométhane (à 231,3 €/MWh), l'augmentation maximale permise par la loi.

Le secteur des transports est le plus fort moteur : près de 4 TWh de biométhane ont été utilisés en 2025, soutenus par un écosystème bio-GNL en expansion rapide (16 unités de bio-GNL, 200 stations GNL). Le quota GES révisé (THG Quote), adopté en avril 2026, augmente fortement les exigences de réduction jusqu'à 65 % d'ici 2040, renforçant la demande de biocarburants avancés, dont le biométhane, avec un sous-objectif de 9 % d'ici 2040. La nouvelle législation devrait soutenir une croissance accrue du biométhane, mais l'expansion du parc de NGV constituera un facteur limitant. Néanmoins, la demande croissante de GNL dans le secteur maritime offrira un nouveau débouché au bio-GNL.

Le secteur du bâtiment crée un nouveau champ d'application pour le biométhane, et donc une croissance de marché supplémentaire. Le nouveau projet de loi sur la modernisation des bâtiments (*GMG, Gebäudemodernisierungsgesetz*) ouvre une liberté de choix technologique nettement plus large pour les systèmes de chauffage utilisés et autorise également l'installation de systèmes de chauffage conventionnels (gaz, fuel domestique) au-delà de 2029. Il remplace l'exigence de 65 % de chaleur renouvelable par un quota de gaz vert (à partir de 2028) et un « BioStaircase » exigeant des parts croissantes de gaz renouvelables dans les systèmes de chauffage à partir de 2029. Le biométhane est explicitement éligible dans le quota de gaz vert, qui peut être rempli via des certificats, ouvrant un nouveau marché à long terme.

L'industrie émerge également comme consommateur clé, illustrée par des BPA de long terme tels que celui entre BASF et ENGIE. De plus, en mai 2026, la CE a approuvé un dispositif allemand d'aide d'État de 5 milliards d'euros pour aider les entreprises industrielles à remplacer les combustibles fossiles et les matières premières par des alternatives bas carbone, dont le biométhane.

Les réformes réglementaires reconfigurent l'accès aux infrastructures. Le projet de loi de 2026 mettant en œuvre le Paquet Gaz fixe des objectifs ambitieux pour la transformation de l'infrastructure de transport gazier vers un gaz climatiquement neutre, ce qui accélérera significativement l'adoption du biométhane par le marché (contrairement au projet précédent). Il soutient la réutilisation des réseaux de gaz et accorde la priorité de raccordement aux nouvelles installations de production de biométhane. Toutefois, il prévoit que, pour les installations existantes, la protection contre la déconnexion du réseau de gaz cessera après dix ans, un délai insuffisant pour sécuriser les investissements dans les installations existantes.

Avec plus de 11 000 unités de biogaz en exploitation dans le pays, produisant entre 80 et 90 TWh/an, l'Allemagne était considérée comme la principale contributrice à la croissance de la production européenne de biométhane d'ici 2030. Cependant, il n'existe toujours pas de feuille de route claire pour atteindre l'objectif biométhane de la stratégie REPowerEU. L'Allemagne a publié son PNEC actualisé final en août 2024, mais aucun objectif n'y est fixé pour le biométhane.

Les études montrent un potentiel énorme : 78 TWh de biogaz épuré et 72 TWh de méthane synthétique d'ici 2035 — soit 150 TWh au total, selon l'étude IZES, en cohérence avec les estimations de Guidehouse de 7 Gm³ d'ici 2030 et 20 Gm³ d'ici 2050. Avec l'expiration des subventions EEG, la conversion d'une partie de l'imposant parc historique de biogaz au biométhane sera essentielle. Cette conversion est facilitée par l'existence d'une infrastructure de transport déjà bien développée et soutenue par l'émergence de nouveaux modèles d'affaires : épuration en cluster, bio-GNL/GNC, liquéfaction de CO₂, PtX (*power-to-X*) et électricité flexible dans les unités de cogénération. Ce nouveau modèle de développement du biométhane diversifié et à haute valeur ajoutée est beaucoup plus complexe que l'ancien modèle fondé sur les subventions EEG. Il exige d'optimiser l'usage du biogaz selon la valeur de l'intrant, de l'infrastructure et de la demande du marché. Dans ce contexte, l'Association allemande du gaz et de l'hydrogène a lancé une Task Force biométhane pour coordonner l'action de l'industrie et renforcer le rôle du biométhane dans la décarbonation de la chaleur, des transports et de l'industrie.

