



Fachbereich WD 5

Flächenbedarf und Biomassepotenzial für die Biomethanerzeugung

Flächenbedarf und Biomassepotenzial für die Biomethanerzeugung

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 075/26
Abschluss der Arbeit: 08.07.2026
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft, Energie und Klima

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Auftrag	4
2.	Zusammenfassung	4
3.	Einleitung	6
4.	Biomethan-Produktion	8
4.1.	Deutschland	8
4.1.1.	Anzahl Biogasaufbereitungsanlagen (2006 bis 2026)	10
4.1.2.	Biogaspotenzial der einzelnen Bundesländer	11
4.2.	Europa	12
4.3.	Weltweit	14
5.	Biomassepotenzial (dena)	14
5.1.	Biomethanpotenzial von 48 TWh bis 235 TWh	15
5.2.	Ungenutztes Potenzial von 40 bis 71 TWh	16
5.3.	Potenziäle an Primär-Biomasse	17
6.	Weitere Veröffentlichungen zum Biomassepotenzial	18
6.1.	Agora Agrar	18
6.2.	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)	19
6.3.	Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN)	20
6.4.	Fachverband Biogas (FvB)	20
6.5.	Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES gGmbH)	22
6.6.	Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB)	22
6.7.	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)	23
6.8.	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu)	24
6.9.	Deutsche Umwelthilfe (DUH)	24
6.10.	DBFZ-Datenbank	24
7.	Expertenprognosen zum Flächenbedarf	25
7.1.	Deutsches Biomasse Forschungszentrum (DBFZ)	25
7.2.	Thünen-Institut	29
7.3.	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)	30
7.4.	Umweltbundesamt (UBA)	32
8.	Nutzungskonkurrenzen	32
9.	Kostenschätzung der Biogasaufbereitung	34
10.	ANHANG – Aufbereitung von Biogas zu Biomethan	35

1. Auftrag

Dieser Sachstand gibt einen Überblick darüber, wie viel Biomasse (biogene Abfall- und Reststoffe wie Pflanzen, Gülle, Festmist oder auch kommunale Bioabfälle) in Deutschland künftig für die Erzeugung von Biomethan genutzt werden könnte. Dabei werden im Wesentlichen die technisch nutzbaren, bislang aber noch weitgehend unerschlossenen Potenziale betrachtet. Zusätzlich werden Aspekte der Nachhaltigkeit (z. B. Auswirkungen auf Umwelt und Ressourcen) sowie der Wirtschaftlichkeit (Kosten und wirtschaftliche Umsetzbarkeit) erläutert.

Außerdem wird thematisiert, welcher zusätzliche Flächenbedarf entsteht, wenn die für die Grün-gasquote und die Bio-Treppe gemäß den Vorgaben des Entwurfs des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG)¹ erforderliche Biomethanmenge nicht vollständig aus biogenen Rest- und Abfallstoffen gedeckt werden kann.

Darüber hinaus wird auf die Nutzungskonkurrenz zwischen verschiedenen Anwendungsbereichen hingewiesen. Biomethan wird unter anderem in der Industrie, zur Strom- und Wärmeerzeugung, als Kraftstoff im Verkehr sowie als Rohstoff für die stoffliche Nutzung eingesetzt. Diese konkurrierenden Verwendungen beeinflussen, welche Biomethanmengen tatsächlich für den Gebäudesektor zur Verfügung stehen.

2. Zusammenfassung

Das Biomassepotenzial zur Erzeugung von Biomethan zur Einspeisung ins Gasnetz anstelle von fossilem Erdgas ist begrenzt. Biomasse ist ein wichtiger erneuerbarer Energieträger und wird für verschiedene Bereiche genutzt, wie die folgenden Beispiele zeigen:

- In Deutschland gibt es derzeit ca. 10.000 Biogasanlagen, die im Wesentlichen für Strom und Wärme im Nahbereich sorgen. Die Biogasanlagen in Deutschland erzeugen aktuell insge-

1 Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften im Wärmebereich, BT-Drs. 21/6278, <https://dserver.bundestag.de/btd/21/062/2106278.pdf>.

Siehe hierzu ausführlich die folgenden Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste:

Entwurf zur Einführung eines Gebäudemodernisierungsgesetzes: verfassungsrechtliche Fragen, <https://www.bundestag.de/resource/blob/1188068/WD-5-064-26.pdf>.

Vereinbarkeit von § 43 Abs. 1 („Biotreppe“) des Entwurfs eines Gebäudemodernisierungsgesetzes mit Art. 3 Abs. 1 GG, <https://www.bundestag.de/resource/blob/1188070/WD-5-073-26.pdf>.

samt jährlich zwischen **92 TWh²** und **100 TWh³ Biogas**. Welche Substrate für die Anlagen genutzt werden, hängt vor allem von den regionalen Rohstoffverfügbarkeiten ab (Mais, nachwachsende Rohstoffe (NawaRos), Gülle und Festmist, biogene Rest- und Abfallstoffe). Die einzelnen Substrate weisen ein unterschiedliches Energiepotenzial auf. Auch das technische Biogaspotenzial der einzelnen Bundesländer variiert stark. Das größte Potenzial findet sich in Niedersachsen und Bayern. Von den aktuellen Biogasanlagen können aktuell **279 Anlagen** Biomethan erzeugen (**Biogasaufbereitungsanlagen**). Einige wenige Anlagen davon nutzen nur Rest- und Abfallstoffe. 2025 speisten 256 Biogasaufbereitungsanlagen rund **14 TWh Biomethan** ins Gasnetz ein, rd. 1,6 % des deutschen Erdgasbedarfs.⁴

- Für Biomasse wird vor allem die **Kaskadennutzung** favorisiert, das heißt, die stoffliche Nutzung hat Vorrang vor der energetischen Nutzung. Insbesondere die chemische Industrie (Kunststoffe, Fasern, Waschmittel, Kosmetika, Farben und Lacke, Druckfarben, Klebstoffe, Baustoffe, Hydrauliköle, Schmiermittel, Arzneimittel⁵)⁶ und die Papierindustrie sind auf die stoffliche Nutzung angewiesen.
- Für **Biokraftstoffe** (insbesondere für neuartige Biokraftstoffe) im Verkehrsbereich sowie der Schiff- und Luftfahrt.

Je nach Annahmen steht noch ungenutztes mobilisierbares Biomethan-Potenzial **aus Rest- und Abfallstoffen** zwischen **40 bis 71 TWh** zur Verfügung.⁷ Der Fachverband Biogas geht von einem mittelfristigen Potenzial von **150 TWh Biomethan und synthetischem Methan** aus, ohne dass zusätzlicher Flächenbedarf entsteht, was insbesondere Umweltverbänden als zu optimistisch er-

-
- 2 FNR (2025), Clusterung von Biogasanlagen, Leitfaden für die Bereitstellung von Biomethan, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 41, S. 4, https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2025/Mediathek/SR41_BGA-Cluster_250512_web_bf.pdf.
 - 3 DBFZ (2023), Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan, https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf; siehe auch Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2026), Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.
 - 4 S. 12, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.
 - 5 Verband der Chemischen Industrie (2019), Rohstoffbasis der Chemieindustrie, <https://www.bayerische-chemie-verbaende.de/wp-content/uploads/sites/4/2019/09/daten-fakten-rohstoffbasis-chemieindustrie-3.pdf>.
 - 6 Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Stoffliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe erholt sich 2024 leicht, 22.06.2026, <https://biowerkstoffe.fnr.de/service/presse/pressemitteilungen/aktuelle-nachricht/stoffliche-nutzung-nachwachsender-rohstoffe-erholt-sich-2024-leicht>.
 - 7 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2026), Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

scheint. Letztere vermuten einen zusätzlichen Flächenbedarf und fürchten eine Flächenkonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion.

An dieser Stelle wird auf die Antworten der kurzfristig angefragten Expertenprognosen (siehe Kapitel 7) hingewiesen. Weitere Stellungnahmen zum prognostizierten Biomethanpotenzial finden sich in den Kapiteln 5 und 6.

Der Biomethan-Hochlauf in der EU unter REPowerEU⁸ soll bis 2030 auf **35 Mrd. m³ (370 TWh⁹)** steigen. Deutschland ist auf diesem Gebiet laut der International Energy Agency (IEA) bereits heute Marktführer.¹⁰ Nach Angaben der EU-Kommission soll Deutschland bis zum Jahr 2030 über ein jährliches Biomethanpotenzial von **81 TWh** verfügen; und ab 2040 – Guidehouse Europe Ltd. zufolge – über ein Biomethanpotenzial von etwa **115 TWh**.¹¹

3. Einleitung

Die „Bio-Treppe“ gemäß § 43 Abs. 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzentwurfs (GModG)¹² soll am 01.01.2029 eingeführt werden. Das heißt: Werden Gas-, Heizöl- oder Flüssiggas-Heizungsanlagen ausgetauscht (zum Zeitpunkt des Inkrafttretens von Artikel 9 Abs. 1 GModG), müssen sie „zu diesem Zeitpunkt zu einem aufwachsenden Anteil mit klimafreundlichen Brennstoffen wie Biomethan und synthetischem Treibstoff“¹³ betrieben werden.

Da die Bio-Treppe für **neu eingebaute** Heizungsanlagen gilt, soll für bereits installierte Heizungen eine Grüngas-/Grünheizölquote (GGQ) wirken.

8 REPowerEU-Plan: Energiepolitik in den Aufbau- und Resilienzplänen der EU-Länder, <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/repower-eu-plan/>.

9 35 Mrd. m³ entsprechen je nach Zustandszahl und Brennwert zwischen **360 bis 380 TWh** (Gasvolumen in m³ x Zustandszahl x Brennwert = Gasverbrauch in kWh), <https://www.gasag.de/magazin/energiemarkt/m3-kubikmeter-gas-in-kwh-umrechnen/>. Es wurde der Wert der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) (2026) Seite 14 übernommen, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_Oelen_im_Gebaeudebereich.pdf.

10 IEA (2025), Outlook for Biogas and Biomethane A global geospatial assessment, S. 13, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b757571-c8d0-464f-baad-bc30ec5ff46e/OutlookforBiogasandBiomethane.pdf>.

11 S. 10, <https://guidehouse.com/-/media/new-library/services/sustainability/documents/2024/biogases-towards-2040-and-beyond.pdf>.

12 Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften im Wärmebereich, BT-Drs. 21/6278, <https://dserver.bundestag.de/btd/21/062/2106278.pdf>.

„[...] hat der Eigentümer des Gebäudes sicherzustellen, dass ab dem 1. Januar 2029 mindestens 10 Prozent, ab dem 1. Januar 2030 mindestens 15 Prozent, ab dem 1. Januar 2035 mindestens 30 Prozent und ab dem 1. Januar 2040 mindestens 60 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme aus Biomethan, Bioöl, biogenem Flüssiggas, grünem, blauem, orangenem oder türkischem Wasserstoff einschließlich daraus hergestellter Derivate erzeugt wird.“, § 43 Abs. 1 GModG.

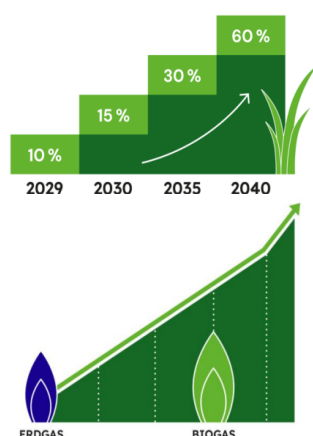
13 GModG, S. 98, <https://dserver.bundestag.de/btd/21/062/2106278.pdf>.

Eine „moderate“ GGQ soll den „Hochlauf von Biomethan, biogenem Flüssiggas, Bioöl und Wasserstoff“ unterstützen und setzt bei den Inverkehrbringern von Erdgas und Heizöl an.¹⁴ Die GGQ „startet 2028 in Höhe von bis zu einem Prozent“¹⁵, wird „auf die Bio-Treppe angerechnet“¹⁶ und gilt für private Haushalte. Zur weiteren Ausgestaltung der GGQ sind noch keine Details bekannt. Dies soll „Gegenstand eines eigenen Gesetzes sein“¹⁷.

Laut dem GModG weisen „verfügbare Prognosen zur Entwicklung der Potenziale von biogenen Brennstoffen“ eine „große Bandbreite“ auf.¹⁸ Zugleich geht die Bundesregierung im GModG davon aus, dass es „in den nächsten Jahren ein Wachstum des Marktes für biogene Heizungen und Brennstoffe geben wird.“¹⁹

Die folgende Abbildung der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veranschaulicht die Bio-treppe und die GGQ:

Gesetzliche Vorgaben: Schrittweise Dekarbonisierung von Gas- und Ölheizungen



Die Biotreppe

- Bereits im Gebäudeenergiegesetz (GEG) war der Betrieb von Gasheizungen mit steigenden Anteilen an Biomethan oder Wasserstoff möglich. Dabei sollen **neue Heizungen** mit stetig steigendem Anteil von erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden und so die Treibhausgasemissionen im Wärmesektor sinken.
- Das GModG nimmt diesen Mechanismus mit der **Biotreppe** auf, führt ihn auch für Ölheizungen ein, senkt aber die erste Stufe von 15 auf 10 % in 2029 ab. Bis 2040 sind drei weitere Stufen vorgesehen.

