Ariadne-Analyse

Regionale Bedeutung von Biomethan

Potenziale, Bedarf und Transportmöglichkeiten

KOPERNIKUS PROJEKTE
Ariadne
Die Zukunft unserer Energie

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Autorinnen und Autoren



» Benjamin Köhler
Öko-Institut



» Marc Stobbe
Öko-Institut



» Susanne Krieger
Öko-Institut



» Christoph Heinemann
Öko-Institut



» Hannah Nolte
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme



» Dr. Christoph Kost
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Dieses Papier zitieren:
Benjamin Köhler, Marc Stobbe, Susanne Krieger, Christoph Heinemann, Hannah Nolte, Christoph Kost (2026): Regionale Bedeutung von Biomethan. Potentiale, Bedarf und Transportmöglichkeiten. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
https//doi.org10.48485/pik.2026.38

Herausgegeben von
Kopernikus-Projekt Ariadne
Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)
Telegrafenberg A 31
14473 Potsdam

November 2026

Kontakt zu den Autorinnen und Autoren: Benjamin Köhler, B.Koehler@oeko.de

Die vorliegende Ariadne-Analyse wurde von den oben genannten Autorinnen und Autoren des Ariadne-Konsortiums ausgearbeitet. Die Analyse spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Ariadne-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte der Ariadne-Publikationen werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt erstellt.

Inhalt

Kernbotschaften *1*
1. Hintergrund *3*
2. Methodik *4*
3. Biomethanpotenziale aus Reststoffen in den Landkreisen *8*
4. Implikationen für das Energiesystem in Deutschland *12*
4.1 Ergebnisse der Energiesystemanalyse 12
4.2 Auswirkungen des GModG 18
5. Entwicklung der Fernleitungsnetze für gasförmige Energieträger *23*
5.1 Das Methannetz heute 23
5.2 Methan- und Wasserstoffnetzplanung bis 2032 27
5.3 Entwicklung der Wasserstoff- und Methaninfrastruktur nach 2032 29
5.4 Fazit: Implikationen für den Transport von Biomethan 34
6. Schlussfolgerungen *36*
Literaturangaben *39*
Abkürzungsverzeichnis *42*
Anhang *44*

Kernbotschaften

Der vorliegende Bericht untersucht, welche regionale Bedeutung Biomethan in einem klimaneutralen Energiesystem haben kann. Es werden insbesondere die regionalen Erzeugungspotenziale aus biogenen Reststoffen sowie die erwartete zukünftige Methannachfrage betrachtet. Darüber hinaus werden die zukünftig zu erwartenden Methantransportkapazitäten untersucht, da durch die Umstellung eines Teils der Methanleitungen auf den Transport von Wasserstoff die Transportkapazitäten für Methan langfristig zurückgehen.

Biomethanpotenziale aus Reststoffen begrenzt und regional unterschiedlich verteilt

Deutschland verfügt über ein technisches Biomethanpotenzial aus Reststoffen von rund 105 Terawattstunden pro Jahr. Ein großer Teil hiervon wird allerdings schon genutzt (energetisch, aber auch stofflich). Zusätzlich mobilisierbar sind noch 57 Terawattstunden pro Jahr. Die technischen und mobilisierbaren Potenziale sind allerdings regional sehr ungleich verteilt. In der Studie ist Deutschland in zehn Regionen unterteilt. Die größten Biomethanpotenziale gibt es in Niedersachsen, Bayern und Nordrhein-Westfalen. Allerdings kann keine der betrachteten Regionen ihren Methanbedarf im Jahr 2045 allein durch regionale Reststoffpotenziale decken. Vielmehr muss grünes Methan auch anderweitig bereitgestellt werden, unter anderem durch Anbaubiomasse und synthetisches Methan.

Methantransportmöglichkeiten zwischen den Regionen werden langfristig benötigt

Methan muss zumindest zwischen einigen Regionen auch langfristig transportierbar bleiben. Dies hat Implikationen auf die Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur. Diese ist zwischen den untersuchten Regionen unterschiedlich ausgebaut. Es ist zu erwarten, dass zukünftig die Möglichkeit abnimmt, Methan zwischen einzelnen Regionen zu transportieren. Gründe dafür sind die Umstellung von Leitungen auf Wasserstoff sowie mögliche Stilllegungen von Leitungen. In welchem Umfang dies geschieht, ist heute noch kaum absehbar.

Allokation der verfügbaren Biomethanpotenziale

Wegen begrenzter Biomasseressourcen und konkurrierender Nutzungen muss geprüft werden, in welchen Anwendungsbereichen die Nutzung von Biomethan den größten gesamtwirtschaftlichen Nutzen entfaltet. Dies sollte im Rahmen einer sektorübergreifenden Biomassestrategie erfolgen. Relevanz gewinnt dieser Aspekt auch mit Blick auf die zu erwartende stärkere Nachfrage nach grünen Gasen aus dem Gebäudesektor. Für die Beheizung von Gebäuden gibt es effiziente und kostengünstige Alternativen zu Biomethan. Allerdings kann die im Gebäudemodernisierungsgesetz verankerte Grüngasquote langfristig zu einer hohen Nachfrage führen. Die Ergebnisse zeigen, dass der Methanbedarf von Gebäuden von 35 Terawattstunden im Jahr 2045 zwar unter den mobilisierbaren Biomethanpotenzialen aus Reststoffen liegt. Aber auch die Bereitstellung von 35 Terawattstunden Biomethan pro Jahr ausschließlich für Gebäude bedeutet eine Vervielfachung der aktuellen Produktion. Biomethan sollte daher gezielt für schwer elektrifizierbare Industrieprozesse, regelbare Stromerzeugung zur Netzstabilisierung und negative Emissionen durch Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) eingesetzt werden. Im Gebäudesektor sollten effiziente Lösungen wie Wärmepumpen grundsätzlich Vorrang haben.

Die ermittelten Potenziale stellen eine obere Grenze dar: Anlagengröße, Transportentfernungen der Biomasse und weitere praktische Erschließungsbedingungen konnten nicht vollständig berücksichtigt werden. Auch die Netzentwicklung nach 2032 ist unsicher, da abgestimmte langfristige Planungen und ein bis 2045 definierter regulatorischer Rahmen für die Entwicklung der Gasinfrastruktur fehlen.

1. Hintergrund

Der Ausstieg aus fossilen Energieträgern ist eine zentrale Voraussetzung für das Erreichen von Klimaneutralität. Auch in einem klimaneutralen Energiesystem werden gasförmige Energieträger voraussichtlich eine bedeutende Rolle spielen. Derzeit wird vorwiegend fossiles Erdgas genutzt. In normativen Zielszenarien wird es langfristig zunehmend durch Wasserstoff und erneuerbar erzeugtes Methan ersetzt. Diese Entwicklung wird mit hoher Wahrscheinlichkeit Anpassungen in der bestehenden Gasinfrastruktur nach sich ziehen. Ein Teil des Netzes wird für den Transport von Wasserstoff umgerüstet, während gleichzeitig die Transportkapazität für Methan (fossiles Erdgas, erneuerbar erzeugtes Methan) reduziert wird. Dies könnte dazu führen, dass Methan nicht mehr flächendeckend zwischen allen Regionen Deutschlands transportiert werden kann. Damit können gegebenenfalls Methanspeicher nicht mehr mit der gleichen Flexibilität genutzt werden wie heute.[1] Hinzu kommen perspektivisch (Teil-)Stilllegungen der Gasverteilernetze durch die Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets. Ein zentrales Element ist die Pflicht zur Erstellung von Stilllegungsplänen für (Teil-)Netze, wenn in diesen in den nächsten zehn Jahren mit einem starken Rückgang der Gasnachfrage zu rechnen ist. Wie dies in Deutschland erfolgen soll, zeigt der Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 20. April 2026[2]. Aus der Biogas- und Biomethanbranche gab es an einem früheren Entwurf vom November 2025 massive Kritik. Es wurde befürchtet, dass Biomethananlagen durch die Stilllegung von Gasverteilernetzen keinen Zugang zur Methaninfrastruktur, insbesondere den Fernleitungen, haben könnten (siehe unter anderem Hauptstadtbüro Bioenergie 2025). Bestehende Biomethananlagen zur Einspeisung in das Gasnetz genießen im aktuellen Entwurf zwar bis zu einer bestimmten Grenze Bestandsschutz, aber auch im aktuellen Entwurf wird deutlich, dass Anlagenbetreibende nicht dauerhaft (mehr als 20 Jahre) mit einer Infrastrukturanbindung rechnen können. In der vorliegenden Analyse fokussieren wir allerdings auf die Fernleitungs- und nicht die Verteilernetze. Auf die Verbindungen zwischen beiden Netzebenen gehen wir aber an relevanten Stellen ein.

[1] Die mögliche Umstellung von Methanspeichern auf die Speicherung von Wasserstoff ist nicht Teil dieser Analyse.

[2] Verfügbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/21/054/2105440.pdf; zuletzt geprüft am 04.08.2026; früherer Entwurf verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/20251104-entwurf-eines-gesetzes-zur-aenderung-des-energiewirtschaftsgesetzes-und-weiterer-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile&v=4; zuletzt geprüft am 26.11.2025.

Damit stellt sich die Frage, welche Rolle Biomethan künftig innerhalb einzelner Regionen und im überregionalen Energieaustausch spielen kann. Dazu vergleichen wir die regionalen Erzeugungspotenziale von Biomethan aus Reststoffen mit dem jeweiligen Bedarf und ermitteln mögliche Überschüsse, die zwischen den Regionen ausgetauscht werden können. Ein weiterer Aspekt sind mögliche Nutzungskonflikte, etwa zwischen Wärmeversorgung, Prozesswärmebedarfen in der Industrie oder BECCS, da Biomethan nur begrenzt verfügbar ist. Darüber hinaus gibt es die Konkurrenz zwischen einer dezentralen Vor-Ort-Verstromung von Biogas und der Biogaserzeugung und -aufbereitung zu Biomethan in großen Anlagen.

Die Fragestellungen werden auf Basis des am Fraunhofer ISE entwickelten Energiesystemmodells REMod untersucht, das in verschiedenen Studien zur Transformation des Energiesystems eingesetzt wurde (unter anderem Thelen et al. 2024).

Erste Ergebnisse der Analysen wurden beim Symposium „Zukunft Wärme" im Mai 2025 vorgestellt und in den Tagungsunterlagen veröffentlicht (Stobbe et al. 2025).

2. Methodik

Die Analyse erfolgt in drei aufeinander aufbauenden Schritten, die jeweils unterschiedliche, aber miteinander verknüpfte Aspekte adressieren (vgl. auch Stobbe et al. 2025):

1. **Regionalisierte Analyse technischer und mobilisierbarer Biomethanpotenziale aus Reststoffen (Landkreisebene)**

Im ersten Schritt werden sowohl das technisch verfügbare als auch das mobilisierbare Biomethanpotenzial auf Ebene der deutschen Landkreise ermittelt. Das mobilisierbare Biomethanpotenzial bezeichnet dabei das Potenzial, welches sich aus bislang nicht genutzten biogenen Reststoffen ergibt. Die Grundlage hierfür bildet eine breite Datenbasis nationaler Statistiken, darunter landwirtschaftliche Ertrags- und Nutzungsdaten, Abfallbilanzen sowie Informationen zu Reststoffströmen. Diese enthalten auch Informationen darüber, ob und in welchem Umfang die Reststoffe schon genutzt werden. In Fällen, in denen keine direkten Angaben vorliegen, werden geeignete Indikatoren wie zum Beispiel Bevölkerungsdichte oder Viehbestände zur räumlichen Aufschlüsselung herangezogen, um eine

möglichst präzise Abbildung der regionalen Verfügbarkeit von Biomasse zu gewährleisten. Die Ergebnisse der Potenzialanalyse sind in Kapitel 3 dargestellt. Das so ermittelte Potenzial ist eine obere Grenze, da wichtige Aspekte für die praktische Umsetzung und Erschließung der Potenziale nicht in die Potenzialermittlung einbezogen werden konnten. Dies gilt etwa für die notwendigen Größenklassen der Biomethananlagen und die Transportentfernungen zwischen den Biomassequellen und den Biomethananlagen. Für eine solche Analyse sind die verfügbaren Quellen regional nicht hoch genug aufgelöst.

Die so ermittelten Potenziale werden anschließend für zehn Regionen aggregiert, die sich an den Bundesländern und dem Zusammenschluss einzelner Bundesländer orientieren. Die regionale Auflösung entspricht der Untergliederung des im Folgenden verwendeten Energiesystemmodells REMod.

2. Energiesystemanalyse

Aufbauend auf den Ergebnissen der Potenzialanalyse wird im zweiten Schritt mit dem Energiesystemmodell REMod die Transformation des Energiesystems zur Erreichung von Klimaneutralität untersucht. Der Analyseschwerpunkt liegt auf der Nutzung von Biomethan.

