



biogaspartner

ANALYSE

Branchenbarometer Biomethan 2024

Impressum

Methodik:

Die Datenerhebung wurde mithilfe eines teilstandardisierten Fragebogens durchgeführt. Die Zusammenstellung der Inhalte erfolgte zudem durch Einzelinterviews und Hinzunahme relevanter Publikationen Dritter. Weiterhin erfolgte eine Plausibilisierung der Daten mithilfe eines in anonymisierter Form durchgeführten Abgleichs mit Daten aus dem Biogasregister Deutschland.

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, dena
Toni Reinholz, dena

Bildnachweis:

Shutterstock/lorkas

Stand:

10/2024

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

Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht, sofern ihr nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024): Branchenbarometer Biomethan 2024

Kernbotschaften

Planungs- und Neubauaktivitäten von Biomethananlagen in Deutschland nehmen zu.

Getrieben durch die wirtschaftlich lukrative Situation im Bereich der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) bis Ende 2022 konnte ein merklicher Anstieg bei den Planungs- und Bauaktivitäten für abfall- und reststoffbasierte Biomethanprojekte verzeichnet werden. So wurden über die letzten Jahre weit über 200 Netzanschlussbegehren gestellt. Mit den stark sinkenden Preisen im THG-Quotenhandel ist allerdings nicht zu erwarten, dass alle Begehren umgesetzt werden. Die aktuellen Bauaktivitäten und bekannte Netzanschlussverträge lassen in den nächsten Jahren eher einen Zubau von bis zu 10 Anlagen pro Jahr erwarten, was aber weit über dem durchschnittlichen Zubau der letzten Jahre liegt.

Der Markt ist gekennzeichnet von Turbulenzen und Verwerfungen, nutzt aber auch die Chancen.

Die auf den Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine folgende Energiekrise in 2021 und 2022 hat zu hohen Abnahmepreisen, aber auch zu steigenden Produktionskosten für Biomethan geführt. Infolgedessen kam bereits ein großer Biomethanhändler in Schwierigkeiten und meldete Insolvenz an. Mit vermeintlich zu fortschrittlichen Kraftstoffen umdeklarierten Biodieselmengen und betrügerischen UER-Projekten (Upstream Emission Reduction) wurde in 2023 der Quotenpreis so weit nach unten gedrückt, dass nicht nur geplante Projekte keine wirtschaftliche Grundlage mehr hatten, sondern auch ein weiterer großer Biomethanhändler Insolvenz anmelden musste. Die Lehre aus diesen Ereignissen nutzt der Markt aber auch zur Portfoliooptimierung, zum Risikomanagement und zur Neuausrichtung der Aktivitäten auf die Zukunftsmärkte.

Wärme- und Kraftstoffmarkt zeigen Potenzial, der Strommarkt könnte neue Entwicklungen erfahren.

Die Revision des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) eröffnet neue Möglichkeiten für Biomethan im Wärmemarkt. Hier kann Biomethan in steigenden Anteilen (unter Umständen) zur Erfüllung der Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Wärme eingesetzt werden. Auch in Kombination mit einer Wärmepumpe oder in Nah- und Fernwärmenetzen gibt es hier Vorteile beim Einsatz von Biomethan. Zur Nutzung in dezentralen Heizungen wird der Bedarf bis 2040 auf 13 bis 45 TWh geschätzt, die Nutzung in Wärmenetzen dürfte die Nachfrage noch darüber hinaus anregen.

Im Kraftstoffmarkt liegt der Quotenpreis aktuell unter 200 Euro pro Tonne. Laut Branchenangaben wären 300 bis 450 Euro pro Tonne nötig, um Neubauprojekte anzuregen. Die Nachfrage im Bereich Bio-LNG könnte steigen.

Auch im Strommarkt könnte es neue Impulse geben. Nachdem die Ausschreibungen seit einigen Jahren keine Beteiligung verzeichneten, soll ein neues Biomassepaket die flexible Strom- und Wärmeerzeugung mit einem neuen Förderrahmen in Fahrt bringen. Bereits mit dem Solarpaket im Sommer wurde die Südquotenregelung ausgesetzt und die Gebotshöchstgrenze angehoben, laut Befragung die wichtigsten Maßnahmen für einen Erfolg der Ausschreibung.

Emissionshandel und Nachhaltigkeit in Unternehmen stärken den internationalen Handel, aber Unsicherheiten bleiben.

Emissionshandel und CSR-Richtlinien sind neben dem Wärmemarkt wichtige Treiber des Imports von Biomethan nach Deutschland. Dabei kommt es aber aufgrund verschiedener Vorgaben des EU-ETS, der CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) und der EU-Taxonomie zu Problemen der Anrechnung von Biomethan insbesondere bei größeren Unternehmen, die mehrere dieser Vorgaben erfüllen müssen. Auch die Frage der Anrechnung von bereits geförderten Mengen ist weiterhin unklar und birgt Risiken für die Marktteilnehmer.

In den anderen europäischen Biomethanmärkten sind weiterhin die absehbar steigende Nachfrage in der Schweiz und die Nutzung von Biomethan aus Dänemark in Schweden wichtige Treiber, aber auch neue Förderprogramme in den Niederlanden und Großbritannien dürften die Produktion von Biomethan erhöhen.

1 Hintergrund: die Biogaspartnerschaft

Die dena Biogaspartnerschaft vereint Marktakteure der gesamten Wertschöpfungskette der Biogaseinspeisung und unterstützt ihre Aktivitäten zur Marktgestaltung. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) übernimmt die Rolle der Moderatorin und stellt eine Plattform für den koordinierten Wissens- und Erfahrungsaustausch bereit sowie für die nationale und internationale Informationsbeschaffung und -aufbereitung. Damit leistet die Biogaspartnerschaft einen Beitrag zur beschleunigten Defossilisierung aller Energieverbrauchssektoren und so zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung. Am Projekt „biogaspartner“ nehmen die wichtigsten Partner der Branche aus Landwirtschaft, Anlagenbau, Energiewirtschaft und Wissenschaft teil.

Die Umfrage zum „Branchenbarometer Biomethan“ führt die dena seit 2012 durch. Die Ergebnisse werden jährlich veröffentlicht und bieten Datenerhebungen, Einschätzungen, Meinungen und Prognosen der Branchenakteure zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Biomethanmarktes. Die Zusammenstellung erfolgt mithilfe eines Fragebogens und durch Einzelinterviews sowie den Einbezug der Daten aus dem Biogasregister Deutschland und relevanter Publikationen Dritter.

Das Branchenbarometer stellt ein vertieftes Monitoring der Marktentwicklung von Biomethan dar und ergänzt es um nationale und internationale Trends, Fakten und Stimmungen in der Branche.

2 Teilnehmer

An der Umfrage nahmen Vertreterinnen und Vertreter von 28 deutschen und europäischen Unternehmen der Biomethanbranche teil, darunter 9 der 10 größten Biomethanhändler und -verbraucher, die für ca. 50 Prozent des Absatzes stehen. Die Beantwortung der Fragen war freiwillig. Es gab keine Pflichtfragen. Die Umfrage wurde mittels Online-Umfragetool durchgeführt. Der Link zur Umfrage wurde relevanten Unternehmen per E-Mail direkt zugeschickt. Die Umfrage lief vom 31. Mai bis zum 21. Juni 2024.

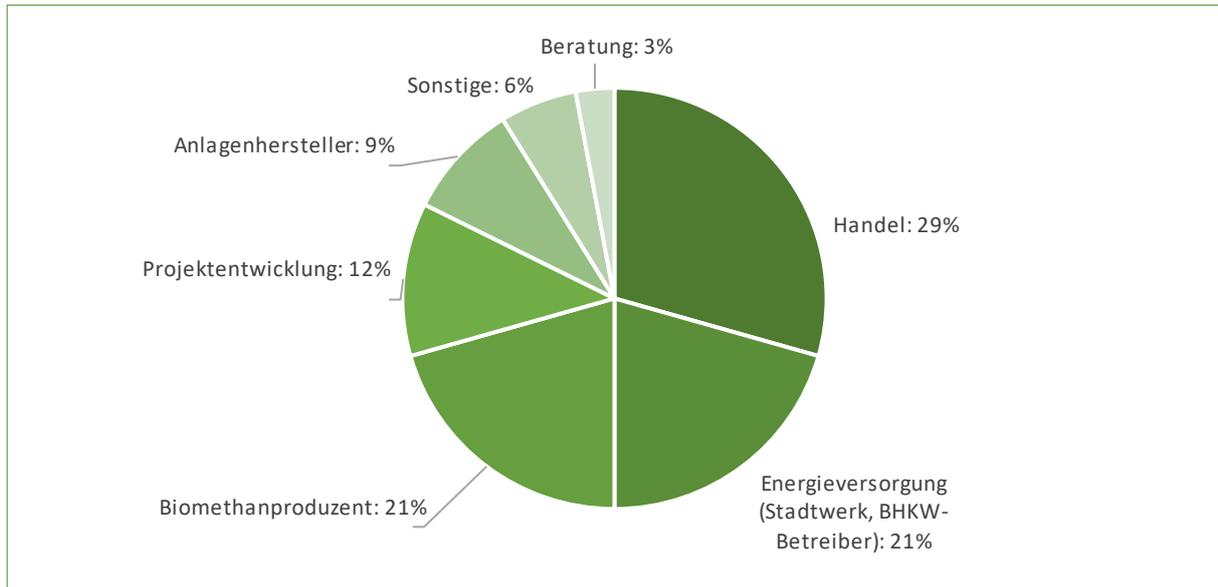


Abbildung 1: An der Umfrage teilnehmende Unternehmen nach Biomethan-Wertschöpfungskette [Mehrfachantworten möglich]

3 Status quo Biomethaneinspeisung Deutschland

Treibende Märkte und schleichende Marktreaktion

Neben dem Kraftstoffsektor mit steigender Nachfrage insbesondere im LNG-Bereich nannten die Befragten eine durch die GEG-Regelung getriebene erwartbar steigende Nachfrage im Wärmesektor. Aber auch die Kompensation von Erdgas im freiwilligen Markt und der Emissionshandel gelten als Treiber von Neubauvorhaben durch höhere Nachfrage.

Auf kurzfristige Marktsignale kann der Markt aber aufgrund langer Planungszeiten kaum reagieren. Ein Netzanschluss benötigt aktuell durchschnittlich 32 Monate, was durch fehlendes qualifiziertes Personal und eine genehmigungsrechtlich schwierige Trassenplanung zur Anbindung an das Erdgasnetz begründet wird. Auch die notwendigen BImSch-Genehmigungen sind mit 17 Monaten für Neubauten und 9,5 Monaten für Erweiterungen bestehender Anlagen zeitliche Faktoren, die eine schnelle Reaktion auf eine steigende Nachfrage verhindern. Eine Vereinfachung der Genehmigungserteilung und die Stabilisierung der Rahmenbedingungen könnten Abhilfe schaffen. Die ausstehende Nationale Biomassestrategie (NABIS) und unspezifische Ankündigungen des BMWK zur Biomasseförderung tragen zur Planungsunsicherheit bei. Dennoch müssen Akteure, die aktuell eine Anlage planen, mit unter Umständen vollständig anderen Marktbedingungen für Biomethan im Vergleich zur aktuellen Situation rechnen.

3.1 Biomethananlagen in Betrieb

Das Einspeisevolumen in 2023 blieb mit 10.663 GWh aufgrund des fehlenden Neubaus nahezu unverändert auf Vorjahresniveau.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Einspeisevolumen in GWh	7.485	8.788	9.690	10.220	10.410	10.167	10.301	10.398	10.690	10.663
Ø Volllaststunden	7.045	7.390	7.658	7.757	7.707	7.425	7.424	7.219	7.176	7.252

Tabelle 1: Einspeisevolumen und durchschnittliche Volllaststunden deutscher Biomethananlagen (Stand Juni 2024, dena)

Die Anzahl der Biomethananlagen stagnierte seit 2021 aufgrund der unsicheren Marktlage einige Jahre bei rund 220 bis 230 Standorten. Trotz einer Beruhigung des zeitweise volatilen Marktumfelds bleibt die Neubauproduktivität überschaubar und fragil. Mit sieben Anlagen mit über 2.500 Nm³ pro Stunde Aufbereitungskapazität wurden im Jahr 2024 aber bereits deutlich mehr Anlagen in Deutschland in Betrieb genommen als in den drei vorhergehenden Jahren zusammen. Damit sind in Deutschland im September 2024 an 236 Standorten 251 Anlagen mit einer Einspeisekapazität von 151.400 Nm³ pro Stunde in Betrieb (siehe Abbildung 2).

