

CLIMATE CHANGE

57/2025

Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Fachbericht Biomethan

CLIMATE CHANGE 57/2025

EVUPLAN des Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 37EV 18 102 0

FB001734

Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien- Statistik (AGEE-Stat)

Fachbericht Biomethan

von

Klaus Völler, Toni Reinholz
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

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

Abschlussdatum:

Oktober 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 1.8 Energiedaten, Geschäftsstelle der AGEE-Stat
Michael Memmler

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7935>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Oktober 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) – Biomethan

Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) ist im Verbundvorhaben „Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Energien-Statistik (AGEE-Stat)“ für die Erstellung des Fachberichtes "Biomethan" verantwortlich. Zentrale Aspekte des Endberichts stellen zum einen die Aufkommensseite dar, welche sich aus der inländischen Biomethanproduktion sowie dem Import von Biomethan über das Erdgasnetz ergeben und zum anderen die Verwendungsseite, welche sich insbesondere aus der Verwendung von Biomethan zur Stromerzeugung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie aus dem Einsatz im Wärme- und Verkehrssektor zusammensetzt. Eine statistische Besonderheit bei Biomethan ist, dass durch den Transport und die bilanzielle Speicherbarkeit im Erdgasnetz die Erzeugung und Verwendung mit größeren zeitlichen Abständen auseinanderfallen können. Vor diesem Hintergrund wird anhand des Aufkommens und der Verwendung eine entsprechende Gesamtbilanz erstellt, welche neben der nationalen Gewinnung auch den Außenhandel berücksichtigt.

Abstract: Scientific analyses on selected aspects of renewable energy statistics and in support of the Working Group on Renewable Energy Statistics (AGEE-Stat) – Biomethane

The German Energy Agency (dena) is responsible for the preparation of the technical report "Biomethane" in the joint project "Scientific analyses on selected aspects of renewable energy statistics and to support the Working Group on Energy Statistics (AGEE-Stat)". Central aspects of the final report are on the one hand the supply side, which results from the domestic biomethane production as well as the import of biomethane via the natural gas grid, and on the other hand the consumption side, which deals in particular with the use of biomethane for electricity generation according to the Renewable Energy Sources Act as well as the use in the heat and transport sector. A special feature of biomethane is that, due to the transport and balance storage of the gas in the natural gas grid, generation and consumption can diverge at longer intervals. In view of this a corresponding overall balance is formed on the basis of production and use, which takes into account both national production and foreign trade.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis.....	8
Zusammenfassung.....	10
Summary	13
1 Einleitung.....	15
2 Aufkommen von Biomethan in Deutschland	17
2.1 Inländische Erzeugung.....	17
Einsatzstoffverteilung zur Biomethanerzeugung	23
2.2 Außenhandel (Import und Export) nach Ländern	24
3 Energetische Nutzung von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung	28
3.1 Einführung	28
3.2 Anzahl Stromerzeugungsanlagen (BHKW)	29
3.3 Netto-Nennleistung des Gesamtanlagenbestandes.....	30
3.4 EEG-Vergütungsmengen	31
3.4 Trafo- und Leitungsverluste	32
3.5 Wirtschaftlicher Selbstverbrauch	33
3.6 Nettostromerzeugung aller Biomethan-Stromerzeugungsanlagen	33
3.7 Technischer Stromeigenverbrauch	33
3.8 Bruttostromerzeugung aller Biomethan-Stromerzeugungsanlagen.....	37
3.9 Nettowärmeerzeugung aller Biomethan-Stromerzeugungsanlagen (KWK-Wärmemenge)	38
3.10 Sektorale Zuordnung der Biomethan BHKW	39
3.11 Stromkennzahl.....	42
3.12 Brennstoffeinsatz aller Biomethan-Stromerzeugungsanlagen insgesamt (inkl. Brennstoffeinsatz für KWK-Wärme)	43
3.13 Entwicklung der mittleren Jahresbenutzungsstunden.....	45
4 Biomethan in der ungekoppelten Wärmeerzeugung.....	47
5 Endenergieverbrauch Biomethan im Verkehr.....	50
6 Stoffliche Nutzung von Biomethan	51
7 Gesamtbilanz Biomethan	52
8 Trends des Biomethanmarktes	55
9 Quellenverzeichnis	57
A ANHANG I Ergänzungen und Methodik zu 3.1 Biomethan zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.....	58

A.1	Anlagenbegriffe.....	58
-----	----------------------	----

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Bilanzgrenzen der Stromerzeugung und Stromeigenverbrauch von BHKW (dena)	28
Abbildung 2:	Monatlicher technischer Eigenverbrauchsanteil (selbstgedeckt) für Biomethan nach Erhebung 066k (43311-0002) in 2018 bis 2023	34
Abbildung 3:	Technischer Eigenverbrauch (selbst- und fremdgedeckt) gemäß Angaben von 41 BHKW von 7 Herstellern	35
Abbildung 4:	Entwicklung der Verwendung von Biomethan	54
Abbildung 5:	Monatlicher Verlauf der Durchschnittstemperatur und Stromeinspeisung aus Biomethan BHKW 2018 und 2019	61
Abbildung 6:	Monatliche Gradtage und Stromeinspeisung aus Biomethan BHKW 2018 und 2019	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Anlagenzahl, Biomethaneinspeisemenge (jeweils in Klammern) und genutzte Methode 2014 - 2023	19
Tabelle 2:	Entwicklung der Zahl und Kapazität von Biomethan-Produktionsanlagen 2007 - 2023	20
Tabelle 3:	Entwicklung der Einspeisemengen von Biomethan 2007 - 2023	20
Tabelle 4:	Neuerrichtungen von Biomethaneinspeiseanlagen 2019 -2023 (Stand 09/2024)	22
Tabelle 5:	Einsatzstoffgruppen in Biomethananlagen 2013-2023 in Prozent	24
Tabelle 6:	Entwicklung Import und Exportmengen von Biomethan 2013 - 2023	26
Tabelle 7:	Importe von Biomethan in GWhHs mit Verwendung in Deutschland 2021, 2022 und 2023	26
Tabelle 8:	Exporte von Biomethan in GWhHs nach Ländern 2013-2023	27
Tabelle 9:	Entwicklung der Anzahl der Biomethan-Anlagen (EEG-Anlagenschlüsselnummern) nach elektrischen Leistungsklassen	30
Tabelle 10:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung der Biomethan-BHKW	31
Tabelle 11 :	EEG-Vergütungsmengen der Biomethan-BHKW in GWh	31
Tabelle 12:	Ergebnisse des technischen Eigenverbrauchs der amtlichen Statistik nach Jahren	36
Tabelle 13:	Absoluter (selbstgedeckter) technischer Stromeigenbedarf der Biomethan-BHKW in GWh	37
Tabelle 14:	Bruttostromerzeugung der Biomethan-BHKW in GWh	38

Tabelle 15:	angenommene thermische Wirkungsgrade nach Leistungsklassen (Quelle: (ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.), 2014)39
Tabelle 16:	Entwicklung der erzeugten Wärme der Biomethan-BHKW in GWh39
Tabelle 17:	Vergleich amtl. Statistik und Zuordnung EV + >1MW40
Tabelle 18:	Erzeugte Wärme nach Sektoren 2013 – 2022 mit anteiliger Zuordnung unklarer Anteile41
Tabelle 19:	Erzeugter Strom (brutto) nach Sektoren 2013 – 2022 mit anteiliger Zuordnung unklarer Anteile42
Tabelle 20:	SKZ der Biomethan-BHKW nach Leistungsklassen im Zeitraum 2013-2023.....42
Tabelle 21:	Vergleich mit den SKZ der in der amtlichen Energiestatistik erfassten Anlagen und Ableitung eines strommengengewichteten Mittelwerts für die nicht durch die amtliche Statistik erfassten Anlagen43
Tabelle 22:	Entwicklung des Jahresnutzungsgrads der Stromerzeugung in Prozent44
Tabelle 23:	Entwicklung des Brennstoffeinsatzes in Biomethan-BHKW in GWh _{HS}45
Tabelle 24:	Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden der Biomethan-BHKW46
Tabelle 25:	Entwicklung des Biomethaneinsatzes zur ausschließlichen Wärmeerzeugung nach Sektoren in GWh _{HS}49
Tabelle 26:	Biomethan im Verkehr in GWh (Angaben differenziert nach Heizwert- und Brennwertbasis).....50
Tabelle 27:	Gesamtbilanz Biomethan 2013 bis 2023 (auf Brennwertbasis)53

Zusammenfassung

Biomethan ist ein flexibler Energieträger, der sowohl zur Strom- und Wärmeerzeugung als auch im Transportsektor eingesetzt werden kann. Getrieben durch die Förderbedingungen im EEG 2009 und EEG 2012 erfuhr die Biomethanerzeugung und -verwendung einen Markthochlauf. Mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 und der darin gekürzten Förderung für Biomethan ist der Zubau von Biomethanerzeugungsanlagen und Biomethan-BHKW nahezu zum Erliegen gekommen. Die Förderbedingungen im EEG 2021 sahen für Biomethan eine neue Rolle als hochflexible Stromerzeugungsoption vor, jedoch ohne größeren Erfolg bei der Etablierung zusätzlicher Kapazitäten. Allen EEG-Anlagen ist allerdings gemein, dass die in Betrieb befindlichen Biomethan-BHKW einen 20-jährigen Vergütungsanspruch besitzen, wodurch es theoretisch möglich ist, dass einige Anlagen sogar über 2030 in Betrieb sein werden.

Mit der Implementierung der RED II in nationales Recht und den daraus resultierenden Förderbedingungen für Biomethan rückte das Geschäftsfeld als fortschrittlicher Kraftstoff näher in den Fokus der Branche und der Zubau von Biomethanerzeugungsanlagen nahm in den letzten Jahren wieder zu. Das Absatzvolumen im Transportsektor verblieb viele Jahre auf einem geringen Niveau, stieg jedoch in den Jahren 2021 bis 2023 deutlich an. Gleichzeitig haben sich in den letzten Jahren aber auch erhebliche Überkapazitäten an Biomethan im Markt gebildet, da mehr Biomethan eingespeist als genutzt wurde. Dies ist auch der rückläufigen EEG-vergüteten Stromerzeugung geschuldet. Da das Erdgasnetz allerdings als Speicher dient, können die Überkapazitäten noch zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden, wie es bspw. im Winter 2021/22 aufgrund der hohen Erdgaspreise der Fall war.

Zudem ist die Betrachtung der verschiedenen Marktsegmente für Biomethan wichtig, da insbesondere im Wärmemarkt mit den neuen Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes längerfristige Perspektiven für die Gasversorger bestehen. Die Auswirkungen der Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems auf den Absatz von Biomethan wird in Zukunft ebenfalls zu beobachten sein. In der jüngsten Vergangenheit resultierten bereits positive Anreize für den Import von Biomethan.

Erzeugung und Verbrauch von Biomethan

2023 wurden in Deutschland rund 10 TWh Biomethan in rund 230 Anlagen produziert und eingespeist. Darüber hinaus wurden rund 3,5 TWh aus dem Ausland importiert und zugleich nur zu geringen Teilen in andere europäische Staaten weitergeleitet. Die Produktions-Anlagenzahl nahm, getrieben durch das EEG, in den Jahren 2008 bis 2014 stark zu, bevor sich das Wachstum in 2014/15 mit Wegfall der gesonderten Förderung von Biomethan im EEG stark verlangsamte. Trotz neuem Ausschreibungsdesign für hochflexible KWK seit 2021 wurden hier keine Aktivitäten beobachtet. In den beiden letzten Jahren haben die Planungs- und Bauaktivitäten, insbesondere durch Anreizwirkung aus dem Kraftstoffbereich, wieder zugenommen, sind jedoch derzeit (2024) aufgrund mehrerer Ereignisse¹ vorerst vermutlich erst einmal gestoppt.

Im Fokus der Erhebung steht die Verwendung von Biomethan in gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung. Über 80 Prozent der verbrauchten Biomethanmengen werden in diesem Sektor verwendet und werden vorrangig durch die EEG-Vergütung für Biomethan angereizt. Die Biomethan-BHKW produzierten 2023 mit einer installierten Leistung von 599,8 MWel rund 2.141 GWh Strom und 2.790 GWh Wärme.

In welchen Sektoren die Wärme verwendet wird, wurde anhand einer Einzelrecherche zu den Biomethan-BHKW eingeordnet und mit Daten der amtlichen Statistik verifiziert. Demnach wird

¹ Betrügerische UER Projekte und mutmaßlich umdeklarierte Importe fortschrittlichen Biokraftstoffs aus China.

ein Großteil der Wärme in Anlagen der allgemeinen Versorgung und zur Versorgung von Einrichtungen des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistung verwendet.

Methodik und untersuchte Bereiche

Die Identifikation der Biomethan-BHKW erfolgte anhand der Stamm- und Bewegungsdaten der Netzbetreiber, veröffentlicht auf netztransparenz.de, ergänzt durch Angaben im Marktstammdatenregister (MaStR). Anhand von Vergütungsschlüsseln und weiteren Merkmalen, kombiniert mit Informationen aus der Nachweisführung von Biomethan im Biogasregister Deutschland, konnte eine sehr gute Erfassung der in Betrieb befindlichen Biomethan-BHKW sichergestellt werden.

Zusätzlich wurden Methodiken zum technischen und wirtschaftlichen Eigenverbrauch zur Ergänzung der Netzeinspeisung entwickelt, um damit die Brutto-Strom- und die Wärmeerzeugung vollständig abbilden zu können.

Im Laufe der Berichtserstellung wurden die amtlichen Statistiken 066 k (43311-0001) und 064 (43411-0001) als weitere Quellen herangezogen. Diese erfassen Anlagen der allgemeinen Versorgung und beinhalten Brutto- und Netto-Strommengen sowie gekoppelte Wärmeerzeugung und weitere Informationen. Mithilfe der Daten konnte eine Methodik zur sektoralen Differenzierung der Anlagen von den bereits in der amtlichen Statistik erfassten Anlagen vorgenommen werden, und eine weitere Quelle zur Abschätzung des technischen Eigenstromverbrauchs der Anlagen erschlossen werden.

Biomethan zur ausschließlichen Wärmeerzeugung

Neben der gekoppelten Wärmeerzeugung für die EEG-Vergütung kommt Biomethan auch in der ungekoppelten Wärmeerzeugung oder in Beimischung mit fossilen Gasen in der gekoppelten Wärmeerzeugung in geringem Maße zum Einsatz. Dies geschieht vorrangig zur Erfüllung der Vorgaben des EEWärmeG, seit 2018 GEG (Gebäudeenergiegesetz). Im Jahr 2023 wurden 1.080 GWh Biomethan in der ungekoppelten Wärmeerzeugung eingesetzt.

Die Erfassung dieser Mengen gestaltet sich schwierig, da sie keinem festgeschriebenen Reporting unterliegen wie im EEG. Einige erste Näherungen konnten durch die Auswertung von Registerauszügen des Biogasregister Deutschland sowie der Befragung von Energieversorgern gemacht werden. Aufgrund der im Vergleich kleinteiligeren Lieferungen an Endkunden im Wärmebereich sind diese nicht immer eindeutig als Lieferungen nach dem EEWärmeG/GEG statistisch zu erfassen. Dies gilt sowohl für Zuordnungen der Daten über das Biogasregister als auch bei internen Daten von Energieversorgern, welche zum Großteil ihre Kundengruppen eher nach RLM- und SLP-Kunden sowie der Liefermenge unterscheiden.

Ausblick

Bisher war das EEG mit einer festen Einspeisevergütung und Bonuszahlungen bei eingespeistem Biogas maßgeblicher Treiber der Produktion und Nutzung von Biomethan. Nach maßgeblicher Reduktion der Unterstützung in den Jahren 2014 bis 2021, wurde erneut eine Biomethan-spezifische Förderung im EEG 2021 vorgesehen, die zur Erreichung der anvisierten Mengen ungefähr weitere 9 TWh Biomethan bis 2030 benötigen würde². Dies entspräche nahezu einer Verdopplung der heutigen Nutzung. Allerdings wurden bei den bisherigen Biomethan-Ausschreibungen nach EEG 2023 aufgrund fehlender Teilnahme keine Zuschläge erteilt.

Darüber hinaus führten höhere Erdgaspreise in den letzten Jahren und das Ziel, die Abhängigkeit von Erdgasimporten zu reduzieren, zu stärkeren Bemühungen erneuerbare Gase verfügbar zu

² Eigene Berechnung

machen. Als maßgebliche Treiber sind die CO₂-Bepreisung von fossilen Energieträgern im Emissionshandel und freiwillige Verpflichtungen in Gewerbe und Industrie zu beobachten. Eine stärkere Entwicklung in diesem Bereich wird allerdings durch die weiterhin bestehende Preisdifferenz von Biomethan und Erdgas als auch dem aktuell knappen Angebot an Biomethan verhindert.

Gesetzliche Quoten zur Treibhausgasminderung im Kraftstoffsektor haben ebenfalls zu erhöhter Nachfrage nach Biomethan insbesondere aus Gülle und Abfällen geführt. Der Ausbau von Biomethanerzeugungskapazitäten basierend auf Wirtschaftsdünger und Abfällen gestaltet sich aufgrund genehmigungsrechtlicher Hürden und schwieriger Komponentenbeschaffung wie z.B. Verdichter allerdings eher langwierig. Die aktuell sehr niedrigen Quotenpreise lassen zudem einige der in Planung und in Bau befindlichen Projekte unwirtschaftlich erscheinen. Mittelfristig wird eine weitere Nachfrage, voraussichtlich durch LNG-Anwendungen im Verkehrsbereich, erwartet.

Summary

Biomethane is a flexible energy carrier that can be used to generate electricity and heat as well as fuel for the transport sector. Driven by the subsidy conditions in the EEG 2009 and EEG 2012, biomethane production and utilisation experienced a market ramp-up. With the entry into force of the EEG 2014 and the reduced subsidy for biomethane, the expansion of biomethane production plants and biomethane CHP plants has almost come to a halt. The subsidy conditions in the EEG 2021 envisaged a new role for biomethane as a highly flexible electricity generation option, but without much success in establishing additional capacities.

With the implementation of RED II into national law and the resulting subsidy conditions for biomethane, the business segment has moved closer into the focus of the industry as an advanced fuel and the expansion of biomethane production plants has increased again in recent years. The sales volume in the transport sector remained at a low level for many years but increased significantly in the years 2021 to 2023. At the same time, however, considerable overcapacities of biomethane have built up on the market, as more biomethane was fed in than was utilised. This is also due to the decline in EEG-reimbursed electricity generation. However, as the natural gas grid serves as a storage facility, the excess capacity can still be utilised at a later date, as was the case in winter 2021/22, for example, due to the high natural gas prices.

It is also important to consider the various market segments for biomethane, as there are longer-term prospects for gas suppliers, particularly in the heating market, with the new requirements of the Building Energy Act. The effects of the introduction of a national emissions trading system on biomethane sales will also need to be observed in the future. In the recent past, this has already resulted in positive incentives for the import of biomethane.

Production of Biomethane

In 2023, around 10 TWh of biomethane was produced and injected in around 230 plants in Germany. In addition, around 3.5 TWh was imported from abroad and at the same time only a small amount was forwarded to other European countries. Driven by the EEG, the number of production plants increased sharply between 2008 and 2014, before growth slowed considerably in 2014/15 when the separate subsidisation of biomethane in the EEG was discontinued. Despite the new tender design for highly flexible CHP since 2021, no activity has been observed here. In the last two years, planning and construction activities have picked up again, in particular due to the incentivising effect from the fuel sector, but are currently (2024) probably at a standstill for the time being due to several events³.

Methodology and investigated topics

Biomethane CHP plants were identified using the base and operational data of the network operators, published on netztransparenz.de, supplemented by information in the Marktstammdatenregister (MaStR). Using remuneration keys and other characteristics, combined with information from the verification of biomethane in the German Biogas Register, it was possible to ensure a very good record of the biomethane CHP plants in operation. In addition, methods for technical and economic self-consumption were developed to supplement the grid feed-in in order to be able to fully map gross electricity and heat generation.

The official statistics 066 k (43311-0001) and 064 (43411-0001) were used as additional sources in the course of preparing the report. These cover general supply installations and include gross and net electricity volumes as well as combined heat generation and other information. With the help of the data, a methodology for sectoral differentiation of the

³ Fraudulent UER projects and allegedly re- labelled imports of advanced biofuels from China.

installations from the installations already recorded in the official statistics could be developed and a further source for estimating the installations' own technical electricity consumption could be tapped.