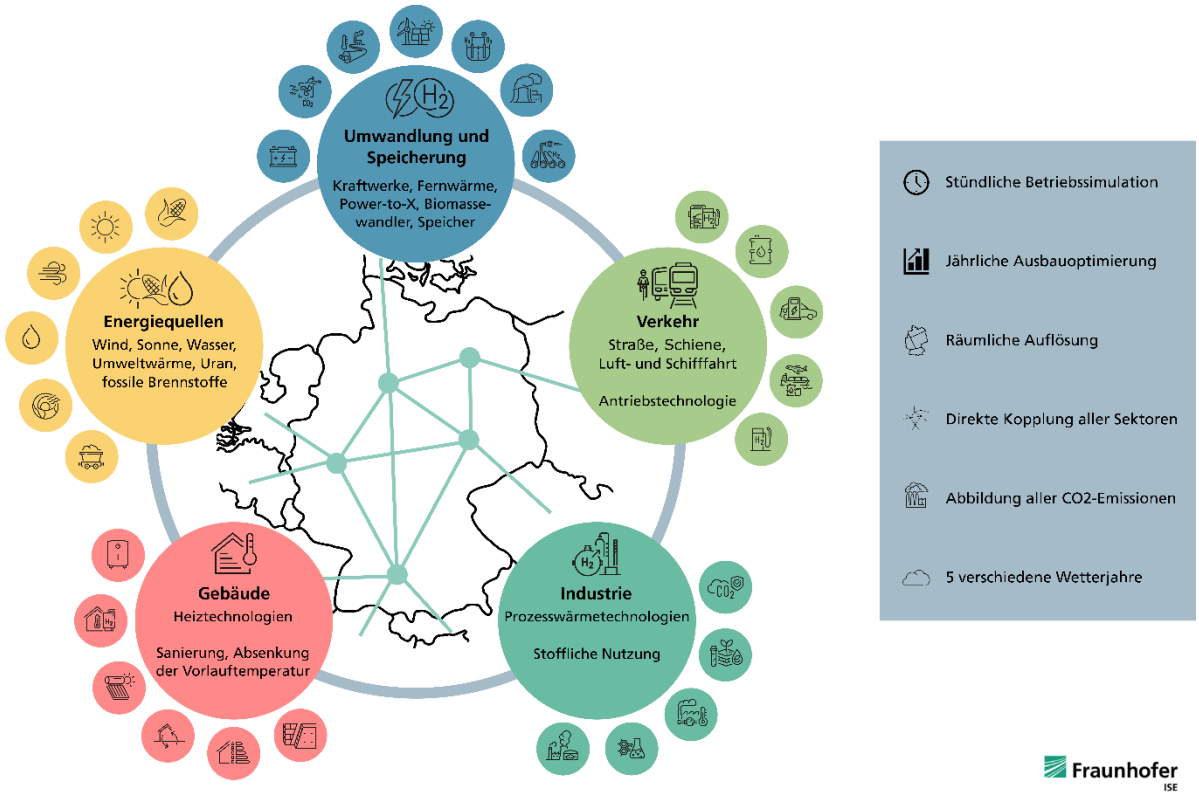


Abbildung 1. Schematische Darstellung des Energiesystemmodells REMod

Das techno-ökonomische Energiesystemmodell REMod bildet die Endverbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie sowie die Energiewirtschaft und deren Sektorenkopplung ab. Eine ausführliche Modellbeschreibung findet sich in Thelen et al. (2024) und Palzer (2016). Für die Analyse wird das Szenario „Technologieoffen" aus der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem" (Thelen et al. 2024) genutzt. Die Modellierung folgt dem CO_2-Budget des Klimaschutzgesetzes (Deutscher Bundestag 2019) und dem Ziel der Klimaneutralität 2045. Die Nachfrageentwicklung in den Sektoren ist exogen nach dem Projektionsbericht 2024 (Umweltbundesamt 2026) vorgegeben, die Technologiewahl innerhalb dieser Grenzen frei. Für die Berechnungen in diesem Papier wurden die Biomassepotenziale an die hier neu berechneten Potenziale angepasst.

Innerhalb der Modellierung wird unter kostenminimalen Bedingungen ein Transformationspfad aufgezeigt, der die optimale Allokation des verfügbaren Biomassepotenzials in den unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten (zum Beispiel feste Biomasse, Biomethan)

und Anwendungsfällen darstellt (dezentrale und zentrale Wärmeversorgung, Prozesswärmebereitstellung in der Industrie und Negativemissionstechnologien wie BECCS in Biomasseanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Pflanzenkohle-Pyrolyse (Biochar Carbon Removal – BCR), die zusätzlich Strom beziehungsweise Fernwärme bereitstellen). Darauf aufbauend kann beispielsweise die Menge des regional genutzten Methans in der dezentralen Wärmeversorgung nach dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) analysiert werden. Zudem können Strategien für eine kosteneffiziente und klimafreundliche Allokation von Biomethan entwickelt werden.

Die Ergebnisse werden darüber hinaus herangezogen, um die regionalen Biomethanpotenziale mit der prognostizierten regionalen Nachfrage nach grünem Methan zu verknüpfen. Die Nachfrage ergibt sich aus der stündlichen Deckung der Gasnachfrage im gesamten Energiesystem, während die Bereitstellung als Jahressumme bilanziert wird. In diesem Zusammenhang spielt das novellierte GModG, das unter anderem Quoten für den Einsatz erneuerbarer Gase definiert (Biotreppe, Grüngasquote), eine zentrale Rolle.

3. Analyse der erwarteten Entwicklung der Methantransportkapazitäten bis 2045

Im dritten Schritt erfolgt eine Analyse der zukünftigen Entwicklung der Methantransportkapazitäten in Deutschland. Als Ausgangspunkt der Bewertung dienen die derzeit bekannten Planungen zum Ausbau des Wasserstoffnetzes, insbesondere der Netzentwicklungspläne Gas (Bundesnetzagentur 2025) sowie Wasserstoff-Roadmaps (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. et al. 2023; Bundesnetzagentur 2024). 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.

3. Biomethanpotenziale aus Reststoffen in den Landkreisen

Die Ermittlung der technisch verfügbaren und mobilisierbaren Biomethanpotenziale erfolgt auf Grundlage der Datenbanken des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) (Naegeli de Torres et al. 2024; Kalcher et al. 2022). Insgesamt wurden 77 relevante Biomassequellen systematisch erfasst. Wo eine hinreichende geographische Differenzierung der Primärdaten möglich war, erfolgte eine direkte Zuordnung auf Landkreisebene. In Fällen begrenzter Datenverfügbarkeit wurde die räumliche Disaggregation über geeignete Sekundärindikatoren vorgenommen. Als Proxyvariablen dienten hierbei die Viehbestandszahlen (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2020) sowie die Bevölkerungsdichte (Statistisches Bundesamt 2024). Die so ermittelten Biomassepotenziale können den vier Hauptkategorien Holz- und forstwirtschaftliche Nebenprodukte, Landwirtschaftliche Nebenprodukte, Siedlungsabfall und Klärschlamm sowie Reststoffe von sonstigen Flächen zugeordnet werden (detaillierte Auflistung der jeweils enthaltenen Biomassearten siehe Anhang).

Zur Quantifizierung des Biomethanpotenzials wurden die ermittelten Mengen jeder Biomassekategorie mit standardisierten Umrechnungsfaktoren multipliziert (Krause et al. 2020). In der vorliegenden Untersuchung wurden ausschließlich Substratströme berücksichtigt, die sich für eine energetische Verwertung über anaerobe Vergärung eignen. Thermochemische Verfahren wie die Pyrolyse (beispielsweise die Holzvergasung) wurden hingegen nicht berücksichtigt, da sie aufgrund ihres kontinuierlichen Wärmebedarfs für die Produktion von synthetischem Erdgas (Synthetic Natural Gas, SNG) sowie konkurrierender stofflicher Nutzungsoptionen und Klimaschutzanforderungen in der Forstwirtschaft (Biomasseaufbau im Wald) in der Gesamtbilanz als energetisch ineffizient einzustufen sind und aus Sicht der Autorinnen und Autoren keinen wesentlichen Beitrag zur Methanerzeugung leisten werden. Holzartige Biomasse wird im Energiesystemmodell stattdessen in anderen Pfaden (zum Beispiel BECCS, BCR) berücksichtigt.

Basierend auf diesen Daten ergibt sich für Deutschland ein technisches Gesamtpotenzial von 104,8 Terawattstunden Biomethan pro Jahr. Die räumliche Verteilung dieser Potenziale ist stark heterogen. Abbildung 2 zeigt die technischen Potenziale auf Landkreisebene. Die Analyse ergibt, dass insbesondere die westlichen Landkreise Niedersachsens und nord-

westlichen Landkreise Nordrhein-Westfalens sowie einzelne Regionen in Bayern, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern vergleichsweise hohe Werte aufweisen, während die Potenziale in Rheinland-Pfalz oder dem Saarland deutlich geringer ausfallen.

Ein signifikanter Anteil der identifizierten Ressourcen ist jedoch gegenwärtig stofflich oder energetisch gebunden, insbesondere industrielle Reststoffe, Siedlungsabfälle sowie landwirtschaftliche Nebenprodukte. Für die energiewirtschaftliche Bewertung ist demnach das mobilisierbare technische Potenzial von Relevanz, das heißt jene Mengen, die unter Berücksichtigung bestehender Nutzungen zusätzlich energetisch erschlossen werden können. Dieser Wert beläuft sich auf 57 Terawattstunden pro Jahr. Dies entspricht nur rund 54 Prozent des technischen Potenzials und ist deutlich niedriger als das in Matschoss et al. (2025) ermittelte maximale Biomethanpotenzial mit Infrastrukturrestriktionen (105 Terawattstunden). Die Verteilung des mobilisierbaren technischen Potenzials auf Landkreisebene ist in Abbildung 3 dargestellt. Auch beim mobilisierbaren Potenzial lassen sich signifikante regionale Unterschiede feststellen: Die Landkreise mit den höchsten Potenzialen befinden sich vor allem in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein, Baden-Württemberg und Bayern.

Um eine konsistente Integration in das Energiesystemmodell REMod zu gewährleisten, wurden die Landkreisdaten in die zehn Modellregionen überführt. Die in Tabelle 1 dargestellten Ergebnisse fassen die aggregierten Daten für die ausgewählten Regionen zusammen. Dabei wird ein Vergleich der technischen und der mobilisierbaren technischen Potenziale mit den aktuell installierten Biomethanerzeugungsleistungen in den Regionen vorgenommen. Die Analyse ergibt, dass insbesondere Niedersachsen und Bayern über ein hohes absolutes Potenzial verfügen, während die Regionen Rheinland-Pfalz/Saarland, Hessen, Brandenburg/Berlin sowie Thüringen/Sachsen-Anhalt ein niedriges verfügbares mobilisierbares Biomethanpotenzial aufweisen. Die höchsten Biomethanerzeugungsleistungen weisen hingegen derzeit die drei Regionen Sachsen-Anhalt und Thüringen, Berlin und Brandenburg sowie Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern auf. In vielen Regionen wird aktuell weniger als die Hälfte des technischen Biomethanpotenzials genutzt. In allen Regionen wird jedoch mindestens 40 Prozent des Potenzials bereits energetisch und/oder stofflich genutzt. Es gibt allerdings auch Regionen in Deutschland, in denen bereits über 50 Prozent des technischen Biomethanpotenzials verwendet wird.

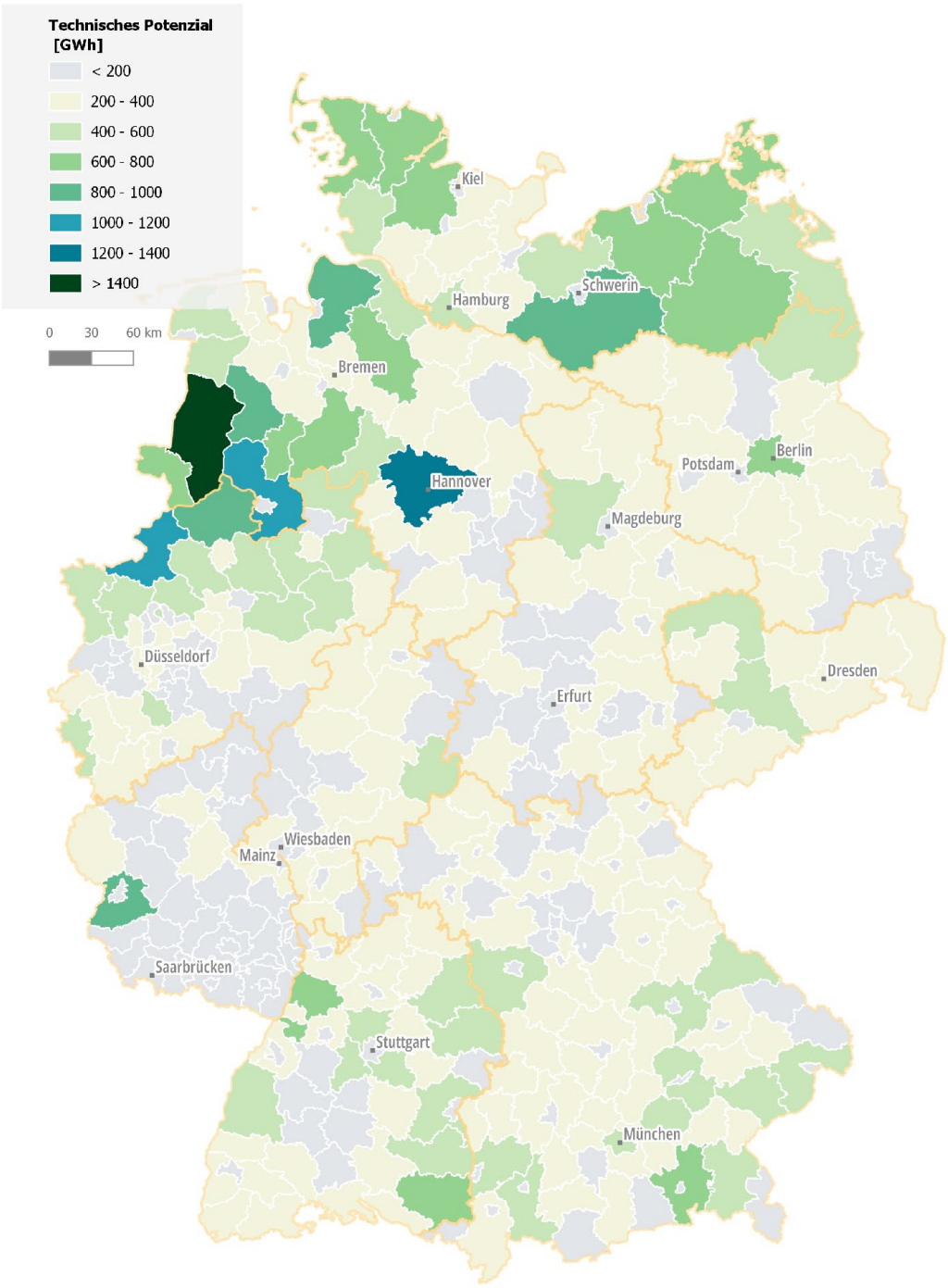


Abbildung 2: Jährliche technische Biomethanpotenziale auf Landkreisebene in GWh/a nach (Kalcher et al. 2022; Naegeli de Torres et al. 2024)

