

Stellungnahme zu den  
Entwürfen für  
Szenariorahmen für die  
Netzentwicklungspläne  
Strom und  
Gas/Wasserstoff

---

Stand: 27.09.24

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. Zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom .....	5
Zu Frage 34: Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung (Kapitel 1.8.: Biomasse & Laufwasserkraft) .....	5
Zu Frage 38: Zubauleistung konventioneller Kraftwerke (Kapitel 1.14.: Konventionelle Kraftwerke) .....	8
Zu Frage 39: Klein-KWK-Anlagen (Kapitel 1.14.: Konventionelle Kraftwerke) .....	10
Vorschläge für Studien, die bei der Ausgestaltung eines Szenarios mit höherer Stromerzeugung zu berücksichtigen sind .....	10
2. Zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff 11	
Zu Frage 1 & Frage 2: Abbildung der klima- und energiepolitischen Ziele in den Szenarien & Bandbreite der Szenarien (Kapitel 2.1 Ausrichtung der Szenarien) ..	11
Zu Frage 3: Höhe des Methan- und Wasserstoffbedarfs Szenarien (Kapitel 2.1 Ausrichtung der Szenarien) .....	14
Zu Frage 6: Studien Szenarien (Kapitel 2.1 Ausrichtung der Szenarien).....	14
Zu Frage 10: Stellschrauben zur Abbildung von Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit (Kapitel 2.2 Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit) .....	15
Zu Frage 13: Annahmen zur Biomethaneinspeisung und zum Transit (Kapitel 2.3. Biomethan).....	15
1. Potenziale zur Produktion von Biomethan und synthetischem Methan auf Basis von biogenem CO <sub>2</sub> in Deutschland .....	16
2. Potenzielle regionale Schwerpunkte der dezentralen Einspeisung von Biomethan und synthetischem Methan mit biogenem CO <sub>2</sub> in Deutschland.....	17
3. Potenziale für den leitungsgebundenen Import und Transit von Biomethan .....	19
4. Potenzielle „Ankerkunden“ für eine Dimensionierung des langfristigen Methanetzes .....	21
5. Dezentrale Nachfrage in der Gebäudewärme .....	22

## Das Wichtigste in Kürze

### Zum Entwurf eines Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom

Für die Stromproduktion aus Biomasse wird im Entwurf davon ausgegangen, dass die erzeugte Strommenge 2045 von aktuell ca. 46 TWh (netto) auf 9 TWh abnehmen wird. Diese extreme Annahme ist für uns aus mehreren Gründen nicht nachvollziehbar:

- Eine Flexibilisierung von bestehenden Bioenergieanlage ist wesentlich günstiger und schneller als der Bau neuer Wasserstoffkraftwerke.
- Auch ohne Flexibilisierung muss berücksichtigt werden, dass bestehende erneuerbare Leistung zugunsten von neuen Gaskraftwerken rückgebaut werden soll.
- Viele Biomassesortimente eignen sich aus technischer, wirtschaftlicher sowie umwelt- und klimapolitischer Sicht am besten für den Einsatz in dezentralen KWK-Anlagen.
- Dezentrale Biogasanlagen und Holzheiz(kraft)werke sind in regionale Stoffkreisläufe und Wertschöpfungsketten eingebunden und für die kommunale Wärmeplanung unentbehrlich.
- Stromerzeugung aus Biomasse und stoffliche Nutzung von biogenem CO<sub>2</sub> ergänzen einander.
- Bundestag, Bundesrat und zuletzt auch Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck haben sich in den letzten Monaten explizit für eine Nutzung von Bioenergie als Flexibilitätsoption im Stromsektor ausgesprochen.

Aus diesen Gründen sollte zumindest in einem Szenario angenommen werden, dass die aus Biomasse erzeugte Strommenge auch langfristig in etwa auf dem heutigen Niveau von 46 TWh verbleibt.

### Zum Entwurf eines Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff

Die Bandbreite der Szenarien, weil kein Szenario betrachtet wird, indem langfristig auch erneuerbares Methan (Biomethan, synthetisches Methan) eine relevante Rolle in der Gasversorgung spielt. Ein solches Szenario sollte insbesondere aus folgenden Gründen betrachtet werden:

- Von Seiten der europäischen Kommission, der Bundesregierung, dem Bundestag sowie der Bundesländer gibt es mehrere klare politische Bekenntnisse zur Nutzung von Biomethan als essentiellen Teil des Energiesystems der Zukunft. Diese stehen im Kontrast zu Szenarien, in denen die Methaninfrastruktur langfristig vollständig verschwindet. Hier sei insbesondere das Ziel der EU, 35 Mrd. Kubikmeter Biomethan bis 2030 verfügbar zu machen, erwähnt.
- Noch ist unklar, ob bis 2045 ausreichend saisonale Wasserstoffspeicherkapazitäten geschaffen werden können, um die Wintermonate zu überbrücken.
- Einige Industriezweige benötigen unabhängig von der Art der Energieversorgung Kohlenstoffmoleküle als Grundstoff für Ihre Produktionsprozesse („stoffliche Nutzung“).
- Für den Seetransport eignen sich Kohlenwasserstoffe wie synthetisches bzw. Bio-Methan besser als reiner Wasserstoff.
- Deutschlands Gasnetz ist in die internationale Gastransitinfrastruktur eingebunden, die auf absehbare Zeit auf Methan basiert.

Die Berücksichtigung von Biomethan im Rahmen der Gasnetzeinspeisung sollte mindestens folgende Aspekte berücksichtigen:

- Potenziale zur Produktion von Biomethan und synthetischem Methan auf Basis von biogenem CO<sub>2</sub> in Deutschland: Nach Einschätzung der Bioenergieverbände ca. 150 TWh in 2030.
- Potenzielle regionale Schwerpunkte bei der dezentralen Einspeisung in Deutschland: vor allem Nord-, Nord-West- und Ostdeutschland sowie Bayern.

- Potenziale für den leitungsgebundenen Import und Transit von Biomethan: Ca. 875 TWh in 2050 in Europa, ggf. zzgl. außereuropäischer Importe.
- Potenzielle „Ankerkunden“ für eine Dimensionierung des Netzes: Saisonale Speicher, Back-Up-Kraftwerke, Fernwärmenetze, Industrie mit CO<sub>2</sub>-Bedarf, LNG-Terminals sowie Transitleitungen.
- Potenzielle dezentrale Nachfrage in der Gebäudewärme: Vrs. 13 bis 45 TWh in 2040

## 1. Zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom

### Zu Frage 34: Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung (Kapitel 1.8.: Biomasse & Laufwasserkraft)

Frage: „Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen?“

Im Entwurf des Szenariorahmens wird folgende Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse angenommen:

	2023	2037	2045
Installierte Leistung (GW)	9,1	5,0	3,0
Volllaststunden pro Jahr	5.067	3.000	3.000
Stromerzeugung pro Jahr (TWh)	46,1 <sup>1</sup>	15	9

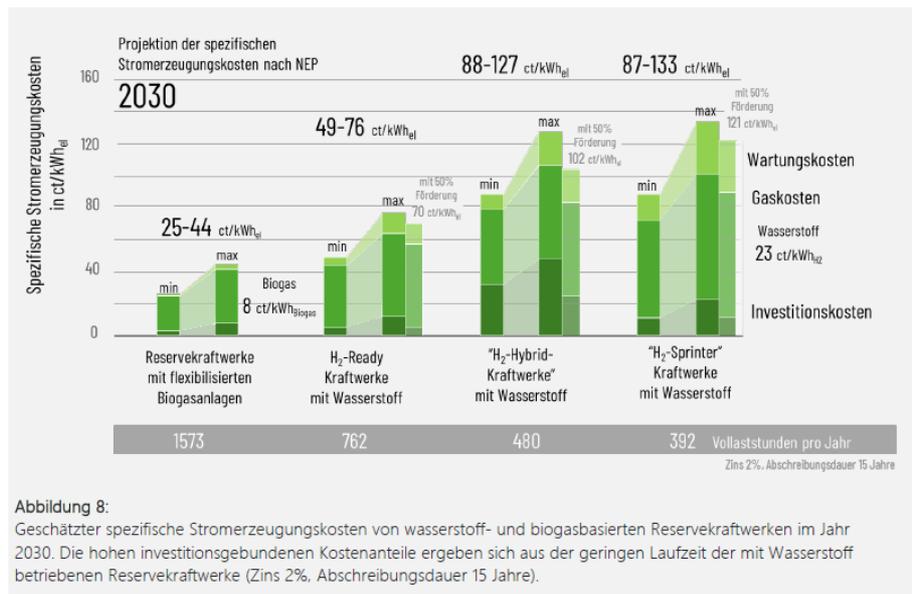
Für die Stromproduktion aus Biomasse wird davon ausgegangen, dass die erzeugte Strommenge 2037 um ca. 70 Prozent und bis 2045 um ca. 80 Prozent im Vergleich zum aktuellen Anlagenpark (inkl. biogenem Anteil des Abfalls) abnehmen wird, was auf dem Umstand basiert, dass nicht nur die Leistungsannahmen, sondern auch die zu Grunde liegenden Volllaststunden nach unten korrigiert wurden. Grundsätzlich ist eine Reduktion der Volllaststunden im Zuge einer Anlagenflexibilisierung richtig und sinnvoll, muss dann jedoch mit einer Erhöhung der installierten Leistung einhergehen, um den Beitrag der bereitgestellten Arbeit konstant zu halten. Biomasse nähme unter den aktuellen Annahmen langfristig nur eine marginale Rolle im Stromversorgungssystem ein. Diese extreme Annahme ist für uns aus mehreren Gründen nicht nachvollziehbar.

#### 1. Eine Flexibilisierung von bestehenden Bioenergieanlage ist wesentlich günstiger und schneller als der Bau neuer Wasserstoffkraftwerke.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist der Kostenunterschied Bioenergieanlagen als Flexibilitätsoption und ihrer Alternative – dem Bau neuer Wasserstoffkraftwerke - immens. Nach einer aktuellen Berechnung der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) sind die Stromgestehungskosten neuen Wasserstoffkraftwerken in 2030 bis zu fünfmal so hoch wie die Stromgestehungskosten flexibler Biogasanlagen.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gemeint ist hier anscheinend die Netto-Stromerzeugung. Die Brutto-Stromerzeugung aus Biomasse betrug 2023 laut AGEE Stat 49,2 TWh, inkl. biogenem Anteil des Abfalls.; Quelle: AGEEStat / UBA (2024), [Zeitreihen zur Entwicklung Erneuerbare Energien](#) in Deutschland; Bruttostromerzeugung Biomasse, inkl. biogener Anteil des Abfalls.

<sup>2</sup> FAU (2024), [Biogas im künftigen Energiesystem](#).



Natürlich ist absehbar, dass die Gestehungskosten von Wasserstoff mittel- bis langfristig deutlich sinken. Aber ob sie in dem Maße sinken, dass ein nahezu vollkommener Ausstieg aus der Biomasseverstromung zugunsten eines Baus neuer Wasserstoffkraftwerke volkswirtschaftlich sinnvoll ist, ist stark zu bezweifeln. Darüber hinaus bietet die Bioenergiebranche allerdings ein heimisches Wertschöpfungspotential, wie das Düngepotential von Gärresten, was für Wasserstoff durch einen hohen Importanteil nicht zutrifft.

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

Viele Biomassesortimente eignen sich 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 CO<sub>2</sub>-Bindung im Boden zentraler Bestandteil der Landwirtschaft, insbesondere in einer klimaneutralen Volkswirtschaft. Nährstoffe aus dezentral anfallender Biomasse können jedoch nicht auf den Acker zurückgeführt werden, wenn die Biomasse in zentralen großtechnischen Anlagen der chemischen Industrie oder in der Kalk- und Zementherstellung eingesetzt wird. Dieser Bruch im Nährstoffkreislauf kann sich in mehrfacher Hinsicht negativ auf

das Klima auswirken. Neben den bereits angesprochenen Problemen beim Humusaufbau muss das Nährstoffdefizit in vielen Fällen mit Mineraldünger ausgeglichen werden, dessen Herstellung äußerst Energie bzw. CO<sub>2</sub> intensiv ist.

### **3. Dezentrale Biogasanlagen und Holzheiz(kraft)werke 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.<sup>3</sup> Großkraftwerke, die mit Wasserstoff betrieben werden, setzten derartige Impulse nicht.

### **4. Stromerzeugung aus Biomasse und stoffliche Nutzung von biogenem CO<sub>2</sub> ergänzen einander.**

Im Entwurf zum Szenariorahmen wird suggeriert, die Stromerzeugung aus Biomasse müsse zurückgehen, um das in der Biomasse gebundene CO<sub>2</sub> in anderen Anwendungen nutzen zu können. Dies ist fachlich falsch, da sich eine (stoffliche) Nutzung des biogenen CO<sub>2</sub> und eine Verwertung von Biomasse im Stromsektor nicht ausschließen. Je nach eingesetztem Substrat schwankt der Methangehalt im Roh-Biogas zwischen 50 und 65 Prozent. Daneben kommt CO<sub>2</sub> mit einem Anteil von 35 bis 50 Prozent vor und andere Inhaltsstoffe wie Stickstoff, Wasser, Sauerstoff und Schwefelwasserstoff in geringen Konzentrationen. Durch diverse technische Verfahren können Methan und CO<sub>2</sub> getrennt werden, was grundsätzlich im näheren Umfeld der Biogasanlage geschieht, da das Rohgas nicht über weite Strecken transportiert werden kann. Das CO<sub>2</sub> kann nach der Aufbereitung für industrielle Anwendungen zur Verfügung stehen, während das Methan in der Regel ins Erdgasnetz eingespeist wird. Dort steht es zwar vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten zur Verfügung, doch es spricht nichts gegen eine Nutzung im Stromsektor.

Analoge Verfahren, um eine energetische Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung mit einer anderen Nutzung des biogenen CO<sub>2</sub> zu verbinden, finden sich bei nahezu allen anderen Biomassesortimenten. Dazu zählt beispielsweise Rauchgasabscheidung bei Biomasse-Kraftwerke oder die Pyrolyse fester Biomasse, bei der der für die energetische Nutzung relevante Wasserstoffanteil abgespalten und als Nebenprodukt fester und/oder flüssiger Kohlenstoff anfällt.

### **5. Bundestag, Bundesrat und zuletzt auch Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck haben sich in den letzten Monaten explizit für eine Nutzung von Bioenergie als Flexibilitätsoption im Stromsektor ausgesprochen. Zu nennen sind hier beispielsweise:**

- Der [Antrag der CDU/CSU-Bundestagsfraktion](#) vom 12.12.2023 zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Bioenergie, u.a. als Flexibilitätsoption im Stromsektor:  
*„Die Potenziale und Stärken der Bioenergie wie Flexibilität, Verlässlichkeit, Souveränität, Speicherbarkeit sowie Grund- und Spitzenlastfähigkeit gilt es künftig stärker zu nutzen.“ (S. 2)*
- Der [Entschließungsantrag des Bundestags](#) zum Solarpaket 1 vom 25.4.2024, mit dem die Bundesregierung aufgefordert wird, die Rahmenbedingungen für flexible Biomasse- und Biomethananlagen zu verbessern:  
*„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)*

---

<sup>3</sup> UBA / AGEE Stat (2023), [Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland](#)

- Der [Entschließungsantrags des Bundesrats](#) vom 26.4.2024, in dem die Bundesländer die Bundesregierung auffordern, die Rahmenbedingungen für Biogas- und Biomethananlagen zu verbessern:  
*„Der Bundesrat stellt fest, dass flexibel betriebene Biogasanlagen bereits heute fluktuierende Erneuerbare ausgleichen können und insofern als ein Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Bereitstellung von Regelenergie verstanden werden sollten.“ (S. 1)*
- Die **Ankündigung von Bundeswirtschaftsminister** Robert Habeck, im Herbst ein Biomassepaket vorzulegen, um Bioenergie auch langfristig als Flexibilitätsoption im Stromsektor zu halten:  
*„Biogas kann im zukünftigen Energiesystem weiter eine wichtige Rolle spielen.“*

Bereits diese jüngsten Beispiele zeigen, dass der politische Wille groß ist, auch langfristig Bioenergie als Flexibilitätsoption im Stromsektor zu nutzen. Es gibt deshalb keinen Grund zu der Annahme, dass es innerhalb der nächsten 13 Jahre zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse um 80 Prozent oder mehr kommen wird. Vor diesem Hintergrund begrüßen wir die von der Bundesnetzagentur im Rahmen der öffentlichen Vorstellung des Entwurfs getroffene Aussage, die Annahmen für Bioenergie anzupassen, sofern bis zum Jahresende ein Biomassepaket den weiteren Pfad für die energetische Nutzung der Biomasse skizziert.

### Vorschlag

Um den oben genannten Argumenten Rechnung zu tragen, sollte zumindest in einem Szenario angenommen werden, dass die aus Biomasse erzeugte Strommenge auch langfristig mindestens in etwa auf dem heutigen Niveau von 46 TWh (netto) bzw. 49 TWh (brutto) verbleibt.

Insbesondere bei Biogasanlagen und Biomethan-BHKW, die den überwiegenden Teil der Stromerzeugung aus Biomasse ausmachen, geht eine Reduktion der Volllaststunden zum Zweck der Flexibilisierung mit einer Erhöhung der installierten Leistung einher. Reduziert beispielsweise eine Biogasanlage mit 1 MW ihre jährlichen Volllaststunden von 8.000 auf 2.000 pro Jahr, würde sie im Gegenzug ihre installierte Leistung auf 4 MW erhöhen, um die insgesamt produzierte Strommenge konstant zu halten. Die Leistungserhöhung geht in diesem Fall nicht mit einer Veränderung der benötigten Inputstoffe einher. Um dies abzubilden, sollte in allen Szenarien davon ausgegangen werden, dass die installierte Leistung der Bioenergieanlagen mit zunehmender Flexibilisierung des Anlagenparks steigt.

Wenn – wie von den ÜNB vorgeschlagen – angenommen wird, dass die mittleren Volllaststunden ab 2037 bei 3.000 liegen, wäre dies ein Anstieg der installierten Leistung auf 15 GW in 2037 und 2045.

### **Zu Frage 38: Zubauleistung konventioneller Kraftwerke (Kapitel 1.14.: Konventionelle Kraftwerke)**

Frage: „Ist die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke realistisch? Sollte bei der Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert werden?“

Die angenommene Zubauleistung ist nach Ansicht der Bioenergieverbände zu hoch.

Irritiert haben die Bioenergieverbände die von den vier Übertragungsnetzbetreibern sowie der Bundesnetzagentur getroffene Aussage zur Kenntnis genommen: „Konventionelle Kraftwerke wie zum Beispiel gasbefeuerte Kraftwerke werden in einem klimaneutralen Stromsystem weiterhin benötigt“. Unabhängig von dem Brennstoff, mit welchem diese Kraftwerke betrieben werden sollen, zeigt diese Aussage deutlich, dass zwingend steuerbare Erzeugungskapazitäten benötigt werden, um die fluktuierende Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen auszugleichen. In diesem Kontext ist nicht nachzuvollziehen, weshalb im Kapitel 5 „Konventionelle Kraftwerke und Speicher“ umfangreiche Ausführungen bzgl. der Relevanz von steuerbaren Kraftwerken getroffen werden, während im Rahmen der vorhergehenden Kapitel die wichtige Rolle der Bioenergie im Stromsystem negiert wird. Der angenommene Rückgang von 40 TWh entspricht einer Leistung von annähernd 4,6 GW im Volllastbetrieb und es ist vor diesem Hintergrund weder vermittelt- noch nachvollziehbar aus welchem Grund der Neubau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten diskutiert wird.

Abbildung 29 des vorliegenden Entwurfs zeigt, dass in der Region TenneT-Süd + Amprion Süd sowie TransnetBW 9,5 GW Zusatzleistung durch Kraftwerksbau angenommen werden. Parallel dazu wird in Bayern und Baden-Württemberg ein umfangreicher Rückbau der bereits bestehenden Biomassekapazitäten angenommen. Es ist offensichtlich, dass diese völlig gegensätzlichen Annahmen dem Bedarf an steuerbaren Kraftwerkskapazitäten nicht gerecht werden. Die Bioenergieverbände weisen darauf hin, dass die im Kapitel 5 getroffenen Aussagen zur Wärmebereitstellung im Rahmen der KWK-Verstromung auch für Bioenergieanlagen gelten. Zum aktuellen Zeitpunkt stellen Bioenergie-KWK- und Fernwärmanlagen rund 45 TWh Wärme für Verbraucher wie öffentliche Einrichtungen, Privathäuser, Industrieabnehmer etc. zur Verfügung.<sup>4</sup> Die Substitution dieses Beitrages scheint bei den Betrachtungen der Übertragungsnetzbetreiber ganz im Gegensatz zu konventionell betriebenen Großkraftwerken weder von Relevanz noch von Interesse zu sein.

Wie in der Antwort auf Frage 1 beschrieben ist es sinnvoll anzunehmen, dass die aus Biomasse erzeugte Strommenge auch langfristig auf dem heutigen Niveau von 46 TWh (netto) verbleibt, sich aber die elektrische Leistung zum Zweck der Flexibilisierung erhöht; unterstellt man die von den ÜNB getroffene Annahme von 3.000 Volllaststunden pro Jahr ab 2037, ergibt sich so eine Bioenergieanlagenpark mit einer installierten Leistung von 15 GW in 2037 und 2045.

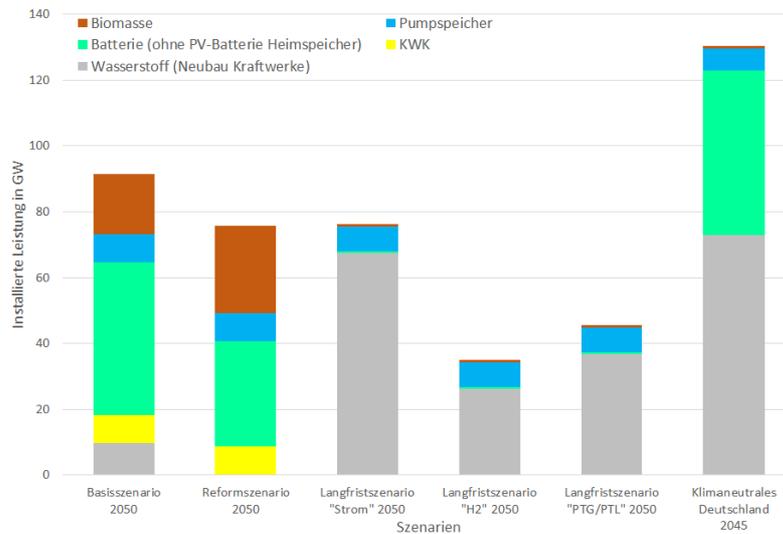
Da die Stromgestehungskosten von flexiblen Bioenergieanlagen wahrscheinlich auch langfristig deutlich geringer sind als die Stromgestehungskosten von Wasserstoffkraftwerken, ist es sinnvoll, diese volkswirtschaftlichen Vorteile auch in mindestens einem Szenario abzubilden, also einen größeren Anteil flexibler Stromerzeugung aus Biomasse und einen geringeren Bau neuer Wasserstoffkraftwerke anzunehmen.

Die Studie „Neues Strommarktdesign“<sup>5</sup> im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ergibt, dass in einem Stromsystem mit einem flexiblen Bioenergieanlagenpark (unten in braun) der Bedarf an neuen Wasserstoffkraftwerken (unten in gelb bzw. grau) deutlich geringer ist als in einem Stromsystem, das keinen flexiblen Bioenergieanlagenpark enthält. Bei einem sehr stark flexibilisierten Bioenergieanlagenbestand (in Summe rund 25 GW mit sehr niedrigen Volllaststunden) werden außer KWK-Anlagen (gelb) kaum noch Wasserstoffkraftwerke benötigt.

---

<sup>4</sup> UBA / AGEE Stat (2023), [Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland](#)

<sup>5</sup> ISE, bhh, IEE (2021), [Neues Strommarktdesign](#).



### Zu Frage 39: Klein-KWK-Anlagen (Kapitel 1.14.: Konventionelle Kraftwerke)

Frage: „Ist die Annahme angemessen, dass es aufgrund eines fehlenden Wasserstoffnetzes keine Klein-KWK-Anlagen in 2045 geben wird?“

Die Bioenergieverbände halten diese Argumentation nicht für angemessen. Die Verstromung von Wasserstoff in Blockheizkraftwerken, insb. mit Brennstoffzellen, ist bereits heute Stand der Technik.

**Vorschläge für Studien, die bei der Ausgestaltung eines Szenarios mit höherer Stromerzeugung zu berücksichtigen sind**

- ISE, bbh, IEE (2021), [Neues Strommarktdesign](#)
- FAU (2024), [Biogas im künftigen Energiesystem](#).

## 2. Zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff

### *Zu Frage 1 & Frage 2: Abbildung der klima- und energiepolitischen Ziele in den Szenarien & Bandbreite der Szenarien (Kapitel 2.1 Ausrichtung der Szenarien)*

*Frage: „Durch die Änderung des EnWG sind die FNB erstmalig verpflichtet, mindestens drei Szenarien zu betrachten, die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Bilden die Szenarien die klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab?“*

*Frage: „Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?“*

Die grundsätzliche Verengung auf eine Defossilisierung der deutschen Gasversorgung durch Wasserstoff 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.

Die Bandbreite der Szenarien ist deshalb zu gering, weil insbesondere die beiden folgenden Aspekte nicht berücksichtigt wurden:

**Erstens: Von Seiten der europäischen Kommission, der Bundesregierung, dem Bundestag sowie der Bundesländer gibt es mehrere klare politische Bekenntnisse zur Nutzung von Biomethan als essentiellen Teil des Energiesystems der Zukunft.** Diese stehen im Kontrast zu den in Deutschland entwickelten Szenarien, in denen die Methaninfrastruktur langfristig vollständig verschwindet.

Zu nennen sind insbesondere:

- Das **Biomethan-Ziel im RePowerEU-Paket** vom 18.5.2022 eines Ausbaus der europäischen Biomethanproduktion auf 35 Milliarden Kubikmeter pro Jahr.  
*„Die Steigerung der nachhaltigen Erzeugung von Biomethan auf 35 Mrd. m<sup>3</sup> bis 2030 ist ein kosteneffizienter Weg, um unser Ziel zu erreichen, die Einfuhr von Erdgas aus Russland zu verringern.“* (S. 10)  
*„Mit [...] Biogas und Biomethan [...] ließen sich zusätzlich zu den im Rahmen der Vorschläge für „Fit für 55“ vorgesehenen Einsparungen bis zu 35 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas bis zum Jahr 2030 einsparen.“* (S. 11)  
*„die Kommission [schlägt] vor, die wichtigsten Hindernisse im Hinblick auf eine gesteigerte nachhaltige Erzeugung und Verwendung von Biomethan anzugehen und seine Einführung in den Erdgasbinnenmarkt zu erleichtern, indem [...]*
  - *zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um Erzeuger von Biogas zu ermutigen, Energiegemeinschaften zu bilden;*
  - *Anreize für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan geboten werden;*

- *die Anpassung und Angleichung bestehender und der Aufbau neuer Infrastrukturen für den Transport von mehr Biomethan über das Gasnetz der EU gefördert werden“ (S. 11)*
- Hierzu sind (finanzielle) Anreize zu schaffen, um Energiegemeinschaften zu bilden, die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan zu unterstützen, sowie den Aufbau neuer Infrastrukturen für den Transport von mehr Biomethan über das Gasnetz der EU zu fördern (beschlossen 2022).
- Die damit zusammenhängende [Biogas-Industrial-Partnership](#) der EU-Kommission.
- Das **Ziel eines Neubaus von Biomethan-Kraftwerken** im Umfang von 600 Megawatt pro Jahr im Erneuerbare-Energien-Gesetz (§ 28d EEG 2023; eingeführt 2023).
- Der [Antrag der CDU/CSU-Bundestagsfraktion](#) vom 12.12.2023 zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Bioenergie, u.a. als Flexibilitätsoption im Stromsektor:  
*„Die Potenziale und Stärken der Bioenergie wie Flexibilität, Verlässlichkeit, Souveränität, Speicherbarkeit sowie Grund- und Spitzenlastfähigkeit gilt es künftig stärker zu nutzen.“ (S. 2)*
- Die Anerkennung von **Biomethan als Erfüllungsoption für die Pflicht zum Einsatz von 65% Erneuerbarer Energien** in neu installierten Heizungen im Gebäudeenergiegesetz (§ 71 Abs. 3 Nr. 5 GEG; eingeführt 2024).
- Die **Quote im Gebäudeenergiegesetz**, nach der Gaskessel, die zwischen 2024 und Mitte 2026/2028 eingebaut wurden, sukzessiv steigende Anteile Biomethan oder Wasserstoff einsetzen müssen (§ 71 Abs. 9 GEG; eingeführt 2024).
- Die **bauplanungsrechtliche Privilegierung** von Biogasanlagen, die auf die Gasaufbereitung umgerüstet werden (§ 246d, Abs. 4 BauGB; eingeführt 2024).
- Der [Entschließungsantrag des Bundestags](#) zum Solarpaket 1 vom 25.4.2024, mit dem die Bundesregierung aufgefordert wird, die Rahmenbedingungen für flexible Biomasse- und Biomethananlagen zu verbessern:  
*„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)*
- Der [Entschließungsantrags des Bundesrats](#) vom 26.4.2024, in dem die Bundesländer die Bundesregierung auffordern, die Rahmenbedingungen für Biogas- und Biomethananlagen zu verbessern:  
*„Der Bundesrat stellt fest, dass flexibel betriebene Biogasanlagen bereits heute fluktuierende Erneuerbare ausgleichen können und insofern als ein Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Bereitstellung von Regelleistung verstanden werden sollten.“ (S. 1)*
- Der [novellierten Gasverordnung](#) vom 13.6.2024
  - *„Mit der vorliegenden Verordnung soll die Erzeugung von nachhaltigem Biomethan in der Union unterstützt werden.“ (Erwägungsgrund 19)*
  - *„Die Kommission unterstützt und fördert eine zunehmende Nutzung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas, insbesondere Wasserstoff und Biomethan, im Energiesystem der Union[.]“ (Artikel 4)*
- In der [novellierten Gasrichtlinie](#), vom 15.7.2024 gibt es verschiedene Vorgaben zur Verbesserung des Ausbaus der Biomethan-Einspeisung sowie ein allgemeines politisches Bekenntnis dazu, beispielsweise:
  - *„Die Integration von nachhaltigem Biomethan [...] in das Erdgassystem trägt zur Erreichung der Klimaziele der Union und der Diversifizierung der Energieversorgung bei.“ (Erwägungsgrund 10)*
  - *„Auch wenn die Elektrifizierung ein Schlüsselement des grünen Wandels ist, werden die Haushalte auch künftig Erdgas, einschließlich steigender Mengen erneuerbarer Gase, insbesondere Biomethan, verbrauchen.“ (Erwägungsgrund 29)*

- „Die Mitgliedstaaten sollten konkrete Maßnahmen zur umfassenderen Nutzung von nachhaltigem Biomethan oder anderen Gasarten, die aus technischer Sicht sicher in das Erdgassystem eingespeist und über dieses transportiert werden können, ergreifen.“ (Erwägungsgrund 112)
- Die [Wachstumsinitiative](#) der Bundesregierung vom 5.7.2024 sieht explizit einen Prüfauftrag vor „inwieweit sowohl heimische als auch importierte Bioenergie als weiteres Element zur Stärkung der Gasversorgungssicherheit genutzt werden kann“. (S. 30)

Dieser allgemeine politische Wille, die Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung zu verbessern, die darauf aufbauenden regulatorischen Maßnahmen sowie die absehbaren Marktentwicklungen sollten sich in zumindest einem Szenario widerspiegeln.

**Zweitens: Die Umstellung der Gasversorgung von Erdgas auf erneuerbares Methan (Biomethan, synthetisches Methan / E-Methan) bietet im Vergleich zu einer Umstellung auf Wasserstoff mehrere energie- und klimapolitische Vorteile, insbesondere bezüglich der Versorgungssicherheit:**

- Für die saisonale Energiespeicherung eignet sich Methan besser als Wasserstoff, weil Wasserstoff aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften nur begrenzt in den bestehenden Gasspeichern gespeichert werden kann.
- 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 CO<sub>2</sub> 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 bzw. Bio-Methan besser als reiner Wasserstoff.
- Deutschlands Gasnetz ist in den internationalen Gastransit eingebunden, der auf absehbare Zeit auf Methan basiert.

Für eine detaillierte Erläuterung dieser und weiterer Vorteile einer Einspeisung von erneuerbarem Methan ins Gasnetz wird auf die [Stellungnahme des Hauptstadtbüro Bioenergie zum Green Paper des BMWK zur Transformation der Gas-/Wasserstoffverteilnetze](#) vom 12.04.2024 verwiesen.

In Bezug auf die **Frage der Versorgungssicherheit** ist insbesondere die Frage hervorzuheben, ob bis 2045 ausreichend **saisonale Wasserstoffspeicherkapazitäten** geschaffen werden können, um die Wintermonate zu überbrücken.

Die Ankerpunkte zur Systementwicklungsstrategie 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.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Initiative Energien Speichern (2023), [Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern](#)

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.

Diese diversen energie- und klimapolitischen Vorteile einer Umstellung von Gasnetzen auf erneuerbares Methan sollten sich in mindestens einem Szenario widerspiegeln.

Tatsächlich besteht mit dem Langfristszenario TN-PtG/PtL bereits eine detaillierte Ausarbeitung, die zumindest für Fragen der Gasinfrastruktur einen Ausgangspunkt darstellen kann.

### **Zu Frage 3: Höhe des Methan- und Wasserstoffbedarfs Szenarien (Kapitel 2.1 Ausrichtung der Szenarien)**

*Frage: „Erachten Sie die Höhe des erwarteten Methan- und Wasserstoffbedarfs in den einzelnen Szenarien für angemessen?“*

Wie in der Antwort auf die Fragen 1 und 2 beschrieben sollte zumindest in einem Szenario der Methanbedarf deutlich höher und der Wasserstoffbedarf dementsprechend geringer ausfallen. Dies dient auch der Infrastrukturplanung für den Fall, dass im Zeitverlauf nicht ausreichend saisonale Speicherkapazitäten und/oder Wasserstoff selbst zur Verfügung steht, um die Sicherheit der deutschen Gasversorgung zu gewährleisten. Basis eines solches Szenarios kann das Langfristszenario TN-PtG/PtL sein.

### **Zu Frage 6: Studien Szenarien (Kapitel 2.1 Ausrichtung der Szenarien)**

*Frage: „Sind die Studien, die die FNB dem Szenariorahmen zugrunde gelegt haben, sinnvoll gewählt oder gäbe es weitere wissenschaftliche Publikationen, die berücksichtigt werden sollten?“*

In Bezug auf die Verfügbarkeit der Einspeisung von Biomethan bitten wir, insbesondere folgende Studien zu berücksichtigen:

#### **Zum Potenzial für die Produktion von Biomethan in Deutschland und dessen regionaler Verteilung**

- DVGW (2019), [Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen \(EE-Methanisierungspotential\)](#)
- DBFZ et al (2021), Bioenergie – Potentiale, [Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 \(BE20plus\)](#)
- Guidehouse (2022), [Biomethane production potentials in the EU](#)
- DBFZ (2023), [Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland](#).

#### **Zum potenziellen Import oder Transit von Biomethan über die deutsche Gasinfrastruktur**

- Guidehouse (2022), [Biomethane production potentials in the EU](#)
- Golz, Romanov, Delidon (2023), [Aufbau der deutsch-ukrainischen Biomethan-Kooperation](#).

#### **Zur potenziellen Entwicklung der Biomethannachfrage für die dezentrale Gebäudewärme**

- Dena (2024), [Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes?](#)

### **Zu Frage 10: Stellschrauben zur Abbildung von Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit (Kapitel 2.2 Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit)**

*Frage: „Wo sehen Sie weitere konkrete Stellschrauben, um das Ziel der Dekarbonisierung in der Netzentwicklungsplanung abzubilden und gleichzeitig die Versorgungssicherheit mit Erdgas auch im Spitzenlastfall sicherzustellen?“*

Der Schlüssel, um die Ziele der Defossilisierung mit der gleichzeitigen Versorgungssicherheit mit Erdgas auch im Spitzenlastfall sicherzustellen, ist, nicht einseitig Wasserstoff als Alternative zu Erdgas zu betrachten, sondern auch **erneuerbares Methan (Biomethan, methanisierter Wasserstoff)**.

Der Vorteil einer Netzplanung, die auch die Potenziale von erneuerbarem Methan berücksichtigt, ist, dass sowohl der notwendige Umstieg von einer fossilen auf eine klimaneutrale Gasversorgung eingeleitet werden kann als auch die **Infrastruktur weiterbetrieben wird, die für eine sichere Methanversorgung benötigt wird**. Ein Orientierungspunkt kann dabei das TN-PtG/PtL-Szenario der BMWK-Langfristszenarien sein.

Eine zentrale Rolle bei der Frage, wie Defossilisierung und Versorgungssicherheit beim Gasbedarf zusammengebracht werden können, ist, in welchem Umfang, in welchem Zeitraum und in welchem Maße Wasserstoffspeicher für die Überbrückung saisonaler Schwankungen bereitgestellt werden kann.

### **Zu Frage 13: Annahmen zur Biomethaneinspeisung und zum Transit (Kapitel 2.3. Biomethan)**

*Frage: „Die FNB weisen darauf hin, dass die Annahmen für die Biomethaneinspeisung aus dem aktuellen Stand der Überlegungen im Prozess der Systementwicklungsstrategie im Kontrast zu den Vorgaben der EU stehen. An welchen Annahmen sollte künftig die Einspeisung und der Transit von Biomethan orientiert werden?“*

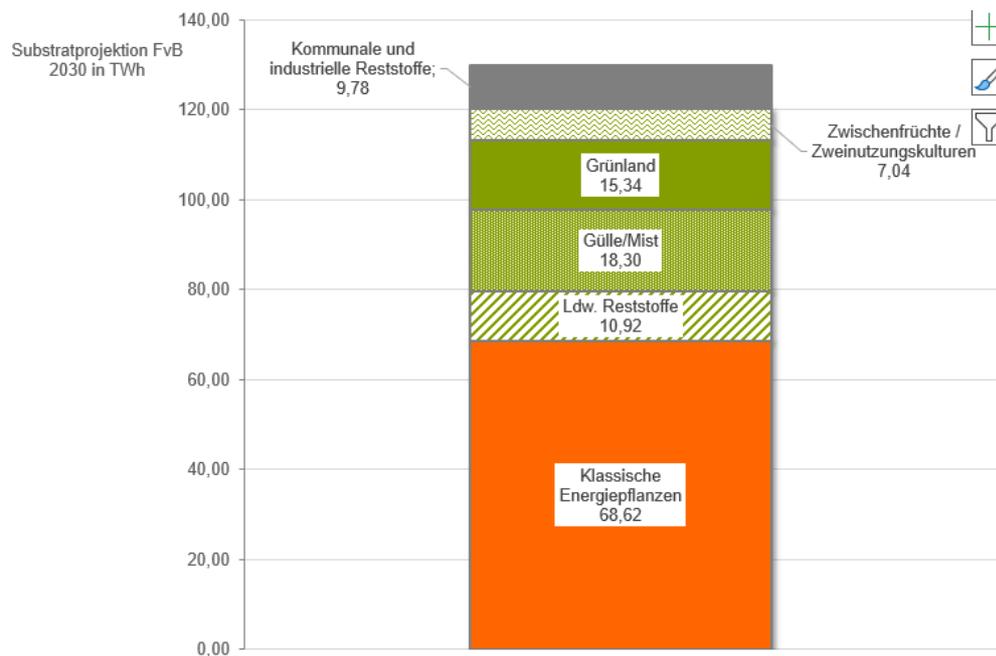
In den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie wird argumentiert, Biomethan müsse beim überregionalen Gastransport nicht berücksichtigt werden, weil das deutsche Biomethanpotenzial über die aktuelle Produktion von 11 TWh nicht hinausgehe.

Die Bioenergieverbände teilen vollumfänglich die Einschätzung der FNBs, dass diese Aussage argumentativ in die falsche und bitten dringend um entsprechende Berücksichtigung in der Netzentwicklungsplanung, der Gasnetzregulierung sowie der Systementwicklungsstrategie. Die Berücksichtigung von Biomethan im Rahmen der Gasnetzeinspeisung sollte mindestens folgende Aspekte berücksichtigen:

- Potenziale zur Produktion von Biomethan und synthetischem Methan auf Basis von biogenem CO<sub>2</sub> in Deutschland
- Potenzielle regionale Schwerpunkte bei der dezentralen Einspeisung in Deutschland
- Potenziale für den leitungsgebundenen Import und Transit von Biomethan
- Potenzielle „Ankerkunden“ für eine Dimensionierung des Netzes
- Potenzielle dezentrale Nachfrage in der Gebäudewärme

## 1. Potenziale zur Produktion von Biomethan und synthetischem Methan auf Basis von biogenem CO<sub>2</sub> in Deutschland

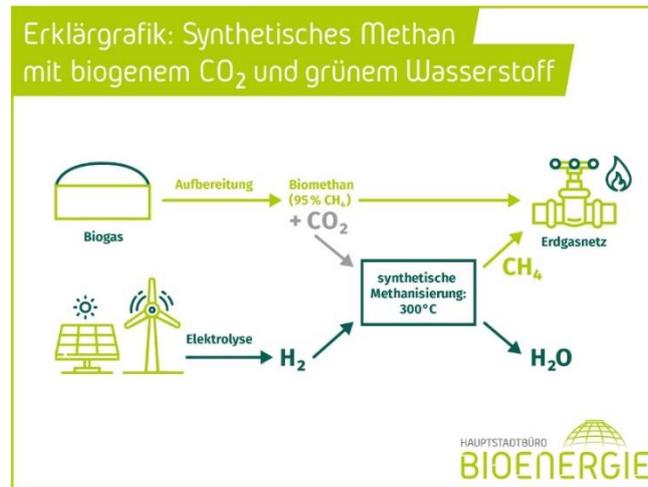
Aktuell werden in Deutschland gut 90 TWh Biogas erzeugt, von denen 11 TWh als Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden. Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) geht davon aus, dass in den nächsten Jahren die **Biogasproduktion** durch den verstärkten Einsatz von Substraten, die in keiner zusätzlichen Konkurrenz 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 Economics<sup>7</sup> 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 CO<sub>2</sub>** kann wiederum genutzt werden, um aus Wasserstoff aus Elektrolyse **synthetisches erneuerbares Methan** herzustellen.

<sup>7</sup> 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 mittelfristige 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 <sub>2</sub> aus Biogasaufbereitung	72 TWh	48% CO <sub>2</sub> -Anteil im Rohbiogas
<b>Erneuerbares Methan zur Einspeisung ins Gasnetz</b>	<b>150 TWh</b>	Biomethan & Methan aus strombasiertem Wasserstoff mit CO <sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>) **langfristig bis zu 42 Prozent des angenommenen Gasverbrauchs decken kann. Dazu kommen natürlich noch Methanimporte**, so wie in den Ankerpunkten auch umfangreiche Wasserstoffimporte angenommen werden.

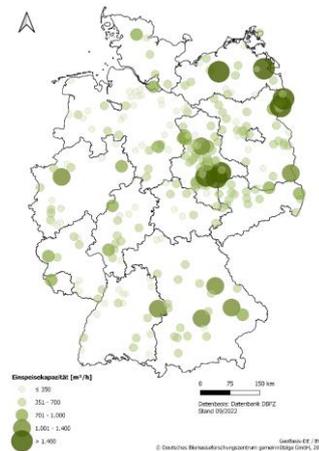
Es ist also realistisch anzunehmen, dass auch langfristig Methan noch eine bedeutende Rolle in der deutschen Gasproduktion spielen kann, sei es in Form von Biomethan, inländisch erzeugtem synthetischem Methan oder Methanimporten.

## **2. Potenzielle regionale Schwerpunkte der dezentralen Einspeisung von Biomethan und synthetischem Methan mit biogenem CO<sub>2</sub> in Deutschland**

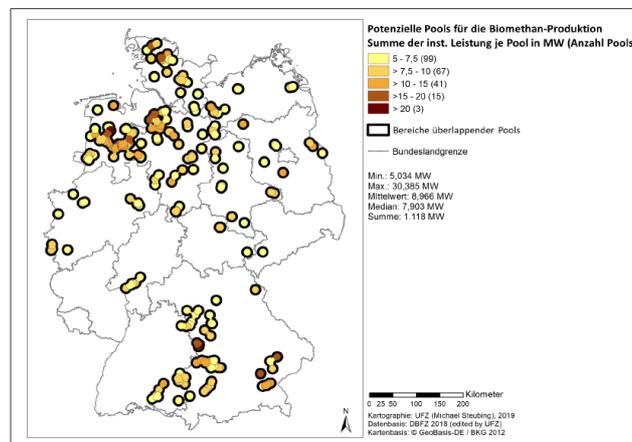
Wird die Erzeugungsseite von Biomethan betrachtet, kann die Netzplanung in Deutschland von der bereits bestehenden Biogas- und Biomethanproduktion ausgehen. Dabei sollten nicht nur die bestehenden Biomethanerzeugungsanlagen betrachtet werden. Ein großes Potenzial besteht auch bei der

Umrüstung von bestehenden Verstromungsanlagen, die ggf. zu sogenannten „Clustern“ zusammengeslossen werden müssen, um die Kosten für Aufbereitung und Gasnetzanschluss zu verringern.

### Übersicht über **aktuelle Biomethanerzeugungsanlagen**<sup>8</sup>



### DBFZ-Analyse möglicher Standorte zur **Bündelung bestehender Biogaserzeugungsanlagen für eine gemeinsame Gasaufbereitung**<sup>9</sup>

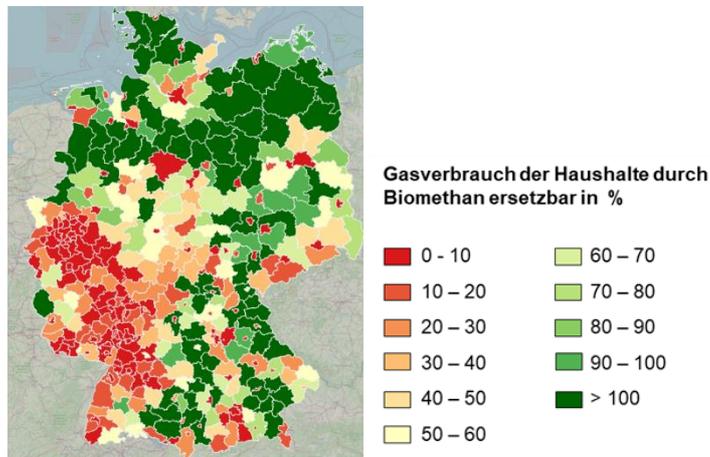


Auf Basis der regionalen Verteilung von bestehenden Biomethaneinspeiseanlagen und potenziellen Biogasanlagen-Clustern können als mittelfristige Schwerpunkte der Biomethaneinspeisung also vor allem Nord-, Nord-West- und Ostdeutschland sowie Bayern identifiziert werden.

Ein ähnliches Bild zeigt eine Analyse des Deutschen Verbands des Gas- und Wasserfachs (DVGW), der die regionale Verteilung des Biomethanpotenzials mit der regionalen Verteilung des heutigen Gasverbrauchs abgeglichen hat.

<sup>8</sup> DBFZ (2023), [Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland](#).

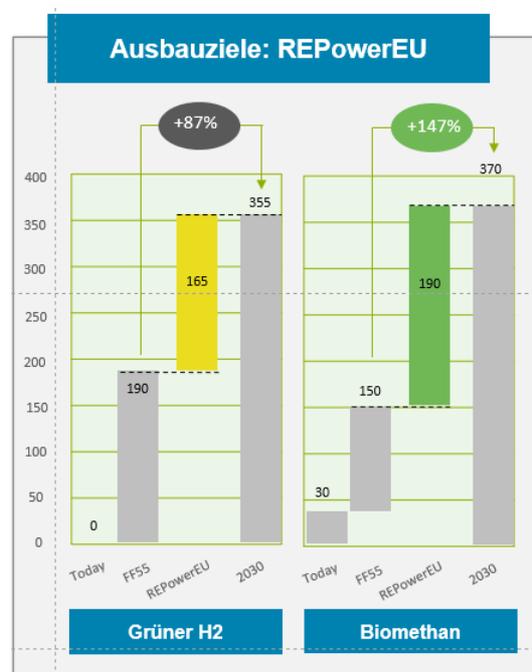
<sup>9</sup> DBFZ et al (2021), Bioenergie – Potentiale, [Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 \(BE20plus\)](#). Die DBFZ-Analyse deckt sich mit der unabhängig durchgeführten Analyse in DVGW (2019), [Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen \(EE-Methanisierungspotential\)](#)



Da davon ausgegangen werden kann, dass in Deutschland synthetisches Methan aus biogenem CO<sub>2</sub> am Standort der Biomethananlagen stattfindet, aus der das CO<sub>2</sub> stammt, sollte sich die regionale Verteilung der Einspeisung von synthetischem Methan in etwa mit der regionalen Verteilung der Biomethaneinspeisung decken.

### 3. Potenziale für den leitungsgebundenen Import und Transit von Biomethan

Die Europäische Kommission hat im RePowerEU-Paket vielmehr das Ziel ausgegeben, die Biomethan-Produktion in der EU bis 2030 auf 370 TWh (35 Mrd. m<sup>3</sup>) zu erhöhen.<sup>10</sup>



Entsprechend verpflichtet die novellierte Gasbinnenmarkttrichtlinie die EU-Mitgliedstaaten dazu, den erneuerbaren und CO<sub>2</sub>-armen Gasen den Marktzugang und Zugang zur Infrastruktur zu gewährleisten,

<sup>10</sup> 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).

Parallel dazu wird die Biogas- und Biomethanproduktion 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.<sup>11</sup>

Selbst wenn Deutschland langfristig anstrebt, die Gasversorgung vollständig auf Wasserstoff umzustellen, so ist angesichts der aktuellen Entwicklungen 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 CO<sub>2</sub>-Abscheidung. Ein europaweiter Plan für den vollständigen Ausstieg aus der Methannutzung ist nicht zu sehen.

Da Deutschland im internationalen Fernleitungsnetz ein bedeutender Knotenpunkt ist, kann davon ausgegangen werden, 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.

Mengenmäßig lassen sich die Potenziale für den leitungsgebundenen Transit bzw. Import von Methan aus anderen Ländern wie folgt abschätzen.

### **Langfristige europäische Biomethanpotenziale**

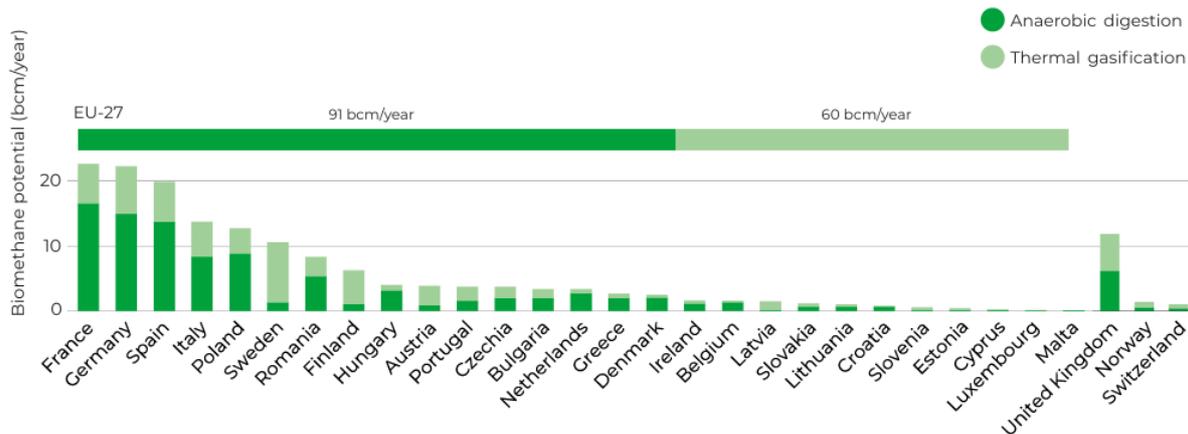
Laut einer Guidehouse Economics<sup>12</sup> beträgt das langfristige Potential zur Produktion von Biomethan („anaerobic digestion“) in Europa ca. 875 TWh (91 Mrd. m<sup>3</sup>), ohne Berücksichtigung von Energiepflanzen. Ergänzt werden könnte dies um das synthetische Methan, das aus grünem Wasserstoff und dem biogenen CO<sub>2</sub> gewonnen wird, sowie der in anderen europäischen Ländern deutlich bedeutsameren Biomassevergasung („thermal gasification“; laut der Studie ca. 580 [60 Mrd. m<sup>3</sup>]).

---

<sup>11</sup> Eine Übersicht findet sich in: European Biogas Association (2023), [Statistical Report 2023](#)

<sup>12</sup> Guidehouse (2022), [Biomethane production potentials in the EU](#)

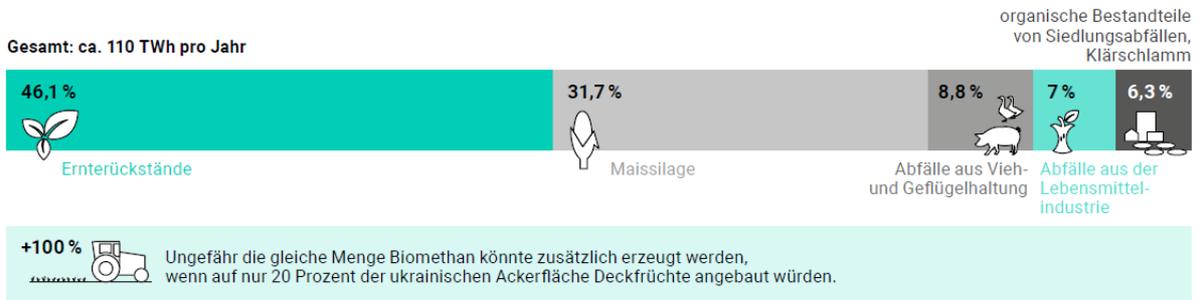
**Figure 4.**  
**Biomethane potential in 2050 per technology and country**



### Langfristige Potenziale zum Import von Biomethan aus der Ukraine

Viel diskutiert wird aktuell, die ukrainische Wirtschaft durch spätestens nach Ende des Kriegs durch Energiepartnerschaften zu unterstützen. Angesichts der großen Bedeutung der Landwirtschaft in der Ukraine sowie der ohnehin bestehenden guten Anbindung an die europäische Gasinfrastruktur, bietet sich auch der Import von Biomethan aus der Ukraine an. Das langfristige Biomethan-Potenziale der Ukraine wird auf mindestens 110 TWh geschätzt, ohne Berücksichtigung von synthetischem Methan auf Basis von biogenem CO<sub>2</sub>.<sup>13</sup>

### Gesamtpotenzial und Quellen von Biomasse für die Biomethan-Produktion in der Ukraine



### 4. Potenzielle „Ankerkunden“ für eine Dimensionierung des langfristigen Methanetzes

Anhand folgender Überlegungen können potenzielle „Ankerkunden“ identifiziert werden:

- **Bestehende saisonale Speicher, Back-Up-Kraftwerke für die Stromversorgung und Fernwärmenetze:** Für die saisonale Energiespeicherung eignet sich Methan besser als Wasserstoff, weil Wasserstoff aufgrund seiner physikalisch-chemischen Eigenschaften nur begrenzt in den bestehenden Gasspeichern gespeichert werden kann. Gerade Standorte mit bestehenden saisonalen Methanspeichern, sowie Standorte, an denen auch langfristig Kraftwerke, Heizwerke und KWK-Anlagen erwartet werden, sollten als potenzielle „Ankerkunden“ für Biomethan berücksichtigt werden.

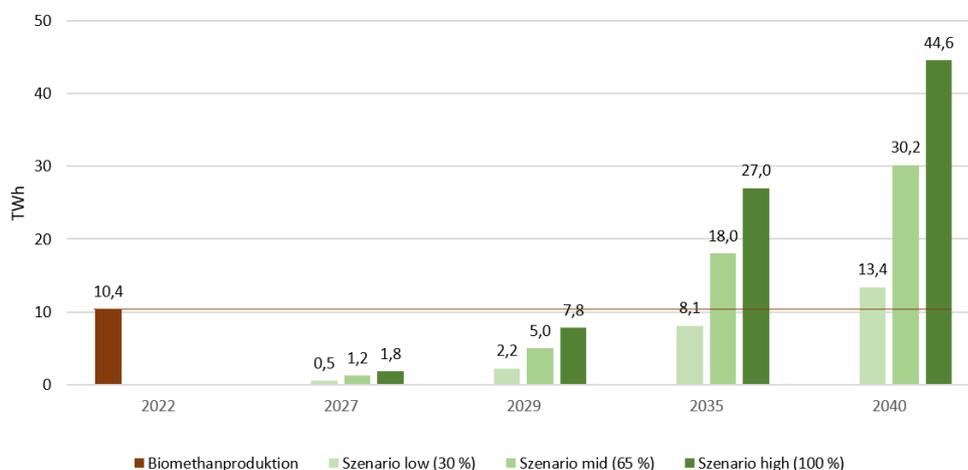
<sup>13</sup> Siehe: Golz, Romanov, Delidon (2023), [Aufbau der deutsch-ukrainischen Biomethan-Kooperation](#).

- **Industrie mit CO<sub>2</sub>-Bedarf:** 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. Gerade Standorte, an denen auch langfristig Großkunden für CO<sub>2</sub> erwartet werden, z.B. chemische Industrie oder Anlagen zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen, sollten als potenzielle „Ankerkunden“ für Biomethan berücksichtigt werden. Insbesondere der Bedarf an fortschrittlichen Biokraftstoffen für die Defossilisierung des Flugverkehrs (ReFuelEU Aviation) birgt ein sehr großes Nachfragepotential für kohlenstoffreiche Gase wie Biomethan.
- **LNG-Importterminals:** Für den Seetransport eignen sich Kohlenwasserstoffe wie synthetisches Methan besser als reiner Wasserstoff, zumal Deutschland mit den neu gebauten LNG-Terminals bereits über eine gut ausgebaute Infrastruktur zum Methanimport über den Seeweg verfügt, sollten diese bei der Netzplanung für Biomethan berücksichtigt werden.
- **Transitleitungen:** Deutschlands Gasnetz ist in die internationale Gastransitinfrastruktur eingebunden, die auf absehbare Zeit auf Methan basiert. Die großen Transitleitungen, sollten deshalb als Potenzielle Infrastruktur zum Transport von Biomethan berücksichtigt werden.

## 5. Dezentrale Nachfrage in der Gebäudewärme

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Gasnachfrage für die Gebäudewärme mit voranschreitender Elektrifizierung sowie Ausbau der Fernwärme stark sinkt und folglich auch der Bedarf an (Niederdruck-)Verteilnetzen zur Versorgung dieser Anwendungen zurückgeht. Allerdings ist aufgrund der neuen Vorgaben im novellierten Gebäudeenergiegesetz (GEG) davon auszugehen, dass die Biomethannachfrage für die Gebäudewärme in den nächsten Jahren steigen wird, was ebenfalls bei der Netzplanung zu berücksichtigen ist.

Ein Treiber der Biomethannachfrage wird in den nächsten Jahren und Jahrzehnten vermutlich die Verpflichtung zum Einsatz von 65 Prozent Erneuerbarer Energien in neuen Heizungen sein. Mindestens dieselben Auswirkungen auf die Biomethannachfrage dürfte die Biomethan-Quote für Gaskessel haben, die zwischen 2024 und Mitte 2026 (Kommunen > 100.000 Einwohner) bzw. Mitte 2028 (Kommunen < 100.000) eingebaut werden. Die Deutsche Energieagentur schätzt die langfristige und durch das GEG angereizte Biomethannachfrage auf 13 bis 45 TWh bis 2040:<sup>14</sup>



<sup>14</sup> Siehe: Dena (2024), [Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes?](#)

## Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Florian Strippel

Referatsleiter Stromnetze und Systemdienstleistungen des Fachverband Biogas e.V.

Tel.: 08161-98468-12

Email: [florian.strippel@biogas.org](mailto:florian.strippel@biogas.org)

Dr. Guido Ehrhardt

Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V.

Tel.: 030-2758179-16

Email: [guido.ehrhardt@biogas.org](mailto:guido.ehrhardt@biogas.org)