La vaste base de production de biogaz de l'Allemagne, son abondante disponibilité en intrants et la volonté politique traduite par les améliorations récentes du cadre réglementaire signifient que le pays est désormais positionné pour une expansion régulière de sa production de biométhane, à mesure que des incitations plus claires et une demande plus forte dans les secteurs de la chaleur et des transports commencent à déployer son potentiel longtemps sous-exploité. Dans le contexte des préparatifs pour un nouveau projet de loi sur le chauffage, l'Allemagne envisage l'intégration par palier de biométhane qui pourrait aussi être importé, par exemple d'Ukraine.

Royaume-Uni : un soutien politique en renforcement et des impératifs croissants de sécurité énergétique

Le secteur britannique du biométhane opère dans le cadre juridiquement contraignant de la neutralité carbone établi par le *Climate Change Act* de 2008, qui impose des budgets carbone quinquennaux, et des orientations du Climate Change Committee. Dans ce cadre, le biométhane est soutenu par un ensemble de dispositifs de longue date. Le *Renewable Heat Incentive* (RHI) a permis de financer le déploiement initial

jusqu'en 2021-2022, puis le soutien est passé au *Green Gas Support Scheme* (GGSS), un mécanisme tarifaire financé par la *Green Gas Levy* et appuyé par les *Renewable Gas Guarantees of Origin* (RGGO). Le GGSS a été lancé le 30 novembre 2021 et devait fermer le 30 novembre 2025, mais a été prolongé jusqu'au 31 mars 2028. Les participants reçoivent des tarifs d'achat sur une durée de 15 ans. Dans les transports, la *Renewable Transport Fuel Obligation* (RTFO) impose aux fournisseurs de carburants d'incorporer une proportion minimale de carburants renouvelables, augmentant chaque année. Les *Renewable Transport Fuel Certificates* (RTFC) vérifient cette obligation. Le Royaume-Uni a également un mandat SAF, dans lequel le SAF issu du biométhane est éligible.

La production de biométhane et le nombre d'unités de biométhane sont restés stables depuis 2022, à environ 0,7 Gm³ (0,75 Gm³ en 2024) et 120 unités (121 en 2024). Le déploiement au titre du GGSS a été limité jusqu'à présent mais devrait croître. En mars 2025, sept unités avaient été mises en service, et le portefeuille de projets s'établissait à 55 candidatures et 20 projets bénéficiant de garanties tarifaires. Les projets sont typiquement des unités de méthanisation de taille moyenne utilisant des intrants issus de déchets, ce qui témoigne de l'abandon de l'expansion fondée sur les cultures.

Depuis 2024, le gouvernement britannique a mené des consultations sur un futur cadre pour le biométhane au-delà du GGSS, afin d'évaluer les meilleures politiques permettant d'inciter l'industrie du biométhane à monter en puissance et à atteindre son potentiel. Les signaux politiques en 2025-2026 renforcent le rôle de long terme du biométhane.

Le GGSS est prolongé. De nouvelles réglementations repousseront la date limite de mise en service des unités de biométhane de mars 2028 à mars 2030. Le plafond du budget de candidature pour 2026-2027 a été confirmé à 124,9 millions de livres sterling. Cela donnera aux développeurs plus de temps pour gérer les contraintes de planification, de raccordement au réseau et de chaîne d'approvisionnement.

La collecte obligatoire des déchets alimentaires ajoute des intrants. À partir de 2026, la collecte obligatoire des déchets alimentaires des ménages dans toute l'Angleterre augmente pour la première fois, de manière systématique, le flux de déchets organiques disponibles pour traitement par méthanisation. C'est un changement structurel significatif.

Une reconnaissance du biométhane dans le *United Kingdom* (UK) *Emissions Trading Scheme* (ETS) est en perspective. Deux décisions politiques clés en 2026 détermineront le rythme de croissance du biométhane : l'inclusion du biométhane dans le UK ETS, et sa reconnaissance dans le *Greenhouse Gas Protocol*. Des issues positives sur ces deux points amélioreraient significativement l'économie de la production de biométhane et attireraient de nouveaux investissements.

Le contexte plus large de sécurité énergétique reconfigure désormais le débat britannique. Le Royaume-Uni reste structurellement exposé aux marchés mondiaux volatils du gaz naturel, et le choc des prix de 2026 a renouvelé l'attention politique sur les alternatives gazières domestiques. Une analyse de l'industrie suggère que, avec les actifs existants opérant à pleine capacité, la production britannique de biométhane pourrait s'élever à 9 TWh, remplaçant l'intégralité du volume de GNL importé du Qatar en 2024.

