

Stellungnahme

Zum Green Paper des Bundeswirtschaftsministeriums für die Transformation der Gas-/Wasserstoffverteilernetze vom 14.03.2024

Stand: 12.04.2024

Der Fachverband Biogas e.V. hat sich seit seiner Gründung im Jahr 1992 zu Deutschlands und Europas größter und führender Interessensvertretung der Biogas-Branche entwickelt. Er vertritt Hersteller, Anlagenbauer, landwirtschaftliche wie auch industrielle Biogasanlagenbetreiber und Institutionen mit dem Ziel der Förderung des Umweltschutzes und der Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung. Satzungsgemäß verfolgt der Fachverband Biogas folgende Primärziele:

- Förderung von technischen Entwicklungen im Biogasbereich,
- Förderung, Auswertung und Vermittlung von wissenschaftlichen Erkenntnissen und praktischen Erfahrungen aus dem Bereich der Biogastechnik zum Wohle der Allgemeinheit und der Umwelt,
- Durchführung von Schulungen für Praxis und Beratung,
- Herausgabe von Publikationen in Schrift, Bild und Ton,
- Förderung des Erfahrungsaustausches durch Beteiligungen und Durchführung von Ausstellungen, Tagungen und anderen Veranstaltungen,
- Förderung des internationalen Erfahrungsaustausches durch Herstellung und Pflege von Kontakten im In- und Ausland,
- Förderung eines Beratungsnetzes durch Mitglieder in den verschiedenen Regionen,
- Erarbeitung von Qualitätsstandards für Planung und Errichtung von Biogasanlagen und Anlagenkomponenten.
- Erarbeitung von Qualitätsstandards für Gärprodukte
- Erarbeitung von Qualitätsstandards zum Betrieb von Biogasanlagen

Auf europäischer Ebene wird der Fachverband Biogas von dem Europäischen Biogasverband (EBA) vertreten, der sich im Jahr 2009 gründete und nunmehr Mitglieder aus 25 EU-Mitgliedsstaaten umfasst.

Kontakt:

Fachverband Biogas e.V.
Angerbrunnenstr. 12
85356 Freising

Telefon: 08161-984660
Telefax: 08161-984670
E-Mail: info@biogas.org
Internet: www.biogas.org

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	4
1. Vorbemerkung	5
2. Grundsätzliches: Der Bedarf an Gasverteilnetzen im zukünftigen Energiesystem wird stark unterschätzt.	5
3. Grundsätzliches: Die Vorteile und Potenziale einer Umstellung von Gasnetzen auf erneuerbares Methan werden stark unterschätzt.	6
3.1. Für die saisonale Energiespeicherung und die Befeuerung von Gaskraftwerken und flexiblen KWK-Anlagen eignet sich Methan besser als Wasserstoff.	7
3.2. Methannetze eignen sich für den Transport von Kohlenstoffmolekülen für die stoffliche Nutzung, Wasserstoffnetze nicht.	7
3.3. Bei der Biomethanproduktion fällt klimaneutrales CO ₂ als Koppelprodukt an, bei der Elektrolyse nicht.	8
3.4. Für den Seetransport eignen sich Kohlenwasserstoffe wie synthetisches Methan besser als reiner Wasserstoff.	9
3.5. Die Mengenpotenziale von erneuerbarem Methan werden deutlich unterschätzt.	9
3.6. Deutschlands Gasnetz ist in den internationalen Gastransit eingebunden, der auf absehbare Zeit auf Methan basiert.	10
4. Zu den Konsultationsfragen im Einzelnen	11
4.1. Zu Frage 1: Verknüpfung des Aufbaus bzw. der Transformation von Wasserstoff-, Wärme- und Erdgasverteilnetzen	11
4.2. Zu Frage 2: Notwendige Regelungen eines neuen Ordnungsrahmens für die Transformation von Gasverteilnetzen	12
4.3. Zu Frage 3: Zukunft der Gasverteilnetze	12
4.4. Zu Frage 8: Mengen und Preise für Biomethan und synthetisches Methan	14
4.4.1. Nationales Potenzial für die Einspeisung erneuerbaren Methans ins Gasnetz	14
4.4.2. Preise für Biomethan und strombasierten Wasserstoff	14
4.5. Zu Frage 9: Umsetzung von Artikel 56 und 57 der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie (Pläne zur Transformation der Gasverteilnetze)	16
4.6. Zu den Fragen 14, 19 und 21: Regelungen zur Stilllegung von Gasverteilnetzen	16
4.7. Zu Frage 32: Umgang mit Gebäudeeigentümern, die Biomethan zur Erfüllung der GEG-Vorgaben nutzen	16
5. Ansprechpartner	16

Das Wichtigste in Kürze

1. Der Bedarf an Gasverteilnetzen im zukünftigen Energiesystem wird stark unterschätzt.

In dem Green Paper wird nahezu an keiner Stelle zwischen den verschiedenen Druckstufen in den Verteilnetze unterschieden. Dies führt zu einem verzerrten Bild des Bedarfs der Gasnetzinfrastruktur.

- Aufgrund der voranschreitenden Elektrifizierung der Gebäudewärme, dem Ausbau der Fernwärme sowie dem Kohleausstieg werden zukünftig mehr Gaskraftwerke und flexible KWK-Anlagen als Back-Up-Kapazitäten benötigt, um längere Phasen mit geringer Wind- und Solarstromerzeugung sowie Verbrauchsspitzen in Wärmenetzen zu überbrücken. Zu deren Versorgung werden auch langfristig Hochdruck- und ggf. Mitteldruck-Verteilnetze mit teilweise neuen Verbrauchern benötigt, deren Anschlüsse ggü. heute höhere Leistung aufweisen müssen.
- Zudem werden Hoch- und Mitteldruckverteilnetze für die Einspeisung und regionale Verteilung von erneuerbarem Methan, z.B. für den Einsatz als BioCNG- und BioLNG-Kraftstoff, notwendig sein.

2. Die Vorteile und Potenziale einer Umstellung von Gasnetzen auf erneuerbares Methan werden stark unterschätzt.

- Für die saisonale Energiespeicherung und die Befeuerung von Gaskraftwerken und flexiblen KWK-Anlagen eignet sich Methan besser als Wasserstoff.
- Einige Industriezweige benötigen unabhängig von der Art der Energieversorgung Kohlenstoffmoleküle als Grundstoff für Ihre Produktionsprozesse („stoffliche Nutzung“). Methanetze eignen sich für den Transport von Kohlenstoffmolekülen, Wasserstoffnetze nicht.
- Bei der Biomethanproduktion fällt klimaneutrales CO₂ als Koppelprodukt an, das zur Defossilisierung von Produktionsprozessen, für die Produktion von synthetischem Methan oder für Negativemissionen verwendet werden kann; bei der Elektrolyse nicht.
- Für den Seetransport eignen sich Kohlenwasserstoffe wie synthetisches Methan besser als reiner Wasserstoff.
- Die Mengenpotenziale von erneuerbarem Methan werden deutlich unterschätzt.
- Deutschlands Gasnetz ist in den internationalen Gastransit eingebunden, der auf absehbare Zeit auf Methan basiert.

