

Berlin, 30. September 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Vorbemerkungen.....	5
2	Allgemeine Anmerkungen.....	5
3	Beantwortung der Fragen aus dem Begleitdokument der BNetzA zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff	7
3.1	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?	7
3.2	Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?	7
3.3	Erachten Sie die Höhe des erwarteten Methan- und Wasserstoffbedarfs in den einzelnen Szenarien für angemessen?	8
3.4	Erachten Sie die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen elektrischer und stofflicher Energie für angemessen?	9
3.5	Wie bewerten Sie die angesetzten Kapazitäten der unterschiedlichen Netznutzer? Wurden Kapazitätsbedarfe ausreichend berücksichtigt bzw. sind diese zu hoch angesetzt?.....	9
3.6	Sind die Studien, die die FNB dem Szenariorahmen zugrunde gelegt haben, sinnvoll gewählt oder gäbe es weitere wissenschaftliche Publikationen, die berücksichtigt werden sollten?	10
3.7	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?	10

- 3.8 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? 11
- 3.9 Wäre es sinnvoll, anstatt der bisher angesetzten festen freien Kapazitäten andere feste Kapazitätsprodukte in der Modellierung im Erdgas anzusetzen, um nicht nachhaltige Ausbaumaßnahmen zu vermeiden? 12
- 3.10 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? 12
- 3.11 Bei den dynamisch zuordenbaren Kapazitäten werden unter anderem Grenzübergangspunkte als Zuordnungspunkte festgelegt. Sehen Sie auch nach dem Angriffskrieg auf die Ukraine die Liquidität der an diesen Grenzübergangspunkten liegenden virtuellen Handelspunkte weiterhin als gewährleistet an? 12
- 3.12 Die Quellenverteilung bzw. die entsprechende Entwicklung der Methankapazitäten an Grenzübergangspunkten sind maßgeblich für die Modellierung. Welche Projekte, die einen Einfluss auf zukünftige Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten haben könnten, sollten aus Ihrer Sicht insoweit Berücksichtigung finden? 13
- 3.13 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? 13
- 3.14 Gegenüber den Kraftwerksanfragen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 haben sich die Anträge nach §§ 38/39 GasNZV mit einer Summe von rund 46 GWh/h nahezu verdoppelt. Ist eine solche

- Steigerung ein sinnvoller Planungsansatz? Eine Möglichkeit, die dadurch gestiegenen Methanbedarfe abzumildern, könnte eine Clusterung der Kraftwerkskapazitäten sein. Halten Sie diesen Ansatz für gerechtfertigt? 14
- 3.15 Ist die Auswahl der Zuordnungspunkte, die für die jeweiligen Kraftwerke gewählt wurden, aus Ihrer Sicht nachvollziehbar? 15
- 3.16 Wie könnte die Plausibilisierung der Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber optimiert werden?..... 15
- 3.17 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? 16
- 3.18 Elektrolyseure: Zur Regionalisierung der in den szenarienbasierten Modellierungsvarianten angesetzten H₂-Einspeiseleistungen planen die FNB eine räumliche Verteilung auf die Projektstandorte aus der Großverbraucherabfrage. Dadurch wird die Leistung der einzelnen Projekte je nach Szenario gekürzt bzw. erhöht. Ist dieser Ansatz gerechtfertigt bzw. welcher Ansatz wäre sachgerechter?..... 16
- 3.19 Welche Voraussetzungen hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit sollten aus Ihrer Sicht gegeben sein, damit ein in der Großverbraucherabfrage gemeldetes Projekt im Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff berücksichtigt werden kann? 17

1 Vorbemerkungen

Deutschland strebt an, bis 2045 klimaneutral zu werden, was eine umfassende Umgestaltung des Energiesystems erfordert. Ein Bestandteil dieser Transformation ist der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Um einen effizienten Markthochlauf von Wasserstoff sicherzustellen, soll das künftige Wasserstoffnetz überwiegend aus dem bestehenden Gasnetz entwickelt werden. Gleichzeitig braucht es in der Übergangszeit weiterhin ein Fernleitungsnetz für den Transport von Methan. Daneben ist die Schaffung von Wasserstoffspeicherkapazitäten essenziell und im Rahmen der Netzentwicklung entsprechend zu berücksichtigen. Um die Integration beider Systeme zu gewährleisten, ist eine koordinierte Planung der Gas- und Wasserstoffnetze notwendig. Dafür hat die Bundesregierung in den letzten Monaten durch Gesetzesänderungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Grundlage geschaffen. Deshalb birgt der mit der Veröffentlichung des Szenariorahmens gestartete Netzentwicklungsprozess 2025-2037/2045 zahlreiche Neuerungen.

So wurde mit der Novellierung des EnWG am 29. November 2023 der Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes eingeleitet, während die Novelle vom 16. Mai 2024 eine fortlaufende Weiterentwicklung dieses Netzes in Verbindung mit dem Methan-Netz festlegt. Ab 2025 erstellen die Fernleitungsnetzbetreiber hierfür alle zwei Jahre einen integrierten Netzentwicklungsplan für Gas und Wasserstoff, dem ein gemeinsamer Szenariorahmen zugrunde liegt.

Die integrierte Planung bietet die Chance, Synergien zwischen den Infrastrukturen zu nutzen und dadurch den Markthochlauf von Wasserstoff zu beschleunigen. Für eine umfassende sektorenübergreifende Planung müssen zudem Wechselwirkungen mit dem Stromsektor berücksichtigt werden. Daher führten die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) in Kooperation mit den Übertragungsnetzbetreibern eine Marktabfrage durch, um zukünftige Wasserstoffprojekte sowie Großverbraucher von Strom zu erfassen. Die Ergebnisse dieser Abfrage flossen in die Szenariomentwicklung ein und leisten dadurch einen wichtigen Beitrag zur Sektorenkopplung.

2 Allgemeine Anmerkungen

Der BDEW betont, dass eine Konsultationsfrist von lediglich vier Wochen für den Szenariorahmen nicht ausreicht. Als Verband leisten wir einen wesentlichen Beitrag zum Erfolg der Energiewende. In unseren Gremien diskutieren wir wertschöpfungsstufen-, sektoren-, branchen- sowie netzebenenübergreifend gemeinsam mit unseren Mitgliedsunternehmen. Dabei vermitteln wir zwischen unterschiedlichen Perspektiven und erarbeiten konstruktive und vereinende Vorschläge. Diese Prozesse erfordern Zeit. Damit die Bundesnetzagentur (BNetzA) in vollem Umfang von unserer Arbeit, unseren Strukturen und unserer Expertise profitieren kann, sollte

in Zukunft eine **Konsultationsfrist von mindestens sechs Wochen** für den Szenariorahmen eingehalten werden.

Das mit der gemeinsamen Konsultation der Szenariorahmen Strom, Gas und Wasserstoff zum Ausdruck gebrachte Bewusstsein um die Wichtigkeit einer ganzheitlichen Netztransformation bewertet der BDEW positiv. Die zeitliche Abstimmung der hierbei gesetzlich vorgeschriebenen Abläufe ist richtig und wichtig. Um potenzielle Querbezüge zwischen dem Strom- sowie dem Gassystem offenzulegen und eine szenarioübergreifende Vergleichbarkeit der verschiedenen Projektionen zu gewährleisten, sollten die getätigten Grundannahmen, die herangezogenen Referenzwerte sowie die jeweils genutzten Berechnungsmethoden allgemein nachvollziehbar und überprüfbar sein. Dass sich der Szenariorahmen Strom und der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff (H₂) in den Annahmen, aber auch in den jeweils herangezogenen Referenzwerten teils deutlich unterscheiden, erschwert den Vergleich der jeweils skizzierten Transformationspfade. Zudem sind die Unterschiede nicht klar beschrieben und es fehlt eine Erläuterung, weshalb trotz einer Abstimmung keine gemeinsamen Eingangsgrößen gewählt wurden.

Leider berücksichtigen die FNB im vorliegenden Szenariorahmen immer noch nicht den vollumfänglichen Kapazitätsbedarf ehemaliger L-Gasspeicher nach ihrer Umstellung auf H-Gas. Wegen des um ca. 10 % höheren Energiegehaltes von H-Gas gegenüber L-Gas erhöht sich der Kapazitätsbedarf des umgestellten Speichers auf energetischer Basis (in kWh/h) ebenfalls um ca. 10 %.

Eine bloße Fortschreibung des bisherigen Kapazitätsbedarfes im L-Gas-Netz (in kWh/h) ist daher nicht sachgerecht. Auch mit dem von den FNB bislang vorgebrachten Verweis auf die Regelungen in der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) kann dies nicht begründet werden. Anders als die in der KoV vorgesehene mindestens energieäquivalente Fortschreibung der Kapazitäten, die auf eine gleichbleibende Versorgung der Verbraucher mit ihrem bisherigen Energiebedarf abzielt, wird bei einem Speicher die Energie nicht verbraucht, sondern nur zwischengespeichert. Es kommt daher für den Kapazitätsbedarf eines Speichers nach seiner Umstellung auf H-Gas weniger auf einen gleichbleibenden Energiegehalt des Gases an, sondern der Kapazitätsbedarf orientiert sich vielmehr an den technisch installierten Kapazitäten (in m³/h) der Speicheranlage.

In Bezug auf Wasserstoffspeicherkapazitäten fehlt in den Szenarien die Verbindung zur WEB-Abfrage. Es wird davon ausgegangen, dass die von den Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) identifizierten Wasserstoffspeicherbedarfe auch vollständig gedeckt werden. Für eine Modellierung muss allerdings der Leistungsbedarf von Wasserstoffspeichern einfließen. Diese Größen wurden jedoch in den Langfristszenarien gar nicht angegeben, sodass die BNetzA von einer „typischen Zeit für die Entleerung von Kavernen“ in Höhe von 600 - 1.000 h ausgeht und damit ein Leistungsbedarf berechnet. Dabei

sind einerseits die potenziell umzuwidmenden Porenspeicher (zumindest für das Zieljahr 2045) gar nicht berücksichtigt und andererseits gibt es auch keine Berechnungsgrundlage für die 600 – 1000 h. Es sollte vielmehr auf die Daten der in der Webabfrage angegebenen Projekte zurückgegriffen werden.

Die Verzahnung der Szenariorahmen für Strom und Gas sollte auf die Netzentwicklungspläne, die Systementwicklungsstrategie (SES) und weitere Planungsinstrumente zusätzlich ausgeweitet werden.

Diese Stellungnahme bezieht sich auf einen durch die FNB erstellten Szenariorahmen, weswegen die Stellungnahme des BDEW unter Enthaltung der FNB erfolgt.

3 Beantwortung der Fragen aus dem Begleitdokument der BNetzA zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff

Ausrichtung der Szenarien

3.1 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?

Die Szenarien bilden die politischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab. Allerdings kann das Vorgehen, von den politischen Zielen ausgehend top-down eine Wasserstoffnachfrage zu modellieren, anstatt einer bottom-up Abfrage, zu Abweichungen zum tatsächlichen Wasserstoffbedarf bei den Endkunden führen. Darüber hinaus bestehen gleichzeitig Zielkonflikte zwischen den Zielen der Bundesregierung und der einzelnen Bundesländer. Diese werden in den Szenarien nicht abgebildet.

In jedem der Szenarien sollten H2-Speicher auch plausibel berücksichtigt werden – also bspw. auf Basis der BMWK-Langfristszenarien.

3.2 Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?

Die Annahme des Wasserstoffbedarfs ist in allen dargestellten Szenarien für die Jahre 2037/45 durch die bereits angesprochene top-down Berechnung sehr ambitioniert und stellt keine Bandbreite dar, die einen realistischen Wasserstoffhochlauf und Lösungsraum abbildet.

Daher sollte ein Szenario, das auch einen verzögerten Wasserstoffnetzausbau abbildet, ergänzt werden. Dies erhöht nicht nur die Bandbreite der Szenarien, sondern bildet auch veränderte Zeitläufe in der Energiewende ab.

Das BMWK hat am 11. September 2024 die Konsultation zum Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) eröffnet¹, wodurch ein signifikanter Faktor für die Dimensionierung der Gasnetze erst noch final bestimmt wird. Dieser Aspekt wird lediglich im Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“ näher betrachtet. Diese Bedarfe sollten ebenfalls in den Szenarien „Fokus Strom“ und „Fokus Wasserstoff“ berücksichtigt werden.

3.3 Erachten Sie die Höhe des erwarteten Methan- und Wasserstoffbedarfs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Die vollständig auf Szenarien basierte Herangehensweise sowohl für den Ersatz von Erdgas als auch für den Hochlauf von Wasserstoff sehen wir kritisch. Das im Szenario 4 dargestellte Delta zwischen den Methanbedarfen in den Szenarien 1-3 und den gemeldeten Bedarfen der Verteilnetzbetreiber in ihren Langfristprognosen sowie die aktuell noch fehlenden Projekte zum Erreichen des H₂-Ausbauziels in 2030 verdeutlichen, dass zwingend ein Szenario notwendig ist, das die auf Basis der aktuellen Daten und Bedarfsprognosen wahrscheinlichste Entwicklung abbildet. Nur mit solchen Szenarien kann der Prozess des NEP wichtige Erkenntnisse über den jeweiligen Status sowie insbesondere weitere, zielführende Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele in der Übergangsphase liefern (siehe Antwort 3.7). Daher sollte im Szenario 4 ein konservativer Ansatz mit hohen Methan- und niedrigen H₂-Bedarfen gewählt werden.

Der erwartete Bedarf für Wasserstoff in den Jahren 2037/2045 wird in allen Szenarien als ambitioniert eingeschätzt. Die Berechnung des Bedarfs nach einem top-down Ansatz, der sich auf die politischen Ziele fokussiert, ignoriert zudem mögliche Risiken, zum Beispiel einen verzögerten Wasserstoffhochlauf.

Den erwarteten Methanbedarf für 2030 hingegen erscheint lediglich Szenario 4 decken zu können. Mit Berücksichtigung des Szenario 4 ist die Bandbreite angemessen, um sowohl den Fall erhöhter Risiken als auch einen planmäßigen, ambitionierten Wasserstoffhochlauf abzubilden.

¹ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>

3.4 Erachten Sie die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen elektrischer und stofflicher Energie für angemessen?

Entscheidend ist, wie der Bereich der Elektrifizierung voranschreiten wird, insbesondere auch im Hinblick auf die privaten Haushalte. Dieses hängt von verschiedenen Faktoren ab, u.a. vom Stromverteilnetzausbau, von der Geschwindigkeit der Zunahme an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen sowie der Digitalisierung.

3.5 Wie bewerten Sie die angesetzten Kapazitäten der unterschiedlichen Netznutzer? Werden Kapazitätsbedarfe ausreichend berücksichtigt bzw. sind diese zu hoch angesetzt?

Insgesamt ist ein massenhafter Umstieg heutiger Gaskunden auf andere Formen der Energie- und Wärmeversorgung keineswegs gewiss. Auch ist die Umstellung der bestehenden Gasinfrastruktur auf Wasserstoff, Biomethan oder andere erneuerbare Gase technisch zumeist ohne aufwändige Modifikationen möglich, sodass heutigen Gaskunden grundsätzlich eine langfristig tragfähige Versorgungsperspektive geboten werden kann. Unter Beachtung der gegenwärtigen Beheizungsstruktur im Gebäudebestand sowie dem hohen Ausbaubedarf der Stromverteilernetze für eine vollständige Elektrifizierung der Gebäudewärmeversorgung, kann Wasserstoff in der Gebäudewärme je nach regionalen Gegebenheiten eine Handlungsoption darstellen. Vor diesem Hintergrund sehen wir die mit einem Ausschluss von Wasserstoff in der Gebäudewärme einhergehenden Szenarien 1, 3 und 4 des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff kritisch und verweisen auf die Notwendigkeit der Erstellung von Transformationsplänen durch die Gasverteilnetzbetreiber (siehe Antwort 3.16).

Hinsichtlich der im Szenariorahmen 2025 zusammengefassten Ergebnisse der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte, ohne PtG-Anlagen (Bedarfsabfrage 07.02.2024-22.03.2024) möchten wir darauf hinweisen, dass in den Datenmeldungen zu einzelnen Netzanschlusspunkten insbesondere bei den Daten der Wasserstoffspeicher in den Meldungen unterschiedliche Projektstadien enthalten sein können. Da der Projektstatus sich auf die gesamte Meldung für zehn Jahre bezieht und nicht auf die Kapazitätsstufen der einzelnen Jahre, kann es sein, dass der Projektstatus der ersten Kapazitätsmeldung aufgenommen worden ist und Kapazitätserhöhungen in diesem zehnjahres-Zeitraum durchaus einen anderen, weniger weit entwickelten Projektstatus aufweisen.

Bei der Interpretation der Daten ist auf diese Unschärfe zu achten, da ansonsten dem Szenariorahmen falsche Annahmen hinsichtlich der Anlagenverfügbarkeit der anzuschließenden Anlagen entnommen werden.

Für die Zukunft schlagen wir vor, die Transparenz der Abfrage weiter zu erhöhen und ggf. mehrere Meldungen für einen Punkt zu ermöglichen, um den Status der Projektentwicklung richtig bezogen auf das Jahr und die jeweilige Kapazität abbilden zu können.

3.6 Sind die Studien, die die FNB dem Szenariorahmen zugrunde gelegt haben, sinnvoll gewählt oder gäbe es weitere wissenschaftliche Publikationen, die berücksichtigt werden sollten?

Neben den verwendeten Studien sollten die Ergebnisse der Langfristszenarien insbesondere bezüglich der Wasserstoffspeicher berücksichtigt werden. Bei den gewählten Daten sollte jedoch sichergestellt werden, dass diese das Wasserstoffkernnetz berücksichtigen.

Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit

3.7 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?

Szenario 4, das den Fokus auf die Versorgungssicherheit legt, ist von großer Bedeutung, da es einen wichtigen Beitrag zur Debatte der Diversifizierung des Energieangebots leistet. Dieses Szenario verdeutlicht das signifikante Delta zwischen den aktuell gemeldeten Bedarfen der VNB und den Entwicklungen, die in den Szenarien 1-3 dargelegt werden und notwendig sind, um den Klimaschutzziele gerecht zu werden.

Das Szenario macht deutlich, dass eine zu sehr auf die politischen Ziele ausgelegte Zielnetzplanung sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken kann. Sollten die Erdgasbedarfe und -nachfragen nicht wie erwartet zurückgehen, was ohne flankierende Maßnahmen zum Aufbau von geeigneten Alternativen zur Erdgasnutzung wahrscheinlich ist, wird eine sich zurückziehende Gasnetzinfrastruktur zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen. Dies wiederum könnte zu einer sinkenden Akzeptanz der Bevölkerung für die dringend notwendige Energie- und Wärmewende führen.

In diesem Zusammenhang ist es essenziell, den Zielkonflikt zwischen Versorgungssicherheit und Klimaschutz nicht als Gegensatz zu betrachten, sondern Lösungen zu finden, die beiden Aspekten gerecht werden. Die Modellierungsvarianten der FNB liefern dafür wertvolle Einsichten und unterstreichen die Dringlichkeit weiterer Schritte zur Erreichung der Klimaschutzziele.

Neben dieser Modellvariation hält es der BDEW auch für wichtig, eine zusätzliche Modellierung für das Jahr 2030 des Wasserstoffnetzes auf Basis der vorliegenden Langfristprognosen der VNB und der Marktabfrage von Anfang 2024 analog der Modellierung für 2037 zu erstellen. Dies ist wichtig, um aufzuzeigen, welcher Zwischenstand für 2030 beim Aufbau des Kernnetzes zu erwarten ist und ggf. welche zeitlichen und inhaltlichen Änderungen sich durch den NEP 2025 ergeben.

Dabei ist besonders zu beachten, dass im NEP erläutert werden soll, aus wie vielen H2-Clustern / Entry-Exit-Systemen / Marktgebieten das modellierte Wasserstoffnetz im Jahr 2030 bestehen wird. Laut der derzeit ebenfalls im Konsultationsprozess befindlichen WaKandA Festlegung der Beschlusskammer 7 kann nur innerhalb dieser Cluster von einem engpassfreien und damit zuordnungsfreien Transport ausgegangen werden. Ein engpassfreier Transport ist aber zwingend notwendig, um über Investitionen in H2-Infrastrukturen (Speicher, Terminal, Elektrolyseure, Kraftwerke) zu entscheiden.

3.8 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?

Die derzeitigen marktbasierenden Instrumente: VIP-Wheeling, Drittnetznutzung und Spreadprodukt sind aus Sicht des BDEW geeignet, um Engpässe innerhalb des Gasnetzes aufzulösen, ohne dabei den Zugang der Gasverbraucher zum virtuellen Handelspunkt einzuschränken und ohne Fixkosten zu verursachen. Eine weitere Einschränkung bzw. eine Reduktion von fFZK sollte möglichst vermieden werden. Eine Modellvariante für den Erdgasbedarf in 2030 in Szenario 4 erscheint allerdings sinnvoll, um zunächst den potenziellen Ausbaubedarf zu bestimmen, der im Folgenden dem Potenzial der marktbasierenden Instrumente gegenübergestellt werden könnte.

Zudem möchten wir die langjährige Praxis kritisch hervorheben, neue Gaskraftwerke mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (fDZK) anzuschließen. Risiken des Netzbetriebs werden so an die Kraftwerksbetreiber weitergereicht.

Wir möchten in diesem Zusammenhang auf die Prüfpflicht nach § 9 GasNZV verweisen, um das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten (FZK) nach Möglichkeit zu erhöhen. Jegliche Instrumente, wie zum Beispiel der Abschluss von Lastflusszusagen, sollten geprüft werden, um Kraftwerksbetreibern dauerhaft einen Anschluss mittels frei zuordenbarer Kapazitäten zu ermöglichen.

3.9 Wäre es sinnvoll, anstatt der bisher angesetzten festen freien Kapazitäten andere feste Kapazitätsprodukte in der Modellierung im Erdgas anzusetzen, um nicht nachhaltige Ausbaumaßnahmen zu vermeiden?

Die freie Zuordenbarkeit ist essenziell, damit Gasverbraucher ihren Lieferanten frei wählen können sowie für die Aufrechterhaltung eines liquiden Gasmarktes. Schon jetzt ist der Anteil der fFZK an allen als fest definierten Kapazitäten auf einem kritischen Niveau und sollte nicht weiter reduziert werden.

3.10 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?

Die Versorgungssicherheit bzw. die Genehmigung von Projekten zu ihrer Sicherstellung sollte oberste Priorität jeweils für den Zeitraum bzw. diejenigen Projekte haben, welche(r) nicht mehr durch einen nachfolgenden NEP in ihrer Notwendigkeit überprüft und ggfs. genehmigt werden können. Zusätzlich sollte Szenario 4 auch für den längerfristigen Zeitraum Hinweise auf ggfs. fehlende Versorgungssicherheit liefern.

Für Verteilnetzbetreiber erfüllt der Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) exakt diese Anforderungen. Die zukünftige Ausarbeitung und entsprechende Einbindung in den Prozess des Netzentwicklungsplans ist durch die Umsetzung der Artikel 56 und 57 EU-Gas RL zu regeln.

Zur Erreichung der Klimaneutralität bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist der Einsatz von Biomethan eine wichtige Stellschraube und sollte bei der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden.

Eine wichtige Stellschraube besteht darin, eine gewisse zeitliche Flexibilität in der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff einzubauen. Gleiches gilt für die Stilllegung von Kraftwerken. Eine Flexibilität in der zeitlichen Dimension für die Kraftwerksplanung und den Kraftwerksbau einzuführen, ist für die Versorgungssicherheit auch im Spitzenlastfall erforderlich.

3.11 Bei den dynamisch zuordenbaren Kapazitäten werden unter anderem Grenzübergangspunkte als Zuordnungspunkte festgelegt. Sehen Sie auch nach dem Angriffskrieg auf die Ukraine die Liquidität der an diesen Grenzübergangspunkten liegenden virtuellen Handelspunkte weiterhin als gewährleistet an?

Bei anhaltender Nachfrage im Markt erscheint es unwahrscheinlich, dass sich die aktuelle Liquidität an GÜPs signifikant verringern sollte.

Zudem existiert an den Grenzübergangspunkten keine Liquidität. Auch unabhängig der Liquidität der an den Grenzübergangspunkten liegenden virtuellen Handelspunkte ist es für die

Liquidität auf dem deutschen Markt wichtig, dass das Angebot an fFZK an GÜP maximal ist. Dies ist die Voraussetzung dafür, dass jeder Gasverbraucher die Möglichkeit hat, seinen Lieferanten frei wählen zu können.

3.12 Die Quellenverteilung bzw. die entsprechende Entwicklung der Methankapazitäten an Grenzübergangspunkten sind maßgeblich für die Modellierung. Welche Projekte, die einen Einfluss auf zukünftige Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten haben könnten, sollten aus Ihrer Sicht insoweit Berücksichtigung finden?

Die Kapazitäten zu den Anschlusspunkten an LNG-Terminals sind insbesondere für die Modellierung der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

Biomethan

3.13 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?

Wir begrüßen den Hinweis der FNB in Bezug auf die REPowerEU Strategie und den aktuellen Entwicklungen zur Einspeisung von Biomethan. Gemäß dem im Juli 2024 veröffentlichten Gasnetztransformationsplan 2024 des DVGW (GTP2024) meldeten die teilnehmenden Verteilnetzbetreiber 281 laufende Einspeisebegehren für Biomethan. Die Entwicklung der Einspeisebegehren für Biomethan der letzten 2 Jahre zeigt auf, dass neben den heutigen Bestandsanlagen (rund 250 Anlagen mit einer Erzeugung von ca. 11 TWh/a) ein hohes Potenzial besteht, in den nächsten Jahren weitere dezentrale Einspeiseanlagen an das Gasverteilstromnetz und das Fernleitungsnetz anschließen zu können.

Die Annahmen des Szenariorahmens sollten Bottom up die laufenden Einspeisebegehren einbeziehen (vereinzelt sind Rückspeisungen in das vorgelagerte Gasnetz erforderlich) und Top down gemäß den Vorgaben der EU bei der Weiterentwicklung der NECP die nachhaltigen Biomassepotentiale, insb. Bioabfälle, landwirtschaftliche Reststoffe, Dauer- und Zwischenkulturen und Klärgas zur Biogas und Biomethanproduktion einbeziehen und in enger Zusammenarbeit mit den Gasnetzbetreibern und der Regionalplanung analog der Vorranggebiete für PV und Wind auf Basis der regionalen Gegebenheiten Vorranggebiete für die Biomethaneinspeisung ausweisen. Dabei kann der Anschluss von Biomethananlagen nicht voraussetzungslos erfolgen, sondern muss einem übergreifenden Planansatz auf allen Netzebenen unter Einbezug der Annahmen zur Entwicklung der Erzeugung und des Verbrauchs folgen. Neben der integrierten Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff auf Fernleitungsnetz-Ebene sind die Umsetzung der EU-Gas-RL (siehe Antwort der Frage auf 5.16).

Das Potential zur Einspeisung von Biomethan in Deutschland in 2030 liegt gemäß DBFZ bei rund 30 TWh/a. Für das Jahr 2045 weist der DVGW in der aktuellen ENEVEG-Studie (2023) ein wirtschaftliches Biomethanpotenzial von 11,3 Mrd. m³/a aus.

Die Nachfrage nach Biomethan nimmt derzeit enorm zu. Es wird zunehmend eingesetzt zur Stromerzeugung in KWK-Anlagen (auch außerhalb des EEG), als nachhaltiger Kraftstoff BioCNG und BioLNG insb. im Schwerlastverkehr und zunehmend in Gebäudeheizungen (insb. zur Erfüllung der Anforderungen des GEG ab 2029, dies deckt sich ebenfalls mit den aktuellen Annahmen der BMWK Langfristszenarien (O45 Strom).

Importe und Exporte von Biomethan sollten bei der Modellierung des Szenariorahmens einbezogen werden. Bereits in 2023 wurden rund 3,5 TWh Biomethan importiert (Branchenbarometer Biomethan 2023, dena). Mit EU-weiter Einführung der Herkunftsnachweise und der Inbetriebnahme der Unionsdatenbank Ende 2024 wird der europäische Handel und damit der Transit zunehmen. Dieser wird auch getrieben durch verbindliche Ausbauziele verschiedener EU Staaten (u.a. Frankreich, Niederlande), welche verbindliche Biomethanausbauziele für 2030 gesetzlich verankert haben.

Biomethan leistet einen wichtigen Beitrag zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems, welcher in Zukunft wachsen wird. Vorgaben von der EU-Ebene sollten umgesetzt werden und der Netzentwicklungsplan dem nicht im Wege stehen.

Kraftwerke

3.14 Gegenüber den Kraftwerksanfragen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 haben sich die Anträge nach §§ 38/39 GasNZV mit einer Summe von rund 46 GWh/h nahezu verdoppelt. Ist eine solche Steigerung ein sinnvoller Planungsansatz? Eine Möglichkeit, die dadurch gestiegenen Methanbedarfe abzumildern, könnte eine Clusterung der Kraftwerkskapazitäten sein. Halten Sie diesen Ansatz für gerechtfertigt?

Die Bundesnetzagentur sollte die Anfragen von Gaskraftwerken im Verteilnetz gemäß § 16 Abs. 4 & 5 der Kooperationsvereinbarung an dieser Stelle gleichermaßen beachten. Die stromseitige Systemrelevanz ist unabhängig von der gasseitigen Netzanschlusssebene. Wir raten dazu, die Anträge nach §§ 38/39 GasNZV vollständig und unverändert in die Netzplanung aufzunehmen.

Wir halten die Steigerung für einen sinnvollen Planungsansatz. Die Summe von rd. 46 GWh/h deckt sich bei einem unterstellten mittleren Wirkungsgrad mit einer Kraftwerkskapazität von rd. 23 GWel. Dies passt zu dem seitens der ÜNB prognostizierten zusätzlichen Bedarf an gesicherter Leistung bis 2030.

Die Methanbedarfe hängen entscheidend vom Wirkungsgrad und der Auslastung der Anlagen ab; eine nach welchen Gesichtspunkten auch immer erfolgende Clusterung der Kraftwerkskapazität (regional, zeitlich, technologiespezifisch) halten wir für nicht sachgerecht.

3.15 Ist die Auswahl der Zuordnungspunkte, die für die jeweiligen Kraftwerke gewählt wurden, aus Ihrer Sicht nachvollziehbar?

Generell ist es wichtig, dass das Angebot von festen frei zuordenbaren Kapazitäten maximiert wird, sodass Kraftwerke zumindest teilweise auch vom virtuellen Punkt aus beliefert werden können. Insbesondere unter der Annahme grundsätzlich verlässlicher Gasflüsse aus den Niederlanden wäre denkbar, diese Zuordnungsbeschränkung zumindest teilweise aufzuheben und damit den Wettbewerb in Gas- und Strommärkten zu stärken. Eine Belieferung nur über DZK-Produkte verteuert den Betrieb des Kraftwerks. Bei der Vermarktung als DZK-Produkt müsste geklärt sein, wie der Transportkunde den Gasfluss an einem Grenzübergangspunkt trotz der Einrichtung von „virtual interconnection points“ bewirken kann.

Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber

3.16 Wie könnte die Plausibilisierung der Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber optimiert werden?

Wir bitten die Bundesnetzagentur, die Hintergründe dieser Frage zu erläutern. Zum jetzigen Zeitpunkt ist die Fragestellung zu unspezifisch, um eine fundierte Antwort zu geben. Der BDEW steht für einen Austausch zur Verfügung.

Eine mögliche Plausibilisierung der Langfristprognosen könnte über einen Abgleich mit den Transformationsplänen der Verteilnetzbetreiber erfolgen. Hierfür bedarf es einer frühzeitigen Umsetzung der EU-Richtlinie 2024/1788. Diese Richtlinie enthält zentrale Planungs- und Umsetzungsinstrumente für die Transformation der Gasverteilnetze und schafft somit die notwendigen Rahmenbedingungen, um langfristige Entwicklungen konsistenter zu planen und die Langfristprognosen zu plausibilisieren.

Die zügige Umsetzung der EU-Gasrichtlinie würde es ermöglichen, Wasserstoffnetze zu planen und bestehende Netze umzuwidmen, eine Umstellung von Netzteilen auf Biomethan oder die Stilllegung von Netzabschnitten zu planen und umzusetzen. Basierend auf diesen neuen Planungsinstrumenten sowie der laufenden kommunalen Wärmeplanung könnten die VNB ihre Langfristprognosen, sofern erforderlich, schrittweise präzisieren. Die erstellten Pläne würden auch eine bessere Grundlage für die Bewertung und Plausibilisierung der Prognosen schaffen.

Gleichzeitig muss jedoch beachtet werden, dass derzeit noch erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Regulierungen bestehen. Infolgedessen fehlt es aktuell an einer tragfähigen Grundlage für eine Plausibilisierung der Prognosen, die über die im Szenariorahmen der Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehenen Prüfungen hinausgeht. Bis Klarheit über die konkreten regulatorischen Rahmenbedingungen besteht und ein Planungsprozess bei den VNB umgesetzt wird, bleibt eine vertiefte Plausibilisierung eingeschränkt.

3.17 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?

Eine pauschale Reduktion der Langfristprognosen um mindestens 30 % ist nicht sachgerecht, da sie den regionalen Rahmenbedingungen vor Ort nicht gerecht wird. Unterschiedliche Regionen haben unterschiedliche infrastrukturelle Gegebenheiten, Bedarfe und Transformationspotenziale, die bei einer pauschalen Kürzung nicht ausreichend berücksichtigt werden. Allerdings verfügen die Fernleitungsnetzbetreiber derzeit nicht über die notwendigen Daten, um eine regionale oder gar lokal differenzierte Prognose des rückläufigen Bedarfs zu erstellen. Insofern stellt die Fortschreibung der gemeldeten Rückgänge eine pragmatische Lösung dar, bis verlässlichere Daten vorliegen, um eine präzisere und differenzierte Modellierung zu ermöglichen.

Außerdem sollten die Modellierungen in Szenario 4 sich eher auf die Prüfung der Versorgungssicherheit fokussieren, wodurch eine Reduktion des Methanbedarfs in einer solchen Größenordnung – zumindest in einzelnen Regionen, in denen beispielsweise neue Gaskraftwerke auch im Verteilnetz angeschlossen werden sollen (z.B. in den nächsten 5 Jahren) - nicht zielführend erscheint. Dort sollten die jeweils aktuellen Prognosen des Methanbedarfs ohne Abschläge angesetzt werden, um ein möglichst realistisches Bild zu erhalten.

Zur Abbildung der Versorgungssicherheit wäre zusätzlich zu überlegen, inwiefern Varianten mit einem Spitzenlastfall sinnvoll wären.

Wasserstoffbedarfe

3.18 Elektrolyseure: Zur Regionalisierung der in den szenarienbasierten Modellierungsvarianten angesetzten H₂-Einspeiseleistungen planen die FNB eine ratiellerliche Verteilung auf die Projektstandorte aus der Großverbraucherabfrage. Dadurch wird die Leistung

der einzelnen Projekte je nach Szenario gekürzt bzw. erhöht. Ist dieser Ansatz gerechtfertigt bzw. welcher Ansatz wäre sachgerechter?

Dies kann ein Ansatz sein, um die zugrundeliegenden Annahmen der einzelnen Szenarien abzubilden. Allerdings birgt eine Kürzung bzw. Erhöhung der H₂-Einspeiseleistungen die Gefahr, dass der Netzausbau in der betrachteten Region nicht adäquat modelliert wird.

3.19 Welche Voraussetzungen hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit sollten aus Ihrer Sicht gegeben sein, damit ein in der Großverbraucherabfrage gemeldetes Projekt im Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff berücksichtigt werden kann?

Ein Großteil der gemeldeten Projekte befindet sich zwar noch in einem frühen Umsetzungsstadium, was angesichts der derzeit unsicheren Rahmenbedingungen für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes – insbesondere in Bezug auf Verfügbarkeit, Wasserstoffpreise und Netzentgelte – verständlich ist. Diese Unsicherheiten stellen hohe Hürden für die konkrete Projektumsetzung dar.

Dennoch sollten solche Projekte in der Infrastrukturplanung zunächst berücksichtigt werden, um eine zukunftsgerichtete Entwicklung des Wasserstoffnetzes zu ermöglichen. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass einzelne Projekte sowohl im Rahmen der Gas- als auch der Strominfrastruktur berücksichtigt werden. Dies birgt das Risiko einer doppelten Infrastrukturplanung und ggf. Umsetzung. Um unnötige Investitionen zu vermeiden, ist es daher umso wichtiger, die beiden Szenariorahmen – für Gas/Wasserstoff und Strom – sowie die Netzentwicklungspläne (NEP) aufeinander abzustimmen. Eine enge Koordination ist entscheidend, um Effizienz zu gewährleisten und Fehlplanungen zu verhindern.

Viele Projekte, die im Rahmen der Marktabfrage gemeldet wurden, befinden sich in einer sehr frühen Projektphase. Dennoch sollten diese Projektmeldungen/Projektideen (zumindest anteilig) in der Modellierung bereits heute berücksichtigt werden, um eine zukunftsgerichtete Entwicklung des Wasserstoffnetzes zu ermöglichen. In den künftigen Iterationen des Netzentwicklungsprozesses können diese Projekte dann – sofern sie sich konkretisieren - vollumfänglich berücksichtigt werden.

Konkrete Netzausbaumaßnahmen, die sich durch die Bedarfe in den Marktabfragen ergeben, sollten erst dann realisiert werden, wenn verbindliche Vereinbarungen oder Realisierungsverträge vorliegen.