Le gouvernement britannique envisage également d'ajouter des incitations fondées sur le marché, telles qu'une obligation d'incorporation du biométhane pour les fournisseurs d'énergie.

Néanmoins, plusieurs questions demeurent à traiter. Les unités de méthanisation et de biométhane font face à des processus d'autorisation longs et complexes. Les coûts élevés et les longs délais de raccordement au réseau gazier restent un obstacle majeur. La collecte obligatoire des déchets alimentaires élargira l'offre, mais des réglementations incohérentes sur les intrants autorisés (notamment les sous-produits animaux) limitent l'utilisation et devraient être clarifiées. Le biométhane reste peu connu malgré ses bénéfices évidents.

Une autre question clé est la non-reconnaissance des GO britanniques dans l'UE, qui limitera le commerce transfrontalier.

Le Royaume-Uni a un grand potentiel de production de biométhane. Selon les évaluations nationales, jusqu'à 120 TWh de biométhane durable pourraient être générés au Royaume-Uni d'ici 2050, bien au-dessus de l'utilisation actuelle. Guidehouse estime le potentiel britannique à 2,5 Gm³/an en 2030 et plus de 14 Gm³/an en 2050. Le Royaume-Uni compte déjà plus de 1 200 unités de biogaz. En 2024, un total de 33 TWh de biogaz a été produit, dont 7,9 TWh ont été épurés en biométhane et injectés dans le réseau. Ainsi, seuls 24 % de la production de biogaz sont épurés en biométhane, et seuls 25 % des intrants disponibles sont utilisés.

Le biométhane est désormais bien reconnu par le gouvernement comme la solution la plus rentable et la plus pratique pour la décarbonation du gaz aujourd'hui – le *National Energy System Operator* (NESO) recommande dans ses *Future Energy Scenarios* (2025) une croissance immédiate et significative de la capacité de production à travers le Royaume-Uni. La trajectoire de transition globale du NESO requiert 64 TWh de production et de consommation de biométhane d'ici 2050. Le plus grand opérateur de réseau de distribution de gaz du Royaume-Uni, Cadent, s'est fixé pour objectif de quintupler l'injection de biométhane d'ici 2035 (20 TWh).

Avec une croissance renouvelée de la production en 2025/2026, des flux d'intrants en expansion et un focus sur la sécurité énergétique, le Royaume-Uni pose désormais les fondations pour que le biométhane

devienne une ressource gazière domestique stratégique, à mesure que la prolongation du GGSS et les futures politiques post-2030 prennent forme. Toutefois, les décideurs doivent traiter les défis restants et poursuivre les travaux avec la CE sur la reconnaissance des GO britanniques dans l'UE.

Italie : une expansion rapide du biométhane, bien que plus lente que prévu

L'Italie connaît une forte croissance de la capacité de production de biométhane, portée par un développement rapide des unités de production et un objectif ambitieux de production à l'horizon 2030. L'Italie a introduit plusieurs schémas de soutien, dont des tarifs d'achat et des primes, des subventions en capital et des quotas pour les secteurs des biocarburants et des transports, incitant fortement à la production de biométhane et orientant initialement son usage vers le secteur des transports.

La production a atteint 417 millions de mètres cubes (mmc) en 2024 (+ 32 % en glissement annuel), avec 118 unités en exploitation. On observe un glissement croissant des premières méga-unités fondées sur les déchets ménagers vers des intrants agricoles et d'élevage, qui dominent désormais le portefeuille de développement. Le leadership italien dans la mobilité gaz – 1 million de NGV, plus de 1 700 stations GNC/GNL, une consommation de NGV dominée à 60 % par le biométhane – continue d'ancrer la demande, la capacité bio-GNL devant atteindre 3 TWh/an d'ici 2026.

Le développement du secteur du biométhane repose sur trois piliers : les incitations et subventions [décret ministériel du 2 mars 2018 (DM 2018) et décret ministériel du 15 septembre 2022 (DM 2022)], les garanties d'origine (décret ministériel 224/2023), et les instruments contractuels et l'intégration avec la demande industrielle (décret législatif 63/2024).

