

„Grünes Methan: Auch in Zukunft ein flexibel handel- und transportierbarer Energieträger?“

Marc Stobbe¹, Benjamin Köhler¹, Christoph Heinemann¹, Susanne Krieger¹, Hannah Nolte², Dr. Christoph Kost²

¹Öko-Institut e.V., Merzhauser Straße 173, 79117 Freiburg;

²Fraunhofer ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg

Tel.: +49-761-452 95-295

E-Mail: m.stobbe@oeko.de

Einleitung

Das Ziel der Klimaneutralität erfordert, dass in Zukunft keine fossilen Energieträger mehr genutzt werden. Es lässt sich jedoch prognostizieren, dass gasförmige Energieträger nach wie vor eine Rolle spielen werden. Gegenwärtig findet insbesondere Erdgas Verwendung, welches zum einen durch Wasserstoff, zum anderen durch grünes Methan substituiert wird. Im Zuge dessen wird sich auch die heutige Erdgasinfrastruktur wandeln: Erdgasleitungen werden auf Wasserstoff umgerüstet und die Transportkapazitäten für Methan werden zurückgehen. Dies kann dazu führen, dass Methan in Zukunft nicht mehr zwischen allen Regionen Deutschlands transportiert werden kann. Vor diesem Hintergrund wird die Frage beantwortet, welche Rolle Biomethan regional und überregional in Zukunft spielen kann.

Die Analyse erfolgt mit dem Energiesystemmodell REMod (Energiesystemmodell, welches am Fraunhofer ISE entwickelt wurde (Henning und Palzer 2014; Sterchele 2019; Thelen et al. 2024), das regionale Biomethanpotenziale und die zukünftige Nachfrage – insbesondere durch GEG-Quoten im Wärmesektor von Ein- und Zweifamilienhäusern – integriert. Es wird aufgezeigt, in welchen Regionen die lokale Nachfrage gedeckt oder Überschüsse exportiert werden können. Zudem offenbart die Analyse Ressourcenkonflikte zwischen Bundesländern und Sektoren wie Wärme, Industrie und BECCS, da Biomethan nur begrenzt verfügbar ist.

Methodik

Die Analyse umfasst drei zentrale Schritte:

- Schritt 1: Analyse der technischen Biomethan-Potenziale auf Landkreisebene
- Schritt 2: Analyse der zu erwartenden Entwicklung der Methan-Transportkapazitäten
- Schritt 3: Analyse der Auswirkungen der Verfügbarkeit von Biomethan-Potenzialen auf das Energiesystem mit Hilfe des Energiesystemmodells REMod

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung erfolgt zunächst eine umfassende und detaillierte Erhebung des technisch verfügbaren Biomassepotenzials für die Biomethan-Produktion auf Ebene der deutschen Landkreise. Zu diesem Zweck werden eine Vielzahl nationaler Datenquellen herangezogen, darunter

landwirtschaftliche Statistiken, Abfalldaten oder Informationen zu Reststoffen. Wo direkte Daten nicht verfügbar sind, werden geeignete Indikatoren (Bevölkerungszahlen, Viehbestände) zur räumlichen Disaggregation herangezogen, um ein möglichst differenziertes Bild der regional verfügbaren Potenziale zu gewinnen. Im Anschluss erfolgt die Aggregation dieser Daten für die zehn Modellregionen, in die Deutschland im Energiesystemmodell REMod unterteilt ist, um eine konsistente Integration in die modellgestützte Analyse zu ermöglichen.

Im zweiten Schritt erfolgt eine Analyse der zukünftigen Entwicklung der Methan-Transportkapazitäten in Deutschland. Als Ausgangspunkt der Bewertung dienen die derzeit bekannten Planungen zum Ausbau des Wasserstoffnetzes, insbesondere der Netzentwicklungspläne Gas sowie Wasserstoff-Roadmaps. Diese Planungen werden durch qualitative Interviews mit verschiedenen Gasnetzbetreibern ergänzt, um regionale Besonderheiten und infrastrukturelle Transformationspfade besser einordnen zu können. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf dem Zeitraum zwischen 2032 und 2045, da in dieser Phase zentrale Umstellungen im Gasnetz erfolgen und sich entscheidende Weichenstellungen abzeichnen. Zudem werden die maßgeblichen gesetzlichen Rahmenbedingungen auf europäischer sowie nationaler Ebene berücksichtigt, da diese einen signifikanten Einfluss auf Infrastrukturentscheidungen und Nutzungspflichten ausüben. Die Analyse verknüpft die regionalen Biomethan-Potenziale mit der prognostizierten regionalen Nachfrage nach grünem Methan, insbesondere im Kontext der dezentralen Wärmeversorgung von Gebäuden. In diesem Zusammenhang spielt das novellierte Gebäudeenergiegesetz (GEG), welches unter anderem Quoten für den Einsatz erneuerbarer Gase in Ein- und Zweifamilienhäusern definiert, eine zentrale Rolle.

Im dritten Schritt erfolgt schließlich die Untersuchung der systemischen Auswirkungen der räumlich differenzierten Verfügbarkeit von Biomethan auf das zukünftige Energiesystem. Zu diesem Zweck wird das techno-ökonomische Energiesystemmodell REMod herangezogen. Das Modell zeichnet sich dadurch aus, dass es sowohl das Angebot als auch die Nachfrage sektorenübergreifend abbildet. Dadurch werden Wechselwirkungen und Verdrängungseffekte sichtbar gemacht, beispielsweise zwischen der Nutzung von Biomethan in der Wärmeversorgung, in der Industrie oder für negative Emissionen mittels BECCS. Durch die modellgestützte Analyse können regionale Engpässe, Ressourcenkonflikte sowie Optionen für einen gezielten Ausgleich identifiziert werden. Basierend auf diesen Erkenntnissen können schließlich Strategien für eine effiziente, klimafreundliche und sozialverträgliche Allokation von Biomethan entwickelt werden.

Ergebnisse

Analyse der technischen Biomethan-Potenziale auf Landkreisebene

Basierend auf den Datenbanken des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) (Naegeli de Torres et al. 2024; Kalcher et al. 2022) wurden die technischen Potenziale von insgesamt 77 ausgewählten Biomassequellen systematisch erfasst. Soweit verfügbar, erfolgte eine direkte geographische Zuordnung auf Ebene der Landkreise. In Fällen unzureichender raumbezogener Primärdaten wurde die räumliche Verteilung anhand geeigneter Sekundärindikatoren wie Viehbestandszahlen (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2020) oder