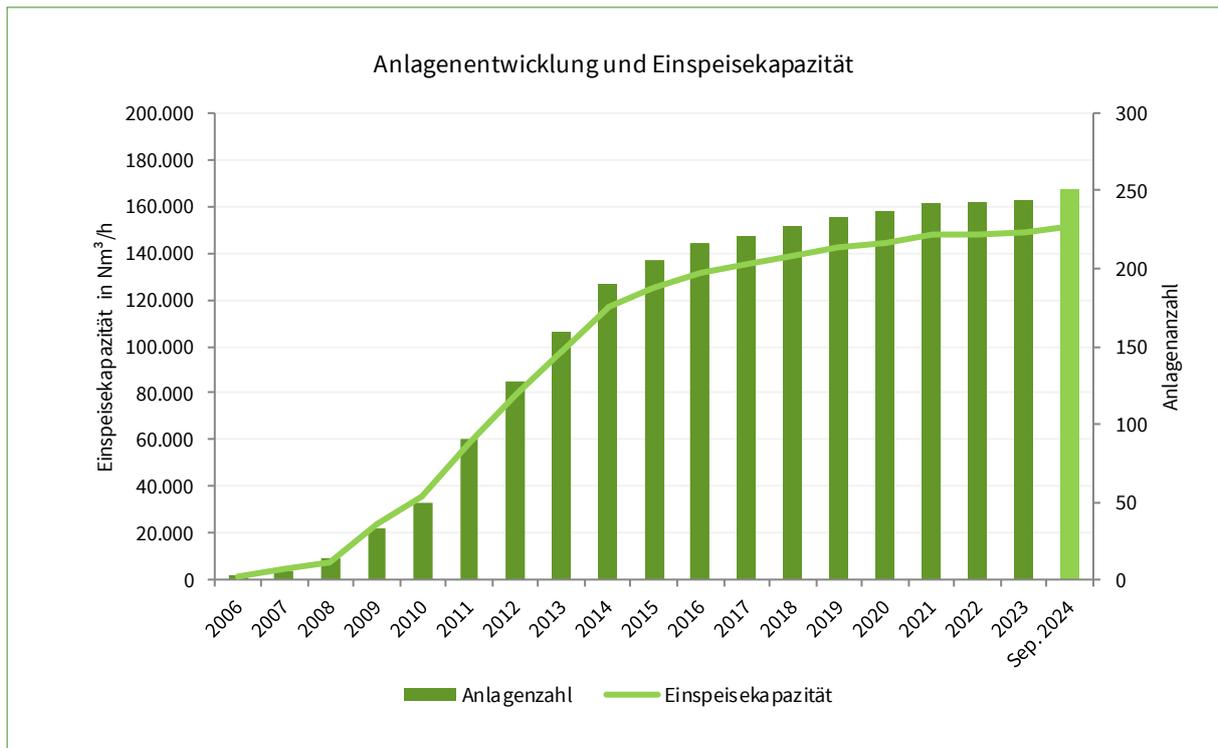


Abbildung 2: Anzahl und Einspeisekapazität von Biogasaufbereitungsanlagen 2006 bis 2024 (Stand Juni 2024, dena)

Netzanschlussbegehren und Umsetzungswahrscheinlichkeit

Ungeachtet der geringen Bauaktivitäten berichten Marktakteure von einer dreistelligen Anzahl von Netzanschlussbegehren. Angesichts der Debatte um die Anschlusskostenteilung und Revision der Gasnetz Zugangsverordnung (GasNZV) ist ihre Umsetzung allerdings äußerst fraglich. Während die Teilnehmer der Umfrage 2023 die Umsetzung der Begehren als wahrscheinlich (6,1 auf einer Skala von 1 bis 10) einschätzten, hat sich diese Einschätzung in der diesjährigen Umfrage deutlich verändert. Auf einer Skala von 1 (sehr unwahrscheinlich) bis 10 (sehr wahrscheinlich) schätzten die Teilnehmer die Wahrscheinlichkeit der Umsetzung der geplanten Anlagen mit durchschnittlich 4,2 als eher unwahrscheinlich ein. Dazu trägt auch das absehbar geringe THG-Quotenpreis-Niveau bei, das die Wirtschaftlichkeit einiger Betriebskonzepte gefährdet, die sich stark auf die Kraftstoffproduktion ausgerichtet haben.

3.2 Planungs- und Bauaktivitäten

Planungsaktivitäten und Netzanschlussbegehren

Die Planungsaktivitäten haben aufgrund gestiegener Biomethan-Handelspreise und insbesondere der hohen Quotenerlöse deutlich zugenommen. Einzelne Akteure berichten von einer Vielzahl von Netzanschlussbegehren. Bei Netzanschlussbegehren werden die Verfügbarkeit und die Entfernung eines Gasnetzes, die notwendige Kapazität sowie die Netzverträglichkeit geprüft. Ein positives Prüfergebnis ist Voraussetzung für den Netzanschluss. Die Prüfung kostet bis zu 20.000 Euro und wird im Rahmen der ersten Überlegungen beauftragt. Nach Meldungen von Anlagenbauern und Netzbetreibern sind in den vergangenen zwei Jahren schätzungsweise weit über 200 Netzanschlussbegehren gestellt worden.

Für die tatsächlichen Planungsaktivitäten sind die unterzeichneten Netzanschlussverträge ausschlaggebend. Mit Unterzeichnung startet eine in der Regel 18-monatige Frist für die Inbetriebnahme der Anlage und die Kostenteilung für den Anschluss wird vereinbart. Die Unterzeichnung des Netzanschlussvertrags findet also nur statt, wenn das Projekt bereits auf einer sehr sicheren Grundlage geplant, finanziert und genehmigt ist.

Die genaue Anzahl der unterzeichneten Verträge ist nicht bekannt, aus Rückmeldungen der Befragten lässt sich aber eine hohe zweistellige Zahl (mindestens 40) im gesamten Bundesgebiet annehmen. Unseren Schätzungen zufolge sollten daher ab 2024 jedes Jahr über 10 bis 20 Anlagen in Betrieb gehen.

Herausforderungen und Unsicherheiten

Ob diese Projekte trotz ihres fortgeschrittenen Stadiums aber auch umgesetzt werden, wird von der Entwicklung der Zielmärkte abhängen. Der Kraftstoffmarkt, bisher ein wichtiger Treiber, hatte zuletzt mehrere marktverzerrende Ereignisse zu verzeichnen und weist ein deutlich niedrigeres Preisniveau auf, als es für viele Anlagen rentabel wäre. Laut Marktakteuren wäre ein dauerhafter Quotenpreis von über 300 Euro pro Tonne notwendig, aktuell liegt er bei rund 100 Euro pro Tonne.

Zusätzliche Unsicherheit bringt eine Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mit sich, die Deutschland zu mehr Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur verpflichtet, die unter anderem für die Netzanschlussbedingungen zuständig ist. Dabei muss auch die Transformation des Gasnetzes von Erdgas hin zu Wasserstoff berücksichtigt werden. Dies hat die Überarbeitung der für den Gasnetzzugang relevanten GasNZV¹ zur Folge, die sowohl den vorrangigen Netzzugang als auch die Qualitätsanforderungen an das Biogas regelt, nicht jedoch die Kostenteilung. Nichtsdestotrotz soll die überarbeitete GasNZV ab dem 1. Januar 2026 auch für alle bereits gezeichneten Netzanschlussverträge gelten und liegt damit im Planungshorizont der aktuell geplanten Anlagen. Bis die genauen Regelungen feststehen, bedeutet diese Anpassung also ein schwer abschätzbares Risiko für die Projekte. Aus der Debatte über den potenziellen Rückbau der Gasverteilnetze ergibt sich bisher noch kein klares Bild für die Zukunft. Gleichwohl birgt es schon heute große Risiken für Anlagenbetreiber wie auch für Netzbetreiber, wenn es um die Amortisationszeiträume der getätigten Investitionen geht. Damit stellt die unsichere Entwicklung ein ernsthaftes Hemmnis für Neubauprojekte dar.

¹ Weitere Informationen: **Fehler! Linkreferenz ungültig.**

4 Entwicklung Einsatzstoffe

Aufgrund der starken Nachfrage im Kraftstoffsektor konnte in den vergangenen zwei Jahren eine deutliche Steigerung der Güllemengen beobachtet werden, da Biomethan aus diesen Stoffen als fortschrittlicher Biokraftstoff auf die Quotenziele angerechnet werden kann. Nach einer beinahe 40-prozentigen Erhöhung der Mengen in 2022 nahmen sie 2023 noch einmal zu und erzielten in 2023 eine 66-prozentige Steigerung im Vergleich zu 2021. Diese wurde maßgeblich durch den Einsatz von Rindermist und -gülle sowie von Hühner-trockenkot in den nicht besonders güllestarken Bundesländern Rheinland-Pfalz und Brandenburg, aber auch in Niedersachsen erreicht, wo anscheinend noch ungenutzte Mengen erschlossen oder umgelenkt werden konnten.

Die Zunahme ging gleichermaßen zulasten des Maiseinsatzes wie auch weiterer Anbaubiomasse, deren massebezogene Einsatzmenge im Vergleich zu 2022 um über 5 Prozent abnahm. Ein Teil dieser Schwankungen ist auch auf erntebedingte Faktoren zurückzuführen. Die Maisernte fiel in 2022 generell schlechter aus als in den Vorjahren. Die Getreideernte war wiederum in 2023 rund 3,3 Prozent geringer als im Vorjahr², während sich die Maisernte leicht erholte, aber weiterhin hinter den Vorjahren 2019 bis 2021 zurückblieb³. Nichtsdestotrotz dürfte der vermehrte Gülleeinsatz ausschließlich marktgetrieben sein und zeigt auch die Flexibilität des Marktes bei der Wahl der Einsatzstoffe. Es ist abzuwarten, wie sich der Einsatz von Gülle und Mist in den nächsten Jahren entwickeln wird. Die anhaltend niedrigen Quotenpreise könnten die Mengen wieder absinken lassen, sollte der Beschaffungspreis zu hoch sein. Zumindest sollte der Zuwachs im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren niedriger ausfallen. Hier ist aber abzuwarten, welche Impulse der Neubau von Anlagen bringen wird.

² <https://www.praxis-agrar.de/service/infografiken/wie-hoch-sind-die-treibhausgas-emissionen-der-landwirtschaft/wie-hoch-war-die-getreideernte-2023>

³ <https://www.maiskomitee.de/Fakten/Statistik/Deutschland/Erntemengen>

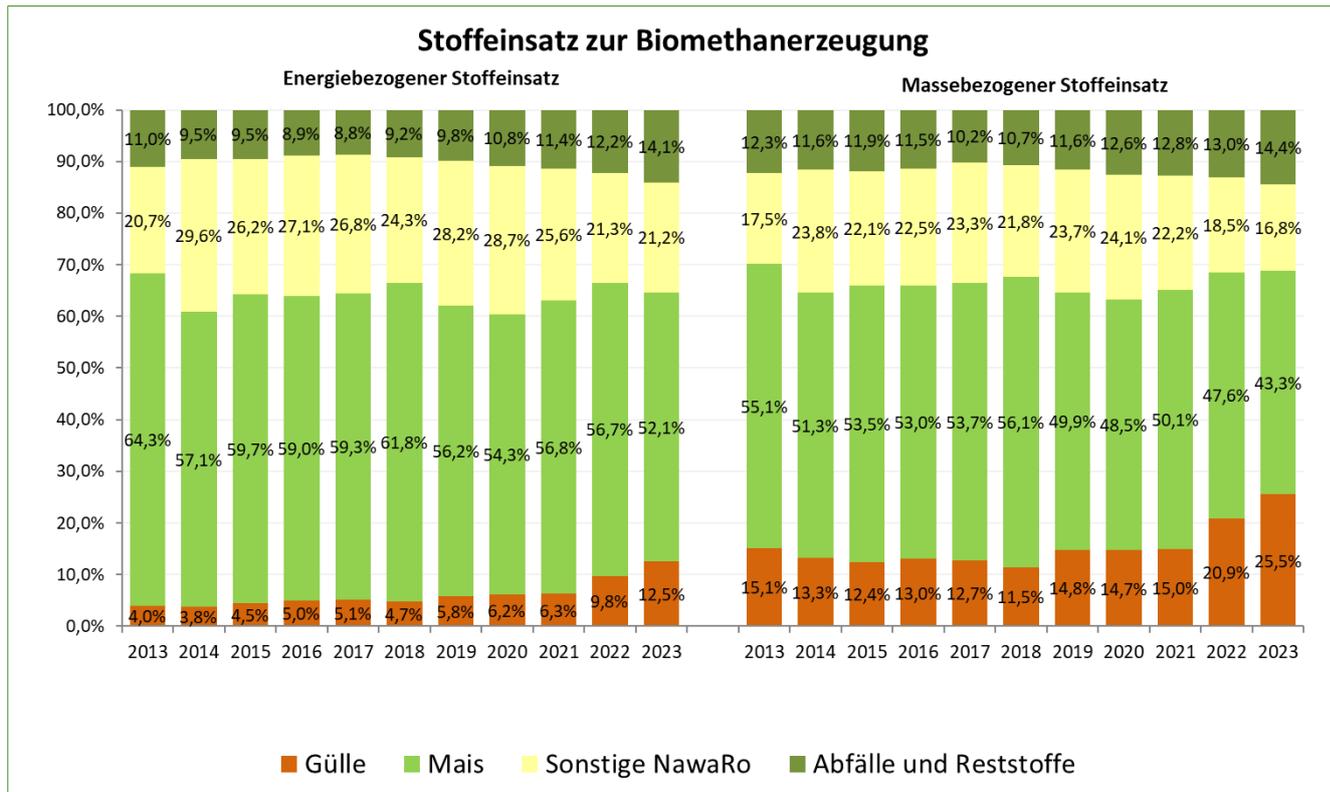


Abbildung 3: Entwicklung des energie- und massebezogenen Stoffeinsatzes zur Biomethanherzeugung n₂₀₂₃=186 (Stand Juni 2024, dena)

5 Beurteilung der allgemeinen Geschäftslage im In- und Ausland

5.1 Geschäftslage im Inland

Nach einem Rekordwert der Zufriedenheit in der letzten Befragung und einem gleichbleibend guten Ausblick wird die **kurzfristige Geschäftslage** (+ 1 Jahr) derzeit als eher befriedigend eingeordnet.

Dies ist hauptsächlich auf den Rückgang der Biomethanpreise zurückzuführen, was zwar Abnehmer freuen dürfte, aber die Preise wieder näher an die eigentlichen Erzeugungskosten bringt, wodurch auf Produzenten-seite der Spielraum für Preiserhöhungen enger wird. Insgesamt ist der Markt durch einige einschneidende Ereignisse verunsichert. Steigende Erdgaspreise sowie Verwerfungen im Agrarsektor infolge des Angriffskriegs Russlands haben den ohnehin durch EEG und GEG-Anpassungen ins Wanken gekommenen Biome-thanmarkt zusätzlichen Herausforderungen ausgesetzt.

Marktturbulenzen und Insolvenzen

Die bmp greengas GmbH hatte im Mai 2023 ein Insolvenzverfahren eröffnet (und im März 2024 wieder aufgehoben), da langfristige Lieferverpflichtungen nicht mit langfristigen Bezugsverträgen hinterlegt und die Lieferungen daher nicht – oder zumindest nicht kostendeckend – erfüllt werden konnten. In der Folge mussten viele Abnehmer eine Liefermengenreduktion bei steigenden Preisen oder einen kompletten Ausfall der Lieferungen in Kauf nehmen, was zu finanziellen Einbußen führte. Ebenfalls im Jahr 2023 wurde der Import von einigen Hunderttausend Tonnen Biodiesel über China bekannt, der vermeintlich zu Unrecht als fortschrittlicher Kraftstoff klassifiziert war und damit den hohen Quotenpreis im für Biomethan relevanten Bereich deutlich senkte. Diese Biodieselmengen befinden sich weiterhin im Markt. Ende 2023 wurden Betrugsvorwürfe ebenfalls im Zusammenhang mit in der Kraftstoffquote anrechenbaren UER-Projekten (Upstream Emission Reduction) bekannt. Infolge des Einbruchs des Quotenpreises meldete auch der zweite große Biomethan-händler Deutschlands, die Landwärme GmbH, Insolvenz in Eigenverwaltung an.