Die Grüngas-/Grünölquote

- Die **Quotenregelung** soll Gegenstand eines eigenen Gesetzes sein, dessen **Entwurf bis Sommer 2026** geplant ist.
- Die allgemeine Verwendung von Biomethan, Heizöl und Wasserstoff in der Gebäudewärme soll dann **ab 2028** eine Quotenregelung für Energieversorger flankieren. Sie gilt für die Inverkehrbringung von Gas und Heizöl an private Haushalte.
- Durch die **verpflichtende Beimischung** würde ein steigender Anteil des Gas- und Heizölverbrauches durch regenerative Brennstoffe ersetzt. Ähnliche Prinzipien finden im Kraftstoffsektor (E5, E10 und Biodiesel) Anwendung und haben sich als effizient erwiesen.

Abbildung 1: Abbildung zu schrittweiser Dekarbonisierung von Gas- und Ölheizungen, Darstellung der dena.²⁰

14 Ebd. S. 76.

15 Ebd. S. 76.

16 Ebd. S. 98.

17 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2026), https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_Oelen_im_Gebaeudebereich.pdf.

18 GModG, S. 4, <https://dserver.bundestag.de/btd/21/062/2106278.pdf>.

19 GModG, S. 4 und 94, <https://dserver.bundestag.de/btd/21/062/2106278.pdf>.

20 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2026), Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, S. 5, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_Oelen_im_Gebaeudebereich.pdf.

4. Biomethan-Produktion

4.1. Deutschland

Bereits heute wird dem Gasnetz in Deutschland mehr als **ein Prozent Biomethan** beigemischt.²¹

Im Jahr **2024** wurde nach Angaben der Bundesnetzagentur **10,9 TWh Biogas**²² (Biomethan, Grüner Wasserstoff, synthetisches Methan, Gas aus Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas) ins Gasnetz eingespeist, bei **10,4 TWh** davon handelte es sich um **Biomethan**.

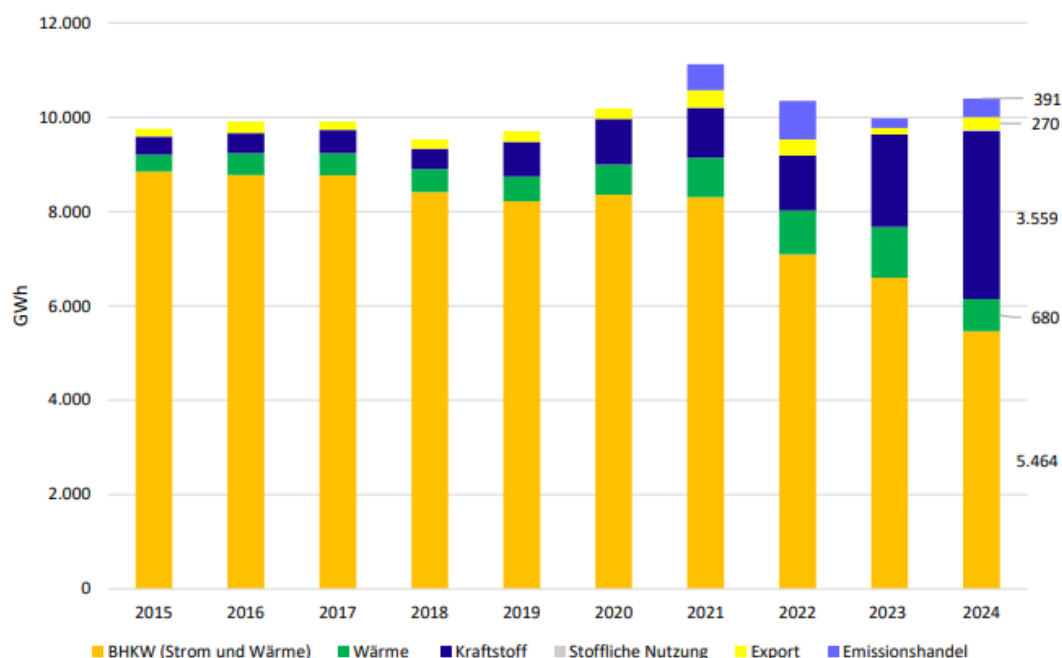
Laut dem „Branchenbarometer Biomethan 2025“ wurde 2024 das Biomethan vor allem in den Sektoren Strom und Wärme (Blockheizkraftwerke, BHKW) mit einer Gesamtmenge von rund **5,5 TWh** genutzt, für Kraftstoff rd. **3,56 TWh**, und **nur für Wärme** wurden lediglich **0,68 TWh** beansprucht:

21 Vgl. FNR (o.D.), Biomethan, <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan>; siehe auch DBFZ (2023), S. 9, https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf und BDEW (2022), S. 4, BDEW (2022), Positionspapier 10 Punkte für eine Beschleunigung der Biomethaneinspeisung Biomethan-Potenziale dauerhaft und zukunftsgerichtet nutzen Version: 1.0, https://www.bdew.de/media/documents/2022-06-20_10-Punkte_f%C3%BCr_eine_Beschleunigung_der_Biomethaneinspeisung_final.pdf.

Der Gasverbrauch der **Haushaltskunden** im Jahr 2024 lag in Deutschland bei **229,7 TWh**, der Erdgasverbrauch insgesamt bei **844 TWh** (Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)). Quelle: S. 43 und S. 194, <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>.

22 Die Definition von Biogas, nach der sich die Bundesnetzagentur richtet, versteht unter Biogas „Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen.“, S. 206, <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>.

§ 3 Nr. 11 EEG definiert „Biogas“ als „jedes Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird“, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_3.html. Das GModG verwendet die Bezeichnung „biogene Brennstoffe“ (für Biogas, Biomethan, biogenes Flüssiggas, Bioöl, Holz/feste Biomasse), S. 56f, <https://dserv.bundestag.de/btd/21/062/2106278.pdf>.

Abbildung 2: Zeitreihe Biomethan Verwendung nach Sektoren 2015 – 2024.²³

So erläutert auch die Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN), von dem im Jahr 2024 eingespeisten Biomethan sei **lediglich 0,68 TWh** für die **ausschließliche Wärmeproduktion** eingesetzt worden. Bereits hier werde eine große Lücke sichtbar, die sich vermutlich nur schwer schließen lasse, denn eine Ausweitung der inländischen Biomethanproduktion sei nur begrenzt möglich, da dies zu einer Flächenkonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion führen könne. Zu der inländischen Produktion seien 2024 noch **3,5 TWh Importmengen**, vor allem aus Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden, hinzugekommen. Doch auch diese Lieferländer verfügten nicht über ausreichende Exportvolumina, um eine etwaige künftig steigende Nachfrage Deutschlands zu decken. Zwar solle die Einspeisung von Biomethan ins europäische Netz bis 2030 auf rund 72,8 TWh anwachsen, diese Menge verteile sich jedoch auf alle EU-Staaten und werde den durch die Biotreppe ansteigenden deutschen Bedarf nicht vollständig abdecken können.²⁴

Eine Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Greenpeace vom März 2026 weist zudem darauf hin, dass der Einsatz biogener Energieträger kritisch zu bewerten sei. Biogene Energieträger seien

23 Branchenbarometer Biomethan 2025, S. 13, <https://www.dena.de/infocenter/branchenbarometer-biomethan-2025/>, dann Download starten.

24 Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (2026), Biotreppe im Gebäudemodernisierungsgesetz: Warum der Wärmesektor mehr braucht als grüne Gase, Eckpunktepapier, 16.03.2026, <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/Biotreppe-im-Gebaeudemodernisierungsgesetz-Warum-der-Waermesektor-mehr-braucht-als-gruene-Gase-4978>; vgl. hierzu auch Braungardt, Sibylle; Bei der Wieden, Malte (2026), Weniger Klimaschutz, höhere Kosten, größere Unsicherheit: Bewertung der Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz, 12.03.2026, im Auftrag von Greenpeace e.V., <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/GMG-Studie-Greenpeace.pdf>; sowie BUND (2026), Heizen mit Biomethan. Teuer für Klima, Natur und Verbraucher*innen, https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/Heizen-Biomethan-BUND.pdf.

nicht vollständig klimaneutral. Zwar werde bei der Verbrennung nur CO₂ freigesetzt, das zuvor während des Pflanzenwachstums aus der Atmosphäre aufgenommen wurde. Dennoch bliebe jede zusätzliche CO₂-Emission klimawirksam.²⁵

4.1.1. Anzahl Biogasaufbereitungsanlagen (2006 bis 2026)

Von den insgesamt fast **10.000 Biogasanlagen** verfügen aktuell **279 Anlagen**²⁶ über die Technik zur Aufbereitung des Biogases auf **Erdgasqualität** (Biomethan). Ein sehr geringer Teil dieser **Biogasaufbereitungsanlagen** nutzt überwiegend kommunale Bioabfälle.²⁷ Die Zukunft von Biogas ist derzeit unsicher. Mit der „Osnabrücker Erklärung“²⁸ stellt die Branche sieben Forderungen an die Bundesregierung, um u. a. Biomethan **dauerhaft im Gasnetz** zu verankern. Nach Angaben aus der Branche erschweren eine stagnierende Biomethannachfrage und häufig wechselnde Rahmenbedingungen den Zubau von Biogasanlagen:

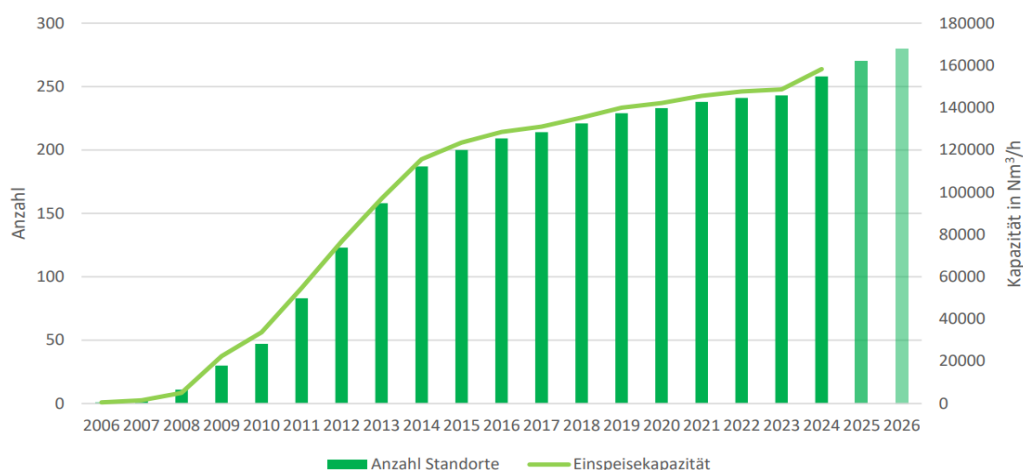


Abbildung 3: Anzahl der Biogasaufbereitungsanlagen und deren Einspeisekapazität (Nm³/h) in Deutschland von 2006 bis 2026.²⁹

-
- 25 Braungardt, Sibylle; Bei der Wieden, Malte (2026), Weniger Klimaschutz, höhere Kosten, größere Unsicherheit: Bewertung der Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz, 12.03.2026, im Auftrag von Greenpeace e.V., S. 6, <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/GMG-Studie-Greenpeace.pdf>.
- 26 FAQ: „Bio-Treppe“ & „Grüngasquote“, Zur Rolle von Biomethan im geplanten Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG), Stand: 4.3.2026, https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/application/files/2017/7270/0815/FvB_FAQ_Bio-Treppe_Gruengasquote_4.3.2026.pdf.
- 27 UBA (2020), Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht Abschlussbericht, S. 58, https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf.
- 28 Biogas vor dem Aus: 7 Forderungen an die Bundesregierung, EEG, Maisdeckel und Heizungsgesetz: Die Zukunft der Branche ist unsicher. Das fordert die Branche in der „Osnabrücker Erklärung“, 16.06.2026, <https://www.landundforst.de/energie/biogas/biogas-7-forderungen-bundesregierung-575685>.
- 29 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2025), Projektbericht Branchenbarometer Biomethan 2025, S. 5, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Branchenbarometer_Biomethan_2025_BF.pdf.

4.1.2. Biogaspotenzial der einzelnen Bundesländer

Das Biogaspotenzial in den Bundesländern ist sehr unterschiedlich. Das größte **technische Biogaspotenzial** findet sich in Bayern und Niedersachsen:

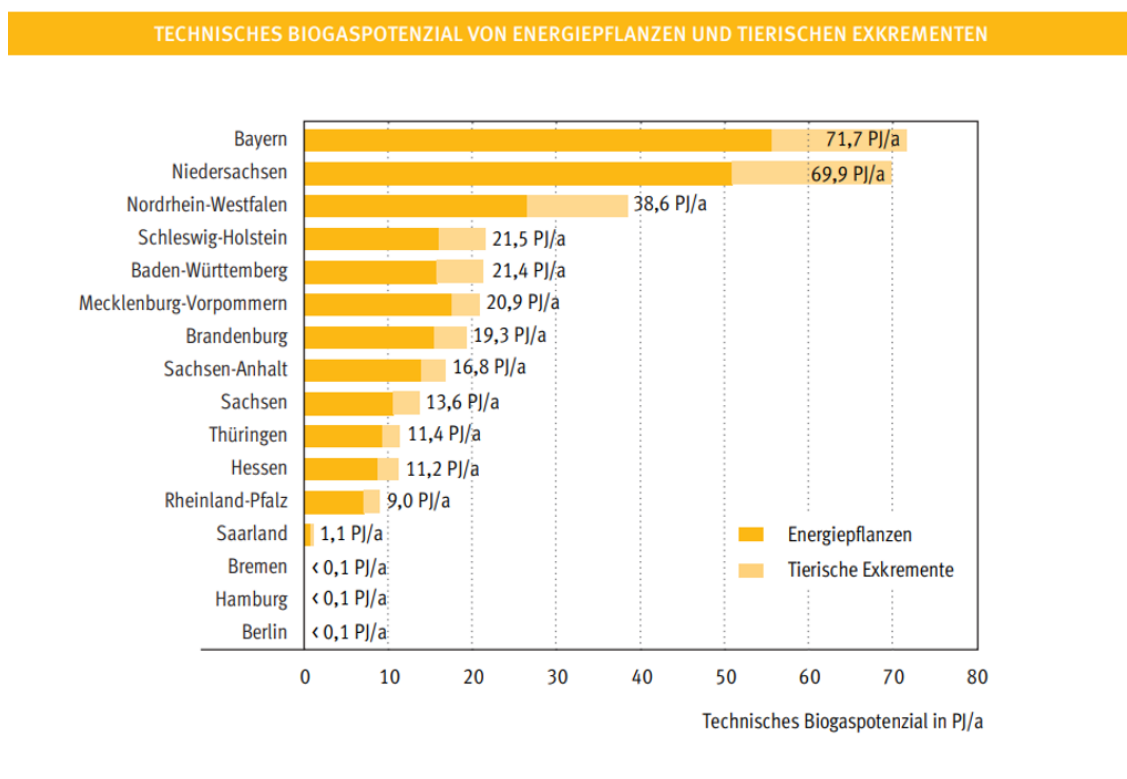


Abbildung 4: Technisches Biogaspotenzial von Energiepflanzen und Exkrementen aus der Nutztierhaltung.³⁰

30 FNR (2014), Leitfaden Biogasaufbereitung und -Einspeisung, 5., vollständig überarbeitete Auflage, 2014, S. 64, https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf.