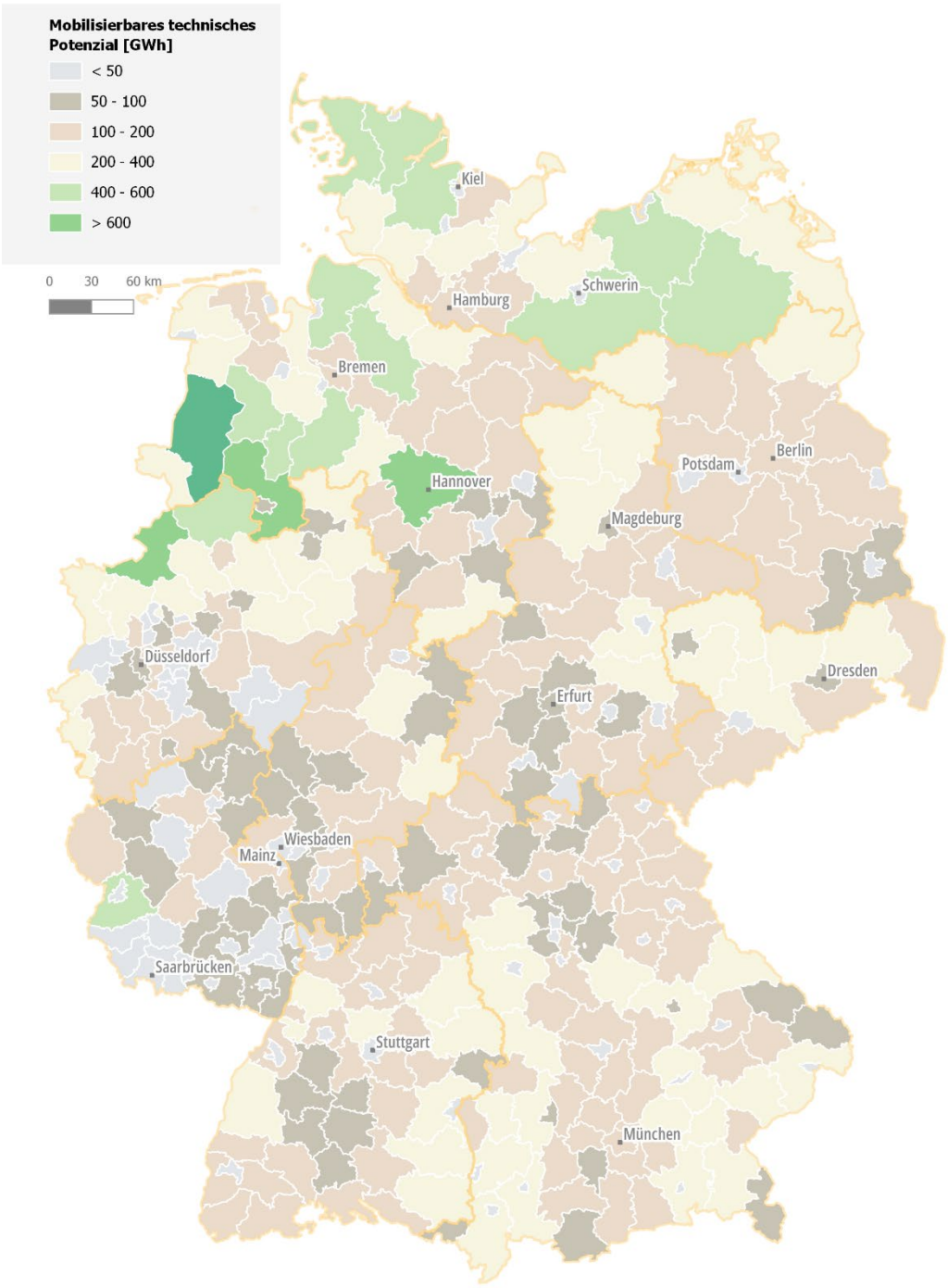


Abbildung 3: Jährliche mobilisierbare technische Biomethanpotenziale auf Landkreisebene in GWh/a nach (Kalcher et al. 2022; Naegeli de Torres et al. 2024)

Region	Technisches Potenzial [GWh]	Mobilisierbares techn. Potenzial [GWh]	Mobilisierbares techn. Potenzial [%]	Erzeugungsleistung Biomethananlagen [N*m³/h]	Erzeugungsleistung Biomethananlagen [TWh/a]*
BE_BB (Berlin, Brandenburg)	4.982	2.605	52 %	23.900	1,67
BW (Baden-Württemberg)	12.667	6.395	50 %	7.431	0,52
BY (Bayern)	22.093	12.601	57 %	14.335	1,00
HE (Hessen)	5.283	2.528	48 %	5.818	0,41
NI_HB (Niedersachsen, Bremen)	17.649	10.098	57 %	18.805	1,31
NW (Nordrhein-Westfalen)	15.184	7.346	48 %	11.840	0,83
RP_SL (Rheinland-Pfalz, Saarland)	5.382	2.623	49 %	5.330	0,37
SH_HH_MV (Schleswig-Holstein, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern)	9.952	6.015	60 %	22.996	1,60
SN (Sachsen)	4.164	2.294	55 %	9.625	0,67
ST_TH (Sachsen-Anhalt, Thüringen)	7.443	4.247	57 %	34.118	2,38

*Annahmen: 1 Nm³ = 9,97 kWh; 7.000 Vollbenutzungsstunden der Biomethaneinspeisung

Tabelle 1: Zusammenfassung der Biomethanpotenziale und aktuell verfügbare Erzeugungsleistungen in den zehn RE-Mod-Modellregionen; eigene Zusammenstellung basierend auf (Kalcher et al. 2022; Naegeli de Torres et al. 2024; Deutsche Energie-Agentur GmbH 2025)

4. Implikationen für das Energiesystem in Deutschland

4.1 Ergebnisse der Energiesystemanalyse

In einem nächsten Schritt wurde eine Szenarienanalyse zur Erreichung von Klimaneutralität mit dem Energiesystemmodell REMod durchgeführt. Durch den sektorgekoppelten Ansatz können Nutzungskonkurrenzen und die kostenoptimale Nutzung von Methan in den Sektoren abgebildet werden. Durch die räumliche Aufteilung des Energiesystemmodells in zehn Knoten, die den Bundesländern oder einer Kombination davon entsprechen (vergleiche Abbildung 10), ist eine differenzierte Betrachtung regionaler Unterschiede im

Energiesystem möglich. Für die Modellierung wurden die hier analysierten mobilisierbaren Biomassepotenziale (Abfallbiomasse/Reststoffe) auf die REMod-Regionen aggregiert. Neben den Reststoffen werden in REMod auch feste Biomasse und Anbaubiomasse berücksichtigt. Im Anhang ist die Verteilung der Biomasse auf die Biomassetypen und Regionen angegeben.

Im Allgemeinen zeigen die Szenarienergebnisse einen klaren Trend zur Elektrifizierung in allen Sektoren und einen zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Ergebnisse dieser Szenariosensitivität ähneln stark den Ergebnissen des ursprünglichen Szenarios „Technologieoffen" aus der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem" (Thelen et al. 2024). Im Folgenden wird daher ein Fokus auf die Biomethanversorgung und den Gebäudesektor gelegt.

Die Transformation des Gebäudesektors entwickelt sich in allen Regionen ähnlich und führt zu einer weitestgehenden Elektrifizierung durch Wärmepumpen (Abbildung 4). Im Jahr 2045 bestimmen Wärmepumpen den Bestand mit etwa 40 bis 75 Prozent des Anlagenbestandes, mit den niedrigsten Anteilen in Sachsen-Anhalt/Thüringen und den höchsten Anteilen in Nordrhein-Westfalen. Neben Wärmepumpen ist Fernwärme die zweitwichtigste Art der Wärmebereitstellung.

Langfristig verbleiben jedoch etwa 20 Prozent der installierten Heiztechnologien, die mit fossilen oder biogenen Brennstoffen betrieben werden. Die Energieträger müssen zur Erreichung von Klimaneutralität weitestgehend CO_2-neutral bereitgestellt werden. Der Anteil der Gaskessel liegt in den Regionen zwischen sieben Prozent und 22 Prozent (vergleiche Abbildung 5). Die höchsten Gaskesselanteile weisen im Jahr 2045 Hessen und Niedersachsen/Bremen mit jeweils 22 Prozent auf, die niedrigsten Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg mit sieben beziehungsweise acht Prozent. Die höhere installierte Anzahl an Gaskesseln korreliert mit einer niedrigen Gasnachfrage in den anderen Verbrauchssektoren, also beispielsweise in Niedersachsen mit niedriger Industrienachfrage. Hier kann gleichzeitig durch ein hohes Biomethanpotenzial viel Methan günstig bereitgestellt werden.

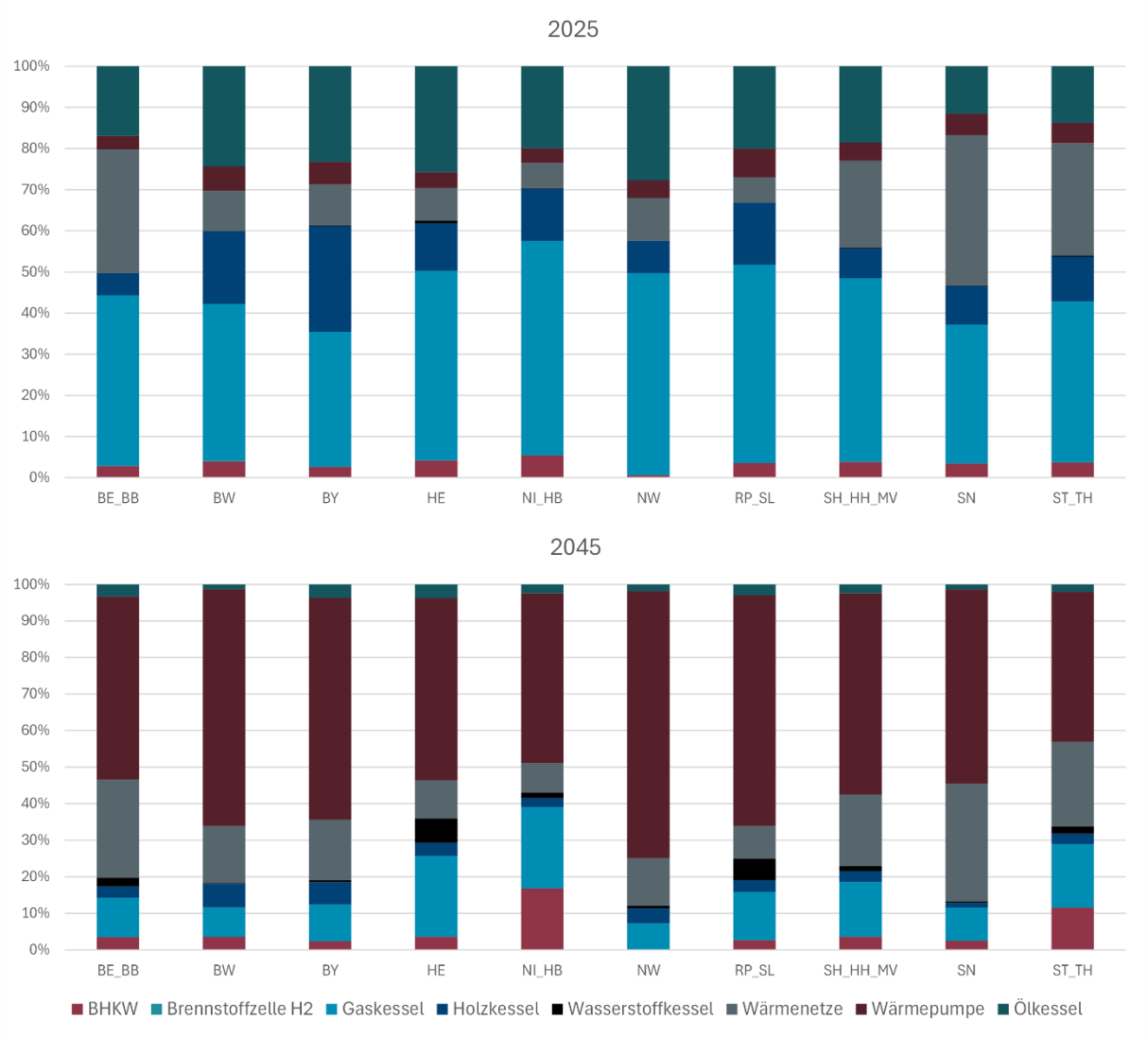


Abbildung 4: Installierte Raum- und Wasserheizsysteme in Gebäuden in den Jahren 2025 und 2045 in den REMod-Regionen

Abbildung 5 illustriert die Methannutzung und Bereitstellung für das Jahr 2045 in Deutschland insgesamt. Insgesamt werden in Deutschland in dem Szenario im Jahr 2045 187 Terawattstunden Methan benötigt. Daneben wird im Energiesystem auch Wasserstoff eingesetzt, vor allem in der Stromerzeugung (191 Terawattstunden) und in der Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme und zur stofflichen Nutzung (260 Terawattstunden). Da der Fokus dieser Untersuchung auf der Biomethanversorgung liegt, wird im Folgenden ausschließlich die Methanbilanz betrachtet.

Für die Bereitstellung wird das mobilisierbare Biomethanpotenzial (57 Terawattstunden) aus Rest- und Abfallstoffen in dem Szenario ausgereizt. Biomethan kann zusätzlich durch

Anbaubiomasse bereitgestellt werden. Hier werden mit 65 Terawattstunden mehr Biomethan aus Anbaubiomasse als aus Reststoffen bereitgestellt. Deutschlandweit werden etwa 65 Prozent des gesamten Methanbedarfs mit Biomethan gedeckt. Die Lücke wird insbesondere durch synthetisches Methan geschlossen. Dieses wird einerseits importiert (31 Terawattstunden), andererseits auf Basis erneuerbarer Energiequellen über Power-to-Gas in Deutschland produziert (24 Terawattstunden). Für die Deckung des verbleibenden Bedarfs von rund 10 Terawattstunden werden ergänzend Erdgasimporte (4 Terawattstunden) sowie Wasserstoffbeimischungen eingesetzt. Die Emissionen, die durch die Nutzung von Erdgas entstehen, werden durch die Nutzung von negativen Emissionstechnologien ausgeglichen.

Der Bedarf sinkt im Vergleich zum Jahr 2025 mit 864 Terawattstunden (Bundesnetzagentur 2026) um etwa 80 Prozent auf 187 Terawattstunden. Der Rückgang betrifft alle Sektoren. Vor allem in der Industrie sinkt der Bedarf von 517 Terawattstunden (Bundesnetzagentur 2026) auf 39 Terawattstunden im Jahr 2045. Die größten Anteile des Methans werden für die Gebäudewärme (81 Terawattstunden) und die Gasverstromung in KWK und Gasturbinen (64 Terawattstunden) genutzt. Gasverstromung ist teilweise noch nötig, um die Residuallast bei niedriger erneuerbarer Stromerzeugung (Dunkelflauten) zu decken. Methanbasierte Kraftwerke stellen regelbare, schnell verfügbare Leistung bereit und tragen zur Systemstabilität bei, ohne im Jahresverlauf hohe Volllaststunden zu erreichen. Durch die Nutzung von KWK-Anlagen wird zusätzlich zu dem Strom Fernwärme bereitgestellt.