Angesichts dieser Entwicklungen erscheint das Ergebnis der Befragung zur Geschäftslage überraschend positiv. Es ist aber zu berücksichtigen, dass die Umfrage vor der Bekanntgabe der wirtschaftlichen Schwierigkeiten der Landwärme GmbH abgeschlossen war. Die **langfristige Geschäftslage** (+ 5 Jahre) wurde mit einem befriedigenden Wert von 3,2 von 5 eingeschätzt. Angesichts der jüngsten Entwicklungen ist jedoch fraglich, ob diese Bewertung bei einer erneuten Befragung im August 2024 Bestand gehabt hätte. Insbesondere im Wärmesektor erwartet der Markt deutliche Nachfragesteigerungen. Auch wird eine Erholung der Quotenpreise erwartet. Im Jahr 2024 lag der Quotenpreis fast durchgehend bei rund 100 Euro pro Tonne, Anfang 2023 noch bei über 400 Euro pro Tonne. Strafzölle für Biodieselimporte aus China sind bereits beschlossen, bei angemessener Reaktion auf die UER-Projekte besteht Potenzial für eine positive Preisentwicklung. Welchen Einfluss diese Maßnahmen auf den Quotenpreis aber wirklich haben werden, bleibt abzuwarten. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Quotenverpflichteten eine signifikante Übererfüllung aufweisen, die den Druck auf die Quotenpreise abmildern sollte. Weitere Ausführungen zum Thema Kraftstoffmarkt folgen in Kapitel 7.3.

Chancen und Strategien für die Zukunft

Aus jeder Krise ergeben sich auch Chancen und Strategien für die Marktteilnehmer. Viele der Befragten gaben an, sich auf die Zukunftsmärkte Wärme und Kraftstoff zu konzentrieren, aber auch das internationale Geschäft auszubauen. Für einige kleinere Energieversorger und BHKW-Betreiber haben die Marktverwerfungen jedoch auch den Ausstieg aus der Biomethannutzung zur Folge. Insgesamt stellt sich die Branche aber für die Zukunft neu auf. Als Strategien gaben die Befragten vor allem eine Portfoliodiversifizierung und Wissensaufbau an. Dazu gehören die Optimierung von Wertschöpfungsketten auf Ebene der Einsatzstoffe und der Anlagentechnik sowie die stärkere Beobachtung von Märkten, Regularien und Zertifizierung.

5.2 Geschäftslage im Ausland

Die Marktlage im Ausland bleibt weiterhin positiv und hält sich damit das dritte Jahr in Folge auf einem guten Niveau. Grundsätzlich ist in den meisten europäischen Ländern das politische Umfeld gegenüber Biome- than positiver. Das REPower-EU-Ziel von 35 Milliarden Kubikmetern Biomethan im Jahr 2030 wird in einigen Ländern mit ambitionierten Förderrahmen unterstützt, was vor allem die Anlagenbauer freut. Auch der internationale Handel erfreut sich weiterhin hoher Nachfrage und guter Möglichkeiten. Absehbar wird die Unions- datenbank hier auch eine Vereinfachung der Nachweisführung bringen. Die gegenseitige Anerkennung von Mengen in der Anrechnung sollte sich dadurch ebenfalls verbessern und mehr Handelsaktivitäten ermöglichen.

Diese Entwicklungen deuten auf einen wachsenden und zunehmend integrierten europäischen Biomethan- markt hin, der neue Chancen für Produzenten, Händler und Abnehmer eröffnet.

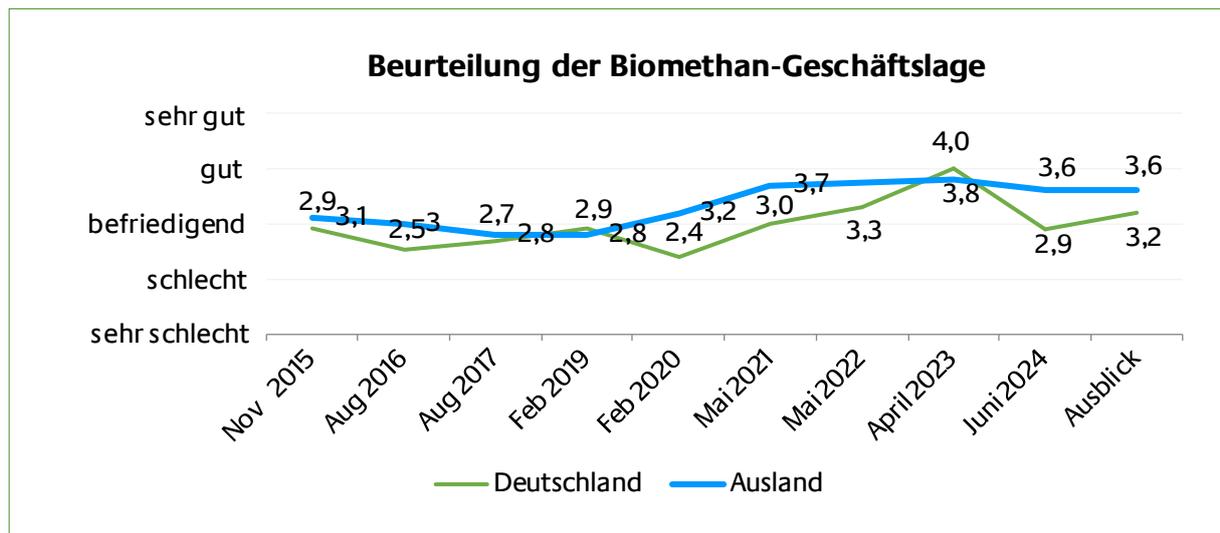


Abbildung 4: Beurteilung der Biomethan-Geschäftslage 2015 bis 2024 (Stand Juni 2024, dena)

6 Preisgestaltung und -entwicklung

Nach dem Preisschock Anfang 2022 mit einer massiven Steigerung der Biomethanpreise in allen Bereichen blieb die erwartete deutliche Erholung der Preise in 2023 zunächst noch aus. Bei der letztjährigen Befragung gingen im Durchschnitt 70 Prozent der Teilnehmer von sinkenden Preisen in 2023 aus, die Praxis zeigt aber ein deutlich komplexes Bild. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Befragung nicht nur Neuabschlüsse betrachtet, sondern auch bestehende Lieferverträge mit längerer Laufzeit. So melden Marktakteure sowohl gestiegene als auch gefallene Preise in allen Segmenten, was die Verwerfungen des Marktes nachdrücklich widerspiegelt. In der ersten Jahreshälfte 2023 hielten sich die Preise noch auf einem hohen Niveau, bevor sie ab Mitte des Jahres langsam zu sinken begannen.

Für 2024 hingegen wird von einer Stabilisierung bis zum Fallen der Preise ausgegangen. Die gemeldeten Preise zeigen dies auch bereits. Alle Biomethanqualitäten sind im Durchschnitt günstiger geworden, besonders bei der kurzfristigen Beschaffung von Biomethan haben sich die Preise deutlich verringert. Die Preise für gülle- und abfallstämmiges Gas haben sich im Mittel halbiert, die für NawaRo sind um rund 33 Prozent zurückgegangen. Auch die Preise für die langfristigen Verträge haben sich leicht erhöht, während güllebasiertes Gas langfristig um über 30 Prozent günstiger geworden ist.

Insgesamt lässt sich eine Minderung der Preisspanne verzeichnen, was auf eine Verringerung der Volatilität und eine Stabilisierung der Preise schließen lässt.

	2022 2023 →			2023 2024 →		
Preisentwicklung	↗	→	↘	↗	→	↘
NawaRo (n=19)	44%	11%	44%	0%	30%	70%
Gülle (n=15)	29%	0%	71%	0%	25%	75%
Abfall und Reststoffe (n=12)	50%	0%	50%	17%	33%	50%

Tabelle 2: Einschätzung der Preisentwicklung 2022 zu 2023 und voraussichtliche Preisentwicklung 2023 zu 2024 für Biomethan nach Haupteinsatzstoffen (Stand Juni 2024, dena)

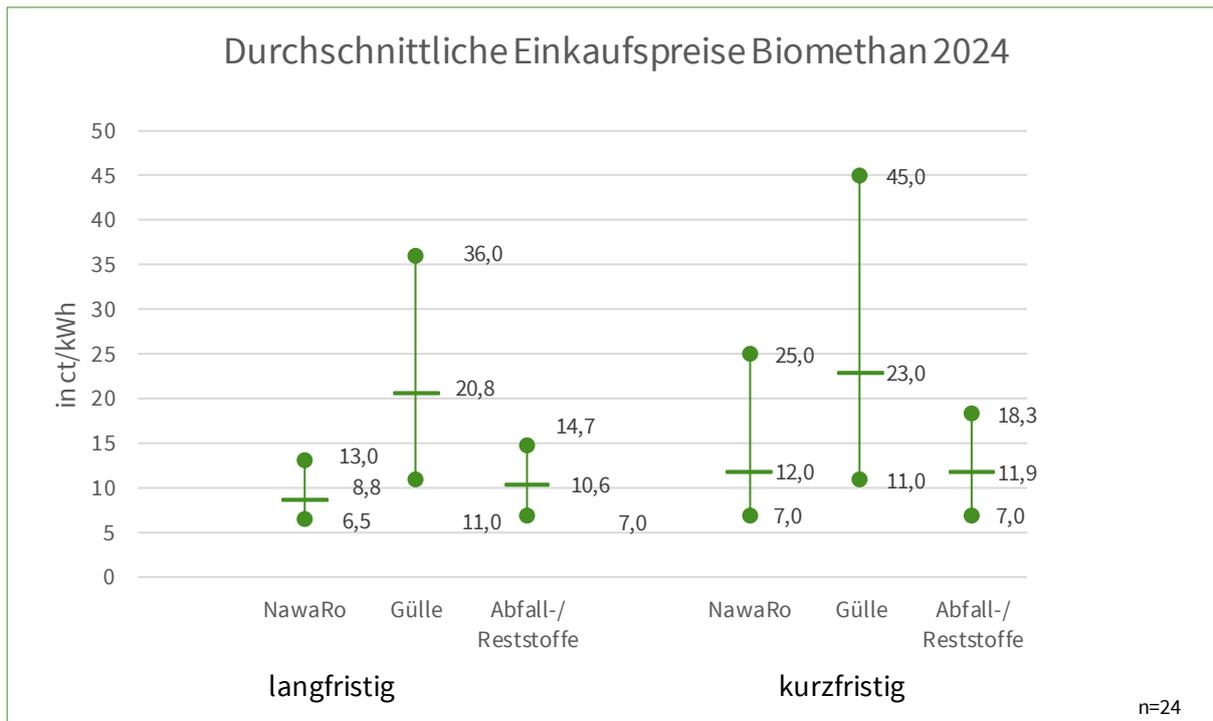


Abbildung 5: Durchschnittliche, höchste und niedrigste Biomethanpreise nach Haupteinsatzstoff (Stand Juni 2024, dena)

7 Status quo und Ausblick der Biomethan- verwendung

Der Absatz hat sich aufgrund schwächerer EEG-Abnahmemengen auf unter 10 TWh stabilisiert. Kompensiert wurde der geringere Absatz durch die gestiegene Nachfrage im Wärme- und Kraftstoffsektor.

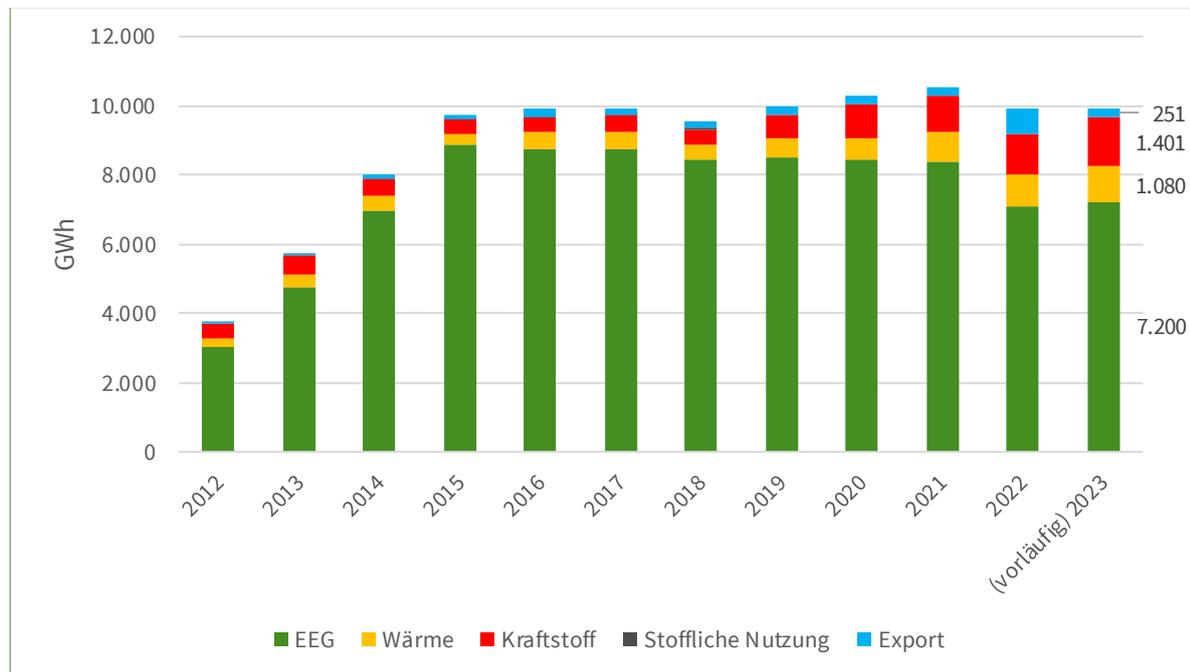


Abbildung 6: Vermarktung von Biomethan für unterschiedliche Anwendungsbereiche 2012 bis 2023 (in GWh_{HS}) (Stand August 2024, dena)

7.1 Biomethan im Stromsektor – EEG

Die Entwicklung der Biomethan-Ausschreibungen hat seit Dezember 2021 einen deutlichen Wandel erfahren. Während anfänglich noch Projekte aus Norddeutschland Interesse zeigten, blieben nachfolgende Ausschreibungen ohne Resonanz. Mit Anpassung der Förderung im Mai 2022 wurde für Biomethan-BHKW mehr Kapazität bei weniger Betriebsstunden (10 Prozent der Jahresstunden) vorgesehen. Ziel war, die Südregion Deutschlands mit flexiblen Kraftwerken bei der Stabilisierung des Stromnetzes zu unterstützen. Anhand der bisherigen Gebotshöchstwerte waren die Biomethanpreise aber zu hoch, um eine Wirtschaftlichkeit für Hochflex-KWK-Anlagen zu gewährleisten. Hinzu kam noch, dass es nahezu keine freien Biomethankapazitäten gab, mit denen man in die Ausschreibung hätte gehen können. Somit ist die Ursache für die fehlende Beteiligung nicht allein im Ausschreibungsdesign zu suchen, sondern sie ist auch durch die natürlichen Marktentwicklungen begründet. Im Vergleich zur letzten Befragung hat sich das Preisniveau deutlich entspannt. Während zuvor über 50 Prozent der Befragten die Beschaffung von Biomethan zu vertretbaren Preisen und die daraus resultierenden Kalkulationsschwierigkeiten als Risikofaktoren nannten, sind es in diesem Jahr nur noch 26 Prozent. Größter Risikofaktor scheint nun die Genehmigungsdauer zu sein.