4.2. Europa

Bis zum Jahr 2030 soll in der EU die jährliche Produktionsmenge von Biomethan, das insbesondere aus landwirtschaftlichen Abfällen und Reststoffen gewonnen werden soll³¹, auf **35 Mrd. m³ (ca. 370 TWh³²)** angehoben werden. Derzeit sind es rund 55 TWh pro Jahr.³³

Die folgenden Berichte prognostizieren ein Biomassepotenzial bis 2030 und 2040:

Der Ergebnisbericht des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) zu Biomethan vom November 2024 visualisiert die Länderprofile von 24 EU-Staaten zu Biomethan der EU-Kommission („biomethane country fiches“)³⁴. Hierin wird Deutschland ein jährliches **Biomethanpotenzial** von **81 TWh bis 2030** bescheinigt:

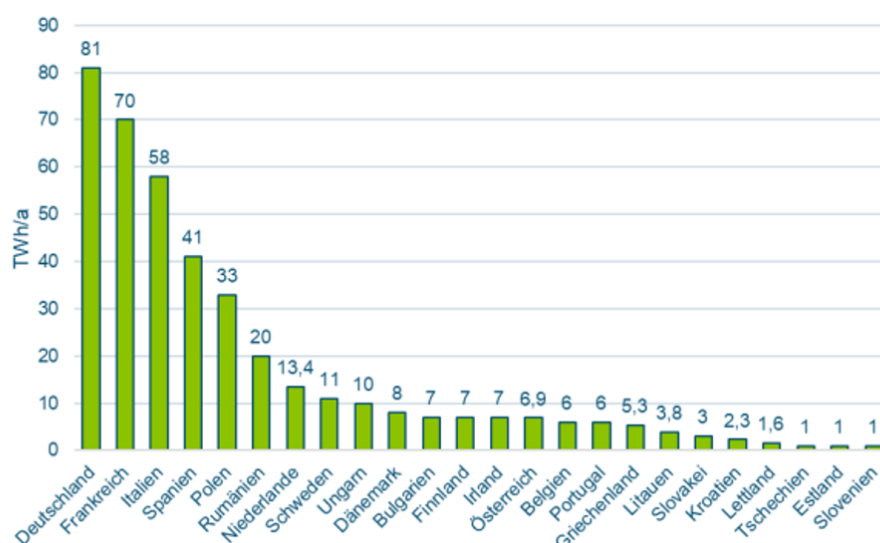


Abbildung 5: Bis zum Jahr 2030 erschließbare Biomethanpotenziale in Terrawattstunden pro Jahr in 24 EU-Mitgliedstaaten nach Einschätzung der Europäischen Kommission.³⁵

- 31 S. 1, https://www.bdew.de/media/documents/2022-06-20_10-Punkte_f%C3%BCr_eine_Beschleunigung_der_Biomethaneinspeisung_final.pdf.
- 32 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2026), Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, S. 14, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_Oelen_im_Gebaeudebereich.pdf.
- 33 S. 14, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_Oelen_im_Gebaeudebereich.pdf.
- 34 Die EU-Daten für Deutschland stammen aus dem Jahr 2021, https://energy.ec.europa.eu/publications/2023-biomethane-country-fiches_en, dann weiter zu Germany.
- 35 Zukunftsbild Biomethan 2025-2045, S. 27, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/zukunftsbild-biomethan-dvgw.pdf>.

Guidehouse Europe Ltd. (2024) schätzt für **2040** das Biomethanpotenzial in **Europa** auf 111 Mrd. m³ [etwa 1.085 bis 1.110 TWh] (in der EU auf **101 Mrd. m³** [etwa 1.060 bis 1.100 TWh]). Die Länder mit dem höchsten Potenzial im Jahr 2040 sind demnach **Deutschland**, Frankreich, Spanien, Italien und das Vereinigte Königreich. Bei einigen Rohstoffen könne es zu Nutzungskonkurrenzen kommen. So könnten beispielsweise landwirtschaftliche Rest- und Rohstoffe direkt zur Erzeugung von Wärme und/oder Strom genutzt werden. Alternativ könnten sie zu neuartigen Biokraftstoffen verarbeitet werden, wie beispielsweise Zellulose-Ethanol, erneuerbarer Diesel, Methanol oder nachhaltige Flugkraftstoffe (insbesondere ab 2030). Die wichtigsten Ausgangsstoffe im Jahr 2040 seien Folgekulturen (43 %) sowie landwirtschaftliche Reststoffe (20 %) und Gülle (19 %). Zusammen machten diese Ausgangsstoffe 82 % des Gesamtpotenzials aus. Auch Industrieabwässer würden im Jahr 2040 mit 11 % zum Potenzial beitragen.³⁶ Die folgende Abbildung zeigt für Deutschland ein Biomethanpotenzial von **11,5 Mrd. m³** [etwa 115 TWh] für das Jahr **2040**:

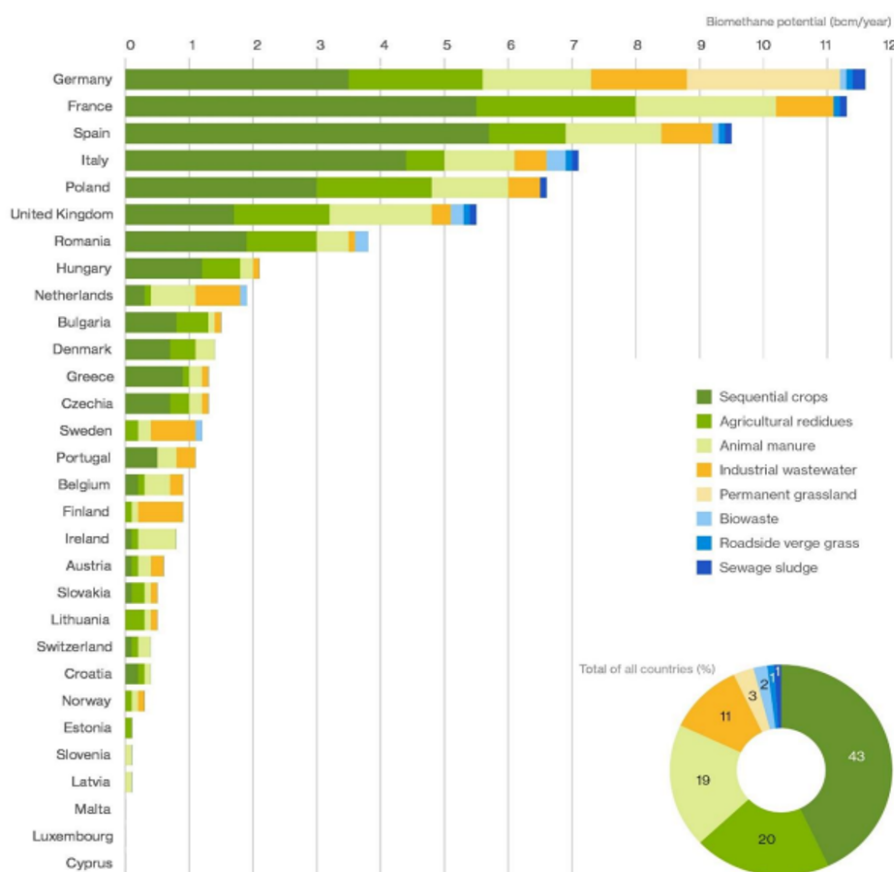


Abbildung 6: Biomethan-Potenzial (Mrd. m³/Jahr) pro Land im Jahr 2040 durch anaerobe Vergärung.³⁷

36 Guidehouse Europe Ltd. (2024), Biogases towards 2040 and beyond, Stand: 04/2023, <https://guidehouse.com/-/media/new-library/services/sustainability/documents/2024/biogases-towards-2040-and-beyond.pdf>.

37 Bcm=billion cubis metres, Mrd. m³. S. 10, <https://guidehouse.com/-/media/new-library/services/sustainability/documents/2024/biogases-towards-2040-and-beyond.pdf>.

Laut einer szenariobasierten Analyse des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) zur Preisentwicklung von nachhaltiger Biomasse, wie Reststoffen und Abfällen, steigt die Biomethan-Nachfrage je nach Szenario zwischen **37 TWh/a** und **196 TWh/a** im Jahr **2045**. Die europäische Nachfrage soll sich laut Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) auf **576 TWh/a** belaufen.³⁸ Die Autoren kommen zu dem Ergebnis:

„Das heutige Biomethanpotenzial in Europa kann 2045 die Nachfrage in keinem Szenario decken. Wenn das Biomethanpotenzial konstant auf dem heutigen Niveau bleibt, könnte der Preisdruck ab 2040 durch Knappheitspreise stark ansteigen.“³⁹

4.3. Weltweit

Die International Energy Agency (IEA) (2025) führt zur weltweiten Produktion von Biogas und Biomethan Folgendes aus:

„Die weltweite Gesamtproduktion von Biogas und Biomethan belief sich im Jahr 2023 auf fast **50 Mrd. m³** [etwa 530 TWh] Erdgasäquivalent (bcme). Europa, angeführt von Deutschland, ist der größte Produzent von Biogas, gefolgt von der Volksrepublik China [...], den Vereinigten Staaten und Indien. Dänemark hat mit einem Anteil von 40 % im Jahr 2024 den höchsten Anteil von Biogas am gesamten Gasbedarf.“⁴⁰

5. Biomassepotenzial (dena)

Die Analyse der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) „Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich“ (2026) identifiziert Biomassepotenziale im Kontext des GModG und gleicht sie mit einer möglichen Bedarfsentwicklung ab. Bei den Biogaspotenzialen wird zwischen theoretischem, technischem, mobilisierbarem und erschließbarem Potenzial unterschieden.⁴¹ Die folgenden Studien gehen von unterschiedlichen Potenzialannahmen aus.

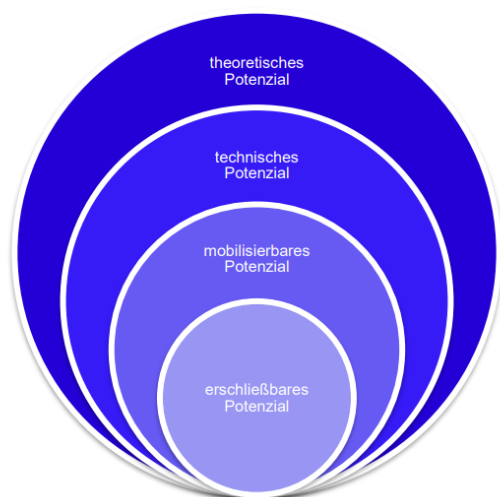
38 EWI (2026), Biomethan im deutschen Gebäudesektor. Eine szenariobasierte Analyse der Preisentwicklung, Gefördert durch: Förderinitiative Wärmewende der Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V., EWI-Analyse, 10.06.2026, S. 4, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2026/06/20260610_BiogeneGase_Endbericht.pdf.

39 EWI (2026), S. 5, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2026/06/20260610_BiogeneGase_Endbericht.pdf.

40 IEA (2025), Outlook for Biogas and Biomethane A global geospatial assessment, S. 13, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b757571-c8d0-464f-baad-bc30ec5ff46e/OutlookforBiogasandBiomethane.pdf>; übersetzt mit KI-Unterstützung.

41 Zur Definition verschiedener Potenziale siehe ausführlich auch: FNR (2014), Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung, 5., vollständig überarbeitete Auflage, 2014, Seite 62, https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf.

Potenziale: Maßgeblich ist die Einschätzung des erschließbaren Biomasse-Potenzials



Biomassepotenziale lassen sich nach verschiedenen Kategorien unterscheiden:

- Das **theoretische Potenzial** umfasst alle bekannte Biomasse.
- Das **technische Potenzial** ist Teilmenge des theoretischen Potenzials nach Abzug technischer (Ernteverluste, Lagerung), physikalischer und sozioökologischer Restriktionen (Naturschutz, Bodenfruchtbarkeit).
- In das **mobilisierbare Potenzial** fließt alle technisch nutzbare Biomasse ein, die sich mit ökonomisch vertretbarem Aufwand zur Energiegewinnung einsetzen lässt. Es beinhaltet also die Hebung des Potenzials mit den verfügbaren technischen Möglichkeiten und berücksichtigt strukturelle wie rechtliche Rahmenbedingungen.
- Für Endanwendungen ist relevant, wie viel Energie aus der mobilisierbaren Biomasse zur Verfügung gestellt werden kann. Dieses **erschließbare Potenzial** wird durch verschiedene Randbedingungen bestimmt.