Biomethane for heat generation only

In addition to combined heat generation for EEG remuneration, biomethane is also used to a small extent in uncoupled heat generation or in admixtures with fossil gases in combined heat generation. This is primarily done to fulfil the requirements of the EEWärmeG, since 2018 GEG (Building Energy Act). In 2023, 1,080 GWh of biomethane was used in non-coupled heat generation.

It is difficult to record these quantities as they are not subject to any fixed reporting as in the EEG. Some initial approximations could be made by analysing register extracts from the German Biogas Register and by surveying energy suppliers. Due to the comparatively smaller deliveries to end customers in the heating sector, these cannot always be clearly recorded statistically as deliveries in accordance with the EEWärmeG/GEG. This applies both to the allocation of data via the biogas register and to internal data from energy suppliers, who tend to differentiate their customer groups according to RLM and SLP customers and the delivery volume.

Key influencing factors

To date, the EEG has been the main driver of the production and utilisation of biomethane with a fixed feed-in tariff and bonus payments for biogas fed into the grid. Following a significant reduction in support in the years 2014 to 2021, biomethane-specific support was again provided for in the EEG 2021, which would require around a further 9 TWh of biomethane by 2030 to achieve the targeted volumes. This would correspond to almost a doubling of current utilisation. However, no awards were made in the previous biomethane tenders under EEG 2023 due to a lack of participation.

In addition, higher natural gas prices in recent years and the goal of reducing dependence on natural gas imports have led to greater efforts to make renewable gases available. The CO₂ pricing of fossil fuels in emissions trading and voluntary commitments in trade and industry are the main drivers. However, a stronger development in this area is prevented by the continuing price difference between biomethane and natural gas as well as the current short supply of biomethane.

Statutory quotas for greenhouse gas reduction in the fuel sector have also led to increased demand for biomethane, particularly from manure and waste. However, the expansion of biomethane production capacities based on farm manure and waste is taking a long time due to legal approval hurdles and difficulties in procuring components such as compressors. The currently very low quota prices also make some of the projects currently in planning and under construction appear uneconomical. Further demand is expected in the medium term, probably from LNG applications in the transport sector.

1 Einleitung

Seit im Jahr 2006 die erste Biomethananlage an das Erdgasnetz angeschlossen wurde, hat die Biomethanentwicklung in Deutschland erhebliche Fortschritte gemacht, angetrieben durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und steigende Investitionen in erneuerbare Energien. Der Ausbau von Biomethan-Anlagen und die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz hat insbesondere in den Jahren 2012 bis 2015 signifikant zugenommen und entwickelt sich seitdem auf einem geringen, aber kontinuierlichen Niveau. Durch die Anreize im Verkehrsbereich über die THG-Quote konnten ab dem Jahr 2021 wieder vermehrt Planungs- und Bauaktivitäten verzeichnet werden. Mit der Fertigstellung der neuen Projekte wird sich die Anlagenzahl in den nächsten Jahren erhöhen.

Im Gegensatz zur Vor-Ort-Verstromung von Biogas fällt bei Biomethan, welches über das Erdgasnetz transportiert wird, die Erzeugung und Verwendung zeitlich stärker auseinander, da das Erdgasnetz für Biomethan anhand der regulatorischen Vorgaben auch als bilanzieller Speicher dienen kann. Zudem stellt Biomethan ein vollständiges Erdgassubstitut dar, das allen Erdgasanwendungen zu beliebigen Anteilen und über verschiedene Sektoren hinweg beigemischt werden kann.

Erdgas wird bekanntlich vornehmlich aus anderen Ländern importiert. Diese Infrastruktur kann dementsprechend auch für Importe von Biomethan genutzt werden. Für die gesonderte energiestatistische Ausweisung von Biomethan als Zeitreihe stellen sich damit besondere Herausforderungen. Notwendig ist in dem Zusammenhang eine möglichst vollständige Aufkommens- und Verwendungsbilanz, die auch überjährige Speichersalden berücksichtigt.

Bisher kommt Biomethan vornehmlich zur Stromerzeugung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zum Einsatz. Mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 und der darin gekürzten Förderung für Biomethan ist der Zubau von Biomethanerzeugungsanlagen und Biomethan-BHKW allerdings nahezu zum Erliegen gekommen. Die in Betrieb befindlichen Biomethan-BHKW haben aber einen 20-jährigen Vergütungsanspruch, wodurch es theoretisch möglich ist, dass einige Anlagen sogar über 2030 im Betrieb sein werden. Der Brennstoffeinsatz der EEG-geförderten Anlagen wird nicht erhoben, allerdings wird die vergütete Stromerzeugung über die EEG-Bewegungsdaten der Stromnetzbetreiber erfasst. Daten zum technischen Eigenverbrauch und wirtschaftlichen Selbstverbrauch der Anlagen werden auf diesem Wege jedoch nicht ermittelt.

Mit der Novellierung des Energiestatistikgesetzes im Jahre 2017 wurde die Datenerfassung für Biomethan in der amtlichen Statistik signifikant verbessert. So wird seit dem Berichtsjahr 2018 nicht mehr nur der Einsatz von Biomethan in Kraftwerken zur allgemeinen Versorgung ab 1 MW_{el} vollständig erfasst, sondern zusätzlich auch der Brennstoffeinsatz in wärmegeführten Blockheizkraftwerken zur allgemeinen Versorgung von Fernwärmenetzen. Im Jahr 2023 wurden damit etwa 66 % der gesamten Stromerzeugung auf Basis von Biomethan durch die amtliche Energiestatistik abgedeckt.

Mit der Implementierung der RED II in nationales Recht und der damit verbundenen Anhebung einer Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe ist die Nachfrage nach Biomethan als Kraftstoff signifikant angestiegen (siehe Kapitel 5 Endenergieverbrauch Biomethan im Verkehr). CNG (Compressed Natural Gas) und LNG (Liquefied Natural Gas) Fahrzeuge können sowohl Erdgas als auch Biomethan als Kraftstoff nutzen, wobei CNG unter hohem Druck und LNG in verflüssigter Form gespeichert wird. Ihre Bedeutung im Fahrzeugbestand wuchs in den vergangenen Jahren vor allem im Nutzfahrzeug- und Logistikbereich. Herausforderungen für eine stärkere Entwicklung stellen das Fahrzeugangebot sowie die Tankstelleninfrastruktur dar.

Trotz der Erweiterung des Erhebungskreises der amtlichen Energiestatistik und der THG-Quotenstatistik für den Verkehrsbereich sind für einige weitere Einsatzfelder von Biomethan weiterhin keine amtlichen Daten verfügbar, wodurch weitere Datenquellen hinzugezogen werden müssen. Als geeignet scheinen hier etablierte Nachweissysteme wie das Biogasregister der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), welches eine Plattform zur standardisierten und einfachen Dokumentation von Nachweisen über Biogasmengen und -qualitäten im Erdgasnetz darstellt. Von Wirtschaftsakteuren wird es insbesondere für die Erstellung von Nachweisen für die Strom- und Wärmeproduktion nach EEG sowie zur Wärmeproduktion nach Gebäudeenergiegesetz genutzt. Aktuell werden rund 90 Prozent aller Biomethannachweise in Deutschland über das Nachweissystem der dena erstellt, womit es eine zentrale Datenquelle für Biomethan im Rahmen des Vorhabens darstellt. Die genannten Datenquellen werden darüber hinaus durch direkte Befragungen von Marktakteuren ergänzt. Hervorzuheben ist hierbei insbesondere das Branchenbarometer Biomethan, welches einmal jährlich per Fragebogen durch die dena durchgeführt wird und auch die direkte Kontaktaufnahme mit einzelnen Akteuren per Telefon oder Mail (bspw. zur wirtschaftlichen Eigennutzung von Strom) beinhaltet. Hieraus ergeben sich wichtige Erkenntnisse zu aktuellen Marktentwicklungen und Absatzwegen, z.B. im Bereich der ungekoppelten Wärmeerzeugung aus Biomethan.

2 Aufkommen von Biomethan in Deutschland

2.1 Inländische Erzeugung

Für das inländische Aufkommen von Biomethan stehen vier Datenquellen zur Verfügung, welche im Folgenden kurz beschrieben werden.

Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt veröffentlichen jährlich einen **Monitoringbericht** über die Entwicklungen auf den deutschen Elektrizitäts- und Gasmärkten. Die Zahlen in diesem Bericht stammen aus der jährlich durchgeführten Monitoring-Datenerhebung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. In dem Zuge übermitteln die Unternehmen, die auf dem Strom- oder Gasmarkt in Deutschland tätig sind, Daten für alle Bereiche der Wertschöpfungskette. Dies umfasst auch Daten zur Produktion und Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz, die direkt bei den Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern abgefragt werden. Alle Daten werden von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt plausibilisiert und validiert.

Darüber hinaus existieren vom Statistischen Bundesamt Daten zur Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz, welche im Rahmen der **Jahreserhebung über Gasabsatz und Erlöse in der Gasversorgung (Erhebung 082))** abgefragt werden. Die Erhebung wird jährlich bei allen Betreibern von Anlagen zur Gewinnung und Erzeugung von Gas durch Fernleitungen oder von Anlagen zur Speicherung von Gas oder bei Betreibern von Gasverteilungsnetzen oder bei allen Gaslieferanten und Großhändlern durchgeführt.

Eine weitere Quelle sind die monatlichen **Bilanzkreismeldungen an die Trading Hub Europe GmbH (THE)**. Trading Hub Europe GmbH ist seit 2021 Marktgebietsverantwortlicher für das gesamtdeutsche Marktgebiet Trading Hub Europe und betreibt das Marktgebiet im Sinne der "Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen". Grundsätzlich sollten sich diese von der amtlichen Monatserhebung über die Gasversorgung nicht unterscheiden, können aber für die Plausibilisierung der amtlichen Daten bzw. der teilweise geschätzten Einspeisemenge der dena herangezogen werden.

Eine weitere Quelle bieten die **Jahresgutachten der Biomethananlagen**, wie sie zur Plausibilisierung der Einbuchung der Einspeisemengen im dena-Biogasregister genutzt werden. Über 80% der deutschen Anlagen nutzen zur Dokumentation das Biogasregister der dena, um darüber insbesondere ihre Nachweispflichten für das EEG und den Wärmemarkt zu erfüllen, sodass für diese Anlagen die genauen Einspeisemengen bekannt sind. Ergänzt werden die fehlenden Anlagen durch den sog. Einspeiseatlas der dena, welcher auf eigenen Recherchen basiert und mindestens Angaben zum Standort sowie Einspeisekapazität der Anlage enthält.

Das Vorgehen zur Imputation fehlender Daten erfolgte dabei in drei Schritten:

1. Durchschnittliche Auslastung: Anhand der im Biogasregister Deutschland hinterlegten Betriebsgutachten liegen die Einspeisemengen und die Aufbereitungskapazität für rund 80 % der Anlagen vor. Damit kann die durchschnittliche Anlagenauslastung der erfassten Anlagen für jedes Kalenderjahr berechnet werden. Ausgehend hiervon kann dann über die bekannte Aufbereitungskapazität und die Annahme eines Biomethan-Brennwertes von 10,5 kWh/m³ die Einspeisung der Anlagen geschätzt werden, welche nicht im Biogasregister Deutschland registriert, aber im dena-Einspeiseatlas erfasst sind.
2. Trend-Fortschreibung/Rückschreibung bei früher/später erfassten Anlagen: Ist für eine Anlage die Einspeisung der zwei vorhergehenden oder zwei folgenden Kalenderjahre bekannt, wurde zur Ermittlung des fehlenden Jahres die durchschnittliche Einspeisung der

zwei Folgejahre angenommen und um die durchschnittliche Auslastung der bekannten Anlagen (siehe 1.) korrigiert. Beispielsweise war 2019 die durchschnittliche Auslastung der Anlagen 3,7 % niedriger als 2018. Um diesen Anteil wurde das Einspeisevolumen der 6 Anlagen im Jahr 2019 verringert (vgl. Tab. 1, letzte Zeile). Auf diese Weise werden z.B. geringere Ernteerträge eines Jahres berücksichtigt.

3. Erstes Betriebsjahr: War die Einspeisung für das Jahr der Inbetriebnahme nicht bekannt, wurde die Hälfte der Einspeisung des Folgejahres angenommen, auch wenn dieses durch eines der zuvor beschriebenen Schätzverfahren ermittelt wurde.

Im Einzelnen konnten auf diesem Wege folgende Ergebnisse ermittelt werden (Tabelle 1):

Für 2023 konnten für 191 Anlagen das Einspeisevolumen anhand vorliegender Jahresgutachten bestimmt werden. Diese Anlagen speisten im Jahr 2023 insgesamt 8,946 TWh Biomethan ein.

Die Einspeisung von weiteren 32 Anlagen konnten nur anhand einer als typisch ermittelten mittleren Auslastung von 7.252 Volllaststunden für das Jahr 2023 ermittelt werden (1.513 GWh). Hierbei wird angenommen, dass die Anlagen mit unbekannter Einspeisung eine ähnliche Fahrweise haben wie die bekannten Anlagen mit Einspeisung. Über die durchschnittliche Auslastung sind damit auch mögliche Außerbetriebnahmen bereits berücksichtigt. Es ist aber festzuhalten, dass für die bekannten Datensätze mit Stand 02/2024 keine Außerbetriebnahmen verzeichnet wurden. Im Falle der Anlagen mit unbekannter Einspeisung haben sich nach Recherche auch keine Außerbetriebnahmen ergeben. Zum Abgleich wurde das Marktstammdatenregister verwendet, welches den Betriebsstatus führt.

Weitere zwei Anlagen mit einem Einspeisevolumen von 0,192 TWh wurden anhand der vorangegangenen Jahre geschätzt. Bei diesen Anlagen wurde der Durchschnittswert der letzten 2 Jahre angenommen. Damit wird für diese Fälle davon ausgegangen, dass die Anlagen auch im gleichen Maße betrieben wurden, wie in den Jahren, aus denen die Einspeisemengen bekannt sind. Dies kann sich in der Praxis selbstverständlich anders dargestellt haben. Mögliche längere Betriebsausfälle der Anlagen oder Kapazitätserweiterungen könnten so unter Umständen nicht berücksichtigt sein.

Tabelle 1: Anlagenzahl, Biomethaneinspeisemenge (jeweils in Klammern) und genutzte Methode 2014 - 2023

Parameter	Einheit	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Anlagenzahl insgesamt	Anzahl	175	191	199	204	209	213	218	221	225	226
Anlagen bekannter Einspeisung	Anzahl	113	134	147	157	158	165	162	168	184	191
Anlagen bekannter Einspeisung	Menge in GWh	3.375	6.678	7.470	8.071	8.361	8.122	7.918	8.011	8.897	8.946
Ø Volllaststunden der Anlagen	h/a	7.045	7.390	7.658	7.757	7.707	7.425	7.424	7.219	7.176	7.252
Einspeisung geschätzt nach 1. (Volllaststunden)	Anzahl (Menge in GWh)	25 (1.068)	37 (1.614)	42 (1.909)	42 (1.939)	43 (1.932)	42 (1.814)	44 (1.885)	40 (1.721)	31 (1.421)	32 (1.513)
Einspeisung geschätzt nach 2. (Ø 2 Jahre)	Anzahl (Menge in GWh)	9,5 (618)	8 (246)	4 (114)	2 (122)	2 (67)	3 (192)	8 (376)	14 (665)	8 (316)	2 (192)
Einspeisung geschätzt nach 3. (Jahr der IBN)	Anzahl (Menge in GWh)	27,5 (593)	12 (250)	6,5 (198)	1,5 (59)	6 (70)	3 (47)	3 (94)	1 (1)	1 (11)	1 (12)

Quelle: Klaus Völler, dena 2024.

Tabelle 2: Entwicklung der Zahl und Kapazität von Biomethan-Produktionsanlagen 2007 - 2023

Jahr	dena Erzeugungs-Standorte Anzahl	dena Aufbereitungs-anlagen Anzahl	dena Einspeise-kapazität Nm ³ /h	BNetzA (Monitoring) Anlagenanzahl I	MastR (Stand 10/24) Anlagenanzahl
2007	4	6	4.250		4
2008	12	14	7.705	12	11
2009	28	33	23.915	27	26
2010	44	50	35.735	44	41
2011	80	90	58.301	77	79
2012	117	128	79.811	108	114
2013	148	159	97.702	144	148
2014	175	190	116.460	185	174
2015	191	202	122.390	190	189
2016	199	211	128.590	204	198
2017	204	216	131.390	196	202
2018	209	121	134.890	216	208
2019	213	225	137.520	219	216
2020	218	231	140.950	208	221
2021	221	234	142.250	210	227
2022	225	239	145.450	214	230
2023	226	239	145.000	218	231

Quelle: Klaus Völler dena 2024, Monitoringbericht 2024 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & des Bundeskartellamtes (Hrsg.) 2025.

Tabelle 3: Entwicklung der Einspeisemengen von Biomethan 2007 - 2023

Jahr	Dena Einspeisung GWh _{HS}	BNetzA Einspeisung GWh _{HS}	destatis 082 Einspeisung GWh _{HS}	Trading Hub Europe Einspeisung GWh _{HS}
2007	99			
2008	296	378		
2009	974	1.065		
2010	1.889	1.879		
2011	2.888	2.674		
2012	4.593	4.393		
2013	6.079	5.471		

Jahr	Dena Einspeisung GWh _{HS}	BNetzA Einspeisung GWh _{HS}	destatis 082 Einspeisung GWh _{HS}	Trading Hub Europe Einspeisung GWh _{HS}
2014	7.485	7.489		
2015	8.788	8.585		
2016	9.691	9.222		
2017	10.220	9.218		
2018	10.430	10.364	9.168	
2019	10.174	9.748	9.150	
2020	10.303	9.591	9.332	
2021	10.379	9.724	9.337	
2022	10.691	9.818	9.632	10.452
2023	10.664	9.716	9.350	10.324

Quelle: Klaus Völler dena 2024, (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.), diverse Jahre), Statistisches Bundesamt (destatis) 2024, Trading Hub Europe (persönliche Kommunikation)

Laut Monitoringbericht 2023 der BNetzA speisten 2023 insgesamt 218 Anlagen 9.716 GWh Biomethan ein. Im Vergleich mit den nach oben ausgeführter Methodik ermittelten Einspeisemengen stimmen die Ergebnisse recht gut überein. Abweichungen in der Anlagenzahl könnten unterschiedlicher Zählweise geschuldet sein. Bei der Erhebung der dena wird die Anlagenzahl anhand der Aufbereitungsanlagen gezählt. Sind auf einem Standort mehrere Aufbereitungsanlagen mit verschiedenen Inbetriebnahmejahren in Betrieb, die jedoch in den gleichen Netzanschlusspunkt einspeisen, werden diese als zwei Anlagen gezählt. Laut BNetzA werden bei den Netzbetreibern die Standorte abgefragt, sodass nur die Anzahl der Orte an denen Biomethananlagen stehen, erfasst werden. Fehlende Rückmeldungen werden nicht durch Schätzungen ersetzt, sodass Datenlücken entstehen können. Ein wahrscheinlicher Grund für den signifikanten Unterschied bei der gesamten Einspeisemenge könnten daher fehlende Meldungen seitens der Gasnetzbetreiber im Rahmen des BNetzA-Monitorings sein.⁴ Die energiestatistische Erhebung 082 weist gegenüber den Zahlen der dena und der BNetzA noch einmal eine geringere Einspeisemenge auf. Worin die Unterschiede begründet liegen, konnte aufgrund mangelnder Detailkenntnis der Erhebungsgrundlagen nicht geklärt werden. Sowohl die Erhebung der BNetzA als auch die Erhebung 082 basieren auf Angaben der Anlagenbetreiber bzw. der Netzbetreiber der betroffenen Gasnetze. Vermutet wird eine nicht vollständige Erfassung. Zumindest legen dies die Daten der Trading Hub Europe GmbH (THE) nahe. Sie liegen vollständig für das Jahr 2022 und 2023 vor und weisen deutlich höhere Einspeisevolumina als BNetzA und destatis auf. THE verantwortet die sog. Bilanzkreise im deutschen Erdgasnetz, in denen Gasmengen bilanziert werden. Davon umfasst ist auch die Einspeisung von Biomethan in so genannte Biogasbilanzkreisen durch Meldungen der Gasnetzbetreiber. Aufgrund des zusätzlichen Flexibilitätsrahmens von bis zu 25 % für Biogas-Bilanzkreise gegenüber Erdgas-Bilanzkreisen und der damit verbundenen wirtschaftlich attraktiveren Bilanzkreisabrechnung, kann davon ausgegangen werden, dass alle Biomethanerzeugungsanlagen mit Netzeinspeisung von den Biogas-Bilanzkreisen Gebrauch machen. Somit wird dieser Datensatz als nahezu vollständig angesehen.