- ▀ Le DM 2018, centré sur les transports, a alloué 4,7 milliards d'euros et soutient jusqu'à 1,1 Gm³/an de biométhane avancé via les certificats CIC (certificats de biocarburants mis à la consommation). Le biométhane avancé compte double.
- ▀ En janvier 2026, l'Italie a adopté de nouvelles lois pour transposer la RED III, augmentant significativement ses objectifs en matière de biocarburants. La législation impose une part de 16 % de biocarburants dans les approvisionnements en carburants des parties obligées, avec un sous-objectif de 8 % pour les biocarburants avancés (double comptage) d'ici 2030. Le sous-objectif de biocarburants avancés est historiquement réparti en faveur du biométhane avancé (environ 75 %, 25 % pour les autres biocarburants avancés).
- ▀ Le DM 2022, qui s'inscrit dans le Plan national de reprise et de

résilience (PNRR), promeut les investissements dans de nouvelles unités ou des unités reconverties (biogaz vers biométhane) et encourage le développement du biométhane et son injection dans le réseau gazier pour des usages également hors transports, avec un quota total de production de 2,3 Gm³/an d'ici fin juin 2026 (désormais prolongé jusqu'en juin 2028). Le DM 2022 prévoit 2,2 milliards d'euros de subventions au CAPEX (jusqu'à 40 % de l'investissement) et 2,8 milliards d'euros en tarifs d'achat (*Feed-in-Tariff*) ou en primes d'achat (*Feed-in-Premium*) sur 15 ans. Cinq appels d'offres en 2023-2024 ont attribué 2,1 Gm³/an de capacité portant sur 558 unités, 60 % d'entre elles étant des conversions d'unités biogaz existantes.

- Une nouvelle opportunité de croissance émerge dans l'industrie, soutenue par les GOs (DM 224/2023) et les accords bilatéraux de long terme permis par le décret législatif 63/2024. Le décret autorise des accords bilatéraux entre producteurs de biométhane et les industries des secteurs difficiles à décarboner. Les GOs peuvent être transférées comme un outil de décarbonation de ces industries au sein de l'EU ETS. Les premières unités de biométhane avec ventes au secteur industriel sont entrées en exploitation en 2024-2025, avec des BPA de long terme signés par ENGIE, Edison et d'autres.

Malgré une dynamique forte, le déploiement a accusé du retard par rapport aux trajectoires ambitieuses du DM 2018 et du DM 2022, en raison des délais d'autorisation, des goulots d'étranglement *Engineering, Procurement and Construction* (EPC), de la concurrence sur les intrants, des défis de raccordement au réseau et des complexités réglementaires. Le processus d'autorisation est lent et complexe, et de nombreuses municipalités s'opposent à la construction de nouvelles installations sur leur territoire (syndrome NIMBY, « Not In My Back Yard »).

Les réformes récentes visent à accélérer les progrès : simplification des autorisations (décret législatif 190/2024), nouveau rôle de Snam en tant que point de contact unique de l'Italie pour toutes les demandes de raccordement, et réforme majeure des coûts de raccordement au réseau, avec la part des coûts de raccordement supportée par le producteur passant de 80 % à 30 % du coût total d'investissement (ARERA 67/2026). De nouvelles mesures encouragent également la conversion des unités biogaz, y compris la conversion obligatoire pour les unités supérieures à 300 kW afin d'accéder aux incitations au-delà de 2030 (décret législatif 21/2026). La collecte des matières premières est également accélérée par des initiatives privées, comme l'accord signé par Italgas et Coldiretti, principale association d'agriculteurs.

L'Italie dispose d'un grand potentiel de biométhane. Une étude récente du Consortium italien du biogaz (CIB) et de Snam estime le potentiel de

production de biométhane à 8,1 Gm³ d'ici 2030 et 15,3 Gm³ d'ici 2050. Guidehouse estime un potentiel de long terme similaire (14 Gm³/an d'ici 2050), mais présente une estimation plus prudente pour 2030 (4 Gm³/an). L'Italie se classe au deuxième rang derrière l'Allemagne dans la production européenne de biogaz, avec 1 800 unités de biogaz qui ont produit 24 TWh en 2024. Le potentiel de biométhane italien a attiré les développeurs de projets et les marchés financiers à investir massivement dans le secteur italien du biométhane. L'Italie figure parmi les cinq premiers pays d'Europe en termes d'investissements planifiés dans le biométhane à l'horizon 2030.

Le PNEC actualisé (2024) confirme un objectif biométhane de 5,7 Gm³ pour 2030, avec une demande projetée à 5 Gm³, répartie entre les transports (1,1 Gm³) et les usages industriels et de chaleur (3,9 Gm³). Toutefois, les trajectoires actuelles suggèrent que la production pourrait atteindre 2,6 à 3 Gm³ d'ici 2028. L'écart par rapport à l'objectif exigera des mesures additionnelles pour soutenir la croissance dans la seconde moitié de la décennie. Le gouvernement entend répondre par de nouvelles mesures afin de soutenir le développement du secteur au moins jusqu'en 2030.