Abbildung 7: Darstellung der verschiedenen Biomassepotenzial-Kategorien.⁴²

5.1. Biomethanpotenzial von 48 TWh bis 235 TWh

Abgesehen vom Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) und dem Fraunhofer IEE, die sich explizit auf **mobilisierbares** Potenzial beziehen, machen die weiteren Studien keine Angaben dazu, ob es sich um technisches oder mobilisierbares Potenzial handelt. In den neun von der dena begutachteten Studien reichen die **Biomethanpotenziale** (vergärbare Biomasse) von **48 TWh** (Umweltbundesamt, UBA) bis zu **235 TWh** (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., DVGW):

⁴² Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2026), Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_Oelen_im_Gebaeudebereich.pdf. Zur Definition verschiedener Potenziale siehe ausführlich auch: FNR (2014), Leitfaden Bio-gasaufbereitung und -einspeisung, 5., vollständig überarbeitete Auflage, 2014, Seite 62, https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf.

Biomethanpotenziale relevanter Studien

in TWh

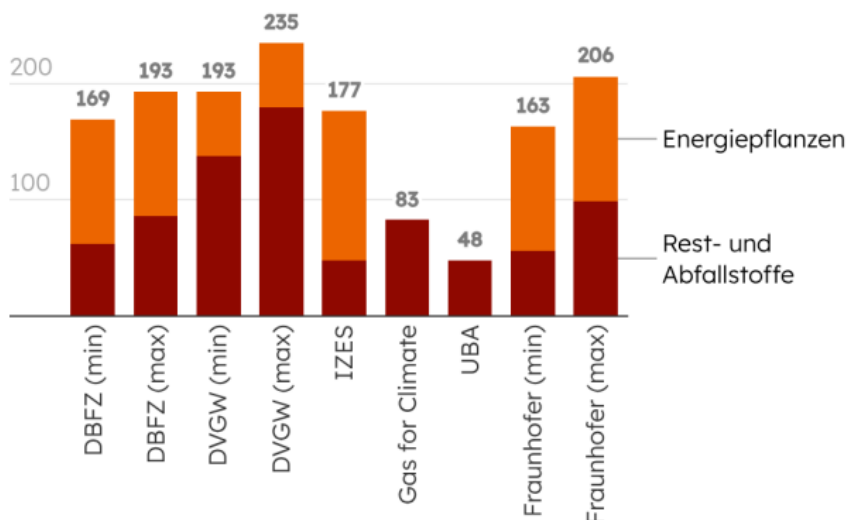


Abbildung 8: Auszug aus Seite 9, Studienvergleich zeigt hohe Bandbreite bei Potenzialen für Biomethan (dena, 2026).⁴³

5.2. Ungenutztes Potenzial von 40 bis 71 TWh

In Deutschland liegt nach Angaben der dena noch ungenutztes **mobilisierbares** Biomethan-Potenzial aus **Abfall- und Reststoffen** je nach Annahme zwischen **40 bis 71 TWh**.⁴⁴

43 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2026), Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, S. 9, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

44 S. 11, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

Nach Datenlage aus verschiedenen Studien kann davon ausgegangen werden, dass in Deutschland derzeit 40 bis 71 TWh an ungenutzten Potenzialen aus Abfall- und Reststoffen bestehen.

- Der untere Wert (40 TWh) ergibt sich aus:
 - **30 TWh** erschließbares ungenutztes Potenzial aus Abfall- und Reststoffen (Quelle: Ifeu)
 - **10 TWh** unterer Wert für Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf Biomethanproduktion (Quelle: DBFZ)
- Der obere Wert (71 TWh) ergibt sich aus:
 - **50 TWh** unterer Wert für die Erschließung zusätzlicher Biogaspotenziale (71 TWh) ohne Energiepflanzen (21 TWh) (Quelle: DBFZ)
 - **21 TWh** oberer Wert für Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf Biomethanproduktion (Quelle: DBFZ)

Abbildung 9: Auszug aus Seite 11, Abfall- und Reststoffe bieten ein bislang ungenutztes mobilisierbares Potenzial von 40 bis 71 TWh, (dena, 2026).⁴⁵

In der Zusammenfassung der dena-Analyse wird konstatiert, das **erschließbare heimische Biomassepotenzial** allein an **Abfall und Reststoffen** betrage **mehr als 50 TWh**. Der **Biogasbedarf übersteige inländische Potenziale**. Allein im Wohngebäudebereich bestehe ein derzeitiger Gesamtbedarf von rund 260 TWh. Hinzu kämen rund 100 TWh für Nichtwohngebäude. Gehe man bei den Wohngebäuden von niedrigen Sanierungs- und Wechselraten zu Wärmepumpen aus, verbleibe hier 2045 ein **Bedarf** in Höhe von **200 TWh**. Dies überträfe die inländischen Potenziale aus Abfall- und Reststoffen um das Vierfache.⁴⁶

5.3. Potenziale an Primär-Biomasse

In der Veröffentlichung der dena aus dem Jahr 2025 wurden „zentrale stoffliche und energetische Einsatzmöglichkeiten von Biomasse in der Industrie“ entlang der Kaskadennutzung untersucht.⁴⁷ Im Dossier wird darauf hingewiesen, dass die Potenziale an Primär-Biomasse weitgehend ausgeschöpft seien, aber davon ausgegangen werde, zusätzliche Potenziale erschließen zu können:

„Die Potenziale an Primär-Biomasse zum energetischen und stofflichen Einsatz sind weitgehend ausgeschöpft, da ihre Verfügbarkeit sowohl national als auch international durch Flächenkonkurrenzen, ökologische Zielkonflikte und Anforderungen an die Nachhaltigkeit begrenzt ist. Generell gilt der Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen als die nachhaltigste Form der Nutzung. Aktuell wird davon ausgegangen, dass in diesem Bereich noch zusätzliche

45 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2026), Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudereich Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, S. 11, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

46 S. 3, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

47 Deutsche Energie-Agentur GmbH (2025), Dossier, Gezielte Nutzung von Biomasse für eine klimaneutrale und wettbewerbsstarke Industrie, 07/2025, S. 5, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Gezielte_Nutzung_von_Biomasse_fuer_eine_klimaneutrale_und_wettbewerbsstarke_Industrie.pdf.

Potenziale erschlossen werden können, wobei die tatsächlich mobilisierbaren Mengen noch unsicher sind.“⁴⁸

Weiter wird dort ausgeführt, dass das Angebot an Biomasse eine **rückläufige** Tendenz zeige. Dies betreffe insbesondere die **Holzentnahme** für die energetische Nutzung, die teilweise in einem Zielkonflikt zur Erreichung der LULUCF-Klimaziele⁴⁹ stehe. Auch potenzielle neue Quellen wie Agroforstsysteme könnten dies voraussichtlich nicht ausgleichen.⁵⁰

6. Weitere Veröffentlichungen zum Biomassepotenzial

6.1. Agora Agrar

Agora Agrar schätzt das **technische Potenzial** für die Biogaserzeugung aus multifunktionalen Substraten im **Jahr 2024** auf **109 TWh** (ohne ackerbauliche Dauerkulturen):

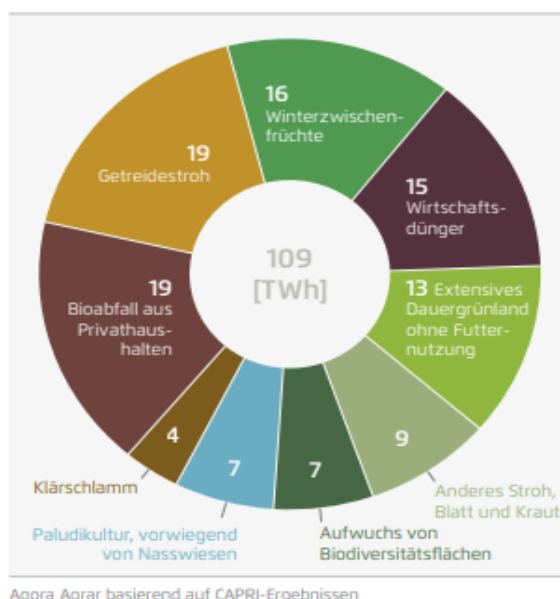


Abbildung 10: Technisches Biogaspotenzial aus multifunktionalen Substraten für Deutschland 2024.⁵¹

48 S. 5, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Gezielte Nutzung von Biomasse fuer eine klimaneutrale und wettbewerbsstarke Industrie.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Gezielte_Nutzung_von_Biomasse_fuer_eine_klimaneutrale_und_wettbewerbsstarke_Industrie.pdf).

49 LULUCF = Land Use, Land-Use Change, and Forestry; siehe hierzu ausführlich: Thünen-Institut (2026), Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF), <https://www.thuenen.de/de/themenfelder/klima-und-luft/emissionsinventare-buchhaltung-fuer-den-klimaschutz/treibhausgas-emissionen-durch-landnutzung-landnutzungsaenderungen-und-forstwirtschaft-lulucf>.

50 S. 11, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Gezielte Nutzung von Biomasse fuer eine klimaneutrale und wettbewerbsstarke Industrie.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Gezielte_Nutzung_von_Biomasse_fuer_eine_klimaneutrale_und_wettbewerbsstarke_Industrie.pdf).

51 Agora Agrar (2026), Die Zukunft von Landnutzung und Ernährung in Deutschland, Wie Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit in Land- und Forstwirtschaft vereinbar sind, S. 50, [https://www.agora-agrar.de/fileadmin/Projects/2025/2025-01 DE-Studie Agrar/AGR 392 Studie Zukunft-Landnutzung-Ernaehrung WEB.pdf](https://www.agora-agrar.de/fileadmin/Projects/2025/2025-01_DE-Studie_Agrar/AGR_392_Studie_Zukunft-Landnutzung-Ernaehrung_WEB.pdf).

Dieses technische Potenzial errechnet sich laut Agora Agrar aus dem theoretischen, insgesamt verfügbaren Potenzial abzüglich der unvermeidbaren Bergungsverluste.

Das **technische Mobilisierungspotenzial** bestimmter Substrate für das Jahr 2045 schätzt Agora Agrar (in TWh) wie folgt ein:

Substrat	Technisches Potenzial 2045 (TWh)	Einschätzung des Mobilisierungspotenzials	Nutzen der Vergärung und ökologische Vorteile der Flächennutzung	Begrenzungen und Risiken der Nutzung
Bioabfall aus Privathaushalten	19	hoch	– Reduktion der Stickstoffverluste gegenüber Kompostierung – Option der stofflichen Methannutzung aufgrund zentraler Sammlung	
Getreidestroh	19	mittel	– humusneutral, wenn Gärrest zurückgeführt wird	– auch andere Sektoren fragen Stroh nach
Zweitfrüchte	16	mittel	– vielfältigere Fruchtfolgen – Bodenbedeckung über den Winter	– nicht flächeneutral, verkürzen Anbauzeit der Hauptfrucht
Wirtschaftsdünger	15	hoch	– geringere Methanemissionen als bei offener Lagerung – bessere Nährstoffverfügbarkeit	
Extensives Dauergrünland ohne Futternutzung	13	mittel	– Wertschöpfungskette für Grünland außerhalb der Tierhaltung, dadurch Erhalt von Dauergrünland – Grünland hat hohe Wirkung auf lokale Biodiversität und sichert Kohlenstoff im Boden	
Anderes Stroh, Blatt und Kraut	9	niedrig	– Mögliche Nutzung von Restströmen aus Bioraffinerien	– nur sehr begrenzt transportwürdig
Aufwuchs von Biodiversitätsflächen	7	mittel	– Kombination von Landschaftspflege, Förderung der Artenvielfalt und Wertschöpfung	
Paludikultur, vorwiegend von Nasswiesen	7	mittel bis niedrig (ortsabhängig)	– Nutzung wiedervernässter Flächen	– stoffliche Verwertung ist vorzuziehen
Klärschlamm	4	hoch	– bessere Rückgewinnung von Nährstoffen gegenüber Verbrennung – Energie aus Pflichtbehandlung	

Abbildung 11: Einschätzung der Mobilisierbarkeit des technischen Biogaspotenzials.⁵²

6.2. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

Laut der FNR könnte im Jahr **2030** „der Biomethananteil von derzeit 1 % auf bis zu 40 % des aktuellen Gasverbrauchs in Deutschland ansteigen, wenn das gesamte Biomassepotenzial an tieri-

⁵² Agora Agrar (2026), Die Zukunft von Landnutzung und Ernährung in Deutschland, Wie Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit in Land- und Forstwirtschaft vereinbar sind, S. 51, https://www.agora-agrar.de/fileadmin/Projects/2025/2025-01_DE-Studie_Agrar/AGR_392_Studie_Zukunft-Landnutzung-Ernaehrung_WEB.pdf.

schen Exkrementen, Energiepflanzen, Stroh, Grünland sowie kommunalen und industriellen Reststoffen zur Biomethanerzeugung genutzt werden würde.“⁵³

6.3. Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN)

Die KEAN hält **22,5 TWh** für erforderlich, um eine **10 %-Quote** mit Biomethan zu erreichen:

„Ab dem 1. Januar 2029 soll für neu installierte Heizungen eine Grüngasquote von 10 % gelten, was bei einem Austausch alter Gasheizungen durch neue, zu einem schrittweisen Anstieg des Bedarfs führen würde. Ein Blick in die Energiebilanz verdeutlicht jedoch die Grenzen: Um im Bestand eine 10 %-Quote ausschließlich mit Biomethan zu erreichen, wären rund 22,5 TWh erforderlich.“⁵⁴

6.4. Fachverband Biogas (FvB)

Dem aktuellen Branchenzahlenreport (2026) des FvB zufolge „besteht in Deutschland ein Biogaspotential von 130 TWh, von dem 60 % für eine Aufbereitung zu Biomethan genutzt werden könnte (78 TWh). Zusammen mit dem zusätzlichen Potential von 72 TWh an synthetischem Methan (Methanisierung von CO₂ und H₂ aus der Elektrolyse) besteht ein nationales Gesamtpotential für Biomethan in Höhe von 150 TWh.“⁵⁵

Der FvB geht in diesem Bericht optimistisch von einem mittelfristigen Potenzial von **150 TWh Biomethan und synthetischem Methan** aus – **ohne zusätzlichen Flächenbedarf**:

„**Biogaspotenzial:** Die Biogasproduktion kann laut einer Substratprojektion des FvB⁵⁶ nachhaltig und ohne zusätzlichen Flächenbedarf von gut 80 TWh auf **mittelfristig 130 TWh** gesteigert werden. Dies erfolgt durch den verstärkten Einsatz von Substraten, die in keiner zusätzlichen Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen.

