

Projektbericht

Branchenbarometer Biomethan 2025

Ein Projekt der

dena

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel: +49 30 66 777-0

Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Autoren:

Klaus Völler

Toni Reinholz

Stand:

10/2025

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

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

Inhalt

Impressum	1
1 Einführung und Kernbotschaften	3
2 Hintergrund des Branchenbarometers.....	4
3 Status quo Biomethaneinspeisung Deutschland	5
4 Entwicklung der Einsatzstoffe	8
5 Beurteilung der allgemeinen Geschäftslage im In- und Ausland	9
6 Preisgestaltung und -entwicklung	11
7 Status quo und Ausblick der Biomethanverwendung	13
7.1 Biomethan im Stromsektor – geringe Attraktivität der Anreizregulierung bei herausfordernder Marktsituation	14
7.2 Biomethan im Wärmemarkt – GEG	15
7.3 Biomethan im Verkehr – Novelle der THG-Quote als Hoffnungsträger.....	16
7.4 Emissionshandel und Berichterstattung	18
7.5 Internationaler Handel.....	21
Abbildungsverzeichnis.....	26
Tabellenverzeichnis	27
Literaturverzeichnis	28

1 Einführung und Kernbotschaften

Das Branchenbarometer erhebt seit 2012 zentrale Entwicklungen und Trends im deutschen Markt über eine umfassende Umfrage und Erhebung von Marktdaten. Damit ist sie eine zentrale Publikation zur Stimmungslage in der Branche geworden. Aktuell bestimmen fünf zentrale Entwicklungen und Trends die Biomethan-Branche. Dabei wird deutlich, dass aktuell die Unsicherheiten überwiegen, wenngleich auch zukünftig stabilisierende Faktoren zu einer mittelfristigen Stärkung des Marktes führen könnten:

Der deutsche Biomethanmarkt befindet sich in einer angespannten Lage: Politische Unsicherheit, fehlende Anreize, Marktverwerfungen infolge von Insolvenzen, niedrige Preise und Betrugsfälle sorgen für Herausforderungen und Unsicherheiten im Markt. Entsprechend fällt die Beurteilung der aktuellen Geschäftslage auf den niedrigsten Wert seit Beginn der Erhebung. Ohne wirksame Fördermechanismen und ausreichende Investitionssicherheit bleibt das hohe Potenzial von Biomethan in Deutschland weiterhin ungenutzt. Einige Unternehmen nutzen die Krise jedoch gezielt, um ihre Marktposition zu stärken – etwa durch den Zukauf von Anlagen, Effizienzsteigerungen und einer Diversifizierung ihrer Absatzmärkte, beispielsweise im Wärme- und maritimen Sektor.

Sinkende Biomethan-Nachfrage und Einbruch im EEG-Geschäft: Die Nachfrage nach Biomethan liegt im Vergleich zu den bestehenden Produktionskapazitäten weiterhin auf niedrigem Niveau. Die Insolvenzen der beiden größten Biomethanhändler haben deutliche negative Auswirkungen auf die Ausstellung von Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweisen für EEG-Anlagen. So wurden im Jahr 2024 rund 1,1 TWh weniger Nachweise für Endverbrauchsstellen stillgelegt als im Vorjahr. Bereits 2023 lag der Rückgang zum Vergleichsjahr bei 0,9 TWh. Insgesamt ist das EEG-Geschäft in den vergangenen beiden Jahren damit um mehr als ein Drittel geschrumpft. Dies spiegelt sich auch in den weiter sinkenden Biomethanpreisen für EE-Qualität wider. Trotz gefallener Handelspreise und wichtiger Anpassungen im EEG blieb auch die Biomethanausschreibung 2025 ohne Gebote – bereits zum vierten Mal in Folge.

EnWG schafft Rechts- und Investitionssicherheit für Einspeisung: Die Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ermöglicht es bereits angemeldete Einspeiseprojekte nach den geltenden Bedingungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) umzusetzen. Für künftige Planungen ist es jedoch entscheidend, dass das Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur Neugestaltung der Netzanschlussbedingungen für Biomethananlagen schnellstmöglich abgeschlossen wird, um ab dem kommenden Jahr auch für neue Projekte Planungssicherheit gewährleisten zu können.

RED III Ausgestaltung könnte zu einer Stabilisierung der THG-Quoten und des Marktes führen: Im Verkehrsbereich nimmt mit der FuelEU-Maritime-Verordnung (EU) 2023/1805 und der Umsetzung der RED-III-Vorgaben die Ausgestaltung des Transportsektors zunehmend Gestalt an. Die grundlegende Überarbeitung der THG-Quote – insbesondere durch Anpassungen bei der Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe, den Multiplikatoren und den Importregelungen für Biokraftstoffe aus Asien – könnte zu der lang erhofften Stabilisierung der Quotenpreise und damit des Marktes führen. Nach aktuellen Planungen sollen die Änderungen ab nächstem Jahr in Kraft treten. Es bleibt abzuwarten, welche Änderungen sich zum Gesetz noch im parlamentarischen Prozess ergeben werden.

Potenziale im Wärmemarkt bleiben bisher weitgehend ungenutzt: Im Wärmemarkt bleibt die Nachfrage nach Biomethan trotz grundsätzlich günstiger Rahmenbedingungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG) weiterhin gering. Eine niedrige Zahl GEG-konformer Gastarife, anhaltende politische Diskussionen über die Ausgestaltung des Gesetzes sowie eine schleppende Heizungsmodernisierung zählen derzeit zu den größten Herausforderungen. Der internationale Biomethanhandel mit dem Absatzziel Wärmemarkt entwickelt sich weiterhin dynamisch. Im europäischen Ausland bestehen häufig bessere Förderbedingungen und ambitioniertere Ausbauziele. In mehreren Ländern entstehen inzwischen Anlagen, die gezielt für den Export nach Deutschland konzipiert sind. Hier sind neben den Nutzungsverpflichtungen im Wärmemarkt durch Bundes- und Landesgesetze vor allem der Emissionshandel (ETS und BEHG) sowie die Nutzung erneuerbarer Gase im Rahmen der Nachhaltigkeitsberichterstattung die zentralen Markttreiber.

2 Hintergrund des Branchenbarometers

Die Umfrage zum „Branchenbarometer Biomethan“ führt die dena seit 2012 jährlich im Rahmen der Biogaspartnerschaft durch. Die Ergebnisse bieten eine umfassende Datengrundlage mit Einschätzungen, Meinungen und Prognosen der Branchenakteure zu aktuellen Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Biomethanmarktes. Die Datenerhebung erfolgt mithilfe eines Fragebogens, durch Einzelinterviews sowie unter Einbeziehung der Daten des Biogasregisters Deutschland und relevanter Publikationen Dritter.

Das Branchenbarometer stellt ein vertieftes Monitoring der Marktentwicklung von Biomethan dar, indem es Ergebnisse der Umfrage mit nationalen und internationalen Trends verbindet.

Das Projekt Biogaspartner

Die dena-Biogaspartnerschaft vereint Marktakteure entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Biogaseinspeisung und unterstützt deren Aktivitäten zur Marktgestaltung. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) übernimmt dabei die Rolle der Moderatorin und bietet eine Plattform für den koordinierten Wissens- und Erfahrungsaustausch sowie für die nationale und internationale Informationsbeschaffung und -aufbereitung. Auf diese Weise leistet die Biogaspartnerschaft einen wichtigen Beitrag zur beschleunigten Defossilisierung aller Energieverbrauchssektoren und damit zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung. Am Projekt „Biogaspartner“ beteiligen sich die zentralen Akteure der Branche aus Landwirtschaft, Anlagenbau, Energiewirtschaft und Wissenschaft.

An der Umfrage nahmen Vertreterinnen und Vertreter von 31 deutschen und europäischen Unternehmen der Biomethanbranche teil. Die Beantwortung der Fragen erfolgte freiwillig, es gab keine Pflichtfragen. Die Umfrage wurde mithilfe eines Online-Umfragetools durchgeführt. Der Link zur Umfrage wurde den relevanten Unternehmen direkt per E-Mail zugesandt. Der Erhebungszeitraum erstreckte sich vom 4. Juni bis zum 2. August 2025.

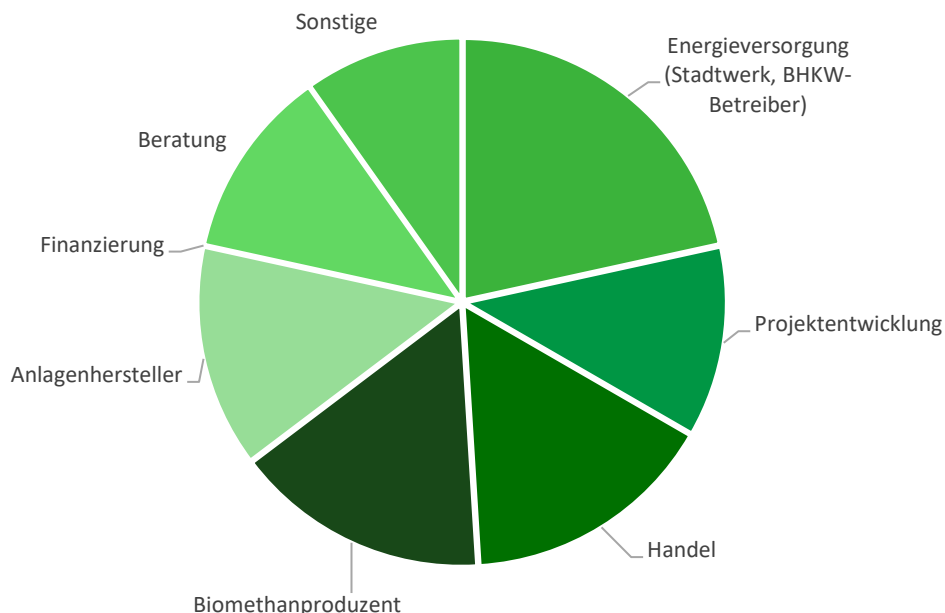


Abbildung 1: An der Umfrage teilnehmende Unternehmen nach Biomethan-Wertschöpfungskette [Mehrfachantworten möglich]

3 Status quo Biomethaneinspeisung Deutschland

Anlagen in Planung und Bau

Der Anlagenzubau blieb in den vergangenen Jahren weitgehend auf einem ähnlichen Niveau, was vor allem auf die stagnierende Biomethannachfrage und die häufig wechselnden Rahmenbedingungen zurückzuführen ist, die eine langfristige Investitionsplanung erheblich erschweren

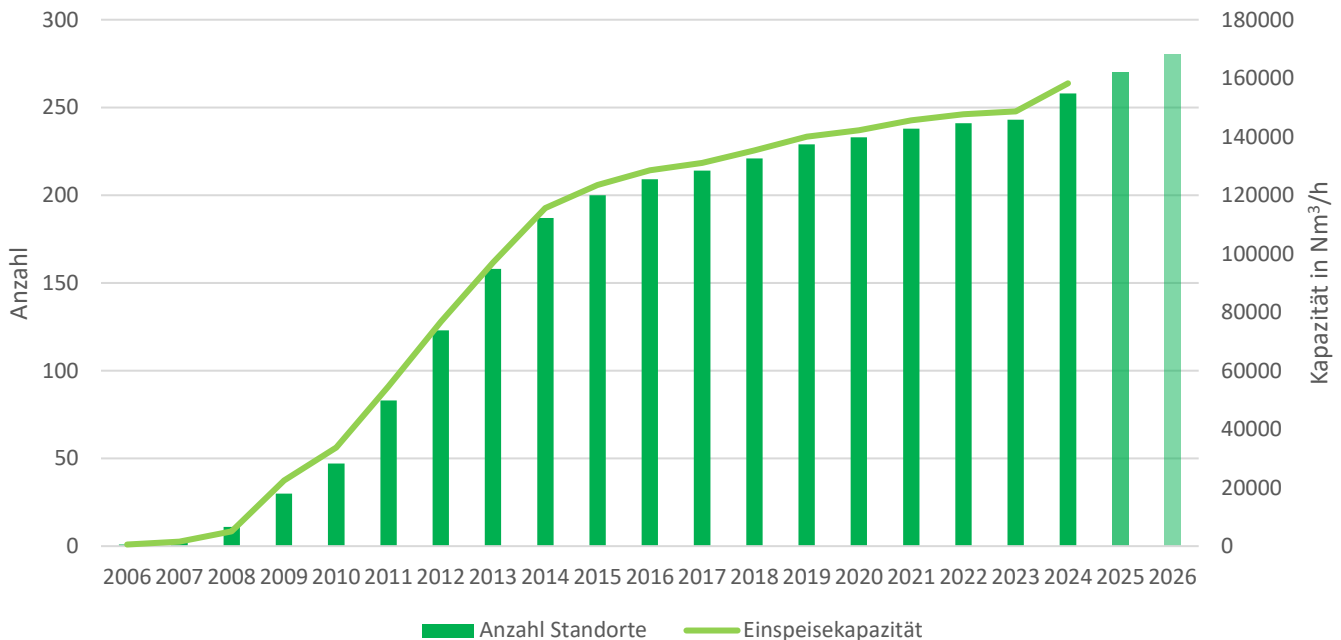


Abbildung 2: Anlagenanzahl und -kapazität Deutschland 2006 bis 2026 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)

Zu Beginn des Jahrzehnts war jedoch eine deutliche Zunahme der Netzanschlussbegehren zu verzeichnen. Ein Netzanschlussbegehren stellt den ersten Schritt des Netzanschlussverfahrens dar. Es umfasst die Prüfung der Verfügbarkeit potenzieller Anschlusspunkte, der erforderlichen Leitungswege und technischen Einrichtungen sowie eine Kostenschätzung, an deren Gesamtkosten sich der Anschlussnehmer bei Umsetzung beteiligen muss. Die vollständige Prüfung verursacht in der Regel Kosten im unteren fünfstelligen Bereich. Sie wird daher häufig bereits in einer frühen Planungsphase gestellt und ist noch kein verlässlicher Indikator für die tatsächliche Realisierungswahrscheinlichkeit eines Projekts. Der starke Anstieg der Begehren war in erster Linie auf die hohen THG-Quotenpreise in diesem Zeitraum zurückzuführen. Ein großer Teil der rund 300 eingereichten Netzanschlussbegehren betraf zudem Biogasprojekte mit Vor-Ort-Verstromung, deren EEG-Förderzeitraum bald ausläuft und die bereits signifikante Mengen an Gülle zur Biogasproduktion nutzen. Mit den seit Anfang 2023 stark gesunkenen Handelspreisen dürften viele dieser Projekte wirtschaftlich unter Druck geraten sein, da die Produktionskosten nach der Gaskrise nicht im gleichen Maße gesunken sind. Dennoch kam es in den Jahren 2024 und 2025 zu einem stärkeren Anlagenzuwachs als in den Vorjahren, was vor allem auf die langen Umsetzungszeiten der Projekte zurückzuführen ist. Im Vergleich zum Vorjahr schätzen die Befragten die Realisierungswahrscheinlichkeit geplanter Projekte deutlich höher ein – ein Hinweis auf eine allgemein positivere Markterwartung und eine langfristig steigende Biomethannachfrage (Siehe Abbildung 3). Die bisherigen gesetzlichen Regelungen zum Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen an das Gasversorgungsnetz sowie zur Einspeisung von Biomethan treten mit der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) am 31. Dezember 2025 außer Kraft. Gleichzeitig müssen die Vorgaben des Gasbinnenmarktpakets, das ebenfalls spezifische Regelungen für Biogas vorsieht, in nationales Recht überführt werden. Während zukünftig die Zugangsregelungen von Biomethan an das Erdgasnetz durch die Bundesnetzagentur direkt bestimmt werden, war nicht klar wie mit laufenden Projekten umzugehen ist. Dieser Umstand führte zuletzt zu erheblichen Unsicherheiten bei der Planung von Netzanschlüssen, da für neue Projekte keine verlässlichen Wirtschaftlichkeitsberechnungen erstellt werden konnten. Diese Unsicherheit wurde durch die Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes im August 2025 zumindest für laufende Netzanschlussbegehren reduziert. Es wurde eine Übergangsregelung geschaffen, nach der für Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2025 ein Netzanschlussbegehren gestellt und den Kostenvorschuss – in der Regel 25 Prozent der Gesamtkosten, fällig wenige Wochen nach Beauftragung der Netzanschlussprüfung – geleistet haben, die bisherigen Regelungen der GasNZV weiterhin gelten.

