Unabhängige Unternehmensgruppe des DVGW

DBI Gruppe

Biomethan

Biomethan im Spannungsfeld der kommunalen Wärmeplanung

Abschlussbericht



Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

Impressum

Forschungsbericht

Biomethan im Spannungsfeld der kommunalen Wärmeplanung

Durchführung

Projektleitung

Luisa Himmler, M. Sc.
luisa.himmler@dbi-gruppe.de
T +49 3731 4195-356

Kontakt

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg
Halsbrücker Straße 34
D-09599 Freiberg

www.dbi-gruppe.de

Autoren

Luisa Himmler, M.Sc.
Nico Steyer, M.Sc.
Dipl.-Wi.-Ing. Thomas Wenzel
Dipl.-Wi.-Ing. Florian Lehnert
Patrick Heinrich, B.Sc.
Elisabeth Grube, M.Sc.
Dr.-Ing. Robert Manig

Laufzeit

01.04.2026 bis 31.10.2026

Kurzfassung

Im Zuge der Energiewende gewinnt die kommunale Wärmeplanung (KWP) als zentrales Instrument zur Dekarbonisierung des Wärmesektors zunehmend an Bedeutung. Ziel dieses Berichts ist die Untersuchung der Rolle von Biomethan im Kontext der KWP in Deutschland sowie die Einordnung seiner zukünftigen Bedeutung im Spannungsfeld von regulatorischen, infrastrukturellen und regionalen Rahmenbedingungen.

Die Analyse zeigt, dass in Deutschland derzeit ein umfangreicher Bestand an Biogasanlagen existiert, aus denen prinzipiell Biomethan erzeugt werden kann. Rund ein Drittel dieser Anlagen eignet sich technisch für eine Umrüstung, wodurch theoretisch relevante Biomethanmengen erschlossen werden könnten. Gleichzeitig verdeutlicht der Abgleich von Potenzialen und Wärmebedarfen jedoch, dass Biomethan nur einen begrenzten Beitrag zur Wärmeversorgung leisten kann: Auf gesamtdeutscher Ebene liegt der mögliche Deckungsgrad für private Haushalte bei etwa neun Prozent, wobei erhebliche regionale Unterschiede bestehen.

Besonders in landwirtschaftlich geprägten Regionen mit hoher Substratverfügbarkeit können Biomethanpotenziale lokal eine bedeutende Rolle spielen. Demgegenüber stehen zahlreiche Regionen – insbesondere im Westen Deutschlands – mit sehr geringen Potenzialen. Diese räumliche Diskrepanz stellt eine zentrale Herausforderung für die Integration von Biomethan in die Wärmeversorgung dar.

Auch die Analyse kommunaler Wärmepläne bestätigt diese eingeschränkte Rolle: Biomethan wird in der Praxis überwiegend als ergänzende Option betrachtet, etwa zur Unterstützung von Wärmenetzen oder zur Abdeckung von Spitzenlasten. Eine flächendeckende Nutzung oder die systematische Transformation von Gasnetzen auf Biomethan wird hingegen nur in Einzelfällen verfolgt. Stattdessen dominieren Wärmenetze und dezentrale Versorgungstechnologien die strategischen Zielbilder der Kommunen.

Zudem zeigt sich ein wachsendes Spannungsfeld zwischen kommunaler Planung und energiepolitischem Rahmen: Während die KWP langfristig eine Reduktion der Gasinfrastruktur vorsieht, schafft der regulatorische Kontext – insbesondere durch das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) – neue Anreize für den Einsatz erneuerbarer Gase wie Biomethan. Gleichzeitig führen Instrumente wie die Gasnetzgebietstransformationspläne (GTP) zu einer differenzierten Bewertung der zukünftigen Gasnetzinfrastruktur, in der Biomethan vor allem als Übergangs- und Ergänzungslösung eingeordnet wird.

Insgesamt zeigt der Bericht, dass Biomethan im zukünftigen Wärmesystem eine relevante, jedoch klar begrenzte Rolle einnimmt: Es wird weder große Anteile an der Wärmeversorgung noch eine flächendeckende Verfügbarkeit erreichen, kann jedoch in ausgewählten Regionen und Anwendungsfällen einen wichtigen Beitrag zur Transformation leisten.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis 4

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis 5

1 Einleitung 6

2 Aktueller Stand der kommunalen Wärmeplanung, der Biogaserzeugung und -aufbereitung in Deutschland 7

2.1 Kommunale Wärmeplanung 7
2.2 Biogasanlagenbestand 9
2.3 Erzeugung von Biomethan 10
2.4 Einsatz von Biomethan in Wärmenetzen 12

3 Umrüstung bestehender Biogasanlagen zu Biomethananlagen 15

3.1 Technologien zur Biomethanerzeugung 15
3.2 Ermittlung potenzieller Biomethanmengen 15

4 Einsatz von Biomethan im Wärmesektor 19

4.1 Abgleich potenzieller Biomethanmengen mit Wärmebedarfen 19
4.1.1 Wärmebedarf privater Haushalte 19
4.1.2 Wärmebedarf des Handel- und Dienstleistungssektors sowie kommunaler Gebäude 20
4.1.3 Wärmebedarf von Industrie und produzierendem bzw. verarbeitendem Gewerbe 21
4.2 Rolle von Biomethan in der kommunalen Wärmeplanung 22
4.2.1 Auswahl von Modellkommunen zur Analyse von Wärmeplänen 22
4.2.2 Auswertung der kommunalen Wärmepläne der Modellkommunen 24
4.2.3 Biomethan im Spannungsfeld von kommunaler Wärmeplanung, EEG-Förderende und dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) 25
4.3 Exkurs: Biomethan und Gasnetzgebietstransformationspläne 27
4.3.1 Einordnung und Zielstellung von Gasnetzgebietstransformationsplänen (GTP) 27
4.3.2 Einordnung von Biomethan in den Kontext von Gasnetzgebietstransformationsplänen 28

5 Fazit und Ausblick 30

Literaturverzeichnis 31

Anhang 33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Status der kommunalen Wärmeplanung in Deutschland (Stand: August 2026) [10] 8
Abbildung 2: Status der kommunalen Wärmeplanung nach Kommunengröße (Stand: August 2026) [9] 9
Abbildung 3: Aktueller Biogasanlagenbestand in Deutschland [14] 10
Abbildung 4: Aktuelle Biomethananlagen in Deutschland [15] 11
Abbildung 5: Biomethanmengen nach Landkreisen [15] 12
Abbildung 6: Anteil verschiedener klimaneutraler Energiequellen in der Fernwärme [19] 13
Abbildung 7: Wärmenetze, die Biogas oder Biomethan als Energieträger nutzen [20] 14
Abbildung 8: Potenziell geeignete Biogasanlagen zur Umstellung auf Biomethan [14, 16] 16
Abbildung 10: Potenziell geeignete Biogasanlagen zur Umstellung auf Biomethan und geclusterte Kleinanlagen [14, 16] 17
Abbildung 11: Biomethanpotenzial auf Landkreisebene unter Berücksichtigung von geclusterten Kleinanlagen [14, 16] 18
Abbildung 12: Abgleich des Wärmebedarfs privater Haushalte mit Biomethanpotenzialen auf Landkreisebene [14, 15] 20
Abbildung 13: Abgleich des Wärmebedarfs des Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektors (inkl. Kommunaler Gebäude) mit Biomethanpotenzialen auf Landkreisebene [14, 15] 21
Abbildung 16: Gemeinden mit abgeschlossener kommunaler Wärmeplanung [10] 22
Abbildung 17: Methodisches Vorgehen zur Auswahl von Modellkommunen 23
Abbildung 18: Ausgewählte Modellkommunen für die Analyse der kommunalen Wärmeplanungen 24

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

AGFW: Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

BDEW: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

BHKW: Blockheizkraftwerk

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz

GEG: Gebäudeenergiegesetz

GModG: Gebäudemodernisierungsgesetz

GTP: Gasnetzgebietstransformationsplan

KWP: Kommunale Wärmeplanung

VKU: Verband kommunaler Unternehmen

VNEP: Verteilernetzentwicklungsplan

WPG: Wärmeplanungsgesetz

1 Einleitung

Mit dem Inkrafttreten des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) zum 01.01.2024 ist die kommunale Wärmeplanung (KWP) zu einer verpflichtenden Aufgabe für Städte und Gemeinden in Deutschland geworden. Sie bildet die zentrale analytische Grundlage für die Transformation der Wärmeversorgung hin zu einem klimaneutralen Energiesystem. Ziel der KWP ist es, eine systematische, räumlich differenzierte und langfristig tragfähige Strategie zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zu entwickeln. In diesem Zusammenhang sind Kommunen gefordert, sowohl den aktuellen und zukünftigen Wärmebedarf als auch geeignete Versorgungsoptionen zu analysieren und in Form von Zielbildern und räumlichen Kategorien (z. B. Wärmenetzgebiete, dezentrale Versorgungsbereiche oder Prüfgebiete) darzustellen [1].

Neben etablierten Optionen wie Wärmenetzen, Wärmepumpen oder Abwärmenutzung rücken auch gasförmige Energieträger, besonders in Hinblick auf das neue Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG), zunehmend in den Fokus der Diskussion [2]. In diesem Kontext nimmt Biomethan eine besondere Rolle ein, da es eine Schnittstelle zwischen bestehender Infrastruktur und zukünftigen Anforderungen darstellt. Biomethan zeichnet sich dadurch aus, dass es als aufbereitetes Biogas grundsätzlich kompatibel mit der bestehenden Erdgasinfrastruktur ist und somit ohne größere Anpassungen in bestehenden Gasnetzen transportiert und genutzt werden kann [3]. Dadurch eröffnet es sowohl für Netzbetreiber als auch für Kommunen die Möglichkeit, vorhandene Infrastrukturen zumindest temporär weiter zu nutzen und gleichzeitig erste Schritte in Richtung einer klimaneutralen Energieversorgung zu gehen.

Die Rolle von Biomethan im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ist mit erheblichen Unsicherheiten und offenen Fragestellungen verbunden. Ein zentrales Problem liegt in der räumlich stark variierenden Verfügbarkeit von Biomethan. Während in einigen Regionen durch landwirtschaftliche Strukturen relevante Potenziale vorhanden sind, fehlen diese Voraussetzungen in anderen Gebieten nahezu vollständig. Daraus ergibt sich die Frage, in welchem Umfang Biomethan tatsächlich zur Wärmeversorgung beitragen kann und ob es sich um eine flächendeckend verfügbare Option handelt oder vielmehr um eine regional begrenzte Ressource. Eng damit verknüpft ist die Frage nach der Bedeutung von Biomethan für die Ausweisung von Prüfgebieten innerhalb der kommunalen Wärmeplanung. Prüfgebiete dienen dazu, verschiedene Versorgungsoptionen offenzuhalten und zu einem späteren Zeitpunkt eine Entscheidung zu treffen [1]. In diesem Kontext stellt sich die Frage, ob Biomethan eine eigenständige Rolle als Versorgungsalternative einnehmen kann oder lediglich als Ergänzung bestehender Optionen betrachtet werden sollte. Ein weiterer zentraler Aspekt ergibt sich aus der Integration von Biomethan in die Gasnetzgebietstransformationspläne (GTP) der Gasverteilnetzbetreiber. Diese Pläne verfolgen das Ziel, die zukünftige Nutzung der Gasinfrastruktur unter Berücksichtigung sinkender Nachfrage und neuer Energieträger zu definieren. Dabei stehen unterschiedliche Entwicklungspfade im Raum, darunter die Umstellung auf Wasserstoff, die Nutzung erneuerbarer Gase wie Biomethan sowie die Stilllegung von Netzabschnitten [4, 5].

Die vorliegende Arbeit greift diese Fragestellungen auf und untersucht anhand ausgewählter kommunaler Wärmeplanungen, welche Rolle Biomethan in der Praxis tatsächlich spielt und wie dessen zukünftige Bedeutung im Kontext der Wärmewende einzuordnen ist.

2 Aktueller Stand der kommunalen Wärmeplanung, der Biogaserzeugung und -aufbereitung in Deutschland

2.1 Kommunale Wärmeplanung

Deutschland steht mit dem Hintergrund des anthropogenen Klimawandels vor der Herausforderung zur signifikanten Reduktion seiner Treibhausgasemissionen. Gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz sind bis 2030 die Treibhausgasemissionen um 65 Prozent (mit Referenz 1990) zu reduzieren. Bis 2045 ist die Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen. Hierbei müssen alle energieverbrauchenden Sektoren ihren Beitrag leisten. Daraus folgend sind Maßnahmen der Energiewende auf Bundes-, Landes- und Gemeindeebene notwendig. Insbesondere der Wärmesektor ist von zentralem Interesse. In den Jahren 2023 und 2024 entfielen lediglich 18 Prozent der Wärmebereitstellung auf die Nutzung erneuerbarer Energieträger [6].

Ende 2023 wurde das Wärmeplanungsgesetz (WPG) erlassen [7] und die Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) verabschiedet [8]. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen zielen darauf ab, eine klimaverträgliche Wärmeversorgung von Gebäuden zu erreichen. Dies ist eine große Herausforderung und wird erhebliche Anstrengungen bewirken. Die KWP ist demnach ein Baustein der Wärmewende auf Gemeindeebene. Das übergeordnete Ziel ist, eine aus Sicht der Kommune sichere, bezahlbare, sozial akzeptierte und klimaverträgliche Wärmeversorgung für die mittel- und langfristige Zukunft aufzuzeigen. Hierbei wird ein großer Fokus auf die lokal vorhandenen Rahmenbedingungen gelegt.

Konkret verschafft sich die planungsverantwortliche Stelle zunächst einen Überblick über die kommunalen Infrastrukturen (Gas-, Wärme sowie Stromnetze), die aktuellen Wärmebedarfe im Untersuchungsgebiet und die individuellen Anforderungen der lokalen Akteure. Anschließend werden die regional vorhandenen Potenziale der Kommune zum Aufbau einer auf erneuerbaren Energien basierenden Wärmeversorgung untersucht. Auf dieser Basis sollen die Handlungsoptionen für den schrittweisen Umbau der kommunal eingesetzten Wärmetechnologien unter wirtschaftlichen, technischen sowie ökologischen Gesichtspunkten abgewogen werden [1]. Hierbei ist die Kommunale Wärmeplanung grundsätzlich als „rollierendes Instrument“ zu verstehen, welches nach seiner erstmaligen Erstellung in regelmäßigen Zeitschritten (z.B. alle fünf Jahre) fortgeschrieben bzw. aktualisiert wird. Neben der Einbindung zentraler Akteure (Wohnungswirtschaft, Netzbetreiber, Bürgerinnen und Bürger) soll dies die Zukunftsfähigkeit des Konzeptes sicherstellen [1].

Abzugrenzen ist die KWP von weiterführenden Detailplanungen, wie etwa der technoökonomischen Bewertung des Ausbaus der leitungsgebundenen Wärmeversorgung vor Ort. Diese können von den jeweils zuständigen Institutionen bzw. Unternehmen im Nachgang entwickelt werden, wobei die Ergebnisse des Kommunalen Wärmeplans einen zentralen Ausgangspunkt bilden können. Erwähnungsbedürftig ist an dieser Stelle auch der Umstand, dass ein Wärmeplan einen empfehlenden Charakter aufweist. Demzufolge ist der Wärmeplan rechtlich nicht bindend und entfaltet weder Rechte noch Pflichten (§ 23 Abs. 4 WPG).

Gemeinden mit einer Bevölkerungszahl bis 100.000 müssen eine Wärmeplanung bis 2028 erstellen, während Gemeinden mit einer Bevölkerungszahl über 100.000 bereits 2026 die Wärmeplanung abschließen müssen (§ 4 Abs. 2 WPG). Aktuell (Stand August 2026) haben in Deutschland 34 % der Städte und Gemeinden den Prozess der kommunalen Wärmeplanung abgeschlossen. 32 % befinden sich momentan im Prozess der Erstellung. Für die restlichen 34 % ist der Stand bisher noch unbekannt [9]. Abbildung 1 gibt einen Überblick über den aktuellen Stand der kommunalen Wärmeplanung in den Gemeinden und Städten.