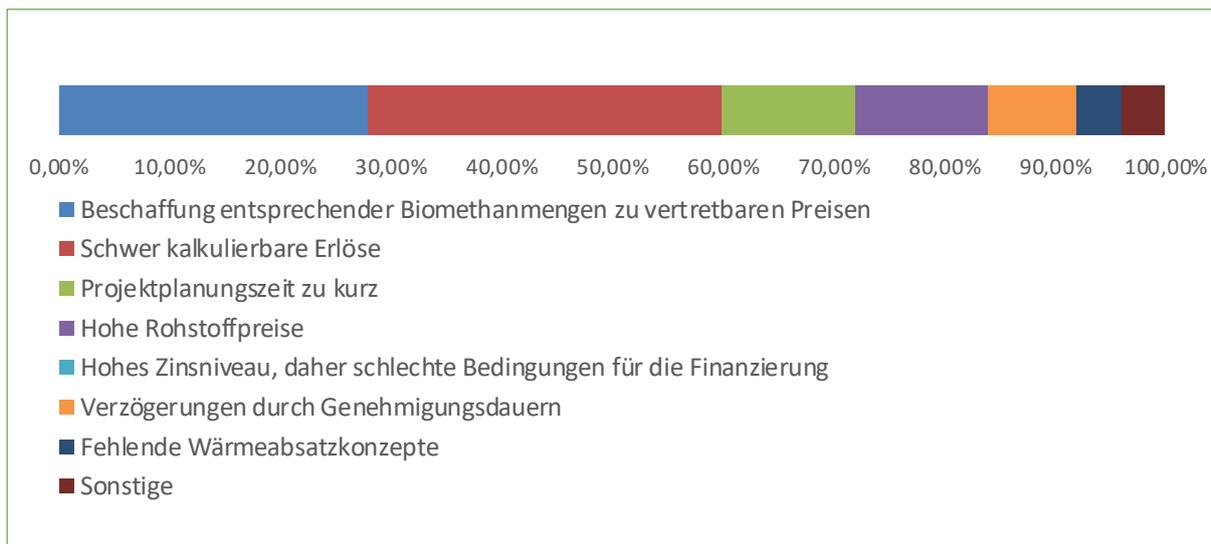


Abbildung 7: Ergebnisse der Befragung zur EEG-Ausschreibung

Solarpaket bringt wichtige Verbesserungen

Als Reaktion auf die erfolglosen Biomethan-Ausschreibungen wurden im Rahmen des sogenannten Solarpakets noch einige Anpassungen vorgenommen, die für die Ausschreibung wertvolle Erleichterungen bringen können. Eine der Maßnahmen ist das Aussetzen der Südquotenregelung, wodurch Projekte aus der gesamten Bundesrepublik an der Ausschreibung teilnehmen können. Damals waren 19 der 21 Gebote Anlagen außerhalb der Südregion.

Die Befragten stufen den Wegfall der Südquote als zweitwichtigste Anpassung des Solarpakets ein. Als noch bedeutsamer bewerteten 70 Prozent der Teilnehmer die Anpassung der Gebotshöchstgrenze. Die Anpassung im Rahmen des Solarpakets erlaubt der Bundesnetzagentur eine Anhebung der Gebotshöchstgrenze um weitere 5 Prozent über den aktuell geltenden rund 21 Cent pro Kilowattstunde. Weitere Änderungen betreffen die Streichung der Verweildauer der Biomasse in der Anlage und eine Verlängerung der Realisierungsfrist für bezuschlagte Projekte um 6 Monate auf insgesamt 42 Monate. Diese beiden Maßnahmen wurden von den Befragten als weniger relevant für die Beteiligung eingestuft, dürften den Projekten aber auch zusätzliche Flexibilität verleihen. Trotz dieser Verbesserungen bleibt fraglich, ob die Änderungen den erhofften Aufschwung für Biomethan im EEG bewirken werden. Rund die Hälfte der Befragten erwartet auch mit den wichtigen Anpassungen eine enttäuschende Ausschreibung für 2025, auch wenn die Bewertung hierfür besser ausfällt als unter den aktuellen Bedingungen.

Umfassendes Biomassepaket angekündigt

Eine neue Ankündigung könnte möglicherweise zu einer optimistischeren Einschätzung der Branche führen. Wirtschaftsminister Robert Habeck kündigte noch für den Herbst 2024 ein „umfassendes Biomassepaket“ an, das auf Maßnahmen aus den Entwürfen der lang erwarteten Nationalen Biomassestrategie (NABIS) aufbaut. In einem geleakten Entwurf der NABIS aus Februar 2024 hieß es bei einer Maßnahme, dass die Biomassenutzung zur Strom- und Wärmeerzeugung im Rahmen des EEG und des KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) zielgerichtet gefördert werden soll. Dies soll auch die grundsätzliche Ausrichtung des angekündigten Pakets sein. Darüber hinaus sind jedoch nur wenige Details bekannt. Laut Habeck kann Biogas eine bedeutende Rolle in Wärme- und Gebäudenetzen sowie bei der flexiblen Stromerzeugung spielen. Ein neues Fördersystem soll nicht nur die Kosten senken, sondern auch bedarfsgerechte Erzeugung stärker als bisher belohnen.

Wie dieses neue Fördersystem konkret ausgestaltet sein soll und ob Biomethan ebenfalls Berücksichtigung findet, bleibt abzuwarten. Die oben genannte Maßnahme der NABIS haben zumindest bei der Befragung 80 Prozent der Teilnehmer als die sinnvollste aller Maßnahmen genannt. Dies unterstreicht das hohe Potenzial dieser Initiative für die Branche.

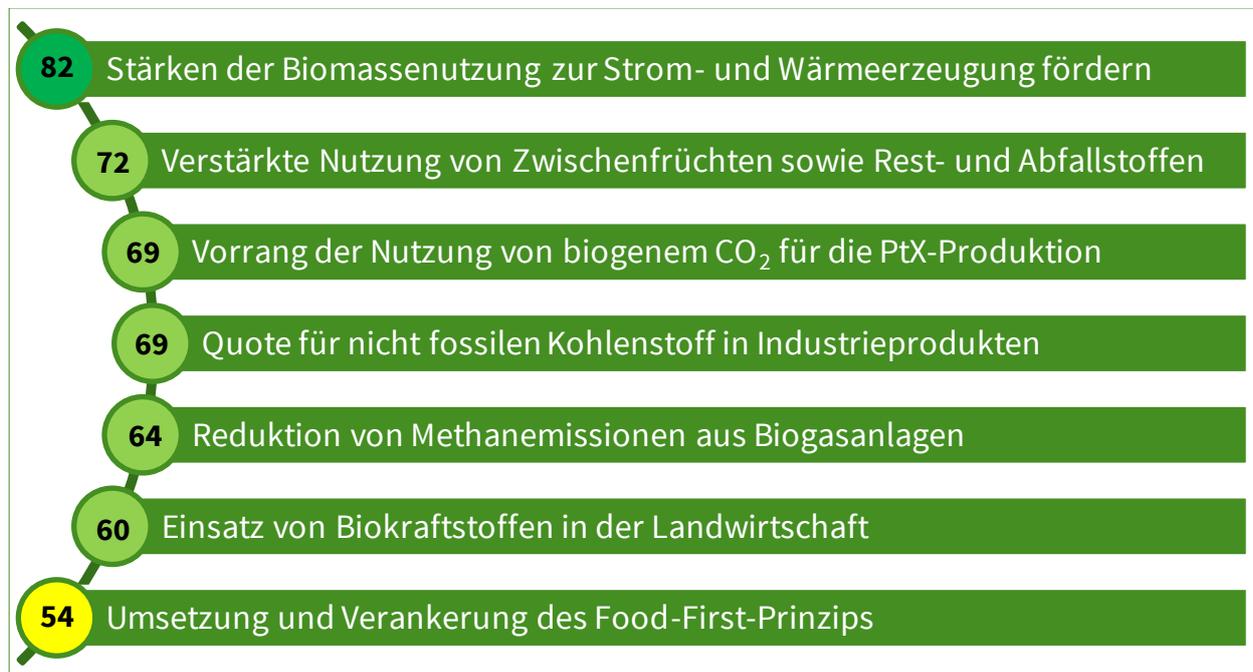


Abbildung 8: Bewertung ausgewählter Maßnahmen der NABIS von 1 (nicht sinnvoll) bis 100 (sehr sinnvoll)

7.2 Nachhaltigkeitsanforderungen und Nachweisführung

Nachhaltigkeitsnachweise gewinnen bei der Nachweisführung für Biomethan zunehmend an Bedeutung. Während sie jahrelang nur im Kraftstoffsektor relevant waren, halten sie seit spätestens der RED II auch in anderen Bereichen Einzug und ergänzen die Nachweisführung für Biomethan. Beispielsweise werden Nachhaltigkeitsnachweise inzwischen in allen Berichterstattungen bezüglich des Emissionshandels (EU-ETS und BEHG (Brennstoffemissionshandelsgesetz) verlangt, um als erneuerbarer Energieträger anerkannt werden zu können. Auch Biomethan-BHKW ab 2 MW Feuerungswärmeleistung müssen seit 2022 zusätzlich zu EEG-Nachweisen auch Nachhaltigkeitsnachweise erbringen.

Einhaltung der Anforderungen unproblematisch

Für die Anlagen ist die Einhaltung in der Regel kein Problem, der bürokratische Aufwand stellt die Branche allerdings vor eine Reihe von Herausforderungen und Risiken. Nach zwei Jahren Erfahrung mit der Zertifizierung befanden 60 Prozent der Befragten, dass ihnen die Erfüllung der Anforderungen mittlerweile gut gelungen ist. Im Vorjahr waren es noch weniger als 50 Prozent. Dieses Gelingen bedeutet allerdings einen enormen Aufwand und bringt viele Unklarheiten mit sich. Während die Dokumentation der erforderlichen Daten grundsätzlich kein Problem sei, ist der Gesamtaufwand für die Erstellung der Nachhaltigkeitsdokumentation bei rund 20 Prozent der Befragten eines der größeren Hemmnisse. Dies liegt nicht zuletzt an der Komplexität der Erfassung und Verwaltung der notwendigen Emissionsfaktoren. Diese müssen aufgrund fehlender Standardemissionswerte einzeln ermittelt, erfasst und berechnet werden.

Komplexe und uneinheitliche Nachweisführung

Marktakteure geben immer wieder an, mit den uneinheitlichen und teilweise unklaren Vorgaben seitens der zuständigen Stellen überfordert zu sein. Zuständige Stellen haben nach Angaben von Marktakteuren aufgrund von fehlender Kommunikation, kurzfristigen Workarounds, Fristverlängerungen und fehlenden Übergangsvorschriften eine große Unsicherheit in den Markt gebracht. Die Umsetzung der Nachhaltigkeitsnachweise wurde durch mehrere Faktoren erschwert. Zum einen war die für die Nachhaltigkeitsnachweise erforderliche Datenbank Nabisy bis kurz vor der Umsetzungsfrist nicht einsatzbereit. Zum anderen berichten viele Befragte von Schwierigkeiten bei der Klärung von Detailfragen zur Nachweisführung. Die zuständigen Behörden verweisen oft aufeinander oder sind schwer erreichbar, was eine zeitnahe und marktgerechte Lösungsfindung behindert. Ungelöst bleibt daher nach wie vor, wie Nachhaltigkeits- und EEG-Nachweise geführt werden sollen, wenn auch eine BEHG-Befreiung für die Biomethanlieferung angestrebt wird.

Besonders der Aufwand für die Zertifizierung stellt ein Problem dar. Weiterhin bestehen auch viele Unklarheiten bei der Abwicklung, insbesondere bei der Pflege der Daten in verschiedenen Nachweissystemen, die nur schlecht aufeinander abgestimmt sind.

Mit der Revision der RED II werden sich die Anforderungen an die Treibhausgaseinsparungen nochmals erhöhen. Zukünftig müssen auch Bestands-BHKW $\leq 10 \text{ MW}_{\text{FWL}}$ die THG-Einsparungen von 80 Prozent einhalten, wenn sie älter als 15 Jahre sind, allerdings frühestens ab 1. Januar 2026. Fraglich ist in diesem Zusammenhang, ob sich die bestehenden Biomethanerzeugungsanlagen, die hauptsächlich nachwachsende Rohstoffe zur Produktion verwenden, auf diese Vorgaben einstellen werden können. Für neue Anlagen (ab 1. Januar 2021) gilt eine THG-Einsparung von 70 Prozent, nach 15 Jahren dann von 80 Prozent. Dies ist bereits mit dem EEG 2021 größtenteils umgesetzt worden. Allerdings müssen sich auch Biomethanerzeugungsanlagen im Bestand darauf einstellen, möchten sie weitere Absatzmöglichkeiten erschließen. Der Gesetzgeber hat aber auch die Möglichkeit, die neuen Anforderungen für Bestandsanlagen erst ab 2032 in Kraft treten zu lassen.⁴ Es bleibt also abzuwarten, wie er diesen Sachverhalt bei der Novellierung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) berücksichtigen wird.