Für viele Anlagen stellt der Netzanschluss einen entscheidenden Faktor in der Projektplanung dar, da sich der Prozess bis zu drei Jahre hinziehen kann. Dies belegen sowohl die Umfrageergebnisse als auch die durchgeführten Expertenbefragungen (siehe Grafik).

Wie wahrscheinlich schätzen Sie die Umsetzung der geplanten Vorhaben zum aktuellen Zeitpunkt ein?



Abbildung 3: Änderung der Einschätzung der Umsetzungswahrscheinlichkeit begonnener Projekte 2024 und 2025

Auf Seiten der Netzbetreiber wirken sich insbesondere personelle Engpässe, geringe Erfahrung sowie fehlende Standardisierung der Abläufe hemmend aus – vor allem dann, wenn mehrere Verfahren parallel zu bewältigen sind. Hinzu kommen Lieferengpässe bei Komponenten für redundant ausgelegte Einspeiseanlagen, die den Prozess zusätzlich verzögern können.

Wie lange dauert nach Ihrer Erfahrung derzeit ein Netzanschluss von erster Anfrage bis Fertigstellung?	24 – 30 Monate
Wie lange dauern derzeit die Genehmigungsverfahren einer BImSchG-Genehmigung?	12 – 24 Monate

Tabelle 1: Dauer der Genehmigung und Netzanschlüsse in Monaten

Auch die notwendige BImSchG-Genehmigung ist ein zeitintensiver und langwieriger Prozess, der bis zu zwei Jahre dauern kann. Der Ablauf gestaltet sich je nach Zuständigkeit und Erfahrung der beteiligten Behörden sehr individuell und ohne klare Standardisierung. Häufige Nachforderungen – etwa zusätzliche Gutachten zu Lärm- und Umweltschutz, die Durchführung einer Öffentlichkeitsbeteiligung oder die Einbeziehung weiterer Fachreferate – können ebenfalls zu erheblichen Verzögerungen führen. Das Problem langwieriger Genehmigungsverfahren ist erkannt. Daher wurden im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie in den Artikeln 15 und 16 Regelungen verabschiedet, die eine Beschleunigung der Prozesse vorsehen. In den Niederlanden ist das Genehmigungsverfahren bereits innerhalb von zwölf Monaten möglich. Durch die Digitalisierung sollen die Abläufe künftig noch weiter verkürzt werden. Auch in Frankreich beträgt die Genehmigungsdauer in der Regel rund zehn Monate, sofern sie im konzentrierten Genehmigungsverfahren durchgeführt wird.

Biomethaneinspeisung

Die Biomethaneinspeisung ist im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr erneut leicht gestiegen. Hauptursache dafür ist der im Vergleich zu den Vorjahren stärkere Anlagenzubau im Jahr 2024. Die durchschnittlichen Volllaststunden der Biomethanerzeugungsanlagen sind – wie bereits in den vergangenen Jahren – nahezu konstant geblieben. Auf Basis der installierten Kapazität ergibt sich eine Auslastung von rund drei Vierteln. Damit ließe sich bei steigender Nachfrage deutlich mehr Biomethan produzieren. Allerdings stehen einer Ausweitung der Produktion sowohl technische als auch genehmigungsrechtliche Restriktionen im Weg. Hinzu kommt, dass der Output maßgeblich von den eingesetzten Substraten und deren Methanertrag abhängt.

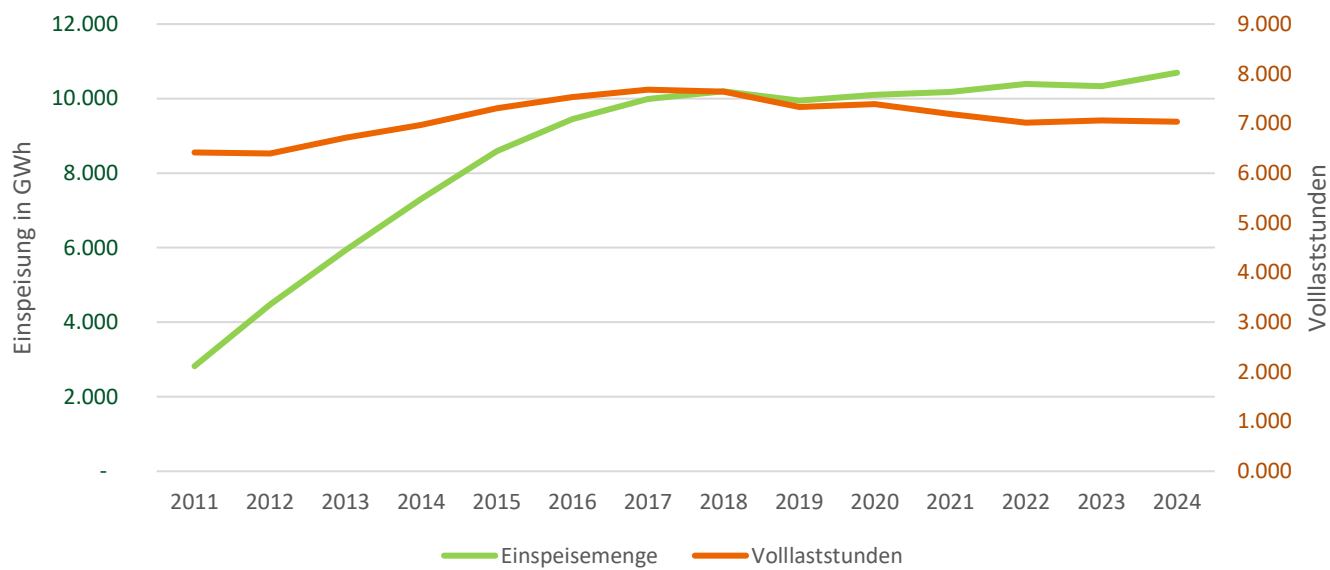


Abbildung 4: Einspeisemenge und Volllaststunden deutscher Anlagen 2011 bis 2024 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)

4 Entwicklung der Einsatzstoffe

Der Trend zum verstärkten Einsatz von Gülle setzt sich auch bei gesunkenen THG-Quotenpreisen fort. Dies lässt sich unter anderem damit erklären, dass die Anforderungen an die Treibhauseinsparungen gemäß der RED III in den nächsten Jahren im Strom- und Wärmebereich weiter steigen werden und viele Anlagenbetreiber ihre Anlagen bereits heute auf diese zukünftigen Anforderungen ausrichten. Der zunehmende Gülleeinsatz ist bei Bestandsanlagen deutlich ausgeprägter als bei Neuanlagen, die mit einem massebezogenen Gülleeinsatz von ungefähr 25 Prozent eher dem Durchschnitt aller Anlagen entsprechen. Schlussendlich hängt die Nutzung von Reststoffen zur Erzeugung von Biogas hauptsächlich von den regionalen Rohstoffverfügbarkeiten ab, egal ob Neu- oder Bestandsanlage.

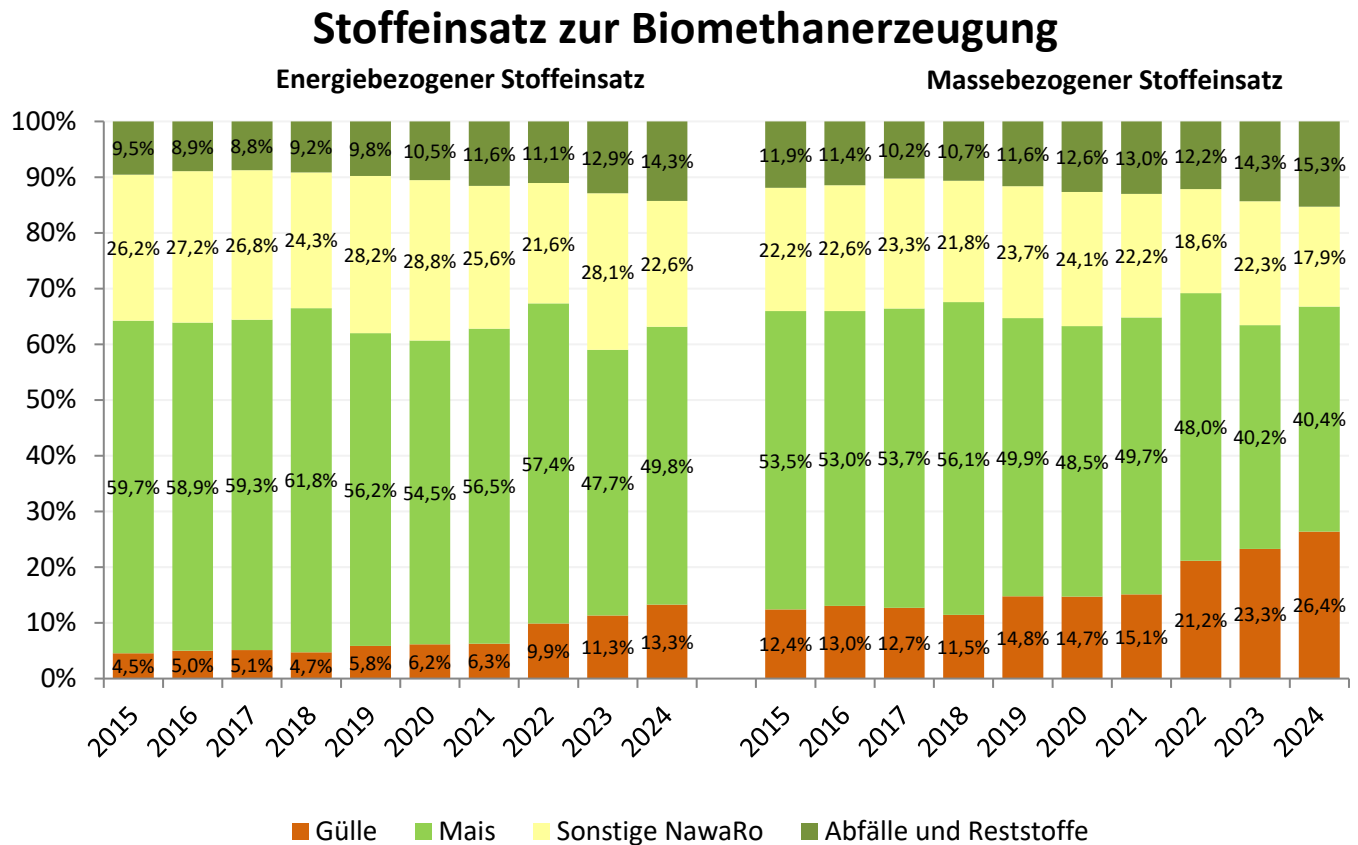


Abbildung 5: Masse- und energiebezogener Stoffeinsatz zur Biomethanherzeugung 2015 – 2024 (n2022=191, n2023=192, n2024=189)
(Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)

5 Beurteilung der allgemeinen Geschäftslage im In- und Ausland

Die aktuelle Beurteilung der Geschäftslage befindet sich auf dem niedrigsten Stand seit Beginn der Erhebung. Ausschlaggebend ist insbesondere der seit 2023 einsetzende Preisverfall im Kraftstoffsektor, ausgelöst durch Betrugsfälle mit falsch deklariertem Biodiesel und UER-Projekten (Upstream-Emission-Reduction). In der Folge kam es im Herbst 2024 zur Insolvenz der Landwärme GmbH, des größten deutschen Biomethanhändlers. Dies bedeutete einen weiteren schweren Schlag für die gesamte Biomethanbranche, nachdem bereits im Herbst 2023 die bmp greengas GmbH aufgrund steigender Spotmarktpreise bestehende Lieferverpflichtungen nicht mehr wirtschaftlich erfüllen konnte, da eine ausreichend langfristige Absicherung im eigenen Portfolio fehlte. In beiden Fällen mussten betroffene Unternehmen teure Nachbeschaffungen tätigen oder auf fossiles Erdgas zurückgreifen. Die Folge waren Vergütungsausfälle oder gar das vollständige Abschalten von Kraftwerken. Kurzfristig führte dies zu steigenden Biomethanpreisen bei Nachbeschaffung sowie zu einem Vertrauensverlust in die Versorgungssicherheit des Marktes. Die Entwicklungen wirken sich zunehmend auf den EEG-Markt als nach wie vor wichtigsten Absatzpfad für Biomethan aus und haben den Gesamtabsatz in den vergangenen Jahren deutlich sinken lassen. Insgesamt besteht derzeit nur eine geringe Nachfrage nach langfristigen Biomethanverträgen, was sich wiederum negativ auf das Preisniveau auswirkt. Die Insolvenzen haben somit nicht nur erhebliche finanzielle Verluste verursacht, sondern auch das Vertrauen in den Biomethanmarkt an sich erschüttert – ein Vertrauen, das nun mühsam wiederhergestellt werden muss.

Im Auslandsgeschäft zeigt sich die Stimmungslage dagegen weiterhin positiv. Ambitionierte Ausbauziele, ein verlässliches Investitionsumfeld und der anhaltend wachsende internationale Handel schaffen günstige Rahmenbedingungen sowohl für den Anlagenbau als auch für Produktion und Handel von Biomethan. Dass die Stimmung dennoch nicht besser ausfällt, liegt vor allem an den nach wie vor unklaren und umfangreichen Dokumentationsanforderungen für importiertes Biomethan, die den Abschluss langfristiger Lieferverträge erschweren.