Espagne : un fort élan d'investissement et un cadre politique en plein renforcement

Le PNEC espagnol fixe un objectif de 20 TWh de biogaz et de biométhane d'ici 2030, alors que la production de biométhane en 2025 s'élevait à seulement 428 GWh issus de 20 installations, soit seulement 0,2 % de la demande nationale de gaz. Si la production a presque doublé en deux ans, le déploiement a été freiné par des politiques de soutien insuffisantes, une logistique complexe de gestion des déchets, des coûts élevés de transport et de raccordement, des délais d'instruction longs (jusqu'à quatre ans) pour les permis environnementaux, une réglementation régionale fragmentée et une faible acceptabilité sociale des projets de méthanisation. À ce jour, le soutien réglementaire s'est limité à quelques subventions à l'investissement, au registre des garanties d'origine (depuis 2023) et aux quotas de biocarburants dans le secteur des transports. Le marché du biométhane a donc essentiellement reposé sur des contrats de fourniture de biométhane (BPA) et sur les ventes au secteur du transport.

Malgré ce démarrage difficile, l'Espagne recèle le potentiel de biométhane à long terme le plus important en Europe. Sedigas, l'association espagnole du gaz, l'estime à 163 TWh/an, soit l'équivalent de la moitié de la consommation actuelle de gaz, avec plus de 2 300 sites potentiels d'installations identifiés sur l'ensemble du territoire. Guidehouse évalue le potentiel espagnol à 2,5 Gm³/an d'ici 2030 et à 25 Gm³/an d'ici 2050, plaçant ainsi l'Espagne en tête du classement européen. Ce gisement s'appuie

sur un réseau de distribution de gaz de 96 000 km desservant 20 millions d'habitants.

L'intérêt des investisseurs s'est en conséquence considérablement accru. L'Espagne est désormais la première destination des investissements privés planifiés dans le biométhane en Europe, avec 4,8 milliards d'euros attendus d'ici 2030 — en forte hausse par rapport à 1,5 milliard en 2024. Plus de 200 projets sont en cours de développement, portés par des acteurs majeurs tels qu'Enagás Renewable, Naturgy, Verdalia Bioenergy et Goldman Sachs. Nedgia, le distributeur de gaz de Naturgy, injecte déjà du biométhane issu de 14 installations et dispose d'une centaine de projets supplémentaires sous contrat, représentant une capacité d'injection de 5,8 TWh/an.

Les avancées réglementaires se sont accélérées en 2025-2026. Le cadre d'accès au réseau gazier établi en 2025 par la Commission nationale des marchés et de la concurrence (CNMC) a instauré des procédures claires et uniformes pour l'injection, débloquent des projets en suspens et apportant la sécurité juridique longtemps attendue. Si le coût de raccordement des installations de biométhane au réseau incombe intégralement au producteur, une législation est en cours d'adoption afin d'introduire un mécanisme de partage plus équitable de ces coûts. La transposition espagnole de la directive RED III introduit par ailleurs des objectifs ambitieux de réduction des émissions de GES, assortis de sous-objectifs pour les biocarburants avancés, le biogaz et les carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO), renforçant ainsi la demande dans le secteur des transports et permettant une traçabilité des GO entre systèmes énergétiques. Le projet de législation envisage un dispositif fondé sur les réductions d'émissions de GES, ce qui favorisera la demande de biométhane à faible empreinte carbone.

Une avancée majeure du cadre réglementaire vient d'être franchie avec le décret-loi royal 7/2026 d'avril 2026, qui impose des quotas annuels de consommation de biométhane au-delà des transports et introduit un label d'excellence sociale, territoriale et environnementale. Selon la réglementation associée proposée, les fournisseurs de gaz et de GNL et les consommateurs directs du marché seront tenus de démontrer un pourcentage minimum de biométhane dans leurs ventes ou consommations annuelles de gaz naturel (cela ne s'applique pas à la production d'électricité). Ce processus commencerait en 2028 avec un quota de 0,5 % et atteindrait 6 % en 2035, soit environ 10 TWh de biométhane. Les unités de biométhane éligibles à ces obligations devront démontrer leur contribution territoriale, environnementale et sociale. Outre les quotas, le projet inclut des mesures pour faciliter le raccordement de nouvelles installations de production de gaz renouvelables au système gazier et pour tirer parti de l'infrastructure existante. La réglementation proposée représente un changement structurel pour le secteur et accélérera les investissements. Elle garantit une demande croissante à long terme, tout en simplifiant les autorisations et en améliorant l'acceptation par les collectivités.

