

Biomethan

Nutzungsoptionen von Biomethan in der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft

Abschlussbericht



© freepik - photoangel

Impressum

Forschungsbericht

Biomethan

Nutzungsoptionen von Biomethan in der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft

Durchführung

Projektleitung:

Elisabeth Grube, M.Sc.

elisabeth.grube@dbi-gruppe.de

T +49 3731 4195-329

Projektbearbeitung:

Dipl.-Wi.-Ing. Thomas Wenzel

Patrick Heinrich, B.Sc.

Dipl.-Wi.-Ing. Florian Lehnert

Nico Steyer, M.Sc.

Dipl.-Ing. Mareike Bleidießel

Kontakt

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH

Freiberg

Halsbrücker Straße 34

D-09599 Freiberg

www.dbi-gruppe.de

Projektpartner

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH
Freiberg

Laufzeit

01.04.2024 bis 31.10.2024

Inhalt

| | |
|---|-----------|
| Abbildungsverzeichnis | II |
| Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis | III |
| 1 Motivation und Zielsetzung | 1 |
| 2 Aktueller Stand zur Biogaslandschaft und geplantem H₂-Kernnetz in Deutschland | 2 |
| 2.1 Biogaserzeugung | 2 |
| 2.2 Biogasanlagenbestand in Deutschland | 3 |
| 2.3 Wasserstoffkernnetz in Deutschland | 6 |
| 2.3.1 Hintergrund zum Wasserstoffkernnetz | 6 |
| 2.3.2 Aktueller Planungsstand des Wasserstoffkernnetzes | 6 |
| 2.4 Potenzielle Konkurrenz zwischen Biogas/Biomethan und Wasserstoff | 8 |
| 2.5 Methodenentwicklung zur Definition der Vorzugsregionen | 9 |
| 3 Biogasnutzungskonzepte in Methangebieten | 12 |
| 3.1 Fortsetzung der Nutzung als KWK-Anlagen | 12 |
| 3.1.1 Weiterführende Nutzung als Energiequelle für Wärmenetze | 12 |
| 3.2 Umwidmung von verstromender Biogasanlagen zu Biogaseinspeiseanlagen | 14 |
| 3.3 Clusterung von Biogasanlagen zu Sammelleitungen | 16 |
| 3.3.1 Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz | 20 |
| 3.3.2 Verwendung von teilaufbereitetem Biogas oder Biomethan für Industrieprozesse | 21 |
| 4 Biogasnutzungskonzepte in Mischgebieten | 23 |
| 4.1 Fortsetzung der Nutzung als KWK-Anlage | 23 |
| 4.1.1 Weiterführende Nutzung als Energiequelle für Wärmenetze | 23 |
| 4.2 Clusterung der Biogasanlagen zu Sammelleitungen | 25 |
| 4.2.1 Verwendung von teilaufbereitetem Biogas oder Biomethan für Industrieprozesse | 27 |
| 5 Biogasnutzungskonzepte in Wasserstoffgebieten | 29 |
| 5.1 Fortsetzung der Nutzung als KWK-Anlage | 29 |
| 5.1.1 Weiterführende Nutzung als Energiequelle für Wärmenetze | 29 |
| 5.2 Umwandlung zu Bio-LNG und Bio-CNG | 31 |
| 5.3 Biogas-to-X | 31 |
| 5.4 Umwandlung von Biogas zu Wasserstoff | 32 |
| 6 Zusammenfassung | 34 |
| Literaturverzeichnis | 35 |
| Anhang | 38 |

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung summierte elektrische Nettonennleistung der Biogasanlagen je Landkreis4

Abbildung 2: Methanertrag der jeweiligen Biogasanlagenstandorte in Deutschland.....5

Abbildung 3: Verlauf des H₂-Kernnetzes zum Planungsstand Juli 2024 (Quelle FNB [17])7

Abbildung 4: Darstellung der einzelnen Vorzugsregionen10

Abbildung 5: Methanerträge in den jeweiligen Vorzugsregionen.....11

Abbildung 6: potenzieller Anteil an Abwärme aus Biogasanlagen in Methangebieten zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor13

Abbildung 7: Darstellung potenzieller Biomethaneinspeiseanlagen im Methangebiet (Leistung > 150 kW, Entfernung < 1 km von Erdgasfernleitungsnetz)15

Abbildung 8: Schema zur Netzbildung nach Teilstrecken-Mindestbelegung17

Abbildung 9: Netzverlauf modellierter Biogasnetze inklusive Biogasbelegung der einzelnen Netze in Methangebieten für Szenario 1 (Biogasbelegung > 2.000 kWh/m)18

Abbildung 10: Netzverlauf modellierter Biogasnetze inklusive Biogasbelegung der einzelnen Netze in Methangebieten für Szenario 2 (Biogasbelegung > 500 kWh/m)19

Abbildung 11: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zum Erdgasnetz für Szenario 1 der Methangebiete20

Abbildung 12: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zum Erdgasnetz für Szenario 2 der Methangebiete21

Abbildung 13: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zu einem Industriestandort für Szenario 1 in den Methangebieten22

Abbildung 14: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zu einem Industriestandort für Szenario 2 in den Methangebieten22

Abbildung 15: potenzieller Anteil an Abwärme aus Biogasanlagen in Mischgebieten zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor24

Abbildung 16: Netzverlauf modellierter Biogasnetze in Mischgebieten für Szenario 1 (Biogasbelegung > 2.000 kWh/m).....25

Abbildung 17: Netzverlauf modellierter Biogasnetze in Mischgebieten für Szenario 2 (Biogasbelegung > 500 kWh/m).....26

Abbildung 18: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zu einem Industriestandort für Szenario 1 in den Mischgebieten27

Abbildung 19: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zu einem Industriestandort für Szenario 2 in den Mischgebieten28

Abbildung 20: potenzieller Anteil an Abwärme aus Biogasanlagen in Wasserstoffgebieten zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor30

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Gleichung 1: Berechnungsformel zur Abschätzung des Erdgasbedarfs je Landkreis | 9 |
| Gleichung 2: Reaktionsgleichung der Dampfreformierung von Methan..... | 32 |
| Gleichung 3: Wassergas-Shift-Reaktion..... | 32 |
| Gleichung 4: Pyrolyse von Methan..... | 33 |

Allgemeine Abkürzungen

| | |
|----------|--|
| BEV: | Battery Electric Vehicle (Elektrofahrzeuge) |
| BHKW: | Blockheizkraftwerk |
| CNG: | Compressed Natural Gas |
| EB (BL): | Erdgasbedarf des Bundeslandes |
| EB (LK): | Erdgasbedarf des Landkreises |
| EE: | Erneuerbare Energien |
| EEG: | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EU: | Europäische Union |
| EW (BL): | Einwohnerzahl des Bundeslandes |
| EW (LK): | Einwohnerzahl des Landkreises |
| FNB Gas: | Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas |
| GIS: | Geoinformationssystem |
| KWK: | Kraftwärmekopplung |
| LKW: | Lastkraftwagen |
| LNG: | Liquefied Natural Gas |
| RED II: | Renewable Energies Directive II (Erneuerbare Energien Richtlinie II) |
| PV: | Photovoltaik |
| THG: | Treibhausgas |
| z.B.: | zum Beispiel |

Chemische Formelzeichen

| | |
|-------------------|-------------------|
| C: | Kohlenstoff |
| CH ₄ : | Methan |
| CO ₂ : | Kohlenstoffdioxid |
| NO _x : | Stickoxide |
| SO _x : | Schwefeldioide |
| H ₂ : | Wasserstoff |

Einheiten

| | |
|---------|-----------------|
| a: | Jahr |
| €: | Euro |
| Km: | Kilometer |
| kW: | Kilowatt |
| kWh: | Kilowattstunden |
| m: | Meter |
| MW: | Megawatt |
| TWh: | Terawattstunde |
| Vol.-%: | Volumenprozent |

1 Motivation und Zielsetzung

Die Energieversorgung in Deutschland ist überwiegend auf die Nutzung fossiler Rohstoffe zur Strom- und insbesondere Wärmeerzeugung ausgerichtet. In ausgewählten Sektoren, wie der Mobilität, aber auch im Gebäudesektor gibt es konkrete Bestrebungen zur Elektrifizierung (BEV, Wärmepumpen etc.). Neuere Systemstudien gehen im Vergleich zu älteren Systemstudien davon aus, dass eine reine Stromwelt (all-electric) nicht in allen Bereichen realistisch und volkswirtschaftlich sinnvoll ist, auch aufgrund der begrenzten Wind- und PV-Potenziale in Deutschland. Zukünftig werden daher neben Strom auch gasförmige Endenergieträger (Moleküle) für die Versorgung benötigt.

Wasserstoff bietet in vielen Anwendungsbereichen Potenziale für den Einsatz und trägt damit zur THG-Reduktion bei, z.B. in der Industrie (Eisen/Stahl) und in der Mobilität (Brennstoffzelle). Des Weiteren gibt es Anwendungsbereiche, in denen der Einsatz von Wasserstoff zwar technisch möglich, aber nicht die favorisierte Option ist. Beispiele hierfür sind insbesondere die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme in der Industrie und die Wärmeversorgung von Haushalten. Darüber hinaus ist der stoffliche C-Input (Kohlenstoff) für verschiedene industrielle Prozesse (bspw. in der Harnstoffproduktion) alternativlos. Daher rücken erneuerbare Gase wie Biogas/ Biomethan nach einer zeitweisen Stagnation erneut in den Fokus. Der Vorteil dieser EE-Gase liegt in der erprobten und verfügbaren Anlagentechnik.

Allerdings befindet sich die Biogasbranche derzeit in einer schwierigen Situation. Erste Anlagen fallen nach 20 Jahren aus dem bisherigen Geschäftsmodell der EEG-Förderung für die Stromerzeugung heraus. Um ihre Anlagen weiter betreiben zu können, benötigen Biogasanlagenbetreiber zukunftsfähige Geschäftsmodelle. Ein Rückbau bzw. die Stilllegung der Anlagen wäre vor dem Hintergrund der ambitionierten Klimagesetzgebung kontraproduktiv. Eine wesentliche Option besteht darin, die Biogasanlage umzurüsten und um eine Aufbereitungsanlage zu erweitern, damit das Biomethan vor Ort in die bestehende Gasnetzinfrastruktur eingespeist werden kann. Aufgrund der unsicheren Situation bei Biomethan und Wasserstoff gibt es derzeit unterschiedliche Infrastrukturplanungen der einzelnen Gasnetzbetreiber (Transport- und Verteilnetzebene), die nicht nahtlos ineinandergreifen.

Entscheidend ist daher, die Gesamtsituation von Biomethan und Wasserstoff deutschlandweit zu betrachten und Wege aufzuzeigen, wie beide Energieträger bedarfsgerecht synergetisch koexistieren können, ohne den Ausbau des Wasserstoffnetzes negativ zu beeinflussen oder zu bremsen.

Um die genannten Schwerpunkte zu adressieren, wurde eine Kurzstudie bearbeitet, welche die Synergien und möglichen Hemmnisse von Wasserstoff (H_2) und Biomethan kurz beleuchtet und mögliche Nutzungskonzepte für erneuerbare Gase aufzeigt. Folgende Arbeitsschwerpunkte stehen in der Studie im Fokus:

- Deutschlandweite GIS-Analyse zum aktuellen Biogasanlagenbestand (Anzahl, Leistung, Biogasmengen)
- Ermittlung von prädestinierten Einspeiseanlagen/ Clusterregionen anhand geeigneter Parameter (Nennleistung, Alter, Nähe zum Gasnetz etc.)
- Identifizierung von Vorzugsregionen für
 - Eine hohe Methandurchdringung („Methangebiet“)
 - Eine hohe Wasserstoffdurchdringung („Wasserstoffgebiet“)
 - Mischgebiete ($CH_4 + H_2$)
- Ableitung von reinen Biogasnetzen in Methangebieten und Ermittlung der Energiemengen/ Leistung
- Aufzeigung techno-ökonomisch sinnvoller Biogasnutzung und Alternativen zur Einspeisung (Wärme, Industrie, Mobilität)

Das Ziel ist es, Empfehlungen zu geben, welche grundsätzlichen Konzepte zur synergetischen Nutzung von Biomethan und H_2 bestehen.

2 Aktueller Stand zur Biogaslandschaft und geplantem H₂-Kernnetz in Deutschland

2.1 Biogaserzeugung

Biogas ist eine erneuerbare Energiequelle, die durch den biologischen Abbau von organischem Material in einem anaeroben Prozess entsteht. Dabei wird das Material in Biogasanlagen unter Ausschluss von Sauerstoff durch Mikroorganismen zersetzt. In Deutschland werden verschiedene Substrate zur Biogaserzeugung eingesetzt, die aus landwirtschaftlichen, industriellen und kommunalen Quellen stammen. Die Wahl der Substrate hängt dabei von Verfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit und der Effizienz des biologischen Abbauprozesses ab.

Zu den wichtigsten Substraten gehören:

- **Gülle und Mist:** Ein großer Teil der Biogasanlagen in Deutschland nutzt Gülle und Mist aus der Viehhaltung als Substrat. Diese Abfallprodukte aus der Tierhaltung haben den Vorteil, dass sie reich an organischem Material sind und bereits vorzersetzt vorliegen, was den anaeroben Abbauprozess in den Anlagen begünstigt. [1]
- **Energiepflanzen:** Eine häufig verwendete Gruppe von Substraten sind gezielt angebaute Energiepflanzen wie Mais oder Zuckerrüben. Vor allem Mais spielt eine bedeutende Rolle in Deutschland, da er hohe Methanerträge liefert. Energiepflanzen bieten eine planbare und konstante Versorgung der Biogasanlagen. [2] Die aktuelle Position in Deutschland zum Thema Energiemais ist geprägt von einem zunehmenden Rückgang der Anbauflächen und einer kritischen Betrachtung seiner Rolle in der Energiewirtschaft. Zwischen 2022 und 2023 sank die Anbaufläche für Energiemais um etwa 11 %, was einem Rückgang von rund 150.000 ha entspricht. Dieser Rückgang ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen, darunter regulatorische Veränderungen und eine wachsende Fokussierung auf einerseits einen höheren Anteil an Rest- und Abfallstoffen sowie alternative, nachhaltigere Energiequellen wie Photovoltaik und Windkraft. Energiemais nimmt dennoch etwa zwei Drittel der Anbaufläche für Energiepflanzen in Deutschland ein. [3]
- **Bioabfälle:** Organische Abfälle aus Haushalten, der Lebensmittelindustrie und Gastronomie tragen ebenfalls zur Biogaserzeugung bei. Diese Reststoffe werden in speziellen Abfallvergärungsanlagen verarbeitet, was gleichzeitig zur Reduzierung der Abfallmengen beiträgt. [4]
- **Pflanzenreste und Grünschnitt:** Neben gezielt angebauten Energiepflanzen werden auch Pflanzenreste, etwa aus der Landwirtschaft (z.B. Stroh oder Ernteabfälle), sowie Grünschnitt aus der Landschaftspflege genutzt. Diese Materialien bieten eine nachhaltige Möglichkeit, vorhandene Biomasseressourcen zu verwerten. [4]
- **Industrieabfälle:** Reststoffe aus der Lebensmittel- und Agrarindustrie, wie Molke, Brauereireste oder Abfälle aus der Zuckerherstellung, sind ebenfalls gängige Substrate. Sie sind besonders reich an organischem Material und tragen zur Erhöhung der Methanausbeute bei. Jedoch müssen hier auch teilweise Konkurrenzverwendungen berücksichtigt werden (z.B. Futtermittelindustrie). [5]

Die Kombination dieser verschiedenen Substrate ermöglicht es, die Effizienz und Nachhaltigkeit der Biogaserzeugung in Deutschland zu optimieren. Durch die Nutzung von Abfallstoffen und Restmaterialien wird nicht nur Energie gewonnen, sondern auch ein Beitrag zum Umweltschutz geleistet, da diese Materialien sonst oft ungenutzt bleiben würden. Das entstehende Gasmisch, das hauptsächlich aus Methan (CH₄) und Kohlenstoffdioxid (CO₂) besteht, kann zur Erzeugung von Strom, Wärme oder als Kraftstoff genutzt werden.

Biogas leistet einen wichtigen Beitrag zur Energiewende und zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen, da es eine klimafreundliche Alternative zu fossilen Brennstoffen darstellt. Darüber hinaus fördert die Biogaserzeugung die Kreislaufwirtschaft, indem sie landwirtschaftliche Reststoffe sinnvoll verwertet und die verbleibenden Gärreste als Dünger in der Landwirtschaft genutzt werden können. Mit der zunehmenden Bedeutung nachhaltiger Energien und der Notwendigkeit, CO₂-Emissionen zu senken, spielt Biogas eine wachsende Rolle in der Energieversorgung der Zukunft.

2.2 Biogasanlagenbestand in Deutschland

Als Grundlage für die Biogasanlagenstandorte dienen die BHKW-Standorte aus dem Marktstammdatenregister [6]. Diese werden in einem Umkreis von 100 m zu einem Biogasanlagenstandort geclustert. In Deutschland existieren knapp 10.000 Biogasanlagenstandorte mit einer installierten Leistung von knapp 6 GW [7, 8]. Biogasanlagen sind vor allem in landwirtschaftlich geprägten Regionen verortet, da sie oft mit tierischen Abfällen wie Gülle sowie Energiepflanzen betrieben werden (siehe Abbildung 1). Besonders viele Anlagen befinden sich in folgenden Gebieten [9]:

- **Niedersachsen:** Diese Region ist aufgrund der intensiven Viehhaltung und der großen landwirtschaftlichen Flächen ein Schwerpunkt für Biogasanlagen. Niedersachsen hat eine der höchsten Biogasanlagendichten.
- **Bayern:** In Bayern gibt es ebenfalls eine große Anzahl an Biogasanlagen, vor allem in ländlichen Gebieten. Hier werden häufig Gülle und Mais als Substrate genutzt.
- **Schleswig-Holstein:** Auch im Norden Deutschlands ist die Biogaserzeugung stark vertreten, insbesondere wegen der günstigen Bedingungen für den Anbau von Energiepflanzen und der Nutzung von Gülle.
- **Mecklenburg-Vorpommern:** Diese Region ist bekannt für den großflächigen Anbau von Energiepflanzen, wie Mais, der in Biogasanlagen verwertet wird.

Auf die aufgeführten vier Bundesländer fallen in Summe 60 % der installierten elektrischen Leistung von Biogasanlagen in Deutschland. Mehr als 20 % aller Standorte können zu den Güllekleinanlagen (mit Überbauung max. 150 kW installierte Leistung [10]) gezählt werden. Gleichzeitig haben knapp 20 % der Standorte eine installierte Leistung von mehr als 1 MW.