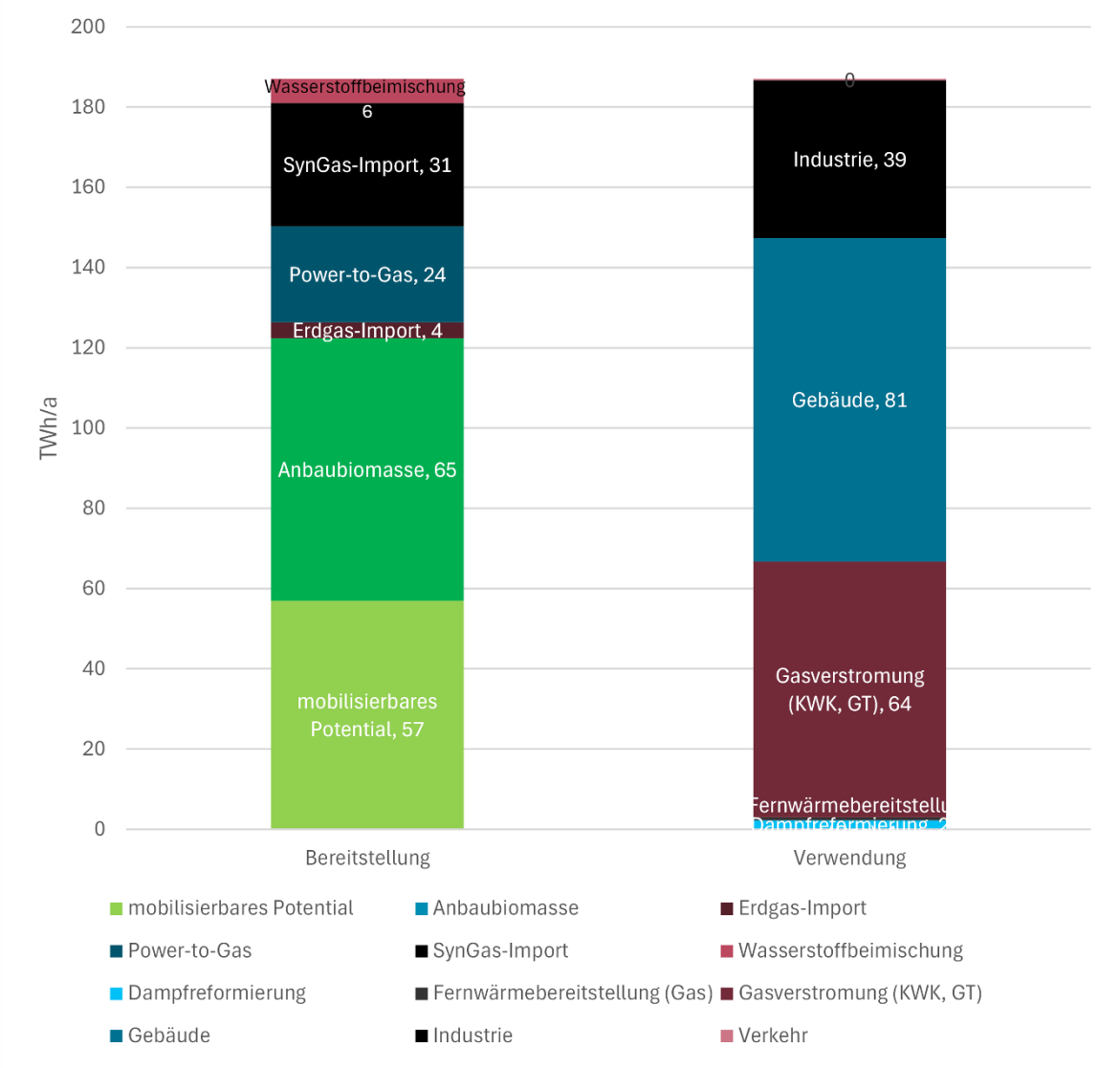


Abbildung 5: Bereitstellung und Verwendung von Gas (Methan) im Jahr 2045 [TWh/a]

Abbildung 6 veranschaulicht die regionale Bereitstellung und Verwendung gasförmiger Energieträger bis zum Jahr 2045 für die zehn im Energiesystemmodell REMod abgebildeten Regionen. Die Modellergebnisse für das Jahr 2045 zeigen, dass der gesamte Gasbedarf in keiner Region vollständig durch das angenommene mobilisierbare Biomethanpotenzial gedeckt werden kann. Um die Biomethannachfrage innerhalb der Regionen zu bedienen, muss demnach Biomethan auch aus Anbaubiomasse bereitgestellt oder importiert werden. In den Regionen Hessen sowie Berlin/Brandenburg ist die Versorgungslücke durch Biomethan aus Reststoffen besonders ausgeprägt, da in diesen Regionen nur geringe Biomethanmengen mobilisiert werden können und wenig Anbaubiomasse für die

Herstellung von Biomethan zur Verfügung steht. Demgegenüber weisen die Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg, Niedersachsen/Bremen und Nordrhein-Westfalen vergleichsweise hohe regionale Biomethanpotenziale auf, sodass ein substanzieller Anteil des Gasverbrauchs durch Biomethan aus Reststoffen und Anbaubiomasse gedeckt werden kann. In den Bundesländern Hessen, Berlin/Brandenburg, Sachsen und Rheinland-Pfalz/Saarland wird der Methanbedarf zu größeren Teilen durch synthetisches Methan gedeckt, das durch heimische Methanisierung gewonnen wurde. Bei der Methanisierung wird zunächst Wasserstoff erzeugt und dieser anschließend mit Kohlendioxid zu Methan umgesetzt, das in Erdgasleitungen genutzt werden kann. Die Potenziale der Rest- und Abfallstoffe werden komplett für die Herstellung von Biomethan genutzt, während aus dem Potenzial der Anbaubiomasse von 132 Terawattstunden nur ein Teil zur Bereitstellung von Methan genutzt wird (65 Terawattstunden Biomethan aus Anbaubiomasse). Der Rest wird zu großen Teilen zur Produktion von Biodiesel genutzt und ein kleiner Teil wird für BECCS genutzt.

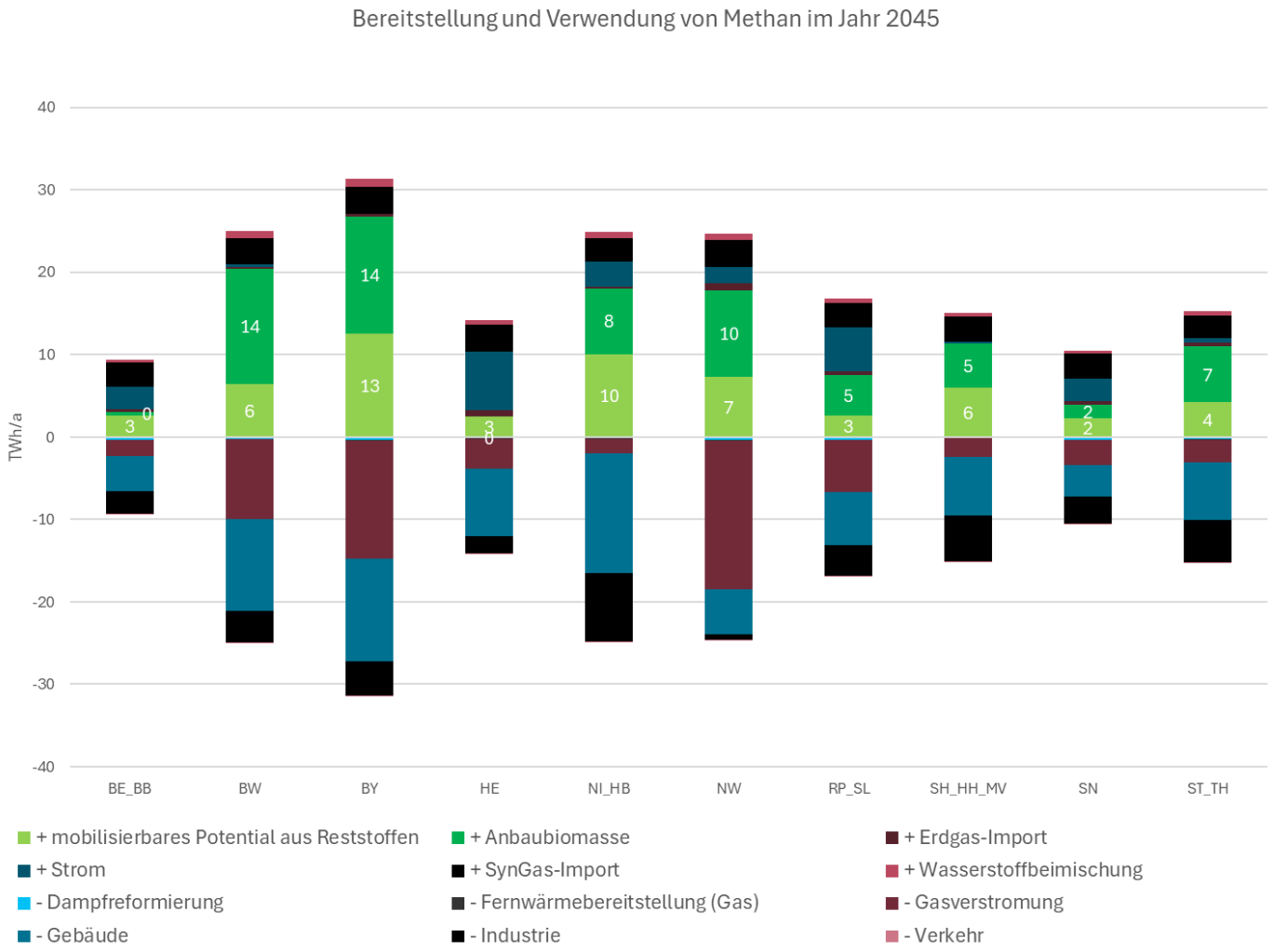


Abbildung 6: Versorgung (positiv) und Verwendung (negativ) von Methan in den REMod-Regionen[3] im Jahr 2045

4.2 Auswirkungen des GModG

Gemäß § 43 Absatz 1 des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG) (Deutscher Bundestag 2026) sind alle Gaskessel, die ab dem 29. Juli 2026 in einem bestehenden Gebäude installiert werden, verpflichtet, schrittweise steigende Quoten grüner oder synthetischer Gase einzusetzen. Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen sind bestimmte Min-

[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.

destanteile an erneuerbaren oder synthetischen 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 10 Prozent
- Ab dem 1. Januar 2030: mindestens 15 Prozent
- Ab dem 1. Januar 2035: mindestens 30 Prozent
- Ab dem 1. Januar 2040: mindestens 60 Prozent

Zu den sogenannten Grüngasen zählen dabei Biomethan, grüner, blauer, orangener oder türkiser Wasserstoff einschließlich daraus hergestellter Derivate. Ab dem Jahr 2045 müssen 100 Prozent emissionsfreie Energieträger eingesetzt werden. In § 43 Absätze 2 bis 7 GModG sind weitere Erläuterungen sowie Erfüllungsoptionen aufgeführt, die in den folgenden Betrachtungen allerdings nicht berücksichtigt werden.

Darüber hinaus ist in § 42a GModG eine Grüngasquote angekündigt, die von den Inverkehrbringenden von Gasen zukünftig erfüllt werden muss. Diese soll bis zum 1. Dezember 2026 in einem separaten Gesetz ausgearbeitet werden.

Im Rahmen der modellbasierten Analyse in REMod wurden die Installationszahlen neuer Gaskessel jahresscharf ermittelt. Diese werden für die folgende Analyse der Auswirkungen des GModG auf die Gasnachfrage in verschiedenen Regionen sowie die Gegenüberstellung mit den dortigen mobilisierbaren Biomethanpotenzialen verwendet. In der vorliegenden Untersuchung wurden folgende Parameter berücksichtigt:

- Die Anzahl der Gaskesselinstallationen im Zeitraum 2026 bis 2045,
- sowie deren projizierter Energieverbrauch.

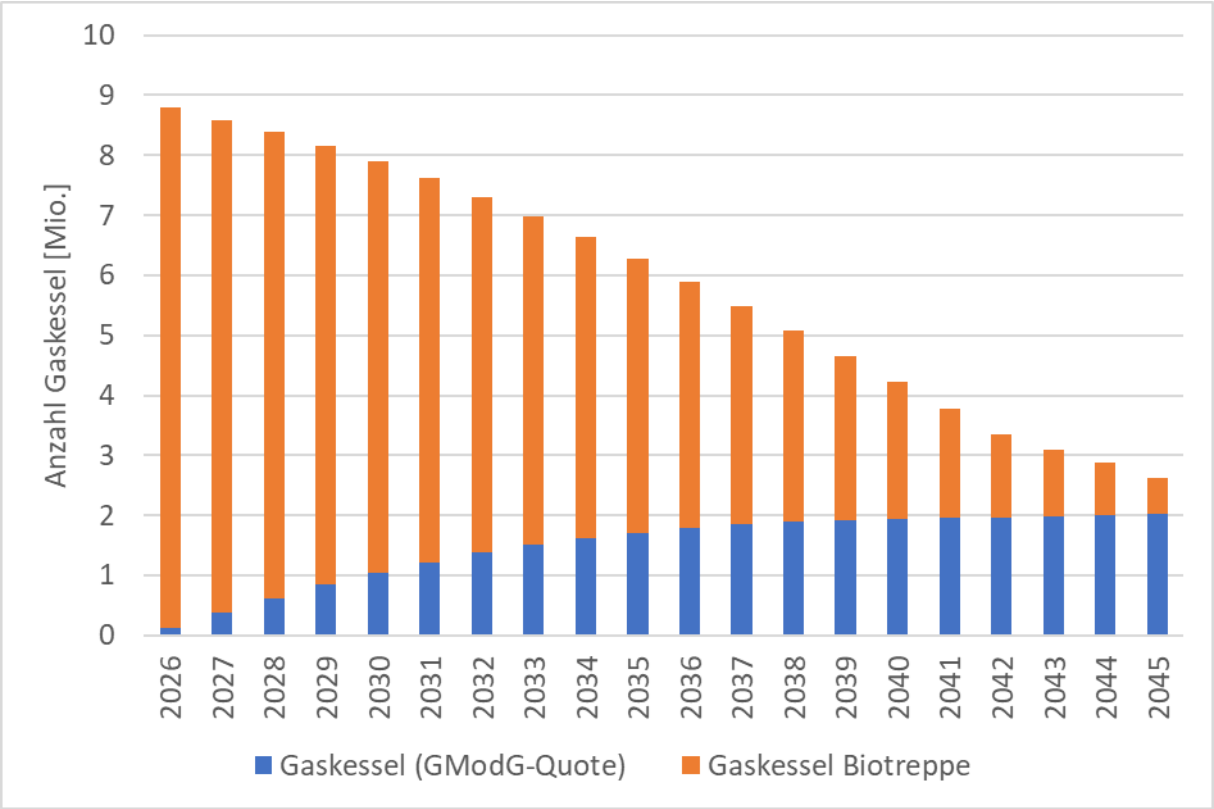


Abbildung 7: Anzahl der Gaskessel in Deutschland, für die die Mindestquoten des § 43 Absatz 1 GModG gelten beziehungsweise nicht gelten; eigene Darstellung auf Basis der REMod-Modellierung

Die in Abbildung 7 dargestellte Entwicklung basiert auf der Anzahl der jährlich installierten Gaskessel im Verhältnis zu den insgesamt installierten Gaskesseln im Bestand. Da in den REMod-Ergebnissen nicht zwischen bestehenden Gebäuden und Neubauten unterschieden wird, wird der Einfachheit halber angenommen, dass alle ab Mitte 2026 neu installierten Gaskessel in Bestandsgebäuden installiert werden und die im GModG definierten Quoten dementsprechend für alle neu installierten Gaskessel gelten. Der Anteil der Gaskessel, für die die Quoten des § 43 Absatz 1 GModG gelten, variiert zwischen den betrachteten Regionen. In Abbildung 8 ist deren Anteil im Jahr 2040 dargestellt. Eine Betrachtung für 2045 erfolgt nicht separat, da ab diesem Jahr alle in Gebäuden eingesetzten Energieträger klimaneutral sein müssen.