L'Espagne est désormais entrée dans une phase de croissance claire. Bien que la production actuelle soit encore modeste (0,4 TWh), l'appétit des investisseurs, le large portefeuille de projets et l'amélioration rapide de l'environnement réglementaire positionnent l'Espagne comme l'un des principaux producteurs européens de biométhane à terme. Son énorme potentiel de production positionne également le pays comme un futur exportateur de biométhane et de bio-GNL.

Pologne : un fort potentiel, un marché à ses débuts

La Pologne est un marché émergent du biométhane, au potentiel très important mais encore inexploité. Le pays a mis en service sa première unité pilote début 2025 et sa première unité commerciale en octobre 2025, injectant du biométhane dans le réseau de Polska Spółka Gazownictwa (PSG), principal *Distribution System Operator* (DSO) de gaz naturel polonais, filiale du grand groupe énergétique polonais Orlen. Avec l'un des plus vastes secteurs agricoles d'Europe et un réseau gazier bien développé, la Pologne se classe parmi les cinq premiers pays de l'UE en termes de potentiel de biométhane. Les évaluations gouvernementales indiquent 8 Gm³ de potentiel technique d'ici 2030, dont 3,2 à 4,7 Gm³ atteignables. Guidehouse estime le potentiel de biométhane à environ 3 Gm³/an d'ici 2030 et 12 Gm³/an d'ici 2050. Une étude de Gaz System, l'opérateur de transport polonais, a identifié un très grand potentiel d'utilisation du biométhane par les consommateurs raccordés aux réseaux gaziers — de l'ordre de 7 Gm³/an.

Le développement des projets s'accélère. Au troisième trimestre 2025, l'Organisation polonaise du biométhane a identifié 123 projets (829 mmc/an de capacité), dont 30 projets avancés ayant reçu des approbations environnementales. Certains de ces projets disposent déjà des conditions de raccordement au réseau gazier émises par Gaz System et PSG, ce qui les positionne pour une entrée précoce sur le marché. La plupart des projets sont de petite à moyenne échelle (1-5 MW), reflétant le paysage agricole fragmenté.

Un nouveau cadre de soutien se met en place. Depuis 2024, les unités jusqu'à 1 MW reçoivent un tarif d'achat, tandis que la Pologne introduit un système de soutien par enchères pour les plus grandes unités (au-dessus de 1 MW), à condition que le biométhane soit injecté dans le réseau gazier (projet d'amendement à la loi sur les sources d'énergies renouvelables). Le soutien sera fourni sous forme de contrats pour la différence, disponible pour une durée maximale de 20 ans. Le mécanisme proposé soutiendra la production d'environ 300 mmc/an de biométhane, ce qui nécessitera la construction d'environ 50 installations d'ici 2030. Le système sera financé en grande partie par la redevance énergies renouvelables. Le projet d'amendement permet également à toutes les unités de biogaz agricoles

supérieures à 1 MW d'être implantées sur la base d'une résolution du conseil municipal.

Des financements additionnels proviennent du Plan national de relance, du Fonds de Modernisation et des programmes du *National Fund for Environmental Protection and Water Management* (NFOŚiGW) offrant des subventions couvrant jusqu'à 45 % du CAPEX. L'investissement privé augmente également, avec des acteurs majeurs comme TotalEnergies/HitecVision, SUEZ, Eiffel, Axpo et ORLEN investissant largement dans l'expansion du secteur. Selon EBA, le secteur recevra 1,09 milliard d'euros d'investissement privé d'ici 2030.

Le raccordement au réseau reste le principal goulot d'étranglement, de nombreuses unités de biogaz étant trop éloignées ou faisant face à une capacité limitée du réseau. Pour y remédier, GazSystem déploie des installations de transfert de combustible gazeux permettant le transport du bio-GNC vers les points d'injection, tandis que PSG a publié une carte « d'absorption » pour guider l'implantation des sites. Les canalisations directes vers les utilisateurs finaux sont également facilitées. Un amendement d'avril 2026 à la loi sur l'énergie assouplit les obstacles administratifs et techniques pour les nouveaux projets²⁰. La réforme améliore la sécurité de raccordement au réseau, raccourcit les délais de décision, simplifie les procédures et réduit les exigences formelles. Elle oblige également les opérateurs de réseau à intégrer les futurs projets de biogaz et de biométhane dans leurs plans d'investissement — augmentant significativement la probabilité que les nouvelles unités puissent se raccorder et fonctionner de manière fiable.