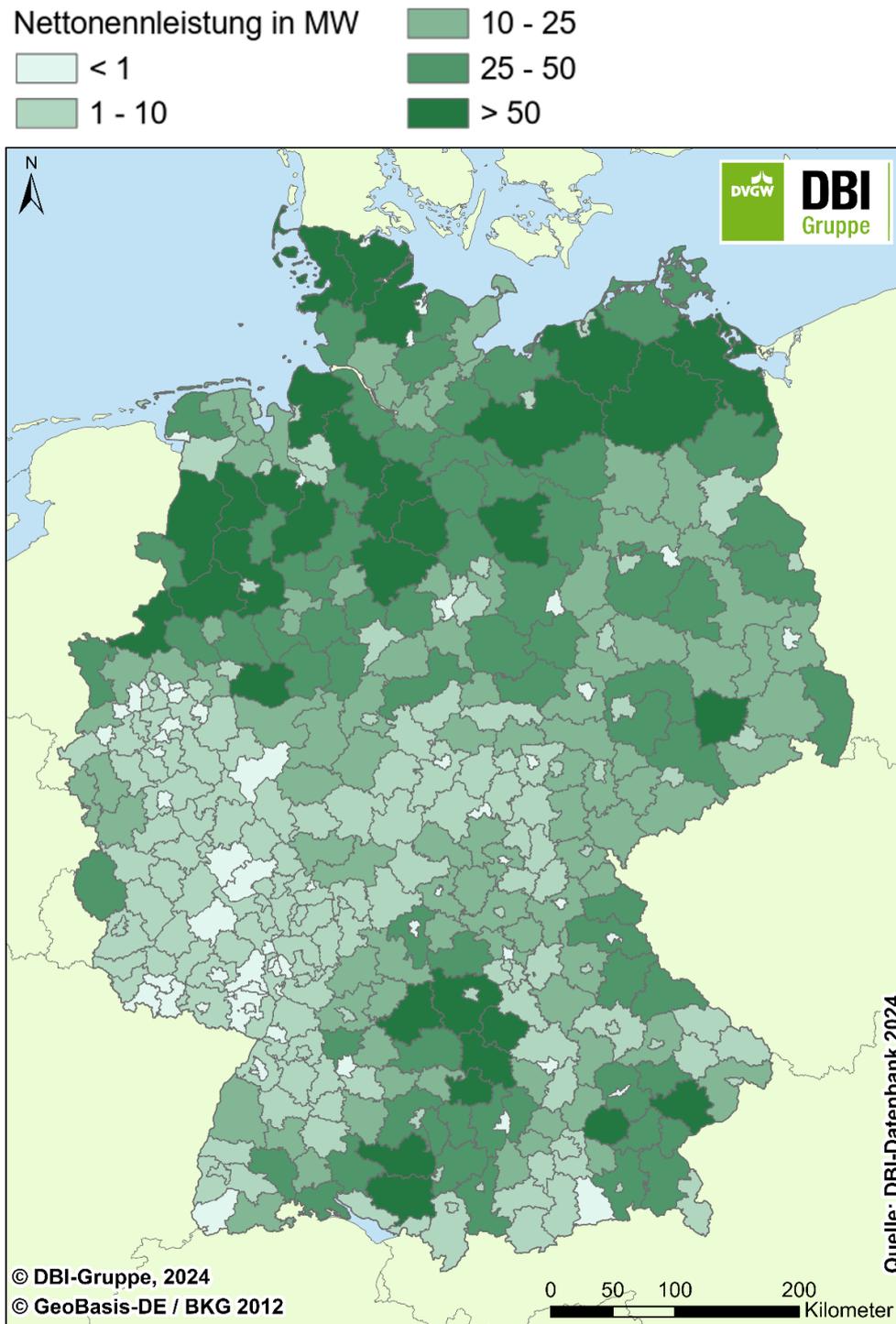


Abbildung 1: Darstellung summierte elektrische Nettonennleistung der Biogasanlagen je Landkreis

In Abbildung 2 sind die Anlagenstandorte in Abhängigkeit ihres produzierten Methanertrags dargestellt. Die größten Standorte liegen dabei in Thiendorf (Sachsen), Penkun (Mecklenburg-Vorpommern) sowie in der Nähe von Brüllingsen (Nordrhein-Westfalen). Insgesamt liegt der Methanertrag in Deutschland bei ca. 110 TWh. Daraus können mittels BHKW pro Jahr 31,3 TWh Strom und 17,4 TWh Wärme produziert werden (Zum Vergleich: damit könnten rund 1,5 Mio. Haushalte versorgt werden). [11] Viele der Biogasanlagen sind für den flexiblen Betrieb umgerüstet worden, sodass sie vor allem in Zeiten von Stromengpässen (z.B. Dunkelflauten) als Backup dienen und Stromspitzen abdecken können. Diese Anlagen tragen erheblich dazu bei, grundlastfähige fossile Energiequellen im Strommarkt zu ersetzen und die Energiewende voranzutreiben.

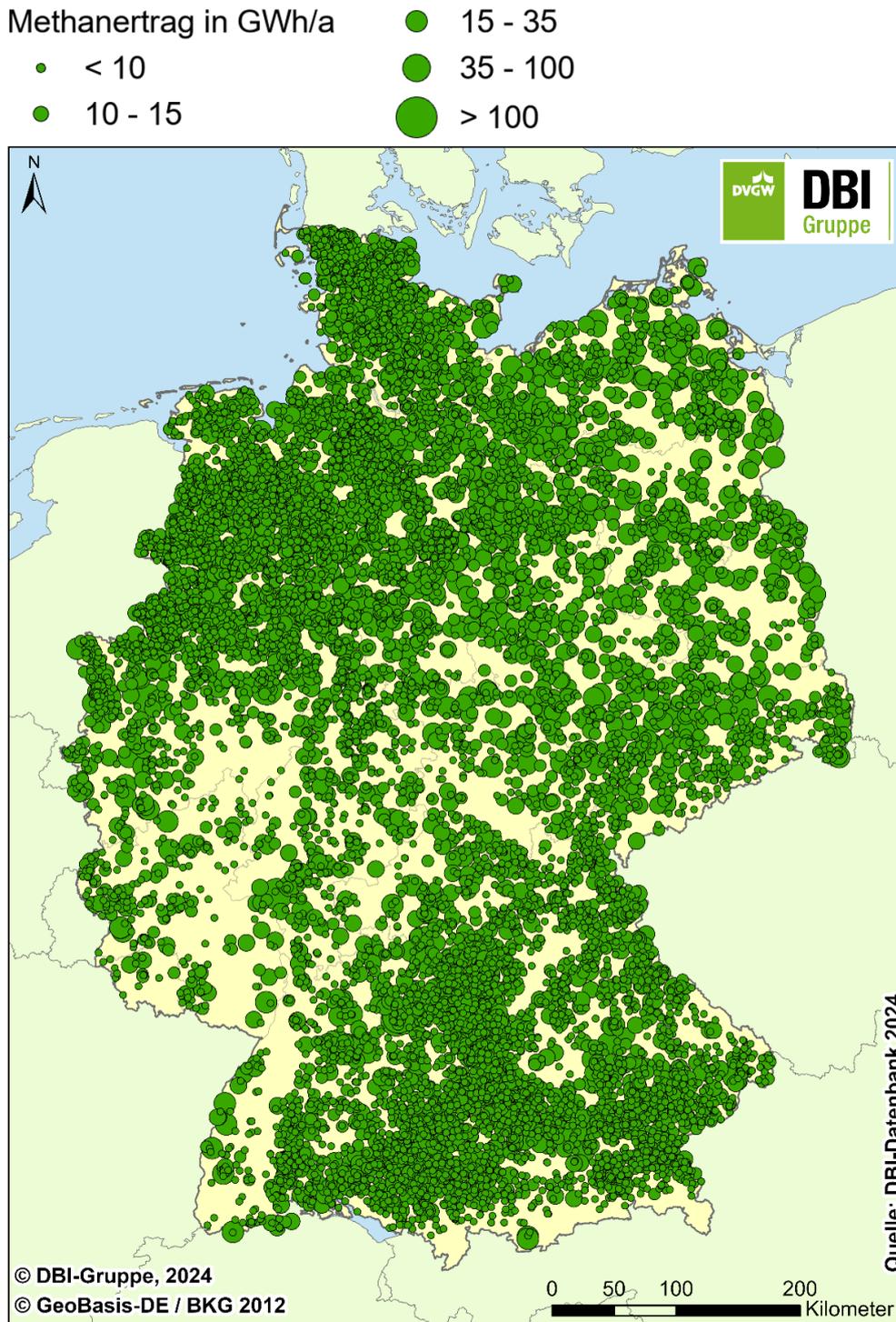


Abbildung 2: Methanertrag der jeweiligen Biogasanlagenstandorte in Deutschland

Allerdings gibt es auch Herausforderungen: Viele Biogasanlagen nähern sich dem Ende ihrer EEG-Förderung, was Fragen zum zukünftigen Betrieb aufwirft. Es gibt Bestrebungen, weitere Anlagen zu flexibilisieren, um die Versorgungssicherheit in einem Energiemarkt mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie zu gewährleisten. Neben der Flexibilisierung sind auch weitere Nutzungskonzepte (z.B. Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz, Sammelleitungen zu Industriestandorten, Herstellung von Bio-LNG) vorstellbar, um dieses wichtige grüne Gas in Deutschland weiterhin zu nutzen. Auf diese Konzepte wird in den nachfolgenden Kapiteln näher eingegangen.

2.3 Wasserstoffkernnetz in Deutschland

2.3.1 Hintergrund zum Wasserstoffkernnetz

Mit dem Ziel, eine klimaneutrale Wirtschaft bis 2045 zu erreichen, spielt Wasserstoff (H₂) eine Schlüsselrolle, insbesondere in Branchen, die sich schwer elektrifizieren lassen, wie die Stahl-, Chemie- und Schwertransportindustrie. Das Wasserstoffkernnetz in Deutschland ist ein zentraler Baustein für die Dekarbonisierung Deutschlands und soll die Grundlage für den Transport von grünem Wasserstoff über weite Strecken innerhalb Deutschlands sowie über europäische Grenzen hinweg legen. Durch den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sollen große Verbrauchs- und Erzeugerregionen für Wasserstoff erreicht und damit zentrale Orte (Industrie, Speicher, Kraftwerke, Importkorridore) angeschlossen werden. [12]

Die Planung und Entwicklung des Wasserstoffkernnetzes in Deutschland erfolgten in mehreren Phasen. Zunächst wurden im Zeitraum zwischen 2018-2020 erste Überlegungen und Machbarkeitsstudien zum Aufbau eines Wasserstoffnetzes in Deutschland durchgeführt. Zu dieser Zeit wurde vor allem die Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur in den Fokus gerückt. Verschiedene Netzbetreiber und Forschungsinstitute untersuchten, wie viel der bestehenden Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff geeignet wären und wie eine Umstellung technisch und ökonomisch umsetzbar ist. 2020 erfolgte die Verabschiedung der Nationalen Wasserstoffstrategie, welche den Grundstein für die weitere Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland legte. Ziel war es, bis 2030 den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland massiv zu fördern und unterschiedliche Wasserstofftechnologien zu etablieren. In diesem Kontext wurde auch das Wasserstoffkernnetz als entscheidender Faktor für die Vernetzung von Wasserstoffproduktionsanlagen, Industriestandorten und Verbraucherzentren benannt. Die Regierung setzte auf die Umstellung bestehender Erdgasleitungen und plante zusätzlich den Neubau von Wasserstoffpipelines. [13] Im Jahr 2021 begannen erste konkrete Planungen für den Bau eines umfassenden Wasserstoffnetzes. Eine Studie der FNB Gas (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas) schlug 2021 vor, bis 2030 ein Kernnetz mit einer Länge von 5.100 km aufzubauen. Dieses Netz soll vor allem die großen Industrieregionen, wie das Rhein-Ruhr-Gebiet, die Norddeutsche Tiefebene und Bayern, miteinander verbinden. [14] Ab 2022 nahm die europäische Dimension des Wasserstoffnetzwerks zunehmend Gestalt an. Deutschland arbeitet eng mit seinen Nachbarländern zusammen, um ein europäisches Wasserstoffnetzwerk zu entwickeln, das vor allem auf den Import von grünem Wasserstoff aus Ländern, wie den Niederlanden und Norwegen, abzielt. Im Jahr 2023 wurden darüber hinaus Pilotprojekte für den Wasserstoffimport aus Nordafrika und dem Nahen Osten gestartet, wobei die deutschen Hafenstädte als zentrale Umschlagplätze vorgesehen sind. [15]

Das Wasserstoffkernnetz wird somit nicht nur für die innerdeutsche Versorgung von Bedeutung sein, sondern wird auch Teil eines europäischen Wasserstoffnetzes werden. Deutschland plant enge Kooperationen mit Nachbarländern wie den Niederlanden, Frankreich und Dänemark, um eine nahtlose Integration des Wasserstoffmarktes auf europäischer Ebene zu ermöglichen. Diese Vernetzung ist entscheidend, um große Mengen grünen Wasserstoffs, der in sonnen- und windreichen Regionen wie Nordafrika oder dem Nahen Osten produziert wird, effizient nach Europa zu transportieren. [16]

2.3.2 Aktueller Planungsstand des Wasserstoffkernnetzes

Insgesamt wird nach aktuellem Antragsstand Juli 2024 eine Leitungslänge von über 9.600 km erreicht. Dieses Netz wird die industriellen Ballungszentren und Wasserstoffproduktionsanlagen miteinander verbinden. Die Gebiete mit hoher Wasserstoffnachfrage werden über Knotenpunkte mit den Hafenstädten verbunden, um den Import von Wasserstoff aus Regionen mit hoher Erzeugungskapazität, wie Nordafrika, zu erleichtern. Das geplante Wasserstoffkernnetz wird auf der vorhandenen Erdgasinfrastruktur aufbauen, die schrittweise umgestellt und erweitert wird. Etwa 60 % könnten für den Wasserstofftransport umgerüstet werden, was die Kosten und den Zeitaufwand für den Ausbau des Netzes erheblich reduziert. Neben Umrüstungen ist auch der Neubau von Wasserstoffleitungen erforderlich, um eine flächendeckende Versorgung sicherzustellen. [12]

Der aktuelle Verlauf des geplanten Wasserstoffkernnetzes in Deutschland, das bis 2032 entwickelt werden soll, umfasst primär die folgenden Abschnitte:

- **Norddeutschland:** Im Norden Deutschlands soll das Netz mit den Häfen in Hamburg, Wilhelmshaven und Rostock verbunden werden, um den Import von grünem Wasserstoff aus Skandinavien und anderen Regionen zu ermöglichen. Diese Häfen werden als zentrale Knotenpunkte fungieren, die den importierten Wasserstoff ins Inland weiterleiten.
- **Rhein-Ruhr-Gebiet:** Dieses industrielle Zentrum Deutschlands, bekannt für Stahl- und Chemieindustrien, wird als eine der Hauptregionen für die Nutzung von Wasserstoff betrachtet. Es soll direkt an das norddeutsche Wasserstoffnetz angebunden werden, um die Industrie nachhaltig zu versorgen.
- **Bayern und Baden-Württemberg:** Im Süden des Landes wird das Netz über mehrere Trassen ausgebaut, um große industrielle Verbraucher zu erreichen. Hier wird auch eine Verbindung zu den österreichischen und schweizerischen Wasserstoffnetzen angestrebt, um eine grenzüberschreitende Versorgung zu gewährleisten.
- **Ostdeutschland:** In den östlichen Regionen, insbesondere in Sachsen-Anhalt und Brandenburg, sind mehrere Wasserstoffproduktionsanlagen in Planung, die in das nationale Netz integriert werden. Diese Regionen bieten günstige Bedingungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windkraft und Photovoltaik.



Abbildung 3: Verlauf des H₂-Kernnetzes zum Planungsstand Juli 2024 (Quelle FNB [17])

2.4 Potenzielle Konkurrenz zwischen Biogas/Biomethan und Wasserstoff

Die zukünftige Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft könnte eine erhebliche Konkurrenz für Biogasanlagen darstellen, da beide Technologien unterschiedliche Ansätze zur Produktion und Nutzung von erneuerbaren Energien verfolgen. Aufgrund der unterschiedlichen physikalischen und chemischen Eigenschaften von Biogas/Biomethan und Wasserstoff sowie der unterschiedlichen Verwendungszwecke, wird eine Einspeisung von Biomethan in das Wasserstoffkernnetz nicht stattfinden. Somit kommt es zu einer Konkurrenz zwischen den beiden Gasen. Nachfolgend wird auf einige Aspekte der Konkurrenz abseits der Infrastruktur eingegangen.

Wasserstoff gilt als ein entscheidender Baustein für die Dekarbonisierung in den Branchen, die schwer zu elektrifizieren sind, wie die Stahl-, Chemie- und Transportbranche. Grüner Wasserstoff, der durch Elektrolyse aus erneuerbarem Strom gewonnen wird, kann fossile Brennstoffe ersetzen, ohne CO₂-Emissionen zu verursachen. Viele politische und wirtschaftliche Strategien, wie die Nationale Wasserstoffstrategie [13], setzen zunehmend auf den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur, was somit den Fokus und die Ressourcen von der Biogasproduktion weglenken könnte. Biogasanlagen produzieren zwar ebenfalls klimafreundliche Energie, jedoch wird ihre Effizienz im Vergleich zur Wasserstoffnutzung als geringer angesehen. Während Wasserstoff direkt zur Dekarbonisierung von Industrien beiträgt, wird Biogas aktuell oft für die Strom- und Wärmeerzeugung genutzt und kommt somit weniger direkt in energieintensiven Prozessen zum Einsatz. Dies könnte dazu führen, dass Investitionen und politische Unterstützung in den nächsten Jahren eher in die Wasserstofftechnologie als in den Ausbau und Erhalt von Biogasanlagen fließen. Ein weiteres Argument wird in den Kosten sowie der Skalierbarkeit gesehen. Die Produktionskosten von Wasserstoff sinken mit dem Fortschreiten der Technologie und dem Ausbau der Infrastruktur. Große Elektrolyseanlagen können effizienter arbeiten und profitieren von Skaleneffekten [18]. Zudem kann Wasserstoff relativ einfach über weite Strecken transportiert und in großen Mengen gespeichert werden, was ihn attraktiv für industrielle Anwendungen macht. Im Gegensatz dazu sind Biogasanlagen oft dezentral und auf die Verfügbarkeit von organischen Substraten wie Gülle und Pflanzenresten angewiesen. Diese Ressourcen sind begrenzt und nicht überall gleichmäßig verfügbar. Wird Biogas zu Biomethan veredelt, kann dieses in vorhandene Erdgasleitungen eingespeist und somit transportiert werden. Hier wird es jedoch zukünftig zu Engpässen aufgrund der Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffleitungen kommen.

