



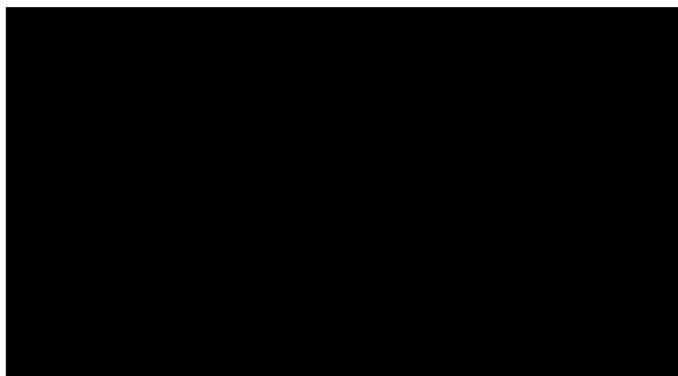
700010

Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 700010
Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



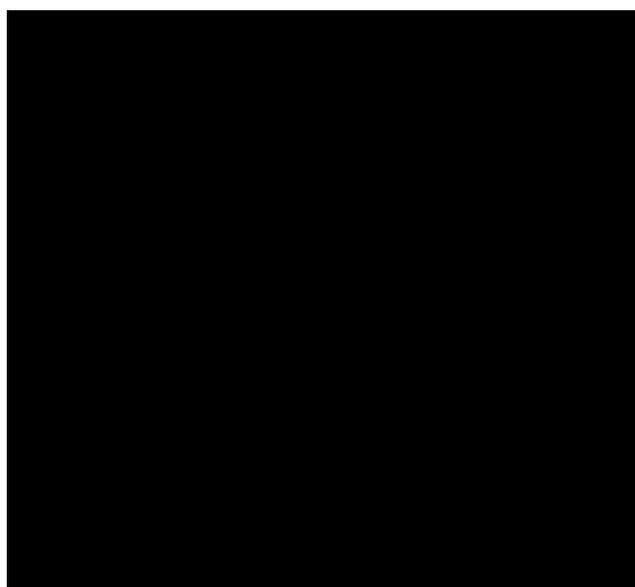
Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei erhalten Sie unsere Stellungnahme zur weiteren Verwendung. Ein separater Postversand erfolgt nicht. Bei Fragen melden Sie sich bitte gerne bei mir.



Landesamt für Denkmalpflege Hessen 

Bundesnetzagentur
Referat 623/624
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Via Email:
szenariorahmen.netzentwicklung-strom@bnetza.de
nep-gas-wasserstoff@bnetza.de

Datum 25.09.2024

Netzentwicklungsplanung, Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045

Konsultationsstart

Hier: baudenkmalpflegerische Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

anlässlich des Konsultationsstarts nehmen wir als Denkmalfachamt des Landes Hessen und in der Funktion als Träger öffentlicher Belange gemäß 5 Abs. 2 S. 2 Hessisches Denkmalschutzgesetz (HDSchG) zu den vorliegenden Entwürfen der Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff vom 02. September 2024. Aus den auf Ihrer Webseite veröffentlichten Unterlagen geht hervor, dass zu den geplanten Maßnahmen auch bauliche Einrichtungen wie z.B. Leitungstrassen oder Konverterstandorte zählen werden. Im weiteren Verfahrensablauf wird dementsprechend um Berücksichtigung der im Folgenden aufgeführten Sachverhalte gebeten.

Denkmalschutz und Denkmalpflege sind in Deutschland als Teil der Kulturhoheit Aufgaben der Bundesländer. In Hessen besitzen Denkmalschutz und Denkmalpflege Verfassungsrang (vgl. Verfassung des Landes Hessen vom 01.12.1946, Art. 62). Dieser Bedeutung trug der Gesetzgeber mit dem Erlass des „Hessischen Denkmalschutzgesetzes“ (HDSchG) vom 28.11.2016 Rechnung. Darin heißt es in § 1 Abs. 1: „Es ist Aufgabe von Denkmalschutz und Denkmalpflege, die Kulturdenkmäler als Quellen und Zeugnisse menschlicher Geschichte und Entwicklung nach Maßgabe dieses

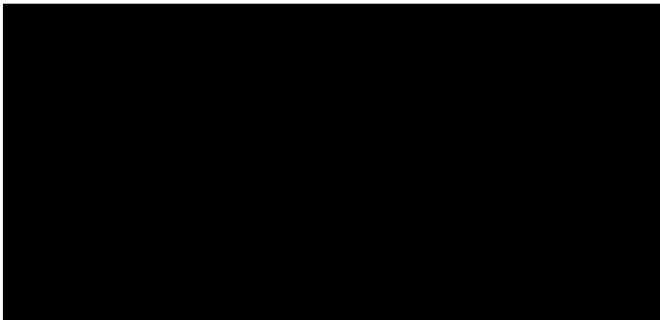
Gesetzes zu schützen und zu erhalten sowie darauf hinzuwirken, dass sie in die städtebauliche Entwicklung, Raumordnung und den Erhalt der historischen Kulturlandschaft einbezogen werden.“ Entsprechend ist das Landesamt für Denkmalpflege Hessen gemäß § 5 Abs. 2 HDSchG Träger öffentlicher Belange und für die Interessen von Denkmalschutz und Denkmalpflege zu beteiligen.

Die Belange der Bau- und Kunstdenkmalpflege beziehen sich einerseits auf Aspekte des konkreten Substanzschutzes und andererseits auf den Umgebungsschutz und die visuelle Integrität von Kulturdenkmälern, die nach § 2 Abs. 1 HDSchG als Einzelkulturdenkmäler oder § 2 Abs. 3 HDSchG als Gesamtanlagen geschützt sind. Auswirkungen auf Kulturdenkmäler können hierbei in substantziellen Eingriffen/Zerstörungen oder auch der Störung der zum Denkmal gehörigen Raumwirkung bestehen, die bei der Errichtung neuer Leitungstrassen oder Konverterstandorte selbst oder durch die Errichtung temporärer Schutzgerüste und Behelfszuwegungen et cetera entstehen.

Bislang sind Kulturdenkmäler als Schutzgüter des kulturellen Erbes in den aufgeführten Unterlagen nicht berücksichtigt worden.

Wir bitten daher um weitere Beteiligung im Verfahren über den zentralen E-Mail-Eingang unseres Hauses: 

Hinweis: Der Abteilung hessenARCHÄOLOGIE des Landesamtes für Denkmalpflege Hessen bleibt eine eigene Stellungnahme vorbehalten.





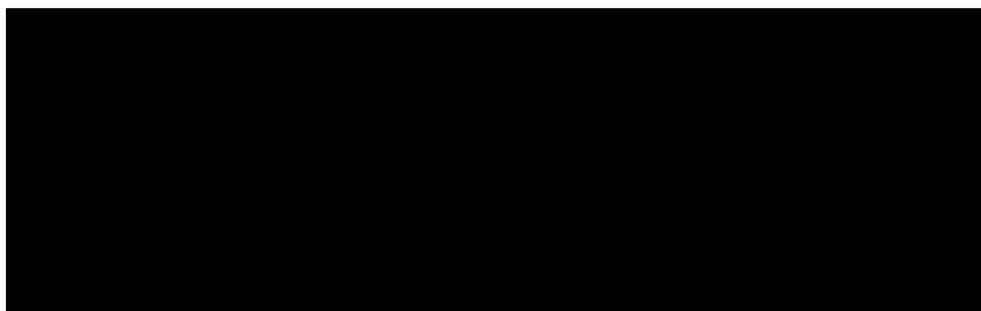
700014

Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 700014
Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

als Anlage übersende ich Ihnen die Stellungnahme von Mecklenburg-Vorpommern zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



**VEREINT
SEGEL SETZEN**

Bundesratspräsidentschaft
Mecklenburg-Vorpommern
2023/24



Mecklenburg-Vorpommern
Ministerium für Wirtschaft,
Infrastruktur, Tourismus
und Arbeit

Ministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Tourismus und Arbeit
Mecklenburg-Vorpommern, [REDACTED]

per E-Mail an:
nep-gas-wasserstoff@bnetza.de

Schwerin, 26.09.2024

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

hier: Stellungnahme des Ministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Tourismus und Arbeit
Mecklenburg-Vorpommern

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Konsultation des am 02.09.2024 veröffentlichten Szenariorahmens für
den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025, gebe ich folgende Stellungnahme
ab:

Zukünftige Bedarfe in MV

Im Szenariorahmen wird für Mecklenburg-Vorpommern (MV) mit keiner oder nur geringer
Auspeisung von Wasserstoff gerechnet. Diese Einschätzung basiert auf den bisher ge-
ringten Meldungen im Rahmen der Marktabfrage, die den Status Quo abbilden. MV for-
dert, dass der Netzentwicklungsplan nicht nur die aktuellen Bedarfe, sondern auch zu-
künftige Entwicklungen proaktiv berücksichtigt. Aufgrund der geplanten Elektrolysepro-
jekte, der entstehenden Wasserstoffinfrastruktur und der noch nicht erschlossenen EE-
Potentiale gehen wir davon aus, dass es durch Neuansiedlungen und Umstellungen zu
einem signifikanten Anstieg des Wasserstoffbedarfs in MV kommen wird. Auch in Hin-
blick auf den Ausbau der Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor sollte die zukünftige
Nachfrage in die Planungen integriert werden.

Berücksichtigung des Speichers Kraak als Wasserstoffspeicher

Der Szenariorahmen berücksichtigt keine Wasserstoffspeicher in MV. Dies stellt eine we-
sentliche Lücke dar, da es bereits heute erste Überlegungen zur Umwidmung des Erd-
gasspeichers Kraak auf Wasserstoff gibt. MV regt an, dass der Speicher Kraak in die

Allgemeine Datenschutzinformationen:

Der Kontakt mit dem Ministerium ist mit einer Speicherung und Verarbeitung der von Ihnen ggf. mitgeteilten persönlichen
Daten verbunden (Rechtsgrundlage: Art 6 (1) e DSGVO i.V.m. § 4 DSGVO-MV).

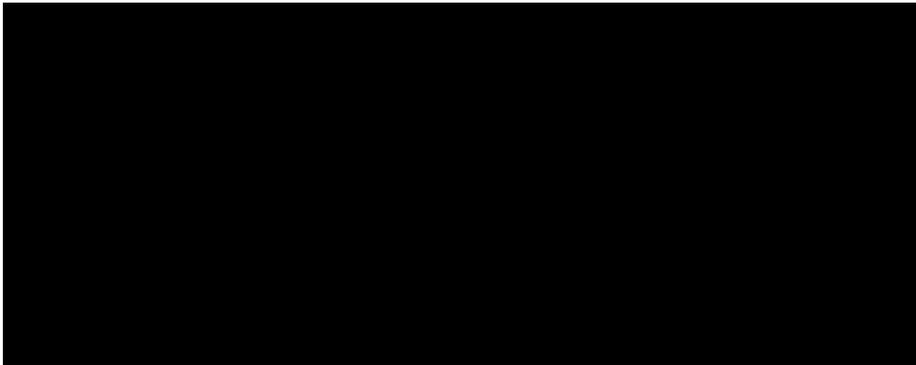
Weitere Informationen zu Ihren Datenschutzrechten finden Sie unter www.regierung-mv.de/datenschutz/.

Planungen aufgenommen wird, da er zur Stabilisierung der regionalen Wasserstoffversorgung in MV und Norddeutschland beitragen könnte.

Berücksichtigung des LK Vorpommern-Rügen als Einspeiseregion

Im Landkreis Vorpommern-Rügen wurde keine Einspeisung von Wasserstoff gemeldet. Hierbei sollte neben den EE-Potenzialen (auch Offshore) Mukran als Import-Hub für grünen Wasserstoff stärker in den Fokus rücken. Mit dem Vorhaben "Green Port Mukran" (geplant ist neben Importaktivitäten u.a. auch ein Elektrolyseur) und der strategischen Lage an der Ostsee bietet sich Mukran als idealer Standort für den Import und die Verteilung von Wasserstoff aus dem Ostseeraum an. In diesem Zusammenhang ist auch die erst kürzlich erfolgte Verbindung mit Lubmin mittels der OAL-Pipeline zu betrachten. MV fordert daher, dass der Standort Mukran sowie der LK Vorpommern-Rügen im Szenariorahmen mitberücksichtigt wird.

Das Ministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Tourismus und Arbeit Mecklenburg-Vorpommern unterstützt weiterhin die Bemühungen für sachgerechte Lösungen zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, zur Sektorenkopplung sowie zum bedarfsgerechten Netzausbau. Zu Gesprächen stehen wir gerne zur Verfügung.





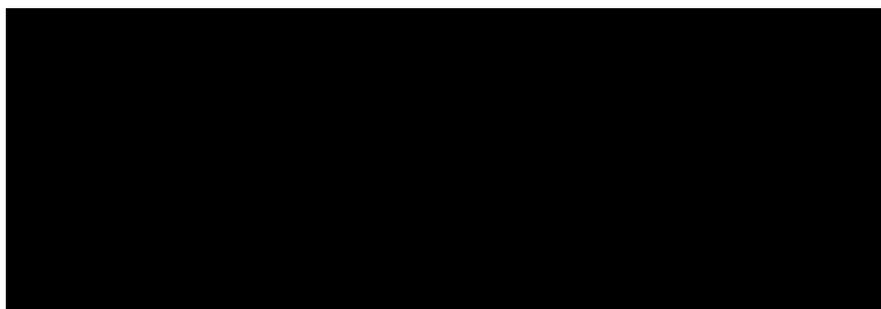
700015

Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 700015
Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

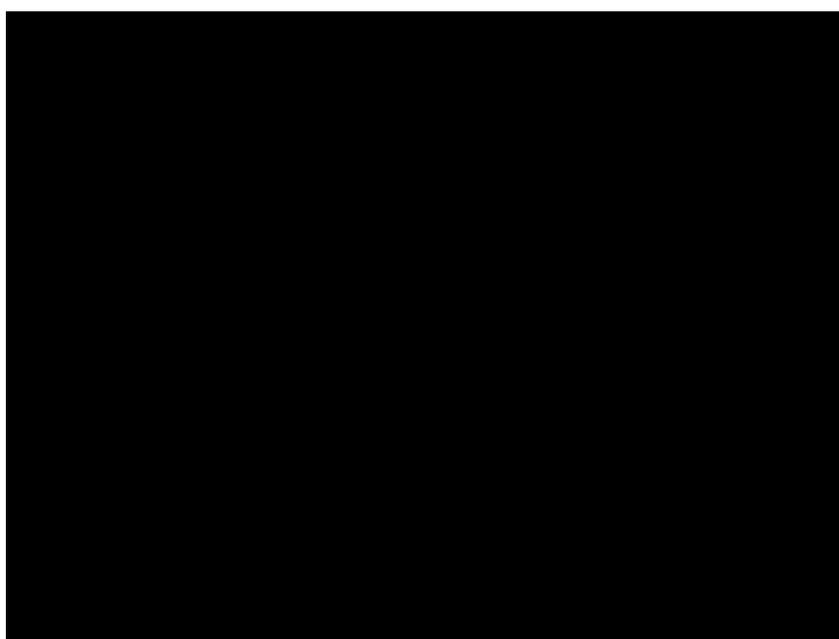
Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

beigefügt erhalten Sie unser Schreiben zum Thema: „Szenariorahmen Strom, Gas/Wasserstoff“ per E-Mail.





Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Bundesnetzagentur

Per E-Mail an

szenariorahmen.netzentwicklung-strom@bnetza.de

nep-gas-wasserstoff@bnetza.de

Datenschutzerklärung um.baden-wuerttemberg.de/datenschutz
– auf Wunsch auch in Papierform

 Szenariorahmen Strom, Gas/Wasserstoff

Sehr geehrte Damen und Herren,

das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg nimmt zum Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045 der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wie folgt Stellung:

Die Stellungnahme des UM BW orientiert sich an den Fragen, die im Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2025-2037/2045 (Stand: September 2024) seitens der Bundesnetzagentur aufgeworfen wurden. Der Übersichtlichkeit halber werden die Fragen, zu denen Stellung genommen wird, jeweils den einzelnen Stellungnahmen vorangestellt.

Vorweg möchten wir betonen, dass die durch die Marktabfrage der FNBs bestätigte erhebliche Zunahme der Wasserstoffbedarfe in Baden-Württemberg die Forderung der Landesregierung unterstützt, das Fernleitungsnetz in der Rheinschiene von Karlsruhe bis zur Schweizer Grenze zeitnah auszubauen, um auch die im Süden des Lan-

des (bis zum Bodenseeraum) festgestellten Bedarfe abdecken zu können. Nur mit einer solchen Versorgungs- und Dekarbonisierungsperspektive werden Unternehmen bereit sein, in den Standort für eine klimaneutrale Produktion zu investieren. Eine durchgängige Fernleitung im Rheintal ist auch deshalb erforderlich, um einen zukünftigen Wasserstofftransport über Italien und durch die Schweiz nach Baden-Württemberg und Deutschland zu ermöglichen. Entsprechende Einspeisekapazitäten aus der Schweiz sind zutreffend im Szenariorahmen berücksichtigt.

1) Fragen zum Szenariorahmenentwurf Strom

1.1 Ausrichtung der Szenarien

1. Bilden die Szenarien die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab?

Um die Netzentwicklungsplanung auf eine robuste Grundlage zu stellen, sollte der zugrundeliegende Szenariorahmen grundsätzlich die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung widerspiegeln. Laut Begleitdokument der BNetzA unterschreitet Szenario A des Entwurfs des Szenariorahmens Strom die im EEG festgelegten Ausbauziele der erneuerbaren Energien derart stark, dass sich das Szenario nicht mehr im Rahmen der gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie der festgelegten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung bewegt bzw. sich an diesen ausrichtet. In dieser Form ist Szenario A laut BNetzA nicht mehr mit den gesetzlichen Vorgaben des § 12a EnWG vereinbar. Diese Auffassung wird geteilt. Auch wenn eine solche Entwicklung möglich erscheint, sollte Szenario A daher nicht als Grundlage für die Netzentwicklungsplanung herangezogen werden. Insgesamt erscheint aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine engere Anbindung der Szenarien an die Ergebnisse der Systementwicklungsstrategie (SES) bzw. der Langfristszenarien sinnvoll. Damit kann sichergestellt werden, dass die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend berücksichtigt werden. Die Szenarien Strom und Gas/Wasserstoff müssen stärker aufeinander abgestimmt werden. Darauf weist die BNetzA im Begleitdokument zutreffend hin.

Verschiedene Annahmen zum Wasserstoff werden nicht geteilt (vgl. Stellungnahme zu Frage 18 und 19).

2. Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder ausreichend dimensioniert?

Grundsätzlich ist anzumerken, dass eine Gegenüberstellung von Szenario A mit den Szenarien B und C aufgrund der Nichteinhaltung des energiepolitischen Zielrahmens in Szenario A nur schwer möglich ist. Daher sollten als Grundlage für die Netzentwicklungsplanung in erster Linie die Szenarien B und C herangezogen werden. Die Variation des Bruttostromverbrauchs erscheint hier sinnvoll gewählt und spiegelt die (vorläufigen) Ankerpunkte der SES wieder. Bezüglich des Stromsystems nicht nachvollziehbar erscheint hingegen, dass in allen Szenarien die gleiche Höhe an konventioneller Kraftwerkskapazität (insbesondere flexible Gaskraftwerke) unterstellt wird. Dies erscheint angesichts der sehr unterschiedlichen Entwicklung in der Stromnachfrage, der installierten EE-Leistung und der Flexibilitäten nicht nachvollziehbar.

Für die Wasserstoffbedarfe wird für die Szenarien eine Bandbreite von 340 und 450 TWh im Jahr 2045 vorgegeben. Für die Szenarien A und B erscheint dies auf Grundlage der Ankerpunkte zur SES eine sinnvolle Variation. Nicht ganz nachvollziehbar ist, warum der Wasserstoffbedarf in Szenario A mit der geringsten Elektrifizierung und hohem Wasserstoffimportbedarf nicht höher ausfällt.

Siehe auch die Stellungnahme zu Frage 19 (Importgrößen Wasserstoff)

3. Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Siehe Antwort auf Frage 2, für die Szenarien B und C erscheint die Höhe des Bruttostromverbrauchs sinnvoll gewählt. Die Zusammensetzung wird bei den jeweiligen Sektoren betrachtet. Der Stromverbrauch in Szenario A erscheint deutlich zu niedrig angesetzt. Eine so deutliche Abweichung von den Ergebnissen der SES wird nicht als sinnvoll betrachtet.

4. Erachten Sie die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen Strom, Gas und Wasserstoff für angemessen?

Die Entwicklung des Erdgasverbrauchs kann an dieser Stelle nicht bewertet werden, da im Szenariorahmen keine Angaben zum Erdgasverbrauch gemacht werden. Die Variation des Strom- und Wasserstoffbedarfs erscheint in den Szenarien B und C sinnvoll gewählt. Bezüglich Szenario A ist nicht nachvollziehbar, warum bei einem so niedrigen Bruttostromverbrauch (967 TWh in 2045) der Wasserstoffverbrauch nicht höher als 450 TWh in 2045 ausfällt.

1.2 Haushalte

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?

Ein Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen wird von Seiten des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg im Hinblick auf die Menge des nachhaltig zu konkurrenzfähigen Preisen zur Verfügung stehenden grünen Wasserstoffs als nicht realistisch eingeschätzt. Um schwer zu elektrifizierende Prozesse im Industrie- und Mobilitätssektor mit Wasserstoff zu versorgen, wird jedoch der Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur notwendig werden. Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg geht davon aus, dass es im Nahbereich dieser Wasserstoffinfrastrukturen im Einzelfall ökonomisch darstellbar ist, Wasserstoff auch zur Gebäudebeheizung einzusetzen. Eine gesteigerte Berücksichtigung von Haushaltswärmepumpen wird daher als sinnvoll angesehen. An Orten, in denen die kommunale Wärmeplanung Lösungen auf Basis von Nah- und Fernwärme aufzeigt, sollte diese ebenfalls verstärkt einbezogen werden.

6. Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen, insbesondere der spezifische Heizwärmebedarf, in der Höhe richtig gewählt? Ist der resultierende Stromverbrauch pro Wärmepumpe und Jahr in der Höhe angemessen?

Mangels Angabe der Werte für das Referenzjahr 2022 ist eine Bewertung der in den drei Szenarien angenommenen Werte nicht möglich. Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg gibt zu bedenken, dass Wärmepumpen nicht nur zu Heizzwecken, sondern in den meisten Fällen auch zur Warmwassererwärmung eingesetzt werden. Entweder sollte also die Zeilenbenennung „Spezifischer Wärmebedarf [kWh/m²]“ in „Spezifischer Heizwärmebedarf [kWh/m²]“ geändert oder die Werte des angegebenen elektrischen Bedarfs pro Wärmepumpe angepasst werden. Die angegebenen Werte der Jahresarbeitszahl werden als realistisch bewertet.

7. Ist die Annahme gerechtfertigt, dass der Stromverbrauch des Gerätebestands im Haushaltsbereich durch Effizienzsteigerungen trotz zahlreicher neuer Anwendungen im Zuge der Digitalisierung deutlich sinken wird?

Einen Rückgang in Höhe von knapp 30 % des Stromverbrauchs von Haushalten im Jahr 2037 gegenüber dem Ausgangsjahr 2022 wie in allen drei Szenarien angenommen, bewertet das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg als deutlich zu hoch angesetzt, da die Steigerungen der Energieeffizienz von neuen Haushaltsgeräten gegenüber der Vorgängergeneration, wie sie in der Vergangenheit erreicht wurden, nicht mehr möglich sind, oft von Rebound-Effekten (zumindest teilweise) negiert werden und zunehmend Kleinverbraucher wie durch zunehmende Gebäudedämmung erforderliche Lüftungsanlagen oder Smart-Home-Anlagen installiert werden. Eine Verminderung in ähnlicher Höhe wie über die Zeitspanne von 2037 bis 2045 erscheint realistischer. Anhaltspunkte für Baden-Württemberg bietet zudem der erste Teilbericht des Forschungsvorhabens „Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040“ aus dem Jahr 2022, in dem im Zielszenario von einer Verringerung des Stromverbrauchs von Haushaltgeräten um 22% bis 2040 ausgegangen wird.

1.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Rechenzentren)

8. Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) Stromverbrauchs realistisch?

Der Anstieg des Stromverbrauchs im GHD-Sektor erscheint in allen Szenarien vergleichsweise hoch angesetzt. Dabei stehen sich deutliche und aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg sehr optimistisch angesetzte Einsparungen im Gerätebestand sehr hohen Verbrauchssteigerungen im Bereich Rechenzentren gegenüber. In der für Baden-Württemberg verfügbaren Szenarioanalyse aus dem Forschungsvorhaben „Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040“ wird im Zielszenario von einem weitgehend konstanten Stromverbrauch im GHD-Sektor bis 2040 ausgegangen. Bedauerlich ist, dass anhand des vorliegenden Szenariorahmens die regionale Aufteilung des Strombedarfs für Rechenzentren nicht nachvollzogen werden kann.

9. Ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene niedrige Anzahl von Wärmepumpen und der dadurch bedingte Einsatz dezentraler Wasserstoffheizungen im Szenariopfad A realistisch?

Der Wert der pro Wärmepumpe beheizte Fläche in Höhe von 280 m² wird als deutlich zu niedrig bewertet. Es ist davon auszugehen, dass in Nichtwohngebäuden – ähnlich zu konventionellen Heizungen – Anlagen mit einer gegenüber Haushalten größeren Leistung eingesetzt werden. Eine entsprechende Anpassung der Werte hätte eine noch geringere Zahl an Wärmepumpen im GHD-Sektor zur Folge. Hier wären – analog zu Frage 6 - die Werte des Jahres 2022 hilfreich.

Die technische Machbarkeit des Einsatzes von Wasserstoffheizungen ist von einer weitverzweigten Infrastruktur an Wasserstoffleitungen abhängig. Dies wird von Seiten des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg im Hinblick auf die Menge des nachhaltig zu konkurrenzfähigen Preisen zur Verfügung stehenden grünen Wasserstoffs als nicht realistisch eingeschätzt. Um schwer zu elektrifizierende Prozesse im Industrie- und Mobilitätssektor mit Wasserstoff zu versorgen, wird jedoch der Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur notwendig werden. Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg geht davon aus, dass es im Nahbereich dieser Wasserstoffinfrastrukturen im Einzelfall ökonomisch darstellbar ist, Wasserstoff auch zur Gebäudebeheizung einzusetzen.

10. Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen, insbesondere der spezifische Heizwärmebedarf (niedriger als bei den Haushalten), in der Höhe richtig gewählt? Ist der resultierende Stromverbrauch pro Wärmepumpe und Jahr in der Höhe angemessen?

Da Nichtwohngebäude am Wochenende nicht genutzt werden und auch z. B. nicht beheizte Lagerflächen in der Gesamtfläche enthalten sind, stimmt das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg dem gegenüber Haushalten niedrigeren spezifischen Heizbedarf zu. Der resultierende Stromverbrauch pro Wärmepumpe wird entsprechend Antwort auf Frage 9 als zu niedrig angesehen.

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?

Die IT-Branche und damit die Entwicklung des Bestands an Rechenzentren gestaltet sich im Vergleich zu anderen Branchen äußerst dynamisch. Von der Idee bis zur Inbetriebnahme eines Rechenzentrums vergehen oft nur 2 bis 3 Jahre. Mit Blick auf die Zieljahre 2037 und 2045 können aktuell „vorgeplante“ Projekte lediglich als Indikator dienen. Bei Modellierung des Stromverbrauchs von Rechenzentren plädiert das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg daher auf der Verwendung trendbasierter Szenarien anstelle von Einzelprojekten.

12. Ist das Aufkommen und die Höhe des Stromverbrauchs unter der Annahme von 5000 Volllaststunden für Rechenzentren sachgerecht?

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg weist darauf hin, dass der Strombedarf von Rechenzentren im Jahr 2022 mit null TWh angegeben ist. Der Branchenverband BITKOM weist in seinem jährlich fortgeschriebenen Marktbericht für das Jahr 2022 einen Wert in Höhe von 17,9 TWh aus. Inwieweit ein Wert von 5.000 Volllaststunden als im Mittel repräsentativ für Rechenzentren in Deutschland angesehen werden kann, hängt davon ab, ab welcher Mindest-IT-Anschlussleistung Rechenzentren in der Modellierung berücksichtigt werden. Für große kommerzielle Rechenzentren ist dieser Wert deutlich zu niedrig.

1.4 Industrie

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

Die Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs erscheint in den Szenarien B und C auf Grundlage der Ankerpunkte der SES sinnvoll gewählt. Andererseits erscheint der langfristige industrielle Strombedarf in Szenario A mit 260 TWh als sehr niedrig angesetzt. Nicht ganz klar ist, warum der industrielle Stromverbrauch in Szenario B 2037 höher ausfällt als in Szenario C (mit höherer Elektrifizierung), dieses Verhältnis bis 2045 jedoch deutlich umgedreht wird.

Bedauerlich ist, dass im Szenariorahmen nicht die Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs nach Bundesländern dargestellt wird. Dadurch wäre eine Ge-

genüberstellung mit regionalen Szenarioanalysen möglich. Dies würde insbesondere eine Einschätzung des Einflusses der Meldungen im Rahmen der Markt- und Netzbetreiberabfrage und der Regionalisierung auf die Entwicklung der regionalen Stromverbräuche erleichtern.

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?

Grundsätzlich erscheint es sinnvoll, bei der Berücksichtigung der Projektmeldungen im Industriesektor den gleichen Ansatz wie bei der Berücksichtigung der Rechenzentren zu verwenden. Abbildung 16 im Szenariorahmen zeigt jedoch, dass damit die unterschiedliche Berücksichtigung der Projektmeldungen nach dem jetzigen Verfahren einen deutlich größeren Einfluss einnimmt als die Regionalisierungsmethodik. Insofern wäre es wichtig zu hinterfragen, inwieweit sich die Berücksichtigung der Projektmeldungen auf die regionale Verteilung der industriellen Stromnachfrage auswirkt. Hier kann es, ebenso wie bei der Berücksichtigung der Rechenzentren, zu Verzerrungen zwischen den Bundesländern kommen. Leider ist die regionale Verteilung des Stromverbrauchs aus dem Szenariorahmen nicht ersichtlich, so dass hier keine Bewertung möglich ist.

1.5 Verkehr

15. Sind die in den Szenarien angenommenen Aufkommen von Elektrofahrzeugen angemessen, insbesondere im Hinblick auf die geringe Anzahl in Szenariopfad A und die damit einhergehende Annahme einer hohen Verbreitung synthetischer Kraftstoffe?

Das angenommenen Aufkommen von Elektrofahrzeugen erscheint insbesondere in den Szenarien B und C sehr ambitioniert. Aufgrund der im Dezember 2023 beendeten Förderung von Elektrofahrzeugen durch den Wegfall des Umweltbonus und dem aktuell ersichtlichen Rücklauf der Neuzulassungen, insbesondere im Bereich der Elektrofahrzeuge, ist die seitens der Bundesregierung ausgegeben Zielsetzung von mindestens 15 Mio. vollelektrischen Pkw bis 2030 kaum noch zu erreichen. Die angegebene Anzahl an Elektrofahrzeugen in Szenario A kann unter den aktuellen Rahmenbedingungen noch als realistisch eingeschätzt werden. Eine damit einhergehende hohe Verbreitung von synthetischen Kraftstoffen wird seitens des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg nicht erwartet.

16. Sollten Oberleitungs-Hybrid-LKW (OH-LKW) noch als wahrscheinliche Entwicklung in ein Szenario aufgenommen werden?

Aufgrund der hohen Kosten des Aufbaus der Infrastruktur für Oberleitungs-LKW, der in Kürze verfügbaren batterieelektrischen Fahrzeuge durch die Automobilindustrie sowie den angestoßenen Aufbau eines flächendeckenden Schnellladenetzes für Lastwagen an deutschlandweit rund 350 Rastplätzen durch die NOW GmbH und der Herstellung der dafür notwendigen Netzanschlüsse, sollte der Fokus auf den Hochlauf von batterieelektrischen Fahrzeugen und dem Aufbau der dazugehörigen Ladeinfrastruktur gelegt werden. Oberleitungs-Hybrid-LKW (OH-LKW) sollten daher nicht mehr als wahrscheinliche Entwicklung in ein Szenario aufgenommen werden.

1.6 Elektrolyse und Wasserstoff

18. Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

Wasserstoffbedarfe: Laut Szenariorahmen Strom S. 56 ergeben sich Wasserstoffbedarfe zwischen 140 und 280 TWh im Jahr 2037 und zwischen 340 und 450 TWh im Jahr 2045. Diese Annahmen stimmen nicht mit der Bandbreite des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff überein: 535 TWh 2045 laut Marktabfrage, Tabelle 16, S. 53; 694 TWh 2045 laut Szenario T45-H2, Tabelle 27, S. 75. Hier ist eine Angleichung erforderlich.

Einsatzverhalten von Elektrolyseuren: Es wird die Annahme formuliert (S. 56), dass in größerem Maßstab davon auszugehen ist, dass Elektrolyseure nicht zur Deckung eines lokalen Bedarfs errichtet werden, sondern um stattdessen den produzierten Wasserstoff direkt in eine Transportinfrastruktur einzuspeisen, welche die Speicherung und den Transport zu Industriestandorten oder Kraftwerken ermöglicht. Diese Aussage ist zu pauschal und deckt sich nicht mit konkreten (und auch in Zukunft zu erwartenden) regionalen Projektplanungen auch im größeren Maßstab von z.B. 50-150 MW. Die Einsatzmöglichkeiten von Elektrolyseuren müssen realitätsnah und differenziert betrachtet werden.

Elektrolysekapazitäten: Unter Berücksichtigung eines Wasserstoff-Importanteils von 70 % erscheint die angenommene inländische Elektrolyseleistung angemessen.

Regionalisierung: Die sich in den Meldungen spiegelnde Dynamik (drei Mal so viel Leistung angemeldet wie im letzten NEP) wird durch die mehrstufige Systematik und Nichtberücksichtigung von Projekten in einem frühen Stadium nicht Rechnung getragen (S. 38). Es ist vielmehr zu erwarten, dass die sich weiter entwickelnden Rahmenbedingungen (Förderprogramme, Regulatorik, Marktsituation etc.) zu einer höheren Realisierungsquote führen werden.

Es ist essentiell, Regionen und Standorte nicht nur anhand der Nähe zu (großen) Stromerzeugungsanlagen zu betrachten. Der Ansatz, bestimmte Regionen und Standorte von einer solchen Betrachtung auszunehmen, wird unterstützt. Neben den aufgeführten Kriterien Distanz zum Wasserstoffnetz, (regionaler) Bedarf, Wasserverfügbarkeit und Wärmenutzung (Nahwärmekonzepte) sind Aspekte wie die Schaffung regionaler Dekarbonisierungscluster, der Aufbau regionaler Wertschöpfungsketten und die – verstärkt auch im Süden zu erwartende – regionale Abnahme von „Überschussstrom“ zu berücksichtigen. Die Berücksichtigung der Einschätzung und Entscheidungen der Akteure (Marktteilnehmer) vor Ort wird unterstützt. Zudem ist der Regionalisierungsansatz mit dem Ansatz im Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abzustimmen.

19. Sollte in Szenario A eine derart starke Wasserstoffimportabhängigkeit angenommen werden oder sollte zur Verringerung der Importabhängigkeit die Elektrolyseleistung in Szenario A erhöht werden?

Die Importanteile der einzelnen Szenarien sind nicht klar beschrieben und liegen weit auseinander (A: „70 % oder höher“; B: „50 bis 60 %“; C: „deutlich unter 50 %“, S. 56). Laut nationaler Wasserstoffstrategie sind 50-70 % in 2030 zu erwarten, das wäre auch ein längerfristiger Anhaltspunkt. Empfohlen wird eine Verteilung 50 – 60 – 70 % auf die Szenarien.

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

Ja.

1.7 Lastseitige Flexibilität

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

Grundsätzlich ist die Differenzierung dieser drei Arten haushaltsnaher Flexibilitäten ausreichend. Mit Ausnahme von V2G-fähigen PKW werden jedoch keine Werte für Marktanteile o. ä. angegeben. Bedauerlich ist zudem, dass im Szenariorahmen keine Angaben zur Höhe des Lastverschiebungspotenzials der einzelnen haushaltsnahen Flexibilitäten gemacht werden. Dies wäre zur Beurteilung ihrer Bedeutung für den Netzausbaubedarf hilfreich.

23. Die Anteile des marktlichen Einsatzes werden je Haushalt bestimmt. Ist das zielführend oder sollte zwischen den Technologieklassen unterschieden werden? Spannen die Anteile einen wahrscheinlichen Trichter auf?

Aufgrund der Bedeutung für die Verteilnetze befürwortet das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine Unterscheidung zwischen den Technologieklassen (siehe Antwort auf Frage 22). Im Szenario C erscheinen allerdings die Anteile der marktorientierten Haushalte, insbesondere mit 70% in 2045, als sehr optimistisch angesetzt. Diese gehen deutlich über die zuletzt im Rahmen der Langfristszenarien präsentierten Werte hinaus. Angesichts der erheblichen Unsicherheiten wird daher hier angeregt, die Anteile der marktorientierten Haushalte zu reduzieren, auch wenn damit die Differenzierung zwischen den Szenarien etwas geringer ausfällt.

24. Ist eine marktreife Entwicklung der V2G-Technologie („Vehicle to Grid“) bis in die Zieljahre plausibel? Zeigen die angenommenen Durchdringungsraten die möglichen Entwicklungen auf?

Aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg erscheint eine langfristige Berücksichtigung von V2G in den Szenarien als plausibel. Die Marktdurchdringung von V2G dürfte maßgeblich von der Wirtschaftlichkeit beziehungsweise der Förderkulisse abhängig sein. Insoweit erscheinen die gewählten Anteile in allen drei Szenarien, insbesondere bei Gegenüberstellung mit den in den Langfristszenarien gewählten Annahmen, als vergleichsweise hoch. Es wird daher angeregt, diese Anteile zu überdenken und ggf. zu reduzieren.

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?

Nach Ansicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ist die in der zugrundeliegenden Studie angewandte Methodik weiterhin aktuell. Da die betrachteten Produktionsanlagen sehr kostenintensiv sind, besitzen sie eine vergleichsweise lange Lauf- und Innovationszeit, so dass sie noch dem Stand der Technik entsprechen. Die Elektrifizierung von bisher mit konventionellen Energieträgern betriebenen Produktionsprozessen schreitet gegenwärtig und in absehbarer Zukunft mit gesteigerter Intensität voran. Der Umstand, dass dies häufig mit einer entsprechenden Zunahme des Flexibilisierungspotenzials der jeweiligen Anlage einhergeht, sollte in zukünftigen Modellierungen betrachtet werden.

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

Als Grundlage für die Netzentwicklungsplanung erscheinen die angenommenen Flexibilitätspotentiale als ausreichend. Die in der Begleitstudie dargestellte Methodik bildet aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg den aktuellen Stand der Technik ab. Die Berücksichtigung einer darüber hinaus gehenden dynamischen Reaktion auf Marktsignale erscheint aufgrund der erheblichen Unsicherheiten als nicht notwendig.

1.10 Wind Onshore

31. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien für realistisch?

In keinem der drei Szenarien zur Windenergie in Baden-Württemberg wird der im Energiekonzept des Landes Baden-Württemberg https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Energiekonzept-fuer-Baden-Wuerttemberg.pdf und im Forschungsvorhaben „Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040“ (unter Leitung des ZSW) https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/SYS_Projekte/2022-06-24_Teilbericht_Sektorziele_BW.pdf vorgesehene Ausbaupfad von 6,1 GW bis 2030 und 12,1 GW bis 2040 annähernd erreicht. Aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft ist es

nicht verständlich, warum eine Orientierung maßgeblich auch an den Flächenpotenzialen und nicht in erster Linie an den im Rahmen des WindBG tatsächlich ausgewiesenen bzw. auszuweisenden Flächen stattfindet. Diese Flächen werden voraussichtlich vorrangig von Windenergieanlagen bebaut. Die Nichtberücksichtigung von Flächen mit einer Windgeschwindigkeit unter 7 m/s in 150 Meter Höhe scheint nicht sachgerecht. Das reduziert die Flächenkulisse in Baden-Württemberg in enormem Umfang. In der Vergangenheit wurden in Baden-Württemberg Anlagen bereits deutlich unterhalb dieses Schwellenwerts realisiert und dies wird auch zukünftig der Fall sein. Aus unserer Sicht ist ein Szenario notwendig, das die Erfüllung des WindBG-Ziels und damit auch das Landesziel entsprechend des Energiekonzepts berücksichtigt.

1.11 Photovoltaik

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

Entsprechend des baden-württembergischen Energiekonzepts wird von einem Ausbau von 24,6 GW bis 2030 und von 47,2 GW bis 2040 ausgegangen. Laut der Studie „Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040“ unter Leitung des ZSW sind dabei 2030 18,6 GW Gebäudeanlagen und 5,9 GW Freiflächenanlagen sowie 2040 30,7 GW Gebäudeanlagen und 16,6 GW Freiflächenanlagen vorgesehen. Dieser Ausbaupfad liegt knapp (aufgrund der unterschiedlichen Jahreszahlen nicht direkt zu vergleichen) im Rahmen Szenario C. Die anderen Szenarien liegen deutlich darunter. Die Aufteilung für Gebäude und Freifläche entspricht damit etwa dem vom Land angestrebten Szenario.

1.12 Biomasse und Laufwasser

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

Der grundsätzlichen Annahme, dass die Nutzung der Biomasse in der Stromerzeugung tendenziell zurückgeht, kann zugestimmt werden. Auch kann aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschafts Baden-Württemberg die Argumentation nachvollzogen werden, dass die Höhe der Biomassekapazitäten einen nachgeordneten Einfluss auf die Netzdimensionierung hat. Die im Szenariorahmen angenommene Reduktion der Erzeugungsleistung von Biomasse- und Biogasanlagen auf rund ein Drittel der aktuellen Werte erscheint allerdings

aus Sicht von Baden-Württemberg als vergleichsweise hoch angesetzt. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass zur einer Steigerung der Flexibilität der Anlagen eine Steigerung der Leistung einzelner Anlagen notwendig sein wird. Dementsprechend wird in der für Baden-Württemberg verfügbaren Szenarioanalyse aus dem Forschungsvorhaben „Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040“ von einem gleichbleibenden Anlagenbestand in Baden-Württemberg bis 2040 bei Reduzierung der Volllaststunden ausgegangen.

1.13 Spitzenkappung

35. Ist es wahrscheinlich, dass Verteilernetzbetreiber zukünftig das Instrument der Spitzenkappung im größeren Maße nutzen?

36. Sollte Spitzenkappung stärker berücksichtigt werden und wenn ja, welche Möglichkeiten gibt es, Spitzenkappung modellseitig abzubilden?

Angesichts der zunehmenden Lasten und fluktuierenden Erzeugungsleistungen, die auf Verteilnetzebene angeschlossen werden, ist aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg stark davon auszugehen, dass das Instrument der Spitzenkappung künftig verstärkt auf Verteilnetzebene eingesetzt werden muss. Daher wäre es zu begrüßen, wenn die Option zur Spitzenkappung auf Verteilnetzebene künftig auch im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt wird. Modellseitig erscheint ein ähnlicher Ansatz, der im Rahmen der Langfristszenarien gewählt wurde, als sinnvoll. Damit könnte auch die Konsistenz mit der Systementwicklungsstrategie sichergestellt werden.

1.14 Konventionelle Kraftwerke

37. Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der bestehenden und zukünftig zu bauenden Wasserstoffkraftwerke für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen? Wie sollten die konkret angenommenen Kraftwerke bestimmt werden?

Aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschafts Baden-Württemberg erscheint es sinnvoll, sich bei der Bestimmung der künftigen installierten Leistung von wasserstofffähigen Gaskraftwerken an bestehenden Studien zu orientieren. Der Wert von 22 GW erscheint auf Grundlage des Monitorings zur Versorgungssicherheit der Bundesnetzagentur sinnvoll gewählt. Auch die aus Abbildung 29 ersichtliche regionale Verteilung des angenommenen Kraftwerkzubaues scheint im Einklang mit den Vorgaben der Kraftwerksstrategie zur systemdienlichen Verortung der Kraftwerke zu stehen (rund zwei Drittel der Zubauten in Süd-

und Westdeutschland). Die konkreten Kraftwerksstandorte sollten sich, soweit möglich, an bestehenden Standorten orientieren.

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

Die tatsächliche Zubauleistung hängt stark von der Festlegung der politischen Rahmenbedingungen ab, insbesondere dem ab 2028 geplanten Kapazitätsmechanismus. Insofern ist es aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg zum jetzigen Zeitpunkt sinnvoll, in der Netzplanung die Zubauleistung, die entsprechend des Monitorings der Bundesnetzagentur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit als notwendig erachtet werden, zugrunde zu legen.

Die Höhe der notwendigen Leistung flexibler Gaskraftwerke hängt langfristig stark von der Höhe der Bruttostromnachfrage, der verfügbaren Flexibilitäten und der installierten erneuerbaren Leistung ab. Dies haben auch die Ergebnisse der Langfristszenarien ergeben. Insofern kann nicht nachvollzogen werden, warum die Annahmen zur Zubauleistung nicht zwischen den Szenarien variiert werden. Als