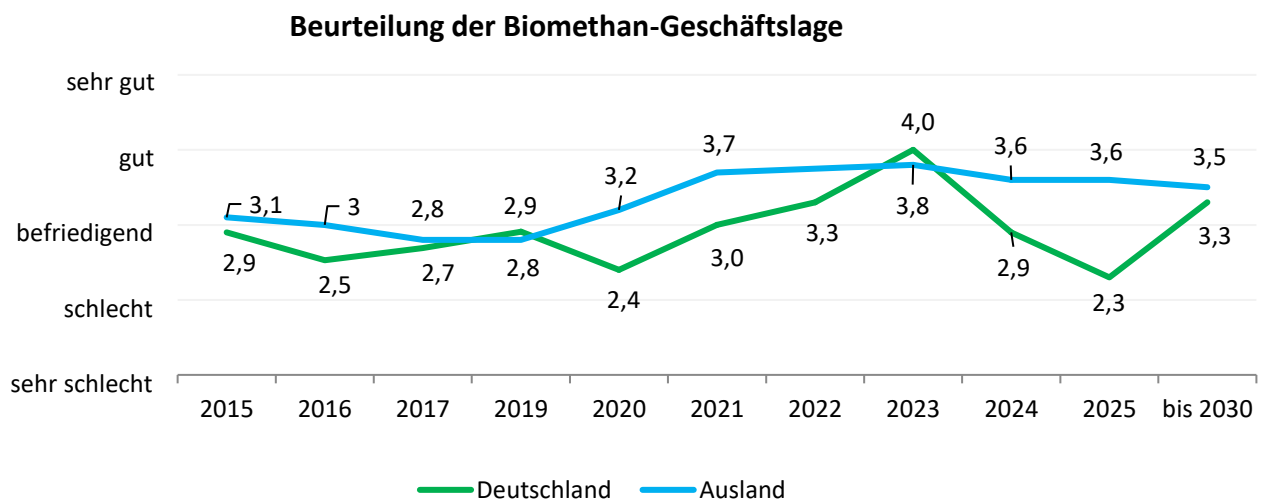


Abbildung 6: Beurteilung der Geschäftslage 2015 bis 2025 und Ausblick (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)

Ausblick

Trotz der in den vergangenen Jahren überwiegend negativen Entwicklungen bleibt der längerfristige Ausblick positiv. Die bmp greengas GmbH hat sich mit Unterstützung ihres Mutterkonzerns mittlerweile von der Insolvenz erholt. Die Verträge der Landwärme werden teilweise von Anew Climate finanziell abgesichert und übernommen. Auch andere betroffene Akteure konnten erfolgreich umstrukturieren und richten den Blick nun wieder nach vorne. Zusätzlich stimmen die Erwartungen an sich erholende Quotenpreise im Kraftstoffsektor ab 2026 sowie ein Nachfrageanstieg durch das GEG in den kommenden Jahren optimistisch. Gedämpft wird diese Zuversicht jedoch durch die Prognosen für 2027: Sobald die Übererfüllungen der vergangenen Jahre erneut auf die THG-Quote angerechnet werden können, ist mit einem stark preisdämpfenden Effekt zu rechnen. Gleichwohl eröffnen die jüngsten Marktverwerfungen auch Chancen: Die seit zwei Jahren verstärkt zu beobachtenden Käufe und Verkäufe von Anlagen setzen sich fort, und für einige Marktteure machen die aktuell niedrigeren Biomethanpreise langfristige Vertragsabschlüsse wieder attraktiver.

Eine stärkere politische Unterstützung für den Biomethanmarkt wird von den befragten Akteuren zwar ausdrücklich gewünscht, aber nicht erwartet. Die von Marktteilnehmern betonte Rolle von Biomethan als wesentliche Säule der Energiewende findet aus ihrer Sicht in der Politik bislang keine ausreichende Anerkennung. Besonders kritisch wird die Unsicherheit im Zusammenhang mit dem Gebäudeenergiegesetz bewertet, da hier langfristige Planungssicherheit erforderlich wäre. Hoffnung sehen die Befragten in der laufenden Diskussion über die Einführung einer Grüngasquote sowie die Umsetzung der RED III. Langfristig könnte der Einsatz von Biomethan insbesondere in nicht elektrifizierbaren Bereichen ein entscheidender Treiber werden. Ein Beispiel hierfür ist die EU-Fuel-Maritime-Richtlinie, die bereits erste Handelsaktivitäten für Biomethan im Schiffsverkehr ausgelöst hat.

6 Preisgestaltung und -entwicklung

Die Preisentwicklung von Biomethan wird von einer Vielzahl teils schwer vorhersehbarer Faktoren bestimmt. Auf Produktionsseite haben steigende Ausgaben für Betriebsmittel und Dünger in den vergangenen Jahren zu höheren Herstellungskosten geführt. Wesentliche Treiber waren der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine, der die Großhandelspreise für Erdgas stark in die Höhe trieb, sowie die hohe Inflation im Nachgang der Coronapandemie. Während sich die Erdgaspreise inzwischen wieder auf einem normalen Niveau eingependelt haben, verharren die Produktionskosten von Biomethan auf erhöhtem Niveau. Dadurch hat sich der Preis-Spread zwischen Erdgas und Biomethan erneut vergrößert.

Die hohen Preise für THG-Quoten in den Jahren 2021 und 2022 führten zu einem verstärkten Einsatz von Gülle in Neu- und Bestandsanlagen. Dieser Ausbau war jedoch mit erheblichen Investitionskosten verbunden. Zudem weist die Biomethanherzeugung aus Gülle aufgrund des vergleichsweise geringen Energiegehalts in der Regel höhere spezifische Gestehungskosten auf, sodass für die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen entsprechende Mindesterlöse notwendig sind. Seit 2023 sind die Quotenpreise im Kraftstoffbereich allerdings rückläufig, wodurch sich der wirtschaftliche Einsatz von Biomethan in diesem Segment im Jahr 2024 erschwert hat. Zwar ist für 2025 und 2026 eine Preiserholung erkennbar, diese hat bislang jedoch nicht zu einem Anstieg von Vertragsabschlüssen geführt. Ein limitierender Faktor bleibt der geringe Gasabsatz im Verkehrssektor: Wird das Biomethan nicht vertankt, entsteht auch keine handelbare Quote.

Im Stromsektor mit EEG-Förderung und fixen Vergütungssätzen lassen sich Produktions- und Beschaffungskostensteigerungen kaum weitergeben. Lediglich über Wärmeerlöse besteht hier ein begrenzter Gestaltungsspielraum, der jedoch bei hohem Kostendruck in den Wärmenetzen ebenfalls eingeschränkt ist. Für den Einsatz von Biomethan im Wärmemarkt, etwa gemäß GEG, liegen bislang nur wenige belastbare Preisinformationen vor, da die Absatzmengen überschaubar sind. Gleichwohl wächst das Interesse an diesem Segment deutlich, sodass sich mittelfristig eine eigene Preiskategorie etablieren dürfte.

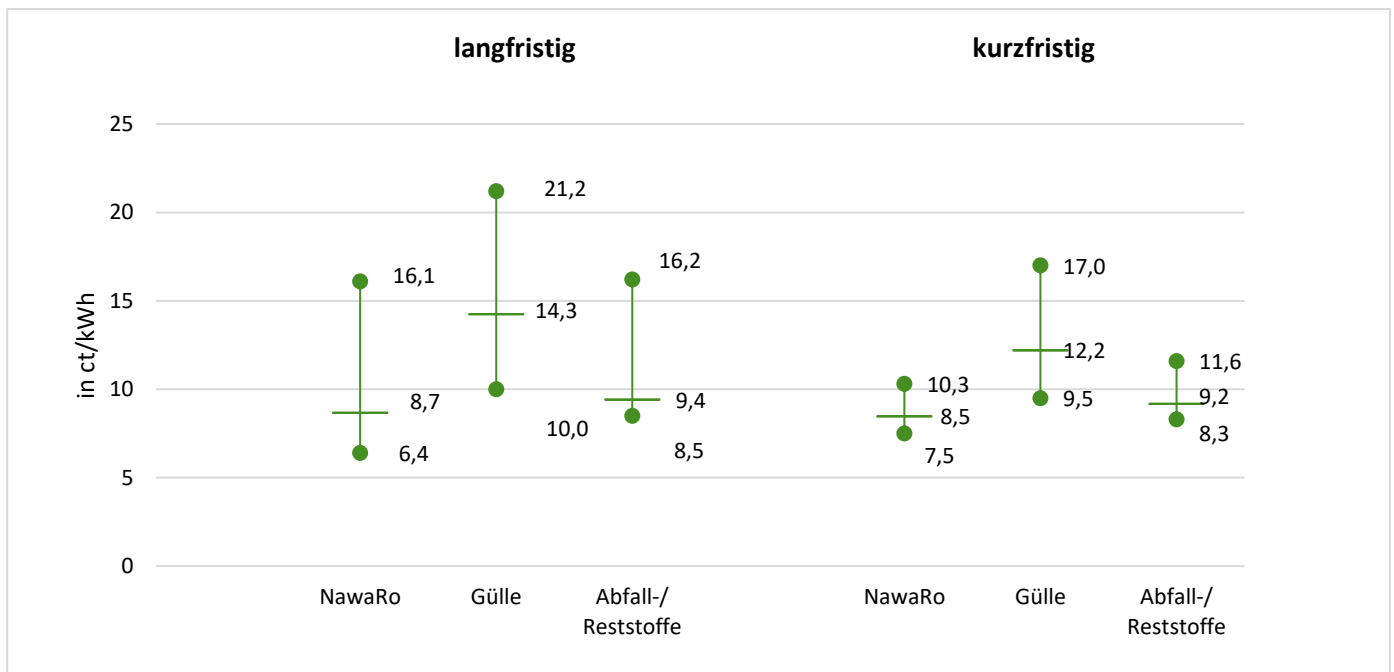


Abbildung 7: Durchschnittliche Einkaufspreise 2024 für Biomethan nach Einsatzstoffen bei kurzfristiger und langfristiger Beschaffung (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025).

Die Preise gaben 2024 insbesondere für Biomethan aus Gülle im Vergleich zum Vorjahr nach. Für NawaRo- sowie Abfall- und Reststoff-Biomethan blieben sie dagegen weitgehend stabil. Der Großteil der Befragten erwartete für 2025 weiter sinkende Preise – eine Entwicklung, die sich bereits abzeichnet. So notiert der Preis für Biomethan aus NawaRo nach längerer Zeit erstmals wieder unter der Marke von 8 ct/kWhs. Vor dem Hintergrund der nachhaltig gestiegenen Produktionskosten ergibt sich daraus eine schwierige Marktlage. Hinzu kommt eine aktuell schwache Nachfrage, die die Preise zusätzlich unter Druck setzt. Die Preise für Gülle haben sich im Gegensatz zu den Erwartungen im Jahr 2025 leicht stabilisiert und liegen derzeit bei rund 11 ct/kWhs.

	2023 bis 2024			2024 bis 2025		
Preisentwicklung	aufsteigend	gleichbleibend	absteigend	aufsteigend	gleichbleibend	absteigend
NawaRo (n=19)	7%	47%	47%	13%	40%	47%
Gülle (n=15)	0%	10%	90%	18%	18%	64%
Abfall und Reststoffe (n=12)	0%	38%	63%	22%	33%	44%

Tabelle 2: Entwicklung der Biomethanpreise im Vergleich zum Vorjahr (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)

Internationale Handelspreise

Im internationalen Handel zeigt sich eine breite Palette an Biomethanprodukten und -preisen. Besonders gefragt sind Abfall- und Reststoff-basierte Mengen, die aufgrund der hohen Nachfrage für die Anrechnung in der Schweiz – wo NawaRo-Biomethan ausgeschlossen ist – ein höheres Preisniveau aufweisen. Zunehmend stark nachgefragt werden auch ungeförderzte Mengen. Während importiertes Biomethan in vielen Anwendungen anerkannt wird, unterliegt gefördertes Biomethan immer wieder Überförderungsdiskussionen im Sinne des Beihilferechts. Ungefördertes Biomethan gewinnt daher an Bedeutung, da es Kunden als verlässliches, langfristig risikoarmes Produkt angeboten werden kann.

Die Preisbildung orientiert sich zunehmend an den Zielmärkten. Biomethan aus NawaRo folgt den Preisen im Emissionshandel (vgl. Abschnitt 9.4). Abfall- und Reststoff-basiertes Biomethan hingegen findet seinen Absatz in höherpreisigen Märkten wie der Schweiz oder perspektivisch im Transportsektor, insbesondere in der Schifffahrt. Durch die Anforderungen der FuelEU Maritime zur Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe in der Schifffahrt entsteht ein zusätzliches Nachfragesegment, das die Preisentwicklung künftig maßgeblich beeinflussen dürfte.

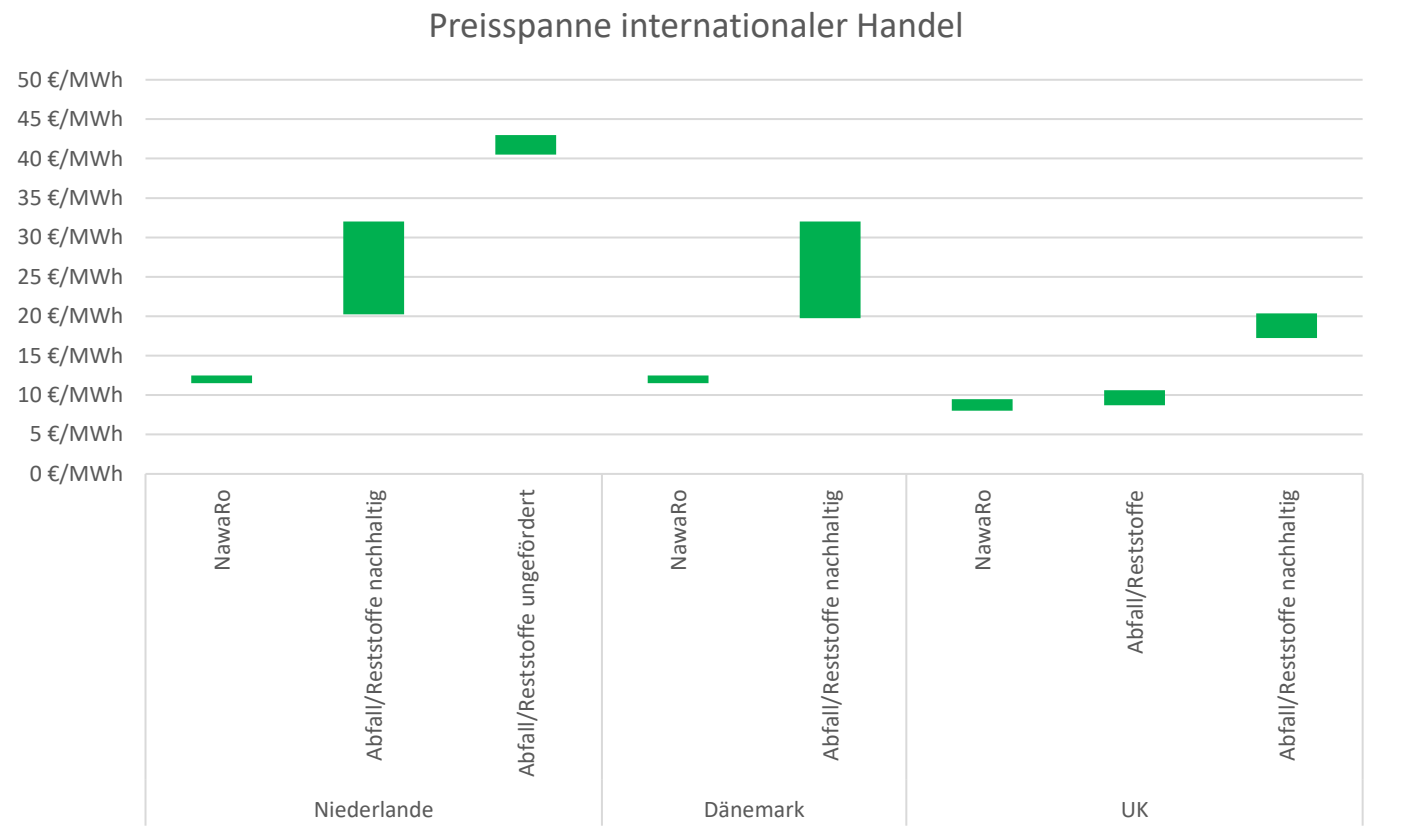


Abbildung 8: Preisniveaus internationaler Handel nach Land und Produktkategorie (Quelle: eigene Darstellung nach Argus Media, 2025)

7 Status quo und Ausblick der Biomethanverwendung

Der Absatz im Stromsektor, in dem in der Vergangenheit bis zu 80 Prozent des in Deutschland produzierten Biomethans genutzt wurden, ist stark rückläufig. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen findet kein nennenswerter Zubau von Blockheizkraftwerken (BHKW) statt. Vielmehr geht eine erhebliche Zahl bestehender Anlagen vom Netz – häufig als direkte Folge der Lieferausfälle und Insolvenzen der vergangenen Jahre, durch die zahlreiche Betreiber ihren Anspruch auf eine EEG-Vergütung verloren oder diesen freiwillig aufgegeben haben. Perspektivisch könnten einige dieser Anlagen wieder in Betrieb genommen werden, sofern sie sich nicht bereits am Ende ihres EEG-Förderzeitraums befinden.