D'autres incitations au développement du secteur sont également envisagées, telles que la possibilité de mettre en œuvre des mécanismes pour stimuler la demande de biométhane.

Le projet de PNEC actualisé de la Pologne (2025) fixe des objectifs de 1,5 Gm³ d'ici 2030 et 3,9 Gm³ d'ici 2040, le biométhane étant appelé à jouer un rôle croissant dans l'industrie, le transport lourd, l'électricité (unités de pointe, équilibrage des énergies renouvelables intermittentes et cogénération) et l'agriculture. L'introduction du biométhane dans les réseaux gaziers est une priorité, avec une hausse régulière de la part du biométhane dans les réseaux gaziers au fil du temps.

Les vastes ressources agricoles de la Pologne, une impulsion politique forte, un portefeuille de projets en croissance rapide et un investissement en hausse positionnent le pays pour une montée en puissance majeure du biométhane à mesure que les nouveaux schémas de soutien et les réformes d'intégration au réseau se mettent en place.

20. A. Ujazdowski, « Poland's Biogas and Biomethane Market Needs Stronger Support to Unlock Its Full Potential », *Poland Insight*, 13 avril 2026.

Ukraine : un exportateur de biométhane émergent, au vaste potentiel encore inexploité

L'Ukraine détient l'un des plus grands potentiels inexploités d'Europe, avec 17,8 Gm³/an de potentiel de biométhane durable selon l'Association bioénergétique d'Ukraine (UABIO), soutenu par la plus grande surface agricole d'Europe, par des coûts de production bas (\approx 50 €/MWh) et par un réseau gazier bien développé, interconnecté avec les pays de l'UE. Malgré l'absence de dispositif national de soutien jusqu'à présent, l'Ukraine s'est rapidement positionnée comme producteur orienté à l'export, lançant sa première unité de biométhane en 2023 et passant à cinq unités fin 2025 (dont deux unités de bio-GNL) pour une capacité combinée de 52 mmc/an.

Les exportations ont été permises fin 2024, et l'Ukraine a réalisé sa première exportation de biométhane par canalisation vers l'Allemagne en février 2025 et sa première livraison de bio-GNL en mai 2025. Toutefois, les exportations à grande échelle restent contraintes par l'absence d'un cadre européen reconnaissant le biométhane originaire de pays tiers ; les PoS et GO en provenance d'Ukraine ne sont pas encore acceptés dans l'UE, conduisant les producteurs à injecter le biométhane en stockage dans l'attente d'une clarification réglementaire.

En avril 2026, l'Ukraine a adopté un programme national d'accélération du développement du biométhane, soutenant les nouvelles unités, la modernisation des unités biogaz existantes et la simplification des procédures de raccordement au réseau. Le plan vise une production de 1 Gm³/an d'ici 2030 et 2,1 Gm³/an d'ici 2035. Selon le scénario haut de l'UABIO, la production pourrait atteindre 1 Gm³ d'ici 2030, 4,5 Gm³ d'ici 2040 et jusqu'à 20 Gm³ d'ici 2050, dont environ la moitié exportée vers l'Europe — ce qui nécessiterait environ 4 000 unités et 40 milliards d'euros d'investissement.

Le potentiel de production élevé de l'Ukraine, ses coûts de production bas et le développement accéléré du secteur vers l'export la positionnent comme un futur fournisseur majeur de biométhane pour l'Europe, dès que la réglementation européenne pour les importations en provenance de pays tiers sera pleinement établie.

Conclusion et recommandations

Le marché européen du biométhane est à un moment décisif.

D'une part, le biométhane est devenu un actif stratégique pour la transition énergétique européenne. Les instruments politiques tels que la RED III, l'ETS et l'ETS₂, le règlement FuelEU Maritime et le *Clean Industrial Deal* créent une forte demande de biométhane, en particulier pour le biométhane à faible intensité carbone. On observe un élargissement des usages du biométhane et une orientation vers des usages plus stratégiques : décarbonation du réseau gazier et du secteur des transports, y compris le transport maritime, permettant aux industries énérgo-intensives de réduire leurs émissions, tout en fournissant la flexibilité requise par le système énergétique. De nouveaux modèles sont développés pour financer les unités de biométhane, au-delà du modèle fondé sur les subventions à la production. Les BPA émergent comme une pierre angulaire de la croissance. De plus, les multiples bénéfices du biométhane dans les systèmes énergétiques, environnementaux et agricoles sont mieux monétisés, notamment *via* la vente de certificats de biométhane, de CO₂ biogénique et de digestat riche en nutriments.