7.3 Kraftstoffsektor – Hoffnungsträger und Sorgenkind

Die Treibhausgaserminderungsquote (THG-Quote) hat im Kraftstoffsektor in den vergangenen Jahren einen enormen Nachfrageschub bei Biomethan ausgelöst. Getrieben durch hohe THG-Einsparungen bei Biomethan aus landwirtschaftlichen Reststoffen und ihrer Doppelanrechnung bei Übererfüllung der Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe stellten sich sehr hohe Preise ein. Die dabei entstandene Zahlungsbereitschaft auf hohem Niveau bis Ende 2022 hat eine Lenkungswirkung entfaltet, die Biomethanmengen aus anderen Märkten abgezogen hat, und eine Vielzahl von Neubau- und Erweiterungsprojekten ausgelöst. Die Auswirkungen des starken und schnellen Quotenpreisverfalls in Bezug auf die Nutzung von mehr landwirtschaftlichen Reststoffen zur Biomethanerzeugung sowie die Entwicklung der Gasmobilität im Allgemeinen bleiben abzuwarten. Denn hohe Quotenpreise führen im Falle von Biomethan zu sinkenden Tankstellenpreisen, was wiederum die Gasmobilität attraktiv erscheinen lässt. Zudem basiert das vertankte Gas an CNG-Tankstellen fast vollständig und an LNG-Tankstellen zu wachsenden Anteilen auf Biomethan, was den Verbrauchern eine bilanzielle klimaneutrale Mobilität ermöglicht und damit ein zusätzliches Kaufargument darstellt. Der Verlust aus den stark gefallen Quotenpreisen der letzten Jahre könnte rein theoretisch durch Preiserhöhungen an

⁴ Für mehr Informationen siehe Analyse „Fehler! Linkreferenz ungültig.“ (2024)

der Tankstelle ausgeglichen werden. Allerdings ist dabei der Erdgaspreis als Vergleich zu beachten, der in den letzten Jahren wieder gesunken ist. Dies steht einer größeren Preisanpassung für Biomethan an den Tankstellen im Weg. Zudem setzen viele Akteure im Bereich der Gasmobilität auf langfristig niedrigere Kosten im Vergleich zu Diesel.

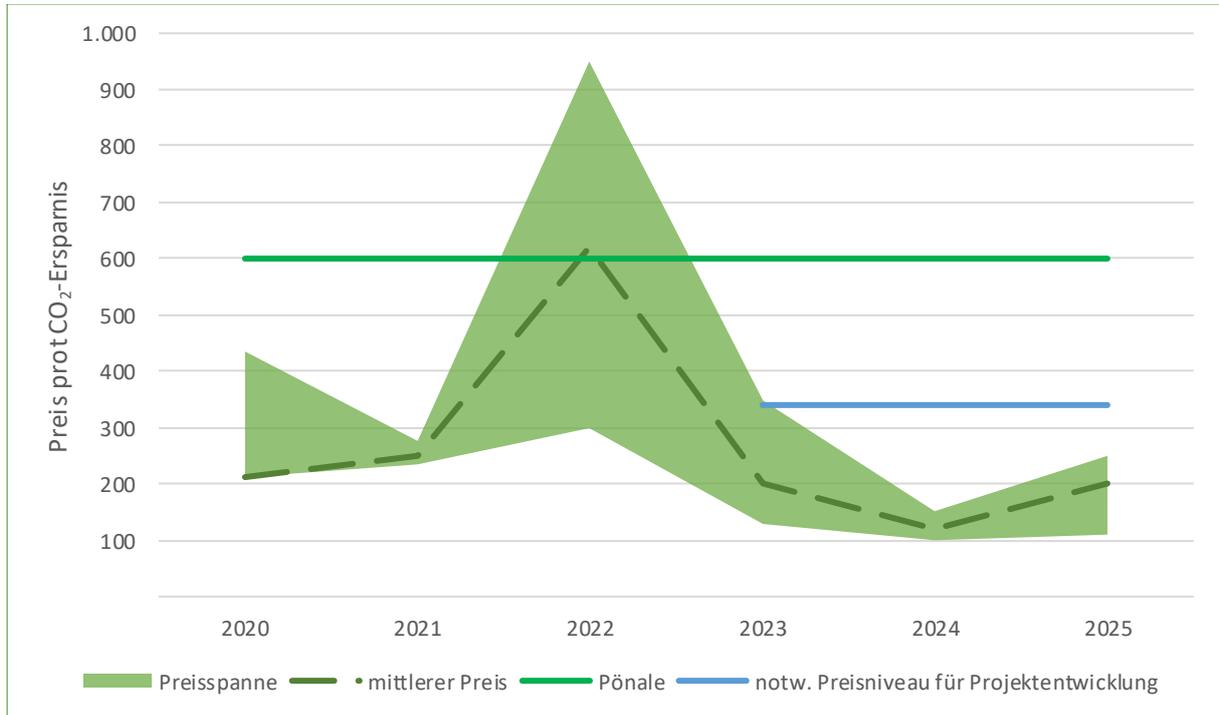


Abbildung 9: Gemeldete mittlere Quotenpreise und Preisspanne 2020 bis 2025

Entwicklung Bestandsflotte und Biomethanabsatz

Der Bestand an CNG-Pkws ist seit Jahren leicht rückläufig. Neben einer unzureichenden Tankinfrastruktur in vielen Regionen im Sinne eines Massenmarktes ist auch das Fahrzeugangebot zu gering, um in einem größeren Umfang für Verbraucher attraktiv zu sein. Auch Busse verzeichnen einen leichten Rückgang, da Kommunen mittlerweile bei alternativen Antrieben verstärkt auf Elektromobilität setzen. Durch die Befreiung von der Lkw-Maut und das Förderprogramm „Energieeffiziente und/oder CO₂-arme schwere Nutzfahrzeuge“ (EEN) wurden CNG- und LNG-Antriebe im Lkw-Bereich attraktiv. Auch wenn die Förderung in beiden Fällen 2021 schon wieder beendet wurde, ist seitdem ein stärkeres Wachstum im Schwerlastbereich zu verzeichnen. Das ist auch der Tatsache geschuldet, dass für viele Förderbescheide die Fahrzeuge erst in den Jahren danach ausgeliefert wurden. Von 2022 zu 2023 ist das Wachstum bereits schwächer im Vergleich zum Vorjahr ausgefallen. Für 2024 ist daher von keiner größeren Veränderung im Vergleich zum Vorjahr auszugehen.

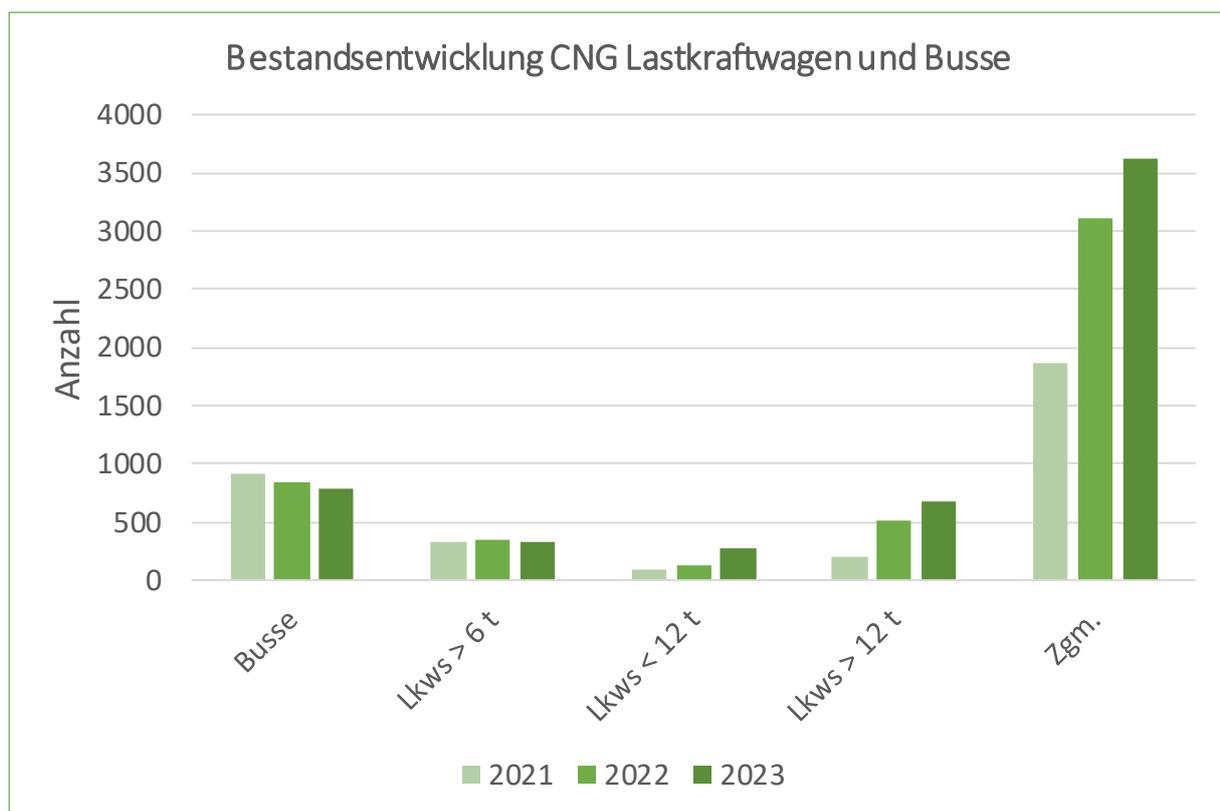


Abbildung 10: Bestandsentwicklung CNG-Lkws, -Busse und -Zugmaschinen gemäß Zulassungszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes

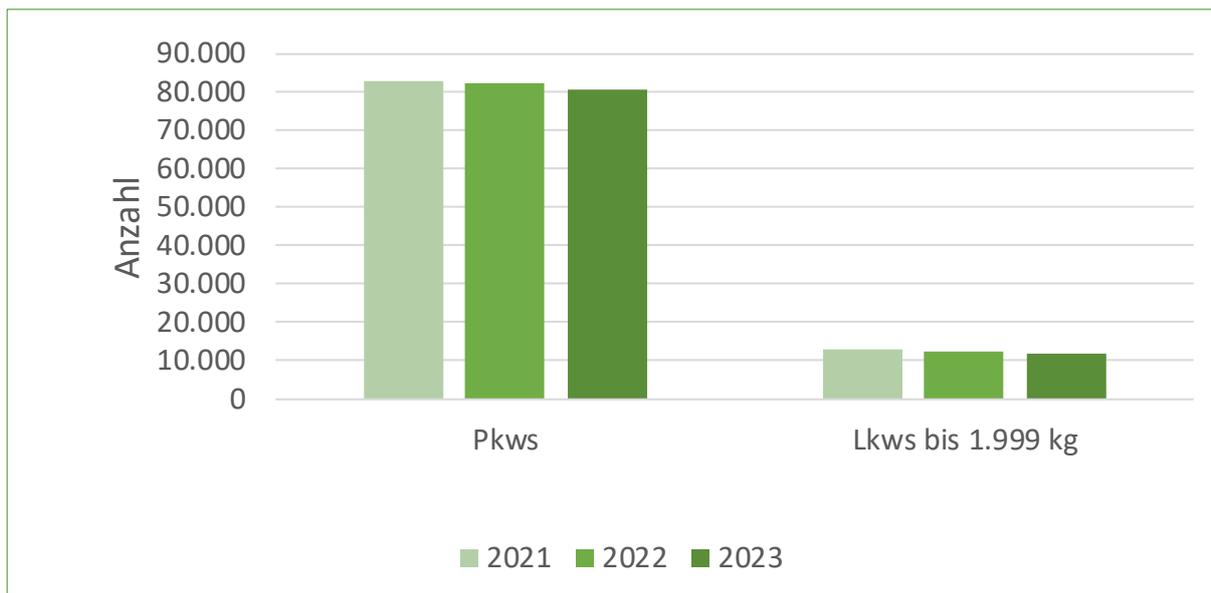


Abbildung 11: Bestandsentwicklung CNG-Pkws und -Lkws bis 2 Tonnen gemäß Zulassungszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes

Der Verbrauch an CNG und LNG hat mit den steigenden Zahlen an Lkws zugenommen, da diese Fahrzeuge einen weitaus höheren energetischen Bedarf im Vergleich zu Pkws haben. Der Anteil an Biomethan als fortschrittlicher Biokraftstoff ist über die letzten Jahre, getrieben von der Erfüllung der THG-Quote, ebenfalls stetig gestiegen. An CNG-Tankstellen basiert das Kraftstoffangebot vor allem auf Biomethan. LNG bietet zukünftig weitere Möglichkeiten, den Anteil von Biomethan im Verkehr signifikant weiter zu erhöhen. Allerdings sind hier höhere Quotenpreise notwendig.