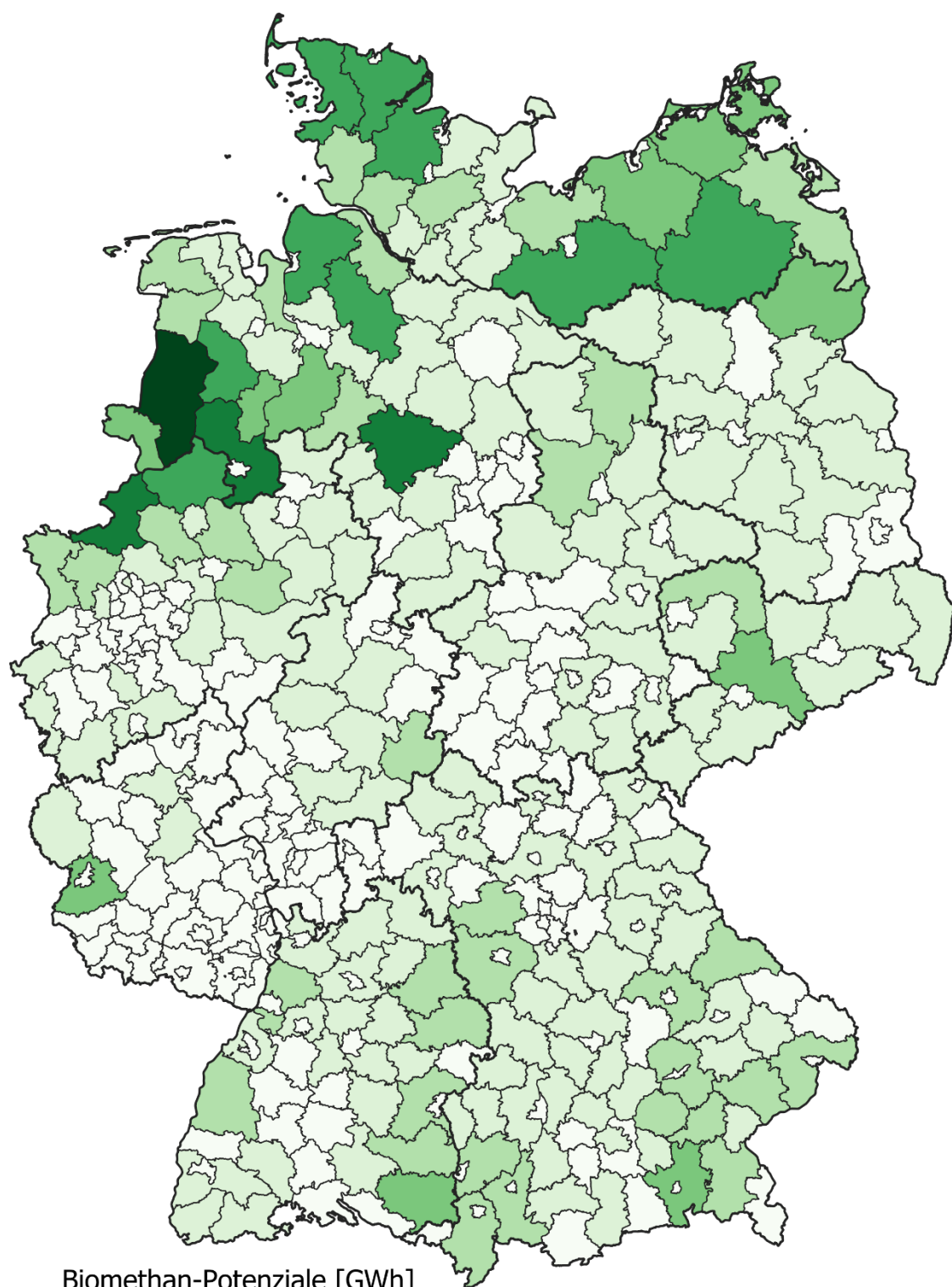
Bevölkerungsdichte (Statistisches Bundesamt 2024) vorgenommen. Die erfassten Biomassearten lassen sich in vier Hauptkategorien unterteilen:

- Holz- und forstwirtschaftliche Nebenprodukte
 - Altholz
 - Rinde
 - Schwarzlauge
 - Sonstiges Industrierechtholz
 - Sägenebenprodukte und Hobelspäne
 - Waldrechtholz (Laub)
 - Waldrechtholz (Nadel)
- Landwirtschaftliche Nebenprodukte
 - Getreidestroh (Vergärung)
 - Gärreste
 - Rindergülle
 - Rindermist
 - Rinderjauche
 - Schweinegülle
 - Schweinemist
 - Schweinejauche
 - Hühnertrockenkot
 - Hühnerflüssigmist
 - Hülsenfrüchtestroh
 - Kartoffelkraut
 - Körnermeisspindeln
 - Körnermaisstroh
 - Nebenprodukte Gemüsebau
 - Pferdemist
 - Rapsstroh
 - Schafsmist
 - Sonnenblumenstroh
 - Sonstiger Geflügelmist
 - Ziegenmist
 - Zuckerrübenblätter
- Siedlungsabfall und Klärschlamm
 - Altpapier
 - Altspeiseöle und -fette
 - Biogene Anteile Kanal-, Rechen- und Sandfanggut
 - Biogener Anteil Abwässer
 - Biogener Anteil Alttextilien
 - Biogener Anteil Straßenkehricht
 - Biogut aus privaten Haushalten (braune Tonne)
 - Grüngut / Garten- und Parkabfälle
 - Klärschlamm aus Kommunalen Kläranlagen
 - Küchen- und Kantinenabfälle
 - Laub
 - Lebensmittelabfälle im Handel
 - Schlämme aus der Nahrungsmittelindustrie
 - Schlämme aus der Zellstoff-, Leder- und Textilindustrie
- Industrielle Reststoffe
 - Bahnbegleitgrün
 - Bahnbegleitholz
 - Halmgut Obstplantagen
 - Halmgut von Landschaftspflegeflächen
 - Halmgut Weinbauflächen
 - Holz Obstplantagen
 - Holz von Landschaftspflegeflächen
 - Holz Weinbauflächen
 - Straßenbegleitgrün
 - Straßenbegleitholz
 - Treibsel und Schwemmhholz

Für jede dieser Biomassekategorien wurden die ermittelten Mengen mit einem standardisierten Umrechnungsfaktor (Krause et al. 2020) zur potenziellen Erzeugung von Biomethan multipliziert. Dabei wurden ausschließlich Stoffströme berücksichtigt, die sich für die Vergärung eignen. Verfahren wie die Pyrolyse (z. B. Holzvergasung) wurden dabei ausgeschlossen, da sie aus energetischer Sicht häufig als ineffizient bewertet werden. Ein wesentliches Problem solcher thermochemischer Verfahren liegt in der kontinuierlich notwendigen Wärmezufuhr zur SNG-Produktion (SNG: Synthetic Natural Gas), was ihren Gesamtenergieertrag relativiert. Zudem konkurrieren viele der entsprechenden Biomassearten bereits mit anderen stofflichen oder energetischen Nutzungen.

Als technisches Potential ergeben sich für Deutschland insgesamt 104,8 TWh Biomethan. Ein erheblicher Anteil dieser Ressourcen wird jedoch bereits heute stofflich oder energetisch genutzt. Insbesondere industrielle Reststoffe sowie Teile der Siedlungsabfälle und landwirtschaftlichen Nebenprodukte sind bereits in bestehenden Nutzungswegen eingebunden. Daher ist für die zukünftige energetische Nutzung von Biomethan insbesondere das mobilisierbare technische Potenzial relevant – jenes Potenzial, das unter Berücksichtigung bereits bestehender Nutzungen noch zusätzlich erschlossen werden kann. Dieses liegt bei 57 TWh pro Jahr und bildet die Grundlage der nachfolgenden Analysen. Abbildung 1 stellt das mobilisierbare Biomethanpotential auf Landkreisebene dar. Dies führt zu lokalen Unterschieden zwischen den Regionen. So sind in den westlichen Landkreisen Niedersachsens hohe Potentiale vorhanden, während diese beispielsweise in Rheinland-Pfalz deutlich geringer sind. In Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Bayern gibt es demgegenüber einige Landkreise mit vergleichsweise hohen Biomethan-Potenzialen.