Im Wärmesektor ist nach Jahren stetiger, wenn auch moderater Zuwächse erstmals ein Rückgang zu verzeichnen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass zum Zeitpunkt der Auswertung noch nicht alle Nachweise für Wärmeanwendungen im Jahr 2024 stillgelegt waren. Zudem könnten Lieferausfälle infolge der Insolvenz der Landwärme GmbH zu diesem Rückgang beigetragen haben. Ab spätestens 2029 dürfte durch die Regelungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) eine deutliche Nachfragesteigerung um mehrere Terawattstunden zu erwarten sein. Aufgrund der derzeitigen Überlegungen der Bundesregierung zu einer grundlegenden Überarbeitung des GEG sind belastbare Prognosen jedoch schwierig.

Für die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) sollen die Rahmenbedingungen mit der aktuellen Novelle bis 2040 festgelegt werden, wodurch sich ein stabiler Ausblick für fortschrittliche Biokraftstoffe wie Biomethan ergibt. Insbesondere im Schwerlastverkehr sowie in der Schifffahrt – etwa durch den Einsatz von Bio-LNG (Liquefied Natural Gas) – könnten dadurch erhebliche zusätzliche Bedarfe entstehen.

Auch in weiteren Sektoren gewinnt der Einsatz von Biomethan zunehmend an Bedeutung. Durch das EU-Emissionshandelssystem (ETS I und II) sowie die Nachhaltigkeitsberichterstattung im Rahmen der EU-Taxonomie und der CSRD steigt die wirtschaftliche und regulatorische Attraktivität von Biomethan als klimafreundliche Alternative zu Erdgas. Allerdings profitieren hiervon bislang vor allem bereits geförderte Biomethanmengen. Bei Handelspreisen von 40 bis 50 €/MWh für international gehandeltes Biomethan kann in Deutschland produziertes Biomethan mit 80 bis 120 €/MWh auf diesen Märkten nur selten wettbewerbsfähig angeboten werden.

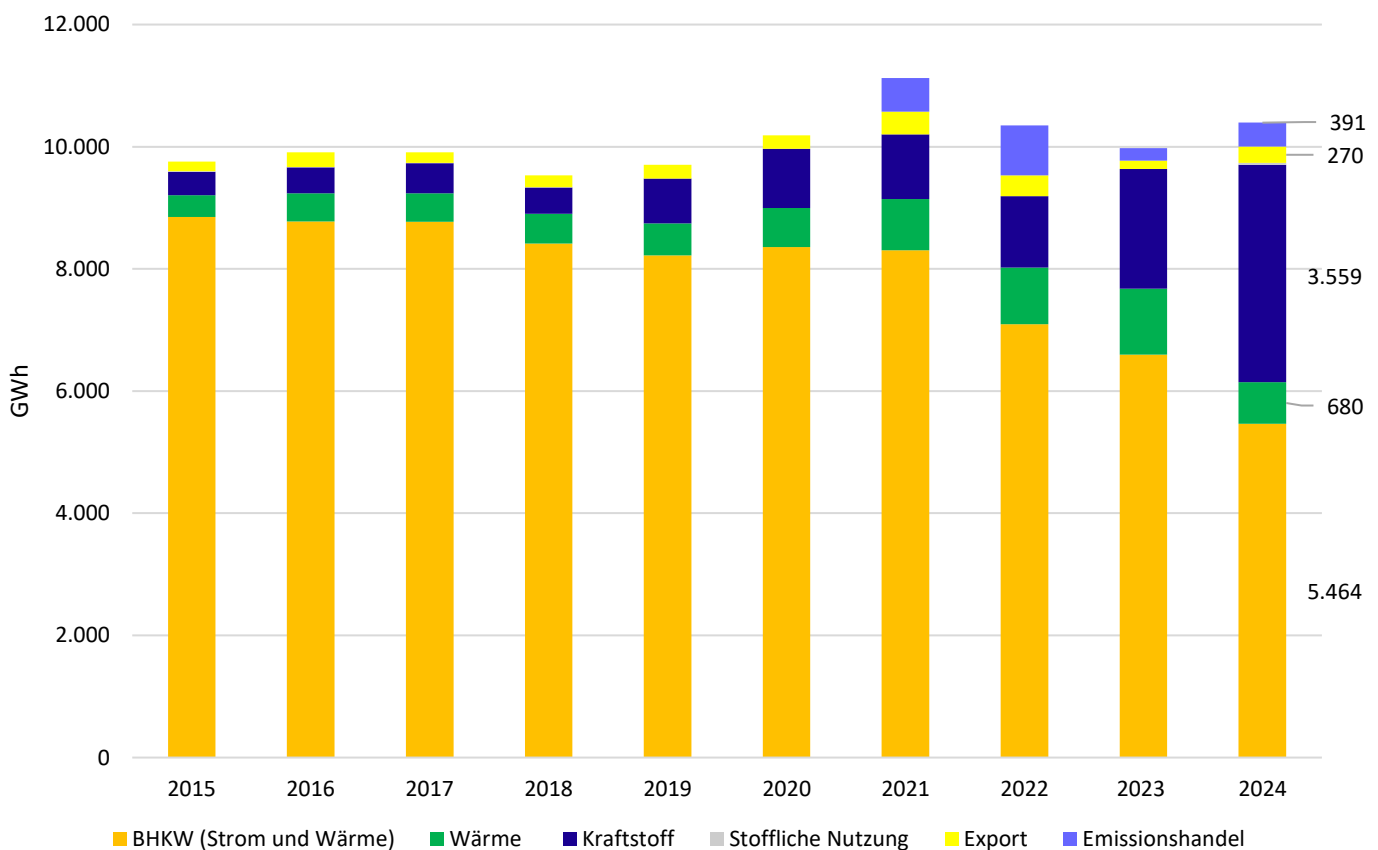


Abbildung 9: Zeitreihe Biomethan Verwendung nach Sektoren 2015 – 2024 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)

7.1 Biomethan im Stromsektor – geringe Attraktivität der Anreizregulierung bei herausfordernder Marktsituation

Sehen Sie unter Berücksichtigung des für 2025 festgelegten Gebotshöchstwerts von 21,03 ct/kWh die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte als gegeben an?



Abbildung 10: Antwortverteilung Wirtschaftlichkeit Biomethan-Ausschreibung

Auch in den Jahren 2024 und 2025 beteiligte sich kein Projekt an den Ausschreibungsrunden zur Biomethanförderung. Trotz zahlreicher Anpassungen in den vergangenen Jahren – zuletzt durch das sogenannte Solarpaket Ende 2024 – bleibt der Ausbau hochflexibler Biomethan-BHKW aus.

Biomethan-BHKW sollen im Rahmen des EEG gefördert werden, wenn sie ihre Stromerzeugung bedarfsorientiert steuern. Sie halten Reservekapazitäten vor und werden nur bei Bedarf hochgefahren, um kurzfristige Engpässe im Stromangebot auszugleichen. Als Signal dienen in der Regel die Strompreise an den Spotmärkten. Auf diese Weise tragen sie zur Entlastung des Stromsystems und zur Integration volatiler erneuerbarer Energien bei. Die Förderung setzt gezielte Anreize für diese Form der flexiblen, systemdienlichen Stromerzeugung und begrenzt die maximale Betriebszeit auf 876 Volllaststunden pro Jahr – rund zehn Prozent der Jahresstunden. In der Vergangenheit galt diese Regelung allerdings nur für den Süden Deutschlands, wo aufgrund von Netzengpässen ein besonders hoher Bedarf an flexibler Erzeugung besteht. Bei der vorjährigen Befragung wurden diese regionale Beschränkung sowie die niedrige Gebotshöchstgrenze als zentrale Hemmnisse für wirtschaftlich tragfähige Gebote identifiziert. Mit dem Solarpaket wurden die Südquote gestrichen und die Gebotshöchstgrenze angehoben.

Diese Anpassungen haben die Ausgangslage laut Befragung zwar deutlich verbessert, reichen jedoch noch nicht aus. Mehr als 70 Prozent der Befragten sehen eine weitere Anhebung der Gebotshöchstgrenze oder des Flexibilitätsschlags als notwendig an, um die Wirtschaftlichkeit der Projekte zu gewährleisten. Ausschlaggebend sind dabei die weiterhin hohen Biomethanpreise sowie die begrenzten Volllaststunden der Anlagen. Zusätzlich erschweren lange Genehmigungs- und Planungszeiten die Projektrealisierung erheblich: Für die Teilnahme an Ausschreibungen ist eine gültige Genehmigung zwingend erforderlich, Verzögerungen in diesem Prozess stellen für rund 80 Prozent der Befragten das größte Hindernis dar.

Die Bundesregierung prüft derzeit, Gaskraftwerke als zentrale Säule der Versorgungssicherheit in Deutschland zu etablieren, und plant den zügigen Ausbau steuerbarer Kraftwerkskapazitäten. Ziel ist es, kritische Netzlasten abzufedern und die Flexibilität des Energiesystems zu erhöhen. Biomethan-BHKW sind in diesen Planungen bislang jedoch nicht berücksichtigt. Langfristig könnten sie sogar unter den preisdämpfenden Effekten dieser Maßnahmen leiden, da Preisspitzen – die für den wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen entscheidend sind – seltener auftreten würden. Vergleichbare Herausforderungen bestehen auch für erneuerbare Anlagen mit Speichern in den Innovationsausschreibungen. Angesichts dieser Rahmenbedingungen ist kurzfristig kein Ausbau der Stromerzeugung aus Biomethan zu erwarten. Vielmehr erreichen zahlreiche Bestandsanlagen derzeit das Ende ihrer zwanzigjährigen EEG-Förderperiode.

Welche Hemmnisse sehen Sie auch im Jahr 2025 weiterhin als ausschlaggebend für die Beteiligung an der Biomethanausschreibung?

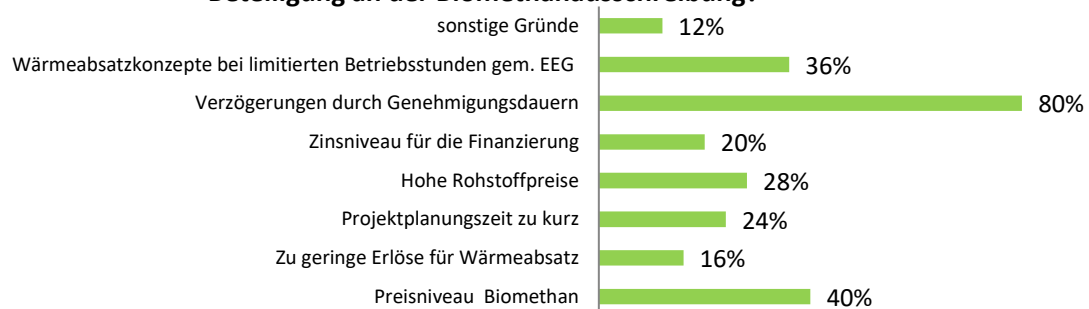


Abbildung 11: Hemmnisse im Rahmen der Biomethanausschreibung [Mehrfachantworten möglich]

7.2 Biomethan im Wärmemarkt – GEG

Ein zentraler Hoffnungsträger der Branche ist die im Gebäudeenergiegesetz (GEG) prognostizierte steigende Nachfrage. Die derzeitigen rechtlichen Regelungen erlauben weiterhin den Einbau von Gasheizungen, sofern diese perspektivisch mit erneuerbaren Gasen wie Biomethan oder Wasserstoff betrieben werden. Daraus ergibt sich ein theoretisches Absatzpotenzial von 13 bis 45 TWh im Jahr 2040. (dena, 2024a) Dieses Potenzial ist jedoch an mehrere Voraussetzungen geknüpft – insbesondere an die Sanierungs- und Neubaurate, die künftige Verteilung der Wärmeerzeuger sowie die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung. Letztere kann die Außerbetriebnahme einzelner Teilabschnitte des Erdgasnetzes nach sich ziehen und damit die Marktdynamik erheblich beeinflussen.

Im Rahmen der aktuellen Befragung gaben über 90 Prozent der Teilnehmenden an, bislang keine verstärkte Nachfrage nach Biomethan infolge des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) festgestellt zu haben. Mit einem merklichen Anstieg ist ohnehin erst nach Ablauf der Fristen für die kommunale Wärmeplanung und damit mit dem Inkrafttreten der GEG-Pflichten für alle Gebäude ab 2029 zu rechnen. Eine Mehrheit der Befragten betonte zudem, dass GEG-konforme Gastarife derzeit kaum verfügbar seien; lediglich zwei der Befragten verfügten über Kunden, die Biomethan zur Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen beziehen. Eine aktuelle Analyse von Verivox kam zu dem Ergebnis, dass von 189 gelisteten Biogastarifen lediglich 42 die Vorgaben des GEG erfüllen. (Verivox, 2025) gleichzeitig werden die Mehrkosten dieser Tarife im Vergleich zu herkömmlichen Gasangeboten kritisch gesehen. Vor diesem Hintergrund bleibt abzuwarten, wie sich der Biomethanmarkt im Wärmesektor künftig entwickeln wird. Nach Angaben des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) war der Heizungsabsatz im ersten Quartal 2025 so niedrig wie seit einem Jahrzehnt nicht mehr; bereits im Vorjahr war ein Rückgang beim Absatz von Wärmeerzeugern zu verzeichnen. Gleichzeitig besteht laut dem Gebäudereport der dena weiterhin ein erheblicher Modernisierungsbedarf: Rund 20 Prozent der Heizungen in Deutschland sind älter als 30 Jahre – überwiegend Öl- und Gasheizungen der ältesten Generation. (dena, 2024b) Die geringe Modernisierungsquote ist unter anderem auf Unsicherheiten rund um das GEG und die begleitenden Förderprogramme zurückzuführen. So stieg der Verkauf von Gasheizungen vor Inkrafttreten des Gesetzes 2024 deutlich an – aus Sorge, diese künftig nicht mehr installieren zu dürfen oder die Anforderungen des GEG mit ihnen nicht erfüllen zu können. Gasbasierte Heizungen machen derzeit noch rund 50 Prozent des Absatzes bei Wärmeerzeugern aus. Nach aktuellem Stand müssten diese in den kommenden Jahren zunehmend mit Biomethan betrieben werden. Auch die Einführung des Emissionshandelssystems II (ETS II) könnte den Einsatz von Biomethan begünstigen, da steigende CO₂-Preise dessen wirtschaftliche Attraktivität erhöhen (siehe Kapitel *Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG*). Gleichzeitig führt dies allerdings zu steigenden allgemeinen Gastarifen.

Im Koalitionsvertrag der 25. Bundesregierung (21. Legislaturperiode) ist zudem eine erneute Überarbeitung – je nach Lesart auch eine Abschaffung – des GEG vorgesehen. Wichtige Details zur angekündigten Technologieoffenheit sowie zu den konkreten CO₂-Minderungszielen stehen noch aus und könnten die Marktstrategie maßgeblich beeinflussen. Insgesamt bleibt das zukünftige Absatzpotenzial von Biomethan im Wärmemarkt eng an die regulatorischen Rahmenbedingungen, die Preisentwicklung sowie den Ausbau zusätzlicher Produktions- und Importkapazitäten geknüpft.

