

Kommentierung der beiden Entwürfe zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 sowie für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

Autoren

Dr. Matthias Koch
Christoph Heinemann
Tilman Hesse
Marc Stobbe
Malte Bei der Wieden
Öko-Institut e.V.

**Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir
uns einverstanden.**

Freiburg, den 30.09.2024

Kontakt

info@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	7
2.	Fragen zum Szenariorahmenentwurf Strom	8
2.1.	Haushalte	8
2.1.1.	Frage 5: Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen realistisch? Oder sollte als Alternative die Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden? Gibt es andere alternative Optionen?	8
2.2.	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Rechenzentren)	8
2.2.1.	Frage 11: Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden?	8
2.3.	Industrie	9
2.3.1.	Frage 13: Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs realistisch?	9
2.3.2.	Frage 14: Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen im Industriesektor anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden?	9
2.4.	Elektrolyse und Wasserstoff	9
2.4.1.	Frage 20: Erscheinen 4000 Volllaststunden für Elektrolyseure als Schätzwert vor einer Marktmodellierung realistisch?	9
2.4.2.	Frage 21: Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der angenommenen Elektrolyseurprojekte für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen?	10
2.5.	Lastseitige Flexibilität	10
2.5.1.	Frage 22: Ist die Abbildung der haushaltsnahen Flexibilitäten über die drei Technologieklassen (Wärmepumpen, E-PKW und Haushaltsspeicher) ausreichend differenziert?	10
2.5.2.	Frage 25: Bilden die zwei Ansätze der Lastabschaltung und -verschiebung die Möglichkeiten des industriellen Flexibilitätspotentials ausreichend ab? Sind die Annahmen zu den möglichen Prozessen und der Regionalisierung weiterhin Stand der Technik?	10
2.5.3.	Frage 26: Sollte der industrielle Stromverbrauch über die angenommenen Flexibilitätspotentiale hinaus dynamisch auf den Strommarkt reagieren anstelle feste Lastprofile zu nutzen?	10
2.6.	Fernwärme	11
2.6.1.	Frage 27: Die Elektrifizierung der öffentlichen und industriellen Fernwärmenetze wird über die Installation von Elektrokesseln und	

	Wärmepumpen erreicht. Sind die Annahmen zur Aufteilung und dem daraus folgenden Ausbau der Technologien plausibel?	11
2.7.	Wind Offshore	11
2.7.1.	Frage 29: Sollen die Annahmen des Szenario C über die Ziele des WindSeeG hinausgehen, auch wenn die Verfügbarkeit der Flächen ungewiss ist?	11
2.8.	Wind Onshore	11
2.8.1.	Frage 31: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien für realistisch?	11
2.9.	Photovoltaik	12
2.9.1.	Frage 33: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die hälftige Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll?	12
2.10.	Biomasse und Laufwasser	12
2.10.1.	Frage 34: Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen?	12
2.11.	Konventionelle Kraftwerke	12
2.11.1.	Frage 38: Ist die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke realistisch? Sollte bei der Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert werden?	12
2.11.2.	Frage 39: Ist die Annahme angemessen, dass es aufgrund eines fehlenden Wasserstoffnetzes keine Klein-KWK-Anlagen in 2045 geben wird?	12
2.12.	Speicher	13
2.12.1.	Frage 40: Sind die angenommenen Batteriespeicherleistungen und die entsprechenden Batteriespeicherkapazitäten für Kleinbatteriespeicher und Großbatteriespeicher passend?	13
2.12.2.	Frage 41: Sind die angenommenen Werte für das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung realistisch?	13
2.13.	Europäischer Rahmen	13
2.13.1.	Frage 45: Ist die Zuordnung nur eines europäischen Szenarios zur Abbildung des Auslands in allen Szenarien angemessen?	13
2.13.2.	Frage 46: Ist das Szenario „National Trends+“ das geeignetste Szenario zur Abbildung der europäischen Nachbarländer?	14
3.	Fragenkatalog des Begleitdokuments der BNetzA – Gas	15
3.1.	Ausrichtung der Szenarien	15
3.1.1.	Frage 1: 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?	15
3.1.2.	Frage 2: Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?	16

3.1.3.	Frage 3: Erachten Sie die Höhe des erwarteten Methan- und Wasserstoffbedarfs in den einzelnen Szenarien für angemessen?	16
3.1.4.	Frage 6: Sind die Studien, die die FNB dem Szenariorahmen zugrunde gelegt haben, sinnvoll gewählt oder gäbe es weitere wissenschaftliche Publikationen, die berücksichtigt werden sollten?	17
3.2.	Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit	17
3.2.1.	Frage 7: Die FNB halten es für notwendig, 2037 zusätzlich Modellierungsvarianten mit dem Fokus der Versorgungssicherheit zu betrachten, um dem Zielkonflikt zwischen Einhaltung der Klimaschutzziele und der ausreichenden Berücksichtigung der Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen (Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“). Wie bewerten Sie diese Modellierungsvarianten der FNB?	17
3.2.2.	Frage 8: Zusätzlich schlagen die FNB bei dem Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“ eine Modellierungsvariante im Erdgas für 2030 vor, um den vorübergehend steigenden Methanbedarfen Rechnung zu tragen. Aus dieser Modellierungsvariante resultierende Ausbaumaßnahmen könnten schon 2037 nicht mehr benötigt werden. Könnten marktbasierende Instrumente eine Möglichkeit darstellen, die bis 2030 prognostizierten steigenden Methanbedarfe zu berücksichtigen, ohne zusätzlichen erheblichen Netzausbau zu generieren oder sehen Sie einen anderen, sinnvolleren Ansatz?	18
3.2.3.	Frage 10: 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?	19
3.3.	Biomethan	19
3.3.1.	Frage 13: 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?	19
3.4.	Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber	20
3.4.1.	Frage 16: Wie könnte die Plausibilisierung der Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber optimiert werden?	20
3.4.2.	Frage 17: Für die Modellierungsvariante 2037 im Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“ planen die FNB eine Kürzung der Langfristprognosen um mindestens 30 % gegenüber 2024. Ist dieser Ansatz angemessen bzw. welcher Ansatz wäre sachgerechter?	20

1. Einleitung

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben am 28.06.2024 den Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick auf 2045 (Version 2025) veröffentlicht. Etwa zeitgleich haben auch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber den Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 publiziert.

Die BNetzA hat beide Entwürfe am 02.09.2024 zur Konsultation gestellt und in einem Begleitdokument Fragen an die Stakeholder*innen adressiert. Wir gehen mit dieser Kommentierung nachfolgend auf ausgewählte Fragen ein.

Einleitend möchten wir betonen, dass wir die parallele Erstellung der beiden Szenariorahmen und die Möglichkeit für eine gemeinsame Kommentierung sehr begrüßen. Aufgrund der vielfältigen Wechselwirkungen zwischen dem Stromnetz und dem Gas- bzw. Wasserstoffnetz, zum Beispiel bei den installierten Leistungen und Standorten für Elektrolyseure sowie Gas- und Wasserstoffkraftwerken, ist es richtig und wichtig, diese Annahmen aufeinander abzustimmen und gemeinsam festzulegen.

Dies gilt auch für die Verbrauchsmeldungen für neue Stromanwendungen und Wasserstoff. Hier sollten die beteiligten Netzbetreiber zusammen mit der Bundesnetzagentur ein Verfahren entwickeln, wie mögliche Doppelmeldungen für neue Stromanwendungen und Wasserstoff identifiziert und nachträglich modifiziert werden können, damit die Nachfrage nicht überschätzt wird.

Das Öko-Institut sieht den Szenarioberechnungen gespannt entgegen und steht für Rückfragen gerne zur Verfügung.

2. Fragen zum Szenariorahmenentwurf Strom

2.1. Haushalte

2.1.1. Frage 5: Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen realistisch? Oder sollte als Alternative die Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden? Gibt es andere alternative Optionen?

Einen verstärkten Einsatz von dezentralen Wasserstoffdirektheizungen in Szenariopfad A halten wir nicht für realistisch. Aus dem Abschnitt „Wärme“ (S. 42) von Kapitel 3.3.1 des Szenariorahmens geht der unterstellte Einsatz von dezentralen Wasserstoffdirektheizungen nicht direkt hervor. Dort wird der Projektionsbericht 2021 zitiert. Der aktuelle Projektionsbericht ist von 2024 und wir empfehlen sich bei den Annahmen für Szenariopfad A auf das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) zu beziehen.

Im technischen Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 wird zu dieser Thematik erläutert, dass in ausgewiesenen Wasserstoff-Ausbaugebieten der Einsatz von Wasserstoff zur dezentralen Wärmeerzeugung ab 2041 möglich sei. Der Endenergieverbrauch belaufe sich dabei bis 2045 auf 11 – 12 TWh, wobei die Deklaration von Wasserstoff-Ausbaugebieten von verschiedenen Akteuren (Stadtwerke, Netzbetreiber usw.) abhängig und die Verfügbarkeit von Wasserstoff unsicher sei¹. (S. 204)

2.2. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Rechenzentren)

2.2.1. Frage 11: Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden?

Das Vorgehen zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien ist grundsätzlich plausibel. Eine entscheidende Abgrenzung in der verwendeten Methodik besteht dabei zwischen dem zugewiesenen Projektfortschrittsstatus „Idee und Vorplanung“ (keine weitere Berücksichtigung in den Szenarien) und „Planung“ (keine, anteilige oder vollständige Berücksichtigung in den Szenarien). Diese Abgrenzung sollte detaillierter erläutert und begründet werden, da über den Projektfortschrittstatus „Planung“ ein Großteil der zusätzlichen Stromnachfrage in die Szenarien einfließt. Die Kategorie „Planung“ könnte auch unterteilt werden in „Anschlussanfrage“ und „Anschlussantrag“ und anhand dieser Aufteilung eine Zuordnung zu den Szenarien vorgenommen werden.

Wichtig ist in diesem Kontext auch, dass die Nachfrage aufgrund von Doppelmeldungen im Bereich Elektrifizierung und Wasserstoffbedarf nicht überschätzt wird. Hierzu sollten die Projektmeldungen, die in den Szenariorahmen Strom und in den Szenariorahmen Gas / H₂ eingegangen sind, miteinander verglichen werden. Es ist anzunehmen, dass Bedarfe für Strom und Wasserstoff parallel gemeldet und Anschlussanfragen gestellt wurden, um sich für die Zukunft abzusichern und beide Optionen offen zu halten. Bei Projektmeldungen im Bereich von Niedertemperaturwärme ist es beispielsweise wahrscheinlicher, dass diese eher mit Strom als mit Wasserstoff erzeugt werden.

¹ Umweltbundesamt (Herausgeber): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024), Juni 2024; https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf

2.3. Industrie

2.3.1. Frage 13: Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs realistisch?

Neben der Zunahme des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung sollte auch die Abnahme des Stromverbrauchs durch Effizienzsteigerung berücksichtigt und ausgewiesen werden.

Auch wenn die getroffene Annahme, dass „die heutigen Produktionsstandorte erhalten bleiben und eine Verlagerung von Industrieproduktion ins Ausland oder innerhalb Deutschlands nicht betrachtet wird“ (S. 48), nachvollziehbar ist, so wird dieser Fall bei einzelnen Unternehmen dennoch eintreten. Etwaige Informationen zu Standortschließungen oder Verlagerungen, wie sie zum Beispiel auch durch den Import von Vorprodukten wie Ammoniak oder Eisenschwamm entstehen, sollten im Rahmen des zweijährigen Turnus zur Erstellung des Szenariorahmens in die Fortschreibung des industriellen Stromverbrauchs einfließen.

Gleiches gilt für industrielle Neuansiedlungen, die sich unter anderem auch aufgrund der hohen EE-Potenziale zunehmend in Nord- und Ostdeutschland ansiedeln (z.B. Tesla in Brandenburg oder Northvolt in Schleswig-Holstein).

2.3.2. Frage 14: Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen im Industriesektor anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden?

Wir halten das methodische Vorgehen, in Szenario A nur Projekte mit einem fortgeschrittenen Planungsstand (und keine Projekte aus der Kategorie „Planung“) aufzunehmen für gut. Für das Szenario B schlagen wir vor, nur 50% der Leistung aus der Kategorie „Planung“ zu unterstellen, wie es auch bei den Rechenzentren der Fall ist. In Kombination mit der vollständigen Berücksichtigung aller Meldungen (aus der Kategorie „Planung“) im Szenario C wird dann die Unsicherheit hinsichtlich der Realisierung der gemeldeten Projekte breit abgebildet.

Unabhängig von der jeweiligen Berücksichtigung der Projektmeldungen aus der Kategorie „Planung“ entlang der Szenarien A, B und C sollten alle Projektmeldungen für eine zusätzliche Elektrifizierung mit den Projektmeldungen für einen zukünftigen Wasserstoffbedarf miteinander verglichen und kritisch hinterfragt werden. Es ist aus Sicht der Industrieunternehmen naheliegend und nachvollziehbar, zunächst zweigleisig Bedarfe anzumelden, um für beide Wege der Dekarbonisierung offen zu bleiben. Dies sollte dann aber nicht dazu führen, dass der zusätzliche Strombedarf und der zukünftige Wasserstoffbedarf in Summe überschätzt wird, da dies zu einem überdimensionierten Ausbau beider Infrastrukturen (Stromnetz und Wasserstoffnetz) führen würde.

2.4. Elektrolyse und Wasserstoff

2.4.1. Frage 20: Erscheinen 4000 Volllaststunden für Elektrolyseure als Schätzwert vor einer Marktmodellierung realistisch?

Ja.

2.4.2. Frage 21: Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der angenommenen Elektrolyseurprojekte für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen?

Wichtig ist uns in diesem Kontext, dass dem Standortkriterium „Abwärmenutzung“ ein hoher Stellenwert beigemessen wird. Idealerweise orientieren sich die Standorte für Elektrolyseure auch an der Möglichkeit, die Abwärme in Wärmenetze einspeisen zu können.

2.5. Lastseitige Flexibilität

2.5.1. Frage 22: Ist die Abbildung der haushaltsnahen Flexibilitäten über die drei Technologieklassen (Wärmepumpen, E-PKW und Haushaltsspeicher) ausreichend differenziert?

Wärmepumpen, E-PKW und Haushaltsspeicher stellen sicherlich die größten Einzeltechnologien für Flexibilität in Haushalten dar. Ergänzend dazu könnte noch eine vierte Gruppe gebildet werden, die den zeitvariablen Stromverbrauch von Großgeräten (insbesondere Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner) sowie manuelles Lastmanagement durch Verhaltensänderung in Kombination mit dynamischen Stromtarifen, beinhaltet.

2.5.2. Frage 25: Bilden die zwei Ansätze der Lastabschaltung und -verschiebung die Möglichkeiten des industriellen Flexibilitätspotentials ausreichend ab? Sind die Annahmen zu den möglichen Prozessen und der Regionalisierung weiterhin Stand der Technik?

Nachfrageseitige Flexibilität kann von industriellen Stromkunden dadurch bereitgestellt werden, indem sie entweder den Stromverbrauch zeitlich verschieben (Lastverlagerung) oder den Stromverbrauch reduzieren (Lastabschaltung, d.h. es findet keine Lasterhöhung zu einem späteren Zeitpunkt statt). Die zwei Ansätze der Lastabschaltung und -verschiebung bilden somit die Möglichkeiten des industriellen Flexibilitätspotentials ausreichend ab.

Das Potenzial für nachfrageseitige Flexibilität hängt dabei von verschiedenen Einflussfaktoren ab. Dabei gilt, je länger die Vorlaufzeit bis zur Aktivierung der Flexibilität und je kürzer die anschließende Bereitstellungsdauer, desto höher ist Flexibilitätspotenzial (und umgekehrt). Darüber hinaus ist auch die Auslastung der Anlage entscheidend. Für die Bereitstellung von Lastverlagerung ist eine gewisse Überkapazität erforderlich, damit die Stromnachfrage auch nachgeholt bzw. erhöht werden kann. Bei hoch ausgelasteten Anlagen ist das Flexibilitätspotenzial deshalb asymmetrisch: das Potenzial für Lastreduktion ist größer als für Lasterhöhung.

Im Szenariorahmen sollten zur besseren Einordnung der dort genannten Potenziale noch folgende Informationen ergänzt werden: Vorlaufzeit bis zur Aktivierung, Bereitstellungsdauer, positives und negatives Potenzial bei Lastverschiebung.

2.5.3. Frage 26: Sollte der industrielle Stromverbrauch über die angenommenen Flexibilitätspotentiale hinaus dynamisch auf den Strommarkt reagieren anstelle feste Lastprofile zu nutzen?

Das Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich beschreibt einen Mechanismus, wie für stromintensive Betriebe ein zusätzlicher Flexibilitätsanreiz gesetzt werden könnte. Hierbei sollen die Netzentgelte das Preissignal der

Strombörse verstärken. Von daher ist davon auszugehen, dass ein dynamisches Verhalten von Industriekunden auf Marktsignale zunehmen wird.

2.6. Fernwärme

2.6.1. **Frage 27: Die Elektrifizierung der öffentlichen und industriellen Fernwärmenetze wird über die Installation von Elektrokesseln und Wärmepumpen erreicht. Sind die Annahmen zur Aufteilung und dem daraus folgenden Ausbau der Technologien plausibel?**

Die im Szenariorahmen getroffenen Annahmen orientieren sich an der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“, die zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch nicht veröffentlicht ist.

Es fällt auf, dass die angenommene Leistung für Großwärmepumpen und in der Folge auch die damit einhergehende Stromnachfrage vergleichsweise gering ist. Die BMWK Langfristszenarien 3 weisen für das Jahr 2045 eine Wärmeerzeugung von 91 TWh (Szenario O45-Strom) bis 109 TWh (Szenario O45-H₂) durch Großwärmepumpen aus. Bei einem COP 3 entspricht dies einer Stromnachfrage von etwa 30 TWh bis 35 TWh.

Die getroffenen Annahmen zur installierten Leistung von Großwärmepumpen sollten überprüft und ggf. erhöht werden.

2.7. Wind Offshore

2.7.1. **Frage 29: Sollen die Annahmen des Szenario C über die Ziele des WindSeeG hinausgehen, auch wenn die Verfügbarkeit der Flächen ungewiss ist?**

Aufgrund von Abschattungseffekten bei einem starken Ausbau von Wind offshore in der Nordsee in Deutschland, Dänemark und den Niederlanden geht der aktuelle Szenariorahmen nur noch von durchschnittlichen Volllaststunden in Höhe von 3.400 h aus. Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 (Version 2023) wurden noch 4.000 Volllaststunden unterstellt. Durch die geringeren Volllaststunden nimmt die Wirtschaftlichkeit von Wind offshore Anlagen ab und der Effizienzvorteil von Wind offshore Anlagen geht im Vergleich zu Wind onshore Anlagen zurück. Dieser Effekt wird noch zusätzlich verstärkt, in dem die unterstellten Volllaststunden für Wind onshore Anlagen aufgrund von technologischem Fortschritt von 2.400 / 2.500 h im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick auf 2045 (Version 2023) auf 2.600 / 2.700 h im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens angestiegen sind.

Vor diesem Hintergrund sollten die Annahmen des Szenario C nicht über die Ziele des WindSeeG hinausgehen. Stattdessen sollte die dann fehlende Erzeugungsleistung von Wind offshore zu Wind onshore verlagert und idealerweise in Süddeutschland zugebaut werden.

2.8. Wind Onshore

2.8.1. **Frage 31: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien für realistisch?**

Wir halten das Ausbauziel für Wind onshore in Höhe von mindestens 160 GW bis 2040 für absolut notwendig und auch erreichbar. Eine wichtige Einflussgröße für die Dimensionierung des Netzausbaus spielt dabei die Regionalisierung innerhalb Deutschlands. Es wäre wichtig im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse zu sehen, inwieweit ein stärkerer Ausbau der Windenergie in Süddeutschland

den Ausbau der Übertragungsnetze reduzieren würde. Dieser Zusammenhang wird im Netzentwicklungsplan nicht ausreichend thematisiert.

2.9. Photovoltaik

2.9.1. Frage 33: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die hälftige Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll?

Ja.

2.10. Biomasse und Laufwasser

2.10.1. Frage 34: Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen?

Wir halten die angenommene Reduzierung der Leistung für angemessen und teilen die dargelegte Argumentation zu den bestehenden Nutzungskonkurrenzen für Biomasse. Die Stromerzeugung aus Anbaubiomasse ist im Vergleich zu einer PV-Freiflächenanlage deutlich flächenintensiver und mit höheren Kosten verbunden². Zur Stromerzeugung aus Biogas sollten vorwiegend biogene Rest- und Abfallstoffe, wie Gülle oder kommunale Bioabfälle, verwendet werden.

2.11. Konventionelle Kraftwerke

2.11.1. Frage 38: Ist die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke realistisch? Sollte bei der Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert werden?

Die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke ist im Vergleich zu den BMWK Langfristszenarien³ eher gering. Im Langfristszenario O45-Strom steigt die installierte Leistung von Wasserkraftwerken auf bis zu 81 GW in 2045 an, im Langfristszenario O45-H₂ entspricht sie mit 60 GW in etwa der unterstellten Leistung in den NEP-Szenarien. Von daher könnte in den NEP-Szenarien auch eine Spreizung von 60 bis 80 GW unterstellt werden. Der Vergleich mit den BMWK Langfristszenarien sollte auch für Wasserkraftwerke vorgenommen werden, analog zu den Abbildungen 4 bis 8 im Szenariorahmen.

2.11.2. Frage 39: Ist die Annahme angemessen, dass es aufgrund eines fehlenden Wasserstoffnetzes keine Klein-KWK-Anlagen in 2045 geben wird?

Grundsätzlich ja. In der Nähe von H₂-Großverbrauchern bzw. in ausgewiesenen Wasserstoff-Ausbaugebieten ist es jedoch denkbar, dass dort auch kleinere Verbraucher wie Klein-KWK-Anlagen an das Wasserstoffnetz mit angeschlossen werden können.

² Jonas Böhm (2023): Vergleich der Flächenenergieerträge verschiedener erneuerbarer Energien auf landwirtschaftlichen Flächen – für Strom, Wärme und Verkehr; <https://buel.bmel.de/index.php/buel/article/view/462>

³ <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/65050/f1e26a1fb8c16a5c91c714f39d0f8244>

2.12. Speicher

2.12.1. Frage 40: Sind die angenommenen Batteriespeicherleistungen und die entsprechenden Batteriespeicherkapazitäten für Kleinbatteriespeicher und Großbatteriespeicher passend?

Das Verhältnis von Leistung Kleinbatteriespeicher zu Leistung PV-Dachanlagen liegt in den Szenarien zwischen 25 % im Szenario A 2037 und 32 % im Szenario B 2045. In den letzten fünf Jahren ist dieses Verhältnis von jährlichem Zubau an Kleinbatteriespeichern zu jährlichem Zubau an PV-Dachanlagen deutlich angestiegen und die Entwicklung ist von einer hohen Dynamik geprägt. Zuletzt lag das Verhältnis für den Zubau im Jahr 2023 bei 39 %. Vor dem Hintergrund dieser hohen Dynamik erscheinen die angenommenen Batteriespeicherleistungen für Kleinbatteriespeicher plausibel. Dynamische Stromtarife können den Nutzen von Kleinbatteriespeicher zudem weiter erhöhen.

Bei Großbatteriespeichern sollten die installierten Leistungen aufgeschlüsselt nach den vier Kategorien zum zugewiesenen Projektfortschritt ausgewiesen werden (vergleichbar zu den neuen Stromverbrauchern in Abbildung 11 des Szenariorahmens). Das dortige Vorgehen sollte auch für den Zubau an Großbatteriespeichern angewendet werden: In Szenario A nur Projekte mit einem fortgeschrittenen Planungsstand (und keine Projekte aus der Kategorie „Planung“), für das Szenario B dann 50% der Leistung aus der Kategorie „Planung“ und in Szenario C dann 100%. Dadurch wird die Unsicherheit hinsichtlich der Realisierung der gemeldeten Projekte über die Breite der Szenarien abgebildet.

2.12.2. Frage 41: Sind die angenommenen Werte für das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung realistisch?

Das Marktstammdatenregister weist für Kleinbatteriespeicher ein Verhältnis von Speicherkapazität zu installierter Leistung in Höhe von 1,6 aus (Durchschnitt aller 1,5 Millionen Kleinbatteriespeicher). Vor diesem Hintergrund erscheint die im Szenariorahmen getroffene Annahme von 2,5 als vergleichsweise hoch angesetzt. Wir schlagen vor, zunächst den heutigen Wert fortzuschreiben und ihn bis zum Szenariojahr 2037 auf 2,0 ansteigen zu lassen. Da sich die Speicherkapazität bei Kleinbatteriespeichern auch an der Stromnachfrage der Haushalte orientiert, würden wir den Wert dann auch für das Szenariojahr 2045 bei 2,0 belassen.

Für Großbatterien weist das Marktstammdatenregister ein Verhältnis von Speicherkapazität zu installierter Leistung in Höhe von 1,3 aus (Durchschnitt aller rund 240 Großbatteriespeicher). Für die im Zeitraum September 2024 bis September 2027 geplanten Großbatterien liegt das Verhältnis bei 2,0. Ein weiterer Anstieg dieses Parameters erscheint für Großbatterien plausibel. Inwieweit ein Anstieg auf 4,0 realistisch ist, können wir nicht beurteilen.

2.13. Europäischer Rahmen

2.13.1. Frage 45: Ist die Zuordnung nur eines europäischen Szenarios zur Abbildung des Auslands in allen Szenarien angemessen?

Ja. Eine Variation des europäischen Szenarios würde die in den NEP-Szenarien hinterlegten Variationen überlagern (d.h. verstärken oder abschwächen) und die Auswertung und Interpretation der Modell- und Simulationsergebnisse deutlich erschweren.

2.13.2. Frage 46: Ist das Szenario „National Trends+“ das geeignetste Szenario zur Abbildung der europäischen Nachbarländer?

Ja.

3. Fragenkatalog des Begleitdokuments der BNetzA – Gas

3.1. Ausrichtung der Szenarien

3.1.1. Frage 1: 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?

Diesen Ansatz begrüßen wir: Der Netzentwicklungsplan Gas/H₂ als zentrales Strategiedokument der langfristigen Planung der Netzinfrastruktur darf nicht unabhängig oder sogar konträr sein zu den klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung. Die Orientierung an den Langfristszenarien des BMWK ist aus unserer Sicht prinzipiell dafür gut geeignet.

- Bevorzugung aktueller Szenarien zur Wasserstoffnutzung: Wir empfehlen das Szenario O45-H₂ anstelle von T45-H₂. Die Annahmen zur Wasserstoffnutzung in der dezentralen Wärmeerzeugung sind dort niedriger, erscheinen aber realistischer.⁴
- Bedenken zu T45-H₂ und T45-RedEff: Diese Szenarien sind möglicherweise nicht mit den Effizienzzielen der Bundesregierung und den EU-Vorgaben (Efficiency First Principle⁵) vereinbar. Stattdessen könnten die Szenarien von Agora⁶, Ariadne-Remind⁷, Ariadne-Remod⁸, BDI⁹ oder DENA¹⁰ herangezogen werden, da sie eine realistischere Bandbreite hinsichtlich der klima- und energiepolitischen Ziele aufweisen und die Effizienzziele der Bundesregierung berücksichtigen. Die genannten Szenarien weisen insgesamt einen deutlich geringeren Wasserstoffbedarf auf. Aus diesem Grund wird empfohlen, sich für die genannten Szenarien zu entscheiden oder bei den Langfristszenarien T45-RedGas anstelle von T45-RedEff zu wählen, da diese realistischer und einfacher vereinbar mit den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung sind.
- Das von den FNB ergänzte Szenario „Versorgungssicherheit“ weist sehr viel höhere Methan- und Wasserstoffbedarfe auf als die oberste Bandbreite der gewählten wissenschaftlichen Szenarien. Die Annahme des Wasserstoffbedarfs erscheint wenig plausibel. Es stellt sich die Frage, woher dieser Wasserstoff stammen könnte und zu welchem Preis er verfügbar wäre. Der prognostizierte Ausbau der Produktion bis zum Jahr 2037 ist nicht realistisch, zudem steht der angenommene Methanbedarf im Widerspruch zu den Klimazielen.
 - Die Analyse der Methanbandbreite für das Jahr 2037 ergibt, dass die ausgewählten Szenarien einen Methanbedarf von 271 bis 332 TWh veranschlagen, während das Szenario 4 der FNB einen Bedarf von 450 bis 600 TWh vorsieht.
 - Die ausgewählten Szenarien legen einen Wasserstoffbedarf zwischen 111 und 317 TWh nahe. Das T45-H₂-Szenario sieht dabei 67 TWh im Gebäudesektor vor, mit einer Projektion von 107 TWh bis 2045. Die eingeschränkte Verfügbarkeit sowie das

⁴ <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gasnetze.php>

⁵ Efficiency First Principle (EED) bezieht sich auch auf Systemeffizienz. Eine strombasierte Volkswirtschaft ist immer effizienter als eine wasserstoffbasierte.

⁶ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf

⁷ https://publications.pik-potsdam.de/rest/items/item_26056_9/component/file_29864/content

⁸ https://publications.pik-potsdam.de/rest/items/item_26056_9/component/file_29864/content

⁹ https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve

¹⁰ https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf

Preisrisiko lassen die Anwendung von Wasserstoff im Gebäudesektor als wenig geeignet erscheinen. Zum einen wird Wasserstoff vornehmlich in Bereichen ohne alternative Möglichkeiten der Dekarbonisierung benötigt. Zum anderen bietet der Gebäudesektor aufgrund des potenziellen Preises von Wasserstoff sehr wahrscheinlich deutlich kostengünstigere Alternativen.

- Die Realisierung der Szenarien T45-H₂ und S4 („Versorgungssicherheit“) birgt das Risiko von sogenannten Lock-Ins und Stranded Assets in der fossilen Gasinfrastruktur.
- Für die Klima- und Effizienzziele würde Szenario 4 einen Stillstand der Energiewende und eine klare Verfehlung der Klimaziele bedeuten.

3.1.2. Frage 2: Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?

Die Spannweite der dargestellten Szenarien erscheint insgesamt als zu großzügig dimensioniert. Insbesondere beim Wasserstoff zeigen die Szenarien signifikante Abweichungen. Das T45-H₂-Szenario unterscheidet sich erheblich von anderen Szenarien und berücksichtigt dabei nur unzureichend potenzielle Effizienzverbesserungen. Des Weiteren bleibt die Herkunft des Wasserstoffs unbestimmt, was Bedenken hinsichtlich der Verfügbarkeit und Preisentwicklung aufwirft, insbesondere bei einer starken Forcierung des Einsatzes von Wasserstoff.

Des Weiteren erscheint der prognostizierte Wasserstoffbedarf in privaten Haushalten und im Gewerbe mit 107 TWh im T45-H₂-Szenario fragwürdig. Die Annahmen zur Elektrifizierung im Gebäudesektor sind gering, während der industrielle Wasserstoffbedarf mit 437 TWh ebenfalls eine geringe Elektrifizierung aufweist. Diese wirft zudem die Frage auf, weshalb der Wasserstoffbedarf in der Industrie bis 2045 mehr als doppelt so hoch sein sollte wie der Methanbedarf im Jahr 2022. Dies impliziert, dass nahezu alle gas- und ölgestützten Prozesse durch Wasserstoff ersetzt werden müssten, ohne dass signifikante Fortschritte bei der Elektrifizierung oder der Effizienz erzielt würden.

Des Weiteren zeigt das von den FNB ergänzte Szenario zur Versorgungssicherheit sowohl beim Methan- als auch beim Wasserstoffbedarf eine deutlich höhere Leistungsabgabe als die gewählten Szenarien, was ebenfalls als unrealistisch zu erachten ist.

3.1.3. Frage 3: Erachten Sie die Höhe des erwarteten Methan- und Wasserstoffbedarfs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

- Die Höhe des in den einzelnen Szenarien prognostizierten Methan- und Wasserstoffbedarfs wird von uns als unangemessen erachtet. Im Szenario 4 wird für das Jahr 2037 ein deutlich höherer Methanbedarf prognostiziert als mit den Klimazielen vereinbar wäre. Diesbezüglich ist insbesondere ein Vergleich mit dem "Mit-Maßnahmen-Szenario" des Projektionsberichts 2024 aufschlussreich, welches einen Rückgang des fossilen Erdgasverbrauchs auf etwa 300 TWh/a bis 2035 prognostiziert. Demnach erscheint der Bedarf in Szenario 4 überhöht und nicht realistisch.¹¹
- Des Weiteren wird der Wasserstoffbedarf im T45-H₂-Szenario als zu hoch erachtet, insbesondere in den Sektoren Gebäude und Verkehr. Diese Entwicklung steht im Widerspruch zu den von der Bundesregierung und der EU definierten Zielen hinsichtlich der Energieeffizienz. Eine übermäßige Nutzung von Wasserstoff in diesen Bereichen birgt das Risiko signifikanter

¹¹ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf S. 101

Kostensteigerungen für die Endverbraucher, was wiederum wirtschaftliche und soziale Herausforderungen nach sich ziehen könnte. Außerdem erscheint die Prämisse, dass der Wasserstoff zu einem wirtschaftlichen Preis in den erforderlichen Mengen verfügbar sein wird, unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen zweifelhaft.

- Außerdem ist zu hinterfragen, auf welcher Grundlage die angenommenen Preise für den Wasserstoff in den ausgewählten Szenarien basieren. Der Preis ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, wobei der Preis selbst einen erheblichen Einfluss auf die Nutzung hat, insbesondere wenn es Alternativen gibt. Sollte der Preis als zu hoch erachtet werden, ist mit einer deutlich geringeren Nutzung von Wasserstoff in diesen Bereichen im Vergleich zu den Annahmen für T45-H₂ zu rechnen. In unserer Gasstudie haben wir die Annahmen zu den Wasserstoffpreisen in verschiedenen Szenarien gegenübergestellt.¹² Während in den Szenarien von Agora und Ariadne-Remind ein Wasserstoffpreis zwischen 125 – 240 €/MWh angenommen wurde, wurde in dem T45H₂-Szenario ab 2030 ein Wasserstoffpreis von 80 €/MWh angenommen. Dieser geringere Preis in den Langfristszenarien könnte jedoch in der Modellierung dazu geführt haben, dass die Wasserstoffbedarfe überschätzt wurden, da der Energieträger möglicherweise deutlich günstiger geschätzt wurde, als er real verfügbar sein wird.

3.1.4. Frage 6: Sind die Studien, die die FNB dem Szenariorahmen zugrunde gelegt haben, sinnvoll gewählt oder gäbe es weitere wissenschaftliche Publikationen, die berücksichtigt werden sollten?

- In dem vorliegenden Szenariorahmen wurden bei der Auswahl eine Reihe von potenziellen Alternativen, wie bereits erwähnt, nicht berücksichtigt, darunter die Studien von Ariadne, Dena und BDI. Die genannten Studien prognostizieren einen Wasserstoffbedarf von ca. 120 TWh bis 450 TWh bis 2045 (Vgl. Gasstudie, S. 35)¹³. Demgegenüber stellt das T45-H₂-Szenario mit einem Wert von fast 700 TWh einen extremen Ausreißer dar, der im Vergleich als sehr unrealistisch erscheint, insbesondere hinsichtlich Verfügbarkeit und Preis.
- Die Ariadne-Remod, die Agora und die BDI-Studien bspw., welche eine kostenoptimierte Modellierung vornehmen, und zu dem Schluss kommen, dass der Bedarf an Wasserstoff und Methan deutlich geringer ausfallen wird, stellt daher eine sinnvolle Alternative und möglicherweise eine realistischere Abbildung zur Erreichung der Klimaziele dar.

3.2. Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit

3.2.1. Frage 7: Die FNB halten es für notwendig, 2037 zusätzlich Modellierungsvarianten mit dem Fokus der Versorgungssicherheit zu betrachten, um dem Zielkonflikt zwischen Einhaltung der Klimaschutzziele und der ausreichenden Berücksichtigung der Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen (Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“). Wie bewerten Sie diese Modellierungsvarianten der FNB?

- Kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit mit Gas ist auch aus unserer Sicht wichtig. 2037 ist jedoch bereits ein langfristiger Planungshorizont. Versorgungssicherheit darf aber nicht als Alibi dienen für Lock-Ins und stranded assets in fossile Infrastruktur. Die Auswirkungen verschiedener Klimaschutz-Politiken (v.a. hohe CO₂-Preise im Zuge des EU ETS-2) auf

¹² <https://www.oeko.de/projekte/detail/metastudie-zum-erdgas-phase-out/> S.16

¹³ <https://www.oeko.de/projekte/detail/metastudie-zum-erdgas-phase-out/> S.35

die Nachfrage nach fossilem Erdgas scheint in der Abschätzung der Methanbedarfe der Netzbetreiber nur unzulänglich berücksichtigt zu sein. Eine technische Verfügbarkeit von fossilem Gas und Wasserstoff ist das eine, ob der Einsatz der beiden Energieträger wirtschaftlich sinnvoll ist das andere. Versorgungssicherheit ist daher nur ein Aspekt des höheren Ziels Verbraucherschutz für industrielle und private Endkunden. Szenario 4 steht im krassen Kontrast zu den klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung und stellt eine Gefahr für den Schutz von Verbraucher*innen dar. Durch das Gegenüberstellen zu den Klimaneutralitätsszenarien suggeriert Szenario 4 einen gleichberechtigten Lösungsraum. Das sehen wir sehr kritisch.

- Die Annahme höherer Versorgungssicherheit geht in der Regel mit einer größeren Abhängigkeit von Importen einher. Es stellt sich die Frage, ob eine Verbesserung der Versorgungssicherheit nicht einfacher und kostengünstiger durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien und die Elektrifizierung erreicht werden könnte. Dies würde zu einer Verringerung der Anfälligkeit für Preisschwankungen und Krisen, wie sie beispielsweise infolge des Angriffskriegs auf die Ukraine beobachtet wurden, führen. Zudem kann der Gesetzgeber den Ausbau erneuerbarer Stromproduktion in Deutschland direkt beeinflussen, während der Ausbau von Wasserstoffproduktionskapazität im (ggf. europäischen) Ausland nur geringfügig beeinflusst werden kann.
- Der Einsatz von Methan und Wasserstoff wird im vorgeschlagenen Szenario 4 weiterhin umfassend gefördert, was jedoch eine deutliche Abweichung von den meisten Klimaschutzszenarien darstellt. Aufgrund des höheren Verbrauchs von Methan wäre es erforderlich, in anderen Bereichen eine wesentlich stärkere Reduktion von Emissionen zu erreichen, um die Klimaziele dennoch zu erreichen.

3.2.2. Frage 8: Zusätzlich schlagen die FNB bei dem Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“ eine Modellierungsvariante im Erdgas für 2030 vor, um den vorübergehend steigenden Methanbedarfen Rechnung zu tragen. Aus dieser Modellierungsvariante resultierende Ausbaumaßnahmen könnten schon 2037 nicht mehr benötigt werden. Könnten marktbasierende Instrumente eine Möglichkeit darstellen, die bis 2030 prognostizierten steigenden Methanbedarfe zu berücksichtigen, ohne zusätzlichen erheblichen Netzausbau zu generieren oder sehen Sie einen anderen, sinnvolleren Ansatz?

- Nachfrageanreize: In Kapazitätsmärkten könnten Anreize geschaffen werden, um die Nachfrage gezielt zu steuern und damit Netzengpässe zu reduzieren. Unternehmen könnten dafür belohnt werden, in Zeiten hoher Nachfrage ihren Energieverbrauch zu reduzieren oder auf alternative Energiequellen zu wechseln
- Verstärkung der Energieeffizienz: Ein anderer Ansatz wäre die Erhöhung der Energieeffizienz im Erdgasverbrauch, insbesondere im industriellen und gewerblichen Bereich. Durch verbesserte Technologien und effizientere Prozesse könnte der Methanbedarf insgesamt reduziert werden, was den Druck auf die Gasnetze verringern würde und die Erreichung der Klimaziele beschleunigen würde bzw. zu Erreichung ohnehin notwendig ist

3.2.3. **Frage 10: 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?**

- Flexibilitätsinstrumente auf dem Gasmarkt könnten genutzt werden, um die Nachfrage dynamischer zu steuern und Spitzenlasten effizienter zu bewältigen. Dies könnte den Ausbau von Infrastruktur reduzieren und gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhöhen
- Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Gasverbrauch sowie Lastmanagement-Strategien können helfen, die Nachfrage während Spitzenlastzeiten zu senken.
- Eine stärkere CO₂-Bepreisung und Kohlenstoffabgaben könnten wirtschaftliche Anreize schaffen, schneller auf erneuerbare Energien und Gase umzusteigen. Dies könnte gleichzeitig den fossilen Gasverbrauch verringern und Investitionen in klimaneutrale Technologien fördern.
- Es ist Konsens, dass nicht die gesamte derzeitige Gasverteilnetzinfrastruktur für den Einsatz von Wasserstoff umgerüstet werden wird. Das bedeutet, dass Teilnetze stillgelegt werden müssen. Für diesen Prozess gibt es noch keinen strategischen Fahrplan. Auf lokaler Ebene sollte die Stilllegung von Gasverteilnetzen vorangetrieben werden (siehe z.B. Niederlande und Dänemark), um Verbraucher*innen vor steigenden Netzkosten zu schützen und Lock-In-Effekte zu vermeiden. Dazu bietet die kommunale Wärmeplanung einen Anknüpfungspunkt.
- Es wäre erforderlich, die gesetzliche Anschlusspflicht der Netzbetreiber aufzuheben und ihnen gleichzeitig die Möglichkeit zu geben, bestehende Gasanschlüsse – mit entsprechender Vorankündigung und einem angemessenen Handlungszeitraum – schrittweise zu kapfen. Dies eröffnet den Weg für die sukzessive Etablierung gasfreier Gebiete im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung. Vorbilder hierfür sind die Praxis in den Niederlanden, wo diese Umstellung bereits erfolgreich umgesetzt wird, oder die Umsetzung im Kanton Basel-Stadt in der Schweiz.

3.3. Biomethan

3.3.1. **Frage 13: 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?**

- Die Einspeisung von Biomethan sollte orientiert sein an dem national nachhaltig verfügbaren Potenzial, d.h. Flächennutzungskonflikte müssen berücksichtigt werden; letztlich muss die angekündigte Biomassestrategie der Bundesregierung den Rahmen hierfür setzen.
- Im Rahmen einer wissenschaftlichen Studie, welche durch das ifeu, das Öko-Institut, die ITG Dresden sowie die Stiftung Umweltenergierecht durchgeführt wurde, wurde ein technisches Potenzial von maximal 90 TWh Biomethan plus ca. 15 TWh durch Importe identifiziert. Gegenstand der Studie war das Gebäudeenergiegesetz sowie die EPBD.¹⁴

¹⁴ https://www.bbik.de/fileadmin/Dateien/oeffentlich/01_Dokumente_und_Dateien/03_Veranstaltungen/04_PSV_nach_der_Veranstaltung/231012_Marita_Klempnow_heizen-mit-65-prozent-erneuerbaren-energien-1.pdf S.18

- Andere EU-Länder aus denen ggf. Biomethan importiert werden könnte, setzen z.T. stark auf diesen Energieträger, so dass in diesen Ländern nicht mit großen Exportmengen an Biomethan zu rechnen ist. Dies gilt insbesondere für Österreich, Dänemark, Italien und die Niederlande, welche im Rahmen einer ECF-Studie hinsichtlich Biomethanpläne analysiert wurden. Die Studie wird im Oktober veröffentlicht. Im Rahmen einer Gegenüberstellung der von Guidhouse identifizierten Potenziale europäischer Länder¹⁵ mit den jeweiligen nationalen Plänen zeigt sich, dass die identifizierten Potenziale in einigen Fällen geringer ausfallen als die nationalen Pläne. Der großskalige Import über das nationale Erzeugungspotenzial hinaus ist daher nicht wahrscheinlich – zumindest zu heutigen Preisen.

3.4. Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber

3.4.1. Frage 16: Wie könnte die Plausibilisierung der Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber optimiert werden?

- Eine systematische Evaluierung der Prognosen könnte durch einen Abgleich der prognostizierten Gasnachfrage mit der MMS24-Prognose aus dem Projektionsbericht 2024 erfolgen. Dies gewährleistet, dass die Prognosen auf soliden, aktuellen Marktdaten und politischen Rahmenbedingungen basieren. Der MMS24 stellt eine fundierte Grundlage zur präzisen Abbildung zukünftiger Entwicklungen der Gasnachfrage sowie zur Vermeidung von Fehleinschätzungen bereit.
- Bei der Prognose der Gasnachfrage sollte zudem die mögliche Stilllegung von Gasnetzen berücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere für Gebiete, in denen keine industriellen Abnehmer von Wasserstoff zu erwarten sind. Dies erlaubt eine valide Einschätzung der Regionen, in denen die Gasinfrastruktur langfristig nicht mehr erforderlich ist. Die Maßnahme fördert eine effiziente und kostengünstige Planung, indem unnötige Investitionen in den Erhalt und Ausbau von Netzen, deren zukünftige Relevanz fraglich ist, vermieden werden.

3.4.2. Frage 17: Für die Modellierungsvariante 2037 im Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“ planen die FNB eine Kürzung der Langfristprognosen um mindestens 30 % gegenüber 2024. Ist dieser Ansatz angemessen bzw. welcher Ansatz wäre sachgerechter?

- Der Ansatz, die Langfristprognosen pauschal um 30 % zu kürzen, erweist sich als unzureichend differenziert, um den dynamischen Entwicklungen im Energiesektor gerecht zu werden. Ein sachgerechterer Ansatz bestünde in einer kontinuierlichen Aktualisierung der Prognosen, um auf technologische und politische Entwicklungen flexibel reagieren zu können. Dies könnte durch jährliche oder zweijährliche Überprüfungen der Prognosen gewährleistet werden.
- Des Weiteren erscheint es sinnvoll, anstelle einer pauschalen Kürzung intelligente Marktsignale sowie flexible Anpassungen in der Infrastrukturplanung zu berücksichtigen. Eine solche Vorgehensweise ermöglicht eine gezielte Anpassung der Infrastruktur an die tatsächliche Nachfrage, was eine effizientere und wirtschaftlichere Lösung darstellt. Der Einsatz solcher Mechanismen impliziert keine pauschale Kürzung der Versorgungssicherheit, sondern eine

¹⁵ <https://guidehouse.com/-/media/new-library/services/sustainability/documents/2024/biogases-towards-2040-and-beyond.ashx>

dynamische und bedarfsorientierte Gestaltung, um eine bessere Reaktion auf Schwankungen zu ermöglichen.