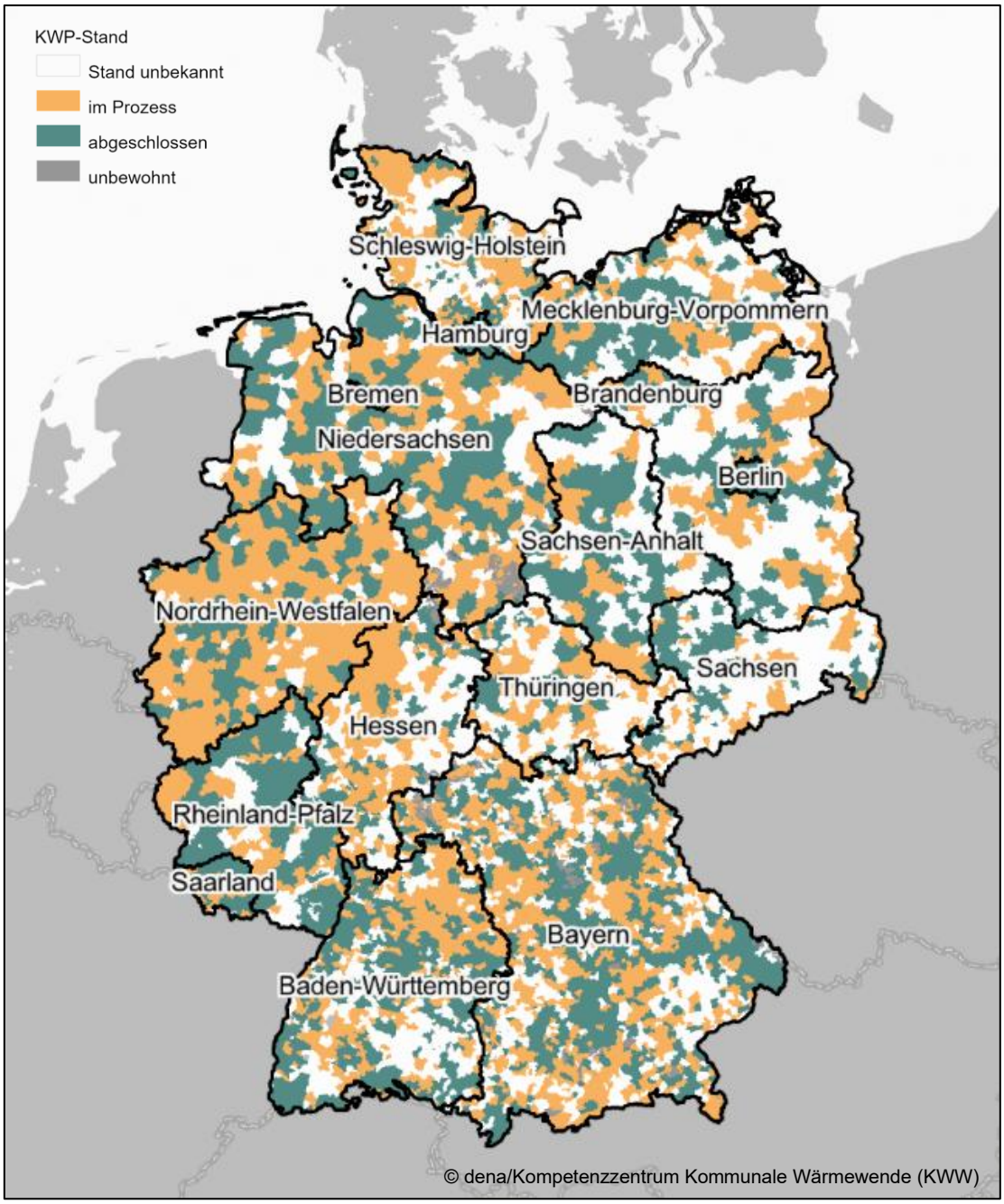


Abbildung 1: Status der kommunalen Wärmeplanung in Deutschland (Stand: August 2026) [10]

In Abbildung 2 ist der Stand der kommunalen Wärmeplanung differenziert nach der Größe der Kommune dargestellt. Große Kommunen sind bereits im Prozess bzw. haben die Wärmeplanung schon abgeschlossen. Bei den mittelgroßen Kommunen sind 45 % bereits im Prozess zur Erstellung. Für etwa 11 % der Kommunen ist noch unklar, wie der Bearbeitungsstand ist. Ein differenziertes Bild ergibt sich bei kleinen Kommunen. Für 38 % der Gemeinden ist der Status nicht bekannt, d.h. die Wärmeplanung wurde noch nicht offiziell begonnen [9].

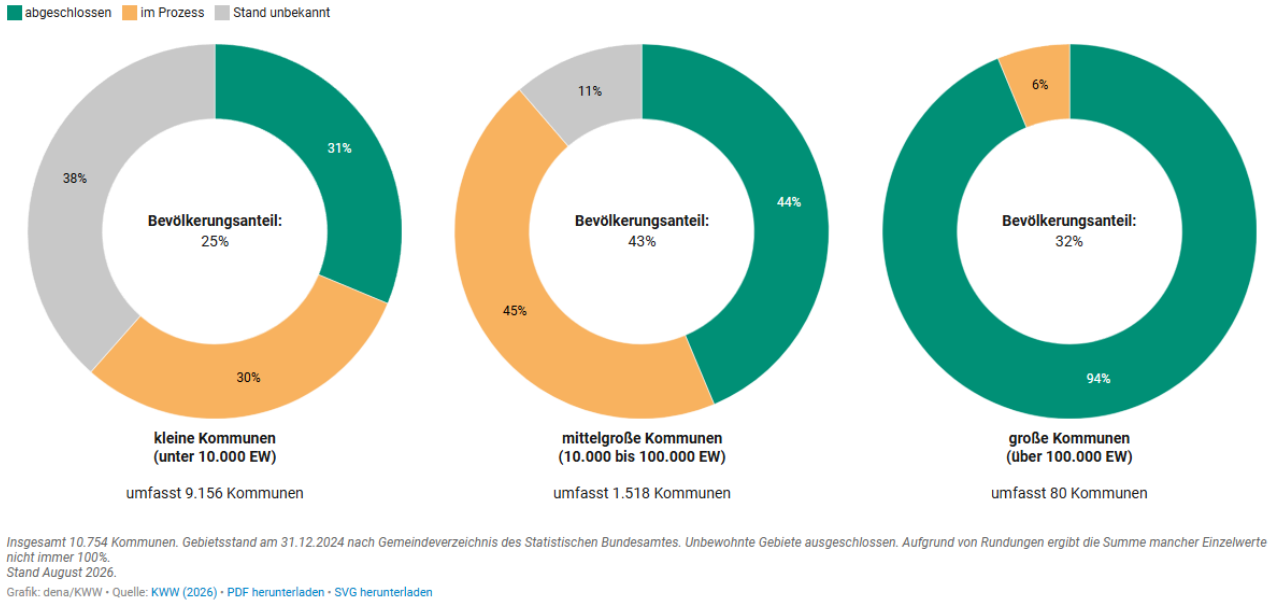


Abbildung 2: Status der kommunalen Wärmeplanung nach Kommunengröße (Stand: August 2026) [9]

2.2 Biogasanlagenbestand

Um Biogas zu erzeugen, werden verschiedene organische Materialien vergoren [3]. Als organische Materialien können Reststoffe z.B. aus kommunalen, gewerblichen oder industriellen Einheiten oder Biomasse aus landwirtschaftlicher Produktion z.B. Energiemais, Gülle oder Erntereste eingesetzt werden [11]. In luftdicht abgeschlossenen Fermentern bauen Mikroorganismen diese Substrate ab und erzeugen dabei ein Gasgemisch, welches überwiegend aus Methan und Kohlendioxid besteht (Biogas). Biogas wird derzeit vor allem in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt [3].

Derzeit gibt es in Deutschland mehr als 11.000 Biogas-EEG-Anlagen und 19.249 Stromerzeugungsanlagen. Diese erzeugen etwa 29 TWH Strom. Bruttostrom und 67,8 TWh/a Bruttoenergie [12, 13].

Für die nachfolgenden Analysen und Kartendarstellungen dient das Marktstammdatenregister als Datengrundlage. Dieses enthält ca. 19.000 Stromerzeugungsanlagen. Diese wurden anhand des Firmennamens und der Gemeinde zusammengefasst, so dass sich ein modellierter Bestand von 9.388 Biogasanlagen ergibt (Abbildung 3). Diese Zahl stimmt in etwa mit Zahlen des Fachverbandes Biogas überein [13]. Der überwiegende Teil der Biogasanlagen befindet sich im Norden und Süden von Deutschland (Abbildung 3). In den Bundesländern Bayern und Niedersachsen ist die Anzahl an Anlagen am höchsten [14].

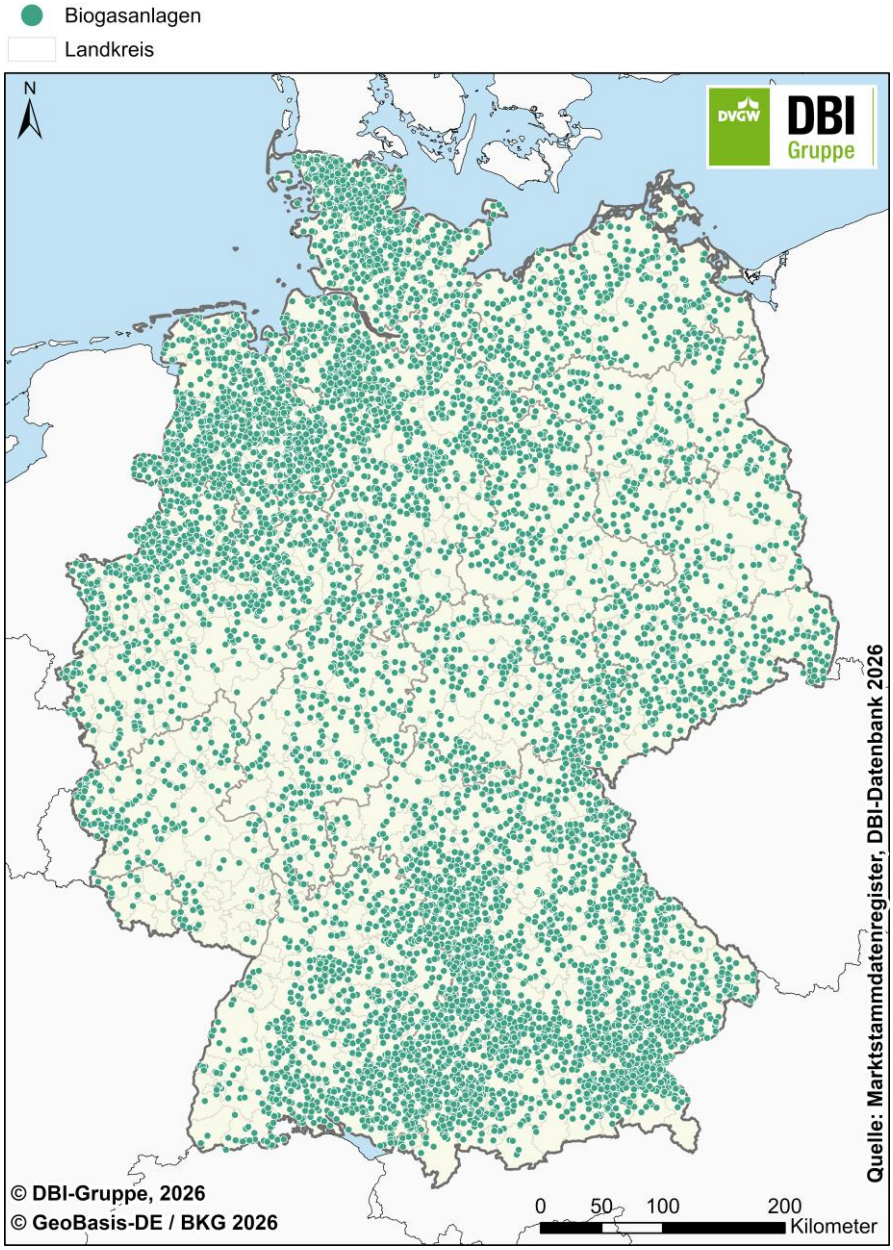


Abbildung 3: Aktueller Biogasanlagenbestand in Deutschland [14]

2.3 Erzeugung von Biomethan

Neben der Erzeugung von Strom kann das in den Biogasanlagen entstandene Biogas auch zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist werden. Dabei werden CO_2 und andere Begleitstoffe z.B. Wasser oder Schwefelverbindungen aus dem Rohbiogas entfernt. Als Endprodukt entsteht nahezu reines Methan, das aus chemischer Sicht in etwa identisch mit Erdgas ist. In Deutschland gibt es derzeit etwa 280 Biomethananlagen, die rund 12 TWh/a Biomethan einspeisen (Abbildung 4) [3, 15].

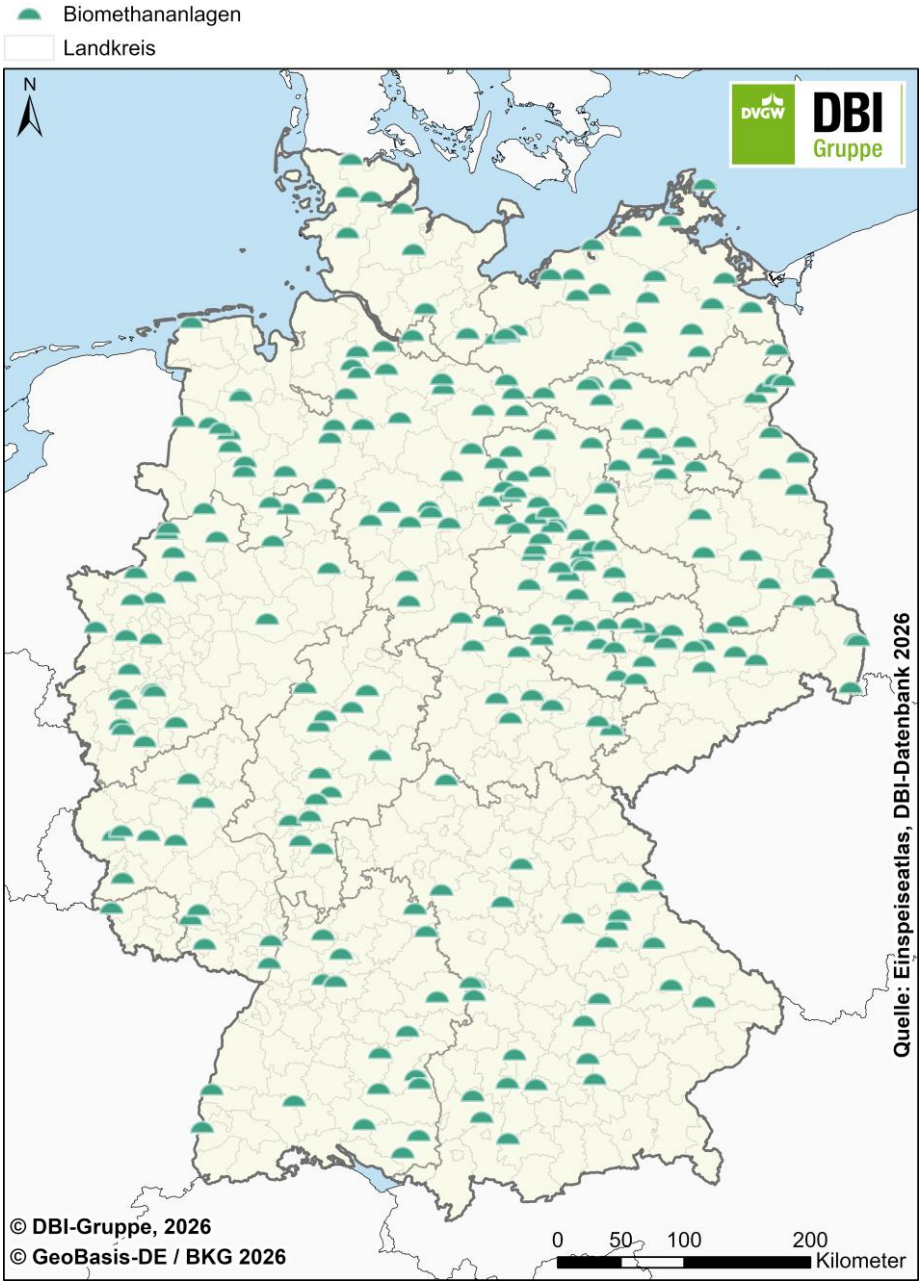


Abbildung 4: Aktuelle Biomethananlagen in Deutschland [15]

Aufgrund der noch geltenden EEG-Förderung wird der größte Teil des Biogases in Blockheizkraftwerken verstromt und garantiert den Betreibern für zwanzig Jahre feste Vergütungssätze. Allerdings fallen nun erste Biogasanlagen aus der EEG-Förderung, weshalb die Betreiber künftig Alternativen für den weiteren wirtschaftlichen Betrieb finden müssen [16]. Hierfür kann die Aufbereitung zu Biomethan eine mögliche Alternative darstellen, die allerdings auch mit hohen Investitionskosten verbunden ist. Um Biogas zu Biomethan aufzubereiten, sind Aufreinigungsanlagen, Leitungen und Einspeiseanlagen notwendig [3].