⁴ Austausch mit Referat 621 September 2020

Tabelle 4: Neuerrichtungen von Biomethaneinspeiseanlagen 2019 -2023 (Stand 09/2024)

Stadt /Region	Bundesland	Einspeisung Biomethan [(N*m³)/h]	Betriebsaufnahme	Art der Gasaufbereitung	Anmerkungen
Bitterfeld-Wolfen	Sachsen-Anhalt	550	2019	keine Angaben	
Graben/ Lechfeld 2	Bayern	500	2019	keine Angaben	
Dersewitz / Stolpe	Mecklenburg-Vorpommern	300	2019	keine Angaben	
Pinnow	Brandenburg	1000	2019	keine Angaben	
Sinsheim	Baden-Württemberg	400	2019	keine Angaben	
Vahldorf	Sachsen-Anhalt	700	2019	keine Angaben	
Bitburg	Rheinland-Pfalz	700	2020	PSA	Anlagen-verbund mit 45 Kilometer langer Sammel- leitung
Dülmen	Nordrhein-Westfalen	700	2020	DWW	
Köln	Nordrhein-Westfalen	330	2020	keine Angaben	
Pillgram /Jacobsdorf	Brandenburg	700	2020	DWW	Umrüstung von VO-Ver- stromung
Westheim	Rheinland-Pfalz	550	2020	keine Angaben	
Genthin II	Sachsen-Anhalt	380	2021	keine Angaben	
Genthin II	Sachsen-Anhalt	700	2021	Membrantechnologie	
Hamburg/ Köhlbrandhöft II	Hamburg	750	2021	chemische Wäsche	
Loitsche	Sachsen-Anhalt	1050	2021	physikalische Wäsche	
Stegelitz	Sachsen-Anhalt	800	2021	physikalische Wäsche	
Torgelow 2	Mecklenburg-Vorpommern	700	2021	keine Angaben	
Papierfabrik Palm	Baden-Württemberg	1300	17.11.2021	keine Angaben	GEE9895624655 74
BGA Gordemitz, BGAA	Sachsen	750	26.01.2021	keine Angaben	GEE9841069445 08

Stadt /Region	Bundesland	Einspeisung Biomethan [(N*m ³)/h]	Betriebsaufnahme	Art der Gasaufbereitung	Anmerkungen
BGAA Soltau	Niedersachsen	847	12.01.2021	keine Angaben	GEE9952201747 19
Gasaufbereitung SWK Krefeld	Nordrhein-Westfalen	1284	19.08.2022	keine Angaben	GEE9794918085 28
MVV Bioabfallvergärungsanlage Bernburg	Sachsen-Anhalt	284	01.02.2022	keine Angaben	GEE9982297671 97
Biogasaufbereitung Dresden	Sachsen	247	08.10.2021	keine Angaben	GEE9787749334 52
BGAA Schwarzenfeld	Bayern	1276	20.04.2022	keine Angaben	GEE9424824301 07
Biomethan Osterby II	Schleswig-Holstein	1725	10.11.2023	keine Angaben	GEE9626700980 56

Quelle: Klaus Völler, dena 2024.

Einsatzstoffverteilung zur Biomethanerzeugung

Zur Ermittlung der Einsatzstoffverteilung des Anlagenbestands wurden die Jahresgutachten der im Biogasregister erfassten Anlagen systematisch nach Einsatzstoffen durchsucht und diese in t/a dokumentiert. Zur Ermittlung der energiebezogenen Anteile, werden die Standard-Methanerträge der Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung - BiomasseV) mit Stand 20.7.2014 genutzt.

Das Ergebnis in Tabelle 4 beinhaltet nur die Anlagen, zu denen auch Informationen vorlagen. Es findet keine weitere Schätzung statt. Im Jahr 2023 waren es 186 Anlagen.

Tabelle 5 Einsatzstoffgruppen in Biomethananlagen 2013-2023 in Prozent

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
energiebezogen	Mais	64,3	57,1	59,7	59,0	59,3	61,8	56,2	54,3	56,5	56,6	52,1
	Sonstige NawaRo	20,7	29,6	26,2	27,1	26,8	24,3	28,2	28,7	25,6	21,3	21,2
	Gülle	4,0	3,8	4,5	5,0	5,1	4,7	5,8	6,2	6,3	9,8	12,5
	Abfälle und Reststoffe	11,0	9,5	9,5	8,9	8,8	9,2	9,8	10,8	11,6	12,4	14,1
massebezogen	Mais	55,1	51,3	53,5	53,0	53,7	56,1	49,9	48,5	49,7	47,5	55,1
	Sonstige NawaRo	17,5	23,8	22,1	22,5	23,3	21,8	23,7	24,1	22,2	18,4	17,5
	Gülle	15,1	13,3	12,4	13,0	12,7	11,5	14,8	14,7	15,1	20,9	15,1
	Abfälle und Reststoffe	12,3	11,6	11,9	11,5	10,2	10,7	11,6	12,6	13,0	13,2	12,3
Anzahl der berücksichtigten Anlagen		86 von 148	110 von 175	133 von 191	149 von 199	155 von 204	164 von 209	169 von 213	172 von 218	176 von 221	189 von 225	186 von 226

Quelle: Klaus Völler, dena 2024.

2.2 Außenhandel (Import und Export) nach Ländern

Die Angaben zum Außenhandel basieren auf Daten aus dem Biogasregister. Die dena verfügt mittlerweile seit 2016 über bilaterale Abkommen mit Biogasregistern anderer europäischer Länder, welche den Transfer von Biomethannachweisen zwischen den Registern in der Art ermöglicht, dass der Nachweis im Senderegister stillgelegt wird und im Empfängerregister aufgeht. Auf diese Weise soll eine mögliche Doppelvermarktung und -zählung unterbunden werden. Seit 2021 haben sich mehrerer europäische Biogasregister über die Plattform des European Renewable Gas Registry (ERGaR) multilateral verbunden. Aktuell sind das neben dem dena Biogasregister die Register aus Großbritannien, Niederlande, Dänemark und Österreich. Diese Länder stehen auch für den weit überwiegenden Teil der Biomethanproduktion in Europa. Hinsichtlich der Erfassung von Importen über Biomethannachweise erhält das dena Biogasregister eine konkrete Transferanfrage aus dem Senderegister. Sind alle notwendigen Angaben enthalten geht der Nachweis vollständig im dena Biogasregister auf und wird im Senderegister stillgelegt. Im Rahmen des Transfers wird auch erfasst, ob es sich um eine massenbilanzielle Lieferung des Biomethans handelt (Biomethannachweis mit bilanzieller Gaslieferung) oder um eine Lieferung nach dem Book&Claim-Prinzip (ausschließlich Herkunftsnachweis). Für eine massenbilanzielle Lieferung wird als Nachweis eine Kapazitätsbuchung an der Grenzkuppelstelle und/oder die Nominierungsbestätigung für die transferierten Mengen in den Bilanzkreis als Nachweis geführt. Hierbei ist anzumerken, dass

dies auf Grundlage fehlender rechtlicher Vorgaben entschieden wurde. Entsprechend kann es hier zukünftig auch noch zu Änderungen kommen. Seit in Kraft treten der EU-Durchführungsverordnung 2022/996 und der daraufhin angepassten Systemgrundsätze der freiwilligen Systeme ist eine Kapazitätsbuchung im Bereich der Nachhaltigkeit nicht mehr erforderlich, wenn die aktuell noch nicht voll operative Unionsdatenbank genutzt wird. Bei der Datenermittlung für die Importe ist zu berücksichtigen, dass auch Schweizer Unternehmen für deren heimischen Markt das dena Biogasregister nutzen.

Bei der Erfassung der Transfers kommen verschiedene Zeitpunkte zum Tragen. Das Datum der Produktion, das Datum des Transfers in das Biogasregister Deutschland, das Datum der Stilllegung und der Verwendungszeitraum der Mengen.

In den meisten europäischen Registern werden die Produktionsmengen nach Ablauf eines Kalendermonats für den gesamten Monat erfasst. Die ausgestellten Nachweise haben je nach Vorgaben der Mitgliedsstaaten eine Gültigkeitsdauer von 12 bis 36 Monate. In den Jahren 2020 bis 2022 wurden über 80 % der Transfers innerhalb der ersten 12 Monate ab Beginn der Einspeisung übertragen. Übertragene Mengen werden zu 90 % innerhalb der ersten 12 Monate nach Übertragung stillgelegt. Mit Stilllegung wird auch erst die Verwendung endgültig bekannt und somit, ob die Verwendung inländisch oder im Ausland erfolgt. Das Biogasregister wird auch für Nachweise mit Nutzung in bspw. der Schweiz oder Tschechien herangezogen.

Zeitlich unabhängig von der Übertragung, kann für Herkunftsnachweise auch ein sogenannter „massenbilanzieller Übertrag“ nachgewiesen werden. Gemeint ist damit der Nachweis über den bilanziellen Transport des Biomethans in das deutsche Erdgasnetz mittels Kapazitätsbuchungen an den relevanten Grenzkoppelstellen. Dann wird die Menge im Register entsprechend als massenbilanziell gekennzeichnet und auch der Registerauszug weist diesen Umstand entsprechend aus.

Der Export wird im dena Biogasregister entweder durch einen Antrag auf Transfer in ein anderes Biogasregister erfasst oder durch die Ausstellung eines Registerauszugs mit der Angabe des Verwendungszwecks „Export“. In beiden Fällen werden die dazugehörigen Biomethannachweise stillgelegt. Im Falle des Exports werden keine Buchungen über Transportkapazitäten angefragt. Die Weiterführung der massenbilanziellen Lieferung obliegt dann dem Empfängerregister.

Ein Import wird angenommen, wenn eine zuvor aus dem Ausland übertragene Menge mit Nutzung im deutschen Staatsgebiet stillgelegt wird. Ebenso wird ein Export angenommen, wenn eine in Deutschland eingespeiste Menge mit Nutzung außerhalb des deutschen Staatsgebietes stillgelegt wird. Die Zuordnung zu den Jahren erfolgt anhand des Verwendungszeitraumes. Eine Menge die bspw. im Jahr 2022 für die Verwendung im Jahr 2021 stillgelegt wurde, wird 2021 zugeordnet. Nicht in den folgenden Tabellen erfasst sind Mengen, die aus dem Ausland übertragen und noch nicht stillgelegt, oder mit Nutzung außerhalb des deutschen Staatsgebietes stillgelegt wurden (also faktisch nur durch das deutsche Biogasregister durchgeleitet wurden).

Tabelle 6: Entwicklung Import und Exportmengen von Biomethan 2013 - 2023

in GWh(Hs)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Export	60	119	160	240	170	194	224	220	370	339	135
darunter massenbilanziert	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	370	339	135
Import	0	0	1	51	0	31	309	467	1.237	2.576	1.008
darunter massenbilanziert	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	862	2.289	743

Quelle: Klaus Völler, dena Biogasregister-Auswertung, Stichtag 29. März 2024.

Der sprunghafte Anstieg von Importen im Jahr 2021 wird vorrangig von der Anerkennung der Mengen im EU-ETS und der Befreiung der zu zahlenden CO₂-Abgabe nach Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) sowie zur Erfüllung der Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes getrieben. Über die Hälfte der Importmengen wurde mit Verwendungszweck Emissionshandel ausgebucht.

Tabelle 7: Importe von Biomethan in GWhHs mit Verwendung in Deutschland 2021, 2022 und 2023

	2021		2022		2023	
	insgesamt	Davon mit MB-Nachweis	insgesamt	Davon mit MB-Nachweis	insgesamt	Davon mit MB-Nachweis
Dänemark	685	619	1.472	1.386	441	300
Großbritannien	290	192	825	782	497	403
Niederlande	234	49	208	121	65	40
Österreich					4	
Tschechien	1					
Ungarn	24		69			
Gesamtergebnis	1.236	862	2.576	2.289	1.008	743

Quelle: Klaus Völler, dena Biogasregister-Auswertung, Stichtag 29. März 2024.

Tabelle 8: Exporte von Biomethan in GWhHs nach Ländern 2013-2023

Land	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Schweden	0	55	11	1	0	0	0	0	5	0	0
Belgien	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Dänemark	0	0	11	3	0	0	0	0	0	0	0
Frankreich	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0
Italien	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	0	0	11	12	1	20	5	0	0	0	0
Schweiz	60	60	109	213	168	174	219	233	363	338	135
Tschechische Republik	0	4	4	2	0	0	0	0	0	0	0
Österreich	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Luxemburg	0	0	3	7	1	0	0	0	0	0	0
Summe	60	119	160	240	170	194	224	233	370	339	135

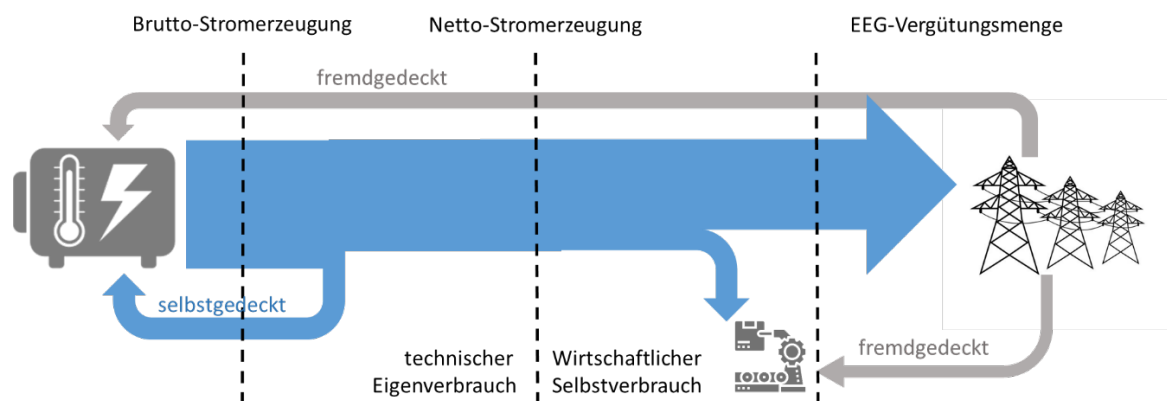
Quelle: Klaus Völler, dena Biogasregister-Auswertung, Stichtag März 2024.

Während die Exporte einen mehr oder weniger gleichbleibenden Anteil am Gesamtaufkommen haben, spielen die Importe seit dem Jahr 2021 eine größer werdende Rolle. Da die deutsche Gesetzgebung in den jeweiligen Verbrauchssektoren eine Massenbilanzierung voraussetzt, wird der überwiegende Teil der Importe zusammen mit einem Transportnachweis in das deutsche Gasnetz geliefert und so bilanziell nach Deutschland transportiert. Ab 2024 ist für Biomethan, das in das europäische Verbundnetz eingespeist wird, keine Dokumentation des Transportes über Grenzen innerhalb der EU mehr notwendig, da das europäische Verbundnetz gemäß (EU) Durchführungsverordnung 2022/996 als ein Massenbilanzsystem angesehen wird. Es gilt also dann in der gesamten EU – wie bisher nur auf nationaler Ebene – dass Gas an einer Stelle eingespeist und an anderer Stelle massenbilanziell wieder entnommen werden darf, ohne dass der Transport zwischen beiden Punkten tatsächlich stattgefunden haben muss.

3 Energetische Nutzung von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung

Für die Ermittlung der erzeugten und verbrauchten Strommengen muss nach verschiedenen Konstellationen der Stromerzeugung und –Verbrauchs unterschieden werden. Die Bruttostromerzeugung ist die direkte Stromauskopplung an der Generatorklemme direkt aus dem Antrieb des Motors. Ein Teil dieses Stromes wird in der Peripherie des BHKW bspw. zum Betrieb von Pumpen, Ventilatoren verwendet. Wie in Kapitel 3.4 beschrieben, kann dieser technische Eigenverbrauch selbstgedeckt oder in Einzelfällen auch durch das öffentliche Netz fremdgedeckt sein (oder eine Kombination aus beiden). Die im Saldo resultierenden Strommengen werden als Netto-Stromerzeugung bezeichnet. Diese Strommengen können in Teilen oder vollständig zum Zwecke des Betriebs von Maschinen und Anlagen ebenfalls im unmittelbaren Umfeld der Erzeugung ohne Durchleitung durch das öffentliche Netz verbraucht werden und werden dann als wirtschaftlicher Selbstverbrauch bezeichnet. Lediglich die in das öffentliche Netz gespeisten Mengen werden nach EEG vergütet und daher im Folgenden als EEG-Vergütungsmengen bezeichnet.

Abbildung 1: Bilanzgrenzen der Stromerzeugung und Stromeigenverbrauch von BHKW (dena)



Quelle: eigene Darstellung, dena

3.1 Einführung

Als Grundlage der Stromerzeugung aus Biomethan dienen die Stamm- und Bewegungsdaten der Netzbetreiber, veröffentlicht auf netztransparenz.de. Die von den abnahme- und vergütungspflichtigen Netzbetreibern im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldeten Anlagenstammdaten enthalten die in Betrieb befindlichen Anlagen des Jahres. Die Bewegungsdaten enthalten ergänzend Vergütungsinformationen und Strommengen der Anlagen des jeweiligen Jahres.

Der weit überwiegende Teil in Deutschland erzeugter Biomethanmengen wird im Rahmen des EEG zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Das EEG vergütet Strom aus Biomethan über feste Einspeisevergütungen oder Marktprämien und setzt den Einsatz gemäß § 44b Absatz EEG 2023 in KWK-Anlagen voraus. Die Entwicklung der Anlagenzahl und Stromproduktion aus Biomethan ist und war daher auch stark von der Attraktivität der Vergütung abhängig. Mit Verschlechterung der Vergütungsbedingungen seit 2014 kam es zu einer Verlangsamung des Ausbaus von Biomethan-BHKW. Mit der Wiederaufnahme einer direkten Biomethanförderung

im EEG 2021 konnte zunächst in der ersten Ausschreibungsrunde ca. 148 MW an neuen Kapazitäten bezuschlagt werden. In 2022 kamen nur ca. 3,5 MW hinzu. Seitdem konnte keine weitere Teilnahme an den Ausschreibungen verzeichnet werden. Einer der Gründe ist auch in den höheren Zahlungsbereitschaften für Biomethan im Kraftstoffbereich zu finden, was den EEG-Markt aus dem Fokus geraten ließ. In 2023 ist zudem auch die Insolvenz von einem der größten Biomethanhändler zu nennen, was auch den EEG-Markt für Bestands-BHKW beeinflusste. Ein weiterer Händler meldete 2024 Insolvenz an.

Es wird davon ausgegangen, dass der weit überwiegende Anteil der KWK-Anlagen, die Biomethan zur Strom- und Wärmeerzeugung einsetzen, unter EEG-Förderung betrieben werden. Die Stromproduktion kann somit auf Grundlage vorgenannter EEG-Stamm- und Bewegungsdaten ermittelt werden.

Dazu wurden die Daten auf bestimmte biomethanspezifische Vergütungsmerkmale hin untersucht. Eine Beschreibung der Vorgehensweise finden Sie im 0 Methodik zu Kapitel 3.. Darüber hinaus wurden die BHKW Zuordnungen mit den für den Fachbericht Biomasse in diesem Projekt verantwortlichen Wissenschaftlerinnen des DBFZ und deren Zuordnung der EEG-Daten zu fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse abgeglichen.

3.2 Anzahl Stromerzeugungsanlagen (BHKW)

Bei der Definition einer Anlage kommt es in verschiedenen Gesetzen zu unterschiedlichen Sichtweisen und Begriffen (vgl. Anhang A.1), die sich vor allem aus den Systemgrenzen und der Differenzierung der Inbetriebnahme ergeben. Oftmals werden einzelne Generatoren bereits als Anlage bezeichnet. EEG und KWKG hingegen fassen mehrere Generatoren zu einer Anlage zusammen, wenn Sie innerhalb von 12 Monaten in Betrieb genommen wurden. Das Genehmigungsrecht im BImSchG fasst Anlagen aufgrund der räumlichen Nähe zusammen, ohne zeitliche Zusammenhänge zu berücksichtigen.

Im Folgenden wird als eine Anlage gezählt, was eine eigene EEG-Anlagenschlüsselnummer hat. Da die Anlagenschlüsselnummer in der Regel pro Stromerzeugungseinheit vergeben wird, ist im Folgenden die Anlagenzahl die Zahl der Stromerzeugungseinheiten im Sinne des EEG. Laut BNetzA gibt es jedoch aufgrund der Besonderheiten des EEG auch Fälle, bei denen mehrere Module mit unterschiedlichen Inbetriebnahmedaten dieselbe Anlagenschlüsselnummer zugewiesen wird. Eine Sichtung der Daten im MaStR im Oktober 2021 ergab, dass 1.006 Stromerzeugungseinheiten mit MaStR-Nummer sich 915 EEG-Anlagenschlüssel teilen, was auf eine Mehrfachvergabe der Schlüssel aufgrund verschiedener Anlagendefinitionen hinweist.