Im Energiesystemmodell von REMod wurden 10 verschiedene Regionen aus den 16 Bundesländern zusammengefasst. Abbildung 2 veranschaulicht die mobilisierbaren technischen Potentiale für Biomethan dieser zehn Regionen. Die Analyse ergibt, dass Bayern und Niedersachsen hinsichtlich der absoluten Mengen das höchste Potenzial aufweisen. Die Regionen von Rheinland-Pfalz, dem Saarland sowie Hessen, Brandenburg, Berlin, Thüringen und Sachsen-Anhalt weisen demgegenüber die niedrigsten Mengen auf.



Biomethan-Potenziale [GWh]

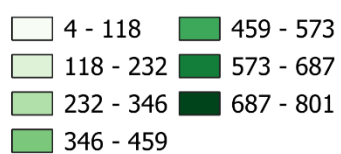


Abbildung 1: Mobilisierbare technische Biomethanpotentiale auf Landkreisebene nach [4-5]

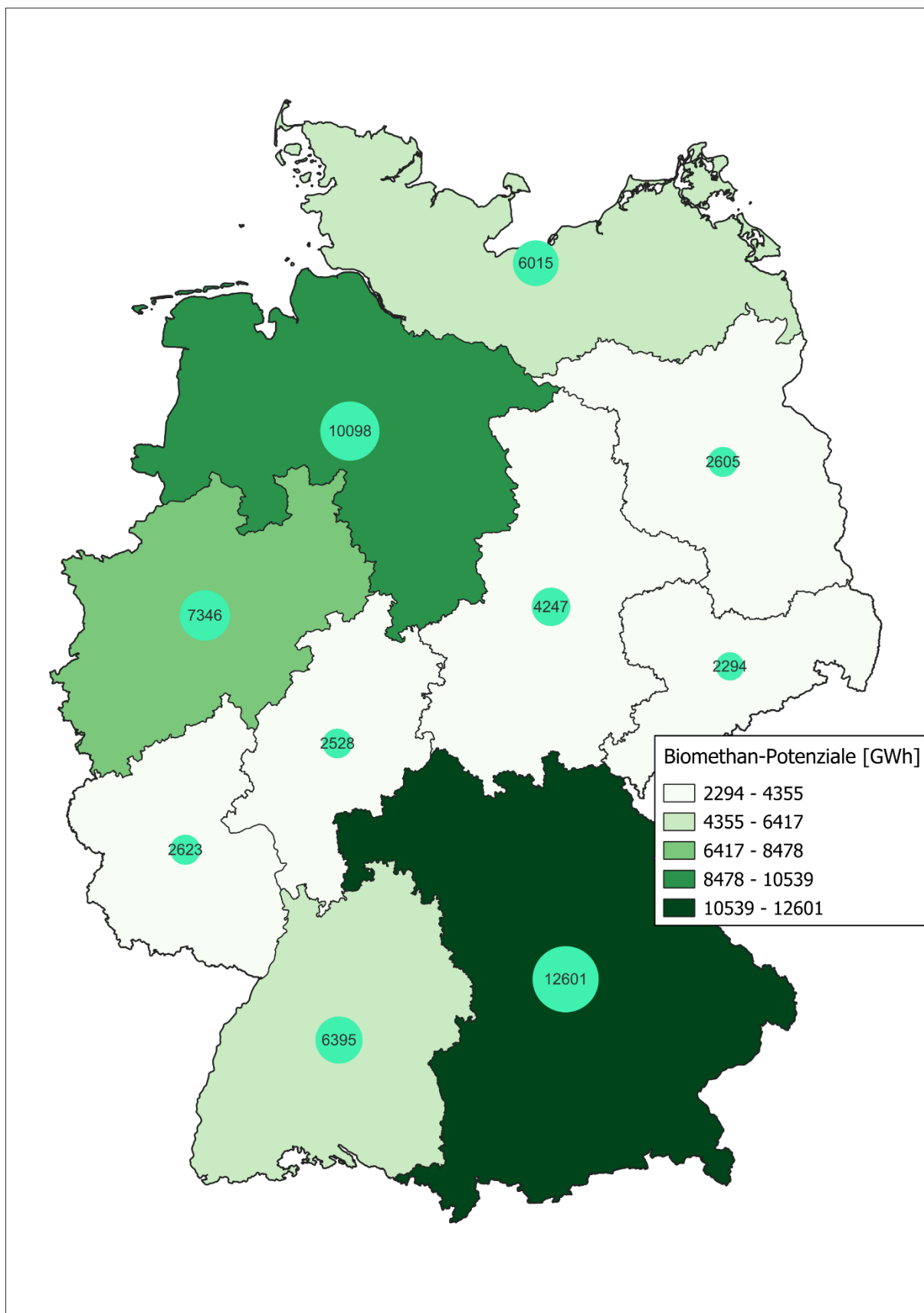


Abbildung 2: Mobilisierbare technische Biomethanpotenziale für die REMod-Regionen nach [4-5]

Analyse der zu erwartenden Entwicklung der Methan-Transportkapazitäten

In Deutschland gibt es eine engmaschige Gasnetzinfrastruktur mit einer Länge von insgesamt rund 610.000 km. Das Gasnetz kann in die beiden Bereiche Gasverteilnetz und Fernleitungsnetz untergliedert werden. Das Gasverteilnetz dient dazu Erdgas bis zu den Endkund*innen zu transportieren und hat eine Länge von rund 570.000 km (bei Wieden et al. 2024) und wird von 703 Verteilnetzbetreibern betrieben. Das Fernleitungsnetz hat eine Länge von circa 42.000 km und wird von 16 Fernleitungsnetzbetreibern betrieben (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. 2024). Das Fernleitungsnetz ist das Rückgrat für den Transport von Erdgas von den Importpunkten zu den Erdgasspeichern und Verbrauchern in Deutschland. Aufgrund der zentralen Lage Deutschlands in Europa wird das Netz aber auch zum Transit zwischen/ in weitere europäische Länder genutzt. In diesem Beitrag fokussieren wir auf die Entwicklung der Fernleitungen zum Transport von Erdgas/ Methan.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind nach § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dazu verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP) zu erstellen, letztmalig 2024. Dieser muss von der zuständigen Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) geprüft und genehmigt werden. Darüber hinaus waren die Fernleitungsnetzbetreiber dazu aufgerufen, ein Wasserstoff-Kernnetz zu entwerfen und ebenfalls zur Genehmigung vorzulegen. Nach aktueller Rechtslage (EnWG - §28q Absatz 2) darf die Entwicklung des Wasserstoffkernnetzes nicht dazu führen, dass Transportkapazitäten für Erdgas zurückgehen (Deutscher Bundestag 2025). Dementsprechend müssen bei einer Umstellung einzelner Leitungen oder Leitungsabschnitte von Erdgas auf den Transport von Wasserstoff Ersatzmaßnahmen im Erdgasnetz getätigt werden. Dies gilt insbesondere für die aktuellen Entwicklungspläne bis 2032. Im Jahr 2025 soll erstmals ein gemeinsamer Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff vorgelegt werden. Hierfür wird aktuell ein gemeinsamer Szenariorahmen erarbeitet.