Trotz der genannten Punkte bleiben Biogasanlagen in Deutschland wichtig. Auch wenn der Faktor der dezentralen Energieversorgung im Vergleich zu Wasserstoff einen Nachteil darstellt, bringt dies doch auch Vorteile mit sich. Denn gerade in ländlichen Regionen hat die Produktion von Strom und Wärme direkt vor Ort eine große Bedeutung. Diese Anlagen tragen dazu bei, Netzengpässe zu vermeiden und die Versorgungssicherheit in weniger dicht besiedelten Gebieten zu gewährleisten. Des Weiteren werden organische Abfälle wie Gülle, Mist und Erntereste als Substrate eingesetzt, die sonst nicht sinnvoll genutzt würden. Diese Abfallverwertung reduziert nicht nur Methanemissionen, die bei der natürlichen Verrottung entstehen würden, sondern trägt auch zur Kreislaufwirtschaft bei, indem Gärreste als Dünger in der Landwirtschaft eingesetzt werden [19]. Zusätzlich können Biogasanlagen im Vergleich zu Windkraft- und Solarenergieanlagen wetterunabhängig kontinuierlich Strom erzeugen und sichern somit die Grundlastversorgung. Besonders in Zeiten von Dunkelflauten, wenn weder Sonne noch Wind ausreichend Energie liefern, können Biogasanlagen eine zuverlässige Energiequelle darstellen. Hierbei nimmt die Flexibilisierung der Biogasanlagen, welche in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat, eine entscheidende Rolle ein. Flexibilisierung von Biogasanlagen heißt, dass sie nicht nur kontinuierlich, sondern auch bedarfsgerecht Strom erzeugen können. Dies ermöglicht es Biogasanlagen in Zeiten hoher Nachfrage und niedriger Erzeugung durch andere erneuerbare Energie gezielt einzusetzen. Diese Flexibilität ist ein wichtiges Element für die Stabilität des Stromnetzes, insbesondere bei einem steigenden Anteil von wetterabhängigen erneuerbaren Energien. [20] Neben Strom können Biogasanlagen auch Wärme liefern, die für industrielle Prozesse oder zur Beheizung von Gebäuden genutzt werden kann. Besonders in Kombination mit Wärmenetzen können sie einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung leisten, was für die Klimaziele unerlässlich ist.

Obwohl die Wasserstoffwirtschaft eine zentrale Rolle in der Zukunft einnehmen wird, ergänzen sich Biogas/Biomethan und Wasserstoff in vielerlei Hinsicht und sollten nicht als Konkurrenten verstanden werden, sondern mögliche Synergien und Nutzungskonzepte für eine parallele Infrastruktur aufgezeigt und genutzt werden.

2.5 Methodenentwicklung zur Definition der Vorzugsregionen

Um potenzielle Nutzungskonzepte für Biogas/Biomethan in Deutschland parallel zu einer Wasserstoffwirtschaft zu adressieren, müssen zunächst jeweilige Vorzugsregionen definiert werden. Hierbei wird analysiert, in welchen Regionen nach aktuellem Stand das Wasserstoffkernnetz liegen wird. Ausgehend davon werden drei Vorzugsregionen festgelegt. Als Basis für die jeweiligen Regionen dient die Landkreisebene. In Summe sind dies 401 Landkreise und kreisfreie Städte in Deutschland.

Zunächst werden die **Methangebiete** definiert. Dies sind die Landkreise und kreisfreien Städte, welche keine direkte Verbindung zum Wasserstoffkernnetz (Stand Juli 2024) besitzen. Um die Regionen in Wasserstoffgebiete und Mischgebiete zu differenzieren, wird eine Annahme getroffen. Diese Unterscheidung beruht auf dem Anteil des produzierten Biogases im Landkreis in Bezug auf den Erdgasbedarf. Da es keine öffentlich verfügbaren Angaben zum Erdgasbedarf je Landkreis gibt, sondern diese nur auf Bundeslandebene veröffentlicht werden [21–23], wird der Anteil des Erdgasbedarfs in Abhängigkeit von der Einwohnerzahl des Landkreises in Bezug zur Einwohnerzahl des Bundeslandes abgeschätzt. Die Ermittlung des landkreisbezogenen Erdgasbedarfs erfolgt somit nach Gleichung 1.

Gleichung 1: Berechnungsformel zur Abschätzung des Erdgasbedarfs je Landkreis

$$EB(LK) = \frac{EW(LK)}{EW(BL)} \cdot EB(BL)$$

EB (BL) – Erdgasbedarf des Bundeslandes

EB (LK) – Erdgasbedarf des Landkreises

EW (BL) – Einwohnerzahl des Bundeslandes

EW (LK) – Einwohnerzahl des Landkreises

Die Unterscheidung nach Mischgebiet und Wasserstoffgebiet findet durch folgende Annahme statt:

- **Mischgebiet:** Biogasanteil in Landkreis in Bezug auf Erdgasbedarf in Landkreis > 25 %
- **Wasserstoffgebiet:** Biogasanteil in Landkreis in Bezug auf Erdgasbedarf in Landkreis < 25 %

Auf Basis dieser Annahmen ist jeder Landkreis einer Vorzugsregion eindeutig zuordbar (siehe Abbildung 4). Der Vorzugsregion Methangebiet können dabei 162 Landkreise und kreisfreie Städte zugeordnet werden. Die Vorzugsregion Wasserstoffgebiet besteht in Summe aus 187 Landkreisen und kreisfreien Städten, während es für die Vorzugsregion Mischgebiet 52 Landkreise und kreisfreie Städte gibt. Mischgebiete liegen vor allem in landwirtschaftlich stark geprägten Regionen, welche zusätzlich vom Wasserstoffkernnetz durchdrungen werden.

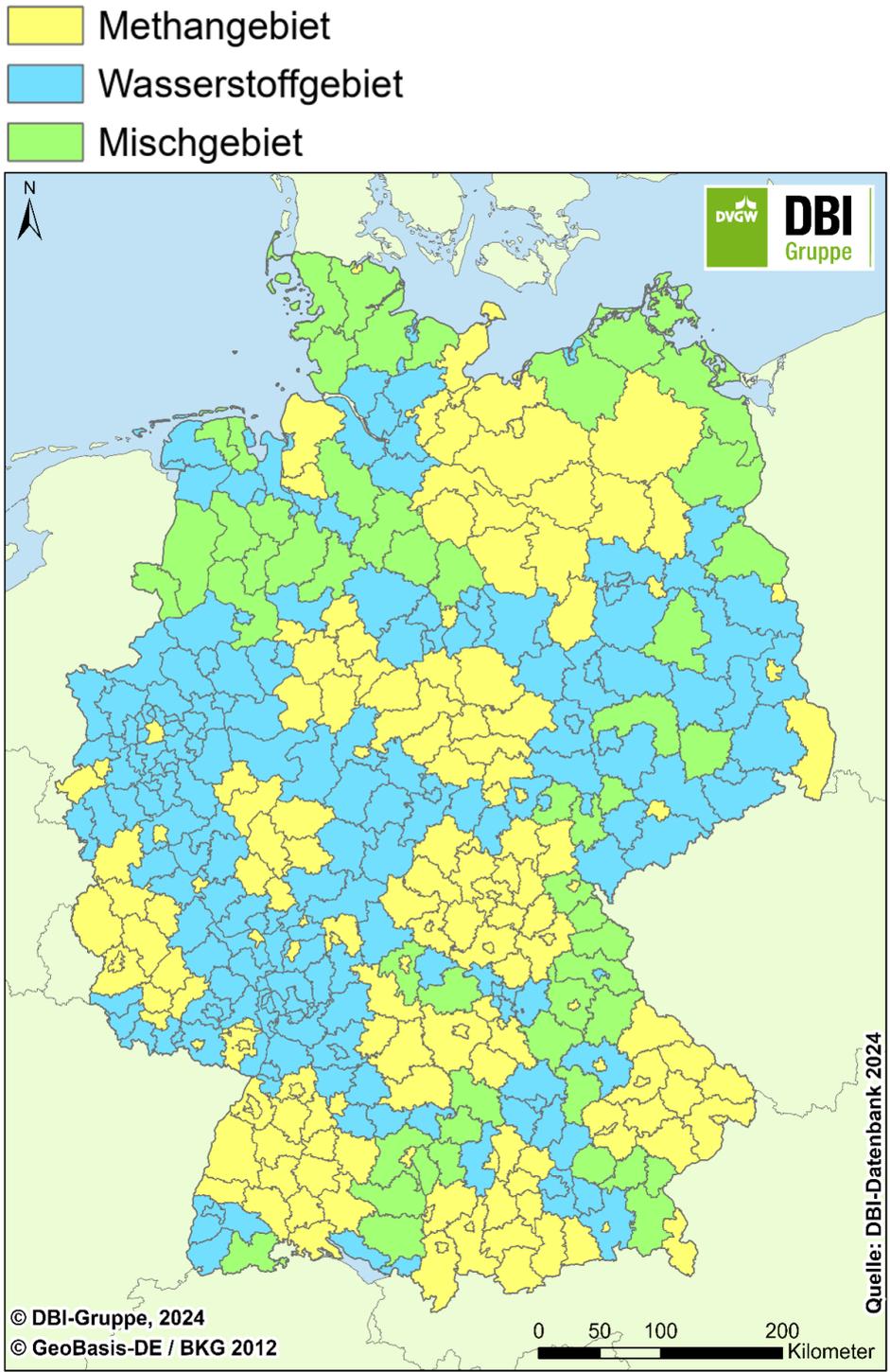


Abbildung 4: Darstellung der einzelnen Vorzugsregionen

In Abbildung 5 sind die Methanerträge in den jeweiligen Vorzugsregionen dargestellt. Besonders hohe Methanerträge sind Landkreisen von Niedersachsen und Schleswig-Holstein zuzuordnen. Dabei ist erkennbar, dass Landkreise mit hohen Methanerträgen vor allem zu den Mischgebieten gehören. Insgesamt liegt der theoretisch ermittelte Methanertrag bei ca. 117 TWh. Knapp 40 TWh fallen dabei in Methangebieten an, 33 TWh in Wasserstoffgebieten und 45 TWh in Mischgebieten.

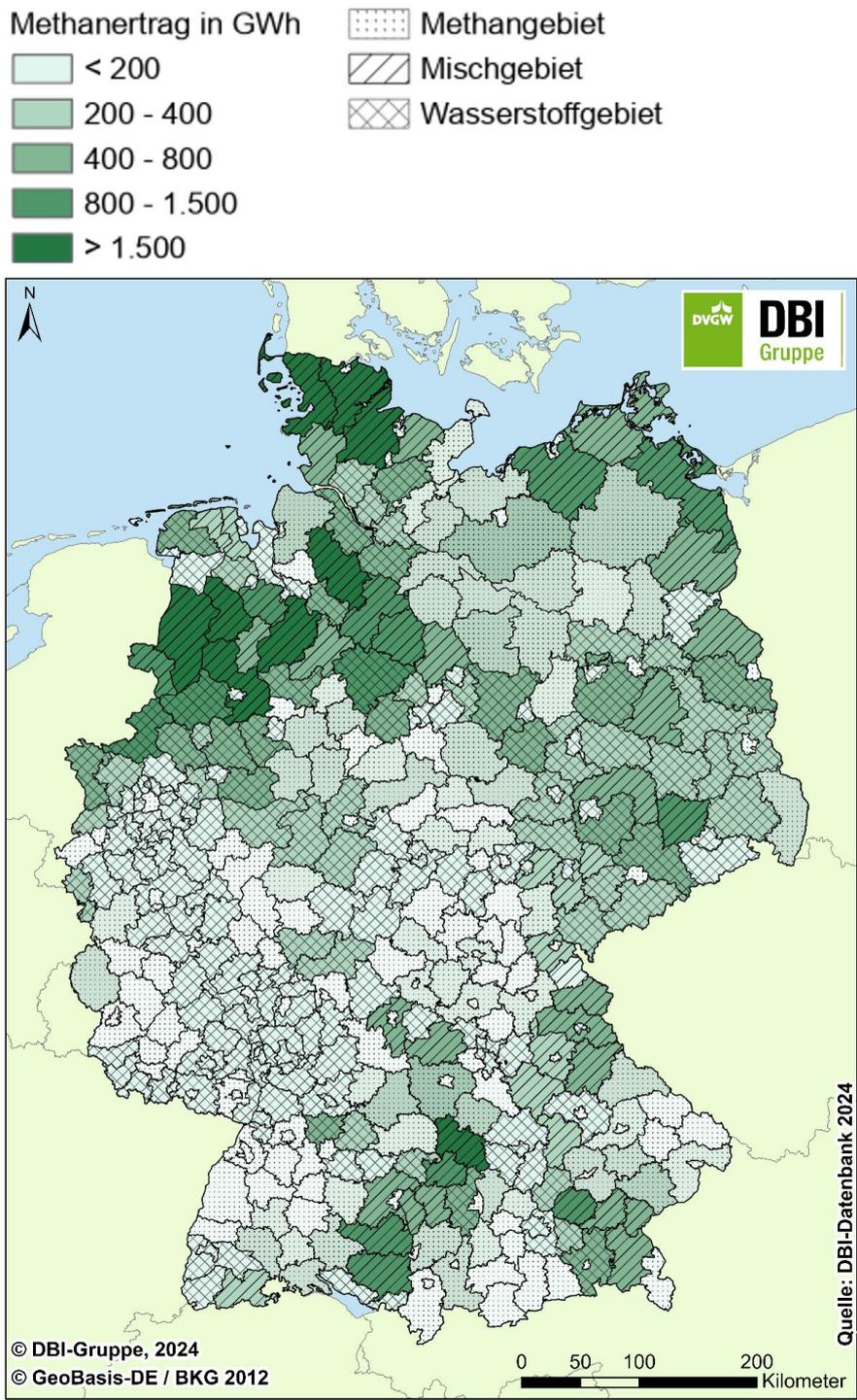


Abbildung 5: Methanerträge in den jeweiligen Vorzugsregionen

Ausgehend von den unterschiedlichen Vorzugsregionen werden im Nachfolgenden unterschiedliche Konzepte vorgestellt, wie trotz der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur Biogas/Biomethan weiterhin eine wichtige Rolle als erneuerbarer Energieträger haben wird.

3 Biogasnutzungskonzepte in Methangebieten

3.1 Fortsetzung der Nutzung als KWK-Anlagen

Die Nutzung von Biogasanlagen als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) stellt eine besonders effiziente Form der Energieerzeugung dar, da hier gleichzeitig Strom und Wärme produziert werden. In den Methangebieten können derzeit bis zu 14 TWh Strom produziert werden. Damit dies für die Betreiber der Biogasanlagenbetreiber lukrativ bleibt, sollte die Vergütung verbessert und die Genehmigungsverfahren für den Ausbau zur Flexibilisierung vereinfacht werden. Ein weiterer Anreiz für die Betreiber von Biogasanlagen kann der Verkauf von Wärme darstellen, worauf im nachfolgenden eingegangen wird.

3.1.1 Weiterführende Nutzung als Energiequelle für Wärmenetze

Die in Biogas-KWK anfallende Wärme wird bereits jetzt (vor allem lokal beim Betreiber) genutzt, um Fermenter oder Ställe zu beheizen, landwirtschaftliche Produkte zu trocknen oder aber auch Gewächshäuser zu beheizen. Wenn jedoch mehr Abwärme anfällt, also lokal verbraucht werden kann, sollte diese nicht ungenutzt bleiben. Durch die Verwendung der Abwärme kann der Gesamtwirkungsgrad der Anlage erheblich gesteigert werden und von 35-55 % bei reiner Stromerzeugung auf bis zu 90 % angehoben werden [24]. Hierfür stellt der Einsatz als Energiequelle für Wärmenetze eine gute Option dar. Im Zuge der Kommunalen Wärmeplanung werden für die Wärmeversorgung erneuerbare Energiequellen oder Abwärme u.a. zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung benötigt. Dabei bringt Abwärme aus Biogasanlagen verschiedene Vorteile mit sich. Da die Abwärme kontinuierlich, wetterunabhängig und dezentral anfällt, ist sie damit vor allem für ländliche Gemeinden relevant.

In Abbildung 6 ist der Anteil der potenziellen Abwärme aus Biogasanlagen an der Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor dargestellt. Dabei fällt auf, dass vor allem in Norden Deutschlands, höhere Deckungsgrade vorliegen. Hier sind die Regionen landwirtschaftlich geprägt und es wird einerseits viel Biogas produziert. Andererseits sind diese Regionen wenig stark besiedelt und die Wärmebedarfe fallen geringer aus. Insgesamt liegt ein theoretisches Abwärmepotenzial von ca. 25 TWh in den Methangebieten vor. Ca. 85 % der Methangebiete (Landkreise) haben eine Abdeckung von weniger als 25 % des Wärmebedarfs mittels Abwärme aus Biogasanlagen. Lediglich 5 % der Methangebiete erreichen eine Abdeckung von mehr als 50 %. Insgesamt sollte eine regionale Prüfung der Abwärmepotenziale vorgenommen werden, wenn im Zuge einer Kommunalen Wärmeplanung Wärmenetze als Versorgungsoption in Betracht gezogen werden.

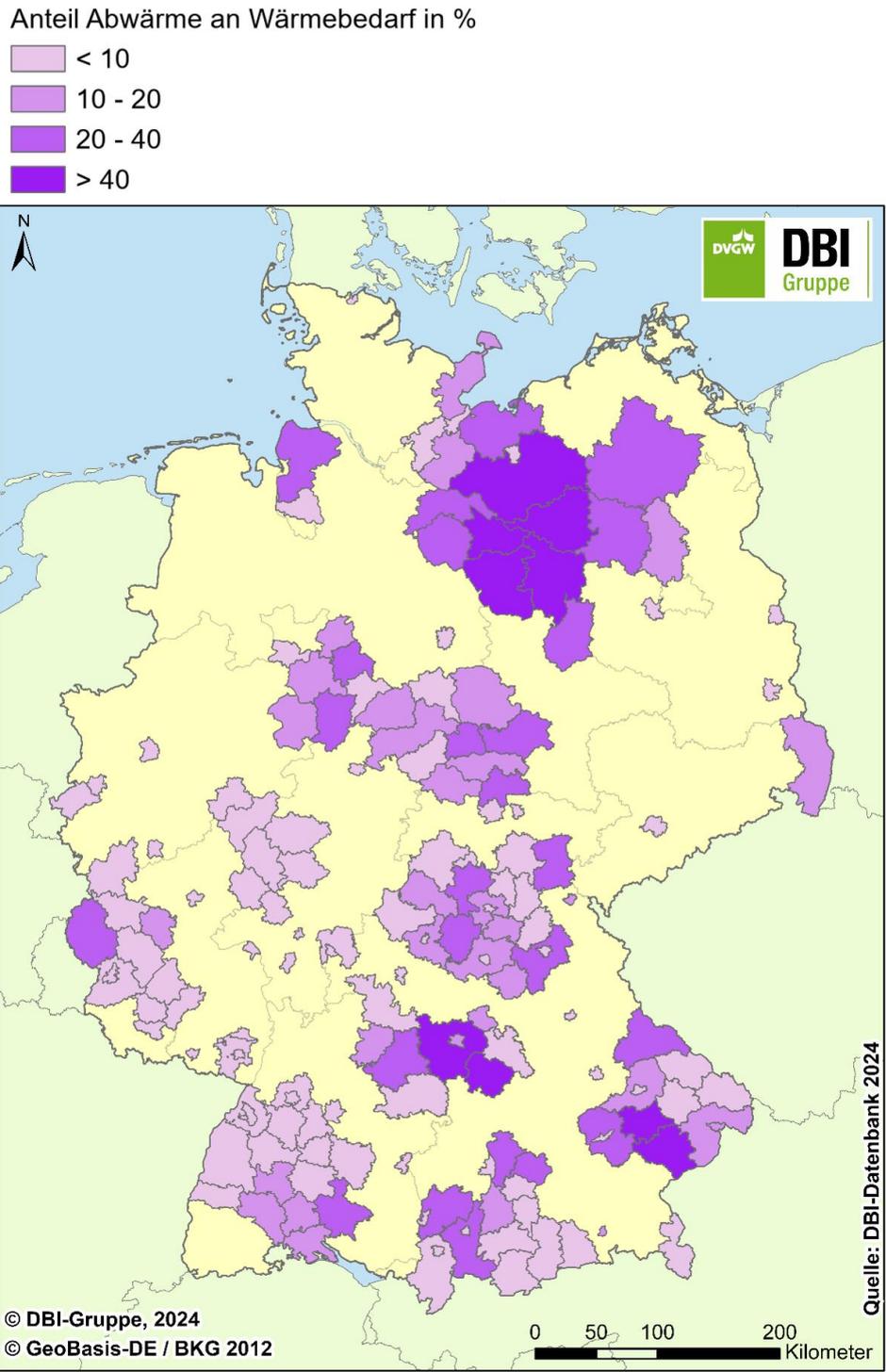


Abbildung 6: potenzieller Anteil an Abwärme aus Biogasanlagen in Methangebieten zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor

3.2 Umwidmung von verstromender Biogasanlagen zu Biogaseinspeiseanlagen

Das Prinzip von Biogaseinspeiseanlagen basiert darauf, dass in Biogasanlagen erzeugtes Rohbiogas so aufbereitet wird, dass es den Qualitätsanforderungen von Erdgas entspricht und in das öffentliche Gasnetz eingespeist werden kann. Biogaseinspeiseanlagen ermöglichen es somit, Biogas nicht nur lokal zur Strom- und Wärmeerzeugung zu nutzen, sondern es großflächig verfügbar zu machen, indem es in das bestehende Erdgasnetz integriert wird. Die wichtigsten Aufbereitungsschritte umfassen dabei die Entfernung von CO₂, sowie weiterer Verunreinigungen (Wasserdampf, Schwefelverbindungen u.a.). Nach dieser Aufbereitung muss laut DVGW-Arbeitsblatt G260 ein Methangehalt von 95 Vol.-% erreicht sein, um das Gas in das Erdgasnetz einzuspeisen [25].