Biomethan im Wärmenetz

Eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmemarktes wird künftig der Fernwärmeversorgung zukommen. Nach Öl- und Gasheizungen ist sie bereits das dritthäufigste Heizungssystem in Deutschland. Rund 18 Prozent der bereitgestellten Energie stammen dabei schon heute aus Biomasse – überwiegend aus fester Biomasse wie Holz, Holzpellets oder Hackschnitzeln. Gleichzeitig gewinnen Biogas und Biomethan vor allem in kommunalen und industriellen Wärmenetzen zunehmend an Bedeutung. In den Langfristszenarien zur Klimaneutralität des BMWK spielt Biomasse zwar insgesamt eine eher untergeordnete Rolle, da Großwärmepumpen und Wasserstoff als zentrale Säulen der Dekarbonisierungsstrategie vorgesehen sind. Dennoch ergeben sich insbesondere in Kombination von Großwärmepumpen mit hochflexibler Biomethan-Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) deutliche Synergieeffekte – insbesondere im Hinblick auf ein netzdienliches, resilientes Wärmesystem. Mit dem Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG) wurden ambitionierte Vorgaben beschlossen: Bis 2030 sollen bundesweit mindestens 50 Prozent der leitungsgebundenen Wärme aus erneuerbaren Energien oder Abwärme stammen, wobei jedes einzelne Netz einen Anteil von mindestens 30 Prozent erreichen muss. Bis 2045 soll der Anteil klimaneutral erzeugter Wärme im gesamten Fernwärmenetz auf mindestens 80 Prozent steigen; für einige Netze ist sogar eine vollständige Dekarbonisierung vorgesehen. Die Nutzung von Biomasse in größeren Netzen ist dabei auf 25 Prozent begrenzt, während für kleinere Netze mit einer Leitungslänge von bis zu 50 Kilometern keine Einschränkungen gelten.

7.3 Biomethan im Verkehr – Novelle der THG-Quote als Hoffnungsträger

Bis zum Jahr 2023 trug der Kraftstoffsektor aufgrund außergewöhnlich hoher Quotenpreise – insbesondere infolge der Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe – maßgeblich zu den Einnahmen der Biomethanbranche bei. Die bestehende Anreizregulierung förderte vor allem den verstärkten Einsatz von Gülle in Biomethananlagen und führte zu einem deutlichen Anstieg der Netzanschlussbegehren für neue oder umgerüstete Anlagen. Die attraktive Marktsituation löste in der Folge zahlreiche Investitionen in neue Kapazitäten aus. Mit dem drastischen Preisverfall im Jahr 2023, ausgelöst durch umfangreiche Betrugsfälle mit falsch deklarierten Biodieselmengen – insbesondere aus China –, gerieten jedoch viele der neu initiierten Projekte in wirtschaftliche Schieflage. Die resultierende Marktverunsicherung führte im August 2024 zur Insolvenz der Landwärme GmbH, des größten deutschen Biomethan- und THG-Quotenhändlers, dessen Geschäftsmodell in hohem Maße von stabilen Quotenpreisen abhängig war. Aufgrund des regulatorisch verankerten Vertrauensschutzes und der langwierigen Aufarbeitung der Betrugsfälle blieb der Quotenpreis über einen längeren Zeitraum auf einem Niveau unter 150 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent – ein Preis, der für die meisten Biokraftstoffprojekte keine wirtschaftliche Basis bietet.

Entwicklung der Quotenpreise

Mit der verordnungsrechtlichen Änderung, wonach Übererfüllungen aus Vorjahren in den Jahren 2025 und 2026 nicht auf die THG-Quotenerfüllung angerechnet werden dürfen, ist der Quotenpreis für diesen Zeitraum wieder gestiegen. Da die Erfüllung nun ausschließlich innerhalb des jeweiligen Jahres erfolgen muss und gleichzeitig die Zielvorgaben für die THG-Quote weiter steigen, hat sich die Nachfrage nach Quotenerfüllung kurzfristig erhöht. Ein negativer Nebeneffekt dieser Regelung war jedoch, dass der Quotenhandel gegen Ende des Jahres 2024 nahezu zum Erliegen kam: Viele Verpflichtete hatten ihre Quoten bereits frühzeitig erfüllt, was zu einem weiteren Preiserückgang in diesem Zeitraum führte. Ab 2027 sollen Übererfüllungen aus den Vorjahren wieder auf die Quotenanrechnung angerechnet werden können, was voraussichtlich einen preisdämpfenden Effekt haben wird. Eine fundierte Einschätzung hierzu wird allerdings erst mit Veröffentlichung der Quotenstatistik 2024 möglich sein, wenn die tatsächliche Höhe der Übererfüllungen bekannt ist. Die im Rahmen der Umfrage teilnehmenden Akteure betonten, dass dauerhaft höhere Quotenpreise eine Grundvoraussetzung für die Entwicklung neuer Projekte darstellen. Ob sich ein solches Preisniveau tatsächlich einstellen wird, bleibt vor dem Hintergrund der beschriebenen regulatorischen Unsicherheiten und Marktentwicklungen derzeit offen.

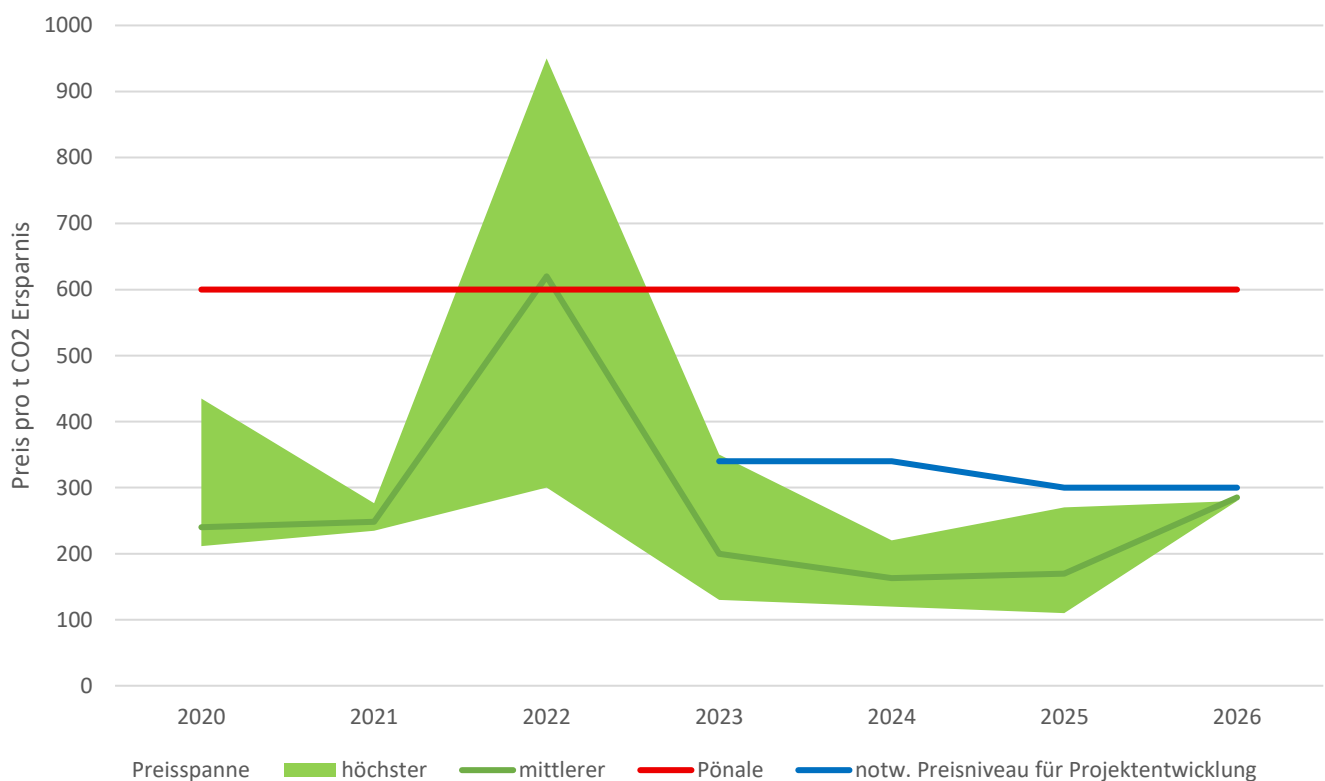


Abbildung 12: Preisentwicklung der THG-Quotenpreise, Pönalen und notwendiges Preisniveau für Neuentwicklung von Projekten (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)

Anpassung der THG-Quote RED III

Im Zuge der Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) wurde im Juni 2025 ein Referentenentwurf zur Anpassung der THG-Quote vorgelegt, der nach dem aktuellen Zeitplan der Bundesregierung Anfang 2026 in Kraft treten soll. Künftig soll die THG-Quote für alle Kraftstoffanbieter und Verkehrssektoren verpflichtend gelten. Zugleich wird die Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe angehoben: Ab 2026 beträgt sie 2 Prozent statt bislang 1 Prozent. Mit der Abschaffung der bisherigen Doppelanrechnung wird künftig ein höherer tatsächlicher Energieeinsatz zur Erfüllung der Quote erforderlich sein. Eine automatische Anpassung der Quote bei Übererfüllung soll zudem zu einer Stabilisierung des Quotenmarktes beitragen. Ein weiterer Schwerpunkt der Novelle liegt auf der Bekämpfung betrügerischer Importe sowie auf der Abschaffung der in der Vergangenheit teilweise missbräuchlich genutzten Anrechnung sogenannter *Upstream Emission Reductions* (UER). Langfristig wird erwartet, dass die Anpassungen zu einem stabileren Preisniveau führen und damit die Planungs- und Investitionssicherheit für neue Anlagen deutlich verbessern. Je nach Entwicklung der einzelnen Verkehrssektoren könnten fortschrittliche Biokraftstoffe bereits in wenigen Jahren allein im Landverkehr ein Energievolumen von 240 bis 700 PJ (entspricht etwa 66 bis 200 TWh) erreichen. (Naumann & Etzold, 2025) Der Einsatz von Biomethan hängt dabei maßgeblich von der weiteren Entwicklung der CNG- und LNG-Mobilität ab.

Entwicklung der CNG- und LNG-Mobilität

Der Einsatz von Biomethan im Verkehrssektor erfolgt überwiegend in Form von komprimiertem Biomethan (Bio-CNG) oder verflüssigtem Biomethan (Bio-LNG). In der Vergangenheit kamen diese Kraftstoffe vor allem in Privat-Pkw und kleineren CNG-Lkw zum Einsatz, deren Zulassungszahlen in den letzten Jahren jedoch rückläufig waren. Größere Potenziale bestehen heute in der Versorgung schwerer LNG-Lkw, von CNG-Bussen sowie in der Betankung von Schiffen mit Bio-LNG – ein Einsatzbereich, der insbesondere im Nord- und Ostseeraum sowie zunehmend auch in der Binnenschifffahrt an Bedeutung gewinnt. Auch für landwirtschaftliche Fahrzeuge wie Traktoren und Arbeitsmaschinen steht eine breite Modellpalette zur Verfügung, die in Deutschland bislang allerdings nur in geringem Umfang genutzt wird.

Während der Pkw-Verkehr in Deutschland weiterhin den größten Anteil am Gesamtverkehr ausmacht, spielt Gas-Mobilität in diesem Segment kaum noch eine Rolle. Sinkende Zulassungszahlen und ein rückläufiges Tankstellennetz deuten auf einen fortgesetzten Rückgang hin. Im mittleren und schweren Straßengüterverkehr hingegen stellt Biomethan, insbesondere in Form von Bio-LNG, eine interessante Option zur Emissionsminderung dar. Ihre Wettbewerbsfähigkeit hängt derzeit stark von finanziellen Anreizen ab – etwa Steuervergünstigungen im Rahmen der Energiesteuer für Erdgas (bis 2026) oder der Anrechnung im Rahmen der THG-Quote, wodurch sich niedrigere Kraftstoffpreise an den Tankstellen erzielen lassen. Sowohl die Zahl der gasbetriebenen Lkw als auch die der Busse steigt aktuell leicht an, was auf ein wachsendes, wenn auch begrenztes, Nachfragepotenzial für Biomethan als Reinkraftstoff hinweist (vgl. KBA-Zulassungszahlen und DBFZ-Monitoring „Erneuerbare Energien im Verkehr“).

Der größte Hoffnungsträger für den Einsatz von Biomethan ist jedoch die Schifffahrt. Mit der Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) soll der Sektor eine eigene THG-Quote erhalten und rückt damit – ebenso wie durch die europäische FuelEU Maritime-Richtlinie – zunehmend in den Fokus alternativer Kraftstoffe. Hochsee- und Binnenschiffe weisen mit durchschnittlich über 30 bzw. 50 Jahren die längste Lebensdauer aller Verkehrsträger auf. Von den im Jahr 2024 weltweit bestellten Neubauten sind 5,3 Prozent mit LNG-Antrieb und weitere 2,6 Prozent mit Methanolantrieb ausgestattet. (Schröder & Görsch, 2025) Damit zeichnet sich LNG zunehmend als alternativer Standard in der Schifffahrt ab. Auch wenn nur wenige Schiffe unter deutscher Flagge fahren, könnte dieser Trend der Biomethanbranche im Rahmen der THG-Quote neuen Auftrieb verleihen. Zur Deckung der künftig steigenden Nachfrage nach Bio-LNG sind bereits verschiedene Projekte in Betrieb, die unterschiedliche technische Ansätze verfolgen – von der Verflüssigung direkt an der Biogasanlage über die Verflüssigung von aus dem Netz entnommenem Biomethan bis hin zu „virtuellen“ Verflüssigungsverfahren mittels Gegenominierung an LNG-Terminals, etwa in Zeebrügge.

FuelEU Maritime-Verordnung

Seit dem 1. Januar 2025 gilt in der Europäischen Union die FuelEU Maritime-Verordnung. Analog zur ReFuelEU Aviation im Flugsektor soll sie die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien im Schiffsverkehr fördern und die Treibhausgasemissionen senken.

Zentrales Instrument der Verordnung ist eine neu eingeführte Quote zur THG-Minderung, die von jedem einzelnen Schiff zu erfüllen ist. Im Vergleich zu einem fossilen Referenzwert von 91,16 g CO₂eq/MJ müssen die Emissionen schrittweise reduziert werden (siehe Abbildung 4).

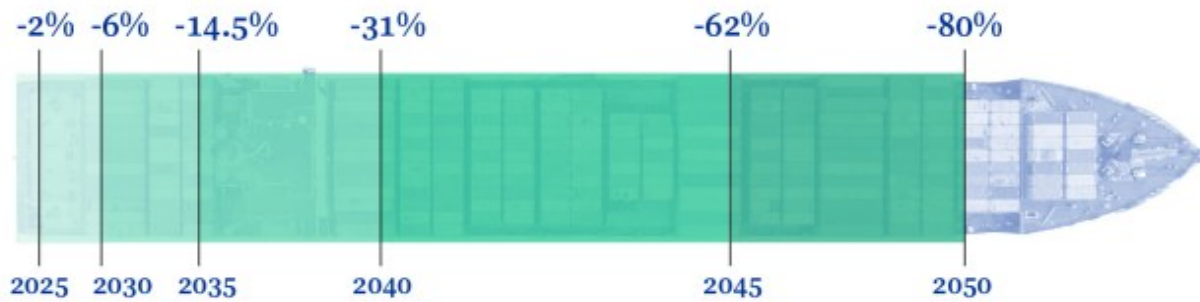


Abbildung 13: Reduktionsziele im Vergleich zu 2020 (Quelle: European Commission, 2025)

Besonders gefördert wird der Einsatz von RFNBO, die bis einschließlich 2033 mit einem Multiplikator von 2 angerechnet werden können. Die Erfüllung der Quote muss für jedes Schiff mit einer Bruttoreaumzahl (BRZ) ab 5000 nachgewiesen werden, das einen Hafen im Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) anläuft. Wird diese Verpflichtung nicht eingehalten, sind Strafzahlungen in Höhe von rund 640 €/t CO₂ zu leisten. Zusätzlich wurde Anfang 2024 der Schiffsverkehr in das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) einbezogen. Wie in anderen Sektoren müssen auch hier für entstehende Emissionen Zertifikate erworben werden. Im Jahr 2025 sind zunächst 70 Prozent der Emissionen zu berücksichtigen, ab 2026 steigt dieser Anteil auf 100 Prozent. Ab 2026 werden zudem Methan- und Lachgasemissionen einbezogen. Zertifizierte Biokraftstoffe, RFNBO sowie RCF werden mit Nullemissionen angerechnet. Für den Einsatz von Biomethan ergeben sich somit zwei sich ergänzende Anreize – über die FuelEU Maritime Verordnung und das EU ETS. In Schweden und Finnland werden aufgrund der steigenden Nachfrage nach Bio-LNG bereits erste Mengen gebunkert, und Anlagen zur Bereitstellung von Bio-LNG für den Schiffsverkehr und Hafenbetrieb befinden sich im Aufbau. (Sawary-Kohnen, 2025)

Anrechnung von Emissionen in der FuelEU Maritime und im ETS

Die Emissionen werden in der FuelEU Maritime Verordnung und im EU ETS unterschiedlich berücksichtigt. Grundsätzlich wird zwischen Well-to-Tank (WtT)- und Tank-to-Wake (TtW)-Emissionen unterschieden. WtT-Emissionen umfassen die Herstellung, den Transport und die Bereitstellung des Kraftstoffs, während TtW-Emissionen aus der Verbrennung an Bord resultieren. In der FuelEU Maritime werden sowohl WtT- als auch TtW-Emissionen berücksichtigt.