Die weiteren Planungen der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur erfolgt darüber hinaus vor dem Hintergrund der sog. Gasbinnenmarktrichtlinie und -verordnung, die im August 2024 in Kraft getreten ist und nun in nationalem Recht umgesetzt werden muss. Die Vorgaben auf europäischer Ebene sollen einen Rahmen schaffen, um die Klimaziele der Union und der Mitgliedsstaaten erreichen zu können. Es soll daher insbesondere auch ein Rahmen geschaffen werden, der die Umstellung auf klimafreundliche Gase ermöglicht und dabei auch die (Teil-)Stilllegung von Erdgasinfrastrukturen ermöglicht. Entsprechende Überlegungen (Stilllegung, Umwidmung) sollen künftig in den Netzentwicklungsplänen berücksichtigt werden (können). Dabei sind die Auswirkungen entsprechender Planungen auf Ebene der Fernleitungen auf nachgeordnete Verteilnetze zu berücksichtigen. Dass einige Fernleitungsnetzbetreiber schon eine komplette Umwidmung ihrer Fernleitungen auf Wasserstoff und damit die Einstellung der Erdgasversorgung planen, zeigen einige Ankündigungen, u.a. der terranets bw GmbH, die alle Leitungen bis 2040 auf Wasserstoff umrüsten will (terranets bw GmbH 2025).

Es stellt sich die Frage, welche Transportkapazitäten für Methan zwischen den REMod-Regionen noch zur Verfügung stehen und wie sich diese im Zeitverlauf entwickeln. Für die heutige Situation wurden dazu georeferenzierte Pipelineverläufe des Erdgasnetzes aus dem Projekt SCIGRID verwendet¹. Das Projekt stellt einen open source Datensatz des Erdgasnetzes auf Fernleitungsebene zur Verfügung. Für jede Pipeline werden Metadaten wie Druckniveau, Durchmesser und Kapazität angegeben. Der Datenbestand bezieht sich auf das Jahr 2021. In der vorliegenden Untersuchung wurde dieses georeferenzierte Erdgasnetz mit einer Karte der REMod-Regionen in einer GIS-Anwendung überlagert. Auf dieser Basis konnten die Erdgas-Übertragungskapazitäten zwischen den REMod-Regionen ermittelt werden. Die folgende Tabelle stellt die Übertragungskapazitäten in Kubikmeter Erdgas pro Tag dar.

Tabelle 1: Tägliche Transportkapazitäten von Methan zwischen den REMod-Regionen²

Regionen	m³/d	Regionen	m³/d
BE_BB ST_TH	326	NI_HB NW	404
BE_BB SN	229	NI_HB ST_TH	182
BE_BB SH_HH_MV	233	NI_HB SH_HH_MV	208
BW BY	34	NW HE	120
HE BW	35	NW RP_SL	111
HE BY	275	RP_SL BW	49
HE RP_SL	228	ST_TH SN	210
SH_HH_MV NI_HB	180	ST_TH HE	28

Es zeigt sich, dass heute die Übertragungskapazitäten zwischen den REMod-Regionen sehr unterschiedlich sind. Spitzenreiter ist die Kapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen mit einer täglichen Übertragungskapazität von 404 Kubikmetern. Zwischen Sachsen-Anhalt und Hessen, können hingegen nur 28 Kubikmeter Methan pro Tag übertragen werden. Dabei ist zu beachten, dass der Transport von Methan nicht auf direktem Weg zwischen zwei REMod-Regionen erfolgen muss. Für eine Abschätzung der Transportpotenziale ist somit insbesondere die Exportkapazität aus Regionen mit hohen Biomassepotenzialen sowie die Importkapazität von Regionen mit hohen Nachfragen nach Methan und geringen Biomassepotenzialen relevant.

Wie sich die Übertragungskapazitäten im Zeitverlauf entwickeln werden ist einerseits von der Umstellung einzelner Leitungen auf Wasserstoff und andererseits von

¹ <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/projekteinblicke/2022/scigrid-gas> zuletzt geprüft am 23.04.2025

² BE_BB: Berlin und Brandenburg; BW: Baden-Württemberg; BY: Bayern; HE: Hessen; NI_HB: Niedersachsen und Bremen; NW: Nordrhein-Westfalen; RP_SL: Rheinland-Pfalz und Saarland; SH_HH_MV: Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern; SN: Sachsen; ST_TH: Sachsen-Anhalt und Thüringen.

möglichen Stilllegungen einzelner Leitungen abhängig. Der regulatorische Rahmen definiert dabei die Leitplanken in welchen Fällen in Zukunft die Methan Transportkapazität reduziert werden darf. Derzeit muss dies im Einklang mit den Transportbedarfen im genehmigten Netzentwicklungsplan stehen.

Analyse der Auswirkungen der Verfügbarkeit von Biomethan-Potenzialen auf das Energiesystem mit Hilfe des Energiesystemmodells REMod

In der vorliegenden Untersuchung wurde mithilfe des Energiesystemmodells REMod eine Analyse der Auswirkungen begrenzter Biomethanpotenziale auf das deutsche Energiesystem vorgenommen. REMod ist ein sektorengesekoppeltes Energiesystemmodell, welches kostenoptimale Transformationspfade zu einem klimaneutralen Energiesystem berechnet. Das Energiesystemmodell ist räumlich in zehn Knoten aufgeteilt, diese entsprechen Bundesländern oder einer Kombination davon (vgl. Abbildung 2). So ist eine differenzierte Betrachtung regionaler Unterschiede im Energiesystem möglich.

Die nachfolgenden Abbildungen präsentieren zentrale Ergebnisse dieser Modellierung. Abbildung 3 illustriert die installierten Wärmeerzeuger zur Raum- und Warmwasserbereitung in Gebäuden, differenziert nach den zehn REMod-Regionen.

Die Ergebnisse der Untersuchung legen nahe, dass Wärmepumpen im Jahr 2045 den vorherrschenden Heiztechnologiefeld im Gebäudesektor darstellen werden. Dennoch ist auch langfristig ein gewisser Anteil fossiler und biogener Heizsysteme erforderlich. Gemäß den Ergebnissen der Modellierung werden etwa 20 % der installierten Heizsysteme auch im Jahr 2045 noch mit Gas, Biomasse oder Heizöl betrieben.

Trotz regionaler Unterschiede manifestiert sich ein ähnlicher technischer Entwicklungspfad in sämtlichen Regionen. In dem hier zugrunde gelegten Zeitraum von 2025 bis 2045 ist ein deutlicher Rückgang klassischer Gas- und Ölheizkessel zu erwarten. Dieser wird sich zugunsten des Einsatzes von Wärmepumpensystemen vollziehen. Dieser Wandel markiert eine zentrale Transformationsdynamik im Wärmesektor im Kontext der Energiewende.

Abbildung 4 veranschaulicht die regionale Bereitstellung und Verwendung gasförmiger Energieträger bis zum Jahr 2045 für die zehn im Energiesystemmodell REMod aggregierten Regionen. Die Modellierungsergebnisse für das Jahr 2045 zeigen, dass der gesamte Gasbedarf in keiner Region vollständig durch Biomethan gedeckt wird. In den Regionen Hessen sowie Rheinland-Pfalz/Saarland ist die Versorgungslücke besonders ausgeprägt, da in diesen Regionen nur geringe Biomethanmengen mobilisiert werden können. Demgegenüber weisen die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Bayern, Baden-Württemberg und Sachsen vergleichsweise hohe regionale Biomethanpotenziale auf, die einen substantiellen Anteil des Gasverbrauchs decken können.