In der Analyse der Anzahl der installierten Biomethan-Stromerzeugungseinheiten (siehe auch Tabelle 9) lassen sich signifikante Ereignisse der Branche erkennen: Das EEG 2012 reizte durch attraktive Vergütungssätze (insbesondere der im Vergleich zum EEG 2009 erhöhte Gasaufbereitungsbonus) die Produktion und Nutzung von Biomethan in KWK-Anlagen an. Das EEG 2014 sah bis 31.07.2014 letztmalig die Umstellung von Erdgas-BHKW auf Biomethan vor, deren Strom dann nach früheren (oft attraktiveren) Vergütungssätzen vergütet werden konnte. Dass dieses Angebot angenommen wurde, lässt sich an dem beinahe sprunghaften Anstieg der Anzahl über alle Leistungsklassen im Jahr 2014 erkennen. Beginnend 2016, besonders deutlich aber 2017 lässt sich ein Einbruch insbesondere in der Größenklasse ≤ 70 kW erkennen, die auf die Umstellung der sog. „Zuhausekraftwerke“ der Lichtblick GmbH auf Erdgas zurückzuführen ist. Die Module, meist in der Größenklasse 20 kW_{el} wurden in den Jahren 2016 und 2017 vollständig wieder auf Erdgas umgestellt. Zeitgleich erreichte der Biomethan-Handelspreis neue Höchstwerte, während der Erdgaspreis auf niedrigem Niveau verblieb und eine Bestandsanlagenförderung in das Kraftwärmekopplungsgesetz (KWKG) aufgenommen wurde.

Da die KWK-Stromerzeugung unter der Förderung des KWKG im Jahr 2016 und 2017 vergleichsweise stark anstieg, während die EEG-Anlagenzahl in diesem Zeitraum sank, ist eine Umstellung auf Erdgas wahrscheinlich einer der treibenden Ursachen des Rückgangs. Der stetige nahezu Rückgang der vergangenen Jahre bis 2023 ist u.a. auf das Erreichen des Endes der Förderdauer, technische Ausfälle, fehlende Wirtschaftlichkeit sowie gewisse Marktverwerfungen im Biomethanhandel zurückzuführen.

Tabelle 9: Entwicklung der Anzahl der Biomethan-Anlagen (EEG-Anlagenschlüsselnummern) nach elektrischen Leistungsklassen

Anlagenanzahl (Elektrische Leistungsklasse)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	358	533	549	461	290	285	270	251	264	271	259
71-150	126	170	176	175	172	163	162	156	150	152	150
151-300	173	241	235	232	215	218	217	216	195	184	174
301-500	165	208	207	196	194	188	201	195	174	176	164
501-750	111	141	148	154	149	148	155	155	143	128	128
751-1.000	43	68	75	73	75	77	69	74	71	64	66
>1.000	86	157	157	158	159	162	157	172	167	173	166
Summe	1.062	1.518	1.547	1.449	1.254	1.241	1.231	1.219	1.164	1.148	1.107

Quelle: (50Hertz Transmission GmbH, 2024)

3.3 Netto-Nennleistung des Gesamtanlagenbestandes

Die Entwicklung der installierten Leistung der Biomethan BHKW ist in Tabelle 10 dargestellt. Die Anlagenklasse >1.000 kW_{el} trägt seit 2014 beinahe zur Hälfte zur Gesamtleistung bei. Diese Anlagen sind oft in größere kommunale Wärmenetze eingebunden. Gebäudekomplexe aus mehreren Mehrfamilienhäusern, Quartierslösungen und kleinere Wärmenetze hingegen werden oft mit BHKW der Größenklassen 150 bis 750 kW_{el} versorgt, die weitere 30 Prozent der installierten Leistung ausmachen. Die Leistungsklasse <70kW_{el}, wie sie häufiger in Einfamilienhäusern oder kleineren Mehrfamilienhäusern zu finden sind, zählt zwar viele Anlagen. Ihr Beitrag zur insgesamt installierten Leistung ist aber äußerst gering.

Seit dem Höhepunkt 2019 ist die Leistung kontinuierlich fallend, was auf die Preisentwicklung von Biomethan bis 2023 sowie Komplikationen einiger Biomethan-Händler zurückzuführen sein dürfte. Auch bietet das EEG seit einigen Jahren nur noch geringe Anreize neue BHKW in Betrieb zu nehmen. Daher werden BHKW, die aus der EEG Vergütung gehen, nicht ausgeglichen.

Tabelle 10: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung der Biomethan-BHKW

Leistungs- klasse in kWel	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	9,9	14,9	15,3	13,2	8,6	8,3	8,7	7,9	8,0	8,4	8,1
71-150	15,7	21,2	22,0	22,2	22,2	20,4	22,6	20,4	19,6	19,7	19,6
151-300	40,6	56,7	55,7	54,9	51,4	50,7	55,2	51,7	46,5	44,1	41,9
301-500	64,7	81,2	80,6	76,8	76,0	78,7	81,0	76,2	68,2	68,7	64,0
501-750	67,8	85,7	89,6	92,9	89,7	92,9	95,1	92,7	86,0	76,9	77,4
751-1000	36,9	58,2	64,2	62,5	64,2	59,5	61,7	63,4	60,5	54,6	56,1
>1000	143,2	280,7	286,1	330,5	289,3	296,5	318,6	320,7	324,8	338,0	332,7
Summe	378,8	598,8	613,6	653,0	601,4	607,0	642,8	632,9	613,6	610,3	599,8

Quelle: (50Hertz Transmission GmbH, 2024).

3.4 EEG-Vergütungsmengen

Die EEG-Vergütungsmengen wurden anhand der Biomasse-Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber nach entsprechender Zuordnung ermittelt. Die Entwicklung der Vergütungsmengen entspricht grundsätzlich der Leistungsentwicklung. Als zusätzliche Einflussfaktoren ist - durch die mit der Wärmeproduktion gekoppelte Erzeugung - eine witterungsabhängige Komponente erkennbar (siehe auch Anhang 0 Temperatur-/Jahresabhängigkeit der Stromproduktion/Fahrweise). Auch Strom- und Gaspreise beeinflussen die Fahrweise der BHKW und damit die produzierte Strommenge.

Tabelle 11 : EEG-Vergütungsmengen der Biomethan-BHKW in GWh

Leistungsklasse	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	32	45	55	47	44	42	56	39	39	39	33
71-150	70	88	105	106	111	96	102	96	95	82	68
151-300	204	255	300	298	279	273	282	268	245	202	180
301-500	315	368	420	410	396	365	401	383	348	309	258
501-750	341	432	517	529	536	500	527	515	487	389	326
751-1000	149	255	335	341	344	345	291	331	319	259	226
>1000	480	920	1.266	1.267	1.282	1.229	1.221	1.311	1.389	1.264	1.051
Summe	1.591	2.363	2.999	2.998	2.991	2.850	2.879	2.942	2.921	2.543	2.141

Quelle: (50Hertz Transmission GmbH, 2024)

Es zeigt sich beispielsweise, dass die Stromproduktion im Jahr 2022 stärker zurückgegangen ist, als es der Leistungsrückgang vermuten lassen würde. Da im Jahr 2022 sehr hohe Erdgaspreise

zu verzeichnen waren, wurde Biomethan teilweise auch als Gas am Terminmarkt veräußert, was wiederum Auswirkungen auf den Biomethaneinsatz in BHKW gehabt haben könnte. Auch die milden Temperaturen der Jahre 2022 und 2023 sollten zu diesem Trend beigetragen haben. Beide Jahre waren die wärmsten Jahre seit Beginn der Wetteraufzeichnung (2023 leicht wärmer als 2022) und haben daher zu einem geringeren Wärmebedarf beigetragen.⁵ Bei den in Betrieb befindlichen BHKW im Jahr 2023 zeigt sich eine um 30 Prozent niedrigere Stromerzeugung bei zwei Drittel der Anlagen im Vergleich zum Vorjahr. Die Anzahl der in den Stammdaten gelisteten BHKW ohne Stromeinspeisung in den Bewegungsdaten stieg auf 55 BHKW in 2023 im Vergleich zu 2022 mit 20 BHKW.

3.4 Trafo- und Leitungsverluste

Bei der Einspeisung von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung kommt es zu Leitungs- und Transformatoren- bzw. kurz Trafoverlusten. Diese betreffen vor allem die Zuleitung zum öffentlichen Stromnetz, sowie die Verluste an der Trafostation zur Anpassung an die Spannungsebene des aufnehmenden Netzes. Hierbei stellt sich die Frage, ob zur Ermittlung der Bruttostromerzeugung solche Verluste zu berücksichtigen und zu ermitteln sind.

Die Bundesnetzagentur stellt hierzu klar: „*Leitungs- und Transformatorverluste sind Stromverbräuche und wie alle anderen Stromverbräuche, die vor der Einspeisestelle in das Netz erfolgen und im Fall einer kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung als sogenannter Ersatzstrom bei den Bezugsstrommengen aus dem Netz zu berücksichtigen*“⁶ [sind].

Bei der Ermittlung der EEG-Vergütungsmengen spielen diese Verluste also in der Regel keine Rolle, sondern werden kaufmännisch-bilanziell durch Ersatzstrom aus dem Netz bereitgestellt. Der Netzbetreiber ist laut EEG verpflichtet den nächstgelegenen oder wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt anzuschließen (s.a. EEG 2021 §8), auch wenn dazu das Netz erweitert werden muss. Dies geschieht in der Regel durch eine Netzerweiterung bis an das BHKW und direktem Anschluss an einen Trafo zum Netzanschluss. Dadurch entstehen keine (auf die Einspeisemenge) anrechenbaren Leistungsverluste oder Trafoverluste. Trafoverluste würden lediglich im Falle eines (BHKW) eigenen Trafos anrechenbar sein, was bei BHKW für ein Inselnetz mit Eigenstromnutzung vorkommen könnte. Diese würden von Netzbetreibern in der Regel pauschal mit rund 1,5 % angerechnet⁷. Leitungsverluste träten bei längeren Zuleitungen zum nächsten Transformator auf und betrügen je nach Konstellation 1,5 bis 4 %⁸. Die MITNETZ-Strom gibt hingegen auf ihrer Seite an: „Die Bestimmung der zwischen Übergabestelle und Messort entstehenden Einspeiseverluste erfolgt individuell auf Basis der Betriebsweise der Erzeugungsanlage und der technischen Bedingungen der Kundenanlage. Die Einspeiseverluste werden bei der Abrechnung und Bilanzierung in Abzug gebracht.“⁹ Ein pauschalisierter Abzug ist demnach nicht in allen Fällen zu erwarten. Evtl. werden auch über Messkonzepte genauere Verlustmengen ermittelt.

Unter bestimmten Bedingungen kann es also zu Verlusten kommen, die in der EEG-Vergütungsmenge berücksichtigt werden. Die Häufigkeit dieser Konstellationen kann allerdings pauschal nicht geschätzt werden.

⁵ (Deutscher Wetterdienst (Hrsg.), 2023)

⁶ (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.), 2021)

⁷ Angaben der Preisblätter bspw. der Bayernwerk, Regensburg Netz für 2022

⁸ Angaben der Preisblätter bspw. der Bayernwerk, Regensburg Netz für 2022

⁹ (Mitteldeutsche Netzgesellschaft, 2022)

3.5 Wirtschaftlicher Selbstverbrauch

Wirtschaftlicher Selbstverbrauch bedeutet die Nutzung des eigenen produzierten Stromes in unmittelbarer Nähe, ohne Einspeisung in das öffentliche Netz. Wirtschaftlicher Selbstverbrauch ist – vereinfacht ausgedrückt – lohnend, wenn die Bezugskosten von Strom aus dem Netz über der Einspeisevergütung abzüglich der Erzeugungskosten liegt. Dieser Selbstverbrauch wäre in den Bewegungsdaten der Stromerzeugung nicht ausgewiesen und muss zusätzlich ermittelt werden.

Stand Oktober 2023 waren 1.272 Anlagen im Marktstammdatenregister als Biomethan-BHKW mit Status in Betrieb erfasst. 93 Anlagen weisen laut Angabe eine Teileinspeisung (einschließlich Eigenverbrauch) auf. Die Bruttoleistung dieser Anlagen beträgt 33,9 MW_{el}. Mit einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 4.899, wie sie für 2022 über alle Anlagen festgestellt wurden (siehe Tabelle 24: Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden der Biomethan-BHKW) produzierten diese rund 166 GWh Strom. Ob und wenn ja, welchen Anteil diese BHKW tatsächlich selbst verbrauchen, darüber liegen keine weiterführenden Informationen vor. Im Vergleich zu den Vorjahren (09/2020: 37 Anlagen), haben damit mehr Anlagen im Marktstammdatenregister Teileinspeisung angegeben. Eine Befragung im Rahmen des Branchenbarometer Biomethan im Juni 2024 ergab keine weiteren Hinweise auf einen breiten Selbstverbrauch des produzierten Stroms. Die Teilnehmer wurden befragt, ob sie zusätzlich selbst Betreiber von BHKW sind. Von 26 Befragten betreiben 7 selbst BHKW, gaben aber unisono an, den produzierten, Strom nicht selbst zu nutzen. Dies stellt allerdings nur eine äußerst kleine Stichprobe der Grundgesamtheit dar

3.6 Nettostromerzeugung aller Biomethan-Stromerzeugungsanlagen

Die Berücksichtigung eventueller Trafo- und Leitungsverluste, sowie Strommengen zum wirtschaftlichen Selbstverbrauch, würden zu einer höheren Nettostromerzeugung führen, als die von den Netzbetreibern veröffentlichten EEG-Vergütungsmengen. Da allerdings für beide Bereiche keine Mengen ermittelt werden konnten, entfällt diese Berücksichtigung zunächst. Die Nettostromerzeugung entspricht damit den EEG-Vergütungsmengen.

3.7 Technischer Stromeigenverbrauch

Der technische Eigenverbrauch einer KWK-Anlage ist der Anteil des produzierten Stroms, der für den Betrieb der KWK-Anlage und derer Nebenanlagen aufgewendet wird. Typische Eigenverbräuche beinhalten bspw. Wasser-, Kondensatpumpen, Luftzufuhr und Brennstoffversorgung, sowie Abgasreinigung. Als eine mögliche Datenquelle sollen im Folgenden die amtlichen Statistiken zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung betrachtet werden.

Der selbsterzeugte technische Eigenverbrauch in der amtlichen Statistik 066k (43311-0002) und ab 2018 auch die Erhebung 064 (43411-0001) kann aus der dort erfassten Brutto- und Nettostromerzeugung abgeleitet werden.

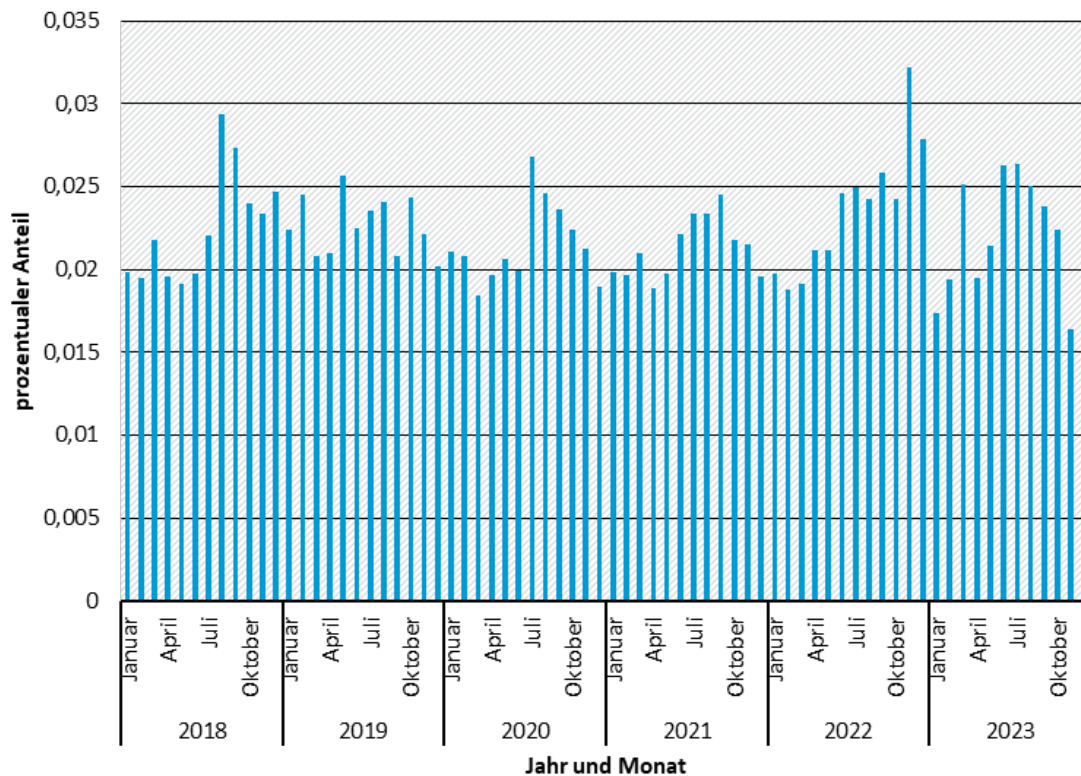
Die Statistik basiert auf der Befragung bei Betreibern von Stromerzeugungsanlagen ab 1 MW (Erhebung 066k 43311-0002) und < 1 MW (Erhebung 064 - 43411-0001) und beinhaltet auch die Brutto- und Nettostromerzeugung mit folgenden Definitionen:

- ▶ Definition Bruttostromerzeugung gemäß 43411-0001: Die Bruttostromerzeugung einer Erzeugungseinheit ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorklemmen.
- ▶ Definition Nettostromerzeugung gemäß 43411-0001: Die Nettostromerzeugung einer Erzeugungseinheit ist die um ihren Eigenverbrauch verminderte Bruttostromerzeugung. Der

Eigenverbrauch umfasst den Energieverbrauch zur Aufrechterhaltung des Produktionsprozesses der Anlage (ohne Energiebezug von Dritten).

Die Differenz beider Größen beschreibt also den Eigenverbrauch (ohne Energiebezug von Dritten dafür) der Anlagen zur Aufrechterhaltung des Produktionsprozesses.

Abbildung 2: Monatlicher technischer Eigenverbrauchsanteil (selbstgedeckt) für Biomethan nach Erhebung 066k (43311-0002) in 2018 bis 2023



Quelle: (Statistisches Bundesamt, 2024) Eigene Darstellung.

Der (selbsterzeugte) Eigenverbrauch über alle erfassten Anlagen beträgt auf Monatsbasis zwischen 1,9 und 2,9 % der Bruttostromerzeugung. Der Eigenverbrauch hängt dabei von vielen anlagenspezifischen Faktoren (z.B. technischer Ausstattung, Wärmeauskopplung, Aufstellort, Klima) ab. Im Mittel beträgt der technische Eigenverbrauch in jedem der drei Jahre 2,10 - 2,20 % der Bruttostromerzeugung. Über alle Jahre betrachtet schwanken auch die monatlichen Werte und liegen vereinzelt bei 3%.

Diese Werte wurden auch von drei größeren Akteuren mit über 1.000 eigenen Biomethan- oder Erdgas-BHKW in Eigenbetrieb oder Wartung als plausibel eingestuft. Die Schwankungen über den Jahresverlauf hängen laut diesen auch von vielen Faktoren wie Art der Einbindung der Wärmeauskopplung, Fahrweise und temperaturabhängiger Auslastung der Zuluftventilatoren ab. Dabei nimmt insb. in den Sommermonaten (speziell Juli und August) mit geringer Wärmeauskopplung der prozentuale Anteil des Eigenverbrauchs zu. Pumpen, Kühlung und Abgasreinigung laufen im Teillastbetrieb ineffizienter im Vergleich zur produzierten Strom- und Wärmemenge.