Für die WtT-Emissionen werden die tatsächlichen, zertifizierten Emissionswerte herangezogen; für die TtW-Emissionen können entweder zertifizierte oder Standardwerte verwendet werden. Auch Methan- und Lachgasemissionen fließen in die Bilanzierung ein. Im Gegensatz dazu werden im EU ETS nur die TtW-Emissionen berücksichtigt. RED-zertifizierte Kraftstoffe werden dort grundsätzlich mit Nullemissionen angerechnet.

7.4 Emissionshandel und Berichterstattung

Der Emissionshandel und die Emissionsberichterstattung stellen für importiertes Biomethan bereits heute einen wichtigen Treiber dar. Steigende CO₂-Preise verringern die Preisdifferenz zwischen Erdgas und Biomethan und schließen sie bei bereits geförderten Biomethanmengen teilweise vollständig. Dadurch wird der Einsatz von Biomethan in einigen Anwendungen bereits jetzt wirtschaftlich attraktiv und kann bei weiter steigenden Preisen zu einem nicht zu unterschätzenden Pull-Effekt führen, da insbesondere im ETS I vor allem Großabnehmer von Gas den zentralen Markt für Biomethan bilden. Auch mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und der Einführung des ETS II wird der Bedarf künftig weiter wachsen. Zwar dürften sich die Preise im ETS II zunächst auf einem niedrigeren Niveau bewegen, langfristig ist jedoch von einem deutlichen Anstieg auszugehen. Dieser wird sowohl den Erdgas- als auch den Biomethanabsatz spürbar beeinflussen. Bei einer unelastischen Nachfrage nach Gas rückt mit steigenden CO₂-Preisen zwangsläufig Biomethan stärker in den Fokus der Beschaffung. Dies betrifft auch Maßnahmen wie den Einsatz von Biomethan im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sowie die Bemühungen berichtspflichtiger Unternehmen im Zusammenhang mit der EU-Taxonomie und der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD). Wie sich die Zahlungsbereitschaft für derartige Produkte künftig entwickeln wird lässt sich derzeit jedoch schwer abschätzen.

In welchen Bereichen nehmen Sie eine besonders steigende Nachfrage nach int. Zertifikaten wahr?

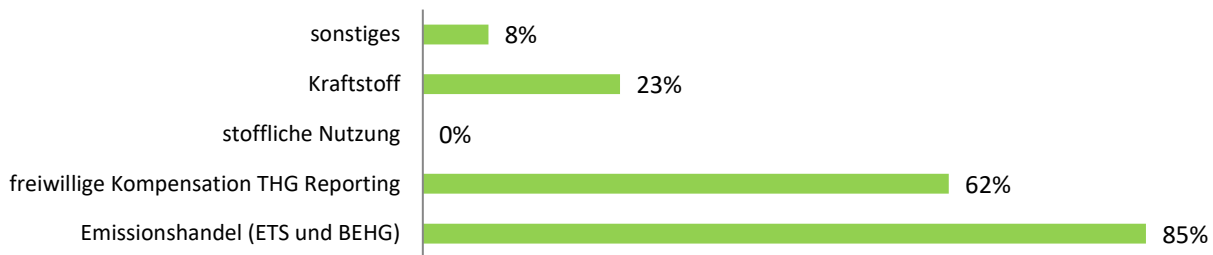


Abbildung 14: Nachfragetreiber des internationalen Handels 1

Sehen Sie in den folgenden Bereichen eine zusätzliche Nachfrage nach Biomethan auch bei wieder gesunkenen Gaspreisen im relativen Vergleich zu den Vorjahren?

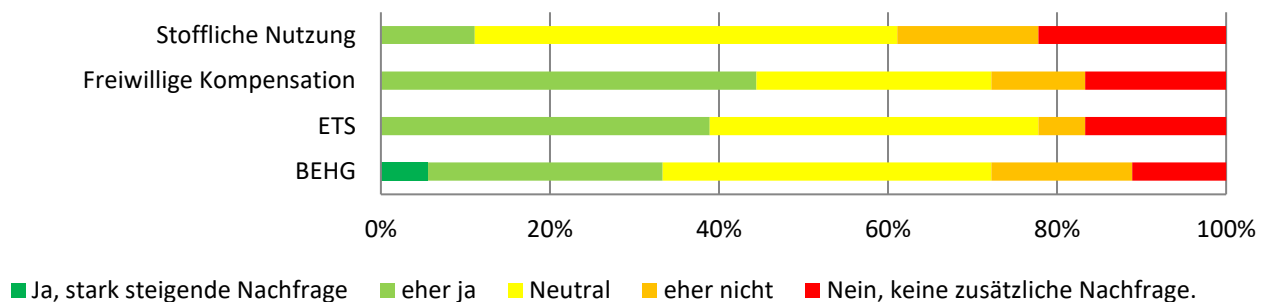


Abbildung 15: Nachfragetreiber des internationalen Handels 2

Biomethan im ETS I

Biomethan ist im Rahmen des EU-ETS I in Deutschland und Europa besonders gefragt. Dies liegt vor allem daran, dass Biomethan – sofern es die Nachhaltigkeits- und THG-Anforderungen erfüllt – mit einem Emissionsfaktor von null bewertet wird und Unternehmen im EU-Emissionshandel ihre direkten CO₂-Emissionen dadurch vollständig kompensieren können. Das aktuelle Preisniveau am internationalen Biomethanmarkt für die im ETS geforderte Qualität liegt laut agriportance und Argus Media für Spot- und kurzfristige Lieferverträge meist zwischen 10 und 15 €/MWh. Dies erweist sich als attraktiv und wettbewerbsfähig gegenüber den Kosten für EU-ETS-Zertifikate, deren Preisniveau im Jahr 2025 bei etwa 55 bis 60 €/t CO₂eq lag (was rund 16 €/MWh CO₂-Vermeidungskosten für Biomethan entspricht). Damit bietet Biomethan Unternehmen eine wirtschaftliche Alternative zum klassischen Erwerb von Emissionszertifikaten, insbesondere in energieintensiven Branchen, die einer weitergehenden Nachhaltigkeitsberichterstattung unterliegen oder ambitionierte CO₂-Einsparziele verfolgen. Der Einsatz von Biomethan stellt somit ein strategisches Instrument dar – vor allem für Großanlagenbetreiber und Industrieunternehmen, die ihre Klimabilanz marktgestützt verbessern und zugleich Investitionssicherheit gewinnen wollen. Die Kombination aus preislicher Attraktivität, regulatorischer Anerkennung und der planbaren Reduktion betrieblicher Emissionen hat den Import von europäisch zertifiziertem Biomethan nach Deutschland in den vergangenen Jahren deutlich beschleunigt. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die nachgefragte Qualität zu den erforderlichen Preisen nur in begrenztem Umfang verfügbar ist. Insbesondere Großabnehmer stoßen hierbei schnell an die Grenzen des darstellbaren Einkaufsvolumens.

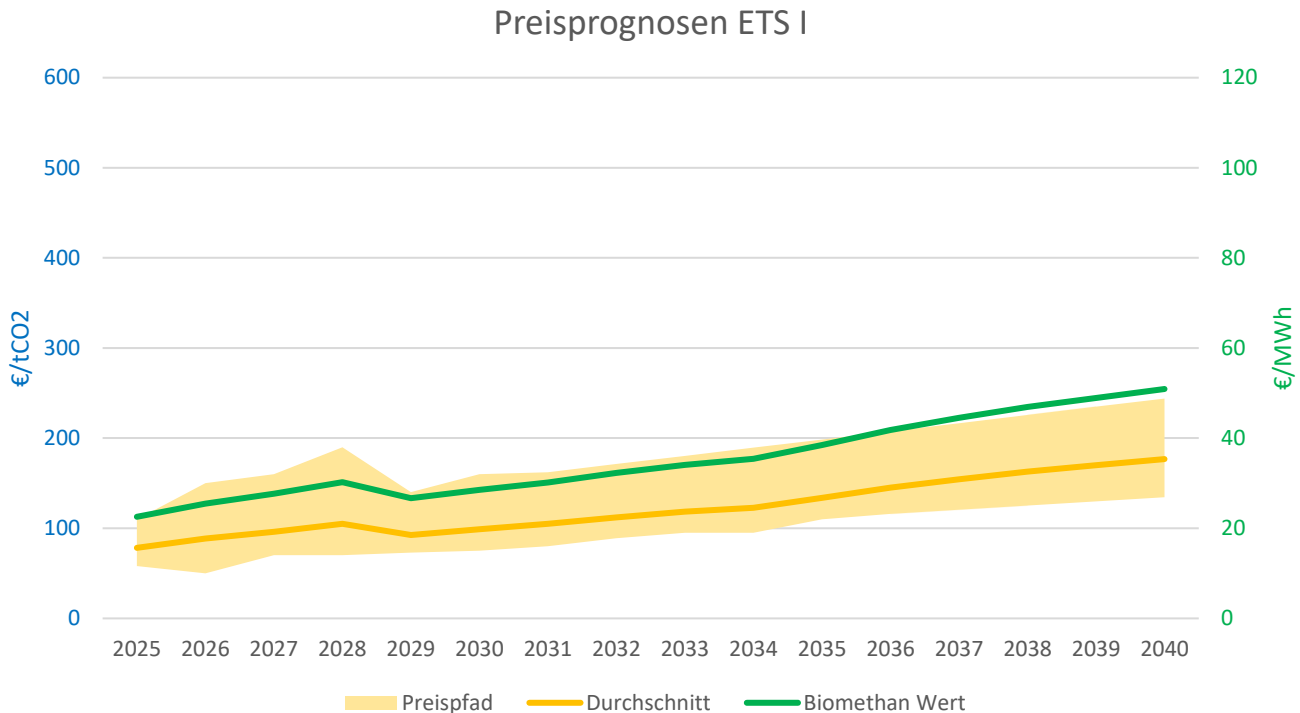


Abbildung 16: Preisentwicklung ETS I Forecast und äquivalenter Biomethan-Wert bis 2040 (Quelle: eigene Darstellung nach Enerdata, 2025; Ariadne, 2022; Carbon Market Watch, 2025; Müller & Sacco, 2025)

Biomethan im BEHG/ETS II

Das EU-ETS II (Europäisches Emissionshandelssystem 2) ist ein neues, eigenständiges Emissionshandelssystem, das zusätzlich zum bestehenden EU-ETS I eingeführt wird. Es umfasst künftig die bislang nicht im EU-ETS I enthaltenen Sektoren Gebäude und Straßenverkehr sowie weitere spezifische Bereiche. In Deutschland werden diese Sektoren bereits durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) abgedeckt, das ab 2027 oder 2028 durch das EU-ETS II ersetzt werden soll. Für die ersten Jahre wurde im Rahmen des BEHG ein fester Preis beziehungsweise ein Preiskorridor festgelegt. Ab 2027 soll sich der Preis – analog zum ETS I – durch Angebot und Nachfrage am Markt frei bilden. Mit 35 bis 65 Euro pro Tonne CO₂ lag der Preis in der Einführungsphase noch nicht auf einem Niveau, das den Einsatz von Biomethan wirtschaftlich attraktiv machte, trug jedoch bereits zur Verringerung der Kostendifferenz zwischen Erdgas und Biomethan bei. Entsprechend war das BEHG bislang nicht der entscheidende Treiber der Biomethannachfrage. Da das ETS II ohne kostenlose Zertifikate und mit einer strengerer Angebotsbegrenzung startet, ist jedoch von einer schnelleren Preissteigerung als im ETS I auszugehen. Nach Prognosen des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK) könnte der Preis bereits im Jahr 2028 die Marke von 100 Euro überschreiten und damit einen Kostenvorteil von rund 20 Euro pro MWh gegenüber emissionsintensiveren Alternativen schaffen.