Biomethanpotenzial: Laut einer IZES-Analyse⁵⁷ können ca. 60 % der perspektivischen Biogasproduktion (130 TWh) bei passenden Rahmenbedingungen auf die Biomethaneinspeisung

53 Biomethan, <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan>.

54 Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (2026), Biotreppe im Gebäudemodernisierungsgesetz: Warum der Wärmesektor mehr braucht als grüne Gase, Eckpunktepapier, 16.03.2026, <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/Biotreppe-im-Gebaeudemodernisierungsgesetz-Warum-der-Waermesektor-mehr-braucht-als-gruene-Gase-4978>.

55 Fachverband Biogas (2026), Branchenzahlen 2025, S. 11, https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/presse/branchenzahlen/26-03-06_Branchenzahlenreport_2025_final.pdf.

56 Fachverband Biogas (2024), Kernbotschaften zur Nationalen Biomassestrategie, Positionspapier, https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/brennpunkte/nabis/24-02-21_FvB_Kurzpapier_Na-BiS.pdf.

57 Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (2025), Zukunftsaussichten der Biogasbranche, Studie für den Fachverband Biogas (FvB), <https://izes.eu/wp-content/uploads/20251125-IZES-FvB-Studie-web.pdf>.

umgerüstet werden. Die Biomethanproduktion in Deutschland könnte dementsprechend von heute ca. 12 TWh auf mittelfristig **78 TWh gesteigert** werden.

Synthetisches Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen: Bei einer Ausschöpfung der obigen Biomethanpotenziale und einer vollständigen Nutzung des bei der Biogasaufbereitung abgeschiedenen CO₂s könnten **mittelfristig 72 TWh** synthetisches Methan bereitgestellt werden.

Zusammen ergibt dies ein mittelfristiges Potenzial von **150 TWh Biomethan und synthetischem Methan** aus deutschen Biogasaufbereitungsanlagen.⁵⁸

Laut BUND sind diese Potenziale kritisch zu hinterfragen.⁵⁹

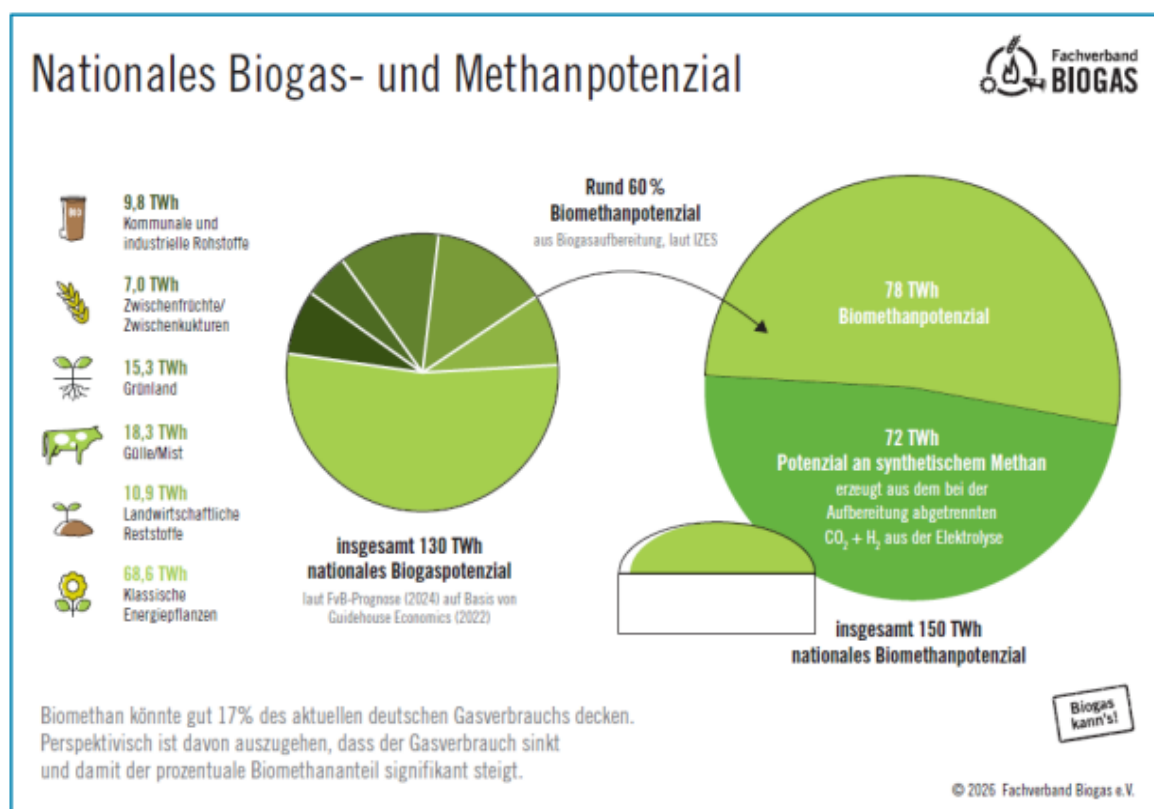


Abbildung 12: Nationales Biogas- und Biomethanpotenzial.⁶⁰

58 FAQ: „Bio-Treppe“ & „Grüngasquote“, Zur Rolle von Biomethan im geplanten Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG), Stand: 4.3.2026, https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/application/files/2017/7270/0815/FvB_FAQ_Bio-Treppe_Gruengasquote_4.3.2026.pdf.

59 BUND (2026), Heizen mit Biomethan. Teuer für Klima, Natur und Verbraucher*innen, https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/Heizen-Biomethan-BUND.pdf.

60 FAQ: „Bio-Treppe“ & „Grüngasquote“, https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/application/files/2017/7270/0815/FvB_FAQ_Bio-Treppe_Gruengasquote_4.3.2026.pdf.

6.5. Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES gGmbH)

In der Studie für den FvB sehen die Autoren des IZES folgende Mengen freies Biomethanpotential im Jahr 2035 (mit und ohne Wasserstoff(H₂)-Zugabe):

freies Biomethanpotential in 2035	TWh _{gh}	Mio. m ³	Mt
Höchstes Potential (summarisches Potential, konstanter Bestand, mit H ₂ -Zugabe)	177	17.726	12,8
Höchstes Potential mit Infrastrukturrestriktion (59 % des Anlagenbestands, konstanter Bestand, mit H ₂ -Zugabe)	105	10.528	7,6
Niedrigstes Potential mit Infrastrukturrestriktion (59 % des Anlagenbestands, 33% Bestandsabnahme, ohne H ₂ -Zugabe)	50	5.017	3,6

Abbildung 13: Freies Biomethanpotential im Jahr 2035 in TWh, Mio. m³ und Megatonnen (Mt).⁶¹

Die Zukunftsaussichten der Biogasbranche in Form eines freien Biomethanpotenzials für das Jahr 2035 ordnen die Autoren des IZES wie folgt ein:

„Im Ergebnis könnte Biogas sowohl mittels Vor-Ort-Verstromung (VOV) als auch mittels Biogasaufbereitung (Gasnetzeinspeisung von Bioerdgas) Erdgas und H₂ in vielen Anwendungen zu hohen Anteilen oder sogar komplett mit verbleibenden Restpotenzialen ersetzen [...]“⁶²

6.6. Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB)

Das HBB erläutert zur Rolle von Biomethan im geplanten GModG und zum Biomethanbedarf bis 2029:

„Die Bio-Treppe wird vrs. bis 2029 einen zusätzlichen Biomethanbedarf von 1,5 bis 2,4 TWh/a auslösen.“⁶³ Die Grüngasquote hat hier vrs. noch keinen zusätzlichen Einfluss, weil sie wahrscheinlich bereits durch die bestehende Biomethannutzung im Wärmebereich und die

61 Matschoss, Patrick et al. (2025), Zukunftsaussichten der Biogasbranche, Studie für den Fachverband Biogas (FvB), S. 10, <https://izes.eu/wp-content/uploads/20251125-IZES-FvB-Studie-web.pdf>.

62 Matschoss, Patrick et al. (2025), Zukunftsaussichten der Biogasbranche, Studie für den Fachverband Biogas (FvB), Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme gGmbH (IZES), S. 10, <https://izes.eu/wp-content/uploads/20251125-IZES-FvB-Studie-web.pdf>.

63 Es handelt sich um eine „Umrechnung der Dena-Prognose für die Biomethannachfrage durch das Gebäudeenergiegesetz in 2029 (15% Bio-Treppe für neue Heizungen ab 2024 bis 2026/2028; danach 65% in neuen Heizungen) auf die neuen Rahmenbedingungen im GMG (10% Bio-Treppe für neue Heizungen ab 2024; 1% Grüngasquote für alle Heizungen ab 2028). Eine Aktualisierung dieser Berechnungen steht noch aus.“, Fn. 1, FAQ: „Bio-Treppe“ & „Grüngasquote“, https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/application/files/2017/7270/0815/FvB_FAQ_Bio-Treppe_Gruengasquote_4.3.2026.pdf.

Steigerung durch die Bio-Treppe erfüllt wird.⁶⁴ Der zusätzliche Biomethanbedarf in 2029 kann allein mit bereits bestehenden Biomethananlagen gedeckt werden.

- Aktuell sind in Deutschland bereits 279 Biomethananlagen installiert, mit einer Erzeugungskapazität von ca. 13 TWh (unveröffentlichte FvB-Branchenzahlen 2025). Diese **Anlagen sind jedoch nicht voll ausgelastet** und können vergleichsweise einfach ihre Produktion ausweiten (etwa 1,5 TWh zusätzlich).
- Ab 2026 **fallen Biomethan-Blockheizkraftwerke aus der EEG-Vergütung**, so dass für die kommenden Jahre mehr Biomethan für andere Verwendungszwecke zur Verfügung steht (etwa 5,5 TWh).
- Es befinden sich etwa **300 Biomethananlagen mit abgeschlossener Vorplanung** in der Projektentwicklung. Aufgrund ungeklärter Fragen zum Gasnetzanschluss sind diese Planungen aktuell „on hold“. Klärt die Bundesregierung dieses Thema, können diese Anlagen in den nächsten Jahren ans Netz gehen.“⁶⁵

6.7. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)

Laut einer Kurzstudie des DVGW ließen sich mit der aktuellen Biogasproduktion rein rechnerisch **13 Prozent** des **Gesamtgasbedarfs** in Deutschland decken:

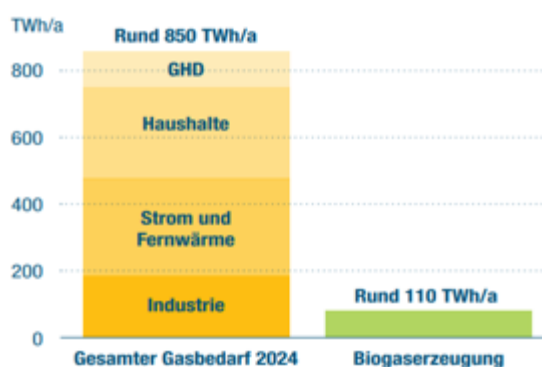


Abbildung 14: Gesamter Gasbedarf 2024 und Potenzial der Biogaserzeugung (DVGW).⁶⁶

64 „Annahmen: Der Gasbedarf von Haushalten bleibt auf heutigem Niveau (250 TWh); für 1% Grüngasquote sind dann 2,5 TWh Biomethan notwendig; im Wärmemarkt wird bereits 0,7 TWh Biomethan eingesetzt (ohne KWK). Dies ergibt 1,8 TWh zusätzlichen Biomethanbedarf durch 1% Grüngasquote in 2028.“, FAQ: „Bio-Treppe“ & „Grüngasquote“, https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/application/files/2017/7270/0815/FvB_FAQ_Bio-Treppe_Gruengasquote_4.3.2026.pdf.

65 FAQ: „Bio-Treppe“ & „Grüngasquote“, Zur Rolle von Biomethan im geplanten Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG), Stand: 4.3.2026, https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/application/files/2017/7270/0815/FvB_FAQ_Bio-Treppe_Gruengasquote_4.3.2026.pdf.

66 Klimaneutral mit Biomethan. Welche Regionen in Deutschland umsteigen könnten. Eine Kurzstudie, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/klimaneutral-biomethan-kurzstudie.pdf>.