In 147 Landkreisen wird bereits Biomethan erzeugt [15]. Die größten Mengen fallen im Landkreis Uckermark in Brandenburg mit 710 GWh/a und im Landkreis Börde in Sachsen-Anhalt mit 640 GWh/a an (Abbildung 5). Dicht gefolgt vom Landkreis Leipzig in Sachsen mit etwa 573 GWh/a. Allgemein ist ein deutlicher Nord-Süd-Unterschied erkennbar. Im Norden Deutschlands überwiegen Landkreise mit z.T. sehr hohen Biomethanmengen, während im Süden nur in wenigen Landkreisen Biomethan produziert wird.

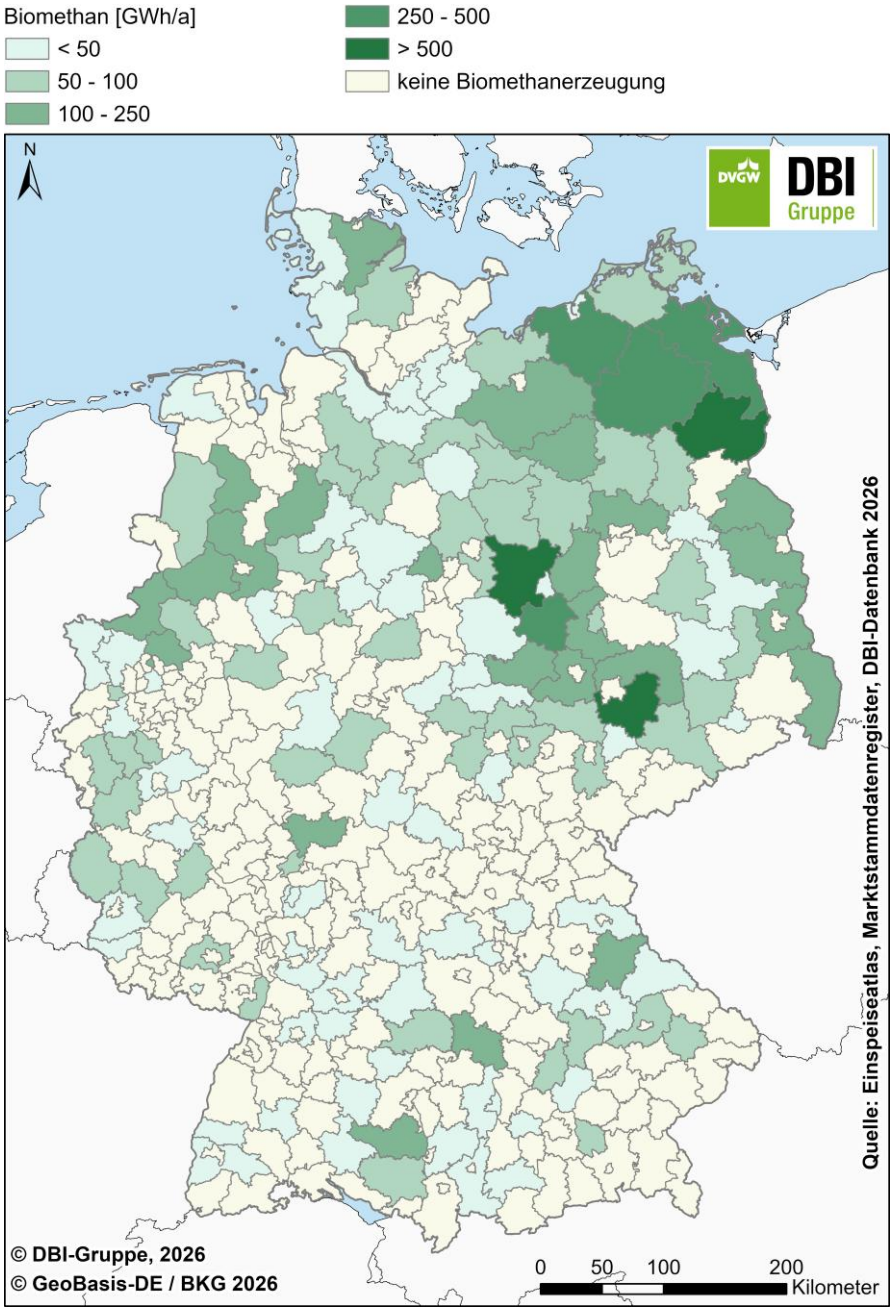


Abbildung 5: Biomethanmengen nach Landkreisen [15]

2.4 Einsatz von Biomethan in Wärmenetzen

Neben der Verstromung und Einspeisung in das Gasnetz können Biogasanlagen auch für die Wärmebereitstellung von Wärmenetzen genutzt werden. In den BHKWs wird neben dem Strom ebenfalls Wärme erzeugt. Über Nahwärmeleitungen kann diese beispielsweise Wohnsiedlungen oder kommunalen Gebäuden zur Verfügung gestellt werden [17].

Im Jahr 2024 machte Fernwärme etwa 9 % am Endenergieverbrauch des Wärmesektors aus [18]. Von 2023 ist bekannt, dass es insgesamt 4.307 Wärmenetze in Deutschland gegeben hat. Dabei hatten erneuerbare Energien einen Gesamtanteil am Endenergieverbrauch von etwa 33 %. In Abbildung 6 ist dargestellt, wie sich diese 33 % im Detail aufteilen. Ein Blick auf Biogas und Biomethan ergibt, dass in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen etwa 13 % Biogas und Biomethan genutzt werden. Wohingegen in Heizwerken nur etwa

0,4 % der erneuerbaren Energien aus Biogas oder Biomethan stammen [19].

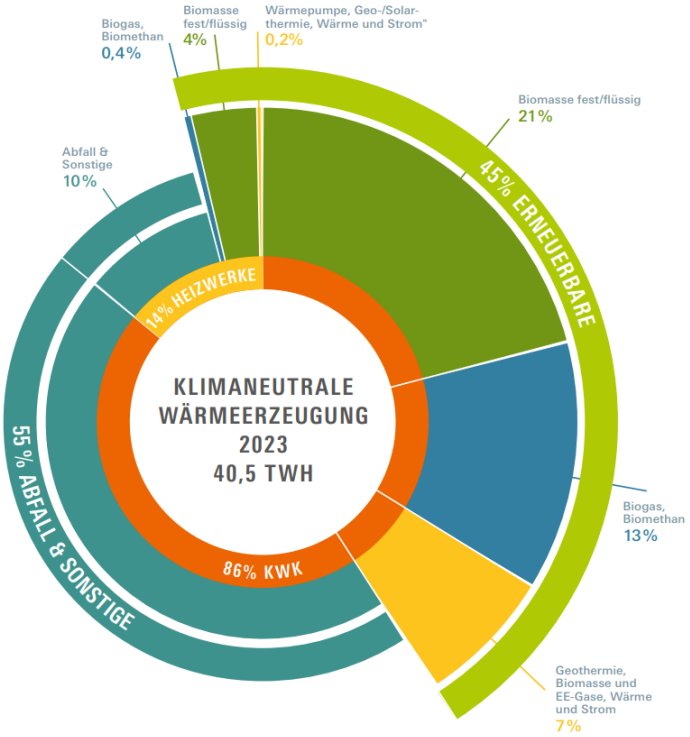


Abbildung 6: Anteil verschiedener klimaneutraler Energiequellen in der Fernwärme [19]

In Abbildung 7 sind Wärmenetze von Deutschland dargestellt, die als Energieträger Biogas oder Biomethan nutzen. Die Datenbasis stammt von der Preistransparenzplattform Fernwärme, welche eine Initiative des AGFW, BDEW und VKU ist [20]. Insgesamt sind 709 Wärmenetze in der Plattform aufgeführt (Stichtag 01.04.2026). Dies ist keine vollständige Abbildung aller Wärmenetze in Deutschland. Trotz dessen gibt die Plattform eine Übersicht über die großen Wärmenetze im städtischen Raum. Quartierslösungen und Netze in ländlichen Räumen, die nur wenige Gebäude versorgen, sind hier vermutlich nur teilweise aufgeführt.

Von den insgesamt 709 Wärmenetzen nutzen 189 Biogas oder Biomethan als Energieträger. Wie hoch der Anteil ist, lässt sich nur für 132 Netze bestimmen. 66 dieser 132 Netze weisen einen Anteil von Biogas bzw. Biomethan von größer als 50 % auf. Sechs Wärmenetze nutzen zu 100 % Biogas/Biomethan, welche überwiegend in Bayern liegen [20]. Darüber hinaus wird in Abbildung 7 ersichtlich, dass besonders Wärmenetze in Schleswig-Holstein Biogas oder Biomethan als Energieträger einsetzen.

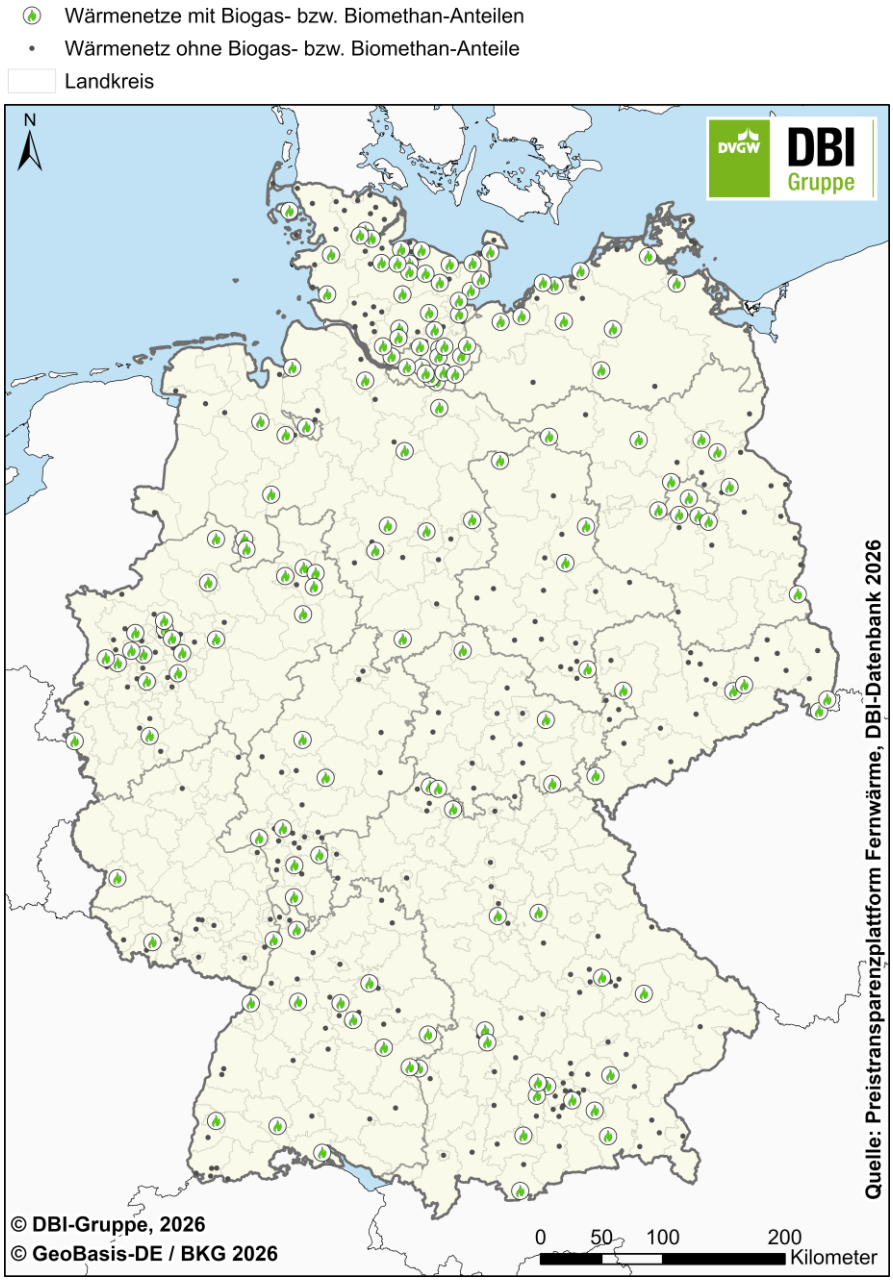


Abbildung 7: Wärmenetze, die Biogas oder Biomethan als Energieträger nutzen [20]

3 Umrüstung bestehender Biogasanlagen zu Biomethananlagen

3.1 Technologien zur Biomethanerzeugung

Zur Aufbereitung des Biogases zu Biomethan wird der Methangehalt von 50-55 % auf bis zu 98 % erhöht [21]. In der Praxis existieren verschiedene Verfahren, um das Kohlendioxid sowie andere unerwünschte Bestandteile zu entfernen. Am häufigsten werden die Verfahren Aminwäsche, Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption eingesetzt [16].

Die Aminwäsche basiert auf der chemischen Absorption mithilfe organischer Lösungsmittel. Je nach Anlagenhersteller kommen dabei unterschiedliche Mischungen aus Ethanolaminen und Wasser als Absorptionsmittel zum Einsatz. Die Abtrennung von CO_2 findet nahezu drucklos in einer Waschkolonne statt. Das zuvor getrocknete und entschwefelte Biogas strömt von unten nach oben durch die Kolonne, während die Aminlösung im Gegenstrom geführt wird und dabei das CO_2 absorbiert. Anschließend wird das Produktgas erneut getrocknet, während die beladene Waschlösung durch Wärmeeintrag regeneriert und anschließend wiederverwendet wird. Charakteristisch für dieses Verfahren sind die hohe Reinheit des erzeugten Produktgases sowie geringe Methanverluste [21].

Bei der Druckwasserwäsche werden CO_2 sowie weitere Bestandteile des Rohgases (wie H_2S oder NH_3) im Absorptionsmittel Wasser gelöst. Das Verfahren basiert auf einer reversiblen physikalischen Absorption, bei der die Gasbestandteile durch Bindungskräfte im Wasser aufgenommen werden. Ein zusätzlicher Effekt dieses Prozesses ist die weitergehende Entschwefelung des Biogases innerhalb der Absorptionskolonne. Das zuvor verdichtete Rohgas wird von unten in die Kolonne eingeleitet, während das Wasser von oben nach unten strömt und dabei die absorbierbaren Gase aufnimmt. Nach einer anschließenden Druckentspannung steht das Wasser wieder regeneriert zur Verfügung und kann erneut zur Absorption eingesetzt werden. Eine Vortrocknung des Rohgases ist nicht notwendig; das angereicherte Produktgas wird erst nach der Absorption getrocknet [21].

Bei der Druckwechseladsorption (PSA) wird CO_2 – zusammen mit weiteren Gasbestandteilen – an der Oberfläche fester Adsorbenzien wie Molekularsieben auf Kohlenstoffbasis, Aktivkohlen oder Zeolithen angelagert. Für diesen Prozess ist eine Erhöhung des Drucks auf etwa 4 bis 7 bar erforderlich. Typischerweise bestehen PSA-Anlagen aus vier parallel betriebenen Adsorptionseinheiten. Sobald ein Adsorberbett gesättigt ist, wird der Biogasstrom auf die nächste Einheit umgeleitet, während die zuvor beladene Einheit durch eine Druckabsenkung regeneriert wird und die adsorbierten Gase dadurch wieder freigesetzt werden [21].