Abbildung 5 illustriert die gesamte Gasnutzung und Bereitstellung für das Jahr 2045 in der gesamten Bundesrepublik Deutschland. Gemäß dem Modell werden die generierten 120 TWh Biomasse bei der Umwandlung in Biomethan berücksichtigt, wobei die Umwandlungsverluste einbezogen werden. Infolgedessen können die erzielten Werte das technische Potenzial von Biomethan übersteigen. Der deutschlandweite Durchschnitt zeigt eine Deckung des Gasbedarfs von etwa 64% durch Biomethan. Die verbleibende Lücke wird insbesondere durch synthetisches Methan geschlossen. Diese entstammen einerseits Importen (16,3%), andererseits inländischer Produktion auf Basis erneuerbarer Energiequellen (13,7%). Für die Deckung des verbleibenden Bedarfs von rund 5,8 Prozent werden ergänzend Erdgasimporte sowie Wasserstoffbeimischungen eingesetzt.

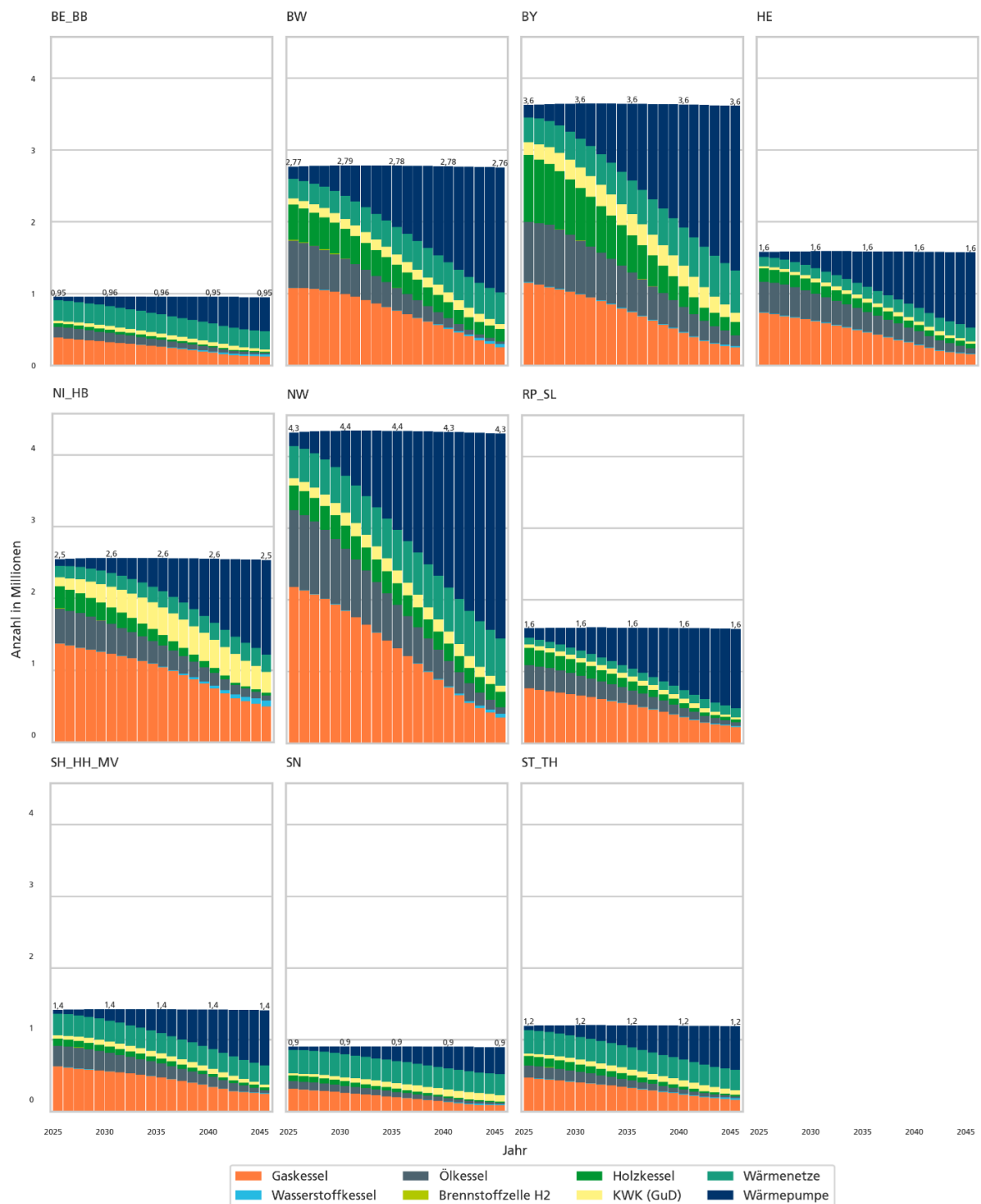


Abbildung 3: Installierte Raum- und Wasserheizsystemen in Gebäuden bis 2045 in den REMod-Regionen³

³ BE_BB: Berlin und Brandenburg; BW: Baden-Württemberg; BY: Bayern; HE: Hessen; NI_HB: Niedersachsen und Bremen; NW: Nordrhein-Westfalen; RP_SL: Rheinland-Pfalz und Saarland; SH_HH_MV: Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern; SN: Sachsen; ST_TH: Sachsen-Anhalt und Thüringen.