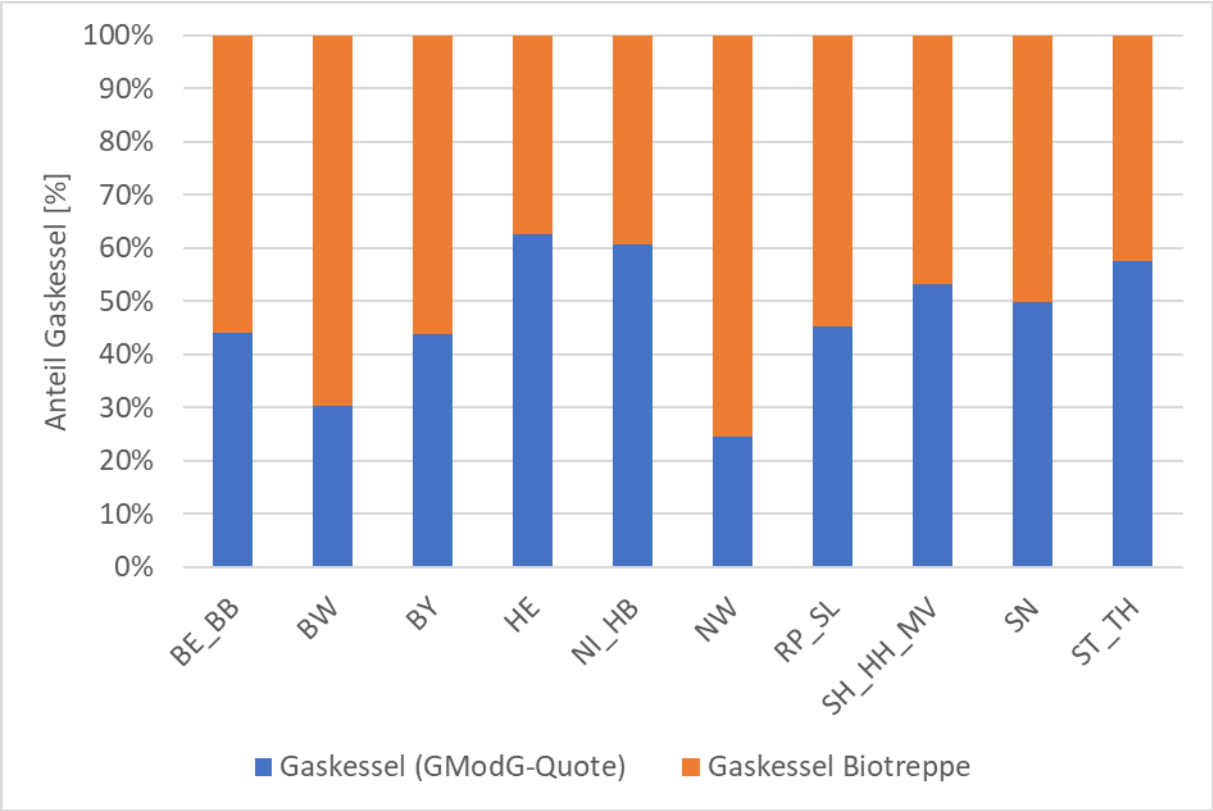


Abbildung 8: Anteil der Gaskessel in den betrachteten Regionen, für die die Mindestquoten des § 43 Absatz 1 GModG gelten beziehungsweise nicht gelten im Jahr 2040; eigene Darstellung auf Basis der REMod-Modellierung

Für die Ermittlung der für die Erfüllung der Quoten erforderlichen Grüngasmengen wird vereinfachend angenommen, dass der Gasverbrauch in Gebäuden mit neuem Gaskessel gleich groß ist wie in Gebäuden mit bestehendem Gaskessel (Gleichverteilung der Gebäude-Effizienzklassen beziehungsweise Sanierungszustände). In Abbildung 9 ist der resultierende Verbrauch der nach § 43 Absatz 1 zugelassenen Gase in den Jahren 2029, 2030, 2035 und 2040 je Region dargestellt. Bis 2040 steigt der Bedarf nach Grüngas durch die Quote in den betroffenen Gebäuden auf über 25 Terawattstunden pro Jahr. Im Jahr 2045, wenn 100 Prozent grünes Methan eingesetzt werden muss, steigt der Bedarf dieser Gebäude auf nahezu 35 Terawattstunden pro Jahr. Die erforderlichen Mengen können bilanziell in fast allen Bundesländern im Jahr 2045 durch das erzeugte Biomethan bereitgestellt werden. Lediglich in Hessen sowie Rheinland-Pfalz und Saarland reicht das lokal verfügbare Biomethan aus Reststoffen nicht aus, um die Bedarfe zu bedienen (vergleiche Abbildung 10).

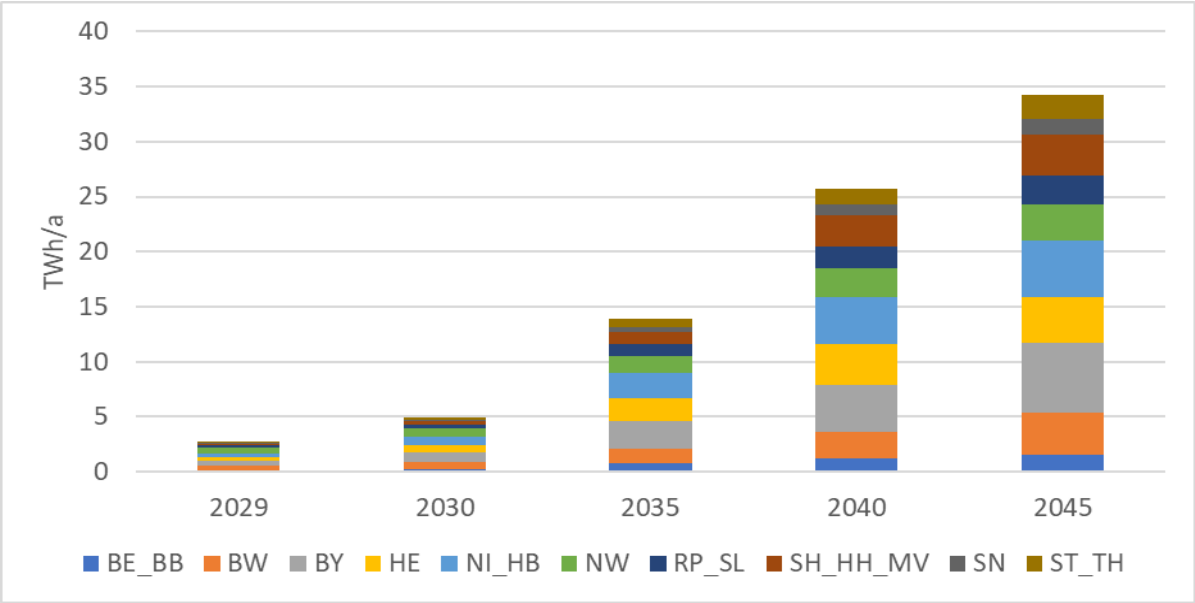


Abbildung 9: Prognostizierte Grüngasmenge zur Erfüllung der Quoten des § 43 Absatz 1 GModG; eigene Darstellung auf Basis der REMod-Modellierung

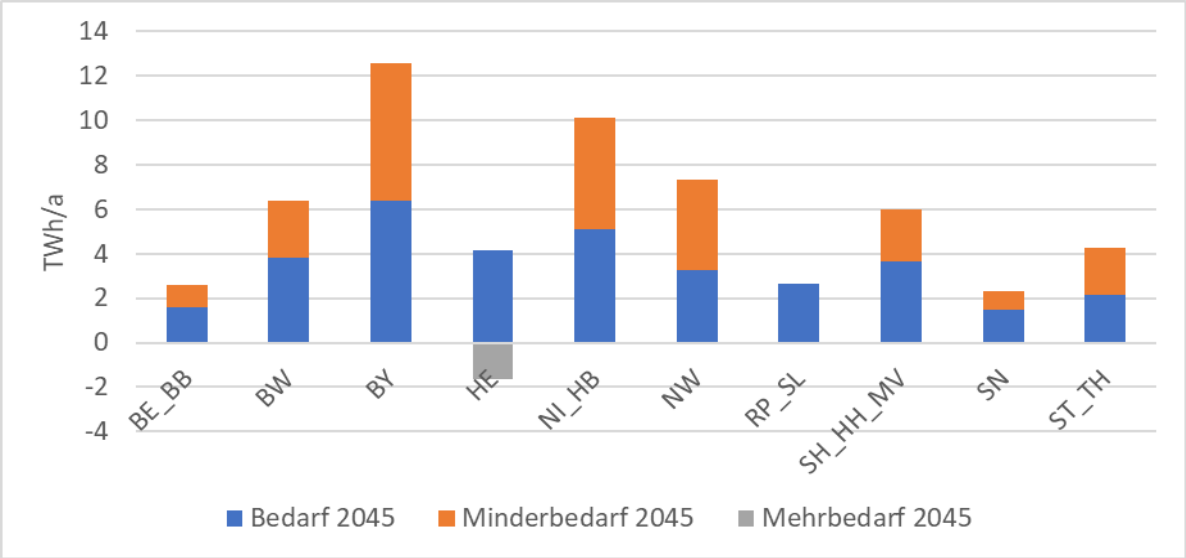


Abbildung 10: Prognostizierte Grüngasmenge zur Erfüllung der Quoten des § 43 Absatz 1 GModG sowie Mehr- und Minderbedarfe 2045; eigene Darstellung auf Basis der REMod-Modellierung

Zwar liegen die mobilisierbaren technischen Biomethanpotenziale aus Reststoffen mit rund 57 Terawattstunden pro Jahr deutlich oberhalb des für die GModG-Quoten prognostizierten Bedarfs. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass derzeit in Deutschland lediglich rund 10 Terawattstunden pro Jahr an Biomethan produziert werden. Zur alleinigen Erfüllung der GModG-Quote im Jahr 2040 wäre eine 2,5-fache Menge des derzeit produzierten

Biomethans erforderlich. Darüber hinaus wird es durch die Einführung der Biotreppe einen weiteren Bedarf nach grünen Gasen auch im Gebäudebereich geben, der in den obigen Betrachtungen noch nicht berücksichtigt ist: Die Ausgestaltung der Biotreppe ist noch unklar und die derzeit bekannten Formulierungen lassen einigen Interpretationsspielraum.

Darüber hinaus ergibt die REMod-Modellierung, dass insgesamt mit einem deutlich höheren Methanbedarf im Energiesystem gerechnet werden muss, als durch die Mobilisierung ungenutzter Reststoffe gedeckt werden kann. Dieser Bedarf kann nur durch Methanerzeugung aus Anbaubiomasse sowie durch synthetisches Methan (jeweils inländische Erzeugung und Import) gedeckt werden (siehe Kapitel 4.1).

5. Entwicklung der Fernleitungsnetze für gasförmige Energieträger

5.1 Das Methannetz heute

In Deutschland gibt es aktuell 16 Fernleitungsnetzbetreiber für gasförmige Energieträger (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. 2024). Das Fernleitungsnetz hat entsprechend dem aktuellen Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 eine Länge von rund 42.000 Kilometern (Stand 1. Januar 2022; Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. 2024). Das Netz gliedert sich in ein H-Gas- und L-Gas-Transportnetz, wobei das L-Gas-Transportnetz bis 2030 auf H-Gas umgestellt sein soll. 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 für den Transit zwischen europäischen Ländern genutzt. Der Transit wird voraussichtlich auch in Zukunft noch eine wichtige Rolle für die Fernleitungen in Deutschland spielen. Welche Fernleitungen auch in Zukunft noch Methan transportieren werden, ist damit auch von der Methannachfrage der Nachbarländer und deren Importmöglichkeiten abhängig. Das Gasverteilnetz verteilt das Erdgas bis an die Hausanschlusspunkte und ist mit einer Länge von etwa 529.000 Kilometern deutlich länger und weit verzweigt (BDEW et al. 2023). Im Folgenden fokussieren wir auf die Fernleitungsnetze.



Abbildung 11: Erdgasfernleitungsnetz auf Basis der Karte des Netzentwicklungsplans mit Stand 2022 sowie stündliche Biomethanerzeugung nach Einspeisepunkten. Eigene Darstellung basierend auf (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2025; Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. 2024)

Es stellt sich die Frage, welche Transportkapazitäten für Methan zwischen den zehn in REMod abgebildeten Regionen bis zum Jahr 2045 noch zur Verfügung stehen werden. Für

den aktuellen Bestand wurden dazu georeferenzierte Pipelineverläufe des Erdgasnetzes aus dem Projekt SCIGRID verwendet (Diettrich et al. 2021). Das Projekt stellt einen Open-Source-Datensatz des Erdgasnetzes auf Fernleitungsebene zur Verfügung. Für jede Pipeline werden Metadaten wie Druckniveau, Durchmesser und Kapazität angegeben (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) 2024). 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 Erdgasübertragungskapazitäten zwischen den REMod-Regionen ermittelt werden. Abbildung 12 stellt die Übertragungskapazitäten in Terawattstunden pro Jahr dar[4].

Abbildung 12 zeigt, dass heute die Übertragungskapazitäten zwischen den REMod-Regionen sehr unterschiedlich sind. Die höchste Übertragungskapazität besteht zwischen Niedersachsen sowie Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern mit einer jährlichen Übertragungskapazität von 373 Terawattstunden. Zwischen Sachsen-Anhalt und Hessen können hingegen nur 21 Terawattstunden Methan pro Jahr übertragen werden. Dabei ist zu beachten, dass der Transport von Methan nicht auf direktem Weg zwischen zwei REMod-Regionen erfolgen muss.

[4] Die Umrechnung der im Datensatz angegebenen Transportkapazität pro Pipelinesegment in der Einheit Mm^3/Jahr in TWh/Jahr erfolgte auf Basis der Formel: Energie = Brennwert * Zustandszahl * Gasvolumen. Die Zustandszahl wurde dabei auf Basis des Verfahrens zur Ermittlung von Zustandszahl und Abrechnungsbrennwert unter Einbezug der im Datensatz verfügbaren Druckniveaus der Pipelinesegmente berechnet (vgl. https://www.energienetze-bayern.com/content/dam/revu-global/energienetze-bayern/Files/Erdgas/Netzinformationen/20160404_ebye_verfahrenermittlungzustandszahlabrechnungsbrennwer.pdf).