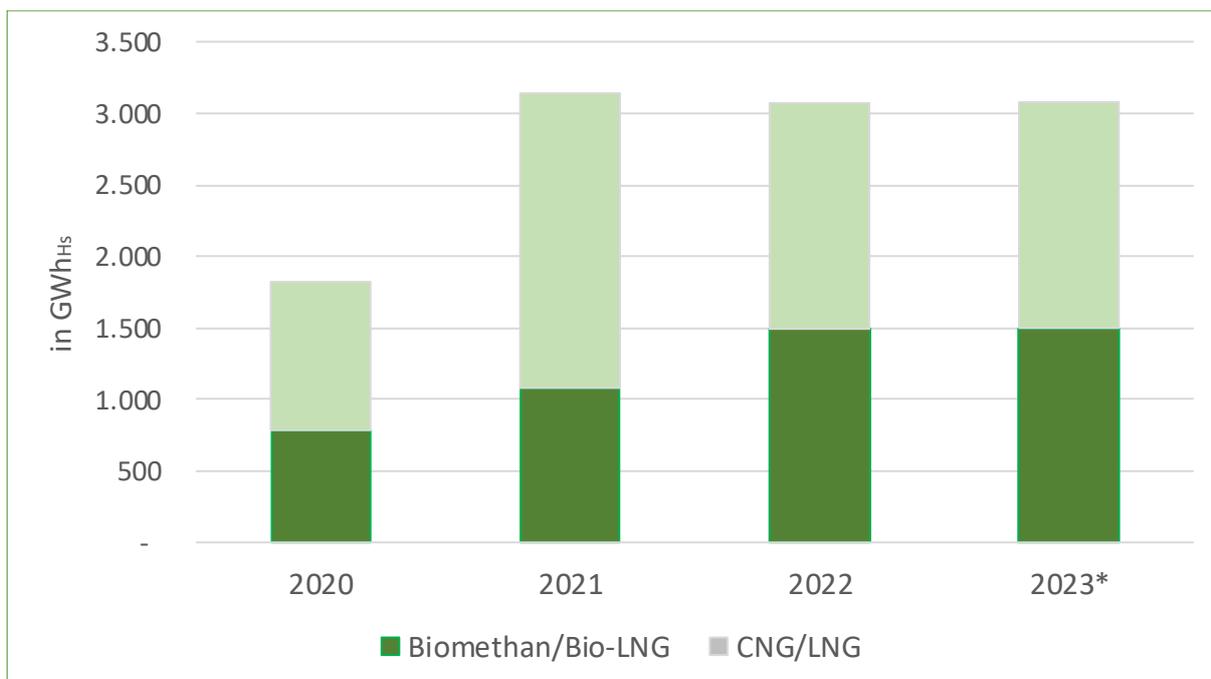


Abbildung 12: Verbrauch von CNG/LNG im Verkehr (Quelle: UBA, destatis, Zoll, eigene Berechnungen) *vorläufige Schätzung

Betrugsvorwürfe im Rahmen der Quotenerfüllung und ihre Auswirkungen

Zwischen Ende 2022 und Anfang 2023 führte ein starker Anstieg der Importe von fortschrittlichem Biodiesel aus China nach Deutschland zu einem erheblichen Preisverfall bei den Quotenpreisen. Den Importen wird dabei seitens deutscher Marktakteure vorgeworfen, falsch deklariert gewesen zu sein. Nach eigenen Recherchen von Marktakteuren handelte es sich dabei unter anderem um zu Rohstoffen nach Annex IX Teil A RED umdeklarierte Palmölmengen, die als fortschrittlicher Biodiesel nach Europa importiert wurden. Die Bundesregierung hat mittlerweile die Strafbehörden eingeschaltet und die EU-Importstrafzölle auf Biodieselimporte aus China verhängt. Ein eindeutiger Beweis für den Betrug steht allerdings noch aus.

Ein Teil der THG-Quote kann durch UER-Maßnahmen (Upstream Emission Reduction) erfüllt werden. Dies beinhaltet die Einsparung von Emissionen, die in Klimaschutzprojekten im Upstream-Bereich (Erkundung und Förderung) der Öl- und Gasförderung erreicht wird. Aufgrund der im Vergleich zu Kraftstoffalternativen geringen THG-Vermeidungskosten mindern UER-Maßnahmen praktisch die Menge der notwendigen Biokraftstoffe zur Erfüllung der THG-Quote. Gleichwohl ist ihre Anrechnung zur THG-Quotenerfüllung auf 1,2 Prozent gedeckelt. Bei einer Vielzahl von Projekten gibt es den Verdacht, dass die Projekte entweder gar nicht existieren, nicht explizit aufgrund der Förderung gebaut wurden oder nicht den Unternehmen gehören, die sich die Minderung anrechnen lassen wollen. Auch hier wurde die unzuverlässige Kontrollmöglichkeit in China ausgenutzt. Nachprüfungen des Umweltbundesamtes haben nun dazu geführt, dass bei sieben UER-Projekten die Anträge auf Freisichtung von UER-Zertifikaten für 2023 zurückgezogen wurden. Bei einem weiteren Projekt hat das Umweltbundesamt die Ausstellung von UER-Zertifikaten untersagt. Die acht Projekte umfassen UER-Zertifikate in Höhe von 214.799 Tonnen CO₂-Äquivalenten. In der UER-Datenbank sind damit aber nach wie vor mehr UER-Zertifikate gelistet, als 2023 angerechnet werden können. Für 2024 beläuft sich die Menge mit Stand September 2024 auf ca. 1,3 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente und ist damit signifikant gesunken. Für die Quotenerfüllung in 2023 lässt sich aus den genannten Gründen prognostizieren, dass man erneut eine Übererfüllung in bedeutendem Umfang haben wird, die vor allem auf die fraglichen Biodieselimporte mit Doppelanrechnung und die UER-Zertifikate zurückzuführen ist.

THG-Quotenübererfüllung

Werden in einem Jahr mehr erneuerbare Kraftstoffe in Verkehr gebracht, als für die Erfüllung der THG-Quote notwendig sind, darf die Übererfüllung in das Folgejahr übertragen und dort angerechnet werden. Damit müssten im Folgejahr weniger erneuerbare Kraftstoffe eingesetzt bzw. zur Quotenerfüllung erworben werden. Diese Übererfüllung belief sich im Jahr 2022 auf rund 3,4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente Einsparung⁵, im Jahr 2023 dürfte die Übererfüllung Schätzungen zufolge auf bis zu 5 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente ansteigen. Auch bei einer potenziellen Rückabwicklung der betrügerischen UER-Projektanrechnung käme es zu einer leichten Übererfüllung in 2023. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) hat am 20. September 2024 einen Referentenentwurf zur Anpassung der 38. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV) veröffentlicht. Darin ist eine Aussetzung der Anrechnung der Übererfüllungen aus den Vorjahren für die Jahre 2025 und 2026 vorgesehen. Geht man von einem ähnlich bleibenden Niveau an Inverkehrbringung sowie einer Zunahme der Elektromobilität und Anrechnung von Biomethan aufgrund der durchschnittlichen Wachstumsraten der letzten Jahre aus, wird deutlich, dass fortschrittliche Biokraftstoffe eine immer wichtigere Rolle bei der Quotenerfüllung einnehmen. Dabei ist zu beachten, dass die erhöhten Beimischungsquoten für Biodiesel ebenfalls entscheidend zur Erfüllung der THG-Quote beitragen. Mit Umsetzung der RED-III-Vorgaben ab 2026 wird für

⁵ Fehler! Linkreferenz ungültig., abgerufen am 24.09.2024

die Elektromobilität die Vierfachanrechnung angenommen, wodurch dessen Anteil an der Erfüllung neben steigenden Strommengen signifikant zunimmt. In 2027 wird es gemäß Verordnungsentwurf des BMUV wieder möglich sein, Übererfüllungen aus den Vorjahren anzurechnen. Unter Umständen könnte dann die bis dahin aufgebaute Übererfüllung in einem bedeutenden Umfang zum Einsatz kommen, sollte sich die Elektromobilität oder der Einsatz fortschrittlicher Biokraftstoffe nicht so positiv entwickeln wie angenommen. Die Anpassung der 38. BImSchV hat das Potenzial, die Quotenpreise wieder zu stabilisieren und damit auch die wirtschaftlichen Bedingungen für Biomethan zu verbessern. Unter Berücksichtigung der Gasmobilität als limitierenden Faktor könnte der Beitrag von Biomethan zur Erfüllung der THG-Quote weitaus höher ausfallen als in Abbildung 13 angenommen.

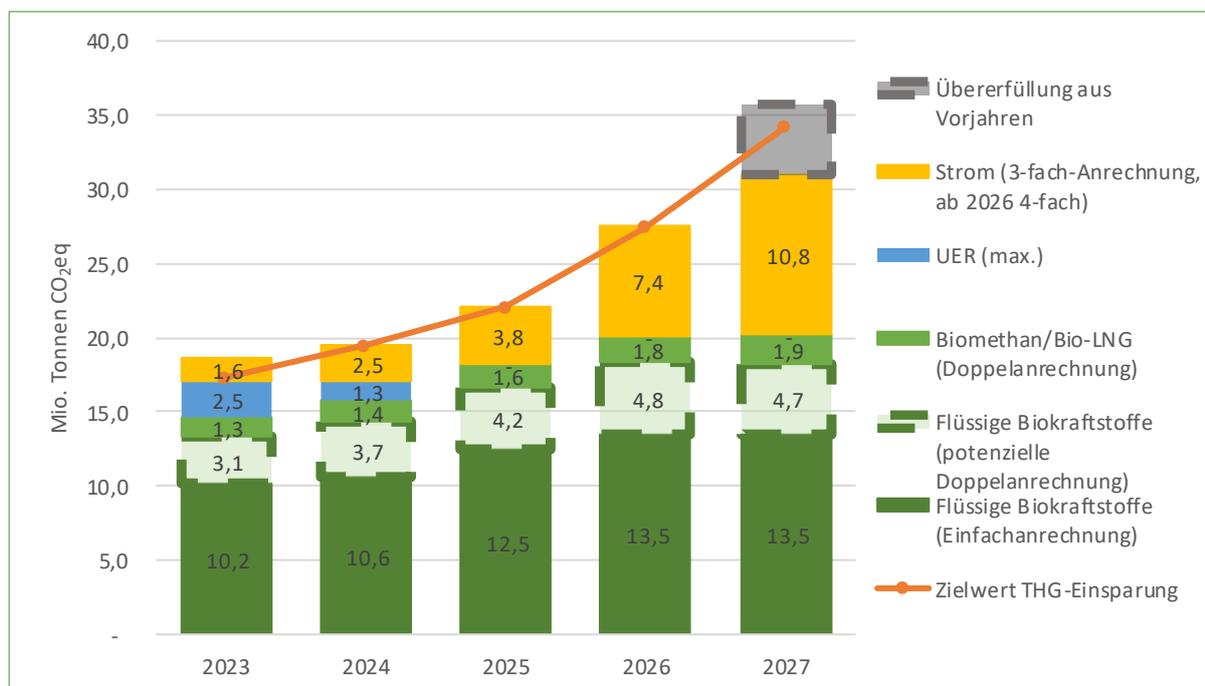


Abbildung 13: Potenzielle THG-Quotenerfüllung von 2023 bis 2027 (eigene Berechnung auf Basis von Mineralöldaten)

Mit Umsetzung der RED III soll langfristig die THG-Quote so angepasst werden, dass eine Zielerreichung im Mobilitätssektor möglich wird, die allerdings erst in 2026 wirksam würde.

Herausforderungen und Chancen im Mobilitätssektor

Die Zukunft des Biomethanabsatzes im Verkehrssektor steht vor komplexen Herausforderungen. Das anhaltend niedrige Preisniveau und die stagnierende Entwicklung der Erdgasmobilität begrenzen das Wachstumspotenzial. Aktuell entspricht die in Verkehr gebrachte Biomethanmenge ungefähr dem CNG-Tankvolumen, was bei gleichbleibender oder nicht stärker steigender Fahrzeuganzahl keine Absatzsteigerung ermöglicht. In 2024 haben 27 Prozent der Befragten noch eine Absatzsteigerung erfahren, 40 Prozent sagten allerdings, die Nachfrage sei auf gleichbleibendem Niveau geblieben. 33 Prozent gaben sogar einen Rückgang der Nachfrage an. Perspektivisch muss sich der Absatz also in noch nicht erschlossenen Mobilitätsbereichen entwickeln. Die angekündigte NABIS enthält Pläne zum verstärkten Einsatz von Biokraftstoffen in der Landwirt-

schaft sowie in der See- und Binnenschifffahrt, beides bisher unerschlossene Bereiche. Nach Ansicht der Befragten ist hier klar in der See- und Binnenschifffahrt mit deutlichen Steigerungen zu rechnen, sowohl bei der Bio-CNG- als auch bei der Bio-LNG-Anwendung.

Große Hoffnung ruht auch auf der Entwicklung der LNG-Lkws, deren hohe Laufleistung und hoher Verbrauch bereits bei wenigen Fahrzeugen große Absatzmengen versprechen. Aktuell ist aber noch nicht absehbar, ob die Entwicklung der LNG-Kraftfahrzeuge tatsächlich so verläuft wie angenommen und selbst wenn, ob sich für Biomethan lohnende Preisniveaus einstellen. Diese Entwicklungen verdeutlichen, dass die Biomethanbranche vor einem Wendepunkt steht. Der Erfolg wird maßgeblich von der Erschließung neuer Märkte und der Anpassung an sich verändernde Mobilitätskonzepte abhängen.

7.4 Wärmemarkt

Der Wärmemarkt war für Jahre der Hoffnungsträger der Biomethanbranche. Nach dem EEG-Absatz war der Absatz im direkten Wärmemarkt über die vergangenen Jahre stetig gestiegen. Vorrangig getrieben durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) bzw. das GEG wurde Biomethan als eine der verfügbaren Optionen auch zur Erreichung von Mindestanteilen erneuerbarer Wärme genutzt. Dort musste es allerdings lange in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt werden, was den Einbau eines BHKW erforderte und daher eine vergleichbar aufwendige Option darstellte. Die sogenannten „Zuhausekraftwerke“ von Lichtblick beispielsweise scheiterten unter anderem an der Komplexität der Nachweisführung für den Strom bei solch kleinen Anlagen. Mit Übergang der Verpflichtungen in das GEG wurde auch der Einsatz in gängigen Brennkesseln zugelassen. Trotzdem wächst der Wärmemarkt nur langsam.

Nachfrageanstieg dank GEG?

Die Novellierung des GEG in 2023 könnte hier die Nachfrage allerdings deutlich steigern. Mit Novellierung des GEG ist es unter Umständen möglich, weiterhin Gasheizungen zur Gebäudeheizung zu verwenden, wenn ab 1. Januar 2029 mindestens 15 Prozent, ab 1. Januar 2035 mindestens 30 Prozent und ab 1. Januar 2040 mindestens 60 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme aus Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff (inklusive Derivaten) erzeugt werden. Damit wären unter bestimmten Umständen auch reine Gasheizungen mit steigendem Biomethananteil eine vollwertige Option zur Erfüllung der Vorgaben des GEG. Dies könnte Biomethan zu einer attraktiven Option zur alleinigen Beheizung oder in Kombination mit einer Wärmepumpe machen. In Einzelgebäuden erscheint die Wärmepumpe allerdings als attraktivere Variante.