3. Inwiefern es für bestimmte Teile des Gasverteilnetzes möglich und sinnvoll ist, Erdgas durch erneuerbares Methan zu ersetzen, muss **in Teilen vor Ort entschieden werden – im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung – und in Teilen im Rahmen einer übergeordneten Netzplanung, die auf die jeweiligen Wärmepläne aufbaut.**

4. Die Fortführung von Teilen der bestehenden Fernleitungsnetze für den Transport von erneuerbarem Methan ist in jedem Fall sinnvoll, um überregionale Bedarfe zu decken, Importe und Transite zu realisieren, sowie die Speicherkapazität des Methanetzes zu nutzen.

1. Vorbemerkung

In Deutschland stehen knapp **10.000 Biogasanlagen**, die **gut 90 TWh Biogas** produzieren, von denen aktuell ca. **11 TWh als Biomethan** ins Gasnetz eingespeist werden.

In der aktuellen politischen Debatte wird der Bedarf und der Nutzen sowohl von erneuerbarem Methan, aber auch von Gasverteilnetzen als erheblich geringer eingestuft und erheblich stärker vorverurteilt als derzeit sachlich gerechtfertigt werden kann.

Biogas und Biomethan werden in Art. 2 Nr. 1 der Erneuerbare Energien Richtlinie (RED) uneingeschränkt und gleichwertig neben anderen Energiequellen wie Wind oder Sonne als erneuerbare Energie definiert. Entsprechend sind Biogas, Biomethan, aber auch synthetisches Methan, gleichwertig als Optionen zum Erreichen der Klimaschutzziele in aktuellen europäischen und deutschen Regelungen vorgesehen, insbesondere im Erneuerbare-Energien-Gesetz (Biogas/Biomethan), im Ordnungsrecht zur Defossilisierung des Wärmesektors (Gebäudeenergiegesetz, Wärmeplanungsgesetz), im nationalen und europäischen Emissionshandel sowie in der Treibhausgasminderungsquote für den Kraftstoffsektor.

Diese Gesetze enthalten die maßgeblichen Regelungen, von denen abhängt, ob erneuerbares Methan in Verteilnetzen flächendeckend zum Erreichen der Defossilisierungsziele verwendet und ob es als erneuerbare Energie vermarktet werden kann. Eine Abkehr hiervon ist in Anbetracht der EU-rechtlichen Vorgaben nicht zu erwarten. Aus rechtlichen und regulatorischen Vorgaben rechtfertigt sich der Vorbehalt des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWK) gegenüber erneuerbarem Methan, den es an vielfältiger Stelle explizit oder implizit zum Ausdruck bringt, in keiner Weise.

Letztlich wird der Nutzen von erneuerbarem Methan in jeder Kommune und in jedem Verteilernetz einzig von den jeweiligen Vorteilen gegenüber der Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger abhängen. Diese Entscheidung trifft jede einzelne Kommune bzw. jeder einzelne Verteilnetzbetreiber nach den in ihrem / seinem Gebiet vorherrschenden Gegebenheiten und letztlich auch der Kunde, der sich für oder gegen die Nutzung von erneuerbarem Methan entscheidet. Dies gilt sowohl für den Einsatz von erneuerbarem Methan zur Strom- oder Fernwärmeerzeugung, zur Heizung von Gebäuden, zur Prozesswärmeerzeugung, als Kraftstoff, in der stofflichen Nutzung oder als Quelle für erneuerbares CO₂.

Im Folgenden wird auf die für Biogas und Biomethan besonders relevanten Aspekte des Green Paper und der Konsultationsfragen eingegangen. Für weitere Aspekte wird auf die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) verwiesen, die der Fachverband Biogas e.V. (FvB) unterstützt.

2. Grundsätzliches: Der Bedarf an Gasverteilnetzen im zukünftigen Energiesystem wird stark unterschätzt.

In dem Green Paper wird nahezu an keiner Stelle **zwischen den verschiedenen Druckstufen in den Verteilnetze unterschieden**. Dies führt zu einem verzerrten Bild des Bedarfs der Gasnetzinfrastruktur.

Am Niederdruck-Verteilnetz sind typischerweise Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe angeschlossen, die Gas für die Raum- und Warmwasserversorgung bzw. kleinere Mengen Prozesswärme benötigen, welche wiederum auf kommunaler Ebene von Mitteldruck-Verteilnetzen versorgt werden. Diese Netze weisen einen Druck von maximal 2 bar auf.

Am Hochdruck- und teilweise Mitteldruckverteilnetz sind typischerweise Gaskraftwerke, kommunale Fernwärmeanlagen, Industriebetriebe angeschlossen, aber auch Biomethananlagen und perspektivisch ggf. Anlagen zur Einspeisung von synthetischem Methan. Diese Netze weisen typischerweise einen Druck von 2 bis 16 bar, teilweise aber auch höher auf.

Mit der **voranschreitenden Elektrifizierung der Gebäudewärme und dem Ausbau der Fernwärme wird die Gasnachfrage von Haushalten und damit der Bedarf an Nieder- und Mitteldruck-Verteilnetzinfrastruktur in vielen Regionen zurückgehen**. Dabei wird die zeitliche Entwicklung und der langfristige Bedarf regionale Unterschiede aufweisen, abhängig auch von der regionalen Verfügbarkeit erneuerbarer Gase.

Das **Hochdruck- und teilweise das Mitteldruckverteilstromnetz** sind nicht derartig stark von der Transformation des Gebäudesektors betroffen. Tatsächlich gibt es sogar **gegenläufige Effekte**:

- Mit dem Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien **steigt auch der Bedarf für Back-Up-Kapazität**, um längere Phasen mit geringer Wind- und Solarstromerzeugung überbrücken. Mit voranschreitendem Kohleausstieg und den steigenden Anforderungen an die Flexibilität des Energiesystems kommen vor allem Gaskraftwerke für den Ausgleich von Wind- und Solarenergie in Frage, die teilweise auch neu gebaut werden müssen. Insbesondere flexible Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) bieten eine große Chance zur Verzahnung von Strom- und Gebäudesektor. Dies ist unabhängig davon, ob diese Gaskraftwerke bzw. KWK-Anlagen mit erneuerbarem Methan oder Wasserstoff betrieben werden. Mit dem Ersatz von Kohle-Kraftwerken durch Gaskraftwerke entstehen sogar neue Anschlussnehmer ans Hochdruck-Verteilnetz.
- Es ist politischer Konsens, dass auch die Fernwärme weiter ausgebaut werden soll. Aber auch bei steigenden Anteilen von z.B. Großwärmepumpen oder Solarthermieranlagen an Wärmenetzen, werden in den Wintermonaten Brennstoffe benötigt, um Nachfragespitzen abzudecken und das notwendige Temperaturniveau zu halten. Auch hier bieten flexible KWK-Anlagen eine große Chance, weil sowohl die Phasen mit geringer Wind- und Solarstromerzeugung als auch die Phasen von Nachfragespitzen in Wärmenetzen in etwa gleichzeitig in den Wintermonaten auftreten. Mit dem Ersatz von Kohle-KWK-Anlagen durch Gas-KWK-Anlagen und dem Bau neuer Wärmenetze entstehen auch **aus der Fernwärme heraus neue Anschlussnehmer ans Hochdruck- und Mitteldruck Verteilnetz**.
- Mit steigenden Anteilen von Wind- und Solarenergie im Stromsystem bzw. Wärmepumpen und Solarthermieranlagen in Wärmenetzen müssen diese Back-Up-Kraftwerke bzw. KWK-Anlagen auf eine **flexible Fahrweise** wechseln, d.h. sie konzentrieren ihre Strom- und Wärmeerzeugung und damit ihren Gasbedarf auf immer weniger Jahresstunden. Das heißt die **Leistung von bestehenden und neuen Gasnetzanschlüssen** am Hochdruck- und Mitteldruck-Verteilnetz **muss ggü. heute steigen**.

Aufgrund der absehbaren Elektrifizierung der Gebäudewärme sowie dem Ausbau der Fernwärme werden **auch langfristig Hochdruck- und ggf. Mitteldruck-Verteilnetze mit teilweise neuen Verbrauchern benötigt, deren Anschlüsse ggü. eine höhere Leistung aufweisen müssen**. Dies wird im Green Paper nicht ausreichend berücksichtigt.

Zudem werden **Hoch- und Mitteldruckverteilstromnetze** für die **Einspeisung und Verteilung von erneuerbarem Methan** z.B. für den Einsatz als **BioCNG- und BioLNG-Kraftstoff** notwendig sein. Sie ermöglichen eine einfache Umstellung von fossilem Erdgas auf erneuerbare Energien, konkret erneuerbares Methan.

3. Grundsätzliches: Die Vorteile und Potenziale einer Umstellung von Gasnetzen auf erneuerbares Methan werden stark unterschätzt.

Das Green Paper suggeriert an vielen Stellen, die Zukunft der Gasverteilstromnetze bestünde entweder in der technischen Umrüstung und Umstellung auf die Einspeisung und Durchleitung von Wasserstoff oder

in der Stilllegung; die Umstellung der Gasverteilnetze auf die Einspeisung und Durchleitung von erneuerbarem Methan (Biomethan, synthetisches Methan) wird als keine relevante Perspektive betrachtet.

Diese grundsätzliche Ausrichtung der Diskussion ist nach Ansicht des FvB verfehlt, weil sie die **potenzielle Rolle von erneuerbarem Methan in einem klimaneutralen Energiesystem sowie die Zusammenhänge im europäischen Gasbinnenmarkt deutlich unterschätzt**. Vielmehr sollte zielgerichtet untersucht werden, wo Wasserstoffnetze und wo Netze mit erneuerbarem Methan vorteilhaft sind. Diese Untersuchung sollte ein synergetisches Nebeneinander von nachhaltiger deutschlandweiter Methaninfrastruktur (Bestands-Porenspeicher, Bestands-Transport- und Verteilnetzstruktur) und nachhaltiger Wasserstoffinfrastruktur zum Ziel haben.

3.1. Für die saisonale Energiespeicherung und die Befeuerung von Gaskraftwerken und flexiblen KWK-Anlagen eignet sich Methan besser als Wasserstoff.

Der Bedarf an Gas (Wasserstoff, Methan) wird auch zukünftig stark saisonal schwanken, weil längere Phasen mit hoher Residuallast im Stromsystem bzw. Spitzenlast in der Fernwärme überwiegend im Winter und dann auch etwa gleichzeitig auftreten, so dass gerade in den Wintermonaten von einem sehr hohen Bedarf auszugehen ist, während der Gasbedarf im Sommer sehr viel geringer liegt. Angesichts der über das Jahr hinweg in etwa konstanten Importen bzw. heimischen Erzeugung besteht ein großer Bedarf einer saisonalen Speicherung von Gas, um im Winter den Bedarf an Brennstoff für Back-Up-Kapazitäten zu decken.

Methan kann problemlos in den heute bestehenden Gasspeichern in ausreichendem Umfang saisonal gelagert werden. **Wird bei der saisonalen Speicherung ausschließlich auf Wasserstoff gesetzt, müssen nicht nur bestehende Gasspeicher umgerüstet werden, sondern es ist auch der Bau neuer Gasspeicher in großem Umfang notwendig**. Denn im Vergleich zu Methan benötigt Wasserstoff insbesondere in Kavernenspeichern ein dreimal so hohes Volumen für die gleiche Energiemenge.

Das BMWK-Langfristszenario, das auf eine möglichst starke Elektrifizierung von Gebäudewärme, Fernwärme und Verkehr setzt, enthält für Deutschland im Jahr 2045 einen Bedarf zur Speicherung von Gas in Höhe von 73 TWh (in diesem Szenario Wasserstoff). In Form von Methan würden für diese Energiemenge die bestehenden Gasspeicher ausreichen (aktuelle Kapazität bei Methan: 256 TWh). Aufgrund der anderen physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff und der technischen Auslegung der Gasspeicher auf Methan, ist jedoch nur ein Teil dieser Kapazität für Wasserstoff nutzbar. Konkret können die bestehenden Gasspeicher laut einer Studie der Initiative Energien Speichern (INES) maximal 32 TWh Wasserstoff speichern.¹

Solange nicht in großem Stil neue Wasserstoffspeicher gebaut, ausreichend bestehende Gasspeicher, Fernleitungs-, Hochdruck- und Mitteldruckverteilnetze, Gaskraftwerke und KWK-Anlagen auf die Wasserstofffähigkeit umgerüstet sowie ausreichend Wasserstoff bereitgestellt werden kann, muss weiterhin eine **Netzinfrastruktur auf Basis von Methan vorgehalten werden, um die Strom- und Fernwärmeversorgung auch in den Wintermonaten sicher zu stellen**.

3.2. Methanetze eignen sich für den Transport von Kohlenstoffmolekülen für die stoffliche Nutzung, Wasserstoffnetze nicht.