An anderer Stelle führt der DVGW aus, es bestünden erhebliche Grüngaspotenziale, die zügig aktiviert werden könnten. Durch die **Umrüstung der Biogasanlagen in Gasnetznähe** oder durch den Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen zu einem **Cluster** mit einem zentralen Aufbereitungspunkt am Gasnetz könnten zügig große Mengen Biomethan bereitgestellt werden. In Kombination mit Elektrolyse könnte zusätzliches synthetisches, grünes Methan erzeugt werden.⁶⁷

6.8. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu)

Im Abschlussbericht vom Ifeu et al. (2023) heißt es:

„Das Potenzial für Biomethan ist **insgesamt begrenzt**: Während die Potenziale einiger weniger Abfall- und Reststoffe wie Gülle und Bioabfall noch nicht vollständig erschlossen sind, ist die Gewinnung von Biomethan aus Energiepflanzen aus Umweltsicht bereits jetzt überreizt. Entsprechend sollte aus Umweltsicht künftig in Summe weniger Biomethan produziert werden, als dies aktuell geschieht.“⁶⁸

6.9. Deutsche Umwelthilfe (DUH)

Die DUH konstatiert, es sei unsicher, inwieweit eine steigende Biomethannachfrage tatsächlich gedeckt werden könne. Bereits jetzt übersteige die inländische Nachfrage die Produktionskapazitäten und müsse über einen grenzüberschreitenden Handel in Europa abgedeckt werden.⁶⁹

6.10. DBFZ-Datenbank

In einem Vortrag von Backes et al. (2025) vom DBFZ anlässlich der KTBL⁷⁰-Biogastagung 2025 wird im Rahmen eines Reststoffmonitorings darauf hingewiesen, dass nur **wenig mobilisierbares technisches Biomassepotenzial** („Bruchteil“) zur Verfügung stehe, das aber einen **soliden Grundstock** bilde:

„Biomasse ist vorhanden und wird bereits in bestehenden Prozessen genutzt. Ziel wird es nun sein, die begrenzte Menge an Biomasse möglichst optimal einzusetzen. Im Rahmen eines systematischen Monitorings der Bioökonomie wurde am DBFZ ein Reststoffmonitoring entwickelt und als frei zugängliche Datenbank zur Verfügung gestellt. Es zeigt, welche biogenen Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte in Deutschland zur Verfügung stehen. Durch unterschiedliche Potenzialebenen werden die Stoffströme der 77 Einzelbiomassen ersichtlich, die den Sektoren Landwirtschaft, Holz- und Forstwirtschaft, Siedlungsabfälle und Klärschlämme, Industrie sowie sonstigen Flächen zugeordnet wurden. Das Sankey-Diagramm [...]

67 S. 14, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/zukunftsbild-biomethan-dvgw.pdf>.

68 S. 294, https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/479/publikationen/cc_08-2023_dekarbonisierung_von_energieinfrastrukturen.pdf.

69 Heizen mit Biomethan, Ein Risiko für Klima und Verbraucher*innen, Biogas und Biomethan – Was ist der Unterschied? Stand: 17.12.2024, S. 3, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energieeffizienz/Gebaeude/DUH_Factsheet_Heizen_mit_Biomethan.pdf.

70 KTBL=Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.

zeigt, dass im Jahr 2020 von den 208,7 Mio. t Trockenmasse an theoretischem Biomassepotenzial 110,3 Mio. t Trockenmasse als technisches Potenzial zur Verfügung stehen. Davon sind bereits 81,5 Mio. t Trockenmasse in stofflichen oder energetischen Nutzungen gebunden [...].

Daraus ergibt sich, dass vom gesamten theoretischen Potenzial der möglichen Rohstoffe nach genauer Analyse nur ein Bruchteil als mobilisierbares technisches Biomassepotenzial überhaupt zur weiteren Nutzung zur Verfügung steht. Mit Mengen um die 28,8 Mio. t Trockenmasse pro Jahr besteht aber dennoch ein solider Grundstock an verfügbarer Masse [...]. Es besteht zusätzlich die Möglichkeit, bereits aktuell genutzte Potenziale umzuwidmen, wenn beispielsweise die bestehenden Nutzungen an Relevanz verlieren oder Alternativen wirtschaftlich attraktiver werden.“⁷¹

7. Expertenprognosen zum Flächenbedarf

Agora Energiewende geht in einem Fernsehbeitrag bei einer 10%igen Beimischung von Biomethan in alle deutschen Gasheizungen von einem Flächenmehrbedarf „dreieinhalb Mal so groß wie das gesamte Saarland“ aus.⁷² Scientists for Future rechnen diese Aussage in Hektar um und kommen zu dem Ergebnis, dass bei einer 10%igen Beimischung von Biomethan in alle deutschen Gasheizungen eine **zusätzliche Anbaufläche** für Energiepflanzen von etwa **750.000 Hektar** erforderlich wäre, was in etwa 1/3 der heutigen Fläche für den Anbau von Energiepflanzen entspräche.⁷³

Die Wissenschaftlichen Dienste des Bundestages baten das Deutsche Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ), das Thünen-Institut, die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. und das Umweltbundesamt (UBA) um eine kurzfristige Einschätzung eines möglichen größeren Flächenbedarfs aufgrund einer gesteigerten Biomethannachfrage für die GGQ und die Bio-Treppe.

7.1. Deutsches Biomasse Forschungszentrum (DBFZ)

Das DBFZ übersandte auf die Anfrage folgende Einschätzung zur „Biotreppe: Flächenbedarfe für Biomethan“:

„Um den Biomethan-bezogenen Flächenbedarf der „Bio-Treppe“ abschätzen zu können, wird zunächst eine Schätzung des Biomethanbedarfs benötigt. Diese ist in Tabelle 1 dargestellt. Die zugrunde liegenden Annahmen werden nachfolgend beschrieben.

Tabelle 1: Möglicher Biomethan-Bedarf infolge der „Bio-Treppe“

71 S. 17, https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Allgemeines/Download/Tagungen_2025/Biogas/Biogastagung_2025.pdf.

72 3Sat (04.03.2026), Heizungsgesetz-Debatte: Die riskante Wette auf grünes Gas, <https://www.3sat.de/wissen/nano/260304-sendung-gebaeudemodernisierungsgesetz-waermepumpe-vs-gasheizung-nano-100.html>, bei Sequenz 13:12.

73 S. 8, <https://info-de.scientists4future.org/energietraeger-fuer-das-heizen/>.

Jahr	Mindestanteil erneuerbare Gase lt. Entwurf ¹	Geschätzter jährlicher Bedarf an Biomethan: Szenario <i>low</i>	Geschätzter jährlicher Bedarf an Biomethan: Szenario <i>high</i>
2029:	10 %	0,1 TWh	0,4 TWh
2030 - 2039:	30 %	0,2 – 4,4 TWh	0,8 – 14,8 TWh
2040:	60 %	9,9 TWh	32,9 TWh
(2045*)	(bei Weiterführung des Wertes von 2040 = 60 %)	14 TWh	46,6 TWh

*: Nicht im Gesetzentwurf enthalten

74

Annahmen:

- *Bedarfsszenario low: Geringer Neubau von Gasheizungen im Umfang von 75.000 Anlagen pro Jahr, basierend auf dem Szenario „Power to Gas“ der Fraunhofer Langfristszenarien in Verbindung mit der dena-Analyse zum Gasbedarf infolge einer GEG-Reform.⁷⁵*
- *Bedarfsszenario high: Neubau von Gasheizungen im Umfang von 250.000 Anlagen pro Jahr, entsprechend dem Szenario „Power to Gas“ der Fraunhofer Langfristszenarien.*
- *Die „Bio-Treppe“ wird ausschließlich durch Biomethan erfüllt.*

Derzeit werden in Deutschland ca. 10 TWh Biomethan erzeugt, wobei mehrheitlich flächenintensive Anbaubiomasse (nachwachsende Rohstoffe, NawaRo) zum Einsatz kommt (siehe folgende Abbildung).

74 Gesetzentwurf vom 08.06.2026, BT-Drs. 21/6278.

75 Dena (2024), Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Gebaeudeenergiegesetzes.pdf.

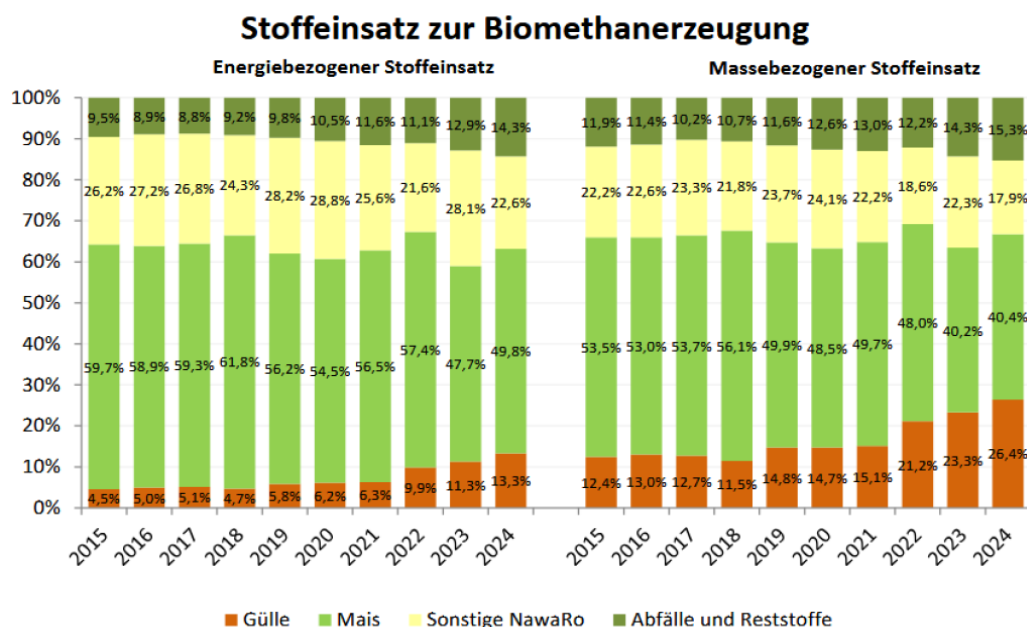


Abbildung: Substrate zur Biomethanerzeugung in Deutschland (dena 2025).⁷⁶

Welche Flächenbedarfe sich zukünftig aus den oben ermittelten Biomethanbedarfen für die „Bio-Treppe“ ergeben, hängt davon ab, wie viele flächenintensive Substrate (NawaRo) hierfür genutzt werden. Im Folgenden werden zwei Szenarien betrachtet, die einen moderaten und einen hohen Einsatz von NawaRo abbilden:

- *Flächenszenario 1 (moderater NawaRo-Einsatz): 40 % Anbaubiomasse und 60 % sonstige Biomasse (massebezogen) – konform zum 40 % Maisdeckel im GEG. Das entspricht in etwa der aktuellen Substratverteilung bei Biogas (Details siehe Anhang I). Hierfür wird vereinfachend unterstellt, dass ausreichend Gülle und andere tierische Exkremente vorhanden sind, um die Treibhausgas-Minderungskriterien der EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie zu erfüllen. Dies ist ggf. bei zukünftig sinkenden Tierzahlen nicht der Fall.*
- *Flächenszenario 2 (hoher NawaRo-Einsatz): 100 % Anbaubiomasse. Ein solch hoher NawaRo-Anteil könnte rechtskonform sein, wenn NawaRo eingesetzt werden, die nicht dem Maisdeckel unterliegen (etwa GPS-Getreide), und wenn der überschüssige Kohlenstoff bei der Aufbereitung zu Biomethan abgeschieden wird und hiermit Negativemissionsrechte erworben und angerechnet werden dürfen. Dieser Fall ist eher hypothetisch und somit als oberes Maximum des Flächenbedarfs zu verstehen.*

Tabelle 2 zeigt mögliche rechnerische Flächenbedarfe für verschiedene Biomethanbedarfe.⁷⁷ Dabei wurde hierbei die gegenwärtige Zusammensetzung (Szenario 1) der verschiedenen Anbaubiomassen zur Biogasproduktion in Deutschland unterstellt, also eine Dominanz von

⁷⁶ Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2025) „Branchenbarometer Biomethan 2025“.

⁷⁷ Annahme: Mittlere Hektarerträge nach KTBL. Flächenangaben gerundet.

Mais, gefolgt von Getreide (Abbildung). Flächenbedarfe für Viehbestände, die auf die „Produktion“ von Gülle und anderen Biogassubstraten entfallen, sind hierbei nicht berücksichtigt.

Tabelle 2: Flächenbedarf für verschiedene Biomethanbedarfe im Jahr 2040 und 2045 (je nach Szenario)

Biomethanbedarf (TWh)	Szenario 1: 40 % NawaRo (ha)	Szenario 2: 100 % NawaRo (ha)
1	16.000	23.000
10 (Bedarf 2040, Szenario low)	160.000	230.000
14 (Bedarf 2045, Szenario low)	220.000	320.000
20	320.000	450.000
30	480.000	680.000
32,9 (Bedarf 2040, Szenario high)	530.000	750.000
46,6 (Bedarf 2045, Szenario high)	740.000	1.060.000
100	1.590.000	2.270.000

Die landwirtschaftliche Fläche umfasst rund 18 Mio. ha in Deutschland.⁷⁸ Der geschätzte Flächenbedarf für die Biogasproduktion insgesamt liegt bei ca. 10 % der landwirtschaftlichen Fläche. Etwa 1 % dient der Erzeugung von Biomethan.