Theoretische Berechnungen ergeben eine Steigerung des Biomethanbedarfs auf 13 bis 45 TWh in 2040⁶ nur für die Wärmeversorgung von Gebäuden im Rahmen des GEG. Dabei spielt aber vorrangig die Heizungswahl in Neu- und Bestandsbauten eine entscheidende Rolle. Zwar dominiert die Gasheizung den Gebäudebestand zu beinahe 50 Prozent, im Neubau allerdings verliert sie deutlich an Bedeutung zugunsten der Elektro-Wärmepumpe. Gleichzeitig finden Neubauaktivitäten derzeit nur auf geringem Niveau statt. Langfristig werden das GEG und die Ergebnisse der Wärmeplanung bestimmen, welche Technologie zu welchem Anteil zum Zuge kommen wird. Eine Hybridheizung aus Wärmepumpe und Gasheizung ist aktuell die wirtschaftlichste Option, da sie Förderungen optimal nutzt, gesetzliche Vorgaben erfüllt und Flexibilität bietet, zugleich ist sie

⁶ Weitere Informationen: <https://www.dena.de/infocenter/wie-entwickelt-sich-der-biomethanbedarf-auf-basis-des-gebäudeenergiegesetzes/>

aber auch komplexer und steht im Widerspruch zu dem politischen Ziel, Biomethan vorrangig in KWK zur Stabilisierung des Stromnetzes einzusetzen.

Daher ist fraglich, ob Biomethan in der dezentralen Beheizung einzelner Gebäude überhaupt eine signifikante Rolle spielen wird.

Biomethan in Nah- und Fernwärme – Standbein der Kommunalen Wärmeplanung?

In der Kommunalen Wärmeplanung könnte Biomethan-KWK zusammen mit der Wärmepumpe und anderen erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle zur Bereitstellung von erneuerbarer Wärme für Nah- und Fernwärmenetze sowie für die Residuallast im Stromnetz spielen. Die Kombination ist ökonomisch reizvoll, da sie die Erfüllung des GEG und das Förderziel des EEG gleichermaßen als Pull-Faktor in Anspruch nehmen kann. Auch das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG) legt als Ziel fest, bis zum Jahr 2030 im Mittel die Hälfte und bis 2045 100 Prozent der leitungsgebundenen Wärme klimaneutral zu erzeugen. Dabei ist die Nutzung von Biomasse in größeren Netzen auf 25 Prozent begrenzt, für Netze bis 50 Kilometer sind hingegen keine Beschränkungen vorgegeben. Damit soll vor allem in ländlichen Gebieten die Möglichkeit zur Nutzung der lokal verfügbaren Biomasse bestehen bleiben. Für den Herbst 2024 kündigte das BMWK bereits ein Biomassepaket an, das die Nutzung von Biomasse als Flexibilitätsoption und wichtigen Wärmelieferanten stärker in den Förderfokus rücken soll. Damit könnten kommunale Konzepte und Quartierskonzepte in Kombination stärkeren Rückenwind bekommen.

Grundsätzlich ist spätestens ab 2029 mit einer deutlich erhöhten Nachfrage nach Biomethan in Wärmeanwendungen zu rechnen. Die genaue Höhe der Nachfrage ist dabei von vielen, schwer vorhersehbaren Faktoren abhängig.

7.5 Emissionshandel und -berichterstattung

Der Emissionshandel und die Emissionsberichterstattung nehmen eine zunehmend bedeutende Rolle insbesondere in der Industrie ein. Der europäische Emissionshandel wurde 2005 eingeführt, um ein marktbasierendes, emissionsfokussiertes Instrument zur Senkung der THG-Emissionen bereitzustellen. Aufgrund der Gestaltung des Mechanismus lag der Preis bis 2020 allerdings bei rund 20 bis 30 Euro pro Tonne und war bei einem äquivalenten Aufpreis von 0,4 Cent pro Kilowattstunde Erdgas nicht geeignet, den Einsatz alternativer Energieträger anzureizen.

Mit der vierten Handelsperiode (2021 bis 2030) stieg der Preis für einige Zeit auf 100 Euro pro Tonne, was den Einsatz von Biomethan im Zusammenspiel mit steigenden Erdgaspreisen kurzfristig zu einer Option machte. Der Einsatz von Biomasse wird im EU-ETS pauschal mit null Emissionen gewertet, ungeachtet der Einsatzstoffe, solange die Nachhaltigkeitsanforderungen der Biost-NachV erfüllt werden. Ein höherer CO₂-Preis steigert die wirtschaftliche Attraktivität von Biomethan, da die Nullemissionsbewertung einen Wettbewerbsvorteil gegenüber fossilen Brennstoffen verschafft.

Importiertes Biomethan ist im Rahmen des europäischen und des nationalen Emissionshandels, überwacht durch die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHST), in Deutschland anerkennungsfähig. Insbesondere aus Anlagen, die unter die Anforderungen des EU-ETS fallen und einen entsprechend hohen Energiebedarf haben, entwickelte sich eine Nachfrage nach Biomethan aus dem EU-Ausland. Aufgrund der verbliebenen Kostendifferenz zwischen Biomethan und Erdgas zeigt sich aber, dass zunehmend weitere Aspekte eine Rolle für die Zahlungsbereitschaft bei emissionsarmen Energieträgern in Unternehmensentscheidungen spielen.

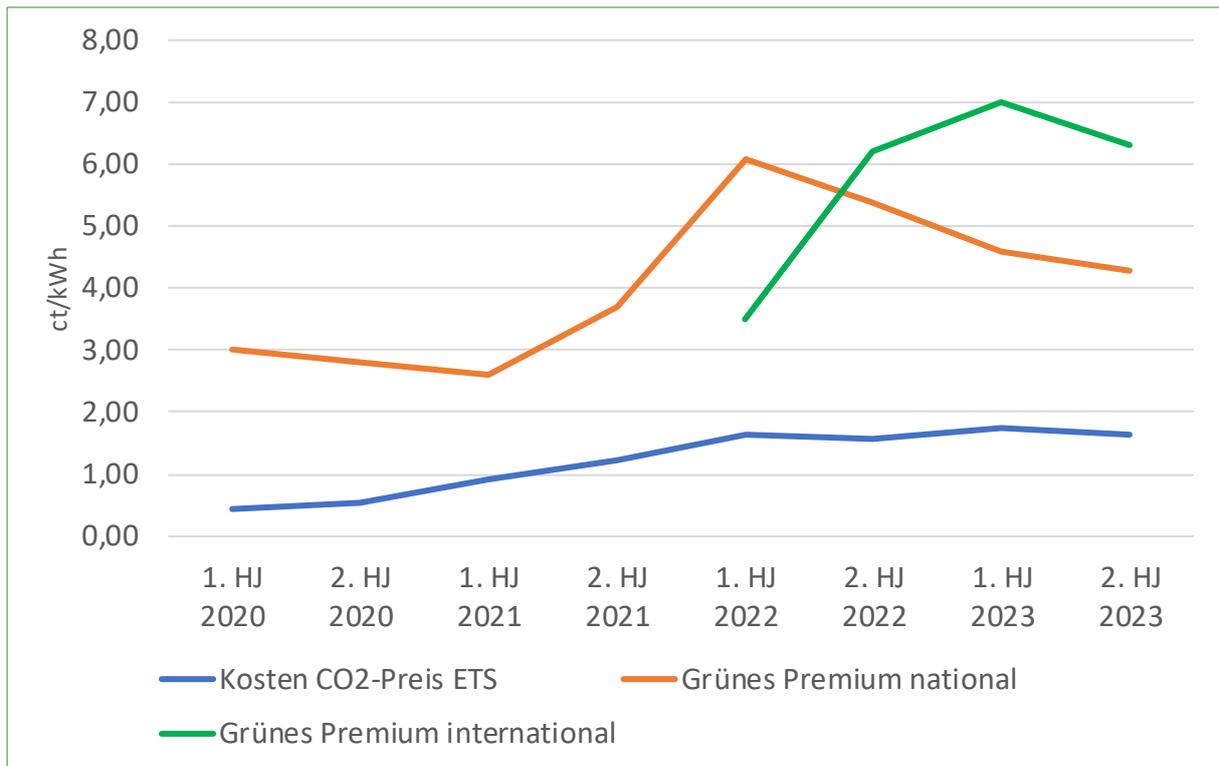


Abbildung 14: Differenzkosten Biomethan im Vergleich mit CO₂-Preis pro Kilowattstunde Erdgas

Denn im Rahmen des European Green Deal wurden zur Erreichung einer klimaneutralen EU bis 2050 weitere Instrumente eingeführt: die EU-Taxonomie und die Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD). Diese Regelwerke erweitern die Berichtspflichten für Unternehmen um umweltrelevante Aktivitäten, einschließlich der Klimawirkung des Energieverbrauchs. Wenn hier auch kein wirtschaftlicher Anreiz besteht, können nicht nachhaltige Aktivitäten doch mit einer geringeren Kreditwürdigkeit verbunden sein. Auch das Image der Unternehmen ist mehr und mehr von solchen Kriterien abhängig. Daher spielt der Einsatz von erneuerbaren Energien und damit auch von Biomethan in immer mehr Unternehmensstrategien zur Dekarbonisierung der Aktivitäten eine entscheidende Rolle, insbesondere als Interimslösung, bis beispielsweise neue Technologien oder Energieträger bzw. -speicher wie Wasserstoff verfügbar sind. Dies geschieht oft im Rahmen der ohnehin bestehenden EU-ETS-Abgabepflicht bei größeren Produktionsstandorten.

Allerdings wird diese positive Entwicklung durch die nicht harmonisierte Nachweispflicht behindert. Die Anforderungen an die Nachweise variieren je nach Regulierungsbereich. Für den EU-ETS waren lange Zeit Herkunftsnachweise ausreichend. Seit 2022 müssen jedoch Nachhaltigkeitsnachweise eingereicht werden. Die EU-Taxonomie nutzt ebenfalls Nachhaltigkeitsnachweise, deckt aber noch nicht alle relevanten Biomethanaktivitäten ab. So ist beispielsweise die Nutzung von Biomethan zur Stromerzeugung als eigene Kategorie erfasst, die Produktion von Biomethan selbst jedoch nicht.

Besonders komplex gestaltet sich die Berichterstattung im Rahmen der CSRD, die im relevanten Regelwerk, dem European Sustainable Reporting Standard (ESRS), wiederum auf das GHG Protocol verweist, in dem die Nutzung von Biomethan derzeit nicht abschließend geregelt ist und dessen Regelwerk bezüglich Biomethan sich überhaupt gerade in der Revision befindet.

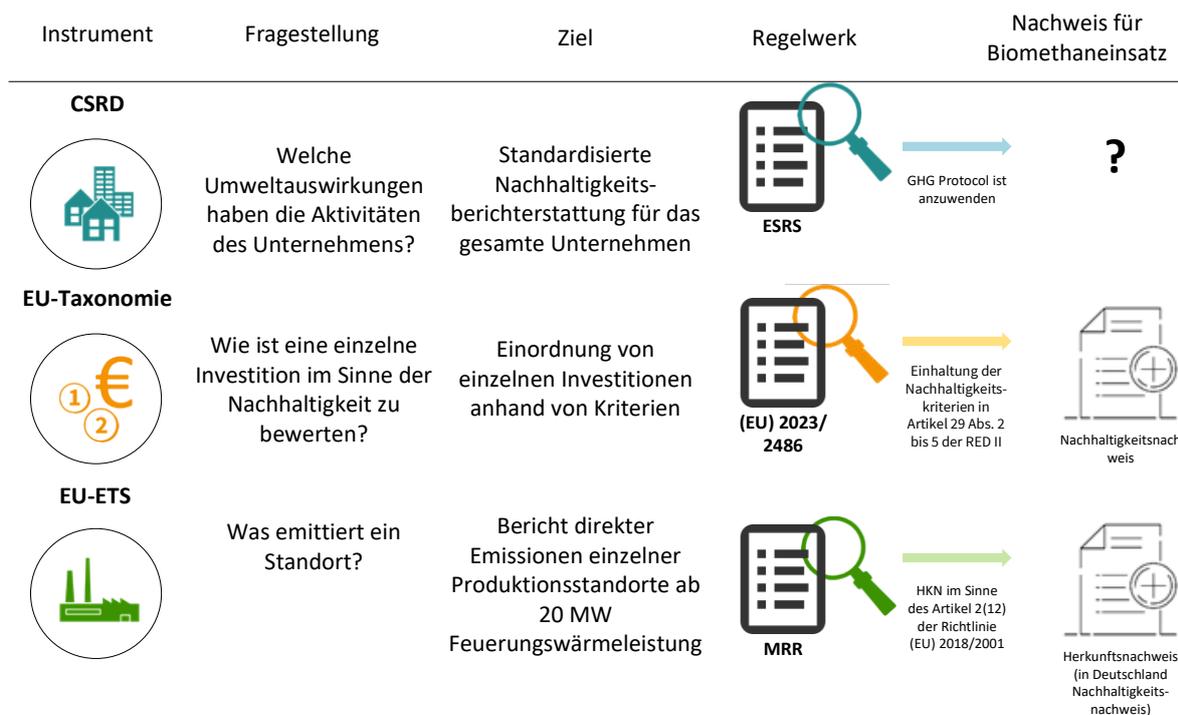


Abbildung 15: Scopes, Regeln und Nachweise für Biomethan in den verschiedenen Instrumenten

Diese uneinheitlichen und sich ändernden Anforderungen an die Nachweisführung stellen für Unternehmen eine Herausforderung dar. Sie erschweren die konsistente Berichterstattung und können möglicherweise die Attraktivität von Biomethan als Erdgas-Substitut beeinträchtigen, trotz seiner potenziellen Vorteile für Unternehmen in Bezug auf CO₂-Bilanz und Nachhaltigkeitsziele.