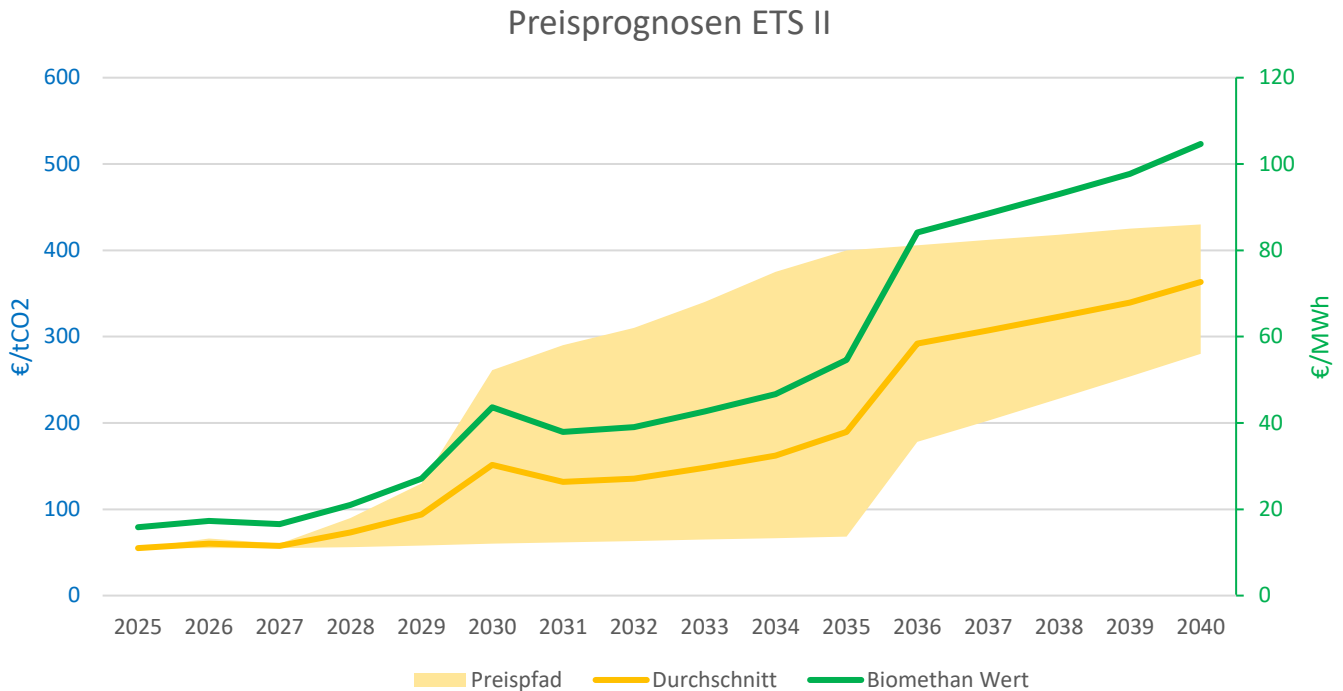


Abbildung 17: Preisentwicklung ETS II Forecast und äquivalenter Biomethan-Wert bis 2040 (Quelle: eigene Darstellung nach PIK, 2025; EPICO Klimainnovation, 2025; BloombergNEF, 2025)

Freiwillige Kompensation und Emissionsberichterstattung

Über das ETS hinaus ist die Emissionseinsparung mittlerweile ein wesentlicher Treiber für die Nutzung von Biomethan als Substitut für Erdgas. Die EU-Taxonomie sowie die Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) bilden hierbei den rechtlichen Rahmen für größere europäische Unternehmen, die teilweise verpflichtet sind, die Nachhaltigkeit ihrer Geschäftsaktivitäten zu berichten. Für kleine und mittlere Unternehmen sowie für freiwillige Nachhaltigkeitsberichte dienen das GHG-Protocol und der VSME-Standard als Grundlage. Allerdings sind die Regelungen zum Einsatz von Biomethan derzeit noch nicht ausreichend geklärt oder vereinheitlicht, sodass die Nutzung mit gewissen Unsicherheiten verbunden bleibt. (dena, 2025)

Biogenes CO₂

CO₂ aus biogenen Quellen – etwa aus Biogasanlagen, der Bioenergieproduktion oder industriellen Biomasseprozessen – gewinnt zunehmend an Bedeutung als nachhaltiger Rohstoff für die stoffliche Nutzung und als Kohlenstoffträger in der Wasserstoffwirtschaft. Die Nachfrage nach biogenem CO₂ dürfte in den kommenden Jahren erheblich steigen, insbesondere durch die Bestrebungen zur Defossilisierung der Industrie, den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sowie die mögliche Anrechenbarkeit der CO₂-Abscheidung auf den THG-Wert von Biomethan.

7.5 Internationaler Handel

Der innereuropäische Handel mit Biomethan nimmt seit Jahren stetig zu. Nicht nur die Nachfrage steigt – etwa in Deutschland, der Schweiz oder den Niederlanden –, auch das Angebot wird zunehmend breiter. Angetrieben durch die wachsende Nachfrage und Investitionsbemühungen auf europäischer Ebene, unterstützt unter anderem durch den REPowerEU-Plan, werden in zahlreichen Ländern erste Einspeiseprojekte realisiert. Gleichzeitig öffnen sich auch etablierte Biomethanmärkte wie Frankreich aufgrund europäischer Vorgaben stärker dem internationalen Handel.

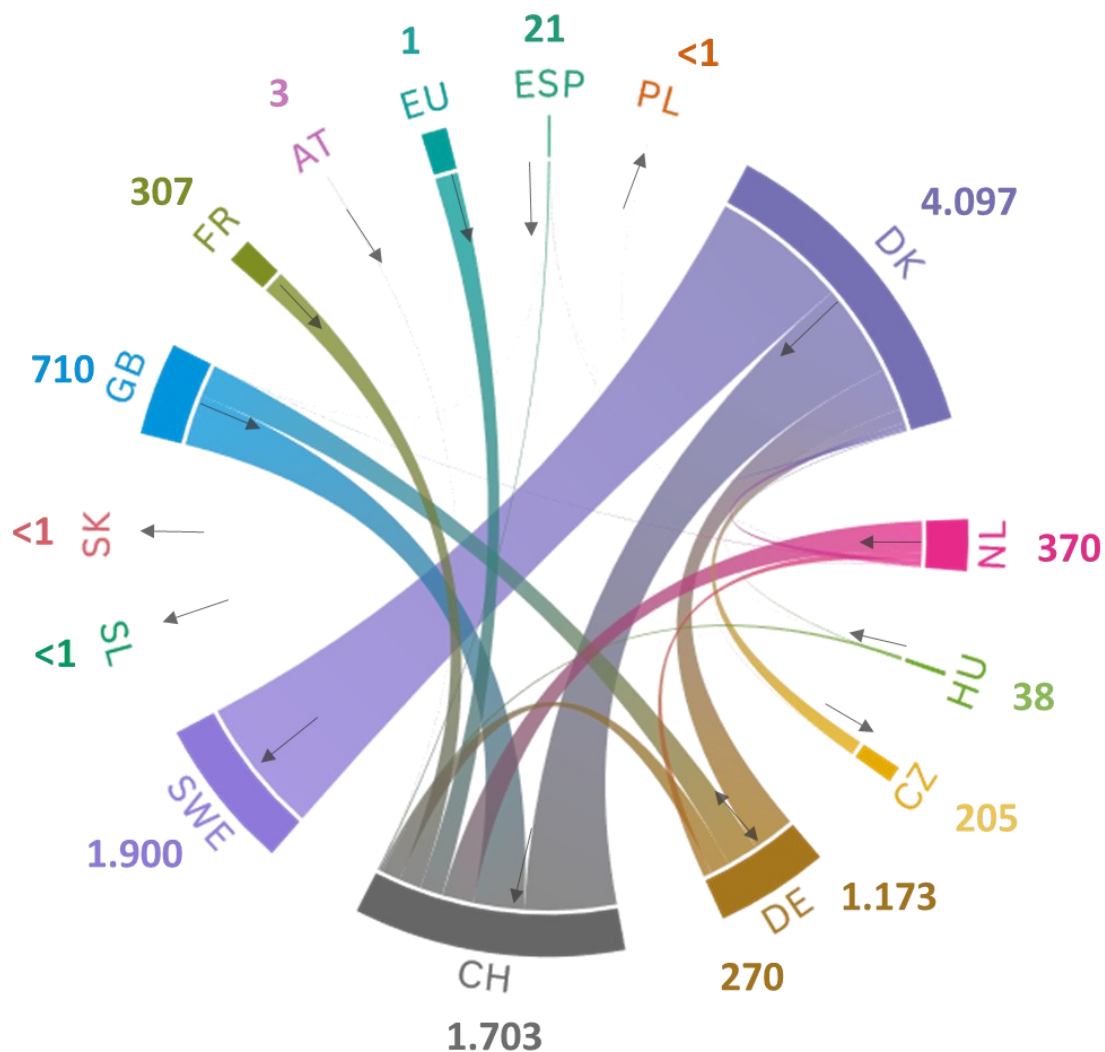


Abbildung 18: Nationaler Handel von Biomethan in 2025 (in GWh) (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)

Laut dem dritten EBA Investment Outlook vom Juni 2025 beträgt das Investitionsvolumen in die Biomethanproduktion derzeit rund 28 Milliarden Euro. Bis 2030 sollen etwa 7,3 Milliarden Kubikmeter Biomethan in das europäische Verbundnetz eingespeist werden. Die Investitionen konzentrieren sich dabei vor allem auf bereits etablierte Produktionsländer wie Dänemark, das Vereinigte Königreich und Frankreich. Gleichzeitig beginnen auch viele „Newcomer“-Länder, massiv in den Ausbau zu investieren – allen voran Spanien, das bei vollständiger Umsetzung der geplanten Projekte bis 2030 nach Dänemark der zweitgrößte Biome-
thanproduzent Europas werden könnte.

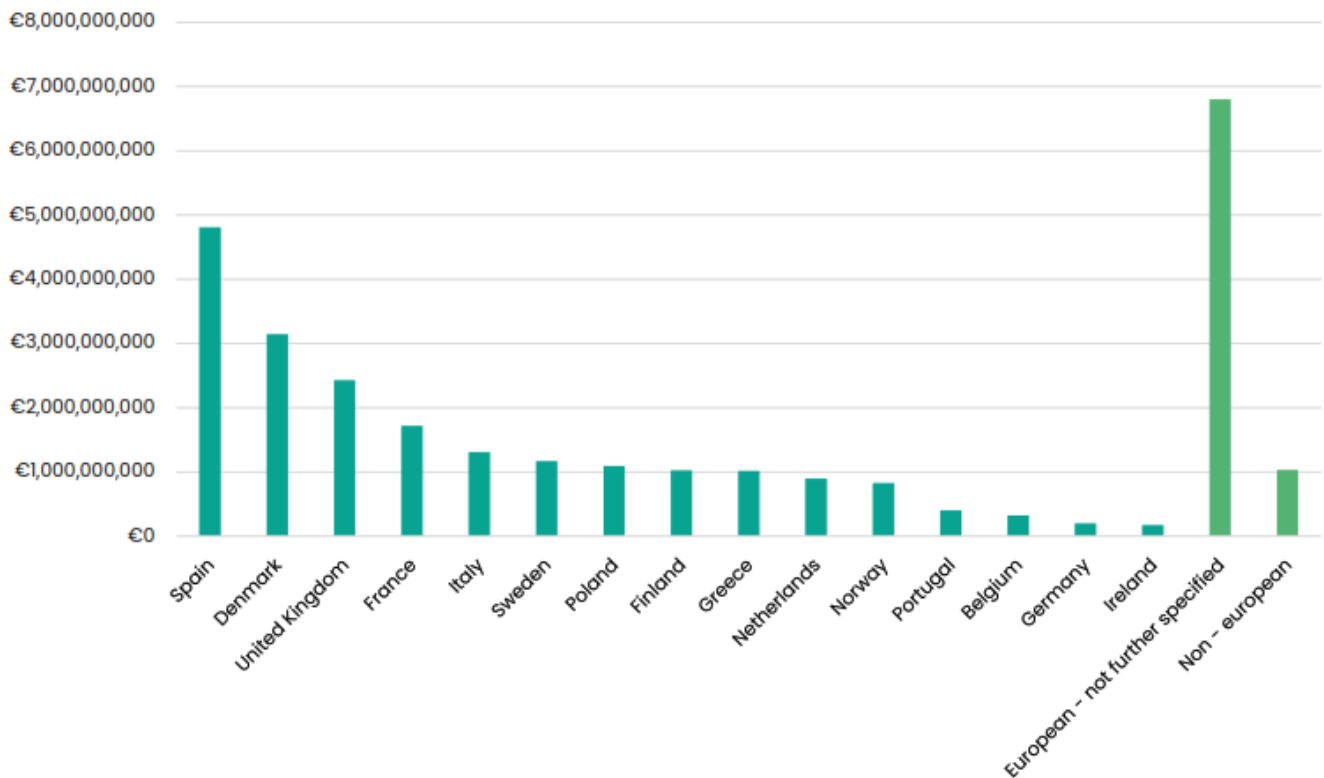


Abbildung 19: Verteilung der Investitionsvolumina nach Ländern gemäß EBA Biomethane Investment Outlook

Großbritannien

In Großbritannien werden derzeit jährlich rund 5 TWh Biomethan produziert. Das Land gilt bereits seit Jahren als Exportnation für dieses erneuerbare Gas und leistet einen wichtigen Beitrag zum europäischen Biomethanhandel. Die positive Entwicklung des Sektors ist in hohem Maße auf wirkungsvolle staatliche Fördermechanismen zurückzuführen. Das Programm Renewable Heat Incentive (RHI) bildete über viele Jahre hinweg die Grundlage für Investitionen, indem es langfristige Einspeisevergütungen für erneuerbare Gase garantierte. Ergänzend dazu konnten über das Green Gas Support Scheme (GGSS) Biomethanzertifikate national und international gehandelt werden.

Die RHI wurde inzwischen durch die Green Gas Levy ersetzt – eine Umlage auf Gaslieferungen. Zudem wird aktuell die Anrechnung von Biomethan im nationalen Emissionshandel diskutiert, was die Einspeisemengen in Großbritannien weiter erhöhen könnte. Bis 2030 soll die nationale Biomethanproduktion auf etwa 50 TWh pro Jahr ansteigen.

Spanien

Spanien hat angekündigt, den Ausbau von Biogas- und insbesondere Biomethananlagen massiv voranzutreiben, um die Energieversorgung zu diversifizieren, die Klimaziele zu erreichen und ländliche Regionen zu stärken. Der neue Ausbau ist eng mit der europäischen REPowerEU-Initiative verknüpft. Diese sieht vor, europaweit 35 Milliarden Kubikmeter Biomethan bis 2030 zu produzieren, um die Gasabhängigkeit von Russland zu verringern und die Dekarbonisierung des Energiesystems voranzutreiben. Viele der geplanten Projekte werden durch den InvestEU-Plan und weitere EU-Förderprogramme unterstützt. (Europäische Investitionsbank, 2024)

Für Biomethan wurde im nationalen Klima- und Energieplan (PNIEC) ein Ziel von 20 TWh pro Jahr bis 2030 festgelegt – eine Erhöhung um 10 TWh gegenüber dem bisherigen Ziel. Noch befinden sich nur wenige Anlagen in Betrieb, doch zahlreiche Projekte sind bereits in Planung oder im Bau. Aufgrund der großen Mengen landwirtschaftlicher und industrieller Reststoffe gilt Spanien als besonders attraktiver Markt für die Biomethanproduktion. Der spanische Gasverband schätzt das technische Potenzial auf bis zu 163 TWh pro Jahr (Deutsche Handelskammer für Spanien, 2024). Nach Einschätzung der europäischen nationalen Energie- und Klimapläne (NECP) könnte Spanien bis 2030 rund 13 Prozent des europäischen Gasbedarfs decken (Europäische Kommission, 2025). Derzeit sind etwa 50 Projekte mit einer Gesamtkapazität von rund 3,5 TWh angekündigt oder bereits in Umsetzung.

Vorrangig sollen die Anlagen den heimischen Markt bedienen, einige der beteiligten Unternehmen sind jedoch bereits im grenzüberschreitenden Handel aktiv. Es ist daher wahrscheinlich, dass künftig auch spanische Biomethanmengen in den internationalen Handel gelangen werden.

Niederlande

Die Niederlande waren eines der ersten Länder, aus denen Biomethan international gehandelt wurde. Bereits in den 2010er-Jahren wurden zur Erfüllung des baden-württembergischen EWärmeG Mengen aus den Niederlanden importiert und verwendet. Nach Dänemark stellen die Niederlande heute den zweitgrößten Exporteur von Biomethan in Europa dar – dies könnte sich jedoch ab 2027 ändern. Zum 1. Januar 2027 führen die Niederlande eine Beimischungsverpflichtung für grünes Gas („Bijmengverplichting“) ein, die auch Biomethan umfasst. Diese Maßnahme ähnelt der in Deutschland diskutierten Grüngasquote und ersetzt das bisherige System der Gaseinspeisevergütung durch einen Quotenmarkt. Energieversorger werden damit verpflichtet, ihren Erdgaslieferungen schrittweise wachsende Anteile von Biomethan beizumischen. Ziel ist es, bis 2030 jährlich rund 1,1 Milliarden Kubikmeter Biomethan in das niederländische Gasnetz einzuspeisen. Derzeit liegt die Einspeisemenge bei etwa 0,3 Milliarden Kubikmetern beziehungsweise rund 3 TWh. Das nationale Produktionsziel für 2030 beträgt 20 TWh und liegt damit deutlich über der für die Erfüllung der Beimischungsverpflichtung erforderlichen Menge. Zur Zielerreichung können ausdrücklich auch Biomethanmengen aus dem europäischen Ausland angerechnet werden, wodurch sich ein neuer Importmarkt entwickeln könnte. Ursprünglich wollte die niederländische Regierung diese Möglichkeit ausschließen, nahm davon jedoch nach einem Hinweis der Europäischen Kommission zur Wahrung des Binnenmarkts Abstand. Anrechnungsfähig sind alle Biomethanmengen, die die Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungsanforderungen der RED erfüllen. (Overheid, 2024)

Irland, Rumänien, Slowakei, Tschechien

Neu in der Reihe der Produktionsländer für den internationalen Biomethanhandel sind die **Slowakei, Rumänien, Irland und Tschechien**. Die Slowakei fördert den Ausbau erneuerbarer Energien massiv und legt dabei einen besonderen Schwerpunkt auf den Bau von Biogas- und Biomethananlagen beziehungsweise die Umrüstung bestehender Anlagen auf Biomethan. Zehn Biomethanprojekte befinden sich derzeit in Planung (SAPI, 2024) und seit Juni 2025 speist die erste Anlage Biomethan in das Erdgasnetz (EnviTec Biogas, 2025) ein.