Damit eine Anlage wirtschaftlich ihr Biogas zu Biomethan veredeln und anschließend einspeisen kann, muss diese nah genug am bestehenden Erdgasnetz liegen. Hierbei gilt ein Abstand von 1 km als Kriterium, welches für oder gegen die Einspeisung spricht. Ist die Leitungslänge < 1 km, sind gemäß Gasnetzzugangsverordnung die Kosten für den Leitungsbau inklusive Einspeiseanlage auf 250.000 € für den Anlagenbetreiber gedeckt. Sobald die Leitung über 1 km hinaus geht, fallen ¼ der Netzanschlusskosten auf den Anlagenbetreiber, was als deutliches Hemmnis zur Umwidmung führt. [26] Aus diesem Grund wurden Anlagen ausgewählt, welche weniger als 1 km vom Erdgasfernleitungsnetz liegen (es liegen keine Daten zum Verlauf der Verteilnetze vor). Zusätzlich rentiert sich eine Einspeisung erst ab einer gewissen Leistungsklasse der Biogasanlage. Um hier aber nicht alle kleineren Anlagen auszuschließen, welche nach einer Alternative zur Verstromung suchen, wurden lediglich Güllekleinstanlagen (< 150 kW) von dieser Analyse ausgeschlossen.

Damit reduzierte sich der Anlagenbestand in den Methangebieten auf knapp 65 % des Ausgangsanlagenbestand und beläuft sich auf ca. 230 Biogasanlagen. Diese liegen vor allem in den Methangebieten im Norden und Süden Deutschlands (Abbildung 7). Vor allem die Entfernung zum Erdgasnetz führt hierbei zur deutlichen Reduktion. Mehr als 50 % der Standorte haben dabei eine elektrische Nennleistung von mehr als 500 kW. Eine Leistung von mehr als 1 MW können noch ca. 25 % der Anlagenstandorte vorweisen. Eine regionale Prüfung kann hier für einige Anlagen zu einer guten Alternative zur bisherigen Verstromung führen.

Nettonennleistung in kW

- < 200
- 200 - 400
- 400 - 800
- 800 - 1.000
- > 1.000

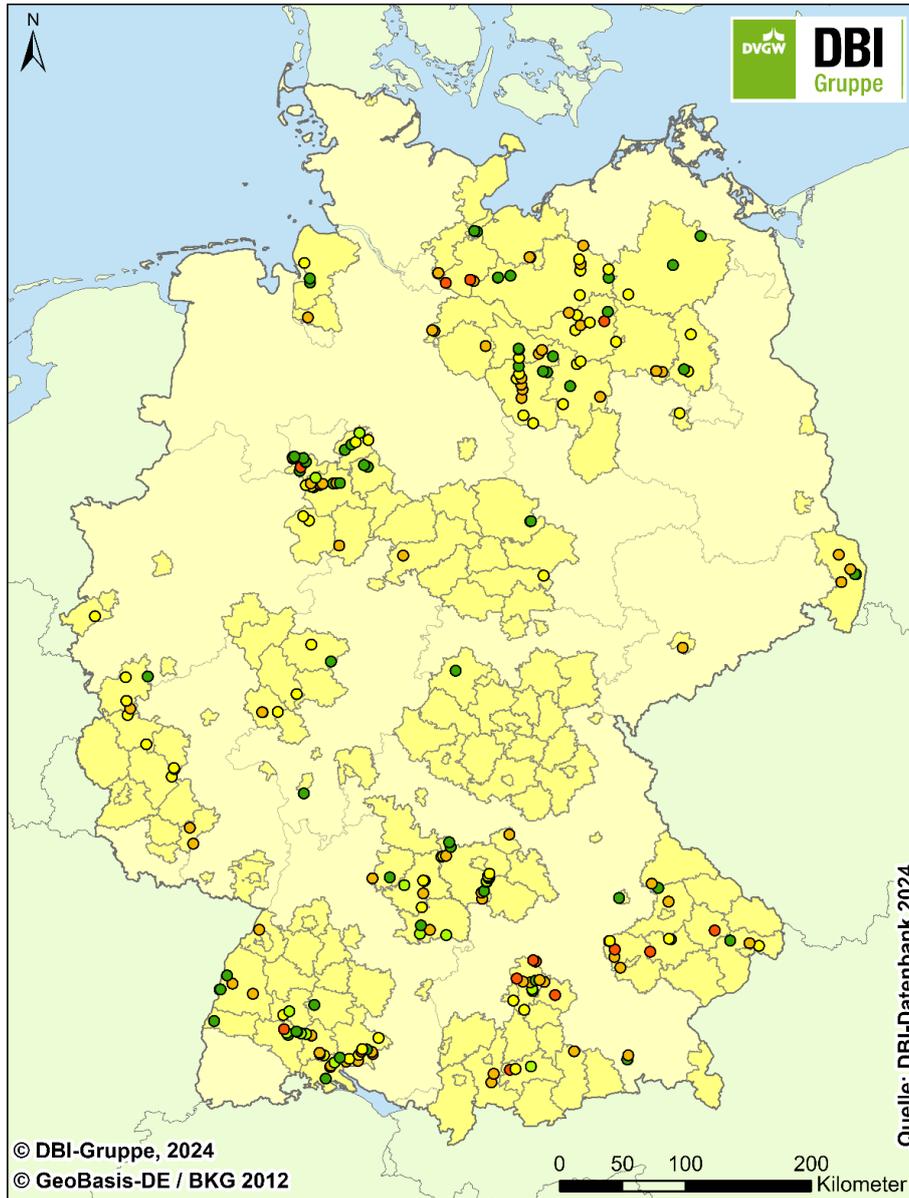


Abbildung 7: Darstellung potenzieller Biomethaneinspeiseanlagen im Methangebiet (Leistung > 150 kW, Entfernung < 1 km von Erdgasfernleitungsnetz)

3.3 Clusterung von Biogasanlagen zu Sammelleitungen

Biogassammelleitungen bieten zahlreiche Vorteile für die Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion und -nutzung. Sie sind speziell dafür ausgelegt, Biogas von mehreren dezentralen Biogasanlagen zu einem zentralen Ort zu transportieren, an dem das Gas aufbereitet und weiterverarbeitet wird, beispielsweise zur Einspeisung ins Gasnetz oder zur Nutzung in größeren Blockheizkraftwerken. Die Verbindung zu Sammelleitungen bringt den Anlagenbetreibern verschiedene Vorteile. Statt jede einzelne Biogasanlage mit einer eigenen Aufbereitungsanlage auszustatten, können Sammelleitungen das Rohbiogas von mehreren kleinen und mittleren Anlagen bündeln und zu einer zentralen Aufbereitungsstation transportieren. Dies reduziert die Kosten für Gasaufbereitungsanlagen und erhöht die Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion. [27] Zusätzlich führen Sammelleitungen zu geringeren Betriebskosten, da Wartung und Betrieb einer zentralen Aufbereitungs- oder Verwertungsanlage kosteneffizienter sind als der Betrieb vieler kleiner Anlagen. Diese Zentralisierung bietet zudem Skaleneffekte, die den gesamten Biogasprozess kostengünstiger gestalten. Biogassammelleitungen ermöglichen es, auch kleinere Biogasanlagen, die alleine nicht genug Biogas für eine kosteneffiziente Einspeisung ins Gasnetz produzieren würden, an eine zentrale Infrastruktur anzuschließen. Dies erhöht die Beteiligung kleinerer Anlagen. Durch die Sammelleitungen kann das Biogas an zentralen Standorten je nach Bedarf flexibel genutzt werden, sei es für die Einspeisung ins Gasnetz, die Verstromung oder industrielle Anwendungen. Diese Flexibilität macht es einfacher, auf schwankende Nachfrage zu reagieren und die Gasproduktion entsprechend anzupassen. [5]

Für die Modellierung der Biogasnetze werden die jeweiligen Vorzugsregionen und somit die darin enthaltenen Biogasanlagen einzeln betrachtet. Für die Modellierung werden zwei Szenarien mit variierten Parametern betrachtet. Für die Konzeptionierung der Biogassammelnetze wird der Kennwert der Biogasbelegung verwendet. Die Biogasbelegung der einzelnen Leitungen stellt ein Maß für die Wirtschaftlichkeit des Netzes dar und wird als jährliche Menge an produziertem Biogas pro Gesamtlänge der Leitung definiert. Dabei wird die Grenze für einen wirtschaftlichen Betrieb mit ca. 2.000 kWh/(m*a) angegeben (Expertise DBI [28]). Wird dieser Wert überschritten, gilt die Leitung als wirtschaftlich. Bei Unterschreitung des Kennwertes wird diese als unwirtschaftlich eingeordnet (in Bezug auf Kosten für Bau, Wartung, Instandhaltung). Da aufgrund der Netzbildung auch kleinere Anlagen von benachbarten größeren Anlagen profitieren können, wurde bei der Eingabe kein Ausschluss von Biogasanlagen vorgenommen. Dabei muss jedoch bei der Leitungsbildung das Kriterium der Biogasbelegung bereits von einer anzuschließenden Biogasanlage erfüllt werden, um die Bildung von „Netzen“ aus lediglich zwei Anlagen zu reduzieren.

Bei den nachfolgenden Modellierungen handelt es sich um eine Grobtrassenplanung, die als erste Orientierung dienen soll. Dabei werden die berechneten Netze anhand von linearen Verbindungen zwischen den Anlagen gebildet und sind damit nicht direkt technisch umsetzbar (u.a. keine Berücksichtigung von Straßen, Naturschutzgebieten etc.). Eine konkrete Netzplanung inklusive einer Auslegung der Biogasnetze kann nach einer detaillierten Einzelfallbetrachtung (Ortsanalyse ggf. mit Begehung) erfolgen.

Als erster Schritt in der Erstellung eines Biogasnetzes erfolgt eine Entfernungsanalyse zwischen allen Biogasanlagen (siehe Abbildung 8). Als Ausgangspunkt dient dabei die Biogasanlage mit der höchsten Biogasproduktionsmenge in Deutschland, von welcher aus eine Linie zur nächsten Anlage gezogen und die potenzielle Biogasbelegung für den Netzabschnitt ermittelt wird. Dabei wird immer die kürzeste Strecke (Luftlinie) zwischen zwei Anlagen bzw. zwischen einer Anlage und dem entstehenden Netz gebildet. Gilt die Mindestbelegung für das gesamte Netz als erfüllt, wird die neue Anlage mit dem Netz verbunden. Anschließend wird iterativ die nächstbeste Verbindung gesucht und der Abstand der Anlage zum Netz sowie die Biogasbelegung des Leitungsabschnittes ermittelt. Die Erstellung des Netzes erfolgt dabei so lange, bis das Kriterium der Biogasbelegung nicht mehr erfüllt wird. Das Netz ist ab dem Punkt fertig erstellt und es erfolgt die iterative Erstellung des nächsten Netzes ab der Biogasanlage, welche bisher noch nicht verbunden wurde und die höchste Biogasproduktionsmenge hat.

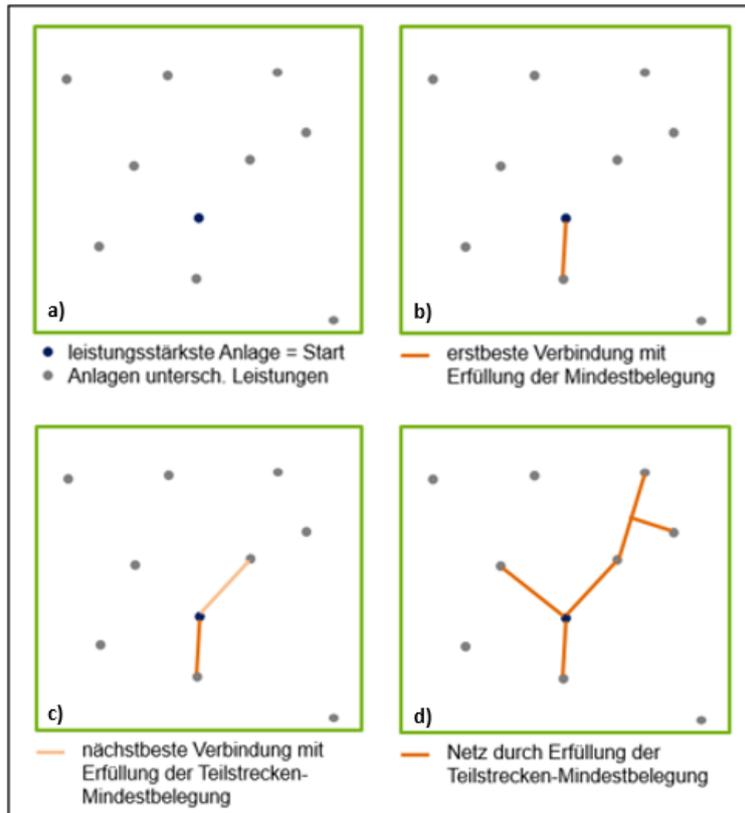


Abbildung 8: Schema zur Netzbildung nach Teilstrecken-Mindestbelegung

Für die zwei gewählten Szenarien wird jeweils die zulässige Biogasbelegung des Netzes variiert. In Szenario 1 beträgt diese mehr als 2.000 kWh/(m*a) (entspricht [28]). Um jedoch auch potenziell mehr Anlagen die Möglichkeit zum Anschluss an eine Sammelleitung zu ermöglichen, wird für Szenario 2 eine niedrigere Biogasbelegung von größer 500 kWh/(m*a) gewählt.

In Abbildung 9 sind die Netze mit den jeweiligen Biogasbelegungen in den Methangebieten für das Szenario 1 dargestellt. Dabei sind 276 Netze entstanden mit einer Gesamtlänge von mehr als 7.000 km, wobei knapp 2.400 Biogasanlagen verbunden wurden und ca. 32 TWh Biogas mittels der Sammelleitung transportiert werden können. Das längste Netz befindet sich dabei mit knapp 1.400 km im Norden Deutschlands und transportiert knapp 6 TWh Biogas.

Biogasbelegung in kWh/m

- < 3.000
- 3.000 - 4.000
- 4.000 - 5.000
- 5.000 - 10.000
- > 10.000

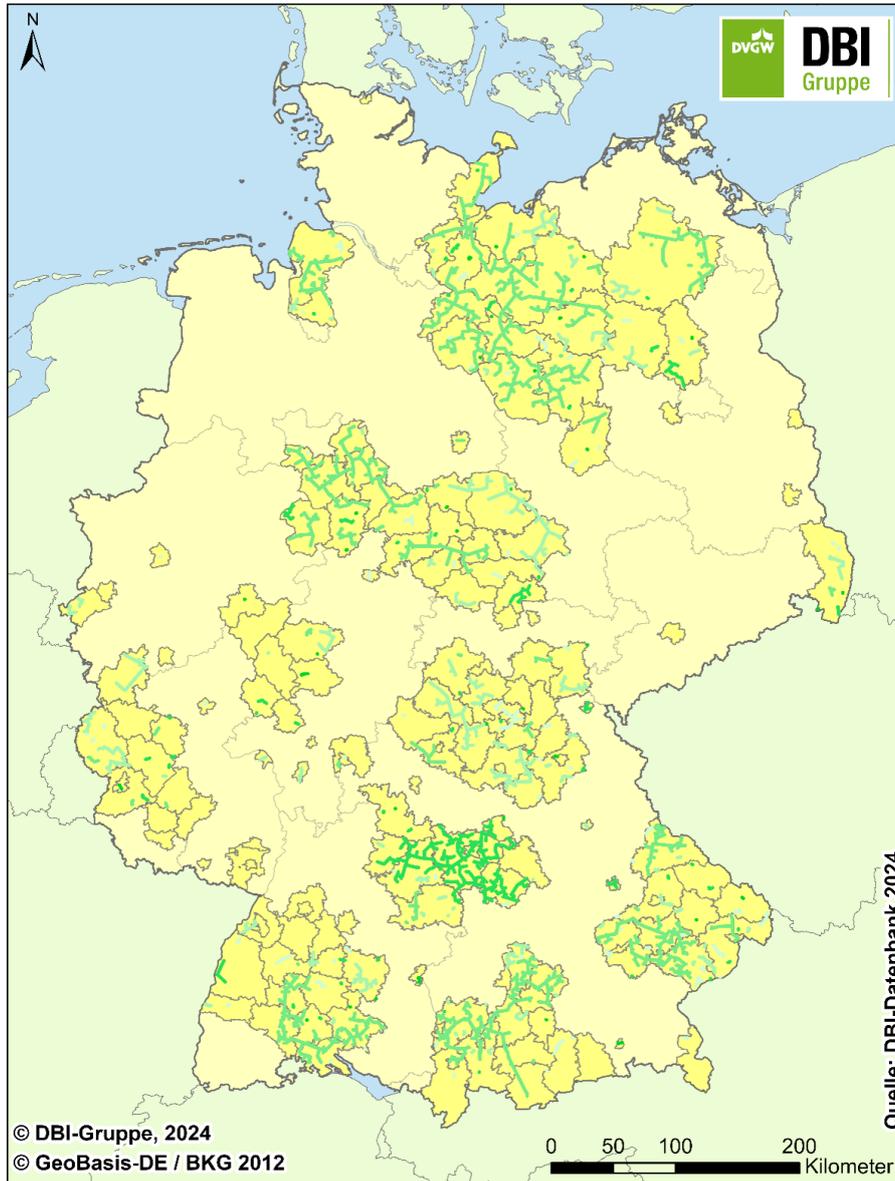


Abbildung 9: Netzverlauf modellierter Biogasnetze inklusive Biogasbelegung der einzelnen Netze in Methangebieten für Szenario 1 (Biogasbelegung > 2.000 kWh/m)

Für Szenario 2 sind die Biogasnetze in Methangebieten in Abbildung 10 dargestellt. Durch die Verkleinerung der zulässigen Biogasbelegung konnten mehr Biogasanlagen angeschlossen und dabei eine geringere Anzahl an Netzen werden. In Summe konnten dabei mehr als 3.600 Biogasanlagen zu 41 Netzen zusammengeschlossen werden. Hierbei können knapp 40 TWh und somit nahezu die gesamte in den Methangebieten produzierte Biogasmenge durch die Sammelleitungen transportiert werden.