Die Flächenbedarfe für die „Bio-Treppe“ bewegen sich im Jahr 2040 je nach Szenario zwischen 160.000 und 750.000 ha. Das entspräche einem Anteil von 1 – 4 % an der derzeitigen landwirtschaftlichen Fläche Deutschlands. Wird die „Bio-Treppe“ bis 2045 fortgeführt, kann der Flächenbedarf je nach Szenario auf 220.000 bis 1.060.000 ha steigen. Dies entspräche einem Flächenanteil von 1,2 – 6 %.

Würde die aktuelle Biomethanproduktion weiterhin überwiegend im Strom- und Verkehrssektor genutzt anstatt in den Wärmesektor gelenkt, könnte sich der heutige Flächenbedarf für Biomethan somit ungefähr verdoppeln (Szenario „low“) bis versechsfachen (Szenario „high“). Die gemeinsame Flächennutzung von Biogas und Biomethan stiege dann von derzeit rund 9 % auf etwa 10 – 18,5 %.

Ergänzender Hinweis: Wird das für die „Bio-Treppe“ benötigte Biomethan durch die Umrüstung von bestehenden Biogasanlagen und damit auf Basis bereits heute verwendeter Biomassen erzeugt, werden keine zusätzlichen Flächen gegenüber dem Status quo benötigt.“⁷⁹

78 Destatis – Landwirtschaftliche Flächen in Deutschland (Stand 31.12.2024): <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Flaechennutzung/Tabellen/bodenflaeche-insgesamt.html>.

79 Auskunft des DBFZ vom 07.07.2026.

7.2. Thünen-Institut

Das Thünen-Institut (Stabsstelle Klima, Boden, Biodiversität) übersandte auf die Anfrage Abschätzungen zur Biomethannachfrage und zum Flächenbedarf und wies zudem darauf hin, dass die Biomethanherstellung aus Reststoffen kostenintensiver sei als aus Energiepflanzen:

„Diese Kurzstellungnahme enthält eine Abschätzung von Biomethanmengen und Flächenbedarfen unter Setzung bestimmter Annahmen. Die Angaben sind theoretischer Natur, da derzeit kaum in Biomethanproduktion und Einspeisung investiert wird und noch nicht absehbar ist, zu welchen Preisen Biomethan in den benötigten Mengen ab 2035 verfügbar sein wird. Eine Expansion der Biomethanproduktion aufgrund der Nachfragesteigerungen in den Jahren 2035 und 2040 an den „Stufen“ der Biotreppe dürfte mit starken Preissteigerungen verbunden sein. Diese werden wiederum Einschränkungen der Nachfrage nach sich ziehen. Aufgrund der Komplexität kann die Abschätzung eine mit ausreichend Zeit und interdisziplinärer Expertise erarbeitete Folgenabschätzung bzgl. möglicher Preis- und Mengenentwicklungen nicht ersetzen. [...].

Wenn sich der Gasverbrauch [im Bereich Gebäudewärme] wie im Projektionsbericht 2026⁸⁰ entwickelt (Szenario 1, d.h. unter den Bedingungen des aktuellen GEG), würde sich eine Biomethannachfrage von ca. 110 PJ Heizenergie [etwa 30,56 TWh] (2040) und 67 PJ [etwa 18,61 TWh] (2045) ergeben. Bei einem Biomethananteil von 100 % im Jahr 2045 würde die Nachfrage bei 111 PJ [etwa 30,83 TWh] liegen. Würden zusätzlich bis 2045 50 % weniger Neuinvestitionen in Wärmepumpen getätigt und stattdessen neue Gasthermen installiert (Szenario 2), läge die Nachfrage bei 357 PJ [etwa 99,17 TWh] (2040) und 311 PJ [etwa 86,39 TWh] (2045). Bei einem Biomethananteil von 100 % im Jahr 2045 würde die Nachfrage dann bei 518 PJ [etwa 143,89 TWh] liegen.

Von der erzeugten Biogasmenge aus Energiepflanzen, Reststoffen wie Mist, Gülle und Bioabfällen sowie Klär- und Deponiegas werden derzeit ca. 19 % als Biomethan ins Gasnetz eingespeist, mit ca. 60 PJ [etwa 16,67 TWh] Heizenergie pro Jahr. Eine Einspeisung der gesamten heute produzierten Biogasmengen ist aufgrund der dezentralen Lage der Anlagen, der Entfernungen zu möglichen Einspeisepunkten ins Gasnetz und der hohen Kosten der Einspeisung nicht realistisch. Vielmehr müsste in neue Produktionsanlagen oder Biogas-Netze investiert werden. [...].

Die Abschätzung von Flächenansprüchen für die Biomethanproduktion hängt vom Anteil an Energiepflanzen an der erzeugten Energiemenge ab. Da der Masseanteil an Mais in großen Methaneinspeiseanlagen auch künftig auf 40 % begrenzt sein soll, wird mit einem Energieanteil aus Energiepflanzen von 65 % gerechnet, der andere Teil wird dann aus Reststoffen wie Bioabfällen, Gülle oder Stroh hergestellt. Da die Biomethanherstellung aus Reststoffen teurer ist als aus Energiepflanzen, wirkt der vorgegebene Masseanteil an Energiepflanzen begrenzend auf den Flächenanspruch.

80 Treibhausgas-Projektionen 2026 für Deutschland, 06/2026, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2026-fur-deutschland>.

Bei einer Produktion von 0,23 PJ [etwa 0,06 TWh] Biomethan (Heizenergie) pro 1.000 Hektar mit dem aktuellen Energiepflanzen-Mix mit 65 % Flächenanteil Mais ergeben sich

- Flächenansprüche von ca. 290.000 bis 310.000 Hektar (Szenario 1) bei 100 % Biomethan im Jahr 2045 bis zu 480.000 Hektar.
- Im Szenario 2 ergeben sich für 2040 1.000.000 ha, in 2045 1.340.000 ha und bei 100 % Biomethan 2.240.000 ha.

Aktuell werden 1.350.000 Hektar für Energiepflanzen für die Biogasproduktion genutzt, der Großteil für die Stromproduktion (i. d. R. mit zusätzlicher Wärmenutzung). Etwa 90 PJ [etwa 25 TWh] Biogas (Heizenergie) werden aktuell aus Reststoffen, Abfällen und aus Klär- und Deponiegas erzeugt. Nach Abschätzungen des DBFZ⁸¹ gibt es noch mobilisierbare Reststoffmengen, aus denen weitere knapp 60 PJ [etwa 16,67 TWh] (Heizenergie) erzeugt werden könnten. Aufgrund des dezentralen Aufkommens und der geringen Transportwürdigkeit sind Reststoffe aber nur schwer und zu höheren Kosten für die Biomethanproduktion mobilisierbar. Biomethaneinspeisung ist nur bei großen Mengen und damit großen Produktionseinheiten bzw. vielen verbundenen kleineren Einheiten wirtschaftlich.“⁸²

7.3. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)

Die FNR beantwortete die Anfrage, indem sie eine theoretische 2 %-Quote Grüngas im Jahr 2029 berechnete:

„Im Ergebnis würden 2029 etwa 100.000 Hektar für die Erfüllung der Grüngasquote benötigt, unter der theoretischen Annahme, dass hierfür nur Biomethan aus Energiepflanzen angerechnet wird.“

Hierzu wurde ausgeführt:

Es könne keine Aussage darüber getroffen werden, ob es sich dabei künftig um zusätzliche Anbauflächen handele. Das hänge davon ab, wie sich die Situation der Biogas-Bestandsanlagen entwickelten, und ob diese aufgrund der steigenden Nachfrage nach grünem Gas vermehrt von der Stromerzeugung in die Methanerzeugung wechselten. Unter der Annahme, dass Betreiber von Biogas-Bestandsanlagen ihre Blockheizkraftwerke (BHKW) nach Ausföderung von 20 Jahren EEG-Vergütung abschafften und in Biomethanaufbereitung und -einspeisung ins Gasnetz investierten, würden (soweit Fermenter-Kapazitäten nicht erweitert werden) keine zusätzlichen landwirtschaftlichen Anbauflächen benötigt werden. Branchenprognosen gingen davon aus, dass zahlreiche der rd. 9.000 Betreiber von Biogas-BHKW-Anlagen nach 20 Jahren der EEG-Stromerzeugung auf die Biomethanerzeugung umsteigen würden. In der Praxis werde ein Großteil des erzeugten Biogases aktuell nicht zu Biomethan aufbereitet, sondern in Blockheizkraftwerken direkt in Strom und Wärme umgewandelt.

81 DBFZ/Wuppertal Institut (2022), Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035 (KS_BSKES), https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf.

82 Auskunft des Thünen-Instituts vom 02.07.2026 (gekürzt).

Den Annahmen der FNR liegen die Grundlagen des Entwurfs des GModG zur Grüngasquote ab 2028 und zur Bio-Treppe ab 2029 zugrunde. Auch deren bilanzielle Überschneidung wird berücksichtigt. Des Weiteren geht die FNR von folgenden Annahmen aus:

- „In der Kalkulation der FNR wird die Grüngasquote vollständig mit Biomethan aus Energiepflanzen erfüllt. Es werden keine Biomethanmengen aus Wirtschaftsdünger einbezogen.
- Das Mengenverhältnis der verschiedenen Pflanzensubstrate wird für 2029 identisch zu den Erfahrungswerten des Jahres 2025 angenommen.
- Die hier für die Berechnung verwendeten Methanerträge pro Hektar sind Durchschnittswerte [...]. Je nach Standort, Bodengüte, Witterung und Sorten unterliegen Ernteerträge und somit Masseerträge an Gärsubstrat und Methanertrag teils deutlichen Schwankungen. Auch künftig können sich Erträge im Zuge klimatischer Veränderungen, neuer Sorten etc. ändern, was dann auch den Flächenbedarf beeinflusst.

Künftig könnte ein Teil des Biomethans für den Wärmesektor auch aus Wirtschaftsdüngern erzeugt werden. Aufgrund der politischen Rahmenbedingungen wird solches Biomethan derzeit vor allem von Kraftstoffproduzenten nachgefragt. Deshalb wurde im Sinne einer konservativen Flächenabschätzung die Annahme getroffen, dass Biomethan für die Grüngasquote nur aus Energiepflanzen stammt.

Für die Folgejahre sind Abschätzungen mit immer größer werdenden Unsicherheiten behaftet, da

- die Entwicklung des Gasverbrauchs der Haushalte nicht genau bekannt ist,
- Biogas auch für andere Nutzungen essentiell ist (insbesondere für die systemdienliche Verstromung) und die politischen Rahmenbedingungen für die jeweiligen Bereiche (Strom, Wärme, Verkehr) noch nicht bekannt sind,
- Energieimporte an Biomethan sind mit jährlich 3,5 TWh heute bereits bedeutend und werden künftig in Europa weiter zunehmen.
- Große Unsicherheiten bestehen, ob und in welchem Maße Erdgasnetze künftig zurückgebaut werden. Es wird von Branchenexperten ein Rückgang bei der Nutzung von Erdgas zum Heizen erwartet. Kalkulationen verschiedener Institute zeigen, dass Heizen mit Wärmepumpen günstiger ist als Heizen mit Erdgas. Im Zuge der Regelungen aus BEHG und ETS2 werden CO₂-Abgaben auf fossile Brennstoffe weiter steigen und die relative Vorzüglichkeit von Wärmepumpen verbessern.

Die heimische Biomethan-Produktion wird 2026 bei voraussichtlich über 12 TWh liegen. Aus Sicht der FNR gibt es derzeit keine Anhaltspunkte, dass die Biogas- und Biomethan-Erzeug-

gung und Flächenverfügbarkeit für Energiepflanzenanbau nicht ausreichen könnte, um den zu erwartenden Biomethan-Bedarf aus der Biotreppe zu decken.“⁸³

7.4. Umweltbundesamt (UBA)

Das UBA weist hinsichtlich der Anfrage darauf hin, dass aufgrund der Kurzfristigkeit keine eigenen Prognosen oder Szenarien erstellt werden konnten, und übersandte das folgende Ergebnis einer kurzen Beispielrechnung:

„Pro TWh Biomethan auf Basis von Energiepflanzen ist, in Abhängigkeit vom Niederschlag, von der Bodenqualität und der Pflanzenart, der Jahresertrag von 16.700 ha bis 44.500 ha Ackerfläche nötig.

Eine Abschätzung des Biomethanbedarfs, der von der Grüngasquote und der Bio-Treppe im GModG hervorgerufen wird, ist mit großen Unsicherheiten verbunden und wurde bisher im UBA nicht vorgenommen. Ähnlich unsicher ist eine Prognose der Möglichkeiten, diesen Bedarf durch Biomethan auf Basis von Reststoffen und Gülle abzudecken. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die Verfügbarkeit von reststoff- und güllebasiertem Biomethan sehr begrenzt ist, auch weil dieses Biomethan aufgrund der hohen errechneten Treibhausgaseinsparung derzeit stark und mit hoher Zahlungsbereitschaft im Verkehrssektor nachgefragt wird.

Geht man beispielhaft von einem zusätzlichen Biomethanbedarf von 100 TWh für die Raumwärmebereitstellung in 2040 aus und davon, dass dieser ausschließlich durch einheimisches Biomethan aus Energiepflanzen gedeckt wird, so wären dafür rund 14 % bis 38 % der gesamten deutschen Ackerfläche nötig.