Auch in **Rumänien** sieht die nationale Energiestrategie einen gezielten Ausbau der Biomethanproduktion vor. Bis 2030 sollen fünf Prozent und bis 2050 zehn Prozent des nationalen Erdgasbedarfs durch Biomethan gedeckt werden. Der aktuelle Bedarf liegt bei rund 100 TWh, dürfte jedoch aufgrund des geplanten Zubaus von Gaskraftwerken weiter steigen (Ernst, 2024). Da es derzeit kaum Förderprogramme für den Anlagenbau gibt, ist die Erreichung dieser Ziele allerdings unsicher. Eine erste Erzeugungsanlage befindet sich bereits in Planung und soll innerhalb der kommenden zwei Jahre in Betrieb gehen. (Black Sea Oil & Gas, 2025)

In **Irland** werden aktuell etwa 75 GWh Biomethan pro Jahr in zwei Erzeugungsanlagen produziert – noch deutlich unter dem nationalen Ziel von 5,7 TWh bis 2030. Seit 2025 gilt dort jedoch die Renewable Heat Obligation (RHO) als Bestandteil des Support Scheme for Renewable Heat (SSRH). Diese verpflichtet Energielieferanten, einen Anteil erneuerbarer Energie bereitzustellen, wobei Biomethan eine zentrale Rolle spielt. Auch die Nutzung importierter Biomethanmengen ist grundsätzlich möglich. Um heimische Produktion gegenüber Importen wettbewerbsfähig zu halten, wird irisches Biomethan mit einem Multiplikator von 1,5 bewertet. Importiertes Biomethan müsste demnach etwa 30 Prozent günstiger sein, um konkurrenzfähig zu sein. Eine weitere Großanlage einer irischen Investmentgruppe befindet sich bereits in Planung; bis 2030 sollen rund 1,8 TWh Biomethan erzeugt werden (Greengate Biogas, 2025).

In **Tschechien** nahm die erste Biomethananlage bereits 2022 den Betrieb auf, die zweite folgte im Jahr 2025. Mit vier weiteren geplanten Neuanlagen hat das Ausbautempo inzwischen spürbar zugenommen. Treiber dieser Entwicklung ist die angekündigte Einführung einer Einspeisevergütung für Biomethan im Rahmen des Biomethane Action Plan (Ministerstvo životního prostředí, 2025) sowie die Schaffung des sogenannten GO+, eines Herkunftsnachweises, der zusätzlich relevante Nachhaltigkeitsinformationen enthält. Erste Mengen wurden bereits über dieses neue Register international gehandelt (OTE, 2025).

Frankreich

Der Ausbau der Biomethanproduktion in Frankreich schreitet seit 2015 kontinuierlich voran. Grundlage hierfür ist ein staatlich garantierter Vergütungstarif für Biomethan („tarif d’achat“), der je nach Anlagengröße, eingesetzten Substraten und weiteren Faktoren bis zu 120 €/MWh betragen kann. Im laufenden Jahr hat Frankreich Deutschland als Land mit der größten Biomethan-Produktionskapazität abgelöst. Trotz des starken Wachstums stand französisches Biomethan bislang nicht für den internationalen Handel zur Verfügung. Bisher war lediglich der Export über sogenannte Ex-Domain-Cancelations von Herkunftsnachweisen möglich.

Ein direkter Transfer von Herkunftsnachweisen zwischen verschiedenen Registern war hingegen bislang nicht vorgesehen. Dies wird sich jedoch infolge der Vorgaben der RED künftig ändern. Die European Energy Exchange (EEX) als neuer Registerbetreiber hat diesen Prozess bereits angestoßen. Mit der Neuvergabe des Betriebs des Herkunftsnachweisregisters an die EEX im Jahr 2023 wurde dieses Hemmnis weitgehend beseitigt. Damit wurden erstmals internationale Handelsmengen sowie der Abschluss langfristiger Verträge ermöglicht. So haben beispielsweise Engie – der größte Biomethanproduzent Frankreichs – und BASF einen sieben Jahre laufenden Liefervertrag über Biomethan für die stoffliche Nutzung geschlossen. (ENGIE, 2024)

Italien

Italien zählt bereits heute zu den etablierten Biomethanmärkten Europas und dürfte auch künftig eine führende Rolle einnehmen. Zahlreiche angekündigte Investitionsprojekte sehen den Bau einer zweistelligen Zahl neuer Anlagen vor. Parallel dazu wird der Ausbau der Netzinfrastruktur für den Anschluss von Biomethananlagen von der Europäischen Investitionsbank mit mehr als 200 Millionen Euro gefördert. Bis 2030 soll die nationale Biomethanproduktion auf rund 50 TWh gesteigert werden

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: An der Umfrage teilnehmende Unternehmen nach Biomethan-Wertschöpfungskette [Mehrfachantworten möglich]	4
Abbildung 2: Anlagenanzahl und -kapazität Deutschland 2006 bis 2026 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)	5
Abbildung 3: Änderung der Einschätzung der Umsetzungswahrscheinlichkeit begonnener Projekte 2024 und 2025	6
Abbildung 4: Einspeisemenge und Volllaststunden deutscher Anlagen 2011 bis 2024 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)	7
Abbildung 5: Masse- und energiebezogener Stoffeinsatz zur Biomethanerzeugung 2015 – 2024 (n2022=191, n2023=192, n2024=189) (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)	8
Abbildung 6: Beurteilung der Geschäftslage 2015 bis 2025 und Ausblick (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)	9
Abbildung 7: Durchschnittliche Einkaufspreise 2024 für Biomethan nach Einsatzstoffen bei kurzfristiger und langfristiger Beschaffung (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)	11
Abbildung 8: Preisniveaus internationaler Handel nach Land und Produktkategorie (Quelle: eigene Darstellung nach Argus Media, 2025)	12
Abbildung 9: Zeitreihe Biomethan Verwendung nach Sektoren 2015 – 2024 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)	13
Abbildung 10: Antwortverteilung Wirtschaftlichkeit Biomethan-Ausschreibung	14
Abbildung 11: Hemmnisse im Rahmen der Biomethanausschreibung [Mehrfachantworten möglich]	14
Abbildung 12: Preisentwicklung der THG-Quotenpreise, Pönalen und notwendiges Preisniveau für Neuentwicklung von Projekten (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)	16
Abbildung 13: Reduktionsziele im Vergleich zu 2020 (Quelle: European Commission, 2025)	18
Abbildung 14: Nachfragetreiber des internationalen Handels 1	19
Abbildung 15: Nachfragetreiber des internationalen Handels 2	19
Abbildung 16: Preisentwicklung ETS I Forecast und äquivalenter Biomethan-Wert bis 2040 (Quelle: eigene Darstellung nach Enerdata, 2025; Ariadne, 2022; Carbon Market Watch, 2025; Müller & Sacco, 2025)	20
Abbildung 17: Preisentwicklung ETS II Forecast und äquivalenter Biomethan-Wert bis 2040 ((Quelle: eigene Darstellung nach PIK, 2025; EPICO KlimaInnovation, 2025; BloombergNEF, 2025))	21
Abbildung 18: Nationaler Handel von Biomethan in 2025 (in GWh) (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025)	22
Abbildung 19: Verteilung der Investitionsvolumina nach Ländern gemäß EBA Biomethane Investment Outlook	23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Dauer der Genehmigung und Netzanschlüsse in Monaten 6

Tabelle 2: Entwicklung der Biomethanpreise im Vergleich zum Vorjahr (Quelle: eigene Darstellung, dena 2025) 12

Literaturverzeichnis

Argus Media. (2025). Biofuels - Biomethane 2025.

Ariadne. (2022). The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions. Abgerufen am 06. August 2025 von https://ariadneprojekt.de/media/2023/01/Ariadne-Dokumentation_ETSWorkshopBruessel_December2022.pdf

Black Sea Oil & Gas. (2025). BSOG Energy and Unigrains Trading partner for the first combined biomethane and biofertilizer production facility in Romania. Abgerufen am 16. September 2025 von <https://www.blackseaog.com/bsog-energy-and-unigrains-trading-partner-for-the-first-combined-biomethane-and-biofertilizer-production-facility-in-romania/>

BloombergNEF. (2025). Europe's New Emissions Trading System Expected to Have World's Highest Carbon Price in 2030 at €149, BloombergNEF Forecast Reveals. Abgerufen am 06. August 2025 von <https://about.bnef.com/insights/commodities/europes-new-emissions-trading-system-expected-to-have-worlds-highest-carbon-price-in-2030-at-e149-bloombergnef-forecast-reveals/>

Carbon Market Watch. (2025). Fit for 2040. Adding international carbon credits and carbon removals. Abgerufen am 17. September 2025 von <https://carbonmarketwatch.org/wp-content/uploads/2025/06/Fit-for-2040-Policy-Brief.pdf>

dena. (2024a). Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Abgerufen am 06. August 2025 von <https://www.dena.de/infocenter/wie-entwickelt-sich-der-biomethanbedarf-auf-basis-des-gebaeudeenergiegesetzes/>

dena. (2024b). dena-Gebäudereport 2025. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand. Abgerufen am 06. August 2025 von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Gebaeudereport_2025_BF.pdf

dena. (2025). Anerkennung der Emissionsminderung von Biomethan in der EU. Abgerufen am 06. August 2025 von <https://www.dena.de/infocenter/anerkennung-der-emissionsminderung-von-biomethan-in-der-eu/>

Deutsche Handelskammer für Spanien. (2024). Spanien. Biogas und Biomethan. Zielmarktanalyse 2024 mit Profilen der Marktakteure. Abgerufen am 06. August 2025 von https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2024/zma-spanien.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Enerdata. (2025). Carbon Price Forecast under the EU ETS. Abgerufen am 17. September 2025 von <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-forecast-under-eu-ets.pdf>

ENGIE. (2024). BASF and ENGIE signed a long term Biomethane Purchase Agreement in Europe. Abgerufen am 12. August 2025 von https://gems.engie.com/basf-and-engie-signed-a-long-term-biomethane-purchase-agreement-in-europe/?mtm_kwd=Three%20ENGIE%20flagship%20projects%20in%20biomethane

EnviTec Biogas. (2025). EnviTec Biogas announces commissioning of first EnviThan plant in Slovakia. Abgerufen am 10. August 2025 von <https://www.envitec-biogas.com/news/envitec-biogas-announces-commissioning-of-first-envithan-plant-in-slovakia#>

EPICO KlimInnovation. (2025). The EU ETS 2 at the Crossroads: Evaluating Reform Options. Abgerufen am 16. September 2025 von https://epico.org/uploads/files/EPICO-EPICO_Defending-and-Enhancing_E_250902.pdf

Ernst, I. (2024). Transgaz estimates Romania's natural gas consumption will double by 2028. Abgerufen am 10. August 2025 von <https://www.romania-insider.com/romania-gas-consumption-transgaz-2028>

Europäische Investitionsbank. (2024). Spanien: EIB vergibt Rahmendarlehen von bis zu 80 Mio. Euro mit InvestEU-Garantie an Nortegas für Bau von Biomethananlagen. Abgerufen am 06. August 2025 von <https://www.eib.org/de/press/all/2024-474-eib-grants-up-to-eur80-million-investeu-backed-framework-financing-to-nortegas-group-to-develop-biomethane-plants-in-spain>

Europäische Kommission. (2025). National energy and climate plans. Abgerufen am 06. August 2025 von https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en?prefLang=de&ettrans=de

European Commission. (2025). Decarbonising maritime transport – FuelEU Maritime. Abgerufen am 06. August 2025 von https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/maritime/decarbonising-maritime-transport-fueleu-maritime_en#guidance-document

Greengate Biogas. (2025). Powerstown. Abgerufen am 16. September 2025 von <https://www.greengatebiogas.ie/powerstown/>

Ministerstvo životního prostředí. (2025). Vláda schválila Strategii k využívání biometanu a geotermální energie, otevře cestu k posílení energetické bezpečnosti a snížení závislosti na dovozu fosilních paliv. Abgerufen am 07. August 2025 von <https://mzp.gov.cz/cz/pro-media-a-verejnost/aktuality/archiv-tiskovych-zprav/vlada-schvalila-strategii-k-vyuzivani>

- Müller, M., & Sacco, D. (2025). EU carbon market: more to come. Abgerufen am 06. September 2025 von <https://www.deutschewealth.com/content/dam/deutschewealth/cio-perspectives/cio-special-assets/eu-carbon-market--more-to-come/eu-carbon-market-more-to-come.pdf>
- Naumann, K., & Etzold, H. M.-L. (2025). Hintergrundpapier | Szenarien zur THG-Quote im Kontext des. (DBFZ, Hrsg.) Leipzig. Abgerufen am 06. August 2025 von https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/DBFZ_HP_Szenarien_THG_Quote.pdf
- OTE. (2025). Annual GOs transactions. Abgerufen am 16. September 2025 von https://www.ote-cr.cz/en/gos_and_allowances/guarantees-of-origin/annual-gos-transaction-list?date=2025-01-01
- Overheid. (2024). Wet bijmengverplichting groen gas. Abgerufen am 16. September 2025 von <https://wetgevingskalender.overheid.nl/regeling/WGK025362/documenten/Raad%20van%20State/Adviesaanvraag%20aanhangig%20bij%20Raad%20van%20State/1>
- PIK. (2025). Carbon prices on the rise? Shedding light on the emerging second EU Emissions Trading System (EU ETS 2). Abgerufen am 05. September 2025 von https://publications.pik-potsdam.de/pubman/item/item_32144_1/component/file_32191/Carbon+prices+on+the+rise+Shedding+light+on+the+emerging+second+EU+Emissions+Trading+System+EU+ETS+2+.pdf
- SAPI. (2024). Slovak Market Outlook. Abgerufen am 10. August 2025 von https://www.sapi.sk/files/261_sapi-slovak-market-outlook-for-renewables-2023.pdf
- Sawary-Kohnen, D. (2025). Hafen von Göteborg: Biomethan aus schwedischer Produktion gebunkert. Abgerufen am 10. August 2025 von <https://transport-online.de/news/hafen-von-goeteborg-biomethan-aus-schwedischer-produktion-gebunkert-179843.html>
- Schröder, J., & Görsch, K. (2025). Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht. Leipzig. Abgerufen am 16. September 2025 von <https://www.dbfz.de/monitoring-ee-im-verkehr/start>
- Verivox. (2025). Biogastarife sind deutlich teurer als herkömmliches Gas – Wärmepumpen können sich schneller rechnen. Abgerufen am 06. August 2025 von <https://www.verivox.de/strom-gas/nachrichten/biogastarife-sind-deutlich-teurer-als-herkoemmliches-gas-waermepumpen-koennen-sich-schneller-rechnen-1121268/>