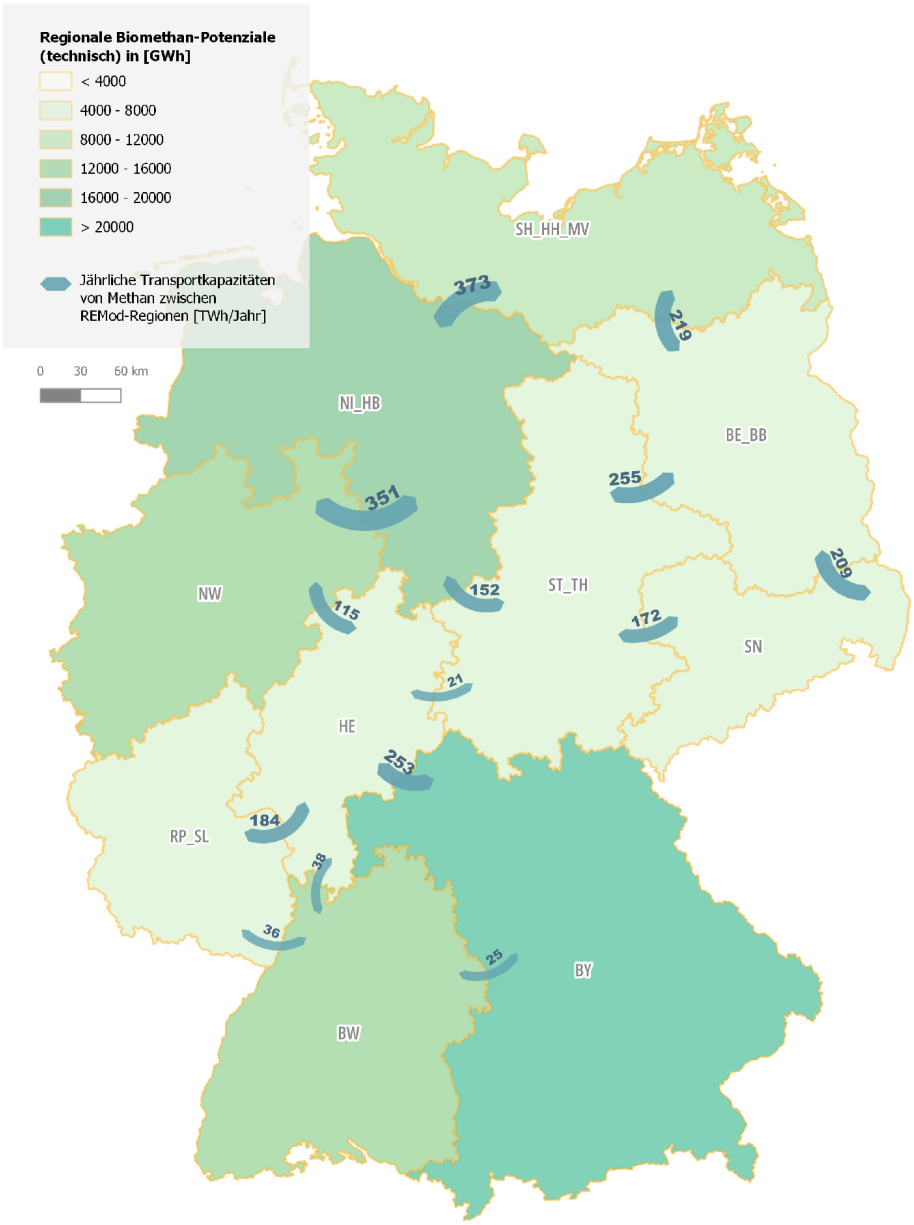


Abbildung 12: Jährliche Transportkapazitäten von Methan zwischen den REMod-Regionen im Jahr 2021. Eigene Darstellung basierend auf Diettrich et al. (2021)

Die Karte zeigt zudem, dass insbesondere Bayern und Baden-Württemberg mit hohen technischen Biomethanerzeugungspotenzialen weniger gut mit ihren Nachbarregionen über das Gastransportnetz verknüpft sind als beispielsweise die REMod-Region Niedersachsen-Bremen. Beide Bundesländer zusammen haben ein hohes Biomethanerzeugungspotenzial und weisen gleichzeitig eine hohe Transportkapazität in die benachbarten Bundesländer über das Erdgasnetz auf.

5.2 Methan- und Wasserstoffnetzplanung bis 2032

Wasserstoff und Methan müssen grundsätzlich in separaten Leitungen transportiert werden. Wasserstoff kann zwar in gewissen Grenzen dem Erdgas beigemischt werden. Perspektivisch wird aber hochreiner Wasserstoff benötigt, für den eigene Leitungen notwendig werden. Wie sich die Übertragungskapazitäten im Zeitverlauf entwickeln werden, ist einerseits von der Umstellung einzelner Leitungen auf Wasserstoff und andererseits von möglichen Stilllegungen einzelner Leitungen abhängig. Der regulatorische Rahmen definiert dabei die Leitplanken, in welchen Fällen in Zukunft die Methantransportkapazität reduziert werden darf. Derzeit muss dies im Einklang mit den Transportbedarfen im genehmigten Netzentwicklungsplan stehen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind nach § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dazu verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP) zu erstellen. Die dieser Untersuchung zugrunde liegenden Pläne stammen aus dem Jahr 2024. Der Netzentwicklungsplan muss von der zuständigen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur (BNetzA), geprüft und genehmigt werden. Darüber hinaus waren die Fernleitungsnetzbetreiber dazu aufgerufen, ein Wasserstoffkernnetz zu entwerfen und ebenfalls zur Genehmigung vorzulegen (Bundesnetzagentur 2024). Nach aktueller Rechtslage (§ 28q Absatz 2 EnWG) 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 sogenannte „Erdgas-Ersatzmaßnahmen" im Erdgasnetz ergriffen werden. Dies gilt insbesondere für die aktuellen Entwicklungspläne bis 2032. Im Jahr 2025 wurde erstmals ein Entwurf für einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff vorgelegt. Der gemeinsame Szenariorahmen hierfür wurde im April 2025 genehmigt (Bundesnetzagentur 2025). Der zweite Entwurf wurde am 1. Juni 2026 zur Genehmigung bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Nach aktuellem Stand wird mit einer Genehmigung noch 2026 gerechnet.

Die weiteren Planungen der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur erfolgen darüber hinaus vor dem Hintergrund der sogenannten Gasbinnenmarktrichtlinie und -verordnung, die im August 2024 in Kraft getreten ist und nun in nationalem Recht umgesetzt werden

muss. Ein Referentenentwurf zur Novellierung des EnWG für die Umsetzung der Gasbinnenmarktrichtlinie und -verordnung liegt seit Anfang November 2025 vor. Die Vorgaben auf europäischer Ebene sollen einen Rahmen schaffen, um die Klimaziele der Union und der Mitgliedstaaten 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 zulässt. 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.

Die Entwicklung eines Wasserstoffkernnetzes für den überregionalen Transport von Wasserstoff basiert auf Festlegungen im Energiewirtschaftsgesetz. Die Karte in Abbildung 13 zeigt das geplante Wasserstoffkernnetz und unterscheidet zwischen Wasserstoffleitungen, die durch Umstellung von Erdgasleitungen entstehen, und Wasserstoffneubauleitungen.

Aus der Karte lassen sich folgende Aussagen ableiten:

- Umstellungen von bestehenden Erdgasleitungen sind vor allem dort geplant, wo aktuell mehrere Erdgaspipelinestränge parallel verlaufen.
- Systemrelevante Gaskraftwerke sind größtenteils dort verortet, wo zukünftig mit einem Wasserstoffnetz zu rechnen ist. Diese Gaskraftwerke müssen mindestens bis 2032 mit Erdgas versorgt werden können.
- Leitungen, die für Wasserstoff umgerüstet werden, stehen zukünftig für Erdgas- und Biomethantransporte nicht mehr zur Verfügung.

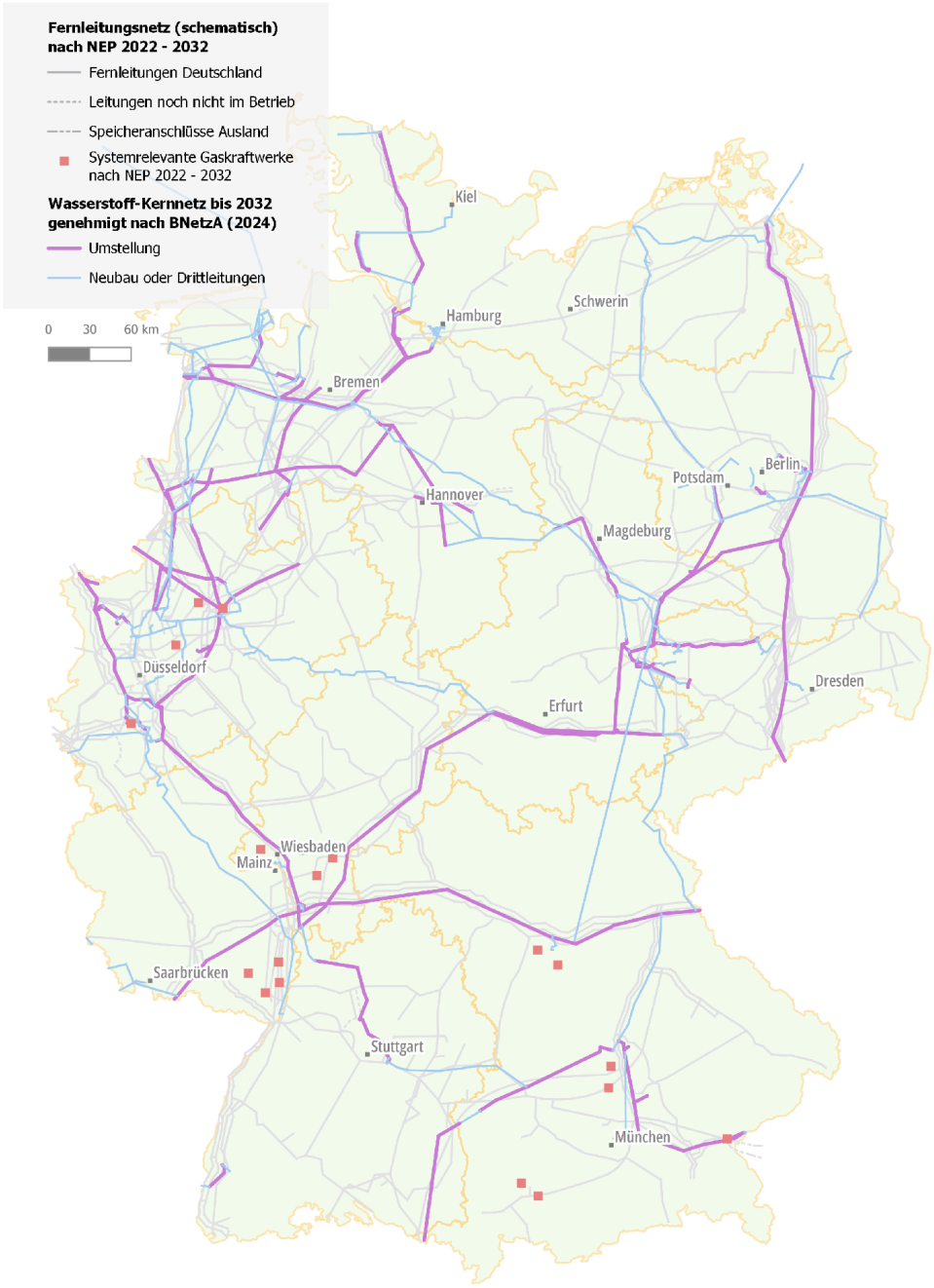


Abbildung 13: Wasserstoffkernnetz bis 2032. Eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur (2024) und Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (2024)

5.3 Entwicklung der Wasserstoff- und Methaninfrastruktur nach 2032

Über das Jahr 2032 hinaus liegen aktuell keine abgestimmten Planungen der Fernleitungen für Methan und Wasserstoff in Deutschland und Europa vor. Es ist davon auszugehen, dass bei einer weiter abnehmenden Gasnachfrage durch Effizienzmaßnahmen und Elektrifizierung in vielen Anwendungsbereichen sowie einem Umstieg von Methan auf

Wasserstoff die Nachfrage nach Methan sinken wird. Teile der aktuellen Erdgasinfrastruktur (Verteilnetze und Fernleitungen) werden langfristig nicht mehr benötigt.

Die abnehmende Erdgasnachfrage wird im genehmigten Szenariorahmen der Fernleitungsnetzbetreiber wiedergegeben (Bundesnetzagentur 2025). Hier wird für das Szenariojahr 2045 in den Szenarien 1 und 2 die Erdgasausspeiseleistung mit 0 GWh/h angenommen (Bundesnetzagentur 2025). Nur in Szenario 3 wird eine verbleibende Ausspeiseleistung von 22 Gigawatt elektrisch für Erdgaskraftwerke angenommen (Bundesnetzagentur 2025).

Für das Erdgasnetz sind nach 2032 also vermutlich drei Entwicklungen zu erwarten, deren Ausprägungen derzeit nicht abzuschätzen sind und unter anderem stark von regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen:

1. **Erdgasleitungen werden vermehrt auf Wasserstoff umgestellt.** Aufgrund des Nachfragerückgangs nach Erdgas müssen diese Leitungen im Vergleich zum Zeitraum von heute bis zum Jahr 2032 nur in Ausnahmefällen mit Erdgasersatzmaßnahmen hinterlegt werden. Die Übertragungskapazität für Methan sinkt somit aufgrund der Umstellung von Leitungen für den Wasserstofftransport.
2. **Erdgasleitungen für den Transit von Erdgas müssen teilweise bestehen bleiben**. Insbesondere ist der Transit zwischen Einspeisepunkten für Erdgas in das deutsche Netz (LNG-Terminals in Norddeutschland; Anlandungspunkte von Erdgasleitungen zum Beispiel aus Norwegen; Grenzübergabestellen in den Niederlanden und Belgien) und Grenzübergabestellen zu Ländern mit späterer Dekarbonisierung der Gasnetzinfrastruktur (südöstliche Nachbarländer) zu erwarten. Somit kann ein Transitkorridor (vergleiche Abbildung 14) erwartet werden, der von Nordwest nach Süden und Südosten verläuft.
3. Im Rahmen der angekündigten Ausschreibungen für **Gaskraftwerke**[5] erwarten wir insbesondere im netztechnischen Süden Deutschlands zwischen 2032 und 2045 einen verbleibenden Erdgasbedarf. In dem Fall wird ähnlich zu den Transitkorridoren ein Verlauf der benötigten Erdgasleitungen (vergleiche Abbildung 14)

[5] Die erste Ausschreibungsrunde fand Anfang September statt und war deutlich überzeichnet. Details sind zum aktuellen Zeitpunkt (23.09.2026) noch nicht bekannt. Die Zuschläge sollen bis Anfang November 2026 erfolgen.

von Nordwest nach Süd beziehungsweise Südost erwartet. Die Versorgung dieser erdgasbasierten Spitzenlastkraftwerke spiegelt sich in hohen notwendigen Leistungen (Durchflussmengen) wider. Das bedeutet: Auch bei rückläufiger Erdgasnachfrage können die Transportleistungen des Methannetzes nicht an allen Stellen reduziert werden und müssen gegebenenfalls sogar erhöht werden. Dies gilt auch dann, wenn diese Kraftwerke perspektivisch, gegebenenfalls bereits vor 2045, auf Wasserstoff umgerüstet werden sollen. Die Möglichkeit, auf Wasserstoff umzurüsten, ist eine zwingende Voraussetzung für die Beteiligung an dem Ausschreibungsverfahren.