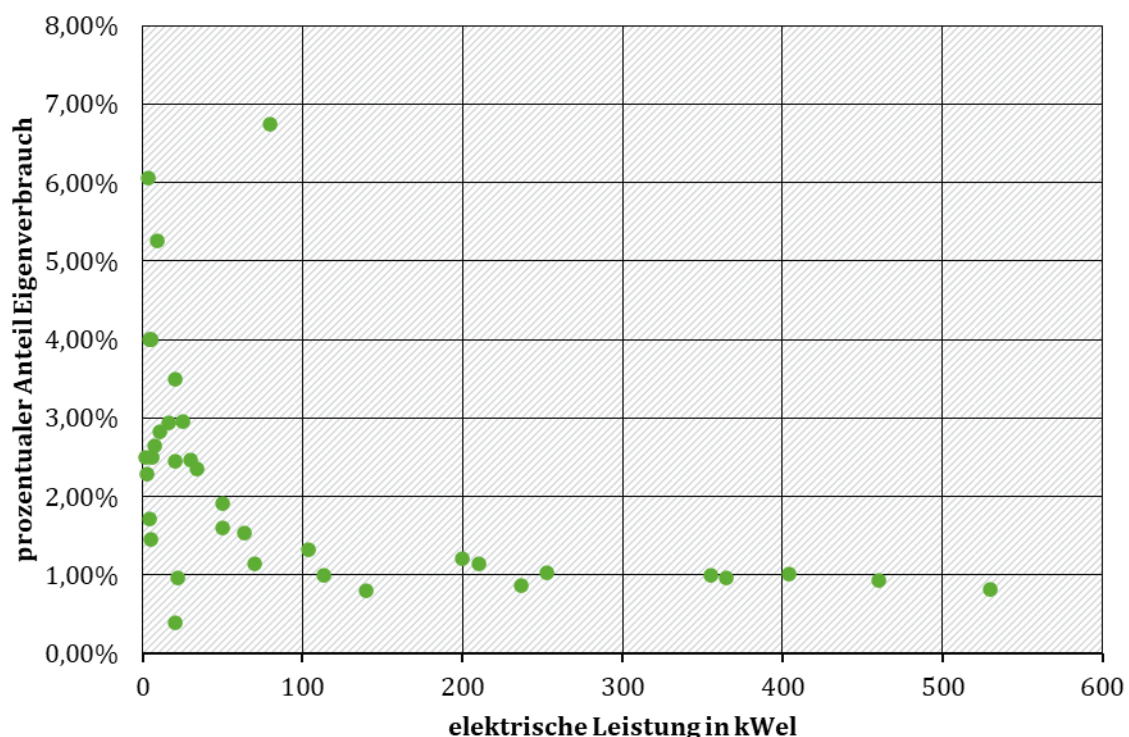
Weitere Hinweise zur Höhe des technischen Stromeigenverbrauchs von BHKW liefert das Stromsteuergesetz. Dort sind in § 12a Absatz 3 für den Eigenverbrauch von KWK-Anlagen Pauschalen hinterlegt, so für Strom, der in KWK-Anlagen erzeugt wird:

- a) bei einer elektrischen Nennleistung von bis zu 10 Kilowatt: 6 Prozent,
- b) bei einer elektrischen Nennleistung von über 10 Kilowatt bis zu 100 Kilowatt: 3 Prozent,
- c) bei einer elektrischen Nennleistung von über 100 Kilowatt: 2 Prozent.“

Laut Gesetzesbegründung¹⁰ handelt es sich bei den Pauschalen um nicht näher spezifizierte Erfahrungswerte. Die Pauschalen liegen im Bereich über 100 kW zwar im aus der amtlichen Statistik ermittelten möglichen Bereich, indizieren aber, dass es bei kleineren BHKW zu höherem prozentualen Eigenverbrauchsanteilen kommen kann.

Im Folgenden wurde eine Reihe von BHKW Datenblätter auf Angaben zum Eigenverbrauch ausgewertet. Da diese Angabe selten explizit aufgeführt ist, konnte allerdings nur eine kleine Stichprobe (41 BHKW von 7 Herstellern) gewonnen werden.

Abbildung 3: Technischer Eigenverbrauch (selbst- und fremdgedeckt) gemäß Angaben von 41 BHKW von 7 Herstellern



Quelle: Eigene Darstellung, dena 2020.

Diese Herstellerangaben, die sich auf Testläufe in kontrollierter Messumgebung beziehen, liegen in allen Bereichen deutlich unter den rund 2,2 Prozent der aus der amtlichen Statistik abgeleiteten Werte, als auch unter den zitierten Erfahrungswerten im Stromsteuergesetz. Allerdings zeigt sich ebenfalls das Muster steigender Eigenverbräuche bei Anlagen unter 100 kW.

Laut Betreiberangaben (2 Betreiber der Energieversorgung, zusammen 320 Biomethan-/Erdgas-BHKW in Betrieb) wird der technische Eigenverbrauch von der Stromerzeugungsanlage selbst gedeckt und seltener aus dem Netz bezogen. Bei diesen Aussagen handelt es sich allerdings um mündliche Erfahrungen aus der Praxis, denen keine quantifizierbare Basis

¹⁰ Drucksache 19/8037

zugrunde liegt. Bei einer Auswertung von 85 Biomethan-BHKW-Gutachten konnten aufgrund fehlender Angaben auch keine neuen Erkenntnisse gewonnen werden.

Für eine verlässliche Festlegung des technischen Eigenverbrauches genügen diese Quellen somit nicht. Daher wird der selbstgedeckte technische Selbstverbrauch anhand der amtlichen Statistiken ermittelt. Bis 2017 ist die 43311-0002 allein maßgeblich. Ab 2018 wird aus den Statistiken 43311-0002 und 43411-0001 das mengengewichtete Mittel anhand der Bruttostromerzeugung gebildet.

Tabelle 12: Ergebnisse des technischen Eigenverbrauchs der amtlichen Statistik nach Jahren

	Art der Statistik	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Erhebung 066k (43311-0002)	Stromerzeugung netto GWhel	766.717	786.940	904.378	1.036.391	1.007.771	936.420
	Stromerzeugung brutto GWhel	783.692	804.642	923.386	1.058.011	1.031.257	955.825
	Technischer Eigenverbrauch	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,3%	2,2%
Erhebung 064 (43411-0001)	Stromerzeugung netto GWhel	789.646	812.129	839.411	854.692	747.921	698.986
	Stromerzeugung brutto GWhel	824.199	831.211	856.004	863.346	757.241	708.284*
	Technischer Eigenverbrauch	1,5%	1,7%	1,4%	1,0%	1,2%	1,3%*
	Mengengewichtetes Mittel (Erhebungen 066k und 064)	1,8%	1,9%	1,8%	1,6%	1,8%	1,7%
	Ansatz für die nicht in der amtlichen Statistik erfassten Anlagen	2,4 %	2,4%	2,4%	2,4 %	2,4%	2,4%
	Ansatz für alle Anlagen	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%

Quelle: (Statistisches Bundesamt, 2024).

Da die amtliche Statistik sämtliche Anlagen der allg. Versorgung erfasst, ist der oben ermittelte Wert stellvertretend für Anlagen aller Größenklassen der in der amtlichen Statistik erfassten Anlagen. Dass Anlagen unter 1 MW wie sie in der Statistik 43411-0001 erfasst werden geringere technische Eigenverbräuche haben, deckt sich allerdings nicht mit den Erkenntnissen der vorangegangenen Betrachtungen (Herstellerangaben, Befragung und Stromsteuer). Insbesondere kommt es durch die Verschneidung beider Statistiken ab 2018 zu einem Bruch in der ermittelten Zeitreihe und zu deutlich niedrigeren Werten.

Aufgrund der Unterschiedlichkeit der oben ausgeführten Ansätze wird basierend auf der Erhebung 066k (43311-0002) ein mittlerer Wert von 2,2 % über alle Anlagen angenommen. Dieser stellt einen pragmatischen Kompromiss aus allen erörterten Ansätzen dar. Dies entspricht auch dem empirischen Ansatz des Stromsteuergesetzes für Anlagen über 100 kW_{el}.

Anlagen die nicht in der amtlichen Statistik erfasst sind, sind tendenziell kleiner. Wie die vorangegangenen Ansätze zeigen, steigt der anteilige Eigenverbrauch mit sinkender Leistungsgröße der Anlagen. Es erscheint daher angemessen für diese kleineren Anlagen einen höheren Wert anzusetzen. Daher wird für die nicht von der Statistik erfassten Anlagen in Anlehnung an den Ansatz des Stromsteuergesetzes ein um 0,2 Prozentpunkte höherer Wert angesetzt.

Tabelle 13: Absoluter (selbstgedeckter) technischer Stromeigenbedarf der Biomethan-BHKW in GWh

Leistungs- klasse	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	0,8	1,0	1,3	1,1	1,1	1,0	1,3	0,9	0,9	0,9	0,8
71-150	1,7	2,0	2,5	2,5	17,2	2,3	2,4	2,3	2,3	2,0	1,6
151-300	4,9	5,7	7,2	7,1	9,6	6,5	6,7	6,4	5,8	4,9	4,3
301-500	7,5	8,3	9,9	9,7	8,4	8,8	9,5	9,1	8,2	7,4	6,1
501-750	8,0	9,7	12,1	12,4	9,5	12,0	12,4	12,1	11,5	9,3	7,6
751-1.000	3,5	5,7	7,8	7,9	4,4	8,2	6,8	7,8	7,5	6,2	5,2
>1.000	10,6	20,7	27,9	27,9	6,3	27,4	26,9	28,8	30,6	30,3	23,2
Summe	36,8	53,2	68,8	68,7	56,6	66,2	66,0	67,5	66,8	61,0	48,8

(50Hertz Transmission GmbH, 2024)

3.8 Bruttostromerzeugung aller Biomethan-Stromerzeugungsanlagen

Wie bereits im vorhergegangenen Kapitel erläutert, wird die Bruttostromerzeugung der Biomethan-BHKW über die Netto-Stromerzeugungsmenge und einen über alle Jahre und Anlagen/Leistungsklassen einheitlichen technischen Eigenverbrauch (selbstgedeckt) ermittelt. Hierzu wird zunächst der technische Stromeigenbedarf ausgewiesen (Tabelle 13) und darauf aufbauend in Tabelle 14 die Bruttostromerzeugung.

Tabelle 14: Bruttostromerzeugung der Biomethan-BHKW in GWh

Leistungs- klasse	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	33	46	57	49	45	43	58	39	40	40	34
71-150	72	90	108	109	128	98	104	98	97	83	69
151-300	209	260	307	305	288	280	288	274	250	207	184
301-500	322	377	430	419	404	380	411	392	356	316	264
501-750	349	442	529	541	545	523	539	527	498	398	334
751-1.000	152	261	343	349	348	359	298	339	327	265	231
>1.000	491	941	1.294	1.295	1.289	1.273	1.248	1.340	1.419	1.295	1.074
Summe	1.628	2.416	3.068	3.066	3.048	2.956	2.945	3.010	2.988	2.604	2.190

Quelle: (Statistisches Bundesamt, 2024).

3.9 Nettowärmeerzeugung aller Biomethan-Stromerzeugungsanlagen (KWK-Wärmemenge)

Zur Wärmeerzeugung und –nutzung liegen für den gesamten Anlagenbestand keine detaillierten Datenquellen vor, sodass eine Schätzung anhand vorhandener Daten vorgenommen werden soll. Da die Stromerzeugung und anlagenspezifische Informationen wie bspw. elektrische Leistung der einzelnen Anlagen vorliegen, soll die Nettowärmeerzeugung auf Basis der Nettostromerzeugung ermittelt werden. Über die von der ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. in der Broschüre „BHKW-Kenndaten 2014/15“ (ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.), 2014) veröffentlichten thermischen Wirkungsgrade für die unterschiedlichen BHKW-Leistungsgrößen wurde ein entsprechender theoretischer thermischer Wirkungsgrad den einzelnen Anlagen zugeordnet.

Über den anlagenspezifischen Stromnutzungsgrad und die Nettostromerzeugung wird zunächst der theoretische Biomethanbedarf der Anlage ermittelt. Aus diesem kann mittels thermischem Wirkungsgrad die erzeugte Wärme des BHKW ermittelt werden. Die ASUE Kennzahlen beinhalten Datenblätter von 490 BHKW-Typen, u.a. mit thermischen Wirkungsgraden. Zur Ermittlung der einzelnen Leistungsklassen wurde der Mittelwert aller Wirkungsgrade von Datenblättern der einzelnen BHKW gebildet. Da sich die Werte auf im Jahr 2014/15 als Stand der Technik zu bezeichnenden und neuwertigen Anlagen bezieht, fehlt in der Betrachtung eine alterungsbedingte Änderung der Werte über die Betriebsdauer. Untersuchungen bspw. der Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)¹¹ ergaben eine Abnahme des elektrischen Wirkungsgrades über die Lebenszeit von durchschnittlich 3%-Punkten. Entsprechend dürfte der thermische Wirkungsgrad ebenfalls über die Laufzeit Änderungen unterworfen sein, die hier aber nicht berücksichtigt wurden, da das genaue Alter der einzelnen Anlagen auch nicht bekannt ist.

¹¹ (Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (Hrsg.), 2012)

Tabelle 15: angenommene thermische Wirkungsgrade nach Leistungsklassen (Quelle: (ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.), 2014)

Leistungsklasse	0-10	-20	-30	-40	50	250	500	750	1000	1250	1500
Thermischer Wirkungsgrad η_{th}	66,2	64,8	65,2	62,5	58,1	52,6	48,2	47,1	45,6	44,7	44,5

Tabelle 16: Entwicklung der erzeugten Wärme der Biomethan-BHKW in GWh

Leistungs-klasse	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	65	90	112	96	93	88	126	80	79	82	70
71-150	122	155	182	183	188	166	176	165	162	143	118
151-300	329	414	484	479	449	432	460	434	398	326	290
301-500	451	534	600	586	556	514	575	532	484	598	356
501-750	455	576	704	709	716	668	708	694	654	520	437
751-1000	190	318	425	432	435	445	369	419	411	453	286
>1000	589	1.117	1.548	1.532	1.551	1.469	1.469	1.582	1.684	1.483	1.233
Summe	2.201	3.204	4.054	4.017	3.987	3.781	3.883	3.907	3.873	3.606	2.790

Quelle: (50Hertz Transmission GmbH, 2024)

3.10 Sektorale Zuordnung der Biomethan BHKW

Die amtlichen Statistiken 066k (43311-0001) und 064 (43411-0001) erfassen bereits Anlagen der allgemeinen Versorgung (Welche Einzel-Anlagen genau, ist allerdings nicht bekannt):

- Statistik 066 k (43311): Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität einschließlich der Kraftwärmekopplungsanlagen, jeweils ab einer Nettonennleistung von 1 Megawatt (MW) elektrisch. Nicht berichtspflichtig sind Anlagenbetreiber im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden.
- Statistik 064 (43411): Heizwerke ab einer installierten Nettonennleistung von einem Megawatt thermisch und bei allen Betreibern von Anlagen zur netzgebundenen Wärmeversorgung einschließlich wärmegeführter Blockheizkraftwerke sowie bei Dritten, die sich dieser Anlagen bedienen, durchgeführt wird.

Hinsichtlich der nicht durch die amtliche Statistik erfassten Anlagen stellt sich jedoch ebenfalls die Frage der Zuordnung zu den verschiedenen Verbrauchssektoren. Die sektorale Zuordnung geschieht hier nach folgender Maßgabe:

- Private Haushalte (HH): Alle sichtbar zum ausschließlichen Wohnzwecke genutzten Gebäude sowie Einrichtungen, bei denen der Wohnzweck im Vordergrund steht (Studentenwohnheim, betreutes Wohnen)

- ▶ GHD (ohne Landwirtschaft): Alle gewerblichen Einrichtungen, private und öffentliche Verwaltung, kirchliche Einrichtungen, Pflegeeinrichtungen
- ▶ Landwirtschaft (LW): Landwirtschaftliche Betriebe (Gewächshäuser eingeschlossen)
- ▶ Industrie (IND): Größere Produktionsstätten materieller Güter (bspw. Flügelproduktion für Windkraftanlagen, Betongießerei)
- ▶ Energieversorgung (EV): (Alleinstehende/separate) Anlagen zu Heizzwecken für mehrere Wärmeabnehmer (Heizhäuser)
- ▶ Unklar: Nicht alle Anlagen konnten mit der skizzierten Vorgehensweise einwandfrei zugeordnet werden. Diese werden in einem weiteren Schritt entsprechend der Verteilung der bekannten Verbrauchssektoren (außer amtl. Statistik) aufgeteilt (siehe nachfolgende Tabelle).

Jedes BHKW wird einzeln dem Sektor zugeordnet, dem es anhand von Satellitenbildern und Ortsbeschreibungen bei Google-Maps augenscheinlich vorrangig oder ausschließlich dient. Da es sich dabei um eine visuelle Zuordnung anhand von Erscheinungsbild und Angaben zu Firmen und Einrichtungen handelt, ist diese Methode recht fehleranfällig, insb. bei Gebäuden zu Wohnzwecken mit gemischter Funktion. Bestanden Zweifel an der Verlässlichkeit einer Zuordnung, wurde der Eintrag „unklar“ vorgenommen.

Die amtlichen Statistiken 43311 und 43411 erfassen bereits einen größeren Teil der produzierten Strom- und Wärmemengen aus Biomethan.

Anhand der sektoralen Zuordnung soll in einer Näherung versucht werden, die summarische Teilmenge der Anlagen, die in der amtlichen Statistik bereits berücksichtigt sein könnten, zu identifizieren und so die nicht erfassten Anlagen abzugrenzen.

Hierzu wird zunächst aufgrund der Qualitätsberichte der amtlichen Erhebungen angenommen, dass Anlagen der Energieversorgung und Anlagen größer 1 MW_{el} von der Statistik erfasst werden. Dies soll im Folgenden anhand der erzeugten Wärme und des erzeugten Stroms geprüft werden.

Tabelle 17: Vergleich amtl. Statistik und Zuordnung EV + >1MW

erzeugte KWK-Wärme in GWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023
066 k 43311	912	935	1.070	1.202	1.172	1.113
064 43411	1.004	1.039	1.056	1.116	955	891
Summe 43411 & 43311	1.916	1.974	2.126	3.318	2.127	2.004
Summe EV und >1MW _{el}	1.475	1.873	2.002	2.146	1.892	1.873

Quelle: (Statistisches Bundesamt, 2024) & (50Hertz Transmission GmbH, 2024)

Die geringe Abweichung in Tabelle 17 lässt eine gute Abgrenzung der in der amtlichen Statistik erfassten energiewirtschaftlichen Anlagen vermuten. Mit Berücksichtigung der Statistik 064 (43411), welche auch netzgebundene BHKW unter 1 MW_{el} erfasst, kommt es ab 2018 zu Abweichungen von wenigen Prozentpunkten.

Auch im Vergleich der erzeugten Netto-Strommengen kommt es nur zu wenigen Prozentpunkten Abweichung in den Ergebnissen. Es kann also angenommen werden, dass die Summe der Anlagen mit Zuordnung Energieversorgung und aller Anlagen über 1MW_{el} gleich aller erfassten Anlagen in der amtlichen Statistik ist. Davon ausgehend kann im Folgenden auch eine Zeitreihe für frühere Jahre ohne vollständige Erfassung der Anlagen in der amtlichen Statistik gebildet werden.

Aufgrund der visuellen Zuordnung der Verbrauchssektoren verbleibt ein Teil der Anlagen mit unklarer Zuordnung. Diese bewegen sich in Anteilen zwischen 10 und 20 Prozent über die einzelnen Jahre. Ein überwiegender Teil der BHKW kann also visuell den Sektoren verlässlich zugeordnet werden. Insbesondere Industrie und Anlagen der Energieversorgung sind aufgrund der äußerlich gut zu unterscheidenden Gebäudestruktur gut zu erkennen, während bei mehrstöckigen Gebäuden die Nutzung oft uneindeutig, oder stark gemischt erscheint.

Diese – visuell nicht zuordenbaren – Anlagen werden entsprechend der Verteilung der visuell zuordenbaren Anlagen auf die Sektoren verteilt.

Nach Zuordnung der Anlagen in die verschiedenen Sektoren, ergibt sich die Strom- und Wärmeversorgung entsprechend der Tabellen 16 und 17. Im Vergleich zu Tabelle 14 und Tabelle 16 enthalten diese also nur die Produktion der Anlagen, die dem Energieversorgungssektor zuzuordnen sind und zeigen dementsprechend sektorspezifische Unterschiede. Die Wärmeerzeugung im Energieversorgungssektor ist besonders von zwei Anlagenkategorien geprägt: Der über 500 kW_{el} und großer Anlagen im Bereich über 1.000 kW_{el}. Insbesondere in der Klasse über 1 MW kam es in den Jahren 2014 und 2015 zu einem erheblichen Ausbau, der bis 2019 erhalten geblieben ist. Dies könnte durch die verschärften Anforderungen der Energieeinsparverordnung im Jahr 2013 getrieben sein, die vor allem eine deutliche Einsparung der Primärenergie bei Neubauten forderte. Der Einsatz von Biomethan in KWK ist eine einfache Methode diesen in Wärmenetzen zu senken. Im Industriesektor hingegen scheint die Wärmeerzeugung aus Biomethan-KWK kaum eine Rolle zu spielen.