D'autre part, le marché européen est encore dans une étape de développement complexe. Il n'y a pas eu, en Europe, de baisse soutenue du coût de production du biométhane depuis la fin des années 2010, en raison de pressions inflationnistes et de la complexité croissante des projets. Bien que le potentiel de biométhane durable soit élevé, la concurrence entre usages finaux s'intensifie à mesure que la pression pour décarboner l'ensemble de l'économie s'accroît. De plus, la concurrence d'autres secteurs bioénergétiques augmentera, ceux-ci puisant dans les mêmes ressources de biomasse que le biométhane issu de la gazéification. Le consensus général reste cependant que le potentiel additionnel global de biométhane demeure élevé. Souvent, le rôle du biométhane dans les stratégies de décarbonation n'est pas défini par des modèles approfondis du système énergétique. Lorsque de tels modèles sont utilisés, ils s'appuient souvent sur des hypothèses trop optimistes sur les réductions de coûts et les échanges internationaux des vecteurs énergétiques bas carbone comme l'hydrogène. Cela fausse la compétitivité du biométhane en tant qu'alternative.

Malgré une dynamique croissante, l'objectif REPowerEU ne sera pas atteint. La croissance rapide du secteur du biométhane reste contrainte par des incohérences dans la réglementation de la CE et par plusieurs obstacles persistants. Les disparités de financement persistent, le biométhane recevant

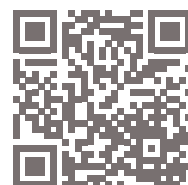
moins d'attention et de soutien financier que d'autres énergies renouvelables comme le solaire, l'éolien ou l'hydrogène bas-carbone, ce qui ralentit son déploiement. Ces points ont été récemment soulignés dans une déclaration commune sur le biométhane des associations industrielles européennes représentant les secteurs difficiles à décarboner²¹. La déclaration appelle à la levée des obstacles à un déploiement accéléré du biométhane et à la mise en place d'un dispositif de soutien de type EU Biomethane Bank.

Une expansion rapide du secteur dépend de plusieurs facteurs critiques :

- ▀ Un cadre législatif européen clair et stable instaurant des conditions de concurrence équitables pour le biométhane, sans obstacles à l'entrée sur le marché, sans incohérences ni lacunes dans les cadres réglementaires, et assorti de dispositifs de soutien efficaces pour sa production ou sa demande (tels que des obligations d'incorporation). Un objectif européen contraignant pour la production de biométhane apporterait la certitude de long terme dont les investisseurs ont besoin.
- ▀ Un cadre de certification harmonisé et unifié. La finalisation de l'UDB et l'harmonisation des systèmes de registres pour les certificats, avec des mécanismes cohérents de suivi et d'échange, sont cruciales. Cela permettra au secteur de fonctionner comme un marché continental cohésif.
- ▀ Les contraintes persistantes en matière d'autorisations doivent être traitées et les raccordements au réseau gazier accélérés.
- ▀ L'intégration trans-sectorielle – reliant les unités de biométhane aux partenaires agricoles, agro-industriels, municipaux et industriels – doit être encouragée pour sécuriser un approvisionnement en intrants de haute qualité et fiable.
- ▀ La compétitivité économique du biométhane doit être améliorée par la valorisation des coproduits et par la réduction des coûts de production.
- ▀ Les certificats de biométhane dans les mécanismes de conformité carbone doivent être clairement reconnus pour permettre le développement à grande échelle de BPA entre consommateurs industriels et producteurs.
- ▀ Enfin, compte tenu de la concurrence sur les ressources de biomasse durable, l'usage du biométhane devrait être priorisé dans les applications où il fournit la plus grande valeur systémique avec les

21. « Joint Biomethane Declaration: Accelerating Biomethane Deployment to Strengthen Europe's Competitiveness, Energy Security and Industrial Decarbonisation », EBA, Cefic, PFP, Cepi, COGEN Europe, Copa and Cogeca, Farm Europe, Fertilizers Europe, Glass for Europe, IFIEC Europe et SEA-LNG, 24 mars 2026.

plus fortes réductions d'émissions, et où aucune autre option de décarbonation ne peut apporter la même combinaison de réductions de GES, de circularité et de services au système. Une hiérarchie d'usage du biométhane devrait être définie au niveau national, là où la valeur systémique du biométhane peut être maximisée.



27 rue de la Procession 75740 Paris cedex 15 – France

Ifri.org