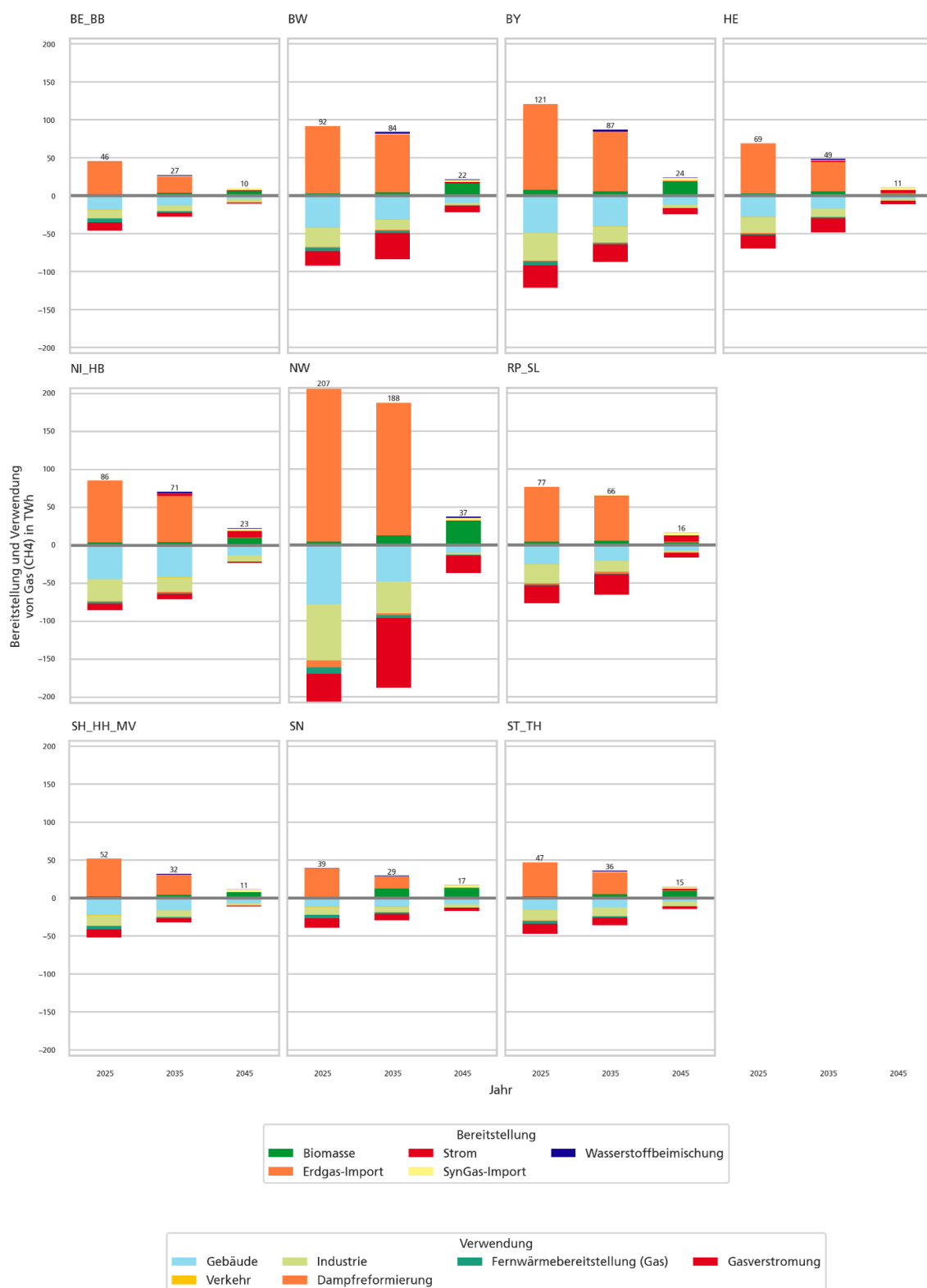


Abbildung 4: Versorgung und Verwendung von Gasen bis 2045 in den REMod-Regionen⁴

⁴ BE_BB: Berlin und Brandenburg; BW: Baden-Württemberg; BY: Bayern; HE: Hessen; NI_HB: Niedersachsen und Bremen; NW: Nordrhein-Westfalen; RP_SL: Rheinland-Pfalz und Saarland; SH_HH_MV: Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern; SN: Sachsen; ST_TH: Sachsen-Anhalt und Thüringen.

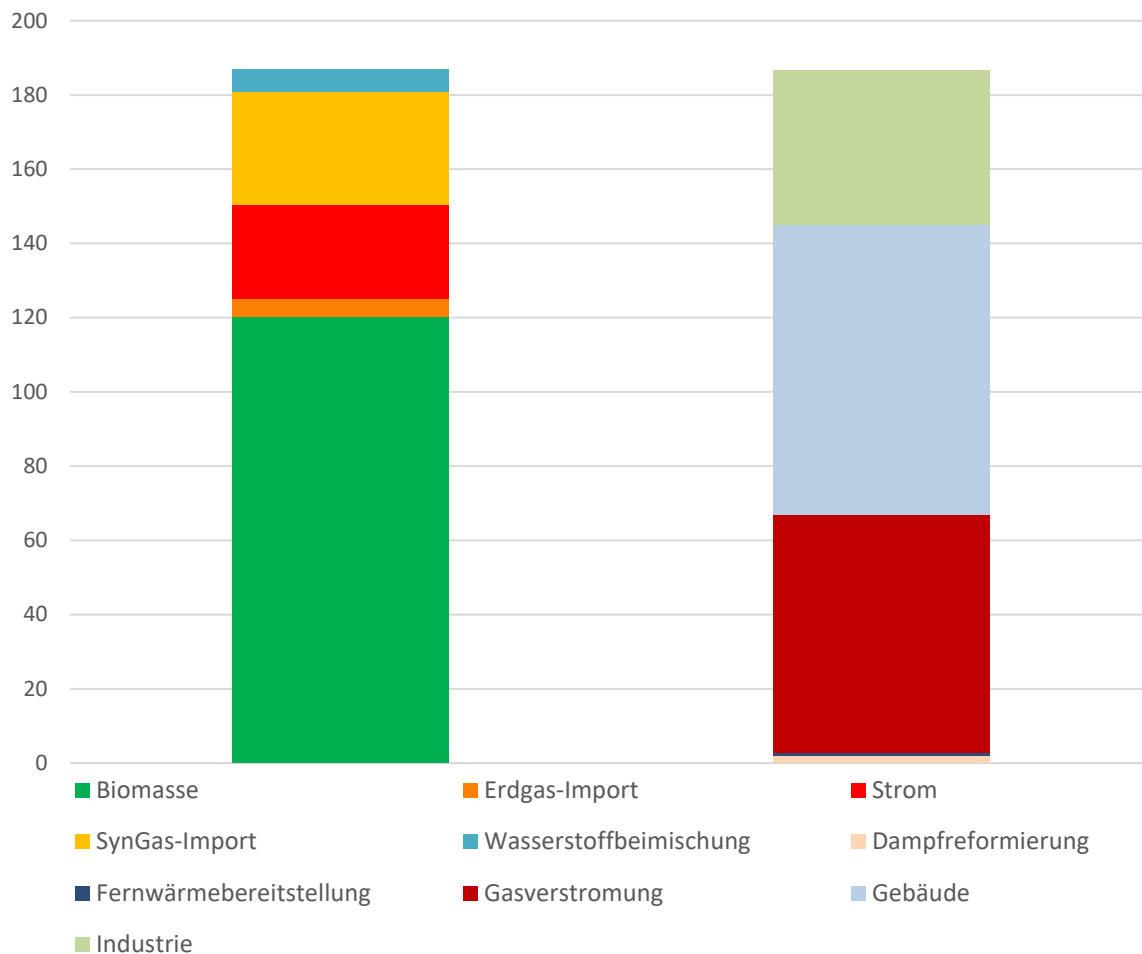


Abbildung 5: Bereitstellung und Verwendung von Gas (Methan) im Jahr 2045 [TWh/a]

Grüngasquoten für neue Gaskessel gemäß GEG und deren Auswirkungen auf die Gasversorgung

Gemäß § 71 Absatz 9 des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) (Deutscher Bundestag 2023) sind alle Gaskessel, die ab dem 1. Januar 2024 installiert wurden und für deren Standort noch keine kommunale Wärmeplanung (KWP) abgeschlossen ist, verpflichtet, schrittweise steigende Grüngasquoten einzuhalten. Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen sind bestimmte Mindestanteile an erneuerbaren gasförmigen Energieträgern zu erreichen, die sich auf die mit der Anlage bereitgestellte Wärme beziehen. Die spezifischen Vorgaben sind wie folgt:

- Ab dem 1. Januar 2029: mindestens 15 %
- Ab dem 1. Januar 2035: mindestens 30 %
- Ab dem 1. Januar 2040: mindestens 60 %

Zu den sogenannten Grüngasen zählen dabei Biomethan, grüner Wasserstoff sowie blauer Wasserstoff einschließlich daraus hergestellter Derivate.

Im Rahmen der modellbasierten Analyse der Grüngasquoten in REMod wurden die potenziellen Auswirkungen dieser gesetzlichen Anforderungen auf die zehn REMod-

Regionen untersucht. In der vorliegenden Untersuchung wurden folgende Parameter berücksichtigt:

- Die Anzahl der Gaskesselinstallationen im Zeitraum 2024–2028,
- deren projizierter Energieverbrauch,
- sowie der aktuelle Stand der kommunalen Wärmeplanungen (bereits abgeschlossen bzw. in Planung).