7.6 Internationaler Handel

Der internationale Handel erfreut sich weiterhin wachsender Beliebtheit und hat auch 2023 wieder an Handelsvolumen zugenommen. Weiterhin größter Exporteur ist Dänemark mit über 4 TWh an Biomethanexporten in 2023. Bei einer Produktion von 7,7 TWh und einer Stilllegung von 4,5 TWh dänischer Herkunftsnachweise (HKN) in 2023 wurden also beinahe 90 Prozent der Produktion exportiert und im Ausland genutzt. Rund 30 Prozent der dänischen Mengen gehen nach Schweden und rund 36 Prozent nach Deutschland, von wo aus sie dann größtenteils in die Schweiz weitergeleitet werden. Auch Mengen aus den Niederlanden und Großbritannien werden international stark nachgefragt. Britische Mengen werden zu über 80 Prozent exportiert, niederländische Mengen zu rund 15 Prozent. Abnehmer sind überwiegend in Schweden, Deutschland und der Schweiz zu finden, aber auch in mehr und mehr anderen Ländern wird mit der Anerkennung importierter Mengen experimentiert.

Die **Schweiz** ist bereits seit vielen Jahren Hauptimporteur von Biomethan aus und über Deutschland. Treiber ist hier die freiwillige Beimischung von Biogas, auf die sich die Schweizer Gaswirtschaft geeinigt hat. Aktuell liegt der Anteil bei rund 10 Prozent des gesamten Gasverbrauchs, was rund 3 TWh Biomethan entspricht.⁷ Bei nur 500 GWh inländischer Produktion ist diese Beimischquote nur mit Importen zu erreichen. Bis 2030 soll der Anteil auf 15 Prozent, bis 2040 auf 50 Prozent und bis 2050 auf 100 Prozent gesteigert werden. Dabei wird

⁷ https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/GE-JB/gazenergie_JB_2023_d.pdf

absehbar auch Wasserstoff in wachsendem Umfang zum Einsatz kommen. Bisher wurde das importierte Biogas vom Bundesamt für Zoll und Grenzschutz (BAZG) wie Erdgas behandelt und dementsprechend auch mit Steuern und Abgaben, insbesondere der CO₂-Abgabe, belegt. Dies soll sich in 2025 mit Inbetriebnahme eines HKN-Registers mit Anschluss an die European Renewable Gas Registry (ERGaR) ändern.

In **Schweden** ist ausschließlich einheimisches oder dänisches Biomethan beliebt. Über die Hälfte der aus Dänemark exportierten Mengen wird nach Schweden exportiert und dort als Kraftstoff genutzt. Schweden hat seit den 1990er Jahren eine CO₂-Abgabe auf Kraftstoffe, die umgerechnet einem Preis von rund 115 Euro pro Tonne entspricht. Biogas ist davon ausgenommen und daher seit Jahren gefragtes Importgut in Schweden. Die Berücksichtigung importierter dänischer Biomethanmengen wurde allerdings im Dezember 2022 vom Gericht der Europäischen Union als zu überprüfende Überförderung identifiziert, woraufhin die Europäische Kommission im Januar 2024 eine tiefgehende Prüfung veranlasst hat. Hintergrund ist die bereits erfolgte Förderung von dänischem Biomethan, das in Kombination mit der in Schweden gewährten Befreiung zu einer finanziellen Überförderung führen könnte.⁸ Je nach Ausgang dieser Prüfung könnten hier die Rahmenbedingungen zulasten der Nachfrage geändert werden.

Im **deutschen Markt** ist die Nachfrage im Wesentlichen von zwei Faktoren getrieben: Ein Großteil der Mengen wird in der Industrie zur Substitution der Erdgasverbräuche eingesetzt, wo sie einerseits im EU-ETS zur Vermeidung von Emissionen genutzt werden, aber auch im Rahmen der EU-Taxonomie und der CSRD-Vereinigungen Anwendung finden. Auch der Wärmemarkt wird zu großen Teilen mit Biomethan aus dem Ausland versorgt. Hier ist der mitunter große Preisunterschied zu deutschem Biomethan deutlich von Vorteil und daher eine attraktive Option zur Erfüllung des GEG oder des EWärmeG. Zur potenziellen Entwicklung im Wärmemarkt wurde im vorhergehenden Kapitel bereits eine Abschätzung abgegeben. Von einer Steigerung der Nachfrage dürften insbesondere importierte Mengen profitieren.

Auch im Emissionshandel dürften aufgrund der Preissensibilität eher importierte Mengen zum Zuge kommen. Damit sich der Einsatz von Biomethan bei einem aktuell eher geringen Einkaufspreis von 7 Cent pro Kilowattstunde lohnt, müsste der EU-ETS-Preis auf rund 180 Euro pro Tonne steigen, um die Nutzung von deutschem Biomethan ökonomisch überhaupt rechtfertigen zu können. Preisprognosen zufolge wird dieses Preisniveau bis 2030 nicht erreicht⁹ und selbst wenn sind importierte Mengen aufgrund der gezahlten Förderungen oder geringerer Investitions- und Betriebskosten oft trotzdem günstiger als das ungeforderte deutsche Biomethan.

Aus den **Niederlanden** werden derzeit rund 15 Prozent der produzierten Mengen in andere Länder exportiert. Das entspricht bei einer Produktion von 2,8 TWh in 2023¹⁰ rund 500 GWh. Die Niederlande haben sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 eine Produktion von 20 TWh zu erreichen. Eine Beimischungspflicht unter Nutzung von HKN und handelbaren Erfüllungszertifikaten (GGE: groengasenheden) soll bei der Erreichung dieses Ziels helfen. Genaue Beimischungsquoten sind noch nicht bekannt, aber tendenziell werden sie die inländische Nachfrage nach den Nachweisen ankurbeln und die Exportaktivitäten eher mindern. Ob hier ein neuer Abnehmermarkt für Importe ähnlich wie in der Schweiz entsteht, bleibt abzuwarten.

In **Großbritannien** ist nach Jahren der Ruhe wieder mehr Aktivität zu verzeichnen. Nach Auslaufen der Förderung im Rahmen der Renewable Heat Incentive (RHI) wird Biomethan durch das Green Gas Support

⁸ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_24_506

⁹ <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-forecast-under-eu-ets.pdf>

¹⁰ <https://netherlands.nature-energy.com/loret-ipsum/>

Scheme (GGSS), bezahlt durch eine Abgabe auf fossile Energieträger (Green Gas Levy), wieder stärker gefördert. Bis 2050 will Großbritannien eine Biomethanproduktion von 30 bis 40 TWh erreicht haben. Aufgrund des EU-Austritts Großbritanniens ist die Anerkennung von Biomethan in der EU bisher kaum möglich. Daher finden britische Mengen größtenteils Absatz in den nicht geförderten Beimischmärkten Deutschlands und der Schweiz. Allerdings befindet sich die britische Regierung (ebenso wie die Ukraine) in laufenden Gesprächen mit der EU-Kommission über ein Abkommen zum Beitritt in den europäischen Energiemarkt.

Auch Mengen aus **Frankreich**, der **Slowakei**, **Spanien** und **Tschechien** werden zunehmend gehandelt, allerdings aufgrund der geringen Mengenverfügbarkeit noch nicht auf hohem Volumenniveau. In der **Ukraine** wurde 2023 eine erste Biomethananlage in Betrieb genommen, zwei weitere Anlagen sollen noch in 2024 in Betrieb gehen. Auch **Italien** will die Biomethanproduktion zukünftig stärker ausbauen und plant, bis 2026 über 20 TWh und bis 2030 über 65 TWh an Biomethan zu produzieren.

Für den internationalen Handel bringt die geplante Unionsdatenbank (UDB) nicht nur administrative Änderungen mit sich. Die UDB ist eine verpflichtende EU-weite Datenbank zur Dokumentation von beispielsweise Biomethan. Alle Marktteilnehmer, die Biomethan in das Netz einspeisen, müssen dort relevante Informationen zu Nachhaltigkeit und Treibhausgasemissionen dokumentieren. Der Live-Gang für gasförmige Energieträger ist für November 2024 angekündigt.

Das bedeutet nicht nur weiteren Aufwand bei der Dokumentation, sondern auch angepasste Regelungen zur Anerkennung von Biomethan, insbesondere im internationalen Handel. Mit der Implementierung der UDB in nationales Recht werden Nachhaltigkeitsnachweise quasi zur Pflicht. Auch der Umgang mit bereits erfolgter Förderung ist unklar. Eine zentrale Datenbank ist allerdings auch ein wichtiger Schritt hin zu einem vereinheitlichten europäischen Biomethanmarkt und damit der möglichen Anerkennung importierter Mengen auf nationale Ziele.

Der internationale Handel erfreut sich also weiterhin größter Beliebtheit und steigender Handelsvolumen. Die ambitionierten Pläne der europäischen Nachbarländer lassen auch ein wachsendes Angebot erwarten. Es ist also nicht verwunderlich, dass auch über 60 Prozent der Befragten weiterhin mit steigender Handelsaktivität rechnen. Der Handel findet dabei derzeit gleichermaßen eher kurz- und mittelfristig statt. Lediglich 7 Prozent der Befragten gaben an, internationale Mengen über langfristige Verträge zu beziehen. Dies dürfte auch der Volatilität der Preise und des regulatorischen Rahmens geschuldet sein. Laut Befragung sind die maßgeblichen Treiber der gesetzliche Emissionshandel, der Kraftstoffmarkt und freiwillige Kompensationsmaßnahmen bzw. ein verpflichtendes Reporting – alles Bereiche, in denen es in den vergangenen Jahren umfassende Anpassungen des regulatorischen Rahmens oder der nötigen Nachweise gegeben hat. Im EU-ETS wurde kurzfristig von HKN auf Nachhaltigkeitsnachweise gewechselt, der Ausschluss von geförderten Mengen wird offen diskutiert. Der Kraftstoffsektor ist ohnehin nur durch ein Gerichtsverfahren für den Import geöffnet worden und wird durch mehrere – vermeintlich betrügerische – Vorfälle erschüttert. Das GHG Protocol hat noch keine abschließende Antwort auf die Frage, ob und wenn ja wie Biomethan überhaupt innerhalb der Scopes Berücksichtigung findet.

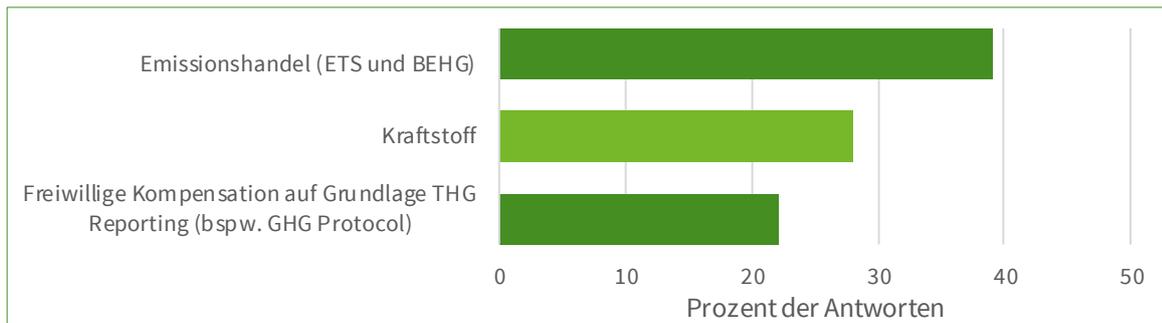


Abbildung 16: Treiber der Nachfrage internationaler Mengen

Hinzu kommen stark unterschiedliche Preise je nach Herkunft und Einsatzstoff zur Produktion des Biome-thans und Zeitpunkt des Vertragsschlusses. Niederländische Mengen werden dabei mit rund 6 Cent pro Kilo-wattstunde am teuersten gehandelt. Britische Mengen sind der Umfrage zufolge eher mit 2,5 bis 3 Cent zu bewerten.

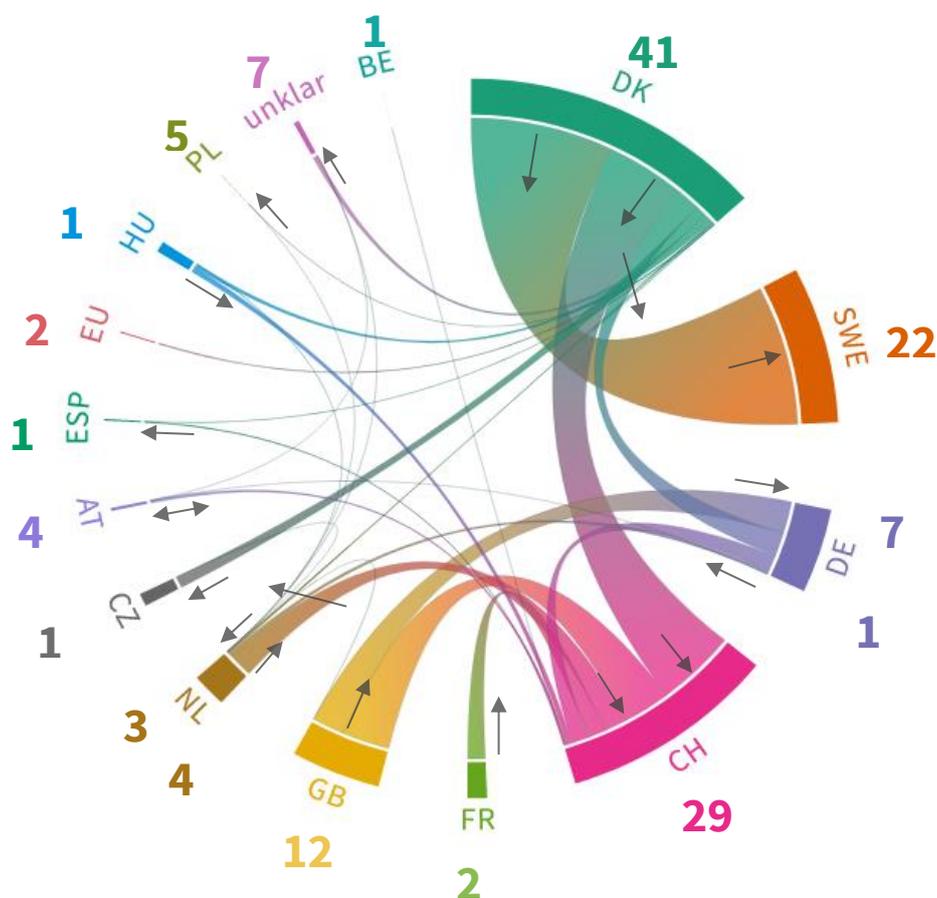


Abbildung 17: Internationale Biomethan-Transfers 2023 in GWh_{H₂} (Stand August 2024, dena)