Einige Industriezweige benötigen unabhängig von der Art der Energieversorgung Kohlenstoffmoleküle als Grundstoff für ihre Produktionsprozesse („stoffliche Nutzung“). Hier sind allen voran die 12 großen deutschen Chemieparke betroffen. Die deutsche Chemieindustrie gehört zu den besten

¹ Initiative Energien Speichern (2023), [Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern](#)

weltweit und hat mit ihren 12 größten Chemieparks eine hohe volkswirtschaftliche Bedeutung. Aber auch Raffinerien für SAF E-Fuels, also nachhaltiges Kerosin, oder die Abluftbehandlung in z.B. Lackieranlagen. Diese Prozesse können nicht ohne technischen Austausch auf die Nutzung von Methan verzichten, aber sehr wohl **ohne Zusatzinvestitionen auf erneuerbares Methan umgestellt** werden. Eine abrupte Umstellung der Technik führt zu erheblichen Mehrinvestitionen, die insbesondere mittelständische Unternehmen überfordern.

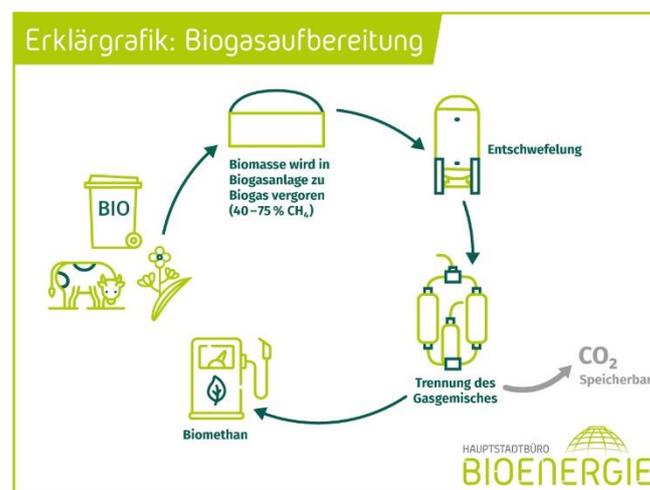
Selbst wenn die gesamte Energieversorgung Deutschlands ohne Kohlenwasserstoffe organisiert werden könnte, so blieben doch Wirtschaftsbereiche, die für klimaneutrale Kohlenstoffmoleküle mindestens für die *stoffliche* Verwendung benötigen.

Um die chemischen Produktionsprozesse bei einem vollständigen Erdgasausstieg bis 2045 aufrecht zu erhalten, benötigt die Chemieindustrie Kohlenstoff. Dieser kann ohne zusätzliche Investitionen in Form von Biomethan über das Gasnetz von den Regionen, in denen die Biomasse anfällt, zu den industriellen Abnehmern gebracht werden. Dies muss beim Rückbau der Verteilnetze unbedingt beachtet werden.

Daher muss **beim Rückbau der Verteilnetze mindestens auf der mittleren und hohen Druckstufe ein Methan-Backbone erhalten bleiben**, an das regionale Biogasanlagen ihr Gas z.B. per Rohgassammelleitung liefern können. Als Alternative zur Stilllegung macht es in Regionen mit hoher Biogasdichte daher Sinn, aufgegebene Verteilnetze auf unterer Druckstufe zu Rohbiogassammelleitungen umzufunktionieren, um dann zentral das Biogas aufzubereiten und in die mittlere Druckstufe einzuspeisen. Dies könnte die volkswirtschaftlichen Kosten der Überführung von Biomethan in das Gasnetz deutlich senken.

3.3. Bei der Biomethanproduktion fällt klimaneutrales CO₂ als Koppelprodukt an, bei der Elektrolyse nicht.

Biogas besteht neben Methan aus CO₂, das bei der Erzeugung der eingesetzten Biomasse zuvor der Luft entnommen wurde – das CO₂ ist also klimaneutral. Wenn Biogas zu Biomethan aufbereitet wird, fällt das CO₂ als Koppelprodukt an.



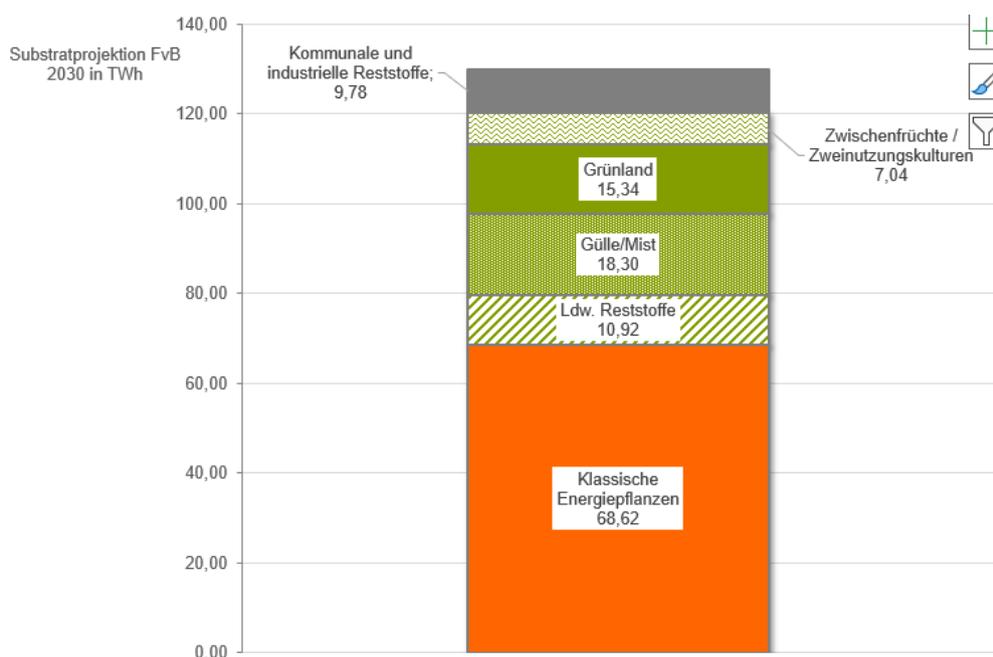
Dieses CO₂ kann entweder zur Defossilisierung von Produktionsprozessen verwendet werden (z.B. in der Industrie [s.o., Abschnitt 3.2.] oder für die Produktion von synthetischem Methan [s.u., Abschnitt 3.5.]) und/oder dauerhaft gespeichert werden, um Negativemissionen zum Ausgleich von nicht vermeidbaren Restemissionen zu erzeugen. Die Nutzung von biogenem CO₂ für die Bereitstellung von Negativemissionen ist auch zentraler Bestandteil der entsprechenden Strategie des BMWK. Würde ein Teil der deutschen Gasversorgung auch langfristig über Biomethan abgedeckt, ergäben sich so klimapolitische **Synergieeffekte zwischen erneuerbarer Gasversorgung, Defossilisierung von Produktionsprozessen sowie der Bereitstellung von Negativemissionen.**

3.4. Für den Seetransport eignen sich Kohlenwasserstoffe wie synthetisches Methan besser als reiner Wasserstoff.

Der deutsche Gasbedarf wird auch langfristig zu großen Teilen durch Importe gedeckt werden, die unter anderem über den Seeweg erfolgen sollen. Ein **Schiffstransport von Kohlenwasserstoffen** (wie verflüssigtem Methan [LNG]) **ist jedoch mit geringeren Energieverlusten verbunden und weist geringere Technikkosten auf** als der Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff. Insbesondere da Deutschland inzwischen über eine gut ausgebaute LNG-Importinfrastruktur verfügt, gibt es gute Gründe, dass die deutsche Gasversorgung auch langfristig nicht ausschließlich über (reinen) Wasserstoff, sondern zumindest teilweise auch über Methan gedeckt wird.

3.5. Die Mengenpotenziale von erneuerbarem Methan werden deutlich unterschätzt.

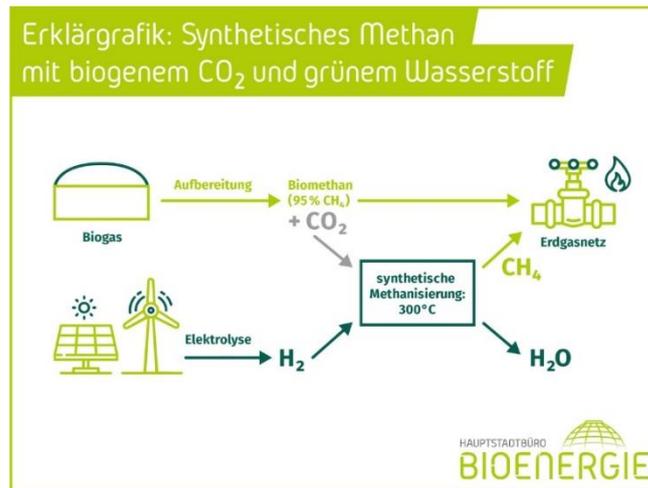
Aktuell werden in Deutschland gut 90 TWh Biogas erzeugt, von denen 11 TWh als Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden. Der FvB geht davon aus, dass in den nächsten Jahren die Biogasproduktion durch den verstärkten Einsatz von Substraten, die in keiner zusätzlichen Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen, bis auf 130 TWh ausgeweitet und klassische Energiepflanzen teilweise ersetzt werden können. Mittelfristig kann folgender Substratmix angenommen werden:



Gemäß einer Studie von Guidehouse Economics² beträgt das langfristige Potential solcher Stoffe in Deutschland etwa 150 TWh, so dass perspektivisch der Einsatz klassischer Energiepflanzen weiter reduziert und/oder die Biogasproduktion ausgeweitet werden kann.

Das bei der Gasaufbereitung abgeschiedene biogene CO₂ kann wiederum genutzt werden, um aus Wasserstoff aus Elektrolyse synthetisches erneuerbares Methan herzustellen.

² Guidehouse (2022), [Biomethane production potentials in the EU](#)



Der FvB geht davon aus, dass perspektivisch 60 Prozent des in Deutschland erzeugten Biogases für die Biogasaufbereitung zur Verfügung steht. Davon ausgehend ergibt sich folgendes mittelfristiges Potenzial für erneuerbares Methan, das von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland bereitgestellt werden kann:

Mittelfristiges nationales Potenzial für erneuerbares Methan aus Biogasanlagen		
Biogas	130 TWh	FvB-Prognose 2030 auf Basis von Guidehouse
Davon Biomethan	78 TWh	FvB: 60% Biogasaufbereitung
Methan aus strombasiertem Wasserstoff mit CO ₂ aus Biogasaufbereitung	72 TWh	48% CO ₂ -Anteil im Rohbiogas
Erneuerbares Methan zur Einspeisung ins Gasnetz	150 TWh	Biomethan & Methan aus strombasiertem Wasserstoff mit CO ₂ aus Biogasaufbereitung

Das BMWK-Langfristszenario, das auf eine möglichst starke Elektrifizierung von Gebäudewärme, Fernwärme und Verkehr setzt, enthält für Deutschland im Jahr 2045 einen Bedarf klimaneutraler Gase von rund 360 TWh (zzgl. Biogas-Vorort-Verstromung).³ Es ist also durchaus realistisch, dass auch langfristig Methan noch eine bedeutende Rolle in der deutschen Gasversorgung spielt, sei es in Form von Biomethan, national erzeugtem synthetischem Methan oder Methanimporten.

3.6. Deutschlands Gasnetz ist in den internationalen Gastransit eingebunden, der auf absehbare Zeit auf Methan basiert.

Selbst wenn Deutschland langfristig anstrebt, die Gasversorgung vollständig auf Wasserstoff umzustellen, so ist aufgrund der beschriebenen Vorteile von Methan davon auszugehen, dass **andere Länder weiterhin auf die Nutzung von Methan setzen**: Langfristig entweder in Form von erneuerbarem Methan (Biomethan, synthetisches Methan) oder in Form von Erdgas mit CO₂-Abscheidung. Ein europaweiter Plan für den vollständigen Ausstieg aus der Methannutzung ist nicht zu sehen.

So hat die Europäische Kommission im RePowerEU-Paket das Ziel ausgegeben, die Biomethan-Produktion in der EU bis 2030 auf 35 Milliarden Kubikmeter zu erhöhen. Entsprechend verpflichtet die novellierte Gasbinnenmarkttrichtlinie die EU-Mitgliedstaaten dazu, den erneuerbaren und CO₂-armen Gasen den Marktzugang und Zugang zur Infrastruktur zu gewährleisten, sowohl für die Fernleitungs- als

³ Für das Aufkommen und die Nutzung von Wasserstoff in den BMWK-Langfristszenarien 2 siehe: <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/51120/9ba798949fed4739c34212bd3190b14a>
Für das Aufkommen und die Nutzung von Kohlenwasserstoffen in den BMWK-Langfristszenarien 2 siehe: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gesambilanzen.php>

auch für die Verteilnetzebene, und dies nicht nur für Wasserstoff, sondern auch für erneuerbares Methan (Artikel 30 und Erwägungsgründe).

Die Biogas- und Biomethanproduktion wird in den meisten europäischen Ländern aktuell stark ausgeweitet. Viele Länder haben Ziele für die Biogas- und Biomethanproduktion erlassen oder die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz verbessert. In Bezug auf die für den deutschen Gashandel relevanten Länder gehören dazu insbesondere Österreich, Kroatien, Tschechien, Dänemark, Estland, Frankreich, Ungarn, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, die Niederlande, Polen, die Slowakei, Slowenien, Spanien sowie die Schweiz. Dänemark strebt sogar an, seine Gasversorgung bis 2030 vollständig auf Biomethan umzustellen.⁴

Deutschland ist im internationalen Gashandel ein bedeutender Knotenpunkt, so dass zumindest ein Teil der deutschen Fernleitungsnetze für den internationalen Transit von Methan benötigt wird. **Gasverbraucher in der Nähe der für den Methantransit vorgesehenen Fernleitungen können deshalb auch langfristig mit Methan versorgt werden; und Methan aus unteren Druckebenen kann in diese Fernleitungen rückgespeist werden.**

4. Zu den Konsultationsfragen im Einzelnen

4.1. Zu Frage 1: Verknüpfung des Aufbaus bzw. der Transformation von Wasserstoff-, Wärme- und Erdgasverteilnetzen

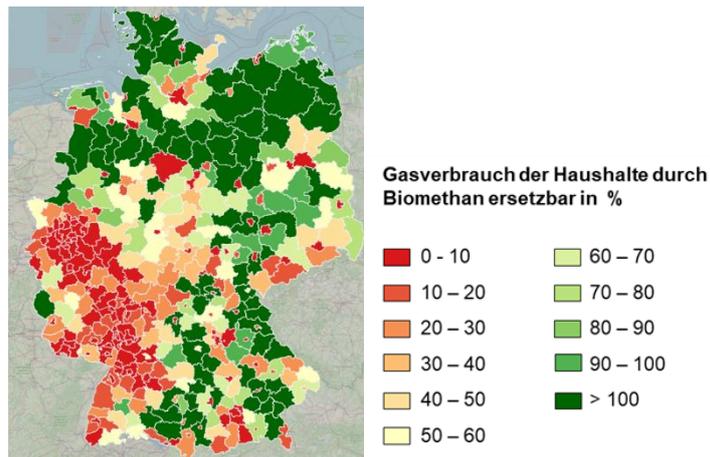
Die Struktur des Bedarfs an Gas und Wärme, die zur Verfügung stehenden Optionen zu deren Deckung sowie die dafür notwendige Infrastruktur sind in Deutschland extrem heterogen. Zentrale Fragen sind beispielsweise:

- Geht es um eine energetische Nutzung (Strom, Wärme, Kraftstoff) oder eine stoffliche Nutzung (z.B. CO₂-Quelle)? Was ist die jeweilige technische Alternative?
- Geht es um einen gewerblichen/industriellen Verbraucher oder einen einzelnen Haushalt?
- Welche Infrastruktur steht einem Verbraucher zur Verfügung? Geht es um Anschlüsse an Fernleitungs- oder Verteilnetze; wenn Verteilnetze, welcher Druckstufe? Sind Änderungen in der Infrastruktur realistisch und wirtschaftlich, z.B. Nutzung von Strom, Wärme oder Wasserstoff statt Methan?
- Was sind die lokalen und regionalen Potenziale für erneuerbare Energieträger zur Erzeugung von Fernwärme, Biomethan oder Wasserstoff?
- Was ist die Bedarfsstruktur der übrigen lokalen Verbraucher?

Angesichts der ambitionierten Herausforderungen, die mit der Aufgabe der Defossilisierung der deutschen Volkswirtschaft einhergehen, sowie der bundesweit unterschiedlichen Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten sollte den Entscheidern vor Ort eine möglichst große wirtschaftliche und technische Freiheit zur Transformation der Gasinfrastruktur eingeräumt werden. So können Verbraucher und Anbieter sowie Infrastrukturbetreiber die für sie passendste Lösung wählen, abhängig von ihrer jeweiligen Situation.

Der Deutsche Verband des Gas- und Wasserfachs (DVGW) hat die räumliche Verteilung des Biogaspotenzials mit der räumlichen Verteilung des Gasbedarfs abgeglichen. Es zeigte sich, dass **der potenzielle Anteil von regional erzeugtem Biomethan an der Gasversorgung innerhalb Deutschlands stark variiert:**

⁴ Eine Übersicht findet sich in: European Biogas Association (2023), [Statistical Report 2023](#)



Inwiefern es für bestimmte Teile des Gasverteilnetzes möglich und sinnvoll ist, Erdgas durch erneuerbares Methan zu ersetzen, muss deshalb in Teilen vor Ort entschieden werden – im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung – und in Teilen im Rahmen einer übergeordneten Netzplanung, die auf die jeweiligen Wärmepläne aufbaut.

In diesem Zusammenhang sollte auch geprüft werden, inwiefern die Druckstufen der verschiedenen Leitungsebenen angeglichen werden können, da für kurze Transportwege (verglichen mit den langen Wegen, die beim Import von Erdgas benötigt wurden) ggf. ein geringerer Druck notwendig ist. Das könnte die Verteilung des Gases vereinfachen und wirtschaftlicher gestalten.

Parallel zum Aufbau dieses Wasserstoffverteilnetzes sollten gleichzeitig CO₂-Netze etabliert werden, um die künftigen CO₂-Ströme effizient einzusammeln. Schließlich haben dieselben wasserstoffintensiven Industrien und Kraftwerke oft ebenso einen hohen CO₂-Bedarf (CCU) – und können zugleich als CO₂-Quellen für CCU und CCS dienen. Gleichzeitig ermöglichen CO₂-Pipelines den effizienten Transport hin zu Endlagerstätten, in denen das CO₂ permanent gespeichert wird (CCS).

Das Zusammenspiel an den Schnittstellen der künftigen Wasserstoff-, CO₂- und Methanleitungen ermöglicht zudem Sektorenkopplung und bedarfsgerechte Umschaltung: So kann aus Wasserstoff in Verbindung mit dem CO₂ eine Methanisierung erfolgen oder umgekehrt aus Methan Wasserstoff und CO₂ erzeugt werden.

Für künftige Biogassammelleitungen, an denen sich kleinere Biogasanlagen für eine gemeinsame Aufbereitung für eine Steigerung der Kosteneffizienz zusammenschließen, entstünde die Aufbereitung dort, wo ohnehin Gasleitungen verlegt sind. Solche Biogassammelleitungen würden damit eine zentrale Einspeisung an einem Anschlusspunkt ermöglichen.

Das bei der Erzeugung von Biomethan anfallende CO₂, das künftig im Rahmen von CCS und CCU entweder industriell genutzt oder gespeichert wird, kann auch hier effizient über die Sammelleitungen transportiert und über die Schnittstellen an das künftige CO₂-Verteilnetz übertragen werden.

4.2. Zu Frage 2: Notwendige Regelungen eines neuen Ordnungsrahmens für die Transformation von Gasverteilnetzen

Der künftige Ordnungsrahmen muss sich an den grundsätzlichen nationalen und internationalen politischen Zielvorgaben für den Energiemix sowie den absehbaren Entwicklungen in anderen Ländern orientieren. Eine zu frühe Festlegung auf bestimmte Technologien sollte vermieden werden.