Die aus den vorangegangenen Untersuchungen resultierende Prognose der zur Quotenerfüllung erforderlichen Grüngasmengen bis zum Jahr 2040 wird in Abbildung 6 dargestellt. Die Mengen werden gemäß den gesetzlichen Vorgaben in den Jahren 2029, 2035 und 2040 schrittweise ansteigen. Für das Jahr 2040 wird für Deutschland ein jährlicher Grüngasbedarf von rund 20 TWh prognostiziert, der zur Teilversorgung der betroffenen Gaskessel erforderlich ist. Die höchsten absoluten Mengen entfallen dabei auf die Regionen Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen.

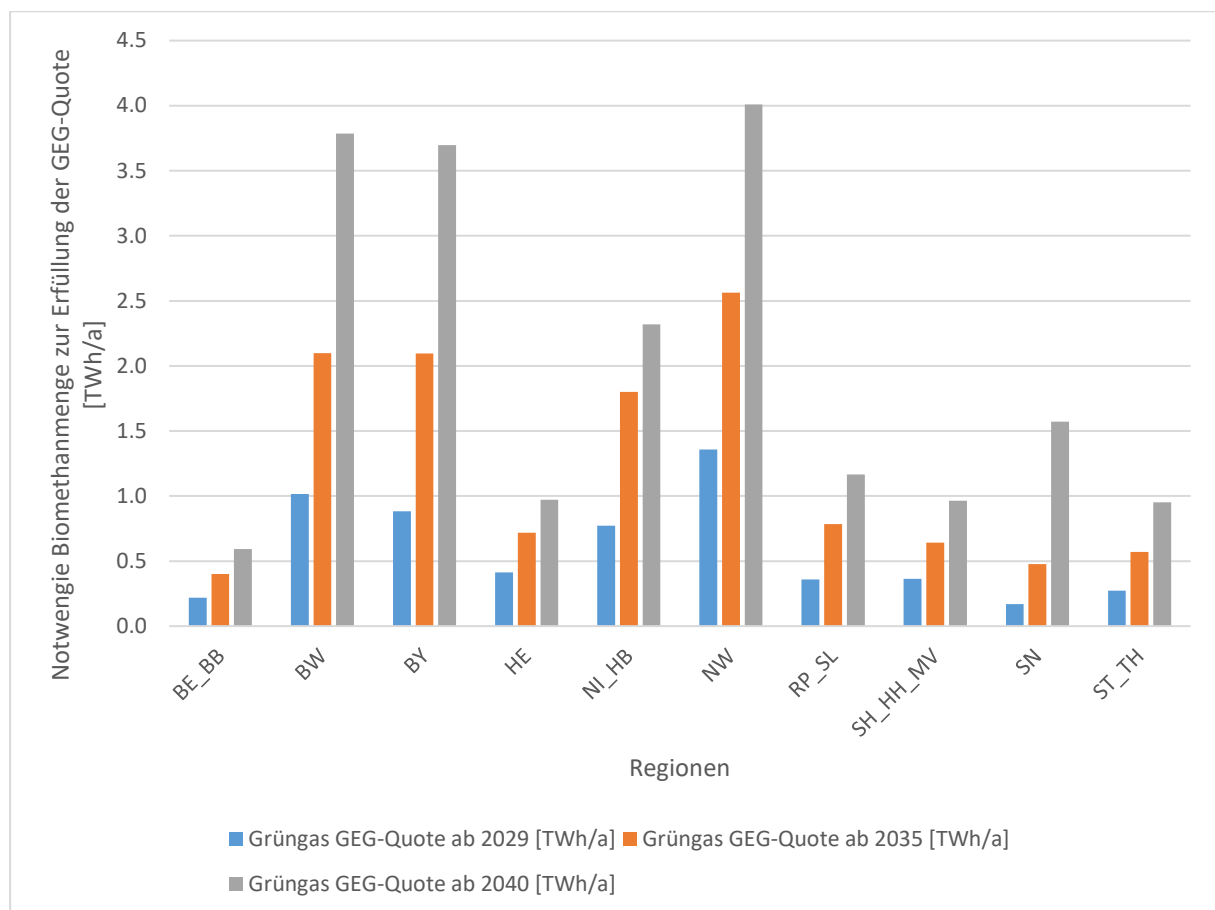


Abbildung 6: Prognostizierte Grüngasquoten zur Erfüllung des GEG §71 Absatz 9 (eigene Darstellung auf Basis von der REMod-Modellierung und (Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie (BDH) 2025; Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (KWW) 2025)⁵

⁵ BE_BB: Berlin und Brandenburg; BW: Baden-Württemberg; BY: Bayern; HE: Hessen; NI_HB: Niedersachsen und Bremen; NW: Nordrhein-Westfalen; RP_SL: Rheinland-Pfalz und Saarland; SH_HH_MV: Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern; SN: Sachsen; ST_TH: Sachsen-Anhalt und Thüringen.

Zwar liegen die mobilisierbaren technischen Potenziale für Biomethan mit rund 57 TWh/a deutlich oberhalb des für die GEG-Quoten prognostizierten Bedarfs. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass derzeit in Deutschland lediglich rund 10 TWh/a an Biomethan produziert werden. Zur alleinigen Erfüllung der GEG-Quote im Jahr 2040 wäre eine mindestens verdoppelte Menge an derzeit produziertem Biomethan erforderlich.

Darüber hinaus ergibt die REMod-Modellierung, dass für eine umfassende Dekarbonisierung des Energiesystems im Jahr 2045 insgesamt etwa 120 TWh/a an Biomasseinput erforderlich wären (unter Berücksichtigung der Umwandlungsverluste im Modell). Dies entspräche einer nahezu vollständigen Ausschöpfung des gesamten technisch verfügbaren Biomassepotenzials in Deutschland. Eine derartige Entwicklung würde jedoch erhebliche Zielkonflikte zwischen verschiedenen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie) zur Folge haben.

Schlussfolgerungen

1. Methan bleibt ein relevanter Energieträger in einem klimaneutralen Energiesystem:

Unter der Prämisse einer kostenoptimierten Modellierung in REMod und obwohl fossile Energieträger im Zuge der Dekarbonisierung vollständig substituiert werden müssen, bleibt Methan auch im Jahr 2045 ein integraler Bestandteil des Energiesystems. Gemäß der Modellierung wird Methan nach wie vor einen Anteil von rund 22 Prozent des aktuellen Verbrauchs mit ca. 185 TWh decken. Der verbleibende Bedarf wird dabei zu etwa 64 % durch Biomethan gedeckt, während der Rest durch synthetisches Methan bereitgestellt wird. Dieses wird entweder durch heimische Power-to-Gas-Erzeugung oder durch Importe bereitgestellt.

2. Regionale Diskrepanzen in der Biomethanverfügbarkeit

Die regionale Verfügbarkeit von Biomethan weist eine deutliche Heterogenität auf: Während Regionen wie Nordrhein-Westfalen, Bayern, Baden-Württemberg und Sachsen in der Lage sind, einen signifikanten Anteil ihres Methanbedarfs durch regionale Biomassequellen zu decken, gestaltet sich die Situation in anderen Teilen Deutschlands deutlich herausfordernder. Insbesondere in Hessen sowie in der zusammengefassten Region Rheinland-Pfalz/Saarland sind die mobilisierbaren Biomethanpotenziale äußerst begrenzt, sodass in erheblichem Umfang auf synthetische Methanquellen – sei es aus inländischer Produktion oder Importen – zurückgegriffen werden muss. Es ist jedoch festzustellen, dass keines der Bundesländer über die Fähigkeit verfügt, seinen gesamten Methanbedarf ausschließlich durch eigene Biomassepotenziale zu decken.