Im Sektor Haushalte spielt die Wärmeversorgung aus Biomethan-KWK über alle Größenklassen eine Rolle, was schlüssig erscheint, da Wohngebäude in vielfachen Größenkonstellationen auftreten können. Hier ist in der Größenklasse ≤70 die bereits erwähnte Umstellung der Zuhausekraftwerke von Lichtblick zu beobachten, die überwiegend zur Wohngebäudeversorgung eingesetzt wurden. Die Anlagenkategorie >1MW_{el} hat hier einen vergleichsweise geringen Anteil, da diese Anlagen häufig dem Energieversorgungssektor zugeordnet werden.

Biomethan-BHKW zu Wärmeversorgung von GHD werden vor allem in der Größenordnung 200 bis 500 kW_{el} eingesetzt, in größeren Zusammenschlüssen aber auch mit BHKW über 1MW_{el}. In der Landwirtschaft wird die Wärme weit überwiegend in Gewächshäusern und landwirtschaftlichen Höfen und Bauten genutzt, häufig an auch früheren Standorten von Biogasanlagen und den daran angeschlossenen Wärmenetzen.

Tabelle 18: Erzeugte Wärme nach Sektoren 2013 – 2022 mit anteiliger Zuordnung unklarer Anteile

erzeugte Wärme in GWh nach Sektoren	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
allg. Versorgung	1.032	1.181	1.461	1.514	1.475	1.873	2.002	2.146	1.892	1.545

erzeugte Wärme in GWh nach Sektoren	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Industrie	18	20	33	20	28	30	27	33	29	23
Haushalte	481	632	583	582	529	537	569	557	460	405
GHD	1.193	1.430	1.364	1.316	1.238	1.226	1.096	960	770	616
Landwirtschaft	111	179	170	175	163	181	213	177	158	139
Summe	2.835	3.441	3.611	3.607	3.432	3.847	3.907	3.873	3.309	2.728

Quelle: (50Hertz Transmission GmbH, 2024), Eigene Darstellung

Tabelle 19: Erzeugter Strom (brutto) nach Sektoren 2013 – 2022 mit anteiliger Zuordnung unklarer Anteile

erzeugter Strom in GWh nach Sektoren	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
allg. Versorgung	464	1.198	1.195	1.237	1.247	1.517	1.621	1.728	1.567	1.274
Industrie	20	20	24	14	21	21	20	24	20	16
Haushalte	186	359	244	250	263	430	377	371	303	268
GHD	457	789	561	553	579	1.013	769	668	536	428
Landwirtschaft	41	92	65	67	78	153	156	129	115	102
Summe	1.168	2.457	2.089	2.121	2.187	3.134	2.942	2.921	2.543	2.089

Quelle: Eigene Darstellung, dena 2024.

3.11 Stromkennzahl

Die Stromkennzahl einer KWK-Anlage ist der Quotient aus der KWK-Nettostromerzeugung und der KWK-Nettowärmeerzeugung (AGFW, 2015)). Es ist zwischen der leistungsbezogenen KWK-Stromkennzahl in einer Messzeit und der arbeitsbezogenen Stromkennzahl in einer Berichtszeit zu unterscheiden. Im Folgenden ist die arbeitsbezogene Stromkennzahl dargestellt, indem die Jahresstromproduktion (netto) durch die Jahreswärmeproduktion geteilt wird.

Tabelle 20: SKZ der Biomethan-BHKW nach Leistungsklassen im Zeitraum 2013-2023

Leistungs-klasse	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	0,51	0,51	0,50	0,48	0,48	0,46	0,48	0,50	0,47	0,47
71-150	0,57	0,58	0,58	0,59	0,60	0,58	0,58	0,58	0,57	0,57
151-300	0,61	0,62	0,62	0,62	0,63	0,61	0,62	0,61	0,62	0,62

Leistungs- klasse	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
301-500	0,69	0,70	0,70	0,71	0,71	0,70	0,72	0,72	0,72	0,72
501-750	0,75	0,73	0,75	0,75	0,76	0,74	0,74	0,74	0,75	0,75
751-1000	0,80	0,79	0,79	0,79	0,82	0,79	0,79	0,78	0,79	0,79
>1000	0,82	0,82	0,83	0,83	0,86	0,83	0,83	0,82	0,85	0,85
Mittelwert strommen engewich tet	0,76	0,76	0,76	0,77	0,79	0,76	0,76	0,76	0,78	0,78

Quelle: (50Hertz Transmission GmbH, 2024), Eigene Darstellung

Tabelle 21: Vergleich mit den SKZ der in der amtlichen Energiestatistik erfassten Anlagen und Ableitung eines strommengengewichteten Mittelwerts für die nicht durch die amtliche Statistik erfassten Anlagen

Leistungsk- lasse	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Alle Anlagen (vgl. Tabelle 20)	0,73	0,76	0,76	0,76	0,77	0,79	0,76	0,76	0,76	0,78	0,78
Amtliche Statistik (066+064)						0,79	0,76	0,81	0,81	0,83	0,83
Andere Anlagen (nicht in 066+064 erfasst)	0,69	0,69	0,69	0,69	0,70	0,71	0,69	0,70	0,70	0,70	0,65

Quelle: (Statistisches Bundesamt, 2024), Eigene Darstellung.

3.12 Brennstoffeinsatz aller Biomethan-Stromerzeugungsanlagen insgesamt (inkl. Brennstoffeinsatz für KWK-Wärme)

Über die Registerauszüge des dena Biogasregisters kann der Brennstoffeinsatz für die als Empfänger angegebenen Biomethan-BHKWs ermittelt werden. Dabei ist festzuhalten, dass darüber nicht alle Biomethan-BHKW erfasst werden oder aus den Angaben zum Empfänger nicht immer exakt auf die einzelnen BHKW geschlossen werden kann (insbesondere dann, wenn mehrere Module vor Ort vorhanden sind). Aus diesem Grund wird ein anderer methodischer Ansatz über den Jahresnutzungsgrad gewählt. Der Jahresnutzungsgrad der Stromerzeugung ist das Verhältnis der jährlichen Nettostromerzeugung zur insgesamt zugeführten Energie in Form von Biomethan (auf Heizwertbasis) in Prozent.

Dieser wird für die verschiedenen Größenklassen anhand der ausgestellten Registerauszüge bestimmt. Hierzu wird anhand der auf den Registerauszügen vermerkten Ausspeisepunkte und Anlagenadressen die Registerauszüge den Anlagen zugeordnet. Diese Jahresnutzungsgrade

werden auf den gesamten Anlagenbestand angewendet und so für alle Anlagen der theoretische Brennstoffeinsatz ermittelt.

Tabelle 22: Entwicklung des Jahresnutzungsgrads der Stromerzeugung in Prozent

Leistungs- klasse	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	32,2	32,3	32,1	31,7	30,4	30,0	29,4	30,6	31,6	30,1	30,1
71-150	33,4	33,1	33,6	33,6	34,1	33,2	33,4	33,5	33,8	33,1	33,1
151-300	35,2	35,0	35,3	35,4	35,3	34,9	34,9	35,1	35,0	35,4	35,4
301-500	37,0	36,5	37,1	37,1	37,7	36,5	37,0	38,1	38,1	38,4	38,4
501-750	38,8	38,8	38,1	38,6	38,7	38,5	38,5	38,4	38,5	38,7	38,7
751-1000	39,3	40,3	39,6	39,6	39,7	39,6	39,6	39,8	39,0	39,7	39,7
>1000	39,8	40,3	39,9	40,4	40,4	40,6	40,2	40,4	40,2	41,6	41,6
Strom- erzeugungs- gewichteter Mittelwert über alle Größenklass en	38,0	38,6	38,5	38,8	38,9	38,7	38,4	38,9	38,8	39,6	39,6
Energiewirts- chaftliche Anlagen	39,2	39,8	39,5	39,9	40,0	40,1	39,7	40,1	39,9	41,0	40,9
Andere Anlagen (Einspeiser)	37,1	37,0	36,9	37,1	37,3	36,8	36,9	37,4	37,3	37,4	34,7

Quelle: (50Hertz Transmission GmbH, 2024), Eigene Darstellung

Der gesamte Brennstoffeinsatz (heizwertbezogen) wird demnach als Quotient des Jahresnutzungsgrades der Stromerzeugung und der gesamten EEG-vergüteten Stromeinspeisung (Nettostromerzeugung) gebildet.

Tabelle 23: Entwicklung des Brennstoffeinsatzes in Biomethan-BHKW in GWhHs

Leistungs- klasse	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	75	99	104	108	108	211	138	137	141	120
71-150	207	250	257	252	241	335	314	308	271	224
151-300	389	521	538	534	601	887	840	768	628	560
301-500	579	655	659	639	667	1.193	1.105	1.004	885	738
501-750	836	1.048	1.043	1.068	1.117	1.504	1.474	1.389	1.105	927
751-1000	367	521	529	512	549	808	917	901	717	627
>1000	1.709	2.621	2.586	2.680	2.662	3.337	3.566	3.796	3.344	2.780
Summe	4.162	5.715	5.716	5.792	5.946	8.275	8.355	8.304	7.093	5.977
Amtliche Statistik					4.409	4.454	4.453	4.773	4.207	3.429
Andere Anlagen (Einspeiser)					4.007	4.058	3.902	3.531	2.885	2.548

Quelle: (50Hertz Transmission GmbH, 2024), (Statistisches Bundesamt, 2024), Eigene Darstellung,

3.13 Entwicklung der mittleren Jahresbenutzungsstunden

Die mittleren Jahresbenutzungsstunden wurden anhand der Nettostromerzeugung des Jahres und der installierten elektrischen Leistung zum 31.12. ermittelt. Sie bildet damit den Jahresdurchschnitt ab ungeachtet dessen, dass die Benutzungsstunden in den Wintermonaten teils deutlich höher liegen können. Bei Anlagen mit einem Wärmeabnehmer (im Gegensatz zu Wärmenetzen mit mehreren Abnehmern) hängen die Jahresbenutzungsstunden von dem ständigen Prozesswärmebedarf und dem Wärmebedarf zu Heizzwecken vorrangig im Winter ab. Da die Wärme- mit der Stromerzeugung gekoppelt erfolgt, sinkt die Nettostromerzeugung im Sommer bei niedrigem bis nicht vorhandenem Wärmebedarf auf ein Minimum, während im Winter der Wärmebedarf eine Volllastung der Anlage ermöglichen kann.

Tabelle 24 zeigt, dass es insbesondere 2012 und 2014 zu vielen unterjährigen Inbetriebnahmen kam, um sich die alte Förderung bis 31.07.2014 zu sichern. Dies spiegelt sich auch an den verminderten Volllaststunden im Jahr 2014 in den Anlagenklassen unter 500 kWel wider. Auch in 2022 ist es zu einem deutlichen Rückgang der Volllaststunden gekommen, was an stark schwankenden Strom- und Gaspreisen und der Risikominimierung im Betrieb der Anlagen geschuldet sein könnte. Der Rückgang der Volllaststunden hat sich auch im Jahr 2023 weiter fortgesetzt. In diesem Jahr war die Besonderheit, dass einige BHKW zum Ende des Jahres nicht mehr vollständig oder gar nicht mit Biomethan beliefert werden konnten, da einer der größeren

Biomethanhändler nicht ausreichend Biomethan liefern konnte. Darüber hinaus ist auch der sehr warme Winter 22/23 zu berücksichtigen.

Tabelle 24: Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden der Biomethan-BHKW

Leistungs- klasse	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤70	3.870	4.250	5.010	5.104	5.043	4.846	4.664	4.596	4.469	4.227	3.702
71-150	4.731	4.482	5.217	5.266	5.048	4.690	5.078	4.712	4.872	4.158	3.495
151-300	4.794	4.148	5.363	5.430	5.427	5.428	5.544	5.179	5.250	4.595	4.310
301-500	4.639	4.740	5.358	5.450	5.367	5.038	5.076	5.028	5.092	4.469	4.024
501-750	4.933	5.199	5.853	5.859	6.082	5.811	5.667	5.526	5.630	5.004	4.137
751-1000	3.887	4.587	5.970	5.910	5.926	5.467	4.920	5.239	5.272	4.724	4.016
>1000	3.432	3.422	4.825	4.756	4.658	4.421	4.200	4.166	4.504	3.805	3.302
Mittelwert Strom- mengen- gewichtet	4.677	4.188	5.245	5.230	5.200	4.958	4.836	4.752	4.920	4.243	3.689

Quelle: (50Hertz Transmission GmbH, 2024), Eigene Darstellung.

4 Biomethan in der ungekoppelten Wärmeerzeugung

Die ungekoppelte Wärmeerzeugung beinhaltet konkret den Einsatz von Biomethan in Gaskesseln in den Endenergieverbrauchssektoren private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Industrie.

Im Wärmemarkt der vergangenen Jahre gab es eine kontinuierliche Steigerung der Absatzmengen. Treiber des Absatzes waren vor allem private Haushalte und der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zur Erfüllung von Nutzungsverpflichtungen gemäß Gebäudeenergiegesetz und dem Baden-Württembergischen EEWärmeG, die den verpflichtenden Einsatz erneuerbarer Wärme in Neubauten vorsehen.

Ein geringer Teil des Biomethanabsatzes zur Wärmeerzeugung beruht auch auf dem intrinsischen Interesse der Endkunden an grünen Gasprodukten ohne Nutzungsverpflichtung, vor allem in Bestandsgebäuden. Als weiteren allgemeinen Anreiz zur Nutzung von Biomethan ist die Einführung einer CO₂-Abgabe im Jahr 2021 für die Lieferung von Erdgas an Endkunden im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) zu nennen. Insbesondere Industrie- und Gewerbeunternehmen haben durch eigene Nachhaltigkeitsziele und historisch hohe Erdgaspreise die Nutzung von Biomethan forciert. Gleiches gilt für den EU ETS (europäischer Emissionshandel – Emission Trading-Scheme). In diesem Bereich haben die CO₂-Preise in den vergangenen Jahren merklich angezogen, was ebenfalls zu einer erhöhten Nachfrage nach Biomethan in der Industrie geführt hat. Dem nationalen als auch dem europäischen Emissionshandel ist dabei gemein, dass vor allem Biomethan aus dem europäischen Ausland nachgefragt wird, da es günstiger ist als das in Deutschland produzierte Biomethan und dieses ohnehin bereits nahezu vollständig im EEG und im Transportbereich zum Einsatz kommt. Zudem geht es vielen Unternehmen stärker als früher darum, ihre Liefer- und Wertschöpfungsketten nachhaltiger zu gestalten, was die Nachfrage nach Erneuerbaren Energien steigert.

Für die Ermittlung der Absatzmengen zur ungekoppelten Wärmeerzeugung wurden im Rahmen dieses Vorhabens eine Auswertung von ausgestellten Registerauszügen aus dem Biogasregister Deutschland mit einer entsprechenden Angabe zum Verwendungszweck (z.B. EEWärmeG, GEG oder sonstige Wärme) vorgenommen. Auf dem Registerauszug sind zudem der Lieferant sowie der Endkunde geführt.

Die sektorale Zuordnung des Verbrauchs zur ungekoppelten Wärmeerzeugung gestaltet sich gleichwohl schwierig, da den Händlern konkrete Information nur selten vorliegen. Die Angaben aus Nachweissystemen wie dem Biogasregister Deutschland ermöglichen ebenfalls keine exakte sektorale Zuordnung, da die Empfänger nicht immer einwandfrei einem bestimmten Sektor zugeordnet werden können.

Eine Untersuchung für das Jahr 2017 auf Basis einer Akteursbefragung ergab, dass Biomethan vor allem zur ungekoppelten Wärmeerzeugung lediglich in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen genutzt wird (Tabelle 25). Dabei zeigte sich auch, dass die Lieferanten ihre Endkunden vielmehr nach Standardlastprofilkunden (SLP) und Kunden mit registrierter Lastmessung (RLM) differenzieren. Die zuerst genannte Kundengruppe kann eher den privaten Haushalten zugeordnet werden. Allerdings sind hier auch Gewerbekunden, insbesondere in Mischgebieten mit inkludiert, was eine klare Zuordnung nicht möglich macht. RLM-Kunden sind schon eher dem GHD oder dem Industriesektor zuzuordnen. Allerdings ergibt sich auch hier kein klares Bild einer sektoralen Abgrenzung. Eine erneute Abfrage bei einzelnen Gasversorgern im Jahr 2023 lässt vermuten, dass sich an den Untersuchungsergebnissen aus 2017 nichts Wesentliches geändert hat.

Mit dem novellierten Gebäudeenergiegesetz müssen alle Gebäudeeigentümer eine Nutzungspflicht von 65 % erneuerbarer Wärme erfüllen. Zuvor galt dies vor allem nur für den Neubau. Der potenzielle Absatzmarkt von Biomethan hat sich somit stark vergrößert. Wann genau die Nutzungspflicht eintritt, ist auch vom Vorliegen einer kommunalen Wärmeplanung abhängig. Insofern Gebäudeeigentümer weiterhin auf Erdgas setzen würden, muss zukünftig Biomethan beigemischt werden.

Für die Sektoren Industrie und Landwirtschaft gibt es keine Nutzungsverpflichtung, sodass rein wirtschaftliche Faktoren über die Nutzung entscheiden dürften. Die festgelegten Zertifikatskosten im Rahmen des BEHG (2024: 45 €/t) dürften für einen wirtschaftlichen Einsatz aktuell kaum ausreichen bzw. die Preisdifferenz zu Erdgas dürfte demnach nur 1,5 Cent/kWh betragen. Auch im EU-ETS bei Zertifikatspreisen von derzeit rund 70€/t dürfte die Preisdifferenz mittelfristig maximal 2,3 Cent/kWh betragen, damit der Einsatz von Biomethan wirtschaftlich attraktiv wäre.

Im Energieversorgungssektor scheint die Stromeinspeisung nach dem EEG deutlich lohnender als ungekoppelte Wärmeerzeugung mit Biomethan. Lediglich in vereinzelten Spitzenlastkesseln wurden geringe Mengen eingesetzt.

Tabelle 25 stellt die Entwicklung des Biomethaneinsatzes zur ausschließlichen Wärmeerzeugung in der Zeitreihe dar. Für 2018 bis 2022 wurde in sehr grober Näherung angenommen, dass sich die Steigerung auf alle Sektoren gleichmäßig verteilt. De facto wurde das zusätzlich verbrauchte Biomethan in den letzten Jahren dadurch vor allem auf die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung proportional ihrer Verbrauchsanteile an Erdgas verteilt. Aus Gesprächen mit Marktakteuren kann man den Schluss ziehen, dass diese Verteilung der Biomethanmengen auf die Sektoren HH und GHD als plausibel angesehen werden kann. Mit steigenden CO₂-Preisen wird Biomethan zukünftig auch interessanter für den industriellen Bereich und die allgemeine Energieversorgung. Durch die Klarstellung der Deutschen Emissionshandelsstelle - DEHST Anfang November 2024, dass eine vorherige finanzielle Förderung von Biomethan im Ausland der anschließenden Anerkennung in der Berichterstattung im Emissionshandel nicht mehr entgegensteht, existiert eine langfristige Perspektive zur Planung des Einsatzes solcher Mengen in diesem Sektor.

Tabelle 25: Entwicklung des Biomethaneinsatzes zur ausschließlichen Wärmeerzeugung nach Sektoren in GWh_{HS}

Sektor	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
HH	158	154	135	178	180	186	200	246	322	357	415
GHD (ohne Landwirtschaft)	241	234	206	270	274	286	308	379	496	550	640
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Landwirtschaft	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energieversorgung	16	15	15	14	14	14	15	15	20	22	25
Gesamt	416	402	355	462	468	486	524	640	837	929	1080

Quelle: Eigene Darstellung dena, 2024.

5 Endenergieverbrauch Biomethan im Verkehr

Tabelle 26 zeigt die Zeitreihe der AGEE-Stat für den Biomethaneinsatz im Verkehr, die sich bis 2018 auf die Daten der BLE stützt. Im Zeitraum 2012 bis 2018 zeigt sich keine klare Tendenz. In den Jahren ab 2019 wurden Marktakteure befragt und Registerauszüge der Anlagen, deren Biomethan in den vergangenen Jahren im Verkehr eingesetzt wurden, näher untersucht. Von den Marktakteuren wurden in allen Jahren ab 2019 jeweils steigende Absatzmengen im Kraftstoffbereich berichtet. Auch eine Analyse der Aktivitäten der Akteure und Gutachten im Biogasregister ergab, dass insbesondere seit 2020 häufiger Teilmengen der Jahresproduktion in Nabisy (Nationale Biomassesystem der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung BLE) registriert worden waren, dessen Nutzung für die Anrechnung auf die Quote Voraussetzung ist.