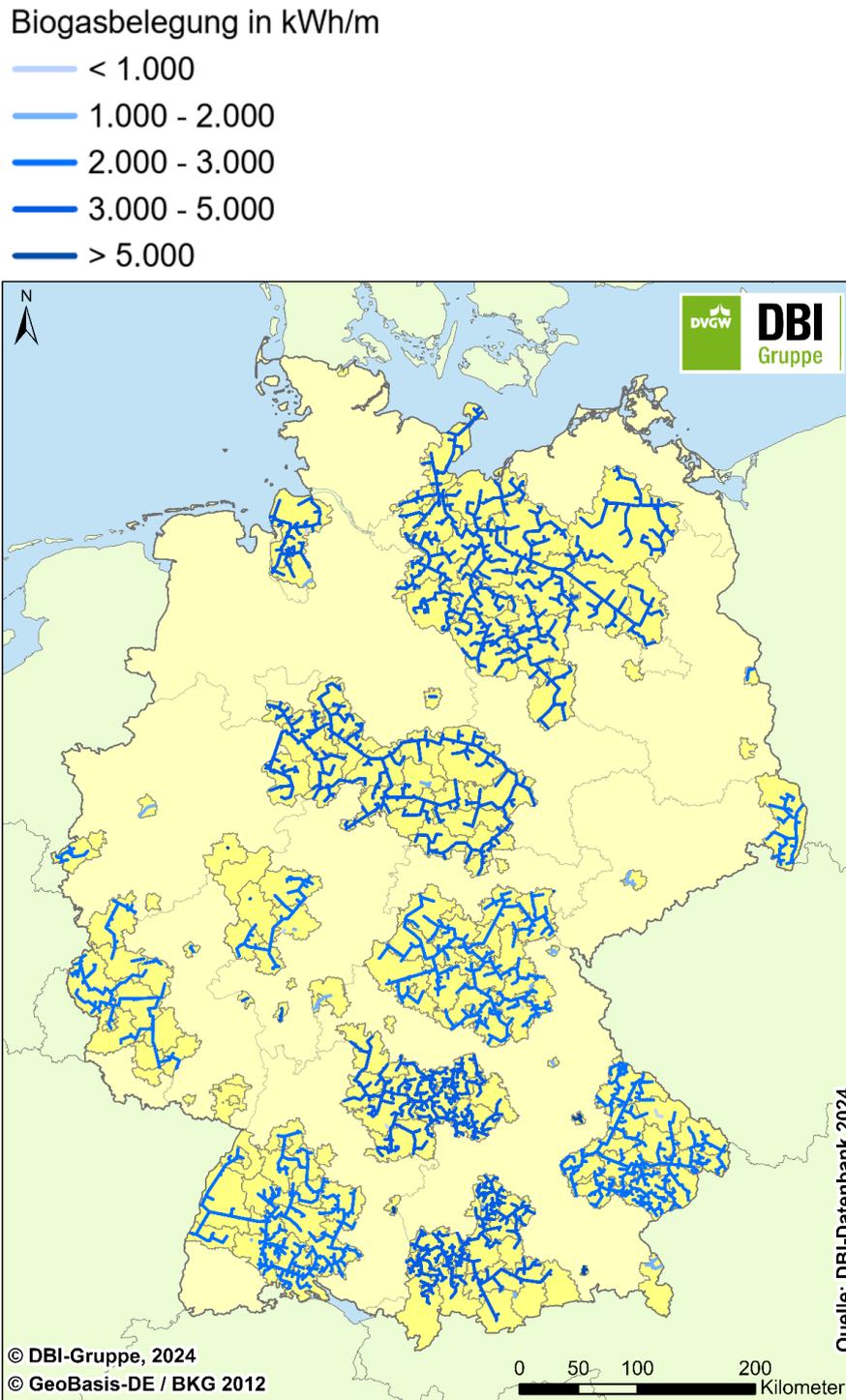


Abbildung 10: Netzverlauf modellierter Biogasnetze inklusive Biogasbelegung der einzelnen Netze in Methangebieten für Szenario 2 (Biogasbelegung > 500 kWh/m)

Die modellierten Biogasnetze können für unterschiedliche Einsätze genutzt werden. Beispielsweise kann das Biogas gesammelt zum Erdgasnetz transportiert und zu Biomethan veredelt werden oder aber als teilaufbereitetes Biogas oder auch Biomethan in Industrieprozessen aktuell fossile Energieträger substituieren. Auf diese beiden Konzepte wird für die beiden Szenarien im nachfolgenden eingegangen.

3.3.1 Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz

Szenario 1

In Abbildung 11 ist der Zusammenhang zwischen Entfernung des Biogasnetzes (Biogasbelegung > 2.000 kWh/(m*a)) vom Erdgasnetz zur Anzahl der Netze sowie zur einspeisbaren Biogasmenge dargestellt. Dabei fällt auf, dass der höchste Anteil an Netzen zwar weiter als 5 km vom Erdgasnetz entfernt liegt, jedoch der Anteil an einspeisbarem Biogas am höchsten bei den Biogasnetzen ist, welche direkt das Erdgasfernleitungsnetz kreuzen (ca. 27 TWh). Da es sich hierbei um eine Luftlinienverbindung der Biogasanlagen handelt muss dies im Einzelfall überprüft werden. Jedoch zeigt sich, dass in den Methangebieten deutliches Potenzial zur Sammlung von Biogas und gemeinsamer Aufbereitung und Einspeisung besteht.

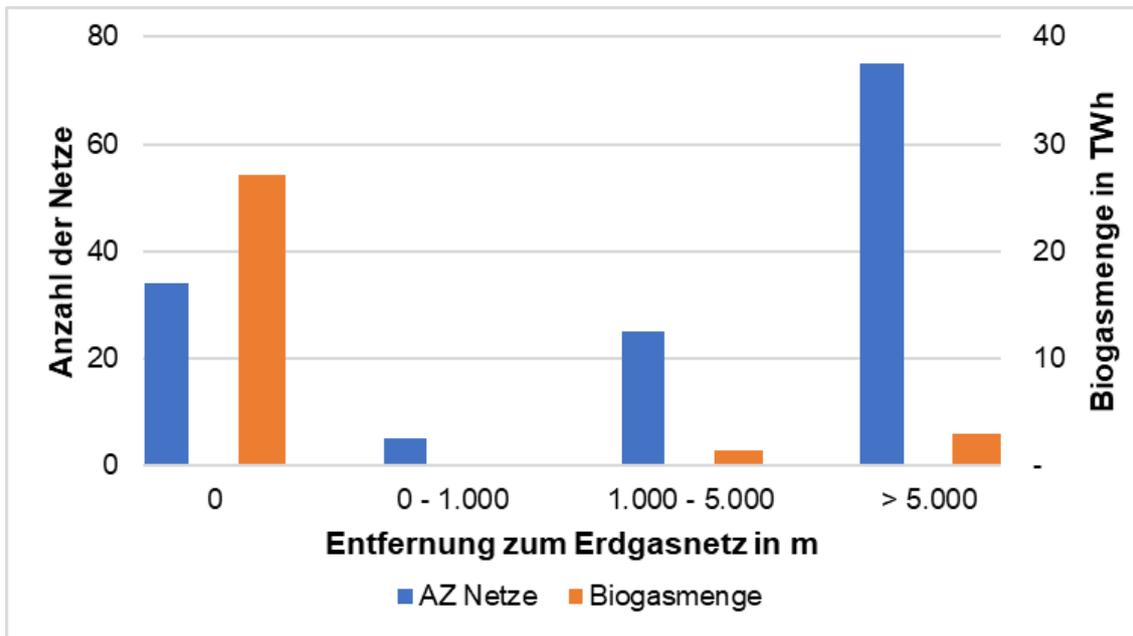


Abbildung 11: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zum Erdgasnetz für Szenario 1 der Methangebiete

Szenario 2

In Abbildung 12 ist der Zusammenhang für die verschiedenen Entfernungsklassen zum Erdgasnetz in Bezug auf die Anzahl der Biogasnetze und einspeisbaren Biogasmenge für eine Biogasbelegung von > 500 kWh/(m*a) zusammengefasst. Dabei wird deutlich, dass im Vergleich zu Szenario 1 deutlich weniger Netze vorliegen und sich diese somit aufgrund der geringeren Biogasbelegung verbunden haben. Zusätzlich ist die einspeisbare Biogasmenge von Netzen, welche direkt das Erdgasfernleitungsnetz kreuzen noch einmal auf ca. 39 TWh angestiegen. Da es sich auch hier um eine Luftlinienverbindung handelt, wird eine regionale Prüfung empfohlen.

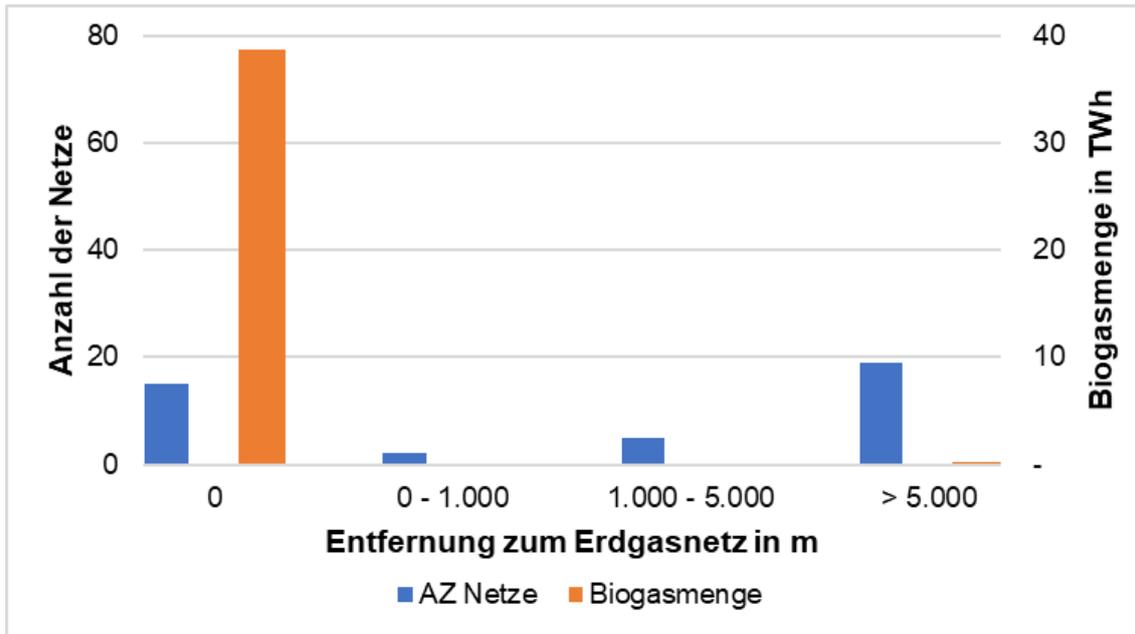


Abbildung 12: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zum Erdgasnetz für Szenario 2 der Methangebiete

3.3.2 Verwendung von teilaufbereitetem Biogas oder Biomethan für Industrieprozesse

In den Methangebieten befinden sich mehr als 1.500 Industriestandorte mit einem Energiebedarf von 30 TWh. Dabei ist vor allem im Süden und Westen Deutschlands eine hohe Dichte an Industriestandorten anzutreffen (siehe Anhang 1). Im nachfolgenden soll analysiert werden, in welcher Entfernung zu den Industriestandorten Biogasnetze liegen und wieviel Biogas potenziell über die modellierten Netze zu den Anlagen transportiert werden könnte, um die vorwiegend fossilen Energieträger zu substituieren. Hierbei handelt es sich um eine erste grobe Analyse. Im Detail muss für den jeweiligen Industriestandort eine realistische Standortanalyse durchgeführt werden, um zu ermitteln, welche Bedarfe jeweils vorliegen und wieviel Biogas über eine genau geplante Biogassammelleitung zur Verfügung gestellt werden kann. Je nach Einsatzgebiet besteht die Möglichkeit Biogas nach einer Teilaufbereitung (Entfeuchtung und Entfernung von H₂S) direkt zur thermischen Nutzung einzusetzen. Dies muss in Bezug auf beispielsweise die zu erreichenden Temperaturen oder Flammenstabilität im Einzelfall überprüft werden. Ein wirtschaftlicher Vorteil hierbei wäre, dass der energieintensive Schritt der CO₂-Abtrennung für die Veredlung zu Biomethan entfällt.

Szenario 1

In Abbildung 13 sind zu den entsprechenden Entfernungsklassen die Anzahl der Netze innerhalb dieser Klasse sowie die potenziell transportierbare Biogasmenge für eine Biogasbelegung von > 2.000 kWh/(m*a) dargestellt. Hier wird deutlich, dass die Mehrzahl der Netze weiter als 500 m von einem Industriestandort entfernt liegen, jedoch der Großteil des Biogases innerhalb der ersten Entfernungsklasse zu finden ist. Ca. 25 TWh Biogas können über Netze mit einer Entfernung von weniger als 500 m zur Versorgung von Industriestandorten dienen. Dies entspricht mehr als der in den Methangebieten benötigten Energiemenge für Industrieprozesse. Jedoch fällt das Biogas vor allem in den ländlich geprägten Regionen an, während die Industriestandorte in der Nähe von Ballungszentren liegen. Analysen für den jeweiligen Einzelfall sind hier anzustreben.

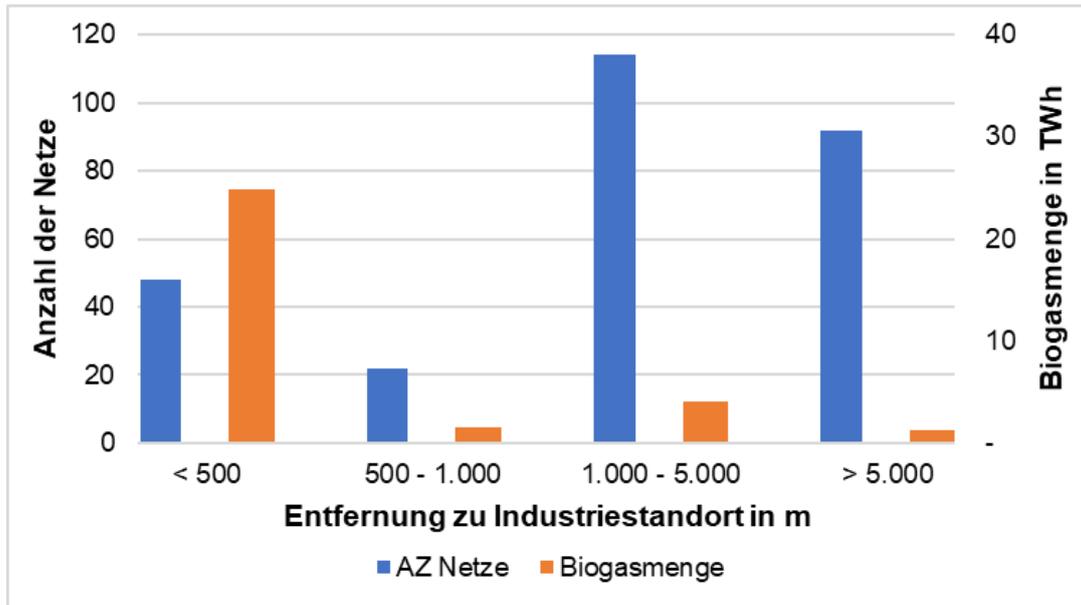


Abbildung 13: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zu einem Industriestandort für Szenario 1 in den Methangebieten

Szenario 2

Die Verteilung der Netze bei einer Biogasbelegung von > 500 kWh/(m*a) in die einzelnen Entfernungsklassen in Bezug auf die Industriestandorte ist in Abbildung 14 zusammengefasst. Die deutlich weniger Netze im Vergleich zu Szenario 1 sind die Hälfte der Biogasnetze in der ersten Entfernungsklasse und somit weniger als 500 m von den Industriestandorten Entfernung. Dies gilt ebenfalls für die Biogasmenge, welche nahezu zu 100 % im Bereich dieser Entfernungsklasse enthalten ist. Jedoch muss auch hier, wie bei Szenario 1, eine Detailanalyse zu den lokal benötigten Energiemengen je Standort und den realistischen Netzverläufen für eine genaue Standortanalyse durchgeführt werden.