Es sei darauf hingewiesen, dass bereits jetzt rund 17 % der deutschen Ackerfläche für den Anbau von Energiepflanzen genutzt werden.“⁸⁴

8. Nutzungskonkurrenzen

Biomassenutzung für Biomethan konkurriert mit der stofflichen Nachfrage aus Industrie (insbesondere der chemischen Industrie, dem Kraftwerkssektor und Verkehr (auch Flugverkehr):

„Biomasse wird stofflich für z.B. medizinische Wirkstoffe und biobasierte Materialien sowie Chemikalien genutzt, energetisch für Strom, Wärme und Verkehr. Allein der chemische Sektor wird für die Defossilierung das Zehnfache der derzeit eingesetzten Biomassemenge benötigen. Hinzu kommt die Konkurrenz zu Nahrungs- und Futtermitteln. Daher werden weder die

83 Auskunft der FNR vom 03.07.2026 (gekürzt).

84 Auskunft des UBA vom 07.07.2026.

Menge an Energiepflanzen noch die erforderliche Menge an Reststoffen (vor allem Gülle) zur Verfügung stehen können, um die „Bio-Treppe“ zu erfüllen.“⁸⁵

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) konstatiert:

„Grüne Gase wie Biomethan bleiben voraussichtlich für die kommenden Jahre ein knappes Gut. Die Nutzungskonkurrenz mit anderen Anwendungssektoren (Industrie, Verkehr, Kraftwerke etc.) ist groß. Daneben besteht aktuell ein nationaler CO₂-Preis und zukünftig ein europäisches Emissionshandelssystem für Wärme und Verkehr. Mögliche Preissteigerungen und Kostenbelastungen für die Kunden müssen kommuniziert werden.“⁸⁶

Die folgende Abbildung gibt Auskunft über die Entwicklung der Verwendung von Biomethan in den einzelnen Sektoren von 2013 bis 2025. Seit 2024 steigt die Nutzung von Biomethan im Kraftstoffsektor stark an:

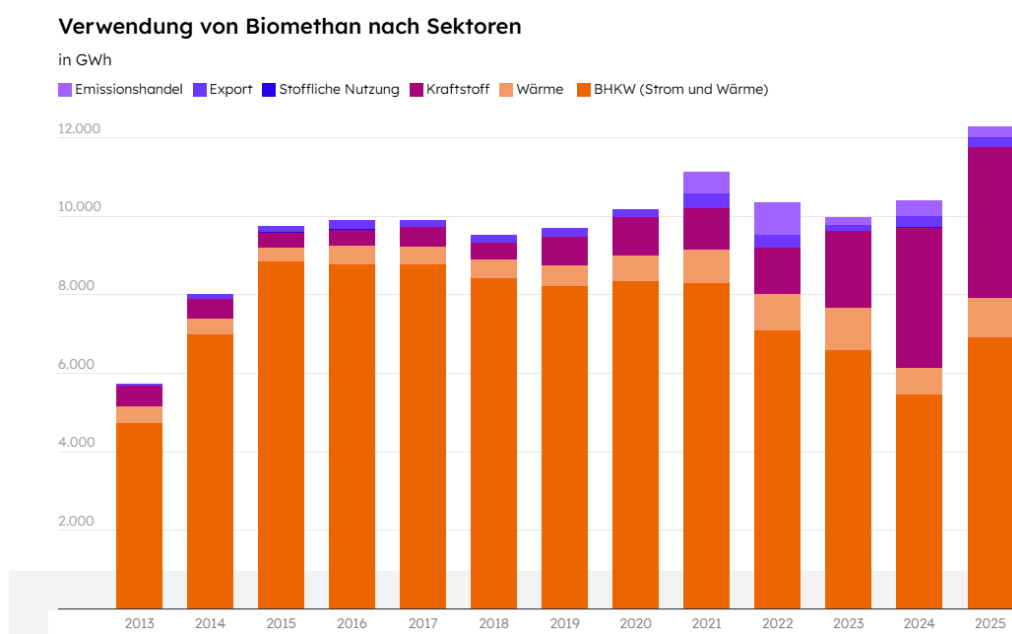


Abbildung 15: Verwendung von Biomethan nach Sektoren.⁸⁷

Auch die Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN) betont die knappe Verfügbarkeit grüner Gase, was zu Nutzungskonkurrenzen führe. Da sich Biomethan unter anderem wegen

85 NABU (2026), Knapp, umweltschädlich, ineffizient NABU-Forderungen zur „Bio-Treppe“ in Heizungen, https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/biomasse/260507_nabu_policybrief_gmodg_bio-treppe_2.pdf.

86 BDEW (2026), Positionspapier, Schnellbewertung GMG-Eckpunkte. Zu den Eckpunkten von CDU/CSU und SPD vom 24. Februar 2026, Versionsnummer: E 2.0, S. 7, https://www.bdew.de/media/documents/Schnellbewertung_der_GMG-Eckpunkte_2026-02-26.pdf.

87 Dena (2025), Produktion und Nutzung von Biomethan in Deutschland, Ergebnisse aus dem Branchenbarometer Biomethan 2025, <https://www.dena.de/infocenter/produktion-und-nutzung-von-biomethan-in-deutschland/>.

begrenzter landwirtschaftlicher Flächen nicht beliebig ausweiten lasse, steige der Preisdruck. Diese Entwicklung wirke sich direkt auf private Haushalte aus, denn sie führe zu höheren Heizkosten, wenn Gas als Energieträger bleibe.⁸⁸

Im April 2026 erklärte der Staatssekretär des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie:

„Das Potenzial der heimischen Biogasproduktion ist begrenzt durch die Potenziale nachwachsender Rohstoffe auf der landwirtschaftlichen Nutzfläche in Deutschland. Hier findet eine Nutzungskonkurrenz zwischen Nahrungsmittel- und Futtermittelproduktion einerseits und energetischer Verwertung im Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereich andererseits statt.“⁸⁹

Die Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (2025) sieht in der energetischen Biomassenutzung einen begrenzten, aber unverzichtbaren Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität. Rest- und Abfallbiomasse sei zu bevorzugen:

„Vor dem Hintergrund des begrenzten Aufkommens nachhaltig bereitgestellter Biomasse sowie den Nutzungskonkurrenzen u. a. mit dem im Kontext von Klimaneutralitätsstrategien notwendigen stofflichen Einsatz von Biomasse sieht die Expertenkommission in der energetischen Biomassenutzung einen begrenzten, aber gleichwohl unverzichtbaren Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität. Die zukünftige Struktur der Biomassenutzung wird sich allerdings deutlich von den heutigen Einsatzstrukturen unterscheiden müssen. Dabei sollten vorrangig Rest- und Abfallbiomasse eingesetzt werden, wohingegen der Einsatz von Waldholz und Agrarrohstoffen für energetische Zwecke deutlich reduziert werden sollte. Mit Blick auf die Durchsetzung klarer Nachhaltigkeitsstandards wie auch einer sektoral differenzierten Ausgestaltung der politischen Flankierung des Biomasseeinsatzes sowie der konsistenten Ausgestaltung der Nationalen Biomassestrategie (NaBiS), der Carbon Management-Strategie (CMS) sowie der Langfriststrategie Negativemissionen bzw. der entsprechenden europäischen Strategien, sieht die Expertenkommission zentrale Handlungsbedarfe.“⁹⁰

9. Kostenschätzung der Biogasaufbereitung

Die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2025) konstatiert, bei den meisten bestehenden Biogasanlagen handele es sich um Vor-Ort-Verstromungsanlagen in einem Leistungsbereich, mit dem sich der Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage und der Gasnetzanschluss nicht wirtschaftlich umsetzen ließen. Für diese Anlagen sei die Clusterung (siehe Abbildung 16) eine Option, das erzeugte Rohbiogas kostengünstig zu Biomethan aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Der FNR-Leitfaden gibt auch „erste ökonomische Bewertungen zur Clusterung von Biogasan-

88 Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (2026), Biotreppe im Gebäudemodernisierungsgesetz: Warum der Wärmesektor mehr braucht als grüne Gase, Eckpunktepapier, 16.03.2026, <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/Biotreppe-im-Gebaeudemodernisierungsgesetz-Warum-der-Waermesektor-mehr-braucht-als-gruene-Gase-4978>.

89 Antwort auf die Schriftliche Frage 56, BT-Drs. 21/5159, 02.04.2026, <https://dserver.bundestag.de/btd/21/051/2105159.pdf>.

90 Löschel et al. (2025), Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring, Monitoringbericht 2025, S. 27f, <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Monitoringbericht-2025.pdf>.

lagen“.⁹¹ Eine Kostenschätzung der spezifischen Investitionskosten für verschiedene Verfahren zur Biogasaufbereitung findet sich auf den Seiten 39ff.

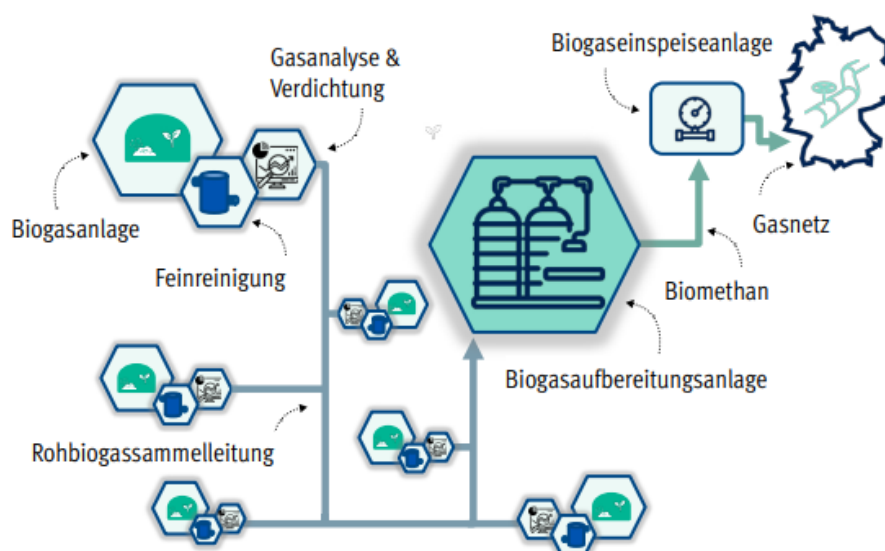


Abbildung 16: Von der Biogasanlage zum Cluster und weiter zur Einspeisung.⁹²

10. ANHANG – Aufbereitung von Biogas zu Biomethan

„Biogas entsteht durch die Vergärung von Biomasse in Biogasanlagen. Der Großteil der Masse kommt dabei aus Mais (43,3%) gefolgt von Gülle (25,5%), sonstigen nachwachsenden Rohstoffen sowie Abfällen und Reststoffen (14,4%). Das entstehende Gas enthält neben Methan auch Kohlendioxid sowie geringe Mengen weiterer Gase. Aufgrund dieser Zusammensetzung ist Biogas – im Gegensatz zu Biomethan – nicht für die Einspeisung ins Gasnetz geeignet. Biogas wird stattdessen direkt vor Ort für die Stromerzeugung genutzt. Die dabei entstehende Wärme kann über ein Gebäude- oder Wärmenetz zum Heizen verwendet werden.

Um Biomethan zu erhalten, muss das Biogas weiter aufbereitet werden. Dabei werden störende Gasbeimischungen entfernt. Am Ende bleibt nahezu reines Methan übrig. Biomethan kann genau wie Erdgas in das Gasnetz eingespeist und somit in jeder Gasheizung genutzt werden.“⁹³

91 FNR (2025), Clusterung von Biogasanlagen, Leitfaden für die Bereitstellung von Biomethan, https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2025/Mediathek/SR41_BGA-Cluster_250512_web_bf.pdf.

92 S. 4, https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2025/Mediathek/SR41_BGA-Cluster_250512_web_bf.pdf.

93 Deutsche Umwelthilfe (2024), Heizen mit Biomethan Ein Risiko für Klima und Verbraucher*innen, 17.12.2024, S. 1, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energieeffizienz/Gebaude/DUH_Factsheet_Heizen_mit_Biomethan.pdf.

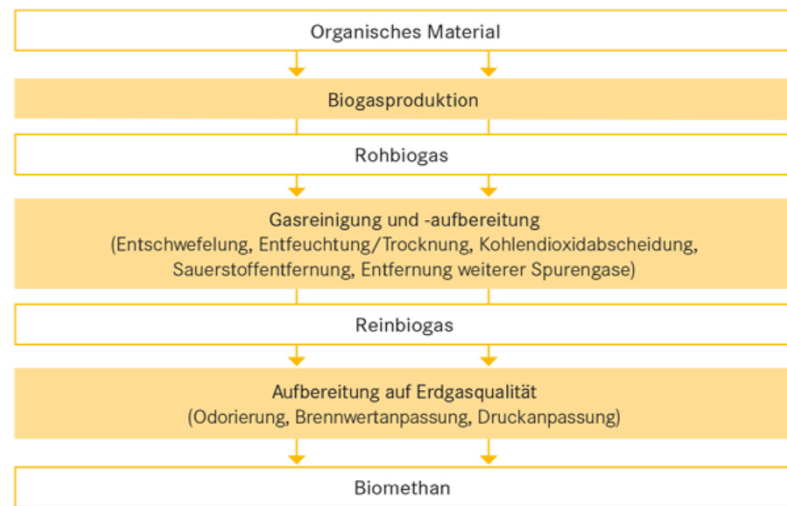


Abbildung 17: Vom organischen Material zum Biomethan, FNR.⁹⁴

Nach Angaben des BUND wird das **Rohbiogas** „derzeit meist in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt.“⁹⁵

* * *

94 FNR, Biomethan, <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan>.

95 BUND (2026), Heizen mit Biomethan. Teuer für Klima, Natur und Verbraucher*innen, https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/Heizen-Biomethan-BUND.pdf.