Tabelle 26: Biomethan im Verkehr in GWh (Angaben differenziert nach Heizwert- und Brennwertbasis)

GWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
auf Brennwertbasis (Hs)	536	498	383	421	494	432	733	972	1.062	1.168	1.594
auf Heizwertbasis (HI)	483	449	345	379	445	389	660	884	965	1.061	1.449

Quelle: 2013-2018 AGEE-Stat-Zeitreihe auf der Basis der BLE-Daten. 2019, 2020, 2021, 2022 und 2023 Abschätzung UBA/dena auf Basis Anbieterbefragung.

6 Stoffliche Nutzung von Biomethan

Die stoffliche Nutzung von Biomethan zu nicht-energetischen Zwecken geschah in den vergangenen Jahren als Substitut von Erdgas zur Produktion von Synthesegas. Dieses wird zu anderen Basischemikalien verarbeitet und letztendlich in einer Vielzahl von Produkten genutzt. 2014 bis 2018 wurden erste Erfahrungen mit der stofflichen Nutzung von Biomethan gemacht, ab 2019 dann nicht mehr. Dabei lag der Fokus vorrangig auf der Entwicklung von Standards zur massenbilanziellen Nachverfolgung der eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe durch den Produktionsverlauf und die Kundenkommunikation zur Herkunft dieser Rohstoffe.

Wirtschaftlich lagen Erdgas- und Biomethanpreis in dieser Zeit noch weit auseinander, sodass ein wirtschaftlich tragfähiges Modell nicht etabliert werden konnte und die stoffliche Nutzung von Biomethan zum Erliegen kam. Ein absehbar steigendes Interesse kann bisher nicht vernommen werden. Anreizmechanismen für nachwachsende Rohstoffe sind derzeit noch nicht ausreichend entwickelt und bilden keine ökonomisch attraktive Basis für Biomethan. Vereinzelt wurden in den letzten Jahren Biomethanmengen für die Herstellung von Bio-Methanol genutzt, die aber letztendlich im Kraftstoffsektor eingesetzt wurden und daher nicht der klassischen stofflichen Nutzung zuzuordnen sind. Die stoffliche Nutzung von Biomethan hängt für viele Industrieanlagen sicherlich auch mit dem EU-ETS zusammen. Allerdings ist die Wirtschaftlichkeit des Biomethaneinsatzes auch im internationalen Wettbewerb zu sehen, durch den höhere Kosten in der Energieträgerbereitstellung nicht in allen Fällen weitergegeben werden können.

7 Gesamtbilanz Biomethan

Anhand der Ergebnisse aus den vorangegangenen Kapiteln zum Brennstoffeinsatz ergibt sich die folgende Gesamtbilanz für Biomethan. Das Aufkommen von Biomethan ergibt sich dabei aus der Biomethanproduktion in Deutschland sowie den massenbilanziell gelieferten Biomethanmengen aus dem europäischen Ausland. Die Verwendungsseite beinhaltet neben dem Brennstoffeinsatz von Biomethan in EEG-geförderten KWK-Anlagen auch die Nutzung zur ungekoppelten Wärmezeugung in Gaskesseln sowie im Kraftstoffbereich in Form von CNG (Compressed Natural Gas). Komplettiert wird die Verwendungsseite durch die Nutzung von Biomethan als Erdgassubstitut in der Industrie in der stofflichen Nutzung sowie dem Export von Biomethan in andere europäische Länder. Anhand der Differenz des Aufkommens und der Gesamtverwendung ergibt sich ein Speichersaldo, welcher über die Zeitreihe kumuliert wird. Der Begriff Speicher ist hier so zu verstehen, dass Biomethannachweise in Deutschland kein Ablaufdatum haben. Im Rahmen der Massenbilanz kann immer nur so viel Biomethan verwendet werden, wie auch zuvor in das Erdgasnetz eingespeist wurde. Im Sinne der Gasabtauschregelung gilt Gas am Ausspeisepunkt als Biomethan, insofern über die ausgespeiste Gasmenge ein Biomethannachweis vorgelegt werden kann und diese in einem Massenbilanzsystem geführt wird, in welchem auch die Einspeisung des Biomethans dokumentiert wurde. Des Weiteren beinhaltet die massenbilanzielle Lieferung auch die bilanzielle Lieferung von Gas, so dass beim Eigentumsübertrag immer eine Gasmenge mit einem Biomethannachweis zwischen den Vertragsparteien gehandelt wird. Der tatsächliche physische Fluss des eingespeisten Biomethans spielt dabei eine untergeordnete Rolle. Dies gibt Biomethanhändlern eine gewisse Flexibilität in der Steuerung ihres Portfolios und führt unter anderem dazu, dass die Produktion und nachfolgende Verwendung von Biomethan auch über längere Zeitabstände erfolgen kann. Eine separate physische Einspeicherung des Biomethans inklusive seiner grünen Eigenschaften ist dabei nicht notwendig.

Im kumulierten Speichersaldo lassen sich Markttrends gut erkennen. Baute sich von 2007 bis 2013 noch ein beträchtlicher Saldo fast 4 TWh auf, sorgte der Markthochlauf getrieben durch das EEG 2012 und später das EEG 2014 mit attraktiven Übergangsbestimmungen für einen Anstieg der Stromerzeugung aus Biomethan und einen Abbau des Speichersaldos bis 2016. In den darauffolgenden Jahren wurden die Biomethanerzeugung auf geringem Niveau weiter ausgebaut und der Verbrauch schwankte auf einem nahezu gleichbleibenden Niveau, so dass der kumulierte Speichersaldo wieder zunahm. Ab 2018 nahmen die Biomethanimporte immer weiter zu und ergänzten das heimische Angebot. Die hier geführte Betrachtung fokussiert dabei ausschließlich auf die Ein- und Ausspeisung. Viele der produzierten Mengen sind allerdings auch vertraglich gebunden und stehen nicht immer dem freien Handel zur Verfügung oder die Preissignale führen dazu, dass man sich beim Verkauf der Mengen in der Erwartung steigender Preise zurückhält. Das bedeutet, dass Biomethanmengen auch mehr oder weniger bilanziell im Erdgasnetz für die Zukunft „geparkt“ sind. Der Speichersaldo ist dabei also nur eine theoretische Betrachtung der Ergebnisse des Aufkommens und der Verwendung, berücksichtigt aber keine Sondereffekte. So ist bspw. der Speichersaldo in den frühen Jahren evtl. überschätzt, da eine schlechtere Datenlage eine Unterschätzung des Verbrauchs zur Folge haben könnte. Auch die Insolvenzverfahren zweier Händler (einer im Jahr 2023, ein weiterer in 2024) könnten zu Verwerfungen bspw. in den EEG Zahlen geführt haben. Verzögerungen in der Belieferung mit Biomethan oder Rückabwicklung von EEG-Zahlungen aufgrund ausbleibender Belieferung könnten einen Teil des massiven Rückgangs der EEG Verbräuche in 2022 und 2023 begründen.

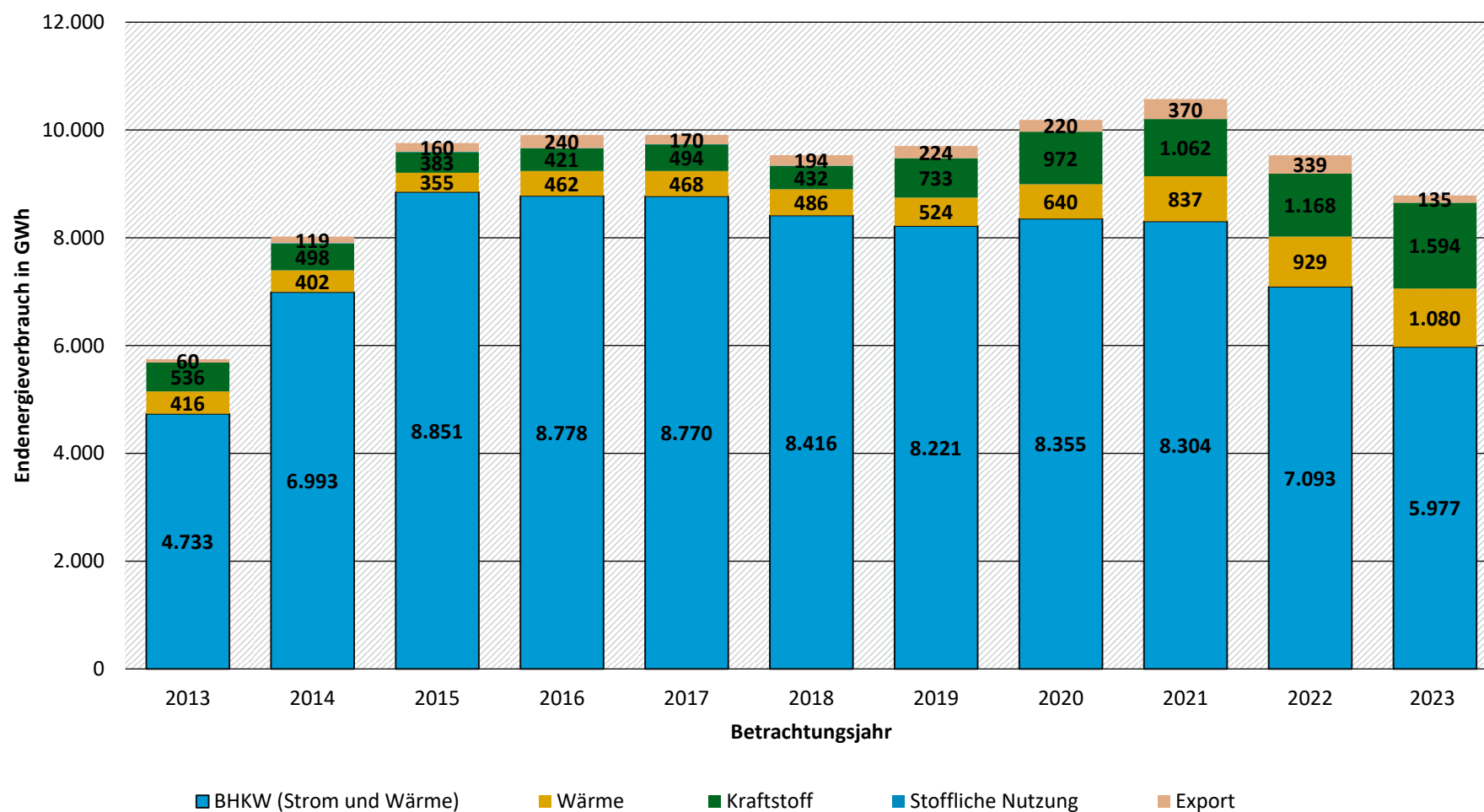
Aufgrund der Daten des Biogasregisters lässt sich ein grundsätzlicher Aufbau von Speichersaldo aber bestätigen. Im Zeitraum 2019 bis 2023 kann auch hier ein Saldoaufbau von über 4 TWh beobachtet werden.

Tabelle 27: Gesamtbilanz Biomethan 2013 bis 2023 (auf Brennwertbasis)

in GWh (Hs)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Einspeisung	5.976	7.327	8.774	9.687	10.217	10.410	10.168	10.303	10.379	10.691	10.664
Import	0	0	1	51	0	31	309	467	1.237	2.576	1.008
BHKW (Strom und Wärme)	4.733	6.993	8.851	8.778	8.770	8.416	8.221	8.355	8.304	7.093	5.977
Wärme	416	402	355	462	468	486	524	640	837	929	1.080
Kraftstoff	536	498	383	421	494	432	733	972	1.062	1.168	1.594
Stoffliche Nutzung	0	10	9	5	5	5	-				
Export	60	119	160	240	170	194	224	220	370	339	135
Emissionshandel									550	820	202
Gesamtverwendung	5.745	8.022	9.758	9.906	9.907	9.533	9.702	10.187	11.123	10.349	8.988
Kumulierter Speichersaldo	3.945	3.250	2.267	2.099	2.409	3.322	4.097	4.706	5.200	8.118	10.802

Quelle: Eigene Darstellung, dena 2024.

Abbildung 4: Entwicklung der Verwendung von Biomethan



Quelle: Eigene Darstellung, dena 2024.

8 Trends des Biomethanmarktes

Bieten die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen keinen ausreichenden Anreiz für den Weiterbetrieb von BHKW mit Biomethan, ist mit einem deutlichen Rückgang der Strom- und Wärmeerzeugungskapazitäten ab 2025, bzw. mit sich nähernden Auslaufen der Vergütung zu rechnen. Mit dem EEG 2021 wurde bereits eine gesonderte Ausschreibung für Biomethan vorgesehen. Diese wurde nun in der Novellierung zum EEG 2023 (§ 28d) in der Art angepasst, dass die Ausschreibungsvolumina auf 600 MWel jährlich erhöht wurden. Gleichzeitig wurden aber die maximalen Betriebsstunden der Anlagen auf 876 Stunden begrenzt, um so eine hochflexible Fahrweise der Anlagen zu erreichen. Mit der Nachfrage aus den Bestands-BHKW wird sich bei Nutzung des Ausschreibungsvolumens der Einsatz von Biomethan signifikant erhöhen, was den Zubau weiterer Anlagen mit Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz notwendig machen wird. In einer ersten Ausschreibung im Dezember 2021, noch unter dem Regime des EEG 2021, wurde die ausgeschriebene Menge von 150 MWel für Biomethan beinahe vollständig bezuschlagt. Allerdings waren zu dem Zeitpunkt noch diverse Lockerungen aktiv und die Biomethanpreise auf einem niedrigen Niveau. Mit den Ausschreibungen 2022 und 2023 zeigte sich, dass steigende Biomethanpreise und die starken Einschränkungen im Betrieb der BHKW (Exklusiv im Süden des Bundesgebietes, geringe Volllaststundenzahl, Genehmigungserfordernis) keine nachhaltig zu bewirtschaftenden Konzepte erlauben, sodass 2022 zwei und 2023/2024 keine Gebote eingereicht wurden. Da die bisherigen Ausschreibungen unter dem EEG 2023 nicht erfolgreich verlaufen sind, hatte die Bundesregierung bereits ein Biomassepaket angekündigt, was die Förderbedingungen nochmals anpassen soll. Es ist aber derzeit unklar, wie diese genau ausgestaltet sein sollen und inwieweit es überhaupt zum Tragen kommt.

Mit der Implementierung der RED II in nationales Recht unter der Regelung zur Mindestquote von fortschrittlichen Biokraftstoffen wurde Biomethan zunehmend stärker im Transportsektor nachgefragt. Dies liegt einerseits an den besonders hohen THG-Einsparungen von Biomethan aus Gülle. Begrenzender Faktor ist die generelle Nachfrage nach gasförmigen Kraftstoffen im Verkehrsbereich in Form von Compressed Natural Gas (CNG). Insbesondere in 2021 und 2022 war die Anzahl der Neuzulassungen im Bereich CNG Fahrzeuge deutlich rückläufig¹² und wird es vermutlich auch bleiben. Mit dem verstärkten Einsatz von LNG-LKW bietet sich durch die Verflüssigung von Biomethan ein neuer Absatzmarkt im Verkehrsbereich. In 2023 sind rund 2 TWh LNG an deutschen Tankstellen getankt worden, von denen ein 2023 rund 17 %, Mitte 2024 bereits über 50 % durch Bio-LNG bereitgestellt wird¹³. Für diese Entwicklung müsste der Quotenmarkt allerdings über lange Zeiten hohe Quotenpreise halten, die eine Refinanzierung der neu zu errichtenden Verflüssigungskapazitäten wahrscheinlich machen.

Die Einführung eines nationalen Emissionshandels hat bereits Auswirkungen auf die Biomethannachfrage in Deutschland (insb. bei der Nutzung importierter Mengen). Mit der Einführung der CO₂-Abgabe wird die Lieferung fossiler Energieträger an Endkunden*innen mit einer zusätzlichen Abgabe belastet, die in den kommenden Jahren bspw. für Erdgas von 0,5 ct/kWh auf über 1 ct/kWh steigt und den Einsatz erneuerbarer Gase wirtschaftlich attraktiver macht. Je nach Preisunterschied von Biomethan zu Erdgas kann es daher attraktiv sein nur aufgrund der Ersparnis des BEHG Biomethan statt Erdgas einzusetzen. Gleiches kann man für den europäischen Emissionshandel sagen, in welchem die CO₂-Preise in den letzten Jahren neue Höchststände (bis zu 100 €/t ~ 2 ct/kWh) erreicht hatten. Gemein ist dem nationalen und europäischen Emissionshandel, dass diese vor allem Biomethan aus dem Ausland nachfragen, da

¹² (Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), 2022)

¹³ (GW Wirtschafts GmbH, 2024)

die im Inland produzierten Mengen nahezu ausschließlich bereits im EEG oder dem Verkehrsbereich vertraglich gebunden sind. In der Vergangenheit kam die Nachfrage nach Biomethan zur Wärmeerzeugung vor allem aus den Bereichen private Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. Durch den nationalen und europäischen Emissionshandel rückt die Industrie als Abnehmer stärker in den Fokus. Große Herausforderungen hierbei wird es sein, den Zweck des Biomethaneinsatzes und damit auch den Einsatzsektor genauer zu bestimmen. Denn neben der energetischen Nutzung könnte auch hier die stoffliche Verwertung eine größere Rolle spielen. Die Erfassung der Mengen scheint über die Erhebung 060/067 gut gewährleistet zu sein.

Auch im Bereich der Wärmeversorgung mit Biomethan kommen neue Impulse hinzu. Steigende Gaspreise, Emissionsabgaben und Anpassungen im Gebäudeenergiegesetz können den Einsatz von Biomethan attraktiver machen. Schätzungen zufolge könnte es unter bestimmten Umständen zu einer Nachfragesteigerung auf rund 45 TWh in 2040 kommen¹⁴. Auch die RED III sieht auf gesamteuropäischer Ebene neue Regeln zur Steigerung der Raumwärme aus erneuerbaren Energien vor, um deren Anteil bis 2030 auf 49% zu steigern. Das Absatzpotenzial ist aber vor dem Hintergrund der angedachten Transformation der Gasverteilnetze stetig zu überprüfen.

Mit der RED II wurden die Nachhaltigkeitsanforderungen an Biomasse auf die Sektoren Strom und Wärme ausgeweitet. Dies wird auch zu Verschiebungen in der Nachweisdokumentation von Biomethan führen und damit auch in der Erfassung von Biomethannachweisen, welche zur statistischen Erhebung verwendet werden. Eine bedeutende Neuerung wird hierbei die so genannte Unionsdatenbank der europäischen Kommission für die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe im Verkehr sein. Die Datenbank hat Anfang 2024 den Betrieb aufgenommen. Für gasförmige Energieträger ist dessen Nutzung ab November 2024 gemäß RED II verpflichtend. Da auch die nationale CO₂-Abgabe des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) für eine Befreiung der Abgabe die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen nach RED vorsieht, wird absehbar ein Großteil, wenn nicht alles produzierte Biomethan eine Nachhaltigkeitszertifizierung durchführen und dann evtl. auch in der Unionsdatenbank registriert werden müssen. Etwaige Rückwirkungen auf nationale Systeme sind dabei noch nicht eindeutig abzusehen. Die Ausweitung der Unionsdatenbank auf die Sektoren Strom und Wärme, findet sich bisher noch nicht in der nationalen Gesetzgebung wieder. Dementsprechend ist das Zusammenspiel von Unionsdatenbank und nationalen Fördervorgaben nach wie vor unklar. Im Rahmen der Novellierung der MRR für den EU ETS wurde die Unionsdatenbank ebenfalls bereits als Dokumentationssystem benannt.