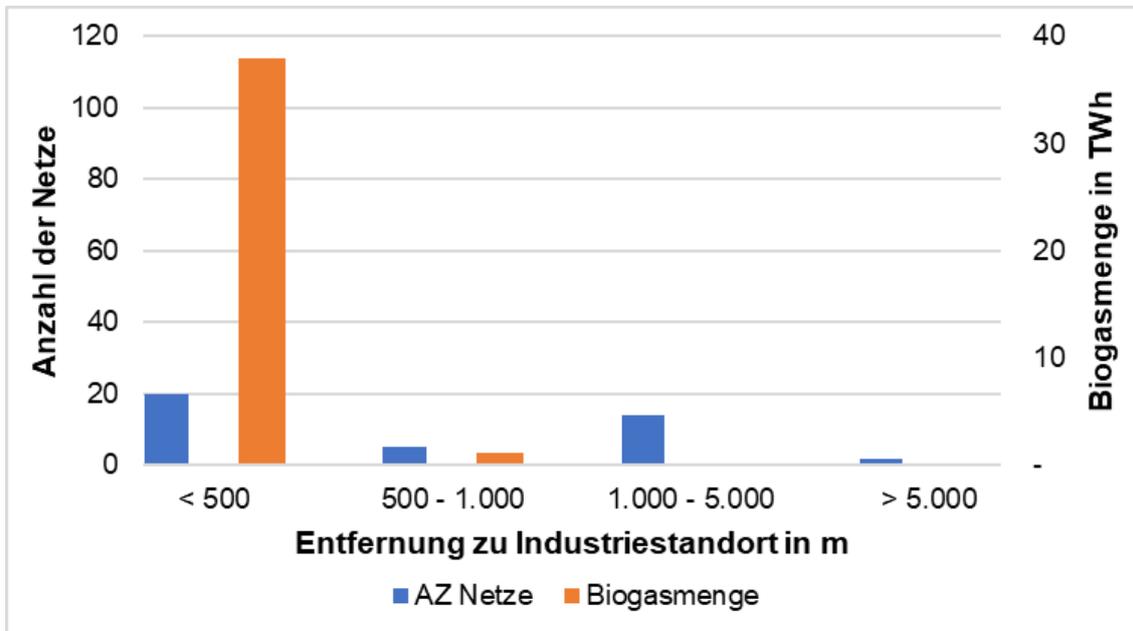


Abbildung 14: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zu einem Industriestandort für Szenario 2 in den Methangebieten

4 Biogasnutzungskonzepte in Mischgebieten

4.1 Fortsetzung der Nutzung als KWK-Anlage

In den Mischgebieten können derzeit mehr als 15 TWh Strom produziert werden. Um die Attraktivität für Betreiber von Biogasanlagen zu steigern, sollte, wie bereits in Kapitel 3.1 erwähnt, die Vergütung angehoben und die Genehmigungsverfahren zur Flexibilisierung vereinfacht werden. Ein zusätzlicher Anreiz könnte der Verkauf von Wärme sein, was im Folgenden für die Mischgebiete näher erläutert wird.

4.1.1 Weiterführende Nutzung als Energiequelle für Wärmenetze

Die Vorteile zur Verwendung der Abwärme aus Biogas-KWK-Anlagen für Wärmenetze sind bereits in 3.1.1 beleuchtet worden. In Abbildung 15 wird der Anteil der potenziellen Abwärme aus Biogasanlagen zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor veranschaulicht. Zu erkennen ist, dass in Norddeutschland höhere Deckungsgrade erreicht werden. Dies liegt vor allem an der landwirtschaftlichen Prägung dieser Regionen, wo viel Biogas erzeugt wird, während die Bevölkerungsdichte gering ist und dementsprechend weniger Wärme benötigt wird. Etwa ein Drittel der Mischgebiete (Landkreise) kann weniger als 25 % des Wärmebedarfs durch Abwärme aus Biogasanlagen abdecken, während rund 25 % der Landkreise mehr als 50 % ihres Bedarfs durch diese Quelle decken können. Für eine effektive Nutzung in der kommunalen Wärmeplanung sollte das Abwärmepotenzial regional geprüft werden, insbesondere wenn Wärmenetze als eine mögliche Versorgungsoption erwogen werden.

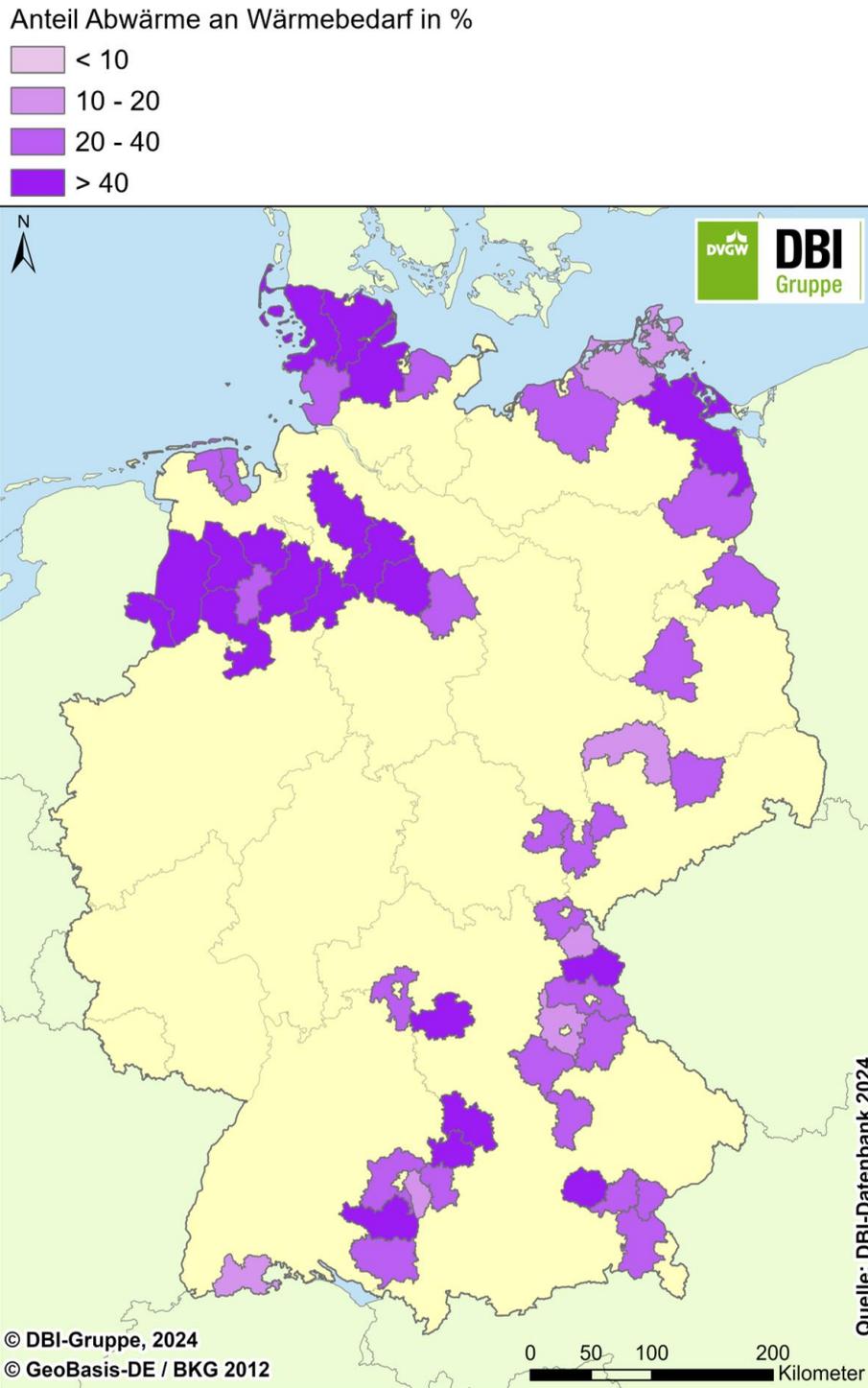


Abbildung 15: potenzieller Anteil an Abwärme aus Biogasanlagen in Mischgebieten zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor

4.2 Clusterung der Biogasanlagen zu Sammelleitungen

Die Methodik zur Clusterung von Biogasanlagen zu Biogassammelleitungen ist bereits in Kapitel 3.3 beschrieben. Für die Clusterung innerhalb der Mischgebiete werden ebenfalls zwei Szenarien gewählt, in denen die Biogasbelegung > 2.000 kWh/(m*a) (Szenario 1) bzw. > 500 kWh/(m*a) (Szenario 2) beträgt.

In Abbildung 16 ist der modellierte Netzverlauf für Biogassammelleitungen mit einer Biogasbelegung von > 2.000 kWh/(m*a) in Mischgebieten dargestellt. Insgesamt sind 151 Netze mit einer Gesamtlänge von ca. 7.800 km entstanden. Bei dieser Modellierung sind knapp 3.200 Biogasanlagen miteinander verbunden und es können innerhalb der Sammelleitungen ca. 42 TWh Biogas transportiert werden.



Abbildung 16: Netzverlauf modellierter Biogasnetze in Mischgebieten für Szenario 1 (Biogasbelegung > 2.000 kWh/m)

Für Szenario 2 sind die Biogasnetze in Mischgebieten in Abbildung 17 dargestellt. Durch die Reduzierung der zulässigen Biogasbelegung war es möglich, mehr Biogasanlagen anzuschließen und gleichzeitig die Anzahl an Netzen zu verringern. Insgesamt konnten über 3.900 Biogasanlagen zu 20 Netzen zusammengeführt werden. Auf diese Weise lassen sich rund 45 TWh Biogas und somit nahezu die gesamte in den Mischgebieten erzeugte Biogasmenge durch die Sammelleitungen transportieren.

Biogasbelegung in kWh/m

- < 1.000
- 1.000 - 2.000
- 2.000 - 3.000
- 3.000 - 5.000
- > 5.000

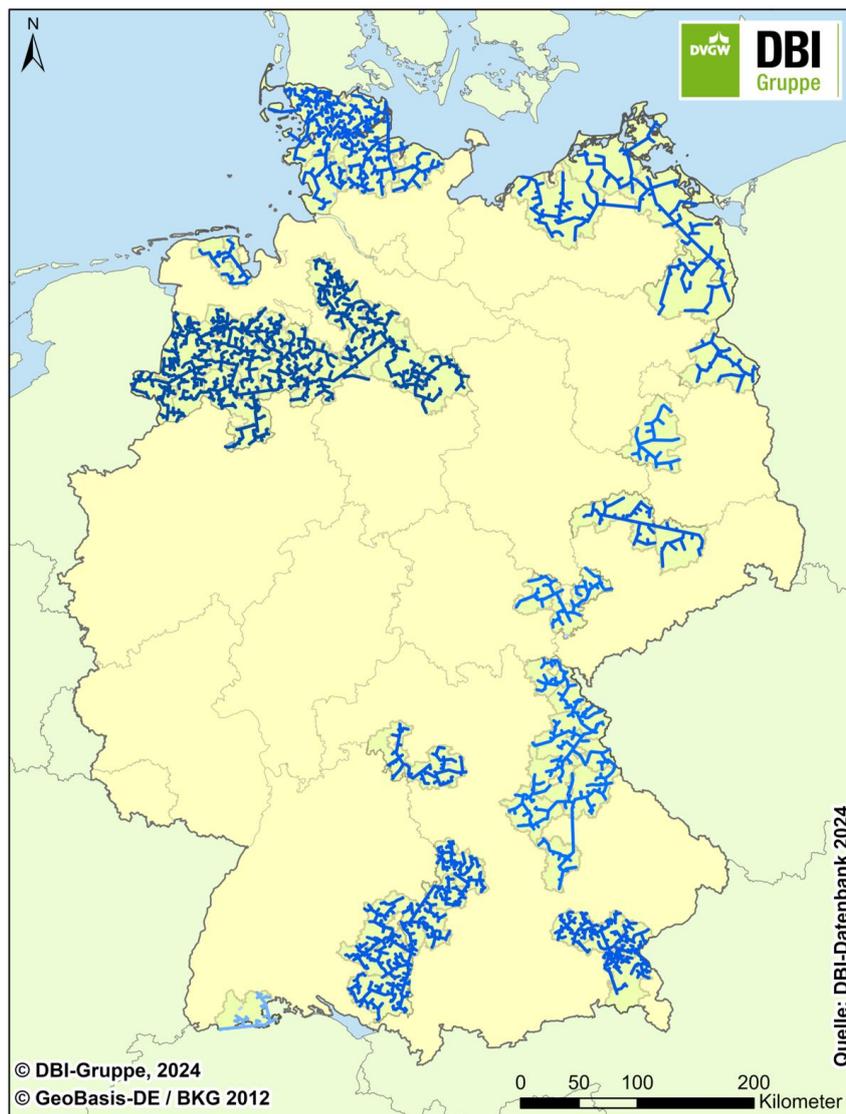


Abbildung 17: Netzverlauf modellierter Biogasnetze in Mischgebieten für Szenario 2 (Biogasbelegung > 500 kWh/m)

Im Vergleich zu den Netzen in den Methangebieten, können die Sammelleitungen in Mischgebieten nicht zwingend zur Einspeisung in das Erdgasnetz genutzt werden, da hier der Ausbau des Wasserstoffkernetzes vorangetrieben wird. Aus diesem Grund wird der Einsatz der Sammelleitungen in Mischgebieten zur Versorgung von Industriestandorten angedacht. Darauf soll für die beiden Szenarien im nachfolgenden eingegangen werden.

4.2.1 Verwendung von teilaufbereitetem Biogas oder Biomethan für Industrieprozesse

In den Mischgebieten gibt es mehr als 850 Industriestandorte mit einem Energiebedarf von etwa 10 TWh. Besonders im Nordwesten Deutschlands ist eine hohe Dichte an Industriestandorten vorhanden (siehe Anhang 2). Die folgende Analyse untersucht die Nähe von Biogasnetzen zu diesen Industriestandorten und bewertet das Potenzial, fossile Energieträger durch Biogas aus den modellierten Netzen zu ersetzen. Diese Analyse ist zunächst als grober Überblick zu verstehen. Für jeden einzelnen Industriestandort ist eine detaillierte Standortanalyse erforderlich, um den spezifischen Energiebedarf zu ermitteln und festzustellen, wie viel Biogas über präzise geplante Biogassammelleitungen zur Verfügung gestellt werden kann. Je nach Anwendungsbereich besteht die Möglichkeit, Biogas nach einer Teilaufbereitung (Entfeuchtung, Entschwefelung) direkt für thermische Prozesse zu nutzen. Dabei sollten jedoch Aspekte wie die erforderlichen Temperaturen oder die Flammenstabilität bei dem jeweiligen Prozess geprüft werden. Ein wirtschaftlicher Vorteil dieser Variante liegt darin, dass der energieintensive Prozess der CO₂-Abtrennung, der für die Aufbereitung zu Biomethan erforderlich ist, entfällt.

Szenario 1

Abbildung 18 zeigt die Anzahl der Biogasnetze in verschiedenen Entfernungsklassen sowie die potenziell transportierbare Biogasmenge bei einer Biogasbelegung von mehr als > 2.000 kWh/(m*a). Es wird deutlich, dass die Mehrheit der Netze mehr als 500 m von Industriestandorten entfernt liegt. Dennoch befindet sich der größte Teil des transportierbaren Biogases in der Klasse mit weniger als 500 m Entfernung. Über diese nahen Netze könnten rund 38 TWh Biogas zur Versorgung von Industrieprozessen transportiert werden, was den Energiebedarf der Industrie in den Mischgebieten übersteigt. Allerdings konzentriert sich die Biogasproduktion hauptsächlich in ländlichen Regionen, während die Industriestandorte tendenziell näher an Ballungszentren liegen. Daher sind standortspezifische Analysen erforderlich, um die tatsächliche Machbarkeit zu bewerten.

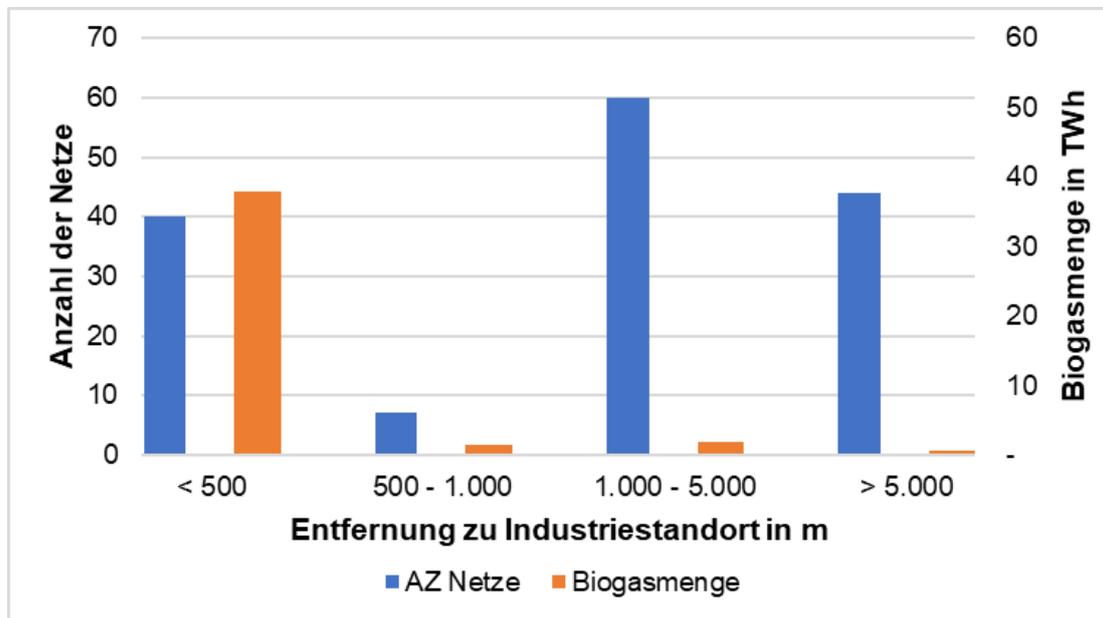


Abbildung 18: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zu einem Industriestandort für Szenario 1 in den Mischgebieten

Szenario 2

Die Verteilung der Netze mit einer Biogasbelegung von mehr als 500 kWh/(m*a) auf verschiedene Entfernungsklassen in Bezug auf die Industriestandorte wird in Abbildung 19 zusammengefasst. Im Vergleich zu Szenario 1 gibt es deutlich weniger Netze (Anzahl: 20), wobei der Großteil (65 %) in der ersten Entfernungsklasse liegt, also weniger als 500 m von den Industriestandorten entfernt. Fast die gesamte transportierbare Biogasmenge befindet sich in dieser Entfernungsklasse. Auch hier ist es jedoch notwendig, wie in Szenario 1, eine detaillierte Analyse durchzuführen, um die lokal benötigten Energiemengen und den realistischen Verlauf der Netze je nach Standort genauer zu bewerten.