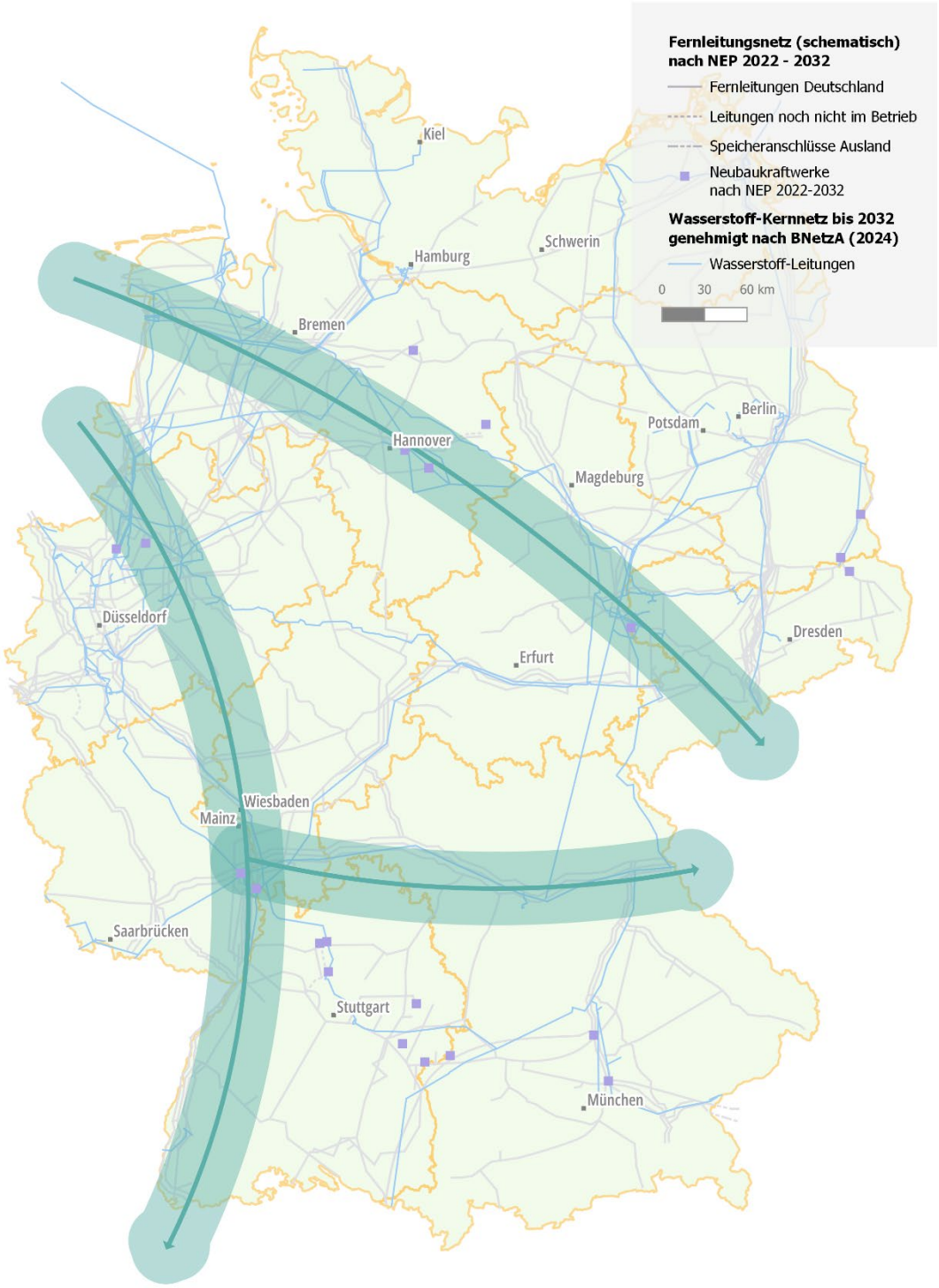


Abbildung 14: Schematische Darstellung zukünftiger Methantransportkorridore durch Deutschland (von Nordwesten Richtung Süden und Südosten). Eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur (2024) und Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (2024) sowie Interviews mit Expertinnen und Experten.

Einer adäquaten Berücksichtigung dieser Entwicklungen stehen nach Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (2024) aktuelle Regelungen im Weg. Im aktuellen

Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 wird insbesondere auf „*die Zusicherung eines festgelegten Mindestmaßes an Erdgaskapazität (Ewigkeitsgarantie)*" (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. 2024, S. 218) verwiesen, die der Umstellung der heutigen Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff mittel- bis langfristig im Wege steht. Für die möglichst effiziente Nutzung vorhandener Infrastrukturen unter Berücksichtigung der genannten zukünftigen Entwicklungen sollte der gasbezogene Energiebedarf insgesamt betrachtet werden. Zudem muss auch die Ewigkeitsgarantie der Methanversorgung angepasst beziehungsweise abgeschafft werden. Der Referentenentwurf zur Novelle des EnWG vom November 2025 sieht vor, dass in Zukunft auch Fernleitungsnetzbetreiber Anschlüsse verweigern oder trennen dürfen, wenn dies auf Basis eines bestätigten integrierten Netzentwicklungsplans für Gas und Wasserstoff erfolgt.

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (2024) nennt eine weitere Herausforderung: die Regionalisierung der Gasbedarfe von Energieszenarien zeigt aktuell, dass in nahezu jeder Region sowohl Methan als auch Wasserstoff nachgefragt wird. Dies hätte zur Folge, dass parallele Infrastrukturen benötigt werden, was gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Um dem zu begegnen, wird ein Veranlassungsrecht vergleichbar mit dem entsprechenden Recht zur Umstellung von L-Gas auf H-Gas vorgeschlagen (§ 19a EnWG). Dabei müssen gegebenenfalls Kriterien zu den nachgelagerten Abnehmer- und Netzstrukturen berücksichtigt werden.

Infobox: Vor- und Nachteile eines nur auf Zertifikaten basierenden Ausgleichs zwischen Erzeugungsregionen von Biomethan und Regionen die Biomethan nachfragen

Aktuell gibt es in Deutschland kein Herkunftsnachweisregister für Gase. Das Umweltbundesamt wurde mit dem Herkunftsnachweisregistergesetz (HkNRG) vom 04. Januar 2023, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 05. Februar 2024, damit beauftragt, Herkunftsnachweisregister sowohl für Gase als auch für Wärme und Kälte aufzubauen (Umweltbundesamt (UBA) 2025). Die Register werden dementsprechend aktuell aufgebaut und das Register für Gas-Herkunftsnachweise soll im Jahr 2026 starten. Das Register soll den Handel sowohl mit erneuerbaren Gasen als auch mit kohlenstoffarmen Gasen ermöglichen und regeln. Dabei ist es auch möglich, internationale Zertifikate einzubeziehen. Das HkNRG regelt im Bereich Wärme und Kälte, dass Zertifikate nur innerhalb eines Wärme- und Kältenetzes gehandelt werden können, also eine physische Verbindung zwischen Wärme- und Kälteerzeugung auf der einen und der Wärme- und Kältenachfrage auf der anderen Seite besteht. Eine entsprechende Regelung gibt es für die Gase nicht. Dies ist aktuell zumindest im europäischen Gasnetzverbund nicht als kritisch zu bewerten. Bei einer zunehmenden Umstellung und ggf. Außerbetriebnahme von Methan-Leitungen kann es aber dazu kommen, dass keine physischen Transportmöglichkeiten mehr zwischen der Einspeisung erneuerbarer oder kohlenstoffarmer Gase und deren Abnehmern gibt. Um langfristig sicherzustellen, dass der Handel funktioniert, sollte überprüft werden, ob entsprechende Regelungen aus dem Wärme- und Kältebereich auch für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase gelten sollten. Sollte es im Bereich der Gasnetze auf Ebene der Fernleitungen und/ oder Verteilnetze dazu kommen, dass ein Methantransport nicht mehr uneingeschränkt funktioniert und damit ggf. Bilanzkreise ohne physische Verbindung entstehen, schlagen einzelne Unternehmen vor die Übertragung von Herkunftsnachweisen zwischen Bilanzkreisen durch zusätzliche Erzeugung synthetischer Gase zu ermöglichen. Ob dies wirtschaftlich sinnvoll ist, kann zumindest angezweifelt werden, da synthetisches Methan auf absehbare Zeit teurer sein wird als Biomethan, zumindest wenn die inländische Produktion betrachtet wird. Wie sich internationale Märkte synthetischer Gase entwickelt ist schwer abzuschätzen und sollte mit Blick auf die Kompensation fehlender physischer Verbindung zwischen Gas-Bilanzkreisen kritisch beobachtet werden.

5.4 Fazit: Implikationen für den Transport von Biomethan

- Der Anteil von Biomethan an der gesamten genutzten Methanmenge beträgt 1,26 Prozent heute (2023; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025). Der zukünftige Anteil kann nicht valide abgeschätzt werden und ist in Energiesystemszenarien sehr unterschiedlich.
- Es ist zu erwarten, dass bis zum Jahr 2032 keine Einschränkungen durch das Methantransportnetz für den Transport von Biomethan entstehen werden. Einzelne Umstellungen von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen oder Stilllegungen werden den Transport von Biomethan über andere Stränge weiterhin zulassen.

- Langfristig, nach 2032, ist zu erwarten, dass das Methantransportnetz insbesondere in der Achse Nordwest nach Südost noch Kapazitäten aufweisen wird. Diese erfüllen sowohl den Zweck des Erdgastransits als auch den der Versorgung von Erdgasspitzenlastkraftwerken.
- Somit könnten bei Bedarf (wenn nicht lokal das Biomethan direkt genutzt wird) perspektivisch Biomethanmengen aus Niedersachsen (mit einem hohen technischen Biomethanpotenzial) in die Ballungsräume Rhein-Main und gegebenenfalls weitere südliche Zentren wie Stuttgart und München transportiert werden.
- Ob jedoch alle Regionen, deren Biomethanerzeugungspotenzial höher ist als ihre Biomethannachfrage, Biomethan in andere Regionen exportieren können, ist von konkreten Netzplanungen abhängig. Der Export aus einzelnen Regionen kann gegebenenfalls nicht mehr gewährleistet werden, falls aufgrund der Reduktion des Erdgasverbrauchs bis 2045 ein Großteil der Fernleitungen auf H_2 umgestellt wurde oder aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit nicht mehr betrieben wird.
- Die Möglichkeiten zum Abtransport von Biomethan sind voraussichtlich vor allem von den Entwicklungen in den Gasverteilernetzen abhängig, wie die Diskussionen über den Referentenentwurf zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) von Anfang November 2025 zeigen.
- Reine bilanzielle Lösungen zum Ausgleich von Biomethanerzeugung in einer Region und Biomethanverbrauch in einer anderen Region ohne physischen Transport sind langfristig keine Lösung, weil die Kompensationsoptionen teuer sind und perspektivisch in allen Gasnetzen 100 Prozent erneuerbare Gase transportiert und genutzt werden sollen.

6. Schlussfolgerungen

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

Die Modellergebnisse mit dem sektorenübergreifenden Energiesystemmodell REMod zeigen, dass zur Erreichung von Klimaneutralität im Jahr 2045 unter kostenoptimalen Bedingungen Methan ein wesentlicher Bestandteil der Energieversorgung bleibt. Gasförmige und flüssige Energieträger müssen jedoch zur Erreichung der Ziele defossilisiert werden. Die Nutzung gasförmiger Energieträger in Form von Methan bleibt mit insgesamt etwa 187 Terawattstunden relevant. Hohe Bedarfe sind insbesondere im Gebäudesektor (81 Terawattstunden; rund 23 Prozent des heutigen Erdgasverbrauchs von Haushalten sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) und in der Energiewirtschaft (64 Terawattstunden) zu erwarten. Etwa zwei Drittel des Methanbedarfs werden durch Biomethan aus Reststoffen und Anbaubiomasse gedeckt, während der Rest primär 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 Niedersachsen/Bremen 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 vergleichsweise begrenzt, sodass in erheblichem Umfang auf synthetisches Methan – sei es aus inländischer Produktion oder Importen – zurückgegriffen werden muss. Es ist jedoch festzustellen, dass keine der Regionen den gesamten Methanbedarf ausschließlich durch eigene mobilisierbare Biomethanpotenziale decken kann.

3. **Gasnetzinfrastruktur**

Die Gasnetzinfrastruktur ist zwischen den hier untersuchten 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 durch mögliche Stilllegungen von Leitungen zurückgeht, wodurch die Möglichkeit abnimmt, Gas zwischen den Regionen zu transportieren. In welchem Umfang dies geschieht, ist heute noch kaum absehbar, weil der für diese Entwicklungen zugrunde liegende regulatorische Rahmen nicht bis in das Jahr 2045 definiert ist.

4. Zielkonflikte bei der Nutzung begrenzter Biomasseressourcen

Die mobilisierbaren technischen Potenziale für Biomethan aus Reststoffen (rund 57 Terawattstunden pro Jahr) übersteigen zwar den Bedarf zur Erfüllung der GModG-bedingten Quoten, reichen jedoch nicht aus, um gleichzeitig den Biomethanbedarf aller Sektoren (Wärme, Industrie, Stromerzeugung, BECCS) zu decken. In diesem Szenario wären in dem dekarbonisierten Energiesystem rund 122 Terawattstunden Biomethan pro Jahr sowohl aus Reststoffen als auch aus Anbaubiomasse erforderlich. Für den Gebäudesektor werden im Jahr 2045 noch 81 Terawattstunden Methan benötigt, die nicht allein durch die Mobilisierung noch nicht genutzter Reststoffe bereitgestellt werden können.