3. Gasnetzinfrastruktur

Die Gasnetzinfrastruktur ist zwischen den hier untersuchten REMod-Regionen sehr unterschiedlich ausgebaut. Dementsprechend ist die Bandbreite der Transportkapazität zwischen den Regionen groß. Es ist zu erwarten, dass zukünftig die Transportkapazität zwischen einzelnen Regionen durch die Umstellung von Leitungen auf Wasserstoff sowie möglichen Stilllegungen von Leitungen zurückgeht. In welchem Umfang dies geschieht ist heute noch kaum absehbar, weil der für diese Entwicklungen zugrundeliegende regulatorische Rahmen nicht bis in das Jahr 2045 definiert ist.

4. Zielkonflikte bei der Nutzung begrenzter Biomasseressourcen

TWh/a) übersteigen zwar den Bedarf zur Erfüllung der GEG-bedingten Grüngasquoten (20 TWh/a im Jahr 2040), jedoch ist es nicht möglich, diese gleichzeitig mit den Anforderungen aller Sektoren (Wärme, Industrie, Stromerzeugung, BECCS) zu decken. Die REMod-Modellierung zeigt, dass in einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem rund 120 TWh/a an Biomasseinput erforderlich wären, was einer nahezu vollständigen Ausschöpfung des technisch verfügbaren Potenzials entspräche.

5. Bedarf an einer nationaler Biomassestrategie

Angesichts der knappen und vielfach konkurrierend beanspruchten Biomasseressourcen besteht ein Handlungsbedarf für die Entwicklung einer kohärenten, sektorübergreifenden Biomassestrategie auf nationaler Ebene. Biomethan ist ein strategisch bedeutender, jedoch begrenzt verfügbarer Energieträger. Eine unkoordinierte Nutzung kann zu Zielkonflikten, Ineffizienzen und Verdrängungseffekten zwischen Sektoren führen.

Eine solche Strategie sollte insbesondere:

- die nachhaltig erschließbaren Potenziale unter Berücksichtigung von Flächenkonkurrenzen, Biodiversitätszielen und LULUCF-Vorgaben klar quantifizieren und transparent machen,
- den zukünftigen sektorübergreifenden Bedarf auf Basis energie- und klimapolitischer Prioritäten abbilden und steuern,
- technologische Unsicherheiten in der Erzeugung, Aufbereitung und Einspeisung von Biogas adressieren,
- sowie geeignete Förderinstrumente und Infrastrukturen schaffen, um einen effizienten, resilienten und sozial verträglichen Einsatz von Biomethan zu ermöglichen.

Von zentraler Relevanz ist hierbei die Konzentration auf Anwendungen, die nur schwer oder gar nicht elektrifizierbar sind. Als Beispiele seien hier Hochtemperaturprozesse in der Industrie, systemrelevante Rückverstromung zur Netzstabilisierung oder die Erzeugung negativer Emissionen über BECCS genannt. In den zuvor genannten Sektoren kann Biomethan eine strategisch bedeutsame Rolle einnehmen, während in anderen Bereichen – wie dem Gebäudebereich – energieeffizientere Alternativen, wie beispielsweise Wärmepumpen, vorrangig zum Einsatz kommen sollten.

Eine derartige differenzierte, sektorenübergreifende Allokation ist eine unabdingbare Voraussetzung, um die begrenzten Biomasseressourcen maximal klimapolitisch wirksam einzusetzen und gleichzeitig wirtschaftliche sowie soziale Zielkonflikte zu minimieren.

Dieser Aufsatz ist entstanden im Rahmen des Kopernikus-Projekts Ariadne. Das Bundesministerium für Forschung, Technik und Raumfahrt fördert die Kopernikus-Projekte.

Literaturverzeichnis

bei der Wieden, Malte; Braungardt, Sibylle; Bürger, Veit; Hesse, Tilman; Loschke, Carmen; Stobbe, Marc et al. (2024): Connecting reality with climate goals: Case studies of gas distribution system planning and regulation. Country Report Germany. Hg. v. Öko-Insitut e.V. und Regulatory Assistance Project. Freiburg, Berlin. Online verfügbar unter https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2024/10/Countryreport_Germany.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2024.

Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie (BDH) (Hg.) (2025): Absatzentwicklung Deutschland 2024. Online verfügbar unter https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/Downloads/PresseMeldungen/Absatzentwicklung_Waermemarkt_Deutschland_2024.pdf.

Deutscher Bundestag (2023): Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden* (Gebäudeenergiegesetz - GEG). GEG. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/index.html#BJNR172810020BJNE000102128>.

Deutscher Bundestag (2025): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). EnWG. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html.

Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2014): A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (vol 30), S. 1003–1018. Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113006710?via%3Dihub>.

Kalcher, J.; Naegeli de Torres, F.; Gareis, E.; Cyffka, K.-F.; Brosowski, A. (2022): Dashboard biogene Rohstoffe in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.openagrar.de/receive/openagrar_mods_00077764.

Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (KWW) (Hg.) (2025): Stand der KWP nach Bundesländern. Online verfügbar unter <https://www.kww-halle.de/praxis-kommunale-waermewende/status-quo-der-kwp#c1322>.

Krause, T.; Pohl, M.; Klemm, M.; Wirth, B.; Gröngroft, A.; Müller-Langer, F. et al. (2020): Nationales Monitoring biogener Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle in Deutschland Teil 2 : Rohstoffeigenschaften und Konversionsfaktoren. Online verfügbar unter https://www.openagrar.de/receive/openagrar_mods_00065551.

Naegeli de Torres, F.; Kalcher, J.; Karras, T.; Sittaro, F.; Cyffka, K.-F. (2024): Biogene Abfälle und Reststoffe in Deutschland: technisches Biomassepotenzial auf Landkreisebene in Deutschland 2015-2020 (1.0) [Data set]. Online verfügbar unter <https://zenodo.org/records/10562074>.

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (Hg.) (2020): Landwirtschaftliche Betriebe mit Viehhaltung und Zahl der Tiere - Stichtag - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte. Online verfügbar unter <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=0&levelid=1744026313920&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAus>

waehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=41141-03-02-4&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf#abreadcrumb.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2024): Zensus 2022: Regionaltabelle Bevölkerung. Online verfügbar unter https://www.zensus2022.de/static/Zensus_Veroeffentlichung/Regionaltabelle_Bevoelkerung.xlsx.

Sterchele, Philip (2019): Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy. Case Study for the German Energy System with the Sector Coupling Model REMod: Shaker Verlag GmbH. Online verfügbar unter <https://www.shaker.de/de/site/content/shop/index.asp?lang=de&ID=8&ISBN=978-3-8440-6946-4>.

terranets bw GmbH (Hg.) (2025): Unsere Netze. Wasserstoff. Wir bringen Wasserstoff nach Baden-Württemberg und Hessen. Online verfügbar unter <https://www.terranets-bw.de/unsere-netze/wasserstoff>, zuletzt aktualisiert am 21.04.2025, zuletzt geprüft am 21.04.2025.

Thelen, Connor; Nolte, Hannah; Kaiser, Markus; Jürgens, Patrick; Müller, Paul; Senkpiel, Charlotte; Kost, Christoph (2024): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess. Hg. v. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE). Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/ISE_WegeKlimaneutralEnergiesystem_final.pdf.

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (Hg.) (2024): Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032. Berlin. Online verfügbar unter https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/03/2024_03_20_NEP-2022_Gas_FINAL_DE.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2024.