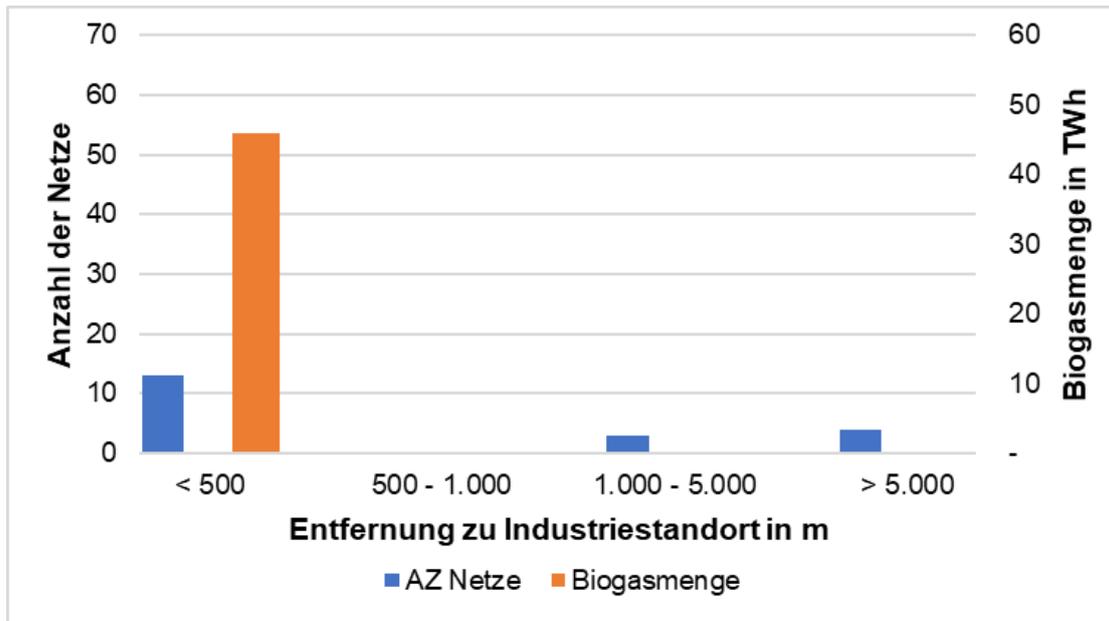


Abbildung 19: Darstellung der Anzahl der Anlagen und transportierten Biogasmenge in Abhängigkeit von der Entfernung zu einem Industriestandort für Szenario 2 in den Mischgebieten

5 Biogasnutzungskonzepte in Wasserstoffgebieten

5.1 Fortsetzung der Nutzung als KWK-Anlage

In den Wasserstoffgebieten können derzeit über 11 TWh Strom erzeugt werden. Wie bereits im Kapitel zu dem Methan- und Mischgebieten erwähnt, sollten einige Rahmenparameter für die Biogasanlagenbetreiber angepasst werden, um die Attraktivität zum Weiterbetrieb als KWK-Anlage zu erhöhen. Einerseits sollte die Vergütung verbessert und andererseits die Genehmigungsverfahren für eine Flexibilisierung vereinfacht werden. Ein weiterer Anreiz könnte im Verkauf von Wärme liegen, was im Folgenden speziell für die Wasserstoffgebiete näher erläutert wird

5.1.1 Weiterführende Nutzung als Energiequelle für Wärmenetze

Die Erläuterungen zu den Vorteilen der Abwärmenutzung von Biogas-KWK-Anlagen für Wärmenetze sind in Kapitel 3.1.1 zusammengefasst.

In Abbildung 20 wird der Anteil der potenziellen Abwärme aus Biogasanlagen zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor dargestellt. Im Vergleich zu den anderen Vorzugsregionen (Methangebiete und Mischgebiete) gibt es hier keinen regionalen Trend in der Verteilung der Abwärmemenge zu erkennen. Da es sich hierbei jedoch um Gebiete mit vergleichsweise wenig Biogas handelt (Einteilung Mischgebiet/ Wasserstoffgebiet siehe Kapitel 2.5) und diese in urbanen Gebieten liegen, fällt der Anteil an potenzieller Abwärme deutlich geringer aus. Ca. 99 % der Wasserstoffgebiete (Landkreise) kann weniger als 25 % des Wärmebedarfs durch Abwärme aus Biogasanlagen abdecken. In keinem der Landkreise kann mehr als 50 % des Bedarfs durch diese Quelle gedeckt werden. Für eine effektive Nutzung in der kommunalen Wärmeplanung sollte das Abwärmepotenzial regional geprüft werden, insbesondere wenn Wärmenetze als eine mögliche Versorgungsoption erwogen werden.

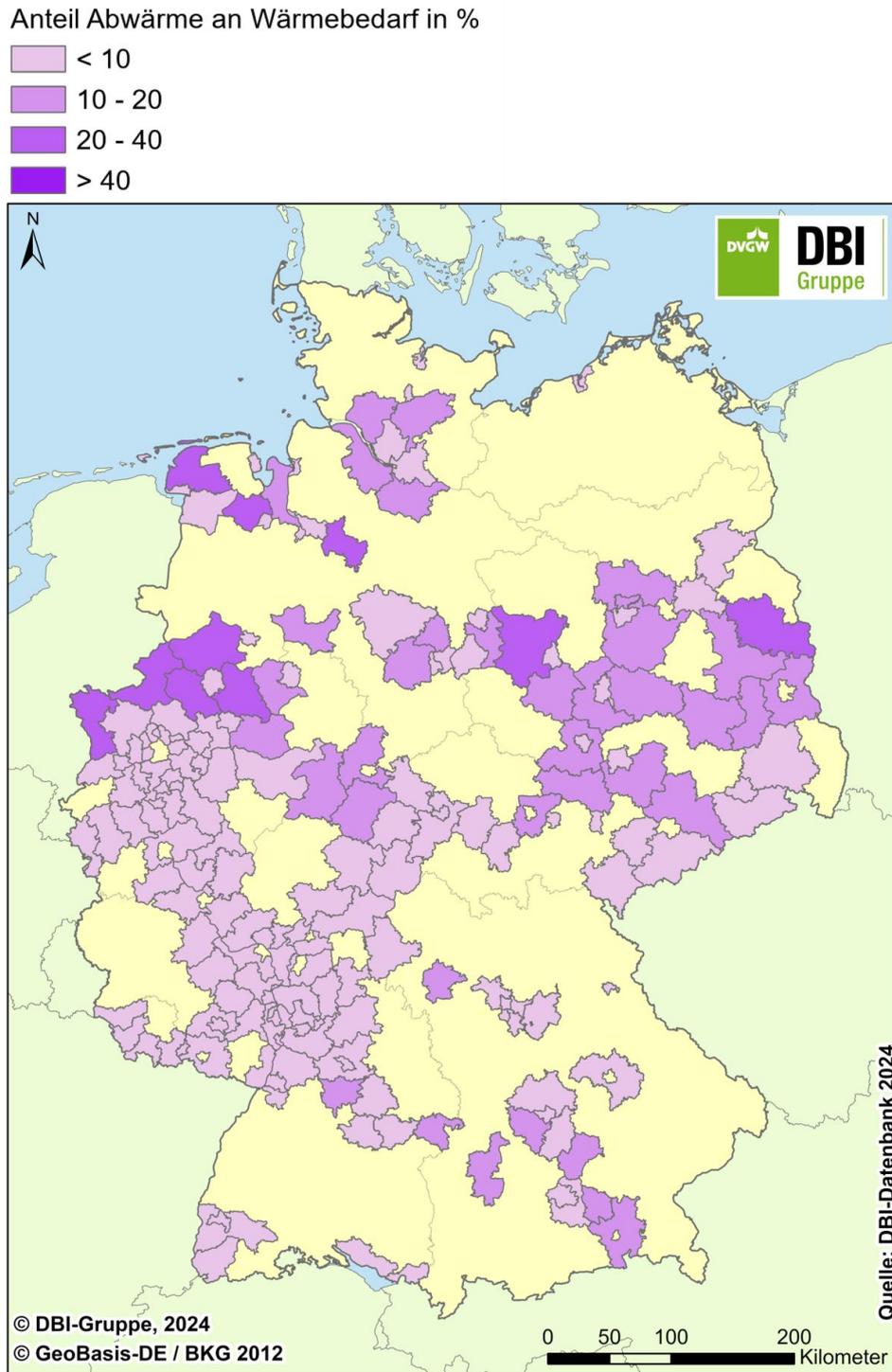


Abbildung 20: potenzieller Anteil an Abwärme aus Biogasanlagen in Wasserstoffgebieten zur Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor

5.2 Umwandlung zu Bio-LNG und Bio-CNG

Mit der zu erwartenden Umsetzung der EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien in nationales Recht wird angenommen, dass Biomethan in den kommenden Jahren verstärkt im Verkehrssektor eingesetzt wird. Besonders ökologisch vorteilhafte Anlagenkonzepte setzen dabei auf die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen.

Zur Zeit ist der Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor in Deutschland vergleichsweise gering und lag 2023 bei 7,3 % [29]. Hinzukommend hat sich Deutschland das Ziel gesteckt, bis 2030 einen Anteil von 29 % an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor aufzuweisen [30]. Dabei könnte ein erhöhter Einsatz von Bio-CNG (Bio-Compressed Natural Gas) oder Bio-LNG (Bio-Liquefied Natural Gas) zu einer deutlichen Reduzierung des CO₂-Ausstoßes im Mobilitätssektor führen. CNG bezeichnet auf 200 – 300 bar verdichtetes Erdgas [31]. Bei LNG handelt es sich um verflüssigtes Erdgas, bei Temperaturen von bis zu -160 °C [32]. Verflüssigtes Erdgas (LNG) ist seit Jahren ein etablierter Energieträger, der insbesondere im globalen Energiehandel eine zunehmend wichtige Rolle spielt. Aufgrund seiner hohen Energiedichte eignet sich LNG hervorragend für den Transport über weite Strecken und hat sich zu einem flexiblen und gut steuerbaren Importgut vieler Energiemärkte entwickelt. Dies hat zur Dynamisierung und Diversifizierung der Energiemärkte beigetragen. [32] Zudem ermöglicht der Einsatz von LNG und CNG als Treibstoff für LKW und Landmaschinen in Verbindung mit moderner Motorentechnologie eine Reduktion der CO₂-Emissionen um etwa 16 %. Mit regenerativ erzeugtem Bio-LNG lassen sich die CO₂-Emissionen um über 65 % reduzieren, womit die Vorgaben der RED II erfüllt werden. [33] Die Verwendung von LNG/CNG sowie Bio-LNG/Bio-CNG führt zu einer Reduktion der NO_x-Emissionen um 40 % im Vergleich zu einem Euro VI-Dieselmotor. Zudem verringern sich die Geräuschemissionen im Schwerlastverkehr um 50 % [34]. Gleichzeitig sinkt die Feinstaubbelastung im Vergleich zu herkömmlichen Diesel-LKW (Euro VI) um 90 % [35]. Bio-LNG und Bio-CNG sind vollständig mit fossilem LNG und CNG kompatibel, was den Einsatz dieses erneuerbaren Kraftstoffs auf dem Markt erheblich erleichtert. Ein höherer Anteil an biomethanbasierten Kraftstoffen trägt zudem zur Verringerung der Importabhängigkeit bei und stärkt somit die Versorgungssicherheit in Deutschland. Bio-LNG/Bio-CNG kann aus einer Vielzahl von Substraten gewonnen werden, darunter flüssiger und fester Mist, Klärschlamm, pflanzliche Reststoffe, Haushalts- und Speiseabfälle sowie kommunales und industrielles Abwasser. Diese breite Auswahl an Ausgangsmaterialien führt zu einer signifikanten Verringerung des CO₂-Fußabdrucks im Vergleich zu fossilem LNG/CNG. Die Verflüssigung bzw. Verdichtung von Biomethan bietet eine Möglichkeit, den Kraftstoff LNG bzw. CNG zu dekarbonisieren. Für Biogasproduzenten könnte die Herstellung von Bio-LNG/Bio-CNG in Zukunft eine attraktive Option darstellen, um alternative oder zusätzliche Absatzmärkte zu erschließen. Besonders interessant wird dies, wenn erneuerbare Kraftstoffe im Mobilitätssektor deutlich höhere Preise erzielen oder aber neue Nutzungskonzepte aufgrund des Ausbaus vom Wasserstoffkernnetz gesucht werden. Die Anforderungen und Grenzwerte für Bio-LNG und Bio-CNG sind der DIN EN 16723-2 [36] zu entnehmen.

5.3 Biogas-to-X

Eine weitere Möglichkeit Biogas ein neues Nutzungskonzept zu bieten ist dieses zu höherwertigen Kohlenwasserstoffen umzuwandeln. Nach einem Aufreinigungsschritt werden das Methan und Kohlenstoffdioxid zu Sythesegas (Gemisch aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff) umgesetzt. Sythesegas kann anschließend beispielsweise über die Fischer-Tropsch-Synthese zur Erzeugung langkettiger Moleküle (wie Paraffine, Olefine oder Alkohole) herangezogen werden. Über diesen Prozess können beispielsweise synthetische Kraftstoffe gewonnen werden. Ebenso kann aus dem Sythesegas durch die Methanolsynthese Methanol hergestellt werden.

Der Biogas-to-Methanol-Prozess ist aus mehreren Gründen von großer Bedeutung, insbesondere im Hinblick auf die Energiewende und die nachhaltige Nutzung von Ressourcen. Zunächst kann mittels Methanol ein klimafreundlicher Kraftstoff produziert werden. Methanol, das aus Biogas gewonnen wird, ist ein kohlenstoffneutraler oder sogar negativer Kraftstoff, wenn es aus Abfällen oder Reststoffen hergestellt wird.

Es trägt dazu bei, den CO₂-Ausstoß zu reduzieren, indem fossile Kraftstoffe ersetzt werden. In der Schifffahrtsindustrie und im Automobilssektor ist Methanol ein sauberer Treibstoff, der wesentlich weniger Schadstoffe wie Stickoxide (NO_x), Schwefeldioxyde (SO_x) und Feinstaub emittiert. [37] Des Weiteren ist Methanol ein universell einsetzbarer Chemiegundstoff, der in vielen industriellen Prozessen eingesetzt wird, wie z.B. die Herstellung von Kunststoffen, Lösungsmitteln und pharmazeutischen Produkten oder als Ausgangsstoff für andere Chemikalien, wie Formaldehyd oder Essigsäure. [38] Zusätzlich ermöglicht der Biogas-to-Methanol-Prozess, organische Abfälle oder landwirtschaftliche Reststoffe effizient zu verwerten. Dies unterstützt die Kreislaufwirtschaft und reduziert die Notwendigkeit, fossile Rohstoffe zu fördern. Vor allem in ländlichen Gebieten, wo große Mengen an Biomasse anfallen, ist Methanol ein sinnvoller Energieträger, der vor Ort produziert und genutzt werden kann. Für alle Biogas-to-X Prozesse gelten folgende Vorteile:

- **Vielseitigkeit:** Biogas-to-X erlaubt es, Biogas in verschiedene Formen zu verwandeln, je nach Bedarf des Energiemarkts oder der Industrie
- **Klimafreundlichkeit:** Durch die Nutzung von organischen Abfällen und Reststoffen trägt der Prozess zur Kreislaufwirtschaft bei und reduziert die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern.
- **Netzunabhängigkeit:** Die Umwandlung von Biogas in flüssige oder gasförmige Energieträger ermöglicht eine flexible Nutzung, unabhängig von bestehenden Gasnetzen.

Insgesamt bietet der Biogas-to-X-Prozess eine Möglichkeit, die Potenziale von Biogas voll auszuschöpfen und die Potenziale auch dort zu heben, wo keine Einspeisung in ein Gasnetz möglich ist.

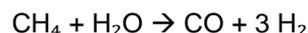
5.4 Umwandlung von Biogas zu Wasserstoff

Aus dem im Biogas enthaltenen Methan kann auch Wasserstoff synthetisiert werden. Dies ist vor allem in den Regionen eine wichtige Option, in denen beispielsweise die Einspeisung von Biomethan aufgrund der geplanten H₂-Infrastruktur keine Alternative darstellt. Aufgrund der immer weiter ansteigenden Nachfrage ist die Produktion von grünem Wasserstoff aus Biomethan eine mögliche Quelle, um diesen Energieträger lokal in Deutschland zu erzeugen. Dabei kann Wasserstoff auf unterschiedlichen Wegen aus Methan gewonnen werden. Im Nachfolgenden werden drei Optionen näher beleuchtet, wie Wasserstoff aus Biomasse gewonnen werden kann.

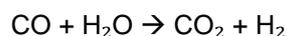
Reformierung von Biomethan

Der Prozess zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Reformierung von Methan wird als Steam reforming bezeichnet und verläuft nach Gleichung 2. In diesem Verfahren wird in der Regel ein doppelter Überschuss an Wasser bei hohen Temperaturen eingesetzt, um eine maximale Ausbeute an Wasserstoff zu erzielen. Anstelle von fossilem Methan kann hier Biomethan verwendet werden. Bei der Gewinnung von reinem Wasserstoff aus Methan sind jedoch zusätzliche Aufbereitungsschritte erforderlich, da es sich dabei um Gasgemische handelt. Zur Erhöhung der Ausbeute kann mittels Wassergas-Shift-Reaktion das entstandene Kohlenstoffmonoxid mit Wasser zu noch mehr Wasserstoff umgesetzt werden (Gleichung 3).

Gleichung 2: Reaktionsgleichung der Dampfreformierung von Methan



Gleichung 3: Wassergas-Shift-Reaktion



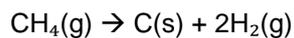
Inzwischen wird verstärkt nach Alternativen zur klassischen Dampfreformierung geforscht. Da Erdgas größtenteils aus Methan besteht, wurde das Verfahren ursprünglich darauf abgestimmt. Im Gegensatz dazu enthält Biogas, je nach verwendetem Substrat, über 50 Vol.-% CO₂, was beim Reformieren als Nebenprodukt anfällt und das chemische Gleichgewicht beeinflusst, wodurch die Wasserstoffausbeute sinkt. Um eine hohe H₂-Ausbeute zu erzielen, muss daher zunächst das enthaltene CO₂ abgetrennt werden. Neue Ansätze wie das Dry-, Bi- und Tri-Reforming versuchen, diesen Aufreinigungsschritt zu umgehen. Beim Dry-Reforming

werden CO₂ und CH₄ ohne weitere Zusätze in Synthesegas umgewandelt. Das Bi-Reforming fügt zusätzlich Wasser hinzu, während das Tri-Reforming sowohl Wasser als auch Sauerstoff verwendet. Im Labormaßstab haben alle drei Verfahren bereits vielversprechende Ergebnisse gezeigt. Allerdings zeigen die Katalysatoren eine relativ schnelle Deaktivierung, hauptsächlich aufgrund von Verkohlungen oder Verunreinigungen im Biogas. [39–42]

Pyrolyse von Biomethan

Ebenfalls möglich zur Erzeugung von Wasserstoff aus Biogas ist die Pyrolyse des im Biogas enthaltenen Methans. Dabei wird das Methan in seine molekularen Bestandteile nach Gleichung 4 zerlegt.

Gleichung 4: Pyrolyse von Methan



Dieser Prozess hat den Vorteil, dass keine Nebenprodukte entstehen und die Trennung der Reaktionsprodukte vereinfacht wird, da Kohlenstoff und Wasserstoff in unterschiedlichen Phasen vorliegen. Ein weiterer Vorteil ist, dass der entstandene feste Kohlenstoff keine Treibhausgase verursacht. Dieser Kohlenstoff, auch bekannt als Industrieruß (Carbon Black), kann in bestimmten Mengen, abhängig von seiner Reinheit, als wertvolles Produkt betrachtet werden. Er findet Anwendung in der Herstellung von Kunststoffen, Reifen oder Baustoffen. Zudem kann er bei leitfähigen Beschichtungen oder Elektroden eingesetzt werden. Aufgrund seiner inerten Eigenschaften ist auch eine Lagerung in großem Maßstab problemlos möglich. Die Pyrolyse kann durch drei Verfahren Anwendung finden: durch thermische oder katalytische Pyrolyse oder mittels Plasmabogen. [43, 44]

Dunkle Fermentation

Um grünen Wasserstoff aus Biogasanlagen zu gewinnen, kann das Verfahren der dunklen Fermentation eingesetzt werden. Im Vergleich zu anderen biologischen Verfahren bietet es mehrere Vorteile hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit zur Verwertung organischer Abfälle. Dabei kommen zwei separate Reaktoren zum Einsatz: Im ersten Reaktor wird Wasserstoff aus der Hydrolysestufe abgetrennt, bevor im zweiten Reaktor die Methanogenese stattfindet und Methan gebildet wird. Die einzelnen Schritte der dunklen Fermentation ähneln grundsätzlich der anaeroben Fermentation, welche zur Biogasproduktion verwendet wird. Der Unterschied besteht jedoch darin, dass die Prozesse zur Wasserstoffgewinnung räumlich von der Methanogenese getrennt in zwei Reaktoren ablaufen, um die Wasserstoffproduktion zu maximieren.