5. Bedarf an einer nationalen Biomassestrategie

Angesichts der knappen und vielfach konkurrierend beanspruchten Biomasseressourcen besteht ein Handlungsbedarf für die Entwicklung einer kohärenten, sektorübergreifenden Biomassestrategie auf nationaler Ebene. Hierfür wurden von der Ampel-Koalition Grundlagen erarbeitet (BMWK, BMEL, BMUV 2022; Hennenberg et al. 2024). Verabschiedet wurde die Strategie allerdings nicht. 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 Vorgaben für Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft 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,
- 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 elektrifiziert werden können. Als Beispiele seien Hochtemperaturprozesse in der Industrie, die systemrelevante Rückverstromung zur Netzstabilisierung oder die Erzeugung negativer Emissionen über BECCS genannt. In den zuvor genannten Sektoren kann Biomethan eine strategisch bedeutsame Rolle spielen, 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.

Literaturangaben

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.; DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.; Zukunft Gas e. V. (Hg.) (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase. Berlin, Bonn. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/documents/10531/Transformationspfad_fur_die_neuen_Gase_final.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2024.

BMWK, BMEL, BMUV (2022): Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. Online verfügbar unter https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Naturschutz/nabis_eckpunkte_bf.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) (2024): Projekt SciGRID_gas. Europäische Gasnetze mit Open-Source genauer abbilden. Online verfügbar unter https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/projekteinblicke/2022/scigrid-gas.

Bundesnetzagentur (2024): Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes. Oktober 2024. Gemäß § 28q Abs. 8 S. 1 i. V. m. § 28q Abs. 1, 2, 4, 5, 6 Satz 1 sowie des Abs. 7 EnWG. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/_DL/Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

Bundesnetzagentur (Hg.) (2025): Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Gas.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 20.10.2025.

Bundesnetzagentur (Hg.) (2026): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2025. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_2025/start.htm, zuletzt aktualisiert am 04.08.2026, zuletzt geprüft am 04.08.2026.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (Hg.) (2025): Monitoringbericht 2024. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn. Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

Deutscher Bundestag (2019): Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften. KSG, vom 12.12.2019. Fundstelle: Bundesgesetzblatt 2019 (48), S. 2513–2521. Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*[@attr_id=%27bgbl119s2513.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s2513.pdf%27%5D__1597743255864, zuletzt geprüft am 18.08.2020.

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.

Deutscher Bundestag (2026): Gesetz zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften im Wärmebereich. Online verfügbar unter https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2026/226/VO.html, zuletzt geprüft am 04.08.2026.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2025): Einspeiseatlas. Online verfügbar unter https://www.dena.de/biogaspartner/biomethan/einspeiseatlas/, zuletzt aktualisiert am 20.10.2025, zuletzt geprüft am 20.10.2025.

Diettrich, J.; Pluta, A.; Medjroubi, W. (2021): SciGRID_gas IGGIELGN. Online verfügbar unter https://zenodo.org/records/4767098, zuletzt geprüft am 10.04.2025.
Hauptstadtbüro Bioenergie (Hg.) (2025): Stellungnahme zum Entwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zur Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpaketes vom 4.11.2025. Berlin. Online verfügbar unter https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/aktuelles/stellungnahmen/stellungnahme-zum-entwurf-des-bundeswirtschaftsministeriums-zur-umsetzung-des-europaeischen-gas-und-wasserstoffbinnenmarktpakets, zuletzt geprüft am 26.11.2025.
Hennenberg, Klaus; Köppen, Susanne; Banse, Martin; Böttcher, Hannes; Brödner, Romy; Cyffka, Karl-Friedrich et al. (2024): Hintergrundinformationen zum Status Quo der Land- und Forstwirtschaft in Deutschland und zukünftigen Biomassepotenzial für die Erarbeitung der NABIS. Kurzbericht. Hg. v. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH (ifeu). Öko-Institut e. V.; Thünen-Institut für Marktanalyse; Thünen-Institut für Waldwirtschaft; Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ); Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ). Darmstadt, Berlin, Braunschweig, Hamburg, Heidelberg, Leipzig. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Hintergrundinformationen-NABIS.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
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, zuletzt geprüft am 17.12.2024
Krause, T.; Pohl, M.; Klemm, M.; Wirth, B.; Gröngröft, 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, zuletzt geprüft am 17.12.2024
Matschoss, Patrick; Pertagnol, Joachim; Klann, Uwe; Zheng, Yue; Noll, Florian; Weiler, Katja; Wern, Bernhard (2025): Zukunftsaussichten der Biogasbranche. Studie für den Fachverband Biogas (FvB). IZES gGmbH – Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme gGmbH. Saarbrücken. Online verfügbar unter https://izes.eu/wp-content/uploads/20251125-IZES-FvB-Studie-web.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2025.
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, zuletzt geprüft am 10.04.2025
Palzer, Andreas (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. Fakultät für Maschinenbau. Online verfügbar unter https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/6826a6c8-115e-4a96-bd3d-9230bf0e021b, zuletzt geprüft am 04.08.2026.
Statistische Ämter des Bundes und der Länder (Hg.) (2020): Landwirtschaftliche Betriebe mit Viehhaltung und Zahl der Tiere - Stichtag - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte. Code 41141-02-02-4. Online verfügbar unter https://www.regionalstatistik.de/genesis/online.
Statistisches Bundesamt (Hg.) (2024): Zensus 2022: Regionaltabelle Bevölkerung. Online verfügbar unter https://www.zensus2022.de/static/Zensus_Veroeffentlichung/Regionaltabelle_Bevoelkerung.xlsx, zuletzt geprüft am 10.04.2025
Stobbe, Marc; Köhler, Benjamin; Heinemann, Christoph; Krieger, Susanne; Nolte, Hannah; Kost, Christoph (2025): Grünes Methan: Auch in Zukunft ein flexibel handel- und transportierbarer Energieträger? In: Conexio-PSE GmbH (Hg.): Tagungsunterlagen. Symposium Zukunft Wärme. Bad Staffelstein, 20.–22.05.2025. Pforzheim: Conexio-PSE GmbH, S. 291–307. Online verfügbar

unter https://www.symposiumzukunftwaerme.de/konferenz/tagungsunterlagen, zuletzt geprüft am 30.05.2025.
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, zuletzt geprüft am 15.05.2025
Umweltbundesamt (2026): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/technischer-anhang-der-treibhausgas-projektionen, zuletzt aktualisiert am 11.08.2026, zuletzt geprüft am 11.08.2026.
Umweltbundesamt (Hg.) (2025): Herkunftsnachweisregister für Gase. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/nachweissysteme-fuer-energie-klimaschutz/herkunftsnachweisregister-fuer-gase#Register, zuletzt aktualisiert am 23.01.2025, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
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.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
BCR	Biochar Carbon Removal (Pflanzenkohle-Pyrolyse)
BE	Berlin
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BB	Brandenburg
BNetzA	Bundesnetzagentur
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GModG	Gebäudemodernisierungsgesetz
H-Gas	High Calorific Gas
HB	Hansestadt Bremen
HE	Hessen
HH	Hansestadt Hamburg
L-Gas	Low Calorific Gas
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NEP	Netzentwicklungsplan
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz

SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
SNG	Synthetic Natural Gas
ST	Sachsen-Anhalt
TH	Thüringen

Anhang

Biomassearten

Biomassearten der Hauptkategorie Holz- und forstwirtschaftliche Nebenprodukte:

Altholz	Sägenebenprodukte und Hobelspäne
Rinde	Waldrestholz (Laub)
Schwarzlauge	Waldrestholz (Nadel)
Sonstiges Industrierestholz	

Biomassearten der Hauptkategorie Landwirtschaftliche Nebenprodukte

Getreidestroh (Vergärung)	Kartoffelkraut
Gärreste	Körnermeisspindeln
Rindergülle	Körnermaisstroh
Rindermist	Nebenprodukte Gemüsebau
Rinderjauche	Pferdemist
Schweinegülle	Rapsstroh
Schweinemist	Schafsmist
Schweinejauche	Sonnenblumenstroh
Hühnertrockenkot	Sonstiger Geflügelmist
Hühnerflüssigmist	Ziegenmist
Hülsenfrüchtestroh	Zuckerrübenblätter

Biomassearten der Hauptkategorie Siedlungsabfall und Klärschlamm

Altpapier	Grüngut / Garten- und Parkabfälle
Altspeiseöle und -fette	Klärschlamm aus Kommunalen Kläranlagen

Biogene Anteile Kanal-, Rechen- und Sandfanggut	Küchen- und Kantinenabfälle
Biogener Anteil Abwässer	Laub
Biogener Anteil Alttextilien	Lebensmittelabfälle im Handel
Biogener Anteil Straßenkehricht	Schlämme aus der Nahrungsmittelindustrie
Biogut aus privaten Haushalten (braune Tonne)	Schlämme aus der Zellstoff-, Leder- und Textilindustrie

Biomassearten der Hauptkategorie Reststoffe von sonstigen Flächen

Bahnbegleitgrün	Holz von Landschaftspflegeflächen
Bahnbegleitholz	Holz Weinbauflächen
Halmgut Obstplantagen	Straßenbegleitgrün
Halmgut von Landschaftspflegeflächen	Straßenbegleitholz
Halmgut Weinbauflächen	Treibsel und Schwemmholz
Holz Obstplantagen	

Biomasse-Potenziale im Energiesystemmodell REMod

	REMod Biomasse Potentiale in TWh		
Regionen	Reststoffe	fest/holzartig	Anbau
1: SH_HH_MVMW	6.0	8.1	16.6
2: NI_HB	10.1	12.6	18.5
3: BE_BB	2.6	13.0	9.4
4: NW	7.3	31.8	12.2
5: HE	2.5	10.3	5.8
6: ST_TH	4.2	12.3	13.8
7: SN	2.3	6.2	6.5
8: RP_SL	2.6	11.1	6.0

9: BW	6.4	22.7	16.4
10: BY	12.6	39.1	33.3
Summe	56.8	157.3	132.5

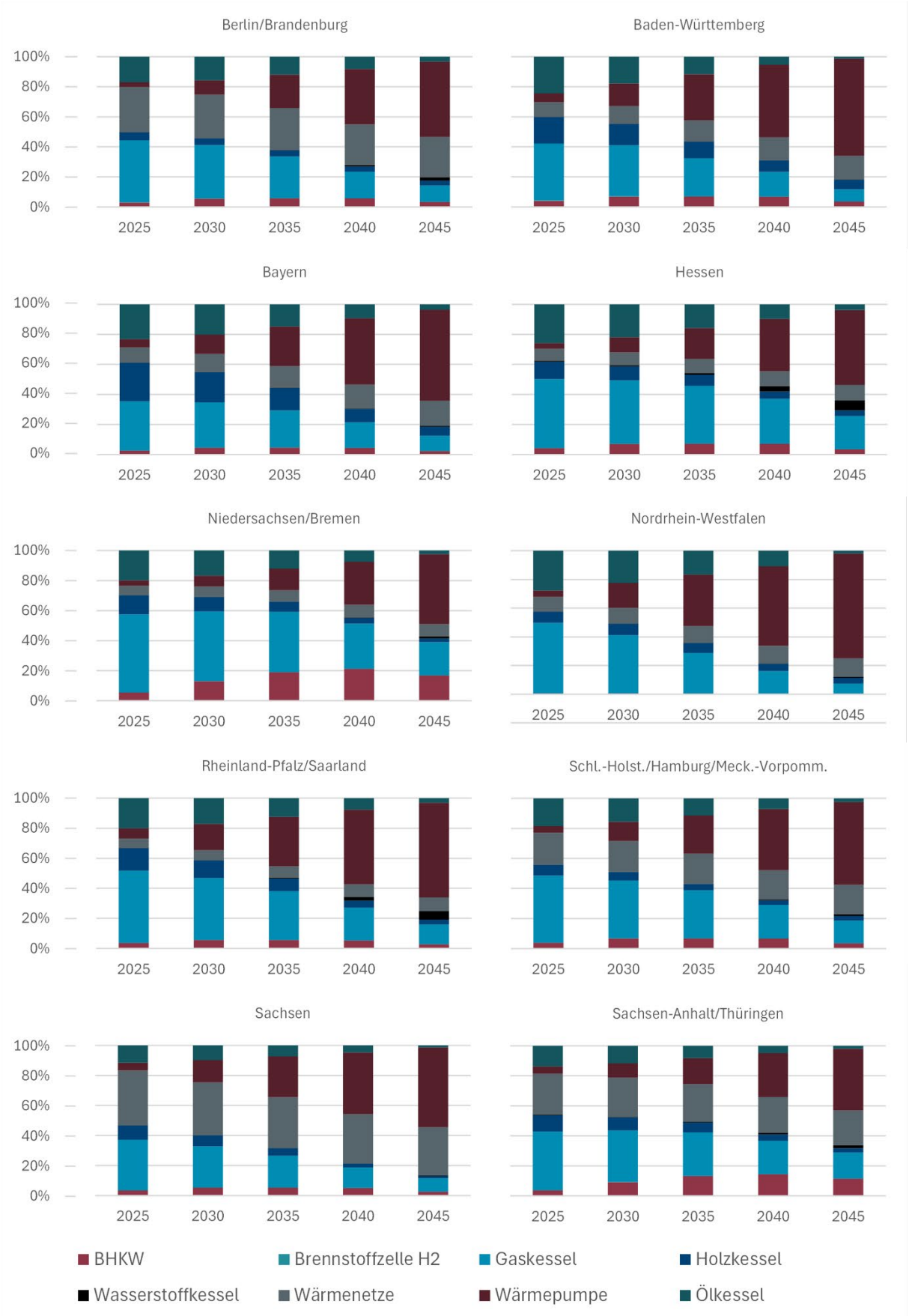


Abbildung 15: Installierte Raum- und Wasserheizsysteme in Gebäuden bis 2045 in den REMod-Regionen

Jährliche Transportkapazitäten von Methan zwischen den REMod-Regionen im Jahr 2021

Regionen-Paar		TWh/a
BE_BB	ST_TH	255
BE_BB	SN	209
BE_BB	SH_HH_MV	219
BW	BY	25
HE	BW	38
HE	BY	253
HE	RP_SL	184
SH_HH_MV	NI_HB	373
NI_HB	NW	351
NI_HB	ST_TH	152
NW	HE	115
NW	RP_SL	95
RP_SL	BW	36
ST_TH	SN	172
ST_TH	HE	21

Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:

@ariadneprojekt.bsky.social

Kopernikus-Projekt Ariadne

ariadneprojekt.de

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMFTR auf kopernikus-projekte.de

Wer ist Ariadne? In der griechischen Mythologie gelang Theseus durch den Faden der Ariadne die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne im Konsortium von 26 wissenschaftlichen Partnern. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Forschungsinstitut für Nachhaltigkeit – Helmholtz-Zentrum Potsdam (RIFS) | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Hertie School | ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Julius-Maximilian-Universität Würzburg | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klima-folgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung Umweltenergierecht | Stiftung Wissenschaft und Politik | Technische Universität Berlin | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Technische Universität Nürnberg | Universität Duisburg-Essen | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung