

Stellungnahme

Zu den vorläufigen Ankerpunkten der Systementwicklungs- strategie 2024

Stand: 03.06.24

Das Hauptstadtbüro Bioenergie bündelt die politische Arbeit der Branche und wird getragen von:
Bundesverband Bioenergie e. V. (BBE), Deutscher Bauernverband e. V. (DBV), Fachverband Biogas e. V. (FvB)
und Fachverband Holzenergie (FVH)

Inhalt

| | |
|--|----|
| Das Wichtigste in Kürze | 3 |
| 1. Berücksichtigung der flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung aus Bioenergie als Ergänzung von Wasserstoffkraftwerken | 4 |
| 1.1. Eine einseitige Fokussierung auf Wasserstoff als Flexibilitätsoption widerspricht grundsätzlichen Vorgaben der Regierungsfractionen. | 4 |
| 1.2. Allein durch die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands ließen sich bei gleicher Biomassemenge 12 GW installierte Leistung bis 2030 bereitstellen, bis 2040 sogar 24 GW. | 4 |
| 1.3. Für die saisonale Energiespeicherung und die Befeuerung von Gaskraftwerken und flexiblen KWK-Anlagen eignet sich Methan besser als Wasserstoff..... | 5 |
| 1.4. Dezentrale Biogasanlagen und Holzheiz(kraft)werken sind in regionale Stoffkreisläufe und Wertschöpfungsketten eingebunden..... | 6 |
| 1.5. Viele Biomassesortimente eignen sich aus technischer, wirtschaftlicher sowie umwelt- und klimapolitischer Sicht am besten für den Einsatz in dezentralen KWK-Anlagen oder Heizwerken..... | 6 |
| 2. Berücksichtigung der Umstellung von Gasinfrastruktur auf erneuerbares Methan als Alternative zur Umstellung auf Wasserstoff | 7 |
| 2.1. Die Mengenpotenziale von erneuerbarem Methan werden deutlich unterschätzt..... | 7 |
| 2.2. Für die saisonale Energiespeicherung und die Befeuerung von Gaskraftwerken und flexiblen KWK-Anlagen eignet sich Methan besser als Wasserstoff..... | 9 |
| 2.3. Methanetze eignen sich für den Transport von Kohlenstoffmolekülen für die stoffliche Nutzung, Wasserstoffnetze nicht. | 9 |
| 2.4. Bei der Biomethanproduktion fällt klimaneutrales CO ₂ als Koppelprodukt an, bei der Elektrolyse nicht. | 10 |
| 2.5. Für den Seetransport eignen sich Kohlenwasserstoffe wie synthetisches Methan besser als reiner Wasserstoff..... | 11 |
| 2.6. Deutschlands Gasnetz ist in den internationalen Gastransit eingebunden, der auf absehbare Zeit auf Methan basiert..... | 11 |
| 3. Weitere Anmerkungen zu den Annahmen in den Bereichen Verkehr und Industrie | 12 |

Das Wichtigste in Kürze

1. Die Ankerpunkte implizieren, dass **gesicherte und flexible Leistung** in der Strom- und/oder Fernwärmeerzeugung **ausschließlich durch Wasserstoffkraftwerke bzw. Wasserstoff-KWK-Anlagen bereitgestellt wird**. Diese einseitige Fokussierung auf Wasserstoff ist nicht sinnvoll, denn sie

- **widerspricht der politischen Einigung der Regierungsfractionen**, die im Entschließungsantrag zum Solarpaket 1 der Flexibilität aus Biomasse eine hohe Bedeutung zur Bereitstellung gesicherter Leistung einräumen, im selben Maße wie Wasserstoffkraftwerken;
- **ignoriert die immensen Potenziale flexibler Bioenergieanlagen** für die Bereitstellung gesicherter und flexibler Leistung;
- **ignoriert die vielen technischen und wirtschaftlichen Vorteile des Einsatzes von Methan** ggü. dem Einsatz von Wasserstoff (z.B. bessere Speicherbarkeit);
- **begünstigt den Rückbau der relevantesten steuerbaren Erneuerbare Energien Technologie**, die dem Markt aktuell zur Verfügung steht.

2. Die Ankerpunkte besagen, dass **kein Bedarf einer überregionalen Gasinfrastruktur für Methan besteht**, sondern ausschließlich einer Infrastruktur für Wasserstoff. Diese einseitige Fokussierung auf Wasserstoff ist nicht sinnvoll, denn sie

- **unterschätzt die großen Potenziale von erneuerbarem Methan** (nicht nur Biomethan, sondern auch synthetischem Methan);
- **ignoriert die vielen technischen und wirtschaftlichen Vorteile des Einsatzes und Transports von Methan** ggü. dem Einsatz und Transport von Wasserstoff (z.B. bessere Speicherbarkeit, CO₂-Quelle für Industrie);
- **ignoriert die Einbindung von Deutschland in den internationalen Methantransit**.

1. Berücksichtigung der flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung aus Bioenergie als Ergänzung von Wasserstoffkraftwerken

Im Stromsektor stellen über 10.000 Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke, Biomethan-Blockheizkraftwerke und andere Bioenergieanlagen rund 45 TWh verlässlich Strom und Wärme zur Verfügung. Insbesondere Biogas- und Biomethan-BHKW eignen sich für eine umfassende Flexibilisierung der Stromerzeugung bei gleichzeitiger Wärmenutzung. Mit dem Bestand an Bioenergieanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung existiert bereits eine erneuerbare Energieerzeugungsinfrastruktur, die vorrangig zum Ausgleich und zur Ergänzung der variablen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sowie als regionale klimaneutrale Wärmequelle genutzt werden sollte. Dadurch ließen sich die noch anstehenden Kosten der Transformation des Energiesystems minimieren. Zudem reduzieren Biomasse-KWK-Anlagen Lastspitzen im Stromnetz, indem sie durch die Wärmeauskopplung die Nachfrage nach Elektrizität zur Wärmeerzeugung dämpfen. Damit fallen geringere Kosten für den Ausbau von Speicher- und Flexibilitätsoptionen im Stromsystem an.

Die Ankerpunkte der Systementwicklungsstrategie (SES) ignorieren jedoch die Vorteile und Potenziale flexibler Bioenergieanlagen, insb. von Biogas und Biomethan, aber auch von gesicherter Leistung aus Heizkraftwerken, für die Bereitstellung gesicherter und flexibler Leistung für die Strom- und Fernwärmeerzeugung. Vielmehr implizieren die Ankerpunkte, dass im Bereich der Strom- und Fernwärmeerzeugung gesicherte und flexible Leistung ausschließlich durch Wasserstoffkraftwerke bzw. Wasserstoff-KWK-Anlagen bereitgestellt wird.

Die einseitige Fokussierung auf Wasserstoffkraftwerke und -KWK-Anlagen ist jedoch grundfalsch. Aus mehreren Gründen und aus volkswirtschaftlichen Überlegungen sollten flexible Bioenergieanlagen ebenfalls als Flexibilitätsoption im Strom- und Wärmesektor berücksichtigt und die bestehende Bioenergieinfrastruktur genutzt werden.

1.1. Eine einseitige Fokussierung auf Wasserstoff als Flexibilitätsoption widerspricht grundsätzlichen Vorgaben der Regierungsfractionen.

Zusammen mit dem Solarpaket, das vor allem Änderungen des EEG enthält, **beschlossen die Regierungsfractionen** im Bundestag einen [Entschließungsantrag](#). In diesem heißt es:

„Steuerbare klimaneutrale Energieerzeugung ist ein entscheidender Baustein einer sicheren, klimaneutralen Stromversorgung. Neben Wasserstoff-Kraftwerken werden hier auch andere Anlagen (z. B. Biomasseanlagen) entscheidende Beiträge leisten können.“ (S. 5)

Dies ist ein klares **politisches Bekenntnis der Regierungsfractionen zur Stromerzeugung aus Biomasse** als wichtige Ergänzung von Wasserstoffkraftwerken und sollte dementsprechend in der SES berücksichtigt werden.

1.2. Allein durch die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands ließen sich bei gleicher Biomassemenge 12 GW installierte Leistung bis 2030 bereitstellen, bis 2040 sogar 24 GW.

Der Biogasanlagenpark mit ca. 10.000 Anlagen in Deutschland hat heute eine installierte Leistung von 5,9 Gigawatt (GW) und sie bilden perspektivisch ein ideales regionales Backup für die dezentral Strom einspeisenden Quellen Wind und Solar und die klimaneutrale Wärmeversorgung.

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen ermöglicht es, die Stromerzeugung aus Biogas auf die Zeiten zu verschieben, in denen Wind- und Solaranlagen nicht ausreichend Strom produzieren. Dafür muss die installierte Leistung der Anlagen erhöht („überbaut“) und müssen zusätzliche Gas- und Wärmespeicher gebaut werden, um Biogas in Zeiten mit hohem Solar- und Windstromanteil zu speichern.

Umgekehrt kann in Zeiten mit niedriger Wind- und PV-Einspeisung das gespeicherte Biogas mit höherer Leistung verstromt werden. Weil die Anlagen dann deutlich kürzer laufen, erhöht sich die *Stromerzeugungskapazität*, nicht aber die *Biogaserzeugung an sich*. Läuft heute ein 500 kW Motor 24 Stunden, um 12.000 kWh Strom zu produzieren, laufen 5 x 500 kW Motoren am selben Standort also künftig nur noch knapp 5 Stunden, um ebenfalls 12.000 kWh zu erzeugen.

In den Substratlagern an den Standorten der Biogasanlagen lagern gewöhnlich Substrate für 1-2 Jahre. Die Biogasanlage kann deshalb saisonal unterschiedlich gefüttert und so die Strom-/Wärme-Erzeugung saisonal verschoben werden. Werden die BHKW an das Gasnetz angeschlossen, können die BHKW in den Zeiten, in denen die Biogasspeicher leer sind, mit Biomethan aus dem Gasnetz versorgt werden und insbesondere in Zeiten ohne Sonne und Wind als Lösung dienen.

Allein durch die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands ließen sich bei gleicher Biomassemenge 12 GW installierte Leistung bis 2030 bereitstellen, bis 2040 sogar 24 GW.

Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass bereits jetzt auf einen bestehenden Biogasanlagenpark zugegriffen werden kann. Der erneuerbare Anteil im deutschen Stromsystem lag im Jahr 2023 bei 56 Prozent. Werden die anderen Sektoren ausgeklammert, ist die Energiewende damit gerade zur Hälfte erfüllt. Berücksichtigt man die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom und die Tatsache, dass sich der Strombedarf durch die Sektorenkopplung auf über 1.100 TWh im Jahr 2045 ggü. 570 TWh im Referenzjahr 2018 verdoppelt, wird deutlich, dass erst ein Bruchteil der Energiewende im Stromsektor geschafft ist. Betrachtet man zusätzlich die aktuellen massiven Probleme bei der Netzintegration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien, die sich in steigenden Redispatch-Volumina, Netzanschlussverfahren über mehrere Jahre oder Materialengpässen widerspiegeln, erscheint es **fahrlässig einen bestehenden Biogasanlagenpark zugunsten einer theoretischen Wasserstoffverstromung zu gefährden.**

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

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.

Die Ankerpunkte nennen für Deutschland im Jahr 2045 einen Bedarf zur Speicherung von Gas in Höhe von 70-100 TWh (dort in Form von Wasserstoff). In Form von Methan würden für diese Energiemenge die bestehenden Gasspeicher ausreichen (aktuelle Kapazität bei Methan: 256 TWh). Aufgrund anderer physikalischer 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.**

1.4. Dezentrale Biogasanlagen und Holzheiz(kraft)werken sind in regionale Stoffkreisläufe und Wertschöpfungsketten eingebunden.

Die regionale Einbindung von Bioenergieanlagen trägt zur sozialen Akzeptanz der Energiewende bei und setzt wirtschaftliche Impulse im ländlichen Raum. Die wirtschaftlichen Impulse aus Biomasseanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung beliefen sich 2023 auf über 10 Mrd. € im Jahr.² Großkraftwerke, die mit Wasserstoff betrieben werden, setzten derartige Impulse nicht.

1.5. Viele Biomassesortimente eignen sich aus technischer, wirtschaftlicher sowie umwelt- und klimapolitischer Sicht am besten für den Einsatz in dezentralen KWK-Anlagen oder Heizwerken.

Im Entwurf der Systementwicklungsstrategie bzw. den dahinter liegenden Langfristszenarien wird angenommen, Biomasse würde zukünftig nicht mehr im Umwandlungssektor (Strom, Fernwärme), sondern stattdessen in der Industrie genutzt. **Viele Biomassesortimente eignen sich** jedoch nicht für den Einsatz in wenigen zentralen großtechnischen Produktionsanlagen wie sie in der chemischen Industrie sowie in der Kalk- und Zementherstellung üblich sind, sondern **nur für den Einsatz in dezentralen KWK-Anlagen**, die dann flexibel Strom- und Wärme erzeugen können. Dabei handelt es sich insbesondere um:

- Biomassesortimente, die dezentral anfallen und aufgrund ihrer geringen Energiedichte nicht über weite Strecken transportierbar sind. Dazu gehören neben Gülle, Bioabfällen und Ernteresten, die auch in den Langfristszenarien für eine dezentrale Nutzung in Biogasanlagen vorgesehen sind, auch Zwischenfrüchte/Zweitkulturen, der Aufwuchs von Dauergrünland, Blühflächen und wiedervernässten Mooren. Auch Rest- und Schadhölzer sowie Stroh sind nicht über weite Strecken wirtschaftlich transportierbar. Ihre Nutzbarkeit für die Industrie hängt also stark von den lokalen Gegebenheiten ab.
- Weiterhin sollten alle Biomassesortimente aus dem landwirtschaftlichen Segment sowie aus Bioabfällen aus ökonomischen Gründen sowie Gründen des Umweltschutzes wieder in die Landwirtschaft zurückgeführt werden. Der Gärrest aus Biogasanlagen ist als klimaneutraler Dünger bzw. für den Aufbau von Humus und damit der CO₂-Bindung im Boden zentraler Bestandteil der Landwirtschaft, insbesondere in einer klimaneutralen Volkswirtschaft. Nährstoffe aus dezentral anfallender Biomasse kann jedoch nicht auf den Acker zurückgeführt werden, wenn die Biomasse in zentralen

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

² Umweltbundesamt / AGEE Stat (2023): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee_stat-zeitreihen_zur_entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_deu_uba.xlsx

größentechnischen Anlagen der chemischen Industrie oder in der Kalk- und Zementherstellung eingesetzt wird.

2. Berücksichtigung der Umstellung von Gasinfrastruktur auf erneuerbares Methan als Alternative zur Umstellung auf Wasserstoff

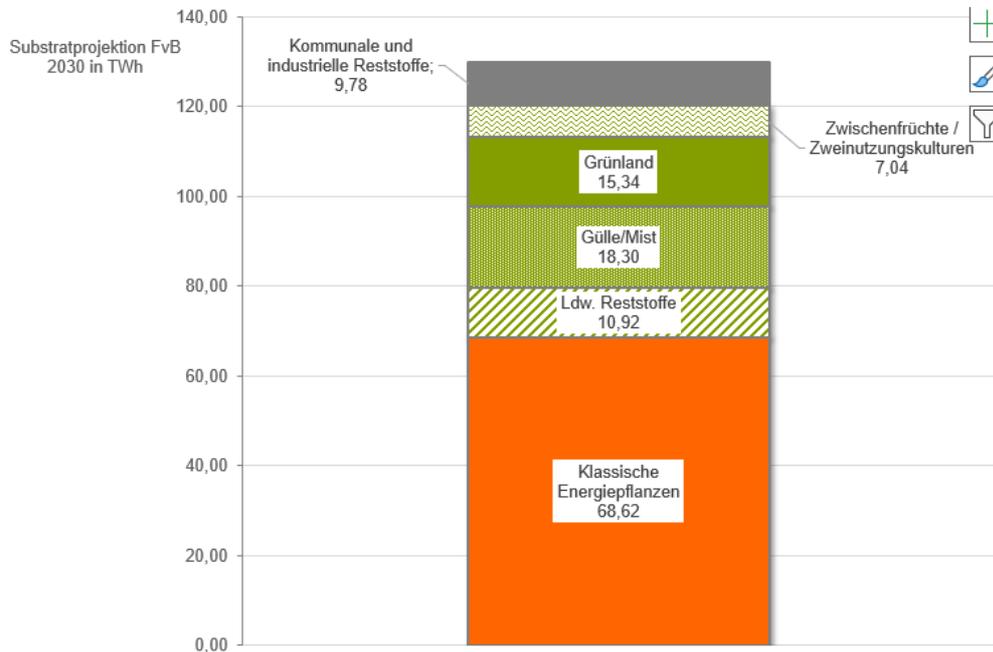
Die Ankerpunkte suggerieren an vielen Stellen, die Zukunft der überregionalen Gasinfrastruktur und weitestgehend auch der Verteilnetzinfrastruktur bestünde ausschließlich in der Umrüstung auf den Transport und die Speicherung von Wasserstoff, wenn nicht gar in der Stilllegung. Die Umstellung der überregionalen Infrastruktur auf den Transport und die Speicherung von erneuerbarem Methan (Biomethan, synthetisches Methan) wird als keine relevante Perspektive betrachtet.

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

2.1. Die Mengenpotenziale von erneuerbarem Methan werden deutlich unterschätzt.

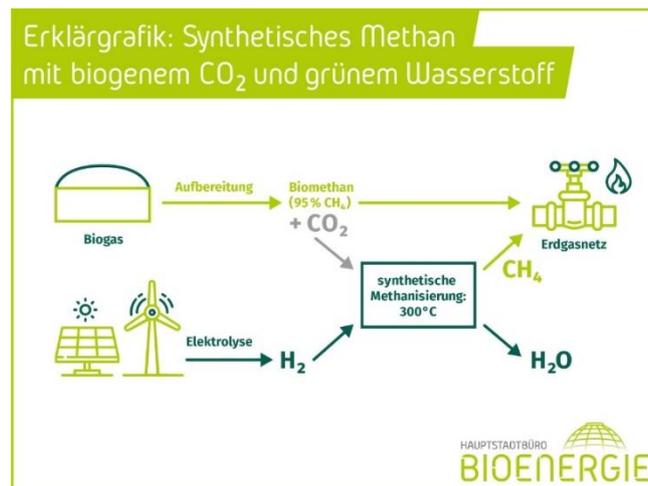
In den Ankerpunkten wird suggeriert, dass das deutsche Biomethanpotenzial nicht höher sei als die aktuelle Produktion von 11 TWh. Dies ist jedoch völlig falsch.

Aktuell werden in Deutschland gut 90 TWh Biogas erzeugt, von denen 11 TWh als Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden. Der Fachverband Biogas e.V. (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 Economics³ 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**.



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 mittelfristige Potenzial für erneuerbares Methan, das von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland bereitgestellt werden kann:

³ Guidehouse (2022), [Biomethane production potentials in the EU](#)

| 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 |

Die Ankerpunkte nennen für Deutschland im Jahr 2045 einen Bedarf an gasförmigen Energieträgern in Höhe von 360-500 TWh (im angenommenen Szenario ausschließlich Wasserstoff). Das bedeutet, dass **in Deutschland erzeugtes erneuerbares Methan** (Biomethan + synthetisches Methan mit biogenem CO₂) **langfristig bis zu 42 Prozent des angenommen Gasverbrauchs decken kann; dazu kommen natürlich noch Methanimporte**, so wie in den Ankerpunkten auch umfangreiche Wasserstoffimporte angenommen werden.

Es ist also realistisch anzunehmen, dass auch langfristig Methan noch eine bedeutende Rolle in der deutschen Gasversorgung spielt, sei es in Form von Biomethan, inländisch erzeugtem synthetischem Methan oder Methanimporten.

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

Wie oben bereits beschrieben, kann **Methan problemlos in den heute bestehenden Gasspeichern in ausreichendem Umfang saisonal gelagert werden**; wird aber bei einer saisonalen Speicherung ausschließlich auf Wasserstoff gesetzt, müsste die Speicherkapazität zwei- bis dreimal so hoch sein wie heute.

2.3. 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 Chemieparks betroffen. Die deutsche Chemieindustrie gehört zu den besten 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 Umstellung der Technik führt zu erheblichen Mehrinvestitionen, die insbesondere mittelständische Unternehmen überfordern.

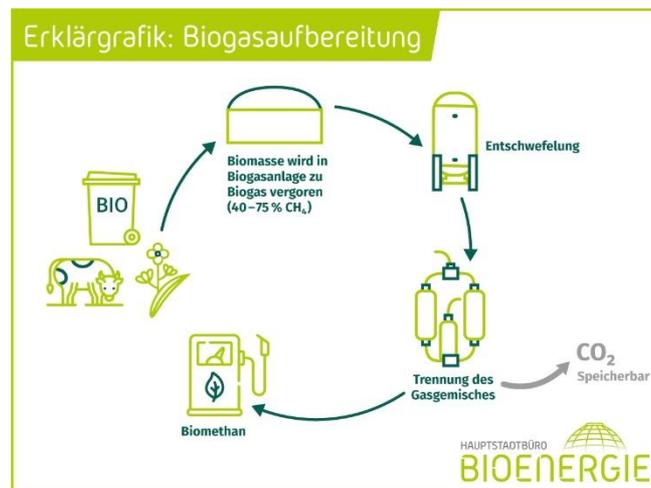
Selbst wenn die gesamte Energieversorgung Deutschlands ohne Kohlenwasserstoffe organisiert werden könnte, so blieben doch Wirtschaftsbereiche, die klimaneutrale Kohlenstoffmoleküle mindestens für die *stoffliche* Verwendung benötigen.

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 transportiert werden. Dies muss bei einem geplanten Rückbau der Verteilnetze unbedingt beachten werden, um Kollateralschäden zu vermeiden.

Daher muss **mindestens auf der mittleren und hohen Druckstufe der Verteilnetzebene sowie der Transportebene 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.

2.4. 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. für die Produktion von synthetischem Methan [s.o., Abschnitt 2.1.] oder in der Industrie [s.o., Abschnitt 2.3.]) oder 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.**

2.5. 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.

2.6. 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 vielmehr das Ziel ausgegeben, die Biomethan-Produktion in der EU bis 2030 auf 35 Milliarden Kubikmeter zu erhöhen.⁴



Entsprechend verpflichtet die novellierte Gasbinnenmarkttrichtlinie die EU-Mitgliedstaaten dazu, den erneuerbaren und CO₂-armen Gasen den Marktzugang und Zugang zur Infrastruktur zu gewährleisten,

⁴ Quelle Für Grafik: European Biogas Association (2022).

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

Die Ausbaupläne der EU sehen für beide Gase annähernd gleich große Mengen vor. Nach Ansicht der Bioenergieverbände und weiterer Experten beginnt die Versorgung mit Wasserstoff in einem Kernnetz, das sich an Erzeugung und insbesondere den Verbrauchern (Industrie) orientiert. Die Biogas- und Biomethanproduktion wird in den meisten europäischen Länder 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.⁵

Deutschland ist im internationalen Gashandel ein bedeutender Knotenpunkt, so dass zumindest ein Teil der deutschen Fernleitungsnetze für den internationalen Transit von Methan benötigt wird, mit dem auch **dezentral eingespeistes erneuerbares Methan transportiert werden kann**.

3. Weitere Anmerkungen zu den Annahmen in den Bereichen Verkehr und Industrie

Die SES sollte auf aktuellen und realistischen Zahlen und Daten aufbauen. Die Korrektheit der Angaben gilt es jedoch anzuzweifeln.

So wird z.B. auf S. 5 bei den Zwischenschritten davon ausgegangen, dass **im Jahr 2030 15 Mio. E-PKW** erreicht werden. Mit Blick auf den aktuellen PKW-Bestand von 49 Mio. Fahrzeugen, davon lediglich 1,4 Mio. batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge, sind 15 Mio. E-PKW angesichts von jährlichen Gesamtzulassungszahlen für PKW von rund 2,5 Mio. **keine realistische Annahme**.⁶

Eine weitere Annahme, die es zu hinterfragen gilt, ist die **Annahme zur Elektrifizierung der Prozesswärme** und des damit verbundenen Anstiegs des Stromverbrauchs in der Industrie. Für die industrielle Dampferzeugung aus Strom sind Gesamtkosten (Fixkosten inkl. Abschreibung sowie Betriebskosten) von rund 190-280 €/MWh zu veranschlagen, während die industrielle Dampferzeugung aus fester Biomasse (Holz) deutlich günstiger im Bereich 40-50 €/MWh liegt (bei Überwindung der hohen Anfangsinvestitionskosten). Deshalb ist davon auszugehen, dass die **Prozesswärmeerzeugung aus Biomasse für viele Unternehmen eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative darstellt**, sofern die hohen Investitionskosten überwunden werden können, die um den Faktor 4-5 höher liegen können als bei der Wärmeerzeugung aus Strom. Entsprechend ist nicht davon auszugehen, dass es zu einer kompletten Elektrifizierung der Prozesswärme in der Industrie kommen wird.

⁵ Eine Übersicht findet sich in: European Biogas Association (2023), [Statistical Report 2023](#)

⁶ Kraftfahrtbundesamt (2024): https://www.kba.de/DE/Themen/ZentraleRegister/ZFZR/zfzr_node.html Eine umfassende Darstellung der Entwicklung des Marktes für batterieelektrische PKW findet sich in den [„Mobilitätsszenarien 2045“](#) des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE).

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-00
Email: rostek@bioenergie.de

Dr. Guido Ehrhardt
Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V. (FvB)
Tel.: 030-2758179-16
Email: guido.ehrhardt@biogas.org