In der Forschung sind deutliche Fortschritte bei der Entwicklung und Handhabung der Technologie erkennbar. Allerdings befinden sich die bisher veröffentlichten Projekte überwiegend im Labormaßstab, sodass eine wirtschaftlich rentable Implementierung großtechnischer Anlagen in das Energiesystem in den nächsten Jahren noch nicht absehbar ist. In der Potenzialstudie von Weide et al. [45] wird von einem zukünftigen Bio-Wasserstoff-Potenzial zwischen 10-20 TWh/a für Deutschland ausgegangen.

6 Zusammenfassung

In der Studie zur „Nutzung von Biomethan in der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft“ wurde die Rolle von Biogas und Biomethan im Kontext der fortschreitenden Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland untersucht. Die Hauptmotivation besteht darin, aufzuzeigen, wie Biogas bzw. Biomethan weiterhin eine bedeutende Rolle im Energiesystem spielen können, insbesondere in Kombination mit der zunehmenden Bedeutung von Wasserstoff. Während Wasserstoff als entscheidender Energieträger für die Dekarbonisierung schwer zu elektrifizierender Industrien wie der Stahl- und Chemieindustrie gilt, ist Biogas derzeit vor allem in der Strom- und Wärmeerzeugung aktiv. Dennoch bleibt Biogas als dezentral verfügbare Energiequelle von großer Bedeutung, insbesondere in ländlichen Regionen.

Insgesamt bestehen aktuell ca. 10.000 verstromende Biogasanlagen in Deutschland. Viele Biogasanlagen haben sich bereits auf einen flexiblen Betrieb umgestellt, um in Zeiten von Stromengpässen wie Dunkelflauten Strom liefern zu können. Diese Flexibilität ist von großer Bedeutung für die Stabilität des Energiesystems, das zunehmend von wetterabhängigen erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie geprägt ist. Gleichzeitig stehen viele Biogasanlagen am Ende ihrer EEG-Förderung und benötigen neue Geschäftsmodelle, um weiterhin wirtschaftlich betrieben werden zu können. Um potenzielle Nutzungskonzepte zu entwickeln, wurde anhand des Verlaufs vom Wasserstoffkernnetz sowie des Anteils vom produzierten Biogas am Erdgasbedarf je Landkreis eine Unterscheidung in Methangebiete, Mischgebiete und Wasserstoffgebiete vorgenommen. Je nach Gebiet sind unterschiedliche Konzepte für einen Fortbestand der Biogasanlagen möglich. In den Methangebieten wird vorrangig die Einspeisung in das bestehende Gasnetz als Alternative gesehen, wobei größere Anlagen in direkter Nähe zum Erdgasnetz als Einzelanlagen dies machen können, während sich für kleinere Anlagen Sammelleitungen zu einer gemeinsamen Aufbereitung besser eignen werden. Sowohl in Methan- als auch Mischgebieten können Sammelleitungen von teilaufbereitetem Biogas oder sogar Biomethan genutzt werden, um Prozesswärme bei Industrieprozessen bereitzustellen. Hierfür sollten regionale Prüfungen zur Umsetzbarkeit durchgeführt werden, um bisher fossile Energieträger zu substituieren. Vorrangig in Wasserstoffgebieten können auch Umwandlungen von Biogas/Biomethan zu anderen Stoffen, wie Methanol, Wasserstoff oder aber auch Bio-CNG und Bio-LNG Konzepte für einen wirtschaftlichen Fortbestand von Biogasanlagen Lösungen sein. Diese Konzepte können auch Optionen für Biogasanlagen in Mischgebieten darstellen. Für alle drei Vorzugsregionen ist der Fortbestand von verstromenden Biogasanlagen unter wirtschaftlichen Voraussetzungen ebenfalls eine Möglichkeit, bei der die entstehende Abwärme für zukünftige oder bereits bestehende Wärmenetze als grüne Energiequelle genutzt werden kann. Gerade in ländlichen Gebieten mit niedrigeren Wärmebedarfen stellt die Nutzung der Abwärme eine effiziente und klimafreundliche Lösung zum Betrieb von Wärmenetzen dar.

Insgesamt ist eine Koexistenz von Biogas und Wasserstoff als grüne Energieträger in Deutschland möglich und sollte mittels einer koordinierten Infrastrukturplanung so berücksichtigt werden, dass Synergien beider Energieträger genutzt und Konkurrenzsituationen vermieden werden. Beide Gase stellen wichtige Bausteine für die Energiewende in Deutschland dar, die sowohl zur Dekarbonisierung als auch Versorgungssicherheit beitragen können. Eine regionale Prüfung und Standortanalyse der potenziellen Konzepte in den einzelnen Regionen wird dabei empfohlen.

Literaturverzeichnis

- [1] N. Elhaus, P. Treiber, J. Karl, *Biogas im künftigen Energiesystem: Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen* **2024**.
- [2] Fachverband Biogas e. V., *Biogas kann's* **2023**.
- [3] *Land&Forst*, in press.
- [4] A. Horbelt, *Wie viel Energie steckt im Bioabfall* **2022**.
- [5] 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**.
- [6] www.marktstammdatenregister.de.
- [7] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/167671/umfrage/anzahl-der-biogasanlagen-in-deutschland-seit-1992/> (Accessed on September 26, 2024).
- [8] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/167673/umfrage/installierte-elektrische-leistung-von-biogasanlagen-seit-1999/> (Accessed on September 26, 2024).
- [9] J. Daniel-Gromke, N. Rensberg, V. Denysenko, M. Trommler, T. Reinholz, K. Völler, M. Beil, W. Beyrich, *Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland: DBFZ Report Nr. 30*, Leipzig **2017**.
- [10] <https://biogas.fnr.de/wirtschaftsduenger/guellevergaerung-im-eeg-2023> (Accessed on October 07, 2024).
- [11] <https://biogas.fnr.de/service/presse/presse/aktuelle-nachricht/biogas-ist-aktuell-die-wichtigste-stromquelle-unter-den-erneuerbaren>.
- [12] <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html> (Accessed on September 24, 2024).
- [13] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Die Nationale Wasserstoffstrategie* **2020**.
- [14] <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2030/> (Accessed on September 24, 2024).
- [15] <https://www.catf.us/de/resource/techno-economic-realities-long-distance-hydrogen-transport/> (Accessed on September 24, 2024).
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans: Bundesrepublik Deutschland - August 2024* **2024**.
- [17] <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/> (Accessed on September 24, 2024).
- [18] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele, A. Palzer, F. Lehner, M. Jansen, S. Kiemel, R. Mieke, S. Wahren, F. Zimmermann, *Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*, Berlin **2018**.
- [19] <https://www.coastal-biogas.eu/information-kit/de/organische-dunger/> (Accessed on September 25, 2024).
- [20] U. Welteke-Fabricius, *Flexibilisierung von Biogasanlagen*, 1st ed., Gülzow-Prüzen **2018**.
- [21] <https://www.verivox.de/strom/themen/energieverbrauch-bundeslaender/> (Accessed on September 25, 2024).
- [22] <https://www.bdew.de/energie/karten-der-energiewirtschaft/mecklenburg-vorpommern/> (Accessed on September 25, 2024).

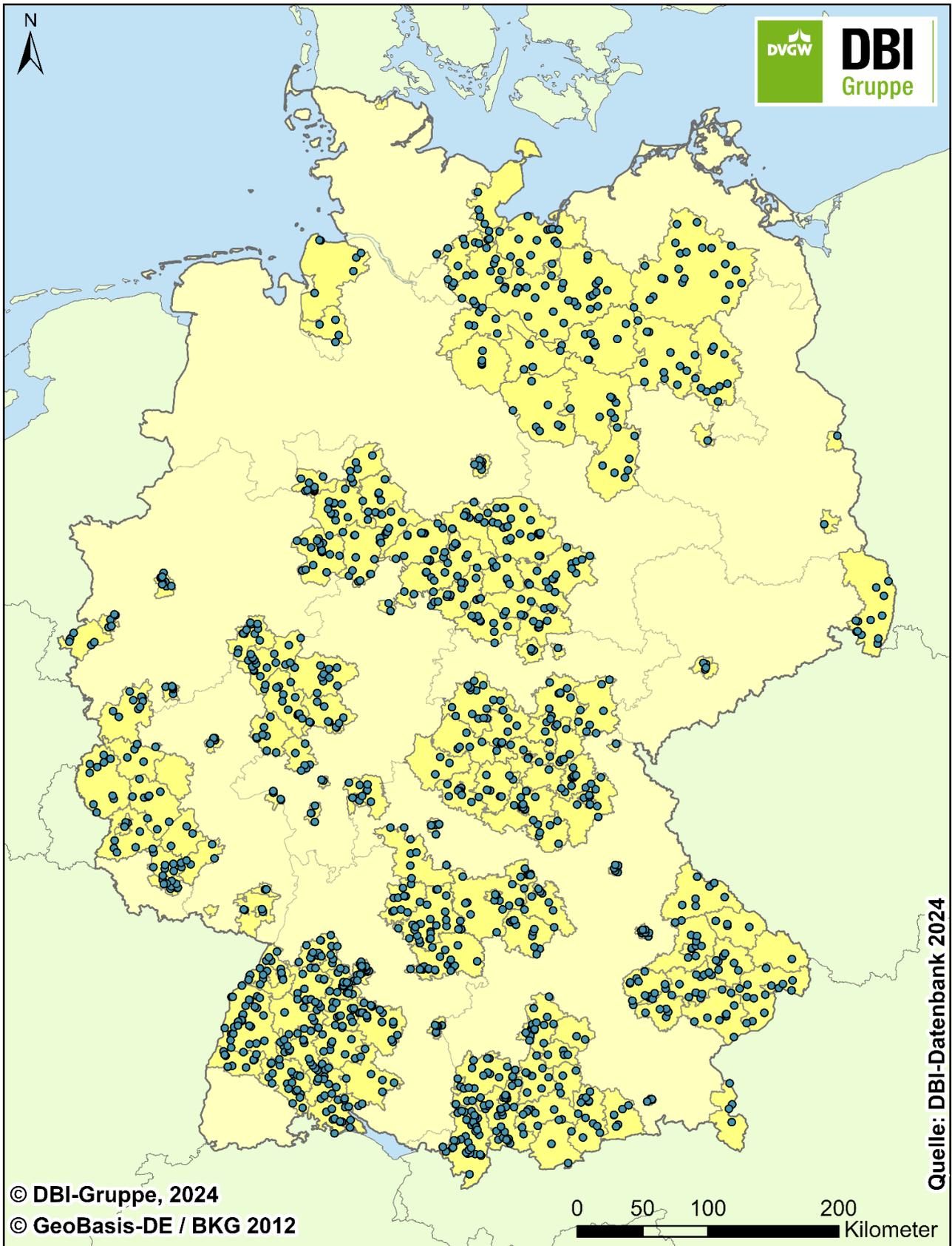
- [23] <https://www.bdew.de/energie/karten-der-energiewirtschaft/saarland/> (Accessed on September 25, 2024).
- [24] <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/waerme> (Accessed on September 26, 2024).
- [25] G 260 (A), DVGW Regelwerk, Bonn **2021**.
- [26] Bundesministerium der Justiz, *Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV): GasNZV 03.09.20210*.
- [27] Katharina Bär, *Clusterung von Biogasanlagen: Ergebnisse zur technischen Umsetzung und Kosten aus Modellregionen*, Das Clustern von Biogasanlagen **2024**.
- [28] 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**.
- [29] <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> (Accessed on October 01, 2024).
- [30] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Durchbruch für ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030: neue EU-Richtlinie für erneuerbare Energien beschlossen* **2023**.
- [31] <https://totalenergies.de/produkte/kraftstoffe/erdgas/cng> (Accessed on October 01, 2024).
- [32] D. Peters-von Rosenstiel, *LNG in Deutschland: Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr: Potenzialanalyse und Politikempfehlungen für einen erfolgreichen Markteintritt*, Berlin **2015**.
- [33] I. Ays, M. Geimer, *Hybride und energieeffiziente Antriebe für mobile Arbeitsmaschinen* **2019**, 143 – 163. DOI: <https://doi.org/10.5445/IR/1000091557>
- [34] F. Burmeister, A. Mozgovoy, M. Lange, N. Lefort, S. Feldpausch-Jaegers, R. Erler, E. Schuhmann, A. Wehling, M. Henel, W. Köppel, J. Ruf, F. Brandes, D. Gerstein, *Potenzialanalyse LNG - Einsatz von LNG in der Mobilität, Schwerpunkte und Handlungsempfehlungen für die technische Umsetzung*, Bonn **2016**.
- [35] I. Ays, D. Engelmann, M. Geimer, *Flüssiges Methan als alternativer Energieträger für mobile Arbeitsmaschinen*, Karlsruhe **2017**.
- [36] *DIN EN 16723-2:2017-10, Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 16723-2:2017*.
- [37] M. Strasdat, *Forschungsprojekt zeigt hohes Potenzial von Methanol als nachhaltigen Kraftstoff auf* **2024**.
- [38] <https://www.chem-tools.com/marken/chemasil/methanol/>.
- [39] J. J. Bolívar Caballero, I. N. Zaini, W. Yang, *Applications in Energy and Combustion Science* **2022**, 10, 100064. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jaecs.2022.100064>
- [40] X. Zhao, B. Joseph, J. Kuhn, S. Ozcan, *iScience* **2020**, 23 (5), 101082. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2020.101082>
- [41] N. Schiaroli, M. Volanti, A. Crimaldi, F. Passarini, A. Vaccari, G. Fornasari, S. Copelli, F. Florit, C. Lucarelli, *Energy Fuels* **2021**, 35 (5), 4224 – 4236. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c04066>
- [42] R. Kumar, A. Kumar, A. Pal, *Hydrogen Production from Biogas: Methods and Economic Analysis* **2021**.
- [43] N. Sánchez-Bastardo, R. Schlögl, H. Ruland, *Ind. Eng. Chem. Res.* **2021**, 60 (32), 11855 – 11881. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c01679>

- [44] S. Schneider, S. Bajohr, F. Graf, T. Kolb, *ChemBioEng Reviews* **2020**, 7 (5), 150 – 158.
DOI: <https://doi.org/10.1002/cben.202000014>
- [45] T. Weide, F. Feil, S. Kamphus, J. Peitzmeier, E. Brüggling, *Potenzialstudie - Bio-H₂ aus organischen Reststoffen mittels dunkler Fermentation in Deutschland und den Niederlanden* **2020**.

Anhang

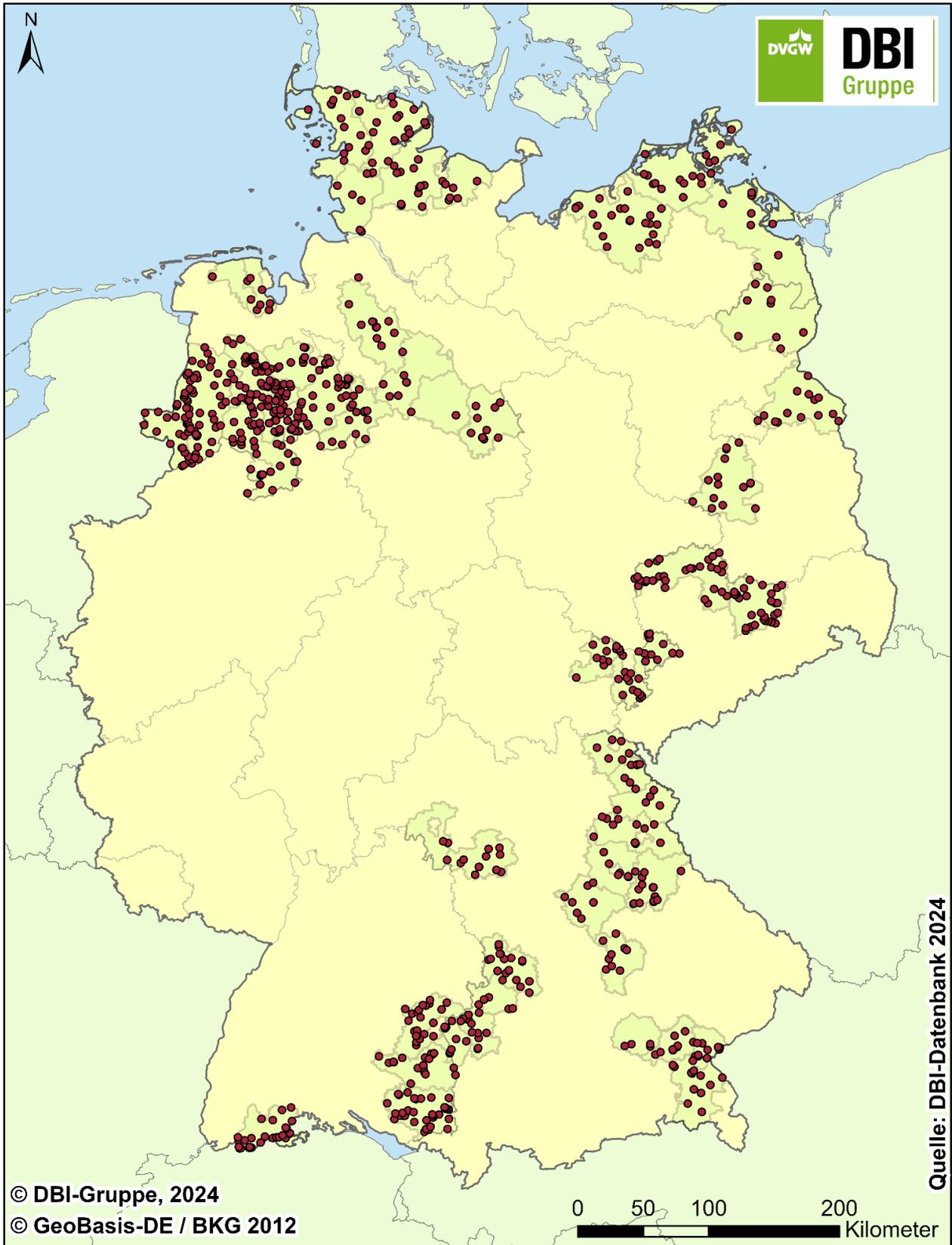
| | |
|---|----|
| Anhang 1: Industriestandorte in Methangebieten..... | 39 |
| Anhang 2: Industriestandorte in Mischgebieten | 40 |

- Industriestandorte



Anhang 1: Industriestandorte in Methangebieten

- Industriestandorte



Anhang 2: Industriestandorte in Mischgebieten

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



» www.dbi-gruppe.de