¹⁴ <https://www.dena.de/infocenter/wie-entwickelt-sich-der-biomethanbedarf-auf-basis-des-gebäudeenergiegesetzes/>

9 Quellenverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH, A. G. (2024). EEG-Jahresabrechnungen und EEG-Anlagestammdaten. Von www.netztransparenz.de/. abgerufen

AGFW. (09 2015). AGFW-Arbeitsblatt FW 308. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH. Von FW 308 & KWK-Prozess: <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energiewende-politik/effizienz-kwk/fw-308-kwk-prozess> abgerufen

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.). (2014). BHKW-Kenndaten 2014/2015 Module, Anbieter, Kosten. Von <https://www.asue.de/leistungen/publikationen/bhkw-kenndaten-2014-15> abgerufen

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (Hrsg.). (2012). Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades biogasbetriebener BHKW über die Betriebsdauer. Freising-Weihenstephan: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Von <https://www.lfl.bayern.de/ilt/umwelttechnik/biogas/028849/index.php> abgerufen

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.). (2021). Hinweis 2021/2. Bonn.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.). (diverse Jahre). Mo-ni-to-ring-be-rich-te. Von <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html> abgerufen

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.). (2022). dena-MONITORINGBERICHT: Neuzulassungen alternativer Antriebe in Deutschland 2022. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Von <https://www.dena.de/infocenter/dena-monitoringbericht-neuzulassungen-alternativer-antriebe-in-deutschland-2022/> abgerufen

Deutscher Wetterdienst (Hrsg.). (2023). Deutschlandwetter im Jahr 2023. Von https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2023/20231229_deutschlandwetter_jahr2023_news.html abgerufen

GW Wirtschafts GmbH. (2024). LNG: Die Kraftstoffalternative für mehr Klimaschutz. Abgerufen am 2024 von LNG: Die Kraftstoffalternative für mehr Klimaschutz: <https://gas-h2.de/transformation-energiesystem/mobil-verkehr/lng-bio-lng-schwerlastverkehr/>

Mitteldeutsche Netzgesellschaft. (2022). Allgemeine Regelungen - Zur Abnahme, Abrechnung und Vergütung von Einspeisungen. Von <https://www.mitnetz-strom.de/netzanschluss/stromerzeugung/betrieb/stromverg%C3%BCtung/allgemeine-regelungen> abgerufen

Statistisches Bundesamt. (2024). Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern 43311-0002. Von Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern 43311-0002: <https://www.destatis.de> abgerufen

A ANHANG I Ergänzungen und Methodik zu 3.1 Biomethan zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung

A.1 Anlagenbegriffe

Energiewirtschaftsgesetz - EnWG

§ 3 Begriffsbestimmungen

15. Energieanlagen

Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen. Dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein,

18a. Erzeugungsanlage

Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie,

24a. Kundenanlagen

Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

- a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden,
- b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind,
- c) für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und
- d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden,

24b. Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung

Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

- a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Betriebsgebiet befinden,
- b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind,
- c) fast ausschließlich dem betriebsnotwendigen Transport von Energie innerhalb des eigenen Unternehmens oder zu verbundenen Unternehmen oder fast ausschließlich dem der Bestimmung des Betriebs geschuldeten Abtransports in ein Energieversorgungsnetz dienen und
- d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der an sie angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.

Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG

§ 3 Begriffsbestimmungen

(5) Anlagen im Sinne dieses Gesetzes sind

- 1. Betriebsstätten und sonstige ortsfeste Einrichtungen,
- 2. Maschinen, Geräte und sonstige ortsveränderliche technische Einrichtungen sowie Fahrzeuge, soweit sie nicht der Vorschrift des § 38 unterliegen, und

3. Grundstücke, auf denen Stoffe gelagert, abgelagert oder Arbeiten durchgeführt werden, die Emissionen verursachen können, ausgenommen öffentliche Verkehrswege.

Für die Genehmigung solcher Anlagen gilt (gem. 4. BImSchV), dass mehrere Anlagen zusammengefasst werden,

(3) ... wenn mehrere Anlagen derselben Art in einem engen räumlichen und betrieblichen Zusammenhang stehen (gemeinsame Anlage) und zusammen die maßgebenden Leistungsgrenzen oder Anlagengrößen erreichen oder überschreiten werden. Ein enger räumlicher und betrieblicher Zusammenhang ist gegeben, wenn die Anlagen

1. auf demselben Betriebsgelände liegen,
2. mit gemeinsamen Betriebseinrichtungen verbunden sind und
3. einem vergleichbaren technischen Zweck dienen.

Marktstammdatenregister - MaStR

Die Registrierung ist für **sämtliche** Stromerzeugungs-Anlagen verpflichtend, unabhängig davon, ob sie eine Förderung nach dem EEG oder nach dem KWKG erhalten und unabhängig vom Inbetriebnahmedatum.

Damit eine fachlich korrekte Eintragung möglich ist, werden zu allen Anlagen zunächst „Einheiten“ (= Generatoren) registriert. Gegebenenfalls erfolgt anschließend die Zuordnung zu einer EEG-Anlage oder einer KWK-Anlage.

Im Bereich der Stromerzeugung werden Daten im MaStR anhand der kleinsten technischen Einheit erfasst. In der Regel sind die Stammdaten einzutragen, die einem einzelnen Generator zugeordnet sind; dazu gehören in der Regel auch die technischen Daten der Energieumwandlung (Turbine, Dampferzeuger etc.). Diese kleinste Einheit wird im MaStR als Stromerzeugungseinheit (SEE) bezeichnet.

EEG

Laut Paragraph 3 Absatz 1 des EEG 2012 (in anderen Fassungen gilt ein in der Sache gleicher Anlagenbegriff) ist eine Anlage eine „Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien“.

Für die Vergütungsermittlung werden allerdings Anlagen zusammengefasst, wenn einige Voraussetzungen erfüllt sind.

- ▶ Die Anlagen befinden sich auf dem gleichen Gebäude, Grundstück oder Betriebsgelände, welches aus verschiedenen Grundstücken bestehen kann, oder in sonst unmittelbarer räumlicher Nähe (wirtschaftlicher oder persönlicher Zusammenhang).
- ▶ Die Anlagen erzeugen die gleiche Art Strom (bspw. aus Biogas)
- ▶ Die Anlagen hatten innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Monaten ihre vergütungstechnische Inbetriebnahmemeldung, wobei der Inbetriebnahmemonat immer als voller Monat zählt.

KWKG

„KWK-Anlagen“ Anlagen, in denen Strom und Nutzwärme erzeugt werden; mehrere KWK-Anlagen an einem Standort gelten in Bezug auf die in den §§ 4 bis 8 genannten Leistungsgrenzen für den jeweils zuletzt in Betrieb genommenen Generator als eine KWK-Anlage, soweit sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Dauerbetrieb genommen worden sind.

Methodik zu Kapitel 3.2

Zur Identifikation dienen die Vergütungsmerkmale t1, t2, G1, G2, G3 & M-----FLP im Vergütungsschlüssel in den Bewegungsdaten der Anlagen. Diese Merkmale sind Biomethan-BHKW vorbehalten und lassen eine eindeutige Identifikation dieser zu.

t1 und t2 kennzeichnen den Technologiebonus für Anlagen in der Vergütung des EEG 2009. Der Bonus wird bei Nutzung von aufbereitetem und in das Erdgasnetz eingespeistem Biogas gewährt. Der Bonus ist allerdings auf Aufbereitungsanlagengrößen bis 700 m³/h begrenzt. Der sog. Bonus für innovative Anlagentechnik t3 wird nicht in die Betrachtung aufgenommen. Er ist bei Biomethan-BHKW nicht ausgeschlossen, aber kein alleiniges Biomethan-BHKW Merkmal.

Auch das Merkmal t1 kann bei Holzvergaser-BHKW vorkommen, wie es 2020 bei 14 BHKW auch der Fall war. Zwar handelt es sich um einen biogenen, gasförmigen Energieträger, der Einsatzstoff wird allerdings der festen Biomasse zugeordnet und daher dort berücksichtigt.

G1, G2, G3 sind die sog. Gasaufbereitungsboni des EEG 2012 und ebenfalls ausschließliches Merkmal von Biomethan-BHKW. Dieser wird für Biomethan aus Aufbereitungsanlagen bis 1400 m³/h gewährt.

Das Merkmal M-----FLP kennzeichnet die Flexibilitätsprämie für Biomethan nach EEG 2014 und ist ebenfalls Biomethan-BHKW vorbehalten.

Zur Identifikation weiterer BHKW wurden Registerauszüge aus dem Biogasregister Deutschland mit Verwendungszweck EEG und dem Ort der Übergabe mit BHKW-Standorten der Stamm- und Bewegungsdaten abgeglichen. Bei einer Übereinstimmung der Adresse konnten so weitere Biomethan-BHKW identifiziert werden. Bei lediglich geringer Abweichung der Hausnummer wurde eine Sichtprüfung in google-maps vorgenommen. Handelte es sich bei beiden Hausnummern um den gleichen Gebäudekomplex (bspw. Wohnblock), wurde eine positive Zuordnung vorgenommen. Da aus Datenschutzgründen die Hausnummern bei Anlagen unter 30 kWel nicht mit in den Stammdaten geführt werden, ist insbesondere bei diesen Anlagen eine definitive Zuordnung nur erschwert möglich.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Stamm- und Bewegungsdaten wurden vor der Auswertung von Fehlern bereinigt. In einem gemeinsamen Gespräch mit der BNetzA im Februar 2020 konnten mögliche Fehlerquellen identifiziert und erörtert werden. Anschließend wurden sie korrigiert. Dies betrifft insbesondere folgende:

- ▶ Doppelte Vergabe von EEG Anlagenschlüssel durch die Netzbetreiber
 - Die Vergabe folgt einer Empfehlung des bdew und kann unter Umständen doppelt vergeben werden. Dies betraf in 2018 1 Biomethan-BHKW aufgrund einer Leistungserhöhung und in 2019 2 BHKW (1 Leistungserhöhung, 1 Zufall)
- ▶ In Teilen kann es zu unvollständigen Daten der Netzbetreiber kommen.
- ▶ Seit 2018 wurden die Stammdaten um die Angaben im Anlagenregister ergänzt. Dadurch kann es zu Unsicherheiten der Verlässlichkeit der Angaben kommen.
- ▶ Mit dem Marktstammdatenregister (MaStR) soll ab 2023 eine einheitliche zentrale Datenbank mit gesicherten und geprüften Angaben zur Verfügung stehen
- ▶ Stillgelegte Anlagen sind erst im Jahr nach der Stilllegung zu entfernen. Daher beinhalten die Stammdaten auch Anlagen ohne Stromeinspeisung.

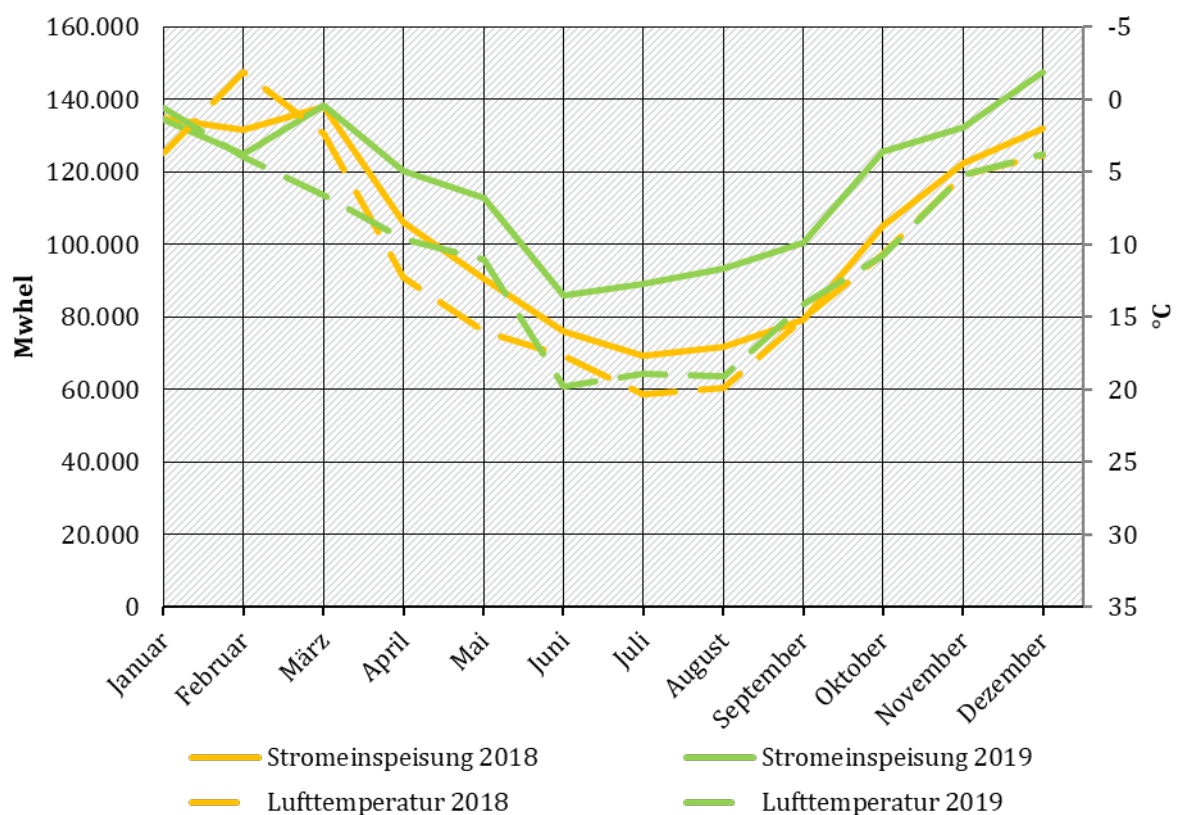
Temperatur-/Jahresabhängigkeit der Stromproduktion/Fahrweise

Die Fahrweise der BHKW ist von der Art ihrer Einbindung in Wärmesysteme abhängig, da für Biomethan-BHKW mit EEG-Vergütung eine 100prozentige Wärmenutzung Voraussetzung der Vergütung (bspw. EEG 2012 § 27 Abs. 5) ist. Es soll untersucht werden, ob anhand der Lufttemperatur die Betriebsweise der BHKW abgeleitet werden können. Dazu sollen Produktions- und Temperaturdaten der Jahre 2018 und 2019 gegenübergestellt werden.

Die amtliche Statistik 43312-0001 erfasst unter anderem die Stromeinspeisung von Anlagen zur Elektrizitätserzeugung auch für den Energieträger Biomethan (Bioerdgas).

Dieser wird die durchschnittliche Lufttemperatur in 2 m Höhe gegenübergestellt, die der Deutsche Wetterdienst (DWD) deutschlandweit zur Verfügung stellt.

Abbildung 5: Monatlicher Verlauf der Durchschnittstemperatur und Stromeinspeisung aus Biomethan BHKW 2018 und 2019



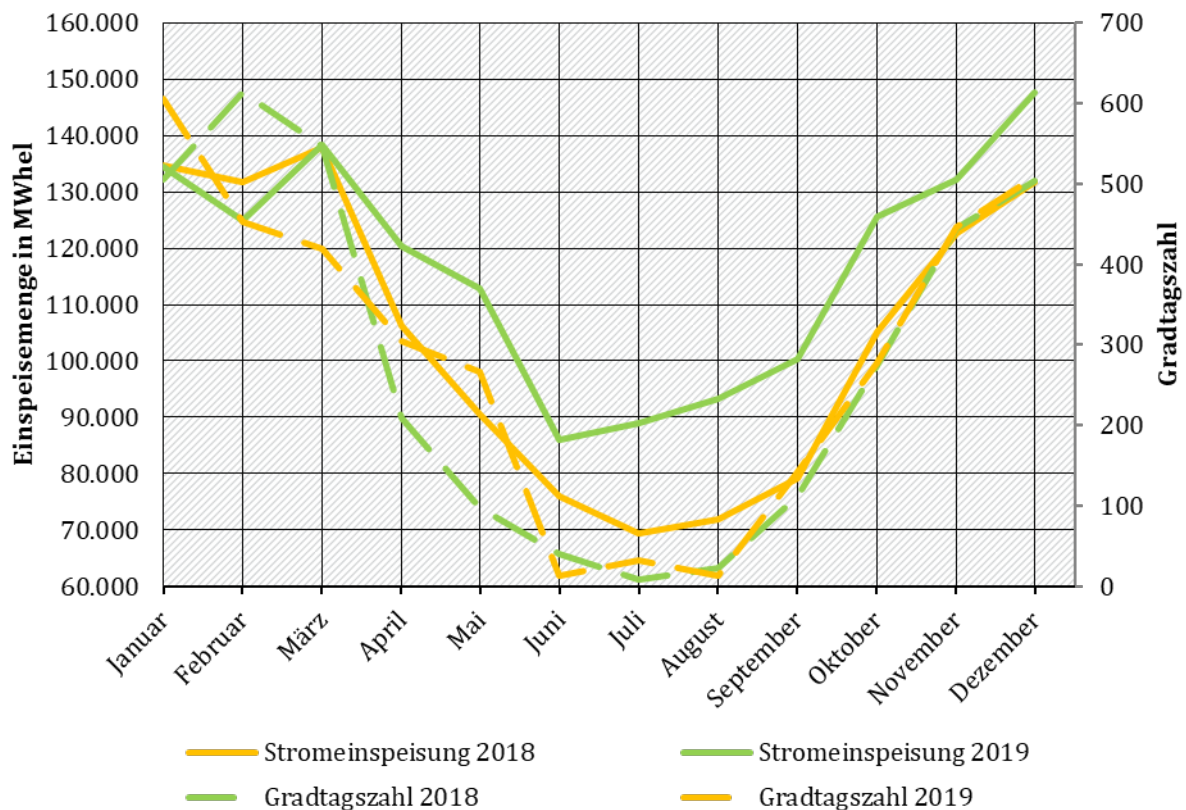
Quelle: Eigene Grafik dena, 2020; Datenbasis DWD und destatis.

Besonders deutlich wird der gleichartige Verlauf in beiden Jahren in den Monaten April bis Dezember. Die Periode Januar bis März ist hingegen weniger gleichartig. Da es sich um die kältesten Monate des Jahres handelt, ist anzunehmen, dass Spitzenlastkessel vermehrt die Wärmeversorgung übernehmen und die BHKW auf gleichbleibend hoher Auslastung laufen. Auch andere, nicht-temperaturabhängige Effekte könnten eine Rolle spielen (beispielsweise Börsenstrompreise bei direktvermarkteten Anlagen).

Wenn sich auch eine Korrelation der Lufttemperatur mit der Stromproduktion erkennen lässt, scheint diese zunächst nicht signifikant von der tatsächlichen Lufttemperatur abhängig zu sein, sondern einem jahreszeitspezifischen Fahrplan zu folgen. Eine Abschätzung der Stromproduktion im Jahr 2019 für alle BHKW anhand der durchschnittlichen Lufttemperatur erscheint hier wenig zielführend.

Neben der durchschnittlichen Lufttemperatur bietet sich die sog. Gradtagszahl für eine Abschätzung der Wärme- und damit gekoppelten Stromproduktion an. Die Gradtagszahl stellt den mittleren Heizaufwand eines Tages dar und stellt ein Hilfsmittel zur Bestimmung des Heizwärmebedarfes eines Gebäudes dar.

Abbildung 6: Monatliche Gradtage und Stromeinspeisung aus Biomethan BHKW 2018 und 2019



Quelle: Eigene Darstellung dena 2020, Datenbasis DWD und destatis.

Bis auf zwei Ausreißer im Februar 2018 und Juni 2019, scheint das Vorgehen über die Gradtage eine erste Näherung zuzulassen. Rechnerisch hatte das Jahr 2019 um 3 % höhere Gradtage als 2018. Dem gegenüber steht eine um 6% höhere Stromeinspeisung. Da die Stromproduktion im Juni 2019 außerordentlich hoch und ungewöhnlich scheint, kann hier zumindest eine Anomalie in der statistischen Erhebung angenommen werden. Glättet man diesen Wert auf ein Mittel zwischen Mai und Juli 2019, beträgt die Steigerung der Stromproduktion von 2018 auf 2019 4 %.

Nach Rücksprache mit Marktakteuren gibt es drei Möglichkeiten der BHKW-Fahrweise:

- ▶ a) Flex-BHKW mit geringen Volllaststunden. Diese werden stark wärmenachfragegesteuert betrieben und weisen daher eine hohe Korrelation mit der GTZ auf. Oft werden diese im Sommer komplett ausgeschaltet (Sommerabschaltung).
- ▶ b) Grundlast-BHKW bis rund 5.000 Vbh/a werden innerhalb einer gewissen Temperaturspanne wärmegeführt betrieben, unter eine Grenztemperatur hinausgehend jedoch dann konstant durchlaufen und Spitzenlastkessel die zusätzliche Wärme bereitstellen.

- c) Grundlast-BHKW mit bis zu 7.500 Vbh/a weisen keine Korrelation mit den GTZ auf, da sie permanent die Grundlast der Wärmeerzeugung zur Verfügung stellen, bzw. kontinuierlich gleichbleibende Prozesswärme.

Festhalten lässt sich also, dass das Minimum der Erzeugung im Sommer den Grundwärmebedarf darstellt, die vollständig unabhängig von der Gradtagzahl und damit vom Heizaufwand ist. Darüber hinaus lässt sich bis zu einer gewissen Grenztemperatur eine hohe Korrelation erwarten, über dieser Grenze jedoch wieder nicht. Innerhalb dieser Grenzen sollte sich die Stromerzeugung anhand der Gradtagzahl gut herleiten lassen.