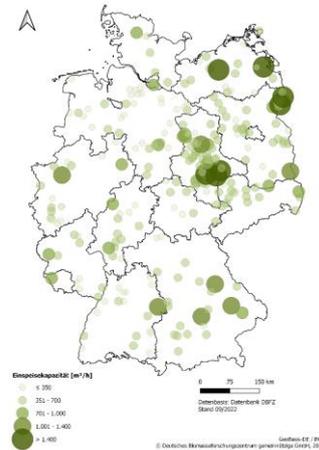
4.3. Zu Frage 3: Zukunft der Gasverteilnetze

Wie oben beschrieben ist hier eine differenzierte Betrachtung notwendig, insbesondere in Bezug auf die

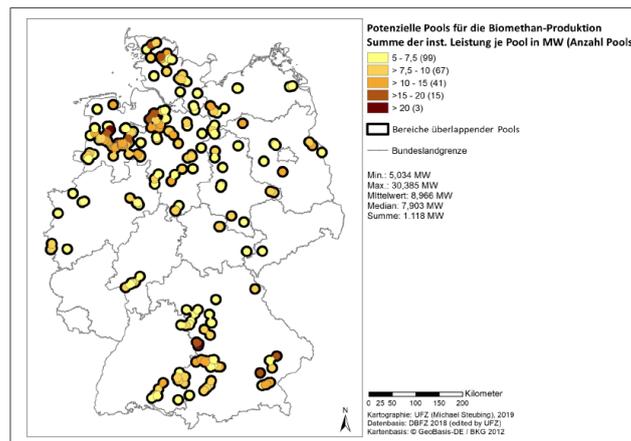
Druckstufen der Verteilnetze sowie der regionalen Spezifika (siehe Abschnitt 3).

Die **Einspeisung von Biomethan findet überwiegend dezentral und in Hochdruckverteilnetzen statt**: Die bestehenden und auch die zukünftigen Biomethananlagen sind regional in ganz Deutschland verteilt, analog auch die Quellen für biogenes CO₂, mit dem Wasserstoff zu synthetischem erneuerbarem Methan weiterverarbeitet werden kann.

Übersicht über **aktuelle Biomethanerzeugungsanlagen**⁵



DBFZ-Analyse möglicher Standorte zur **Bündelung bestehender Biogaserzeugungsanlagen für eine gemeinsame Gasaufbereitung**⁶



Der **innerdeutsche Transportbedarf für erneuerbares Methan besteht deshalb heute überwiegend auf regionaler Ebene** durch die Verbindung der dezentralen Einspeisepunkte mit den Anwendungsfeldern, perspektivisch auch für die CO₂-Senken oder Methanisierungsstandorte. Hinzu kommen Ströme erneuerbaren Methans, die aus dem europäischen Ausland für den Einsatz hierzulande importiert werden.

Für den Anschluss neuer Biomethananlagen sowie für den Transport des Gases zu den Verbrauchern können bereits bestehende Infrastrukturen direkt und in vielen Fällen auch dauerhaft genutzt werden. Unabhängig von der dezentralen Einspeisung von erneuerbarem Methan bleibt die **Fortführung von Teilen der bestehender Fernleitungsnetze für den Transport von erneuerbarem Methan sinnvoll**, um überregionale Bedarfe zu decken, Importe und Transite zu realisieren, sowie die Speicherkapazität des Methanetzes zu nutzen.

⁵ DBFZ (2023), [Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland](#).

⁶ DBFZ et al (2021), Bioenergie – Potentiale, [Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 \(BE20plus\)](#). Die DBFZ-Analyse deckt sich mit der unabhängig durchgeführten Analyse in DVGW (2019), [Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen \(EE-Methanisierungspotential\)](#)

Mit der voranschreitenden Elektrifizierung der Gebäudewärme wird die Gasnachfrage von Haushalten und damit der Bedarf an **Nieder- und Mitteldruck-Verteilnetzinfrastruktur** in vielen Regionen zurückgehen. Dabei wird die zeitliche Entwicklung und der langfristige Bedarf **regionale Unterschiede** aufweisen, abhängig auch von der regionalen Verfügbarkeit erneuerbarer Gase.

Das **Hochdruck- und teilweise das Mitteldruckverteilstz**, an das Gaskraftwerke, Fernwärmeanlagen, Industriebetrieb und Biomethananlagen angeschlossen sind, sind **nicht derartig stark von der Transformation des Gebäudesektors** betroffen. Tatsächlich gibt es **sogar gegenläufige Effekte**: Im Zuge einer Elektrifizierung der Gebäudewärme, eines Ausbaus der Fernwärme sowie des Kohleausstiegs kann die Zahl der Anschlussnehmer am Hoch- oder ggf. Mitteldruckverteilstz sogar steigen, da neue Gaskraftwerke und flexible Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an diesen Druckstufen angeschlossen sind.

Zudem werden **Hoch- und Mitteldruckverteilstze** für die Verteilung von erneuerbarem Methan für den Einsatz als **BioCNG- und BioLNG-Kraftstoff** notwendig sein. Sie ermöglichen eine einfache Umstellung von fossilem Erdgas auf erneuerbare Energien, konkret erneuerbares Methan.

In welchem Umfang andere Druckstufen notwendig sind, hängt von den lokalen und regionalen Gegebenheiten ab, insbesondere den regionalen verfügbaren Biomethanpotenzialen, der möglichen lokalen Wasserstoffproduktion für Abnehmer an Gasverteilstzen und der Nähe zu defossilisierten Fernleittungsnetzen.

Wie oben beschrieben kommt bzgl. der Frage, inwiefern und wie bestimmte Teile des Gasverteilstzes auch zukünftig genutzt werden können und sollten, der **kommunale Wärmeplanung eine zentrale Rolle** zu bzw. einer **übergeordneten Netzplanung, die auf die jeweiligen Wärmepläne aufbaut** (siehe Antwort zu Frage 1).

4.4. Zu Frage 8: Mengen und Preise für Biomethan und synthetisches Methan

4.4.1. Nationales Potenzial für die Einspeisung erneuerbaren Methans ins Gasnetz

Mittelfristig kann mit einem nationalen technischen Potenzial von rund 80 TWh Biomethan kalkuliert werden (zusätzlich zur Vorort-Verstromung von Biogas), zzgl. rund 70 TWh synthetisches Methan, das durch die Methanisierung von Wasserstoff an diesen Anlagen erzeugt und ins Gasnetz eingespeist wird (siehe oben, Abschnitt 3.5.). Zusammen ergibt dies ein nationales Potenzial von **150 TWh erneuerbares Methan zur Einspeisung ins Gasnetz, allein an Standorten der Biogasaufbereitung**.

4.4.2. Preise für Biomethan und strombasierten Wasserstoff

Der Preis für Biomethan wird in starker Abhängigkeit vom CO₂-Preis und weiteren Rahmenbedingungen stehen. **Biomethan wird jedoch langfristig preislich unter strombasiertem Wasserstoff** liegen.

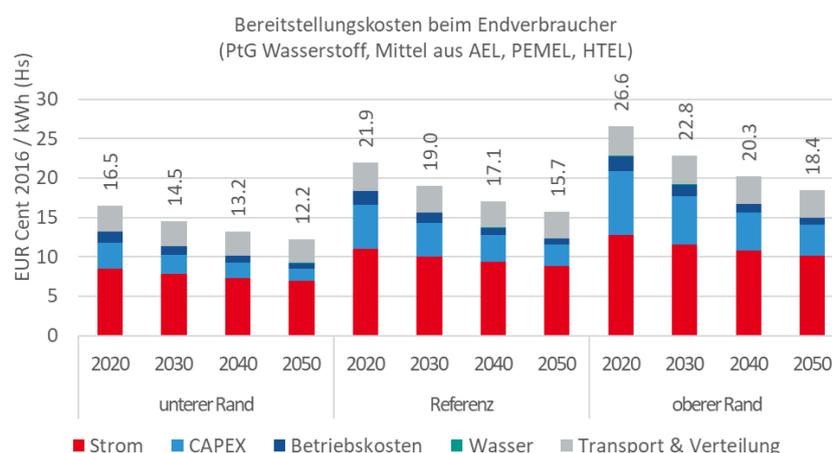
Im Mai 2021, also vor dem allgemeinen Anstieg der Erdgasgroßhandelspreise, lagen die langfristigen Biomethangroßhandelspreise bei 69 Euro/MWh. Zwar sind die Biomethangroßhandelspreise seit Herbst 2021 bis 2023 gegenüber dem Trend in den Vorjahren zwischenzeitlich stark angestiegen und lagen im Mai 2023 bei durchschnittlich 111 Euro/MWh. Dies geht nach einhelliger Branchenmeinung jedoch zum einen auf die bereits ab Herbst 2021 steigenden Erdgasgroßhandelspreise und zum anderen – in Bezug auf Biomethan aus Gülle und Abfall – auf die ab Mitte 2021 stark steigende Nachfrage Kraftstoffsektor zurück, die durch die Umsetzung der Vorgaben der RED 2 ausgelöst wurde. Der Bundestagsbeschluss der novellierten Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) auf Basis der RED 2 erfolgte im Mai 2021, also unmittelbar vor dem Anstieg der Biomethanpreise für Gülle und Abfall.

Mittlere Biomethaneinkaufspreise am Großhandelsmarkt (langfristig) in Euro/MWh		
Einsatzstoff	Vor Energiekrise & Anstieg THG-Quote (Mai 2021) ⁷	Zwischenzeitige Preisspitze (Mai 2023) ⁸
Nachwachsende Rohstoffe	69	85
Abfall	62	110
Gülle	76	323
Durchschnitt	69	111

Es ist jedoch kein Grund ersichtlich, warum die (reale) Zahlungsbereitschaft von Energieversorgern sich auch langfristig auf dem Niveau von 2021-2023 bewegen wird, da sowohl die Gaspreise bereits zurückgegangen sind und das Angebot anderer Erfüllungsoptionen für die THG-Quote bereits steigt.

Natürlich wird es zu *nominalen* Preissteigerungen aufgrund von Inflationseffekten kommen. Dies gilt aber für alle Energieerzeugungstechnologien und ist bei dem Vergleich der Wirtschaftlichkeit nicht zu berücksichtigen.

Die **zukünftigen Kosten für strombasierten Wasserstoff** werden sehr unterschiedlich geschätzt. In allen Szenarien liegen sie jedoch **auch langfristig über den Kosten für Biomethan**. Exemplarisch sei hier auf Berechnungen von Prognos für das Bundeswirtschaftsministerium verwiesen.⁹ Diese sehen für Wasserstoff, der aus der MENA-Region importiert wurde, langfristige Bereitstellungskosten zwischen 122 und 184 Euro pro Megawattstunde vor (reale Kosten in Euro 2016).



⁷ Quelle: Dena (2021), [Branchenbarometer Biomethan 2021](#). Der Durchschnittswert von 69 Euro/MWh ergibt sich aus einer Gewichtung der mittleren langfristigen Einkaufspreise für 2021 mit dem Anteil der jeweiligen Einsatzstoffe an der gesamten Biomethanproduktion (2020: 83,3% NawaRo; 10,6% Abfall & Reststoffe; 6,1% Gülle).

⁸ Quelle: Dena (2023), [Branchenbarometer Biomethan 2023](#). Der Durchschnittswert von 111 Euro/MWh ergibt sich aus einer Gewichtung der mittleren langfristigen Einkaufspreise für 2023 mit dem Anteil der jeweiligen Einsatzstoffe an der gesamten Biomethanproduktion (2022: 80,9% NawaRo; 9% Abfall & Reststoffe; 10,1% Gülle).

⁹ Quelle: Prognos (2020), [Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger](#)

4.5. Zu Frage 9: Umsetzung von Artikel 56 und 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie (Pläne zur Transformation der Gasverteilnetze)

Die **Umsetzung der Richtlinie muss nachgelagert betrachtet werden**. Oberster Wegweiser für die Transformation des Gasnetzes sollte die politische Vorgabe sein, welchen erneuerbaren Energien im künftigen Energiemix ein Platz eingeräumt wird.

4.6. Zu den Fragen 14, 19 und 21: Regelungen zur Stilllegung von Gasverteilnetzen

Grundsätzlich müssen für **Netzanschlüsse von bestehende und geplanten Biomethaneinspeiseanlagen eigene Regeln** festgelegt werden, da diese sich grundsätzlich von den typischen Hausanschlüssen unterscheiden. Dabei sind die verschiedenen politischen Zielvorgaben auf europäischer und nationaler Ebene (insb. der Gasbinnenmarktrichtlinie), die Chancen und Potenziale der Umstellung von Gasnetzen auf erneuerbares Methan sowie die Einbindung Deutschlands in den europäischen Gasbinnenmarkt zu beachten (siehe oben, Abschnitt 3).

Bei Biomethaneinspeiseanlagen ist eine **Übergangsfrist von mindestens 20 Jahren nach Ersteinspeisung** anzusetzen, da das Biomethan in der Regel langfristig vermarktet wird und lange Abschreibungszeiträume einkalkuliert werden.

4.7. Zu Frage 32: Umgang mit Gebäudeeigentümern, die Biomethan zur Erfüllung der GEG-Vorgaben nutzen

Derartige Konfliktsituationen können vermieden werden, wenn die Planungen von Stilllegungen oder Umwidmungen konsequent den kommunalen Wärmeplänen bzw. einer Netzplanung folgen, die auf die kommunalen Wärmepläne aufbaut (siehe Antwort zu Frage 1).

5. Ansprechpartner

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Fachverband Biogas e.V.

Dr. Guido Ehrhardt
Referatsleiter Politik
guido.ehrhardt@biogas.org
030/2758179-16

Dirk Bonse
Leiter Stabsstelle für erneuerbare Gase
dirk.bonse@biogas.org
030/2758179-11