Neben diesen Verfahren gibt es noch weitere z.B. physikalische Absorption, Membrantrennverfahren und kryogene Verfahren [16, 21].

3.2 Ermittlung potenzieller Biomethanmengen

Exkurs: Berechnung potenzieller Biomethanmengen

Die Potenzialberechnung basiert auf aktuell veröffentlichten Branchenzahlen. Aus EEG-Bewegungsdaten der Netzbetreiber ergibt sich, dass 2025 etwa 29 TWh Strom erzeugt wurden [12, 13]. Alle EEG-Biogas-Anlagen im Markstammdatenregister wurden entsprechend ihrer Leistung anlagenscharf berechnet, so dass sich eine Strommenge von ca. 29 TWh über alle Anlagen ergibt. Anhand des Wirkungsgrades zwischen 40 und 50 % (je nach Anlagengröße) ist aus der Strommenge die Biogasmenge modelliert worden.

Für größere Biogasanlagen mit einer Produktion von mehr als 250 m³ Biogas pro Stunde ist eine Umstellung auf die Erzeugung von Biomethan besonders empfehlenswert [16]. Auf Grundlage dieser Schwelle wurde berechnet, welche Anlagen dafür infrage kommen. Zusätzlich werden die bereits bestehenden Biomethanaufbereitungsanlagen mit einer Produktion von 12 TWh/a in die Potenzialbetrachtung einbezogen.

Insgesamt erfüllen etwa 1.200 Biogasanlagen die Voraussetzung von mind. 250 m³ Biogas pro Stunde. Damit sind etwa 13 % der Biogasanlagen potenziell für die Biomethanproduktion geeignet. In Abbildung 8 ist die Größenverteilung des Umsatzes von Biogas dargestellt.

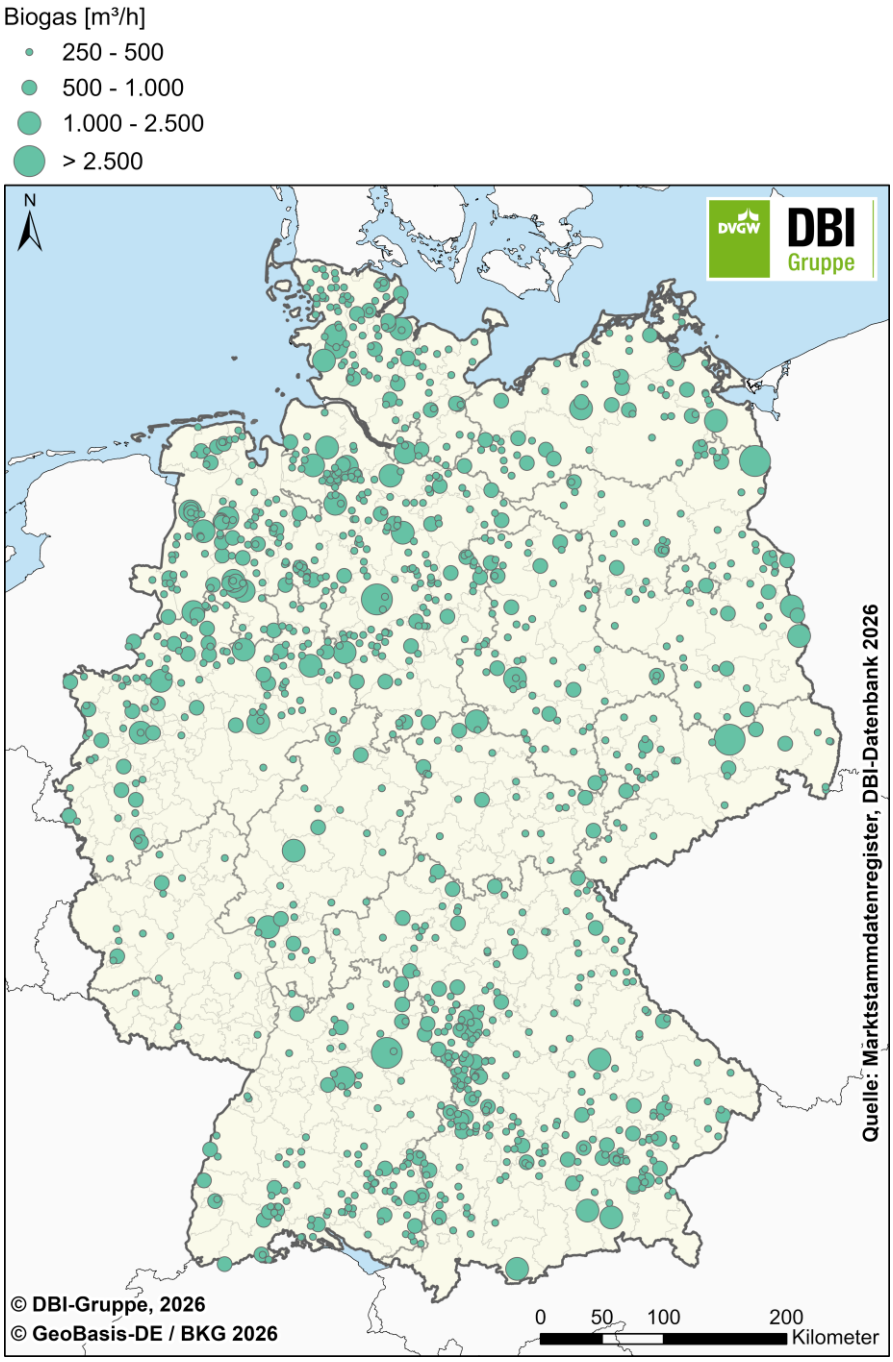


Abbildung 8: Potenziell geeignete Biogasanlagen zur Umstellung auf Biomethan [14, 16]

In einem zweiten Schritt wurden kleine Anlagen, welche das Kriterium von 250 m³ Biogas pro Stunde nicht erfüllen können, mit großen Anlagen (über 250 m³ Biogas pro Stunde) geclustert. Die Clusterung dient dazu, nah beieinandergelegene Biogasanlagen zusammenzufassen, die potenziell gemeinsam eine

Aufbereitungsanlage nutzen könnten. Die Modellierung der Cluster erfolgt anhand der erzeugten Energiemenge je Anlage und einer Energiebelegung. Die Energiebelegung ergibt sich aus dem Quotienten der transportierten Energiemenge und der Entfernung. Als Mindestkriterium dient die Energiebelegung von 2.000 kWh/m*a [22]. Wenn diese nicht erreicht wird, werden die Anlagen nicht zusammengefasst. Insgesamt konnten 2.105 Biogasnetze identifiziert werden. Die zusätzlich einbezogenen Biogasanlagen sind in Abbildung 9 dargestellt.

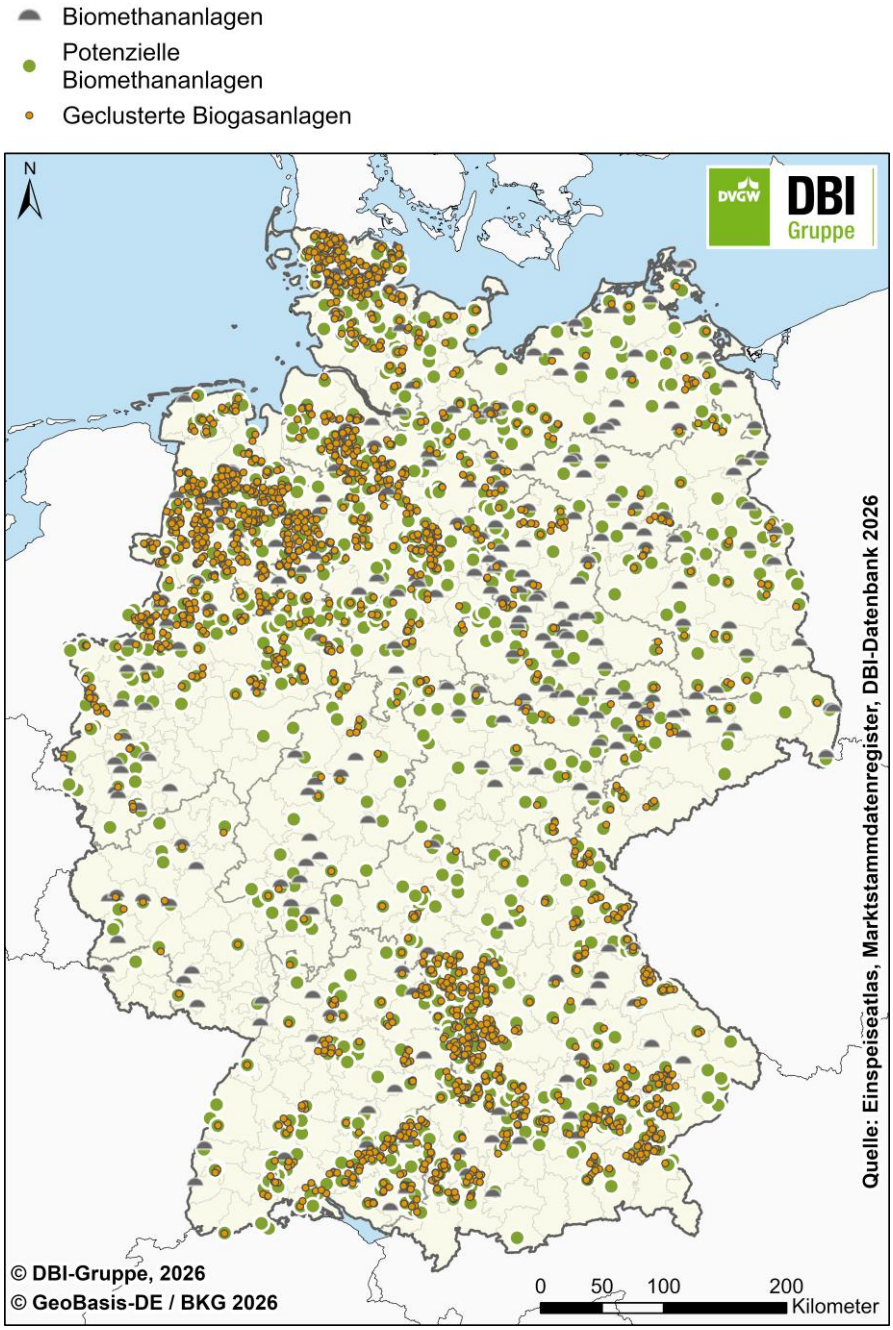


Abbildung 9: Potenziell geeignete Biogasanlagen zur Umstellung auf Biomethan und geclusterte Kleinanlagen [14, 16]

Das Potenzial für Biomethan liegt für die 1.218 Großanlagen (250 m³ Biogas pro Stunde) und 2.150 geclusterten Kleinanlagen zusammen bei 56 TWh/a, wobei 12 TWh/a durch bestehende Biomethanaufbereitungsanlagen bereitgestellt werden. Somit können durch die Umstellung von Biogasanlagen auf Biomethanaufbereitungsanlagen zusätzlich 44 TWh/a Biomethan erzeugt werden. Zur Einordnung, 44 TWh/a Biomethan entsprechen einer elektrischen Arbeit von 18,5 TWh/a bzw. ca. 64 % der aktuell verfügbaren verstromten Biogasmenge. Die restlichen 6.000 Biogasanlagen sind nicht grundsätzlich ausgeschlossen für eine Biomethannutzung, allerdings aufgrund ihrer geringen Biogasproduktion als eher

unwirtschaftlich einzuschätzen. Die aktuell eingesetzten Substrate könnten gezielt für eine Biomethanaufbereitung in größeren Einzelanlagen zur Verfügung gestellt werden.

Sieben Landkreise erreichen ein Potenzial über 1 TWh/a. Im Landkreis Ansbach liegt das höchste Potenzial mit ca. 1,6 TWh/a Biomethan vor. Die räumliche Verteilung der Biomethanpotenziale kann der Abbildung 10 entnommen werden.

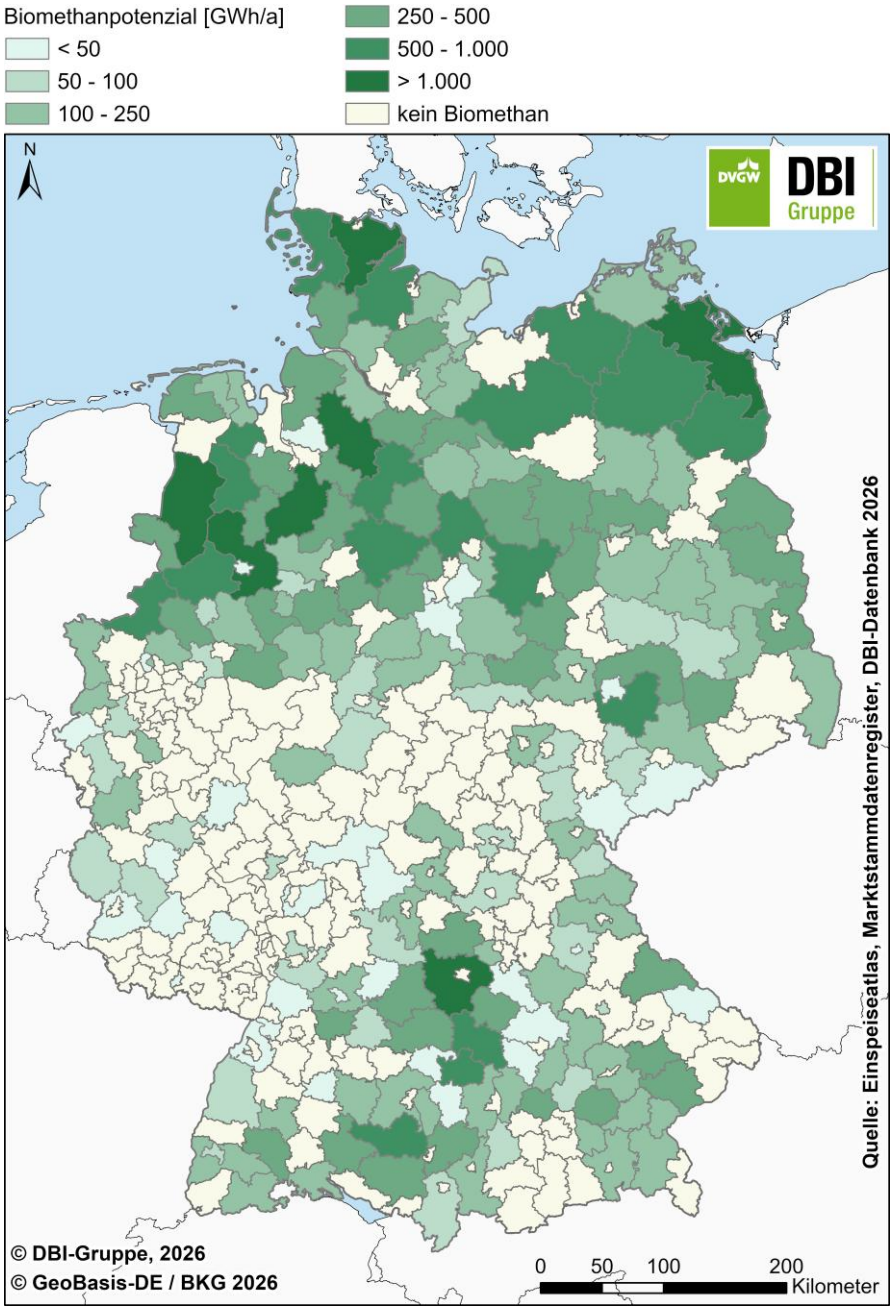


Abbildung 10: Biomethanpotenzial auf Landkreisebene unter Berücksichtigung von geclusterten Kleinanlagen [14, 16]

4 Einsatz von Biomethan im Wärmesektor

4.1 Abgleich potenzieller Biomethanmengen mit Wärmebedarfen

Disclaimer: Zugrunde liegende Annahmen

Da die Wärmebedarfe Nutzenergie darstellen, werden die Biomethanpotenzial mit dem Wirkungsgrad von 90 % verrechnet. Eine Ausnahme besteht beim Industrie- und Gewerbesektor. Dort sind Werte der Endenergie verglichen worden.

4.1.1 Wärmebedarf privater Haushalte

Abbildung 11 stellt den potenziellen Deckungsgrad des Wärmebedarfs privater Haushalte durch Biomethan auf Ebene der Landkreise in Deutschland dar und verdeutlicht die erheblichen regionalen Unterschiede. Insgesamt beträgt der jährliche Wärmebedarf privater Haushalte etwa 555 TWh/a, während das Biomethanpotenzial rund 56 TWh/a umfasst. Daraus ergibt sich eine nutzbare Wärmemenge von etwa 50,4 TWh/a und ein durchschnittlicher Deckungsgrad von rund 9 %. Biomethan kann somit einen begrenzten Beitrag zur Wärmeversorgung leisten.

Die räumliche Verteilung zeigt ein deutliches Gefälle: Besonders in Norddeutschland treten hohe Deckungsgrade auf, während im Westen Deutschlands vielfach sehr geringe bis keine Potenziale vorliegen. So weisen 214 von insgesamt 400 Landkreisen einen Deckungsgrad von unter 5 % auf, wobei davon 104 Landkreise kein Biomethanpotenzial haben. Diese liegen vor allem im Saarland und in Rheinland-Pfalz, wo sowohl das Biomasseaufkommen als auch die daraus resultierende Biomethanproduktion vergleichsweise gering sind.

Demgegenüber gibt es 16 Landkreise, in denen der Deckungsgrad über 50 % liegt. In diesen Regionen könnte Biomethan theoretisch einen Großteil der Wärmeversorgung übernehmen, sodass Konzepte zur Umstellung auf grüne, erneuerbare Gase besonders vielversprechend erscheinen. Dennoch bleibt festzuhalten, dass die Mehrheit der Landkreise eher niedrige bis mittlere Deckungsgrade aufweist, was die begrenzte flächendeckende Verfügbarkeit von Biomethan unterstreicht.

Insgesamt macht die Darstellung deutlich, dass Biomethan vor allem in landwirtschaftlich geprägten Regionen mit hoher Substratverfügbarkeit eine bedeutende Rolle spielen kann.

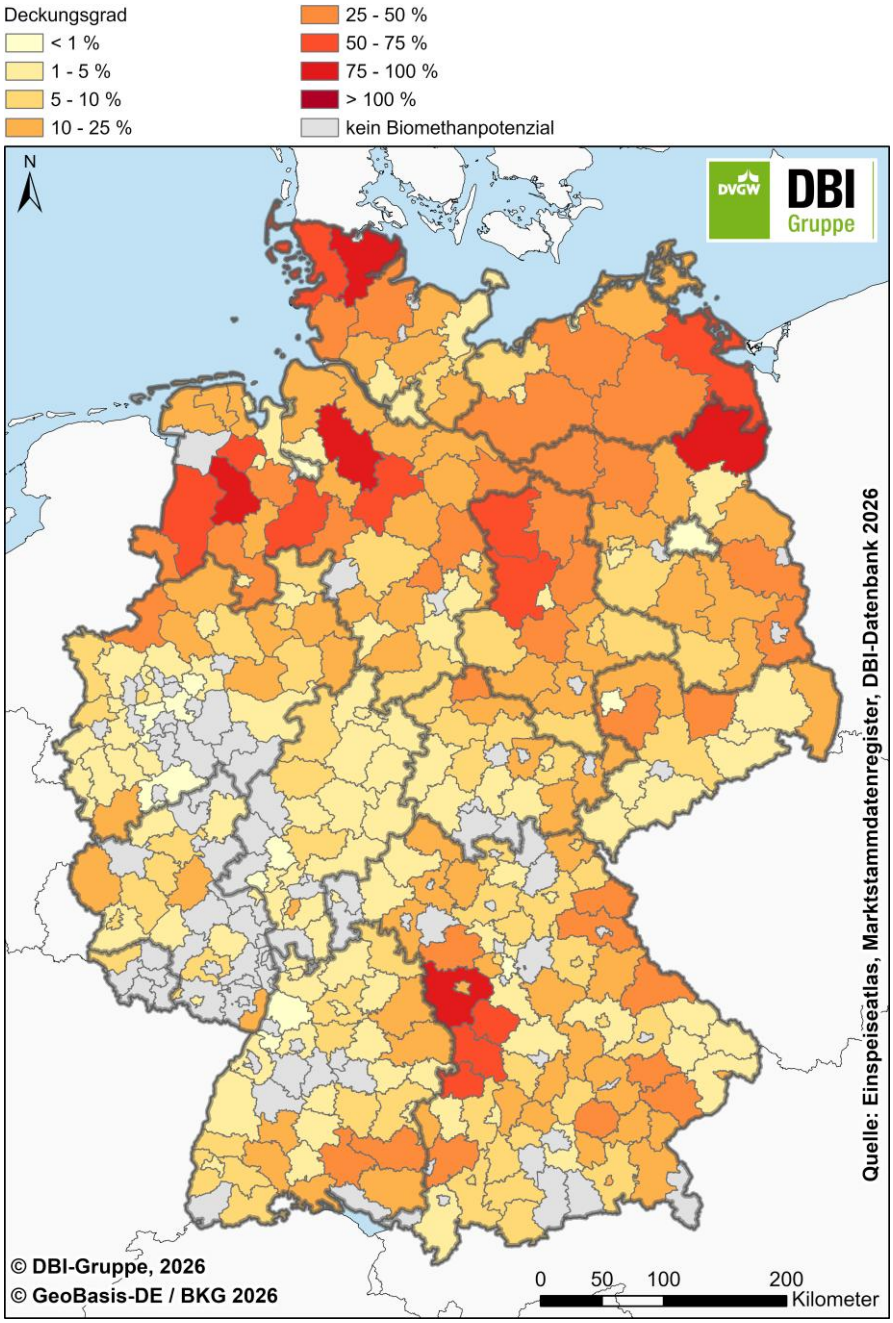


Abbildung 11: Abgleich des Wärmebedarfs privater Haushalte mit Biomethanpotenzialen auf Landkreisebene [14, 15]

4.1.2 Wärmebedarf des Handel- und Dienstleistungssektors sowie kommunaler Gebäude

Abbildung 12 zeigt den potenziellen Anteil des Wärmebedarfs im Handel- und Dienstleistungssektor (einschließlich kommunaler Gebäude), der auf Landkreisebene durch Biomethan gedeckt werden könnte. Ausgehend von einem jährlichen Wärmebedarf von rund 79 TWh/a und einem Biomethanpotenzial von etwa 50,4 TWh/a, könnte der Bedarf rechnerisch zu etwa 64 % gedeckt werden. Im Unterschied zum Sektor der Privaten Haushalte wird hier deutlich, dass Biomethan über die Hälfte des gesamten Wärmebedarfs decken könnte. Die räumliche Verteilung zeigt jedoch erhebliche regionale Unterschiede. Besonders auffällig ist, dass in 92 der insgesamt 400 Landkreise der Deckungsgrad über 100 % liegt. Diese Landkreise konzentrieren sich vor allem im Norden Deutschlands sowie in Teilen Bayerns. In diesen Regionen existieren besonders hohe Biomethanpotenziale, die den lokalen Bedarf deutlich übersteigen und somit prinzipiell für eine überregionale Versorgung zur Verfügung stehen könnten. Demgegenüber gibt es auch zahlreiche Regionen mit sehr

geringen Potenzialen. Insgesamt verdeutlicht die Karte, dass der Handels- und Dienstleistungssektor rechnerisch zu fast zwei Dritteln mit Biomethan versorgt werden könnte, die tatsächliche Umsetzung jedoch stark von regionalen Gegebenheiten abhängt.

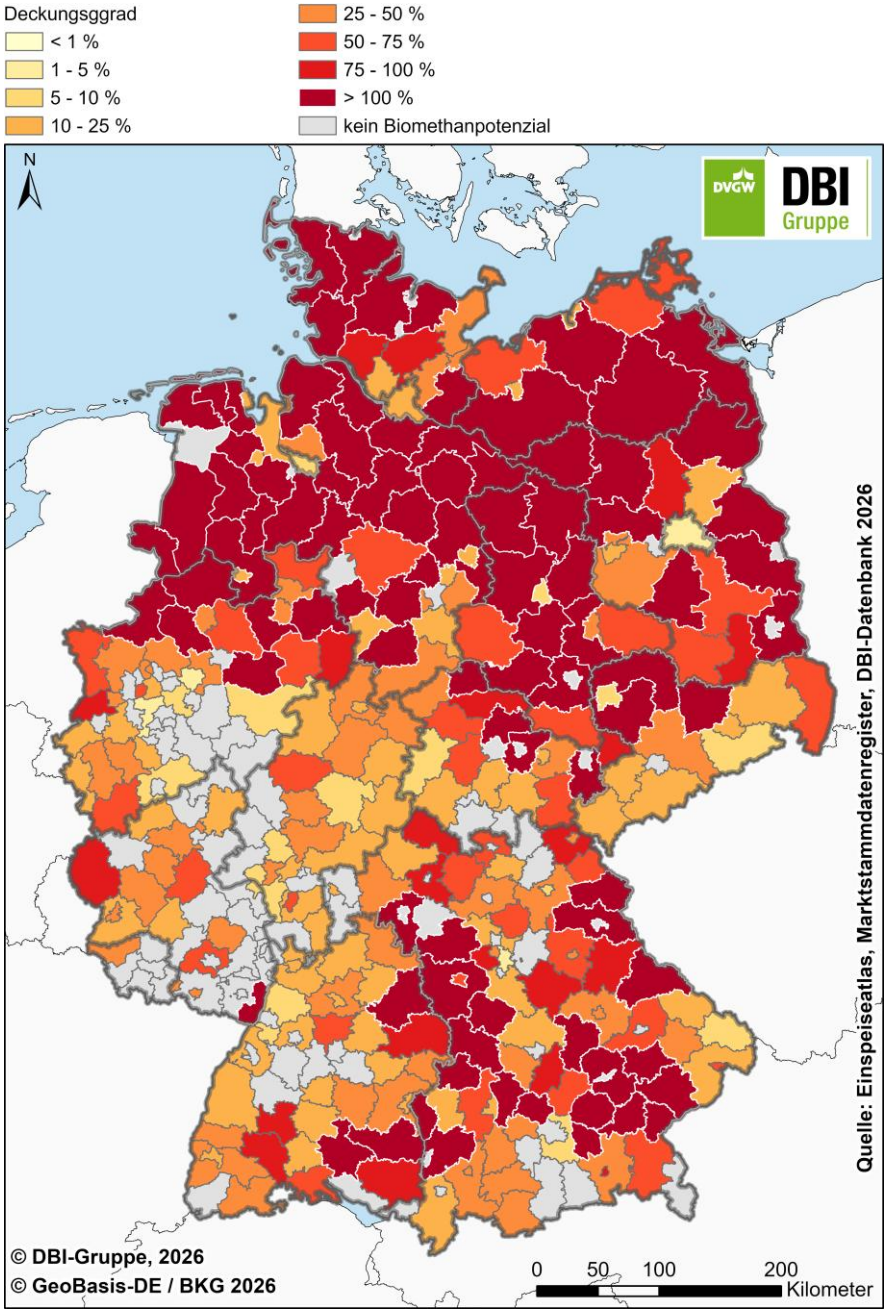


Abbildung 12: Abgleich des Wärmebedarfs des Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektors (inkl. Kommunaler Gebäude) mit Biomethanpotenzialen auf Landkreisebene [14, 15]

4.1.3 Wärmebedarf von Industrie und produzierendem bzw. verarbeitendem Gewerbe

Nach Statistiken aus dem Jahr 2024 lag der Endenergieverbrauch (ohne Strom) im Industriesektor bei 421 TWh/a und der des produzierendem bzw. verarbeitenden Gewerbes bei ca. 123 TWh/a [23]. Zusammen liegt der Verbrauch demnach bei 544 TWh/a. Demgegenüber steht das Biomethanpotenzial von 56 TWh/a Endenergie und entspricht einem durchschnittlichen Deckungsgrad von ca. 10 %. Somit wird deutlich, dass Biomethan im industriellen Bereich nur einen begrenzten Anteil zur Deckung des Gesamtwärmebedarfs beitragen kann.

4.2 Rolle von Biomethan in der kommunalen Wärmeplanung

4.2.1 Auswahl von Modellkommunen zur Analyse von Wärmeplänen

Das methodische Vorgehen zur Auswahl geeigneter Modellkommunen für die Auswertung kommunaler Wärmeplanungen (KWP) erfolgte mehrstufig und orientierte sich an klar definierten Kriterien, um eine möglichst repräsentative Abbildung der unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten in Deutschland zu gewährleisten.

Im ersten Schritt wurde eine Vorauswahl von Kommunen getroffen. Dabei wurden ausschließlich solche Städte und Gemeinden berücksichtigt, deren kommunale Wärmeplanung bereits abgeschlossen ist oder sich zumindest in einem veröffentlichten Entwurfsstatus befindet (Abbildung 13) [10].

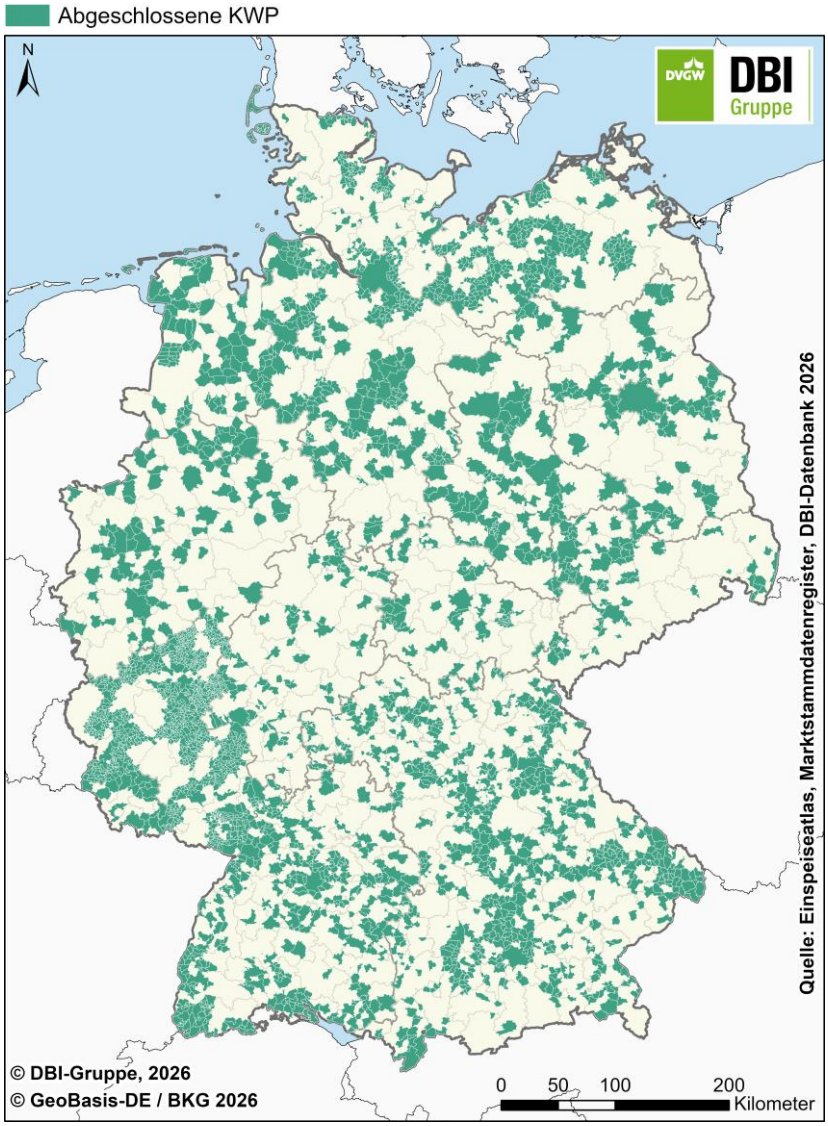


Abbildung 13: Gemeinden mit abgeschlossener kommunaler Wärmeplanung [10]

Im zweiten Schritt erfolgte die eigentliche Auswahl der Modellkommunen. Ziel war es, pro Bundesland jeweils zwei Kommunen auszuwählen, die unterschiedliche siedlungsstrukturelle Rahmenbedingungen repräsentieren. Hierzu wurde auf die regionalstatistische Typisierung zurückgegriffen, die zwischen „Stadtregionen“ und „ländlichen Regionen“ unterscheidet [24]. Für jeden dieser beiden Regionstypen wurde pro Bundesland jeweils eine Modellkommune bestimmt, sodass insgesamt zwei Modellkommunen je Bundesland in die Auswertung eingehen. Für die 13 Flächenländer wurden jeweils eine Kommune aus einer

Stadtregion und eine Kommune aus einer ländlichen Region ausgewählt. Die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen wurden aufgrund der nicht anwendbaren Differenzierung nach Raumtypen anders beurteilt.

Die konkrete Auswahl innerhalb der beiden Regionstypen erfolgte anhand der mittleren Bevölkerungsdichte als zentrales Vergleichskriterium. Dazu wurde zunächst für jedes Bundesland die durchschnittliche Bevölkerungsdichte aller zugehörigen Stadtregionen berechnet. Anschließend wurden die in Frage kommenden Kommunen hinsichtlich ihrer Bevölkerungsdichte mit diesem Mittelwert abgeglichen [10]. Die Kommune, deren Bevölkerungsdichte am nächsten am berechneten Durchschnittswert lag, wurde als repräsentative Modellkommune für den Regionstyp „Stadtregion“ ausgewählt.

Analog dazu wurde für die ländlichen Regionen verfahren: Auch hier wurde zunächst die durchschnittliche Bevölkerungsdichte aller ländlichen Regionen eines Bundeslandes ermittelt. Im Anschluss wurden die verfügbaren Kommunen mit diesem Wert verglichen, und diejenige Kommune ausgewählt, deren Bevölkerungsdichte dem Mittelwert am nächsten kommt [10]. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass keine Extremfälle (z. B. besonders dicht oder besonders dünn besiedelte Kommunen) ausgewählt werden, sondern typische Vertreter der jeweiligen Regionstypen. Abbildung 14 fasst das methodische Vorgehen in einem Schaubild zusammen.

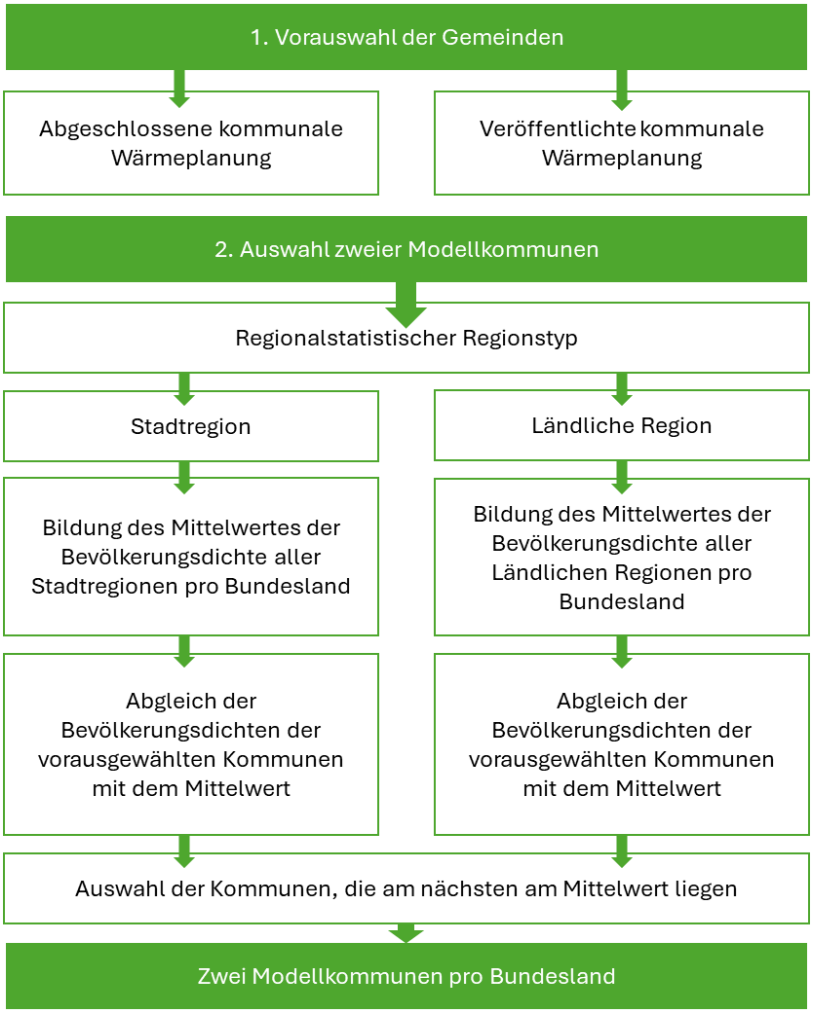


Abbildung 14: Methodisches Vorgehen zur Auswahl von Modellkommunen

Durch dieses Vorgehen entsteht eine systematische und vergleichbare Auswahl von Modellkommunen, die sowohl die Vielfalt der siedlungsstrukturellen Gegebenheiten als auch die Unterschiede zwischen den Bundesländern berücksichtigt. Abbildung 15 zeigt die ausgewählten Modellkommunen.



Abbildung 15: Ausgewählte Modellkommunen für die Analyse der kommunalen Wärmeplanungen

4.2.2 Auswertung der kommunalen Wärmepläne der Modellkommunen

Die analysierten Kommunen zeigen über alle Bundesländer hinweg eine deutliche strukturelle Tendenz: Die klassische Erdgasversorgung wird langfristig weitgehend zurückgedrängt, während Wärmenetze und dezentrale Versorgungssysteme als zentrale Zukunftsoptionen dominieren. Das Thema Biomethan nimmt dabei eine ambivalente Rolle ein – zwischen Übergangslösung, Nischenanwendung und lokal begrenztem Potenzialträger.

Nahezu alle betrachteten Kommunen – unabhängig von Regionstyp oder Bundesland – verfolgen strategisch eine Transformation der bestehenden Erdgasinfrastruktur hin zu Wärmenetzen und dezentralen Lösungen. Besonders auffällig ist, dass die Umstellung der Gasnetze nur selten als langfristig tragfähige Option betrachtet wird, stattdessen häufig Rückbau- oder Stilllegungsperspektiven diskutiert werden (z. B. Haldensleben, Jena) [25, 26]. Gasnetze werden nur noch punktuell als zukünftige Infrastruktur eingeordnet, etwa für industrielle

Großverbraucher (z. B. Homburg) [27]. Diese Entwicklung deutet darauf hin, dass Gasnetze in der kommunalen Wärmeplanung zunehmend ihre Rolle als flächendeckende Versorgungsstruktur verlieren.

Biomethan wird in vielen Wärmeplänen explizit erwähnt, jedoch meist mit eingeschränkter Perspektive:

1. Biomethan als Bestandteil von Wärmenetzen

In einer Vielzahl von Kommunen wird Biomethan als Einsatzoption innerhalb von Wärmenetzen gesehen, z. B.: Schleswig-Holstein (Nordhastedt, Scharbeutz), Niedersachsen (Hassendorf, Melle), Baden-Württemberg (Donaueschingen, Kehl), Brandenburg (Oranienburg) [28–33]. Dabei dient es primär als erneuerbare Ergänzung fossiler Energieträger, insbesondere in der Übergangsphase oder als flexible Energiequelle, z. B. zur Spitzenlastabdeckung. Die Rolle bleibt jedoch meist unterstützend – selten zentral.

2. Lokale Potenziale als entscheidender Faktor

Die tatsächliche Nutzung hängt stark von lokalen Gegebenheiten ab: Kommunen mit vorhandenen Biogasanlagen oder klar definierten Potenzialen (z. B. Hassendorf, Kehl, Schorfheide, Kelbra) berücksichtigen Biomethan deutlich konkreter [30, 33–35]. In vielen anderen Fällen wird explizit festgestellt: Kein bzw. zu geringes Potenzial (z. B. Fuldabrück, Böhlen) vorhanden, Biomethan ist wirtschaftlich nicht sinnvoll auf kommunaler Ebene (z. B. Löhnberg) oder es gibt keine bestehenden Anlagen (z. B. Burgthann, Regis-Breitingen) [36–40]. Dies zeigt, dass Biomethan stark an lokale Stoffströme und bestehende Infrastruktur gebunden und daher nicht flächendeckend skalierbar ist.

3. Begrenzte Rolle als Substitut im Gasnetz

Die Idee, bestehende Gasnetze auf Biomethan umzustellen, wird nur in Einzelfällen konkret verfolgt: Treuchtlingen weist explizit Prüfgebiete zur Umwidmung auf Biomethan aus [41]. Kelbra plant konkret die Einspeisung von aufbereitetem Biomethan ins Gasnetz [35]. Demgegenüber stehen zahlreiche Kommunen, die: eine Transformation auf grüne Gase als unwahrscheinlich einschätzen (z. B. Löhnberg, Bad Doberan), keine Verfügbarkeit von Biomethan feststellen (z. B. Meckenheim) oder bewusst auf andere Infrastrukturen fokussieren [38, 42, 43]. Insgesamt bleibt die Nutzung von Biomethan im Gasnetz die Ausnahme und nicht die Regel.

Ein wesentlicher Grund für die begrenzte Rolle des Biomethans liegt in der Konkurrenz zu anderen Transformationspfaden: Wärmenetze werden nahezu durchgängig als wirtschaftlich und technisch bevorzugte Lösung gesehen. Dezentrale Versorgungssysteme (z. B. Wärmepumpen) reduzieren zusätzlich die Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern. Wasserstoff wird in einigen Fällen als alternative Option für die Gasnetze diskutiert – allerdings meist ebenfalls auf spezielle Anwendungsfälle (Industriecluster) beschränkt. Damit entsteht eine Situation, in der Biomethan weder das Gasnetz flächendeckend retten kann noch als alleinige Lösung für die Wärmeversorgung betrachtet wird.

Zwischen ländlichen und städtischen Regionen zeigen sich gewisse Unterschiede. Ländliche Räume weisen tendenziell eine höhere Relevanz von Biogaspotenzialen (Landwirtschaft) auf. Es werden auch häufiger Diskussionen über die konkrete Nutzung oder den Weiterbetrieb bestehender Anlagen geführt. Städtische Räume fokussieren stärker auf Wärmenetze. Biomethan dient eher als ergänzender Energieträger ohne zentrale Rolle. Dennoch bleibt das Grundmuster in beiden Raumtypen ähnlich: Biomethan ist wichtig, aber nicht systemtragend.

Die Zusammenfassung der Ergebnisse der Analyse der kommunalen Wärmeplanungen ist im Anhang 1 zu finden.

4.2.3 Biomethan im Spannungsfeld von kommunaler Wärmeplanung, EEG-Förderende und dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG)

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass Biomethan in den untersuchten kommunalen Wärmeplanungen

überwiegend eine ergänzende Rolle einnimmt, während Wärmenetze und dezentrale Versorgungssysteme die zentralen Transformationspfade darstellen. Diese Einordnung steht jedoch zunehmend im Spannungsfeld aktueller energiepolitischer Entwicklungen. Insbesondere das Auslaufen der EEG-Förderung für zahlreiche Biogasanlagen sowie das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) verändern die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biomethan grundlegend.

Mit dem GModG wurde das bisherige Regelungssystem des Gebäudeenergiegesetzes deutlich verändert. Die bislang geltende 65 %-Erneuerbaren-Vorgabe für neu installierte Heizungen wurde aufgehoben. Stattdessen verfolgt das Gesetz einen technologieoffenen Ansatz, bei dem Eigentümer weiterhin zwischen Wärmepumpen, Wärmenetzen, Biomasseheizungen sowie Gas- und Ölheizungen wählen können. Gleichzeitig wurde mit der sogenannten „Bio-Treppe“ ein Mechanismus eingeführt, der für neu installierte fossile Heizungen einen schrittweisen steigenden Anteil erneuerbarer beziehungsweise klimaneutraler Brennstoffe vorsieht. Für nach Inkrafttreten neu eingebaute gas-, heizöl- oder flüssiggasbetriebene Heizungen in bestehenden Gebäuden sieht die Biotreppe steigende Anforderungen an den Einsatz entsprechender alternativer Brennstoffe vor: mindestens 10 Prozent ab 2029, 15 Prozent ab 2030, 30 Prozent ab 2035 und 60 Prozent ab 2040. Biomethan ist eine der hierfür vorgesehenen Optionen. Zugleich bestehen alternative Erfüllungsmöglichkeiten, etwa durch bestimmte Hybridlösungen. Für Biomethan entsteht dadurch ein zusätzlicher Nachfragesektor. Während die kommunale Wärmeplanung überwiegend auf Elektrifizierung, Wärmenetze und eine langfristige Reduktion der Gasnutzung ausgerichtet ist, schafft das GModG einen regulatorischen Rahmen, der den Weiterbetrieb gasförmiger Infrastrukturen grundsätzlich ermöglicht. Im Gegensatz zu vielen kommunalen Zielbildern wird die Verwendung erneuerbarer Gase damit nicht als Übergangslösung, sondern als langfristig zulässiger Dekarbonisierungspfad anerkannt. Hieraus ergibt sich ein Spannungsverhältnis zwischen kommunaler und bundespolitischer Ebene:

- Kommunale Wärmeplanung: Schwerpunkt auf Wärmenetzen, Wärmepumpen und perspektivisch sinkender Nutzung von Gasnetzen.
- Gebäudemodernisierungsgesetz: Fortführung gasbasierter Heizsysteme unter der Voraussetzung einer zunehmenden Nutzung klimaneutraler Brennstoffe wie Biomethan.

Aus diesen Regelungen lässt sich ein potenzieller Nachfrageimpuls für Biomethan ableiten. Dessen Umfang hängt jedoch unter anderem von den zukünftigen Entscheidungen beim Heizungstausch, der Nutzung alternativer Erfüllungsoptionen und der Entwicklung des Wärmebedarfs ab. Eine zusätzliche Nachfrage garantiert zudem weder die Realisierung neuer Aufbereitungskapazitäten noch eine kostengünstige Versorgung. Langfristige Abnahmeverträge können Investitionen erleichtern; gleichzeitig müssen Anlagenbetreiber und Abnehmer die Risiken zukünftiger Brennstoffpreise und infrastruktureller Veränderungen berücksichtigen. Die Potenzialanalyse des Berichts verdeutlicht die Grenzen einer breiten gasbasierten Versorgungsperspektive. Im betrachteten Szenario stehen einem Gesamtwärmebedarf privater Haushalte von rund 555 TWh/a Nutzenergie etwa 56 TWh/a potenzielles Biomethan beziehungsweise rund 50,4 TWh/a daraus bereitstellbare Nutzwärme gegenüber. Der rechnerische Deckungsgrad beträgt damit etwa neun Prozent. Dieser Wert beschreibt eine theoretische Zuordnung des betrachteten Potenzials zum Wärmebedarf privater Haushalte. Er berücksichtigt keine vollständige wirtschaftliche Umsetzung und keine konkurrierende Verwendung der Mengen. Auch die sektorspezifischen Deckungsgrade können nicht addiert werden, da ihnen jeweils dasselbe Biomethanpotenzial zugrunde liegt. Das zentrale Spannungsfeld besteht folglich darin, dass gebäuderechtlich angereizte gasbasierte Einzelentscheidungen und kommunale Infrastrukturstrategien auseinanderfallen können. Werden neue Gasheizungen in Gebieten installiert, für die langfristig ein Wärmenetzanschluss oder eine dezentrale elektrische Versorgung vorgesehen ist, entstehen zusätzliche Abstimmungsbedarfe. Bei sinkender Zahl der Gasnetzkunden können zudem die spezifischen Kosten des Netzbetriebs steigen, sofern die Kostenbasis nicht entsprechend reduziert wird.

Parallel hierzu läuft für einen wachsenden Teil der deutschen Biogasanlagen die EEG-Förderung aus. Für die betroffenen Anlagenbetreiber entsteht dadurch ein erheblicher wirtschaftlicher Anpassungsdruck. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und die Einspeisung in das Gasnetz stellen für viele Anlagen eine der wenigen langfristigen Weiterbetriebsperspektiven dar. Durch die mit dem GModG geschaffene zusätzliche Nachfrage nach erneuerbaren Gasen verbessern sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dieser Option

grundsätzlich. Gleichzeitig bleiben die strukturellen Grenzen von Biomethan bestehen. Die in Kapitel 4.1 ermittelten Potenziale zeigen, dass Biomethan selbst bei einer umfassenden Nutzung der technisch geeigneten Anlagen lediglich einen begrenzten Beitrag zur Deckung des deutschen Wärmebedarfs leisten kann. Die Verfügbarkeit ist regional stark unterschiedlich und reicht nicht aus, um einen großflächigen Erhalt der heutigen Gasversorgung zu begründen. Das Förderende führt auch nicht zwangsläufig zur Umstellung auf Biomethan. Für bestehende Biomasseanlagen besteht unter den jeweiligen Voraussetzungen die Möglichkeit einer ausschreibungsbasierten Anschlussförderung über zwölf Jahre. Darüber hinaus werden bestimmte Bestandsanlagen mit bestehendem Anschluss an eine Wärmeversorgungseinrichtung im Zuschlagsverfahren bevorzugt berücksichtigt. Damit bleibt die flexible Stromerzeugung mit Wärmenutzung ein relevanter konkurrierender Entwicklungspfad.

Die Aufbereitung zu Biomethan kann insbesondere dann attraktiv sein, wenn am bisherigen Anlagenstandort keine ausreichende Wärmenutzung möglich ist und geeignete Einspeisebedingungen bestehen. Durch den Transport über das Gasnetz lassen sich Erzeugung und Nutzung räumlich entkoppeln. Dem stehen zusätzliche Investitionen für Aufbereitung, Gastransport und Einspeisung sowie laufende Betriebs- und Nachweiskosten gegenüber. Die im Bericht ermittelte technische Eignung von rund 1.200 Bestandsanlagen ist deshalb als Ausgangspunkt einer vertiefenden Prüfung zu verstehen. Sie stellt keine Aussage darüber dar, welcher Anteil dieser Anlagen tatsächlich wirtschaftlich umgerüstet werden kann.

Besondere Aufmerksamkeit erfordert die Umstellung von Anlagen, deren BHKW-Wärme bereits zur Versorgung eines Wärmenetzes beiträgt. Wird das erzeugte Biogas künftig überwiegend aufbereitet und eingespeist, kann die bisherige Wärmebereitstellung entfallen oder zurückgehen. Eine zusätzliche Biomethanproduktion kann somit gleichzeitig einen Ersatzbedarf im lokalen Wärmesystem auslösen. Für die kommunale Wärmeplanung ist daher eine gemeinsame Bewertung der bisherigen Strom- und Wärmeerzeugung und des möglichen zukünftigen Biomethanabsatzes erforderlich. Maßgeblich ist der Beitrag des gesamten Versorgungskonzepts zur Transformation.

Insgesamt verändert das GModG die Rolle von Biomethan im Wärmesystem deutlich. Während Biomethan in vielen kommunalen Wärmeplänen vor allem als lokale Ergänzungsoption erscheint, wird es durch das GModG stärker zu einem marktbasierten und bilanziellen Dekarbonisierungsinstrument. Für die kommunale Wärmeplanung ergibt sich daraus die Notwendigkeit, Biomethan anhand konkreter Versorgungskonzepte zu berücksichtigen. Dazu gehören belastbare Aussagen über verfügbare Mengen, Anlagenperspektiven nach dem EEG-Förderende, bestehende Wärmelieferungen, mögliche Abnehmer und die Zukunft des jeweiligen Gasnetzabschnitts. Biomethan kann unter geeigneten Bedingungen eine Übergangslösung oder eine langfristige Ergänzung darstellen. Eine tragfähige Einordnung setzt jedoch voraus, dass Erzeugungs-, Gebäude- und Infrastrukturentscheidungen zeitlich und wirtschaftlich aufeinander abgestimmt werden.

4.3 Exkurs: Biomethan und Gasnetzgebietstransformationspläne

Im Kontext der zukünftigen Rolle von Biomethan in der Wärmeversorgung gewinnen die Gasnetzgebietstransformationspläne (GTP) und deren Weiterentwicklung zu Verteilernetzentwicklungsplänen (VNEP) an Bedeutung. Diese Planungsinstrumente stehen in enger Wechselwirkung mit der kommunalen Wärmeplanung und beeinflussen die Perspektiven von Biomethan sowie die zukünftige Entwicklung der Gasverteilnetze.

4.3.1 Einordnung und Zielstellung von Gasnetzgebietstransformationsplänen (GTP)

Gasnetzgebietstransformationspläne (GTP) bilden einen strategischen Planungsrahmen für die zukünftige Entwicklung der Gasverteilnetze. Als standardisiertes, bislang branchengetragenes Instrument unterstützen sie Gasverteilnetzbetreiber dabei, die langfristige Entwicklung der Gasnachfrage regional zu bewerten und geeignete Transformationspfade für ihre Netzgebiete abzuleiten. Dabei werden insbesondere der

Weiterbetrieb mit erneuerbaren Gasen wie Biomethan, die Umstellung von Netzabschnitten auf Wasserstoff sowie die Stilllegung nicht mehr benötigter Gasinfrastrukturen betrachtet. Die GTP ermöglichen damit eine räumlich und strukturell differenzierte Bewertung der Gasnetztransformation und liefern zugleich wichtige Informationen für die kommunale Wärmeplanung. Sie dienen insbesondere der Beantwortung der Frage, in welchen Gebieten ein Weiterbetrieb der Gasinfrastruktur technisch, wirtschaftlich und systemisch sinnvoll sein kann und wo perspektivisch eine Stilllegung oder alternative Wärmeversorgung in Betracht zu ziehen ist [4, 5].

Mit den Verteilernetzentwicklungsplänen (VNEP) soll die Transformationsplanung der Gas- und Wasserstoffverteilnetze künftig in einen gesetzlich geregelten Planungs- und Genehmigungsprozess überführt werden. Grundlage hierfür sind insbesondere die Artikel 56 und 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie 2024/1788. Die VNEP sollen die Entwicklungspfade der Verteilnetze gegenüber den zuständigen Regulierungsbehörden und weiteren betroffenen Akteuren transparent und nachvollziehbar darstellen. Zu den möglichen Pfaden gehören die Umwidmung bestehender Gasleitungen für den Wasserstofftransport, der Neubau von Wasserstoffverteilnetzen sowie die Stilllegung von Gasleitungen. Die bislang im GTP entwickelte Methodik soll dabei mit den regulatorischen Anforderungen an die VNEP zusammengeführt und zu einem umfassenden Transformationsrahmen für Wasserstoff, Biomethan und Netzstilllegungen weiterentwickelt werden. Im Unterschied zu den früheren, ausschließlich auf die Wasserstoffumstellung ausgerichteten Fahrplänen nach § 71k GEG erfassen die VNEP somit das gesamte Spektrum möglicher Entwicklungen der Gasverteilnetze. Die Abstimmung mit der übergeordneten Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung ist dabei von besonderer Bedeutung, da die Transformationsoptionen der Verteilnetze wesentlich von der zukünftigen Verfügbarkeit vorgelagerter Methan- und Wasserstoffinfrastrukturen abhängen [44].

Die Rechtsgrundlage des Instruments ist mit dem Wegfall der §§ 71 ff. GEG entfallen, woraufhin die Bundesnetzagentur die entsprechende FAUNA-Festlegung zum 1. Oktober 2026 aufgehoben hat. Der GTP-Prozess wird aktuell mit den Anforderungen an die VNEP zusammengeführt. Für 2026 ist keine reguläre GTP-Rückmeldung vorgesehen, ein weiterentwickelter Transformationsleitfaden ist für 2027 angekündigt.

4.3.2 Einordnung von Biomethan in den Kontext von Gasnetzgebietstransformationsplänen

Grundsätzlich eröffnet Biomethan eine Option zur Weiterverwendung bestehender Gasnetze, der schrittweisen Dekarbonisierung der Versorgung. In der Praxis zeigt sich jedoch eine differenzierte Bewertung:

a) Begrenzte Rolle als flächendeckende Transformationslösung

Die strukturellen Grenzen von Biomethan – insbesondere die begrenzte Verfügbarkeit – führen dazu, dass es in GTP typischerweise nicht als flächendeckende Alternative zu Erdgas betrachtet wird. Dies deckt sich mit den Ergebnissen der kommunalen Wärmeplanung, in der Biomethan überwiegend als ergänzende Option in Wärmenetzen oder als lokale Speziallösung auftritt. Biomethan verändert den Energieträger, verhindert jedoch keinen Nachfragerückgang durch Gebäudesanierung, Wärmepumpen oder Wärmenetzanschlüsse. Wenn die Absatzmenge sinkt, während wesentliche Netzkosten bestehen bleiben, können sich die spezifischen Versorgungskosten erhöhen. Deshalb ist zu untersuchen, ob eine gezielte Versorgung ausgewählter Großverbraucher oder zentraler Wärmeerzeuger wirtschaftlich günstiger ist als der Weiterbetrieb einer weit verzweigten Infrastruktur für eine geringe Restnachfrage. Für große Teile der Gasverteilnetze bleibt Biomethan keine tragfähige Perspektive für den langfristigen Weiterbetrieb.

b) Relevanz in spezifischen Anwendungsfällen

Gleichzeitig kann Biomethan in bestimmten Konstellationen eine wichtige Rolle spielen: in Regionen mit hoher Dichte an Biogasanlagen, für Industriecluster oder größere Wärmeabnehmer oder als temporäre Lösung in Transformationsphasen. Hier kann Biomethan dazu beitragen, den Rückbau von Netzen zeitlich zu strecken und bestehende Infrastrukturen effizient weiter zu nutzen. Fehlende Biomethanproduktion innerhalb einer Kommune schließt aber einen Bezug über das verbundene Gasnetz grundsätzlich nicht aus. Umgekehrt

stehen lokal erzeugte Mengen nicht automatisch für die örtliche Wärmeversorgung zur Verfügung, da sie an andere Abnehmer vermarktet werden können. Bei einer bilanziellen Versorgung müssen die erforderlichen Mengen und Eigenschaften über geeignete Liefer- und Nachweissysteme abgesichert werden. Für die Infrastrukturplanung bleibt unabhängig davon die physische Transport- und Versorgungssituation maßgeblich.

Neben der Jahresenergiemenge ist die zeitliche Übereinstimmung von Einspeisung und Verbrauch entscheidend. Einer vergleichsweise kontinuierlichen Biomethanerzeugung kann eine stark saisonale Wärmenachfrage gegenüberstehen. Insbesondere bei sinkendem sommerlichem Gasverbrauch ist zu prüfen, ob die eingespeisten Mengen vor Ort aufgenommen oder in vorgelagerte Netze weitergeleitet werden können. Mögliche Anforderungen an Rückspeisung, Verdichtung oder andere technische Maßnahmen müssen deshalb in die Bewertung einbezogen werden. Eine ausgeglichene Jahresbilanz allein gewährleistet keinen technisch gesicherten Netzbetrieb.

Vor dem Hintergrund von GTP ergibt sich eine präzisierte Rolle von Biomethan. Biomethan ist keine hinreichende Grundlage, um Gasnetze flächendeckend zu erhalten, d.h. es kann nicht als Instrument zur Netzsicherung dienen. Es kann aber dazu beitragen, bestehende Infrastrukturen temporär weiter zu nutzen, insbesondere im Kontext des EEG-Förderendes. Darüber hinaus kann Biomethan Teil von Strategien sein, die kurzfristig Gasnetze stabilisieren, aber langfristig jedoch einen geordneten Rückzug aus der Gasversorgung vorsehen.

Für die Gasnetzgebietstransformationsplanung ist Biomethan damit weder auf eine reine Übergangsfunktion zu begrenzen noch pauschal als Begründung für den Erhalt bestehender Netze anzusetzen. Seine langfristige Rolle ergibt sich aus dem Zusammenwirken gesicherter Mengen, geeigneter Abnehmer, technisch nutzbarer Transportwege und wirtschaftlich tragfähiger Netzstrukturen. Die kommunale Wärmeplanung liefert hierfür die räumliche Versorgungsperspektive; die netzbezogene Transformationsplanung konkretisiert deren infrastrukturelle Voraussetzungen. Erst die abgestimmte Betrachtung beider Ebenen ermöglicht eine belastbare Entscheidung darüber, wo Biomethan dauerhaft zur Wärmeversorgung beitragen kann.

5 Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse des vorliegenden Berichts zeigen deutlich, dass Biomethan im Kontext der kommunalen Wärmeplanung eine ambivalente und systemisch begrenzte Rolle einnimmt. Die grundsätzliche Stärke des Energieträgers liegt in seiner hohen infrastrukturellen Kompatibilität und seiner Flexibilität im Einsatz, wodurch er insbesondere in bestehenden Gas- und Wärmesystemen kurzfristig zur Dekarbonisierung beitragen kann. Gleichzeitig wird jedoch deutlich, dass diese Vorteile durch strukturelle Einschränkungen – insbesondere die begrenzten Potenziale und die starke regionale Heterogenität – relativiert werden.

Die quantitativen Analysen verdeutlichen, dass Biomethan selbst unter optimistischen Annahmen nur einen vergleichsweisen kleinen Anteil am gesamten Wärmebedarf decken kann. Damit scheidet es als tragende Säule einer flächendeckenden Wärmeversorgung aus. Vielmehr handelt es sich um eine Ressource, die gezielt und priorisiert eingesetzt werden muss – beispielsweise in solchen Sektoren oder Anwendungen, in denen alternative Dekarbonisierungsoptionen begrenzt sind.

Die Auswertung kommunaler Wärmeplanungen zeigt zudem, dass diese Einschätzung bereits weitgehend in der Praxis angekommen ist. Biomethan wird überwiegend als ergänzende Option wahrgenommen, während Wärmenetze und elektrische Technologien (insbesondere Wärmepumpen) die zentralen Transformationspfade darstellen. Eine umfassende Umstellung der Gasnetze auf Biomethan wird hingegen nur in wenigen Fällen aktiv verfolgt.

Gleichzeitig wird deutlich, dass sich die Rahmenbedingungen für Biomethan derzeit dynamisch verändern. Insbesondere das Auslaufen der EEG-Förderung für Bestandsanlagen sowie der regulatorische Rahmen des Gebäudemodernisierungsgesetzes, welches seit 29.07.2026 gilt, führen zu einer Neupositionierung von Biomethan im Energiesystem. Während auf kommunaler Ebene tendenziell ein Rückgang der Gasinfrastruktur angestrebt wird, entsteht auf nationaler Ebene eine zusätzliche Nachfrage nach erneuerbaren Gasen. Diese gegenläufigen Entwicklungen führen zu einer zunehmenden Entkopplung von lokaler Planung und überregionalem Energiemarkt.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass Biomethan künftig weniger als lokal planbarer Energieträger, sondern vielmehr als marktbasiertes und bilanzielles Dekarbonisierungsinstrument an Bedeutung gewinnen wird. Seine Rolle verschiebt sich damit von einer infrastrukturellen Option hin zu einer systemischen Ergänzungsgröße, die insbesondere die Wirtschaftlichkeit und Zukunftsfähigkeit bestehender gasbasierter Anwendungen beeinflusst.

Für die kommunale Wärmeplanung ergibt sich daraus die Notwendigkeit, Biomethan differenziert zu betrachten: Es sollte weder überschätzt noch vollständig ausgeblendet werden. Vielmehr ist eine strategisch selektive Integration erforderlich, die sowohl regionale Potenziale als auch systemische Entwicklungen berücksichtigt.

Literaturverzeichnis

[1] ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH et al., *Leitfaden Wärmeplanung: Begleitdokument Technikkatalog*, Heidelberg, Freiburg, Stuttgart, Berlin **2024**.

[2] https://www.shk-nrw.de/fileadmin/Dateiliste/Dokumente/News/2026/01-03/Eckpunkte_Gebaeudemodernisierungsgesetz.pdf (Accessed on May 26, 2026).

[3] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), *Klimaneutral mit Biomethan: Welche Regionen in Deutschland umsteigen können*, Bonn **2026**.

[4] DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., *Der Gasnetzgebietstransformationsplan: Ergebnisbericht 2025* **2025**.

[5] DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., VKU, *Gasnetzgebietstransformationsplan GTP: Leitfaden 2025* **2025**.

[6] Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt, *Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2024*, 2025th ed., Hintergrundpapier **2025**.

[7] in *Bundesgesetzblatt* **2023**.

[8] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz): GEG* **2020**.

[9] https://www.kww-halle.de/praxis-kommunale-waermewende/status-quo-der-kwp (Accessed on May 18, 2026).

[10] https://experience.arcgis.com/experience/480e8a1a8b564fd8b389e30aaeae4565 (Accessed on May 18, 2026).

[11] J. Schaffert, L. Heidbreder, M. Fiebrandt, N. Brede, J. Senner, E. Tali, F. Burmeister, R. Albus, E. Grube, P. Pietsch, P. Enzmann, C. Staudt, F. Mörs, F. Graf, *Erweiterte Nutzung Erneuerbarer Gase - ENEVEG: DVGW-Förderkennzeichen G202114* **2024**.

[12] Umweltbundesamt (UBA), AGEE-Stat, *Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2025* **2026**.

[13] Fachverband Biogas e. V., *Branchenzahlen 2025* **2026**.

[14] https://www.marktstammdatenregister.de/.

[15] https://www.dena.de/biogaspartner/biomethan/einspeiseatlas/ (Accessed on May 18, 2026).

[16] J. Daniel-Gromke, N. Rensberg, V. Denysenko, T. Barchmann, K. Oehmichen, M. Beil, W. Beyrich, B. Krautkremer, M. Trommler, T. Reinholz, J. Vollprecht, C. Rühr, *Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht: Abschlussbericht* **2020**.

[17] https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/waerme/ (Accessed on April 01, 2026).

[18] AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken* **2025**.

[19] AGFW, *Hauptbericht: 2024*, Frankfurt am Main **2025**.

[20] https://www.waermepreise.info/ (Accessed on May 18, 2026).

[21] https://biogas.fnr.de/biogas-gewinnung/anlagentechnik/biogasaufbereitung/ (Accessed on April 01, 2026).

[22] R. Erler, E. Schuhmann, W. Köppel, C. Bidart, *Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential)* **2019**.

[23] https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltzustand-trends/energie/endenergieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren.

[24] https://www.bmv.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html (Accessed on May 19, 2026).

[25] HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, *Kommunale Wärmeplanung Jena* **2025**.

[26] PLANCON Beratende Ingenieure Ochla & Gerdt PartG mbB, *Kommunale Wärmeplanung Stadt Haldensleben* **2025**.

[27] greenventory GmbH, *Entwurf: Kommunaler Wärmeplan Stadt Homburg* **2026**.

[28] IPP ESN Power Engineering GmbH, greenventory GmbH, *Kommunale Wärmeplanung der Region Heide (Stadt Heide & Amt Heider Umland)* **2024**.

[29] Green Planet Energy eG, greenventory GmbH, *Kommunale Wärme- und Kälteplanung Scharbeutz und Timmendorfer Strand* **2025**.

[30] EWE Netz GmbH, greenventory GmbH, *Kommunale Wärmeplanung für die Samtgemeinde Sottrum* **2025**.

[31] greenventory GmbH, *Kommunale Wärmeplanung Melle* **2025**.

[32] greenventory GmbH, *Kommunale Wärmeplanung Konvoi Südbaar: Abschlussbericht Donaueschingen* **2024**.

[33] badenovaNETZE GmbH, Wärmegesellschaft Kehl GmbH & Co. KG, badenovaWÄRMEPLUS GmbH & Co. KG, Smart Geomatics Informationssysteme GmbH, *Kommunale Wärmeplanung der Stadt Kehl* **2023**.

[34] Green Wind Innovation GmbH & Co. KG, *Kommunale Wärmeplanung Gemeinde Schorfheide* **2024**.

[35] Leipziger Institut für Energie, ENEKA Energie & Karten GmbH, *Kommunale Wärmeplanung für die Verbandsgemeinde Goldene Aue* **2025**.

[36] Etanomics Service GmbH, *Kommunaler Wärmeplan für die Gemeinde Fuldabrück* **2025**.

[37] mellon Gesellschaft für nachhaltige Infrastruktur, KEM Kommunalentwicklung Mitteldeutschland GmbH, arete GmbH, *Kommunaler Wärmeplan der Stadt Böhlen* **2025**.

[38] Syna GmbH, *Kommunale Wärmeplanung Gemeinde Löhnberg* **2024**.

[39] Institut für Energietechnik IfE GmbH an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden, *Kommunale Wärmeplanung für die Gemeinde Burgthann* **2025**.

[40] mellon Gesellschaft für nachhaltige Infrastruktur, KEM Kommunalentwicklung Mitteldeutschland GmbH, arete GmbH, *Kommunaler Wärmeplan der Stadt Rötha* **2025**.

[41] greenventory GmbH, *Kommunale Wärmeplanung Treuchtlingen* **2025**.

[42] Theta Concepts GmbH, KUBUS Kommunalberatung und Service GmbH, *Kommunaler Wärmeplan für die Stadt Bad Doberan* **2025**.

[43] Tilia GmbH, Smart Geomatics Informationssysteme GmbH, *Kommunale Wärmeplanung für die Stadt Meckenheim* **2025**.

[44] https://www.ihk.de/braunschweig/beratung-und-service/umwelt-und-energie/energie/energiepolitik/festlegung-fauna-der-bundesnetzagentur-6399820 (Accessed on May 26, 2026).

Anhang

Anhang 1: Analyseergebnisse der kommunalen Wärmepläne in Bezug auf Biogas, Biomethan und zukünftige Erdgasversorgung 34

Anhang 1: Analyseergebnisse der kommunalen Wärmepläne in Bezug auf Biogas, Biomethan und zukünftige Erdgasversorgung

Bundes-land	Gemeinde	Regional-statistischer Raumtyp	Gemeinde-verbund/Konvoi	Bestandsanalyse		Potenzialanalyse	Szenarioanalyse	Umsetzungsstrategie
				Wärmebe-darf bzw. Endenergie	Dominanter Energie-träger			
Schleswig-Holstein	Nordhastedt	Ländliche Region	Kirchspielsland-gemeinde Heider Umland	702 GWh/a	Erdgas (70 %)	-	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen Biogas bzw. Biomethan für den Einsatz in Wärmenetzen	Maßnahmen zum Wärmenetzausbau und -transformation z.T. Nutzung von Biogas/Biomethan vorgesehen
	Scharbeutz	Stadtregion	Scharbeutz und Timmendorfer Strand	167 GWh/a	Erdgas (52 %)	-	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen Biomethan als kurzfristige erneuerbare Wärmequelle bei Wärmenetzen	Maßnahmen zum Wärmenetzausbau und -transformation z.T. Nutzung von Biogas/Biomethan vorgesehen
Nieder-sachsen	Hassendorf	Ländliche Region	Samtgemeinde Sottrum	141 GWh/a	Erdgas (52 %)	Biogaspotenzial zur Stromerzeugung (106 GWh/a) und Wärmepotenzial (156 GWh/a)	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen Biogas bzw. Biomethan für den Einsatz in Wärmenetzen	Maßnahme: Lokale Nutzung von Biogas aus bestehen-den Biogasanlagen u.a. Möglichkeit der Einspeisung von Methan in bestehende oder geplante Wärmenetze überprüfen

Bundes-land	Gemeinde	Regional-statistischer Raumtyp	Gemeinde-verbund/Konvoi	Bestandsanalyse		Potenzialanalyse	Szenarioanalyse	Umsetzungsstrategie
				Wärmebe-darf bzw. Endenergie	Dominanter Energie-träger			
	Melle	Stadtregion	-	752 GWh/a	Erdgas (54 %)	-	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen Biogas für den Einsatz in Wärmenetzen	Maßnahme: Erarbeitung einer Perspektive für Biogasanlagen
Nordrhein-Westfalen	Marienheide	Ländliche Region	-	187 GWh/a	Erdgas (67 %)	-	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen Überlegungen zur Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf grüne Gase, aber keine Ausweisung als Prüfgebiet	-
	Meckenheim	Stadtregion	-	245 GWh/a	Erdgas (75 %)	Biogaspotenziale aus Bioabfall (2.680 MWh/a) und Rindermist (360 bis 420 MWh)	Keine Verfügbarkeit von Biomethan im Untersuchungsgebiet Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen	-

Bundes-land	Gemeinde	Regional-statistischer Raumtyp	Gemeinde-verbund/Konvoi	Bestandsanalyse		Potenzialanalyse	Szenarioanalyse	Umsetzungsstrategie
				Wärmebe-darf bzw. Endenergie	Dominanter Energie-träger			
Hessen	Löhnberg	Ländliche Region	-	44 GWh/a	Erdgas (44 %)	Landwirtschaftliche Betriebe zu klein für einen Betrieb einer Biogasanlage → nur sinnvoll auf Kreisebene	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen Versorgung über grüne Gase ist aufgrund der zukünftig stark sinkenden Gasnachfrage und der Entfernung zum H2-Backbone für das gesamte Betrachtungsgebiet unwahrscheinlich	-
	Fuldabrück	Stadtregion	-	151 GWh/a	Heizöl (58 %)	keine Biogasanlage im Untersuchungs-gebiet vorhanden	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung	-
Rheinland-Pfalz	Linkenbach	Ländliche Region	Verbandsgemeinde Puderbach	329 GWh/a	Erdgas	-	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen Biogas für den Einsatz in Wärmenetzen	-
	Nievern	Stadtregion	Verbandsgemeinde Bad Ems - Nassau	ca. 638 GWh/a	Heizöl (48 %)	-	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen	-

Bundes-land	Gemeinde	Regional-statistischer Raumtyp	Gemeinde-verbund/Konvoi	Bestandsanalyse		Potenzialanalyse	Szenarioanalyse	Umsetzungsstrategie
				Wärmebe-darf bzw. Endenergie	Dominanter Energie-träger			
							Ausweisung von Prüfgebieten, aber keine nähere Beschreibung	
Baden-Württem-berg	Donau-eschingen	Ländliche Region	Konvoi Südbaar	283 GWh/a	Erdgas (56 %)	-	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze und dezentrale Versorgungsstrukturen Biogas bzw. Biomethan für den Einsatz in Wärmenetzen	Maßnahmen zum Wärmenetzausbau und -transformation: z.T. Nutzung von Biogas/Biomethan vorgesehen
	Kehl	Stadtregion	-	Endenergie: 1.473.100 MWh/a	Erdgas (50 %)	Biogaspotenzial von 29.260 MWh/a (für Stromerzeugung, Wärmerzeugung)	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze Biogas bzw. Biomethan für den Einsatz in Wärmenetzen	-
Bayern	Treucht-lingen	Ländliche Region	-	182 GWh/a	Heizöl (43 %)	-	Prüfgebiet Biomethan ausgewiesen, zwei Prüfgebiete, in denen sowohl Wärmeversorgung über Wärmenetze möglich wäre oder eine Umwidmung des Gasnetzes zu Biomethan stattfinden könnte, Biogas bzw. Biomethan für den Einsatz in Wärmenetzen	Transformationsplan des Gasnetzes z.B. Umstellung auf Biomethan

Bundes-land	Gemeinde	Regional-statistischer Raumtyp	Gemeinde-verbund/Konvoi	Bestandsanalyse		Potenzialanalyse	Szenarioanalyse	Umsetzungsstrategie
				Wärmebe-darf bzw. Endenergie	Dominanter Energie-träger			
	Burgthann	Stadtregion	-	Endenergie: 116 GWh/a	Heizöl (55 %)	Biogaspotenzial von 8 GWh/a, aber keine Biogasanlage vorhanden	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung	-
Saarland	Oberthal	Ländliche Region	-	70 GWh/a	Heizöl (58 %)	Benennung von Biomethan aber keine Größenordnung	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung	-
	Stadt Homburg	Stadtregion	-	802 GWh/a	Erdgas (82 %)	-	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung Eignung Gasnetztransformation (H_2/ Biomethan) hauptsächlich bei Industriegebieten mit lokalen Großverbrauchern	-
Branden-burg	Schorfheide	Ländliche Region	-	182.899 MWh/a	Erdgas (61 %)	Biogasstrom-Potential von 8,95 GWh/a, Biogaswärme-potential von 15,34 GWh/a	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung	-
	Oranienburg	Stadtregion	-	845,2 GWh/a	Erdgas	Biogasanlage in Schmachtenhagen vorhanden	Ausweisung von Gas-Prüfgebieten: mgl. Wasserstoffnetze für Industrieunternehmen in Gewerbegebieten Biogas bzw. Biomethan für den Einsatz in Wärmenetzen	-

Bundesland	Gemeinde	Regionalstatistischer Raumtyp	Gemeindeverbund/Konvoi	Bestandsanalyse		Potenzialanalyse	Szenarioanalyse	Umsetzungsstrategie
				Wärmebedarf bzw. Endenergie	Dominanter Energieträger			
Mecklenburg-Vorpommern	Groß Wokern	Ländliche Region	Amt Mecklenburgische Schweiz	Endenergie: 76 GWh/a	Heizöl (30,7 %)	Gespräche mit Biogasanlagenbetreibern zur Weiternutzung: hauptsächlich zur Wärmeversorgung keine Überlgungen zu Biomethan	Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wärmenetze Biogas bzw. Biomethan für den Einsatz in Wärmenetzen	-
	Bad Doberan	Stadtregion	-	Endenergie: 104 GWh/a	-	kein Potenzial für Biogas/Biomethan im Untersuchungsgebiet Überregionale Verfügbarkeit von Biomethan zur Transformation des Erdgasnetzes wird geprüft	Transformation des Gasnetzes Einstufung als unwahrscheinlich, kein Prüfgebiet für grüne Gasnetze	-
Sachsen	Regis-Breitingen	Ländliche Region	Stadt Rötha	66 GWh/a	Erdgas (59 %)	Keine Biogasanlagen vorhanden	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung	-
	Böhlen	Stadtregion	-	Endenergie: 498 GWh/a	Erdgas	Keine Biogasanlagen vorhanden → kein Biomethanpotenzial	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung	-
Sachsen-Anhalt	Kelbra (Kyffhäuser)	Ländliche Region	Verbandsgemeinde Goldene Aue	105,5 GWh/a	Erdgas (37 %)	Biogasanlage in Wallhausen: DAH-Gruppe plant Biogas zu Biomethan zu veredeln und mit Leistung von 1,2 MW in das Gasnetz einzuspeisen	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung	-

Bundes-land	Gemeinde	Regional-statistischer Raumtyp	Gemeinde-verbund/Konvoi	Bestandsanalyse		Potenzialanalyse	Szenarioanalyse	Umsetzungsstrategie
				Wärmebe-darf bzw. Endenergie	Dominanter Energie-träger			
	Haldens-leben	Stadtregion	-	258 GWh/a	Erdgas (75 %)	Annahme: kein Weiterbetrieb der bestehenden Gasinfrastruktur über das Jahr 2045	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung	-
Thüringen	Leinefelde-Worbis	Ländliche Region	-	258,21 GWh/a	Erdgas (63 %)	-	Perspektiven der Gasversorgung: fortwährende Prüfung, mögliche zukünftige Stilllegung abhängig vom Ausbau der Wärmenetze	-
	Jena	Stadtregion	-	935 GWh/a	Erdgas bei privaten Haushalten, Fernwärme bei Industrie und Kommune	Biomethanpotenzial von etwa 11,2 GWh/a	Fokus auf Wärmenetze und dezentrale Versorgung	Erstellung einer Stilllegungsstrategie für das Gasnetz

Unabhängige Unternehmensgruppe des DVGW

DBI Gruppe

www.dbi-gruppe.de

QR-Code scannen, um
mehr über uns zu erfahren.

» www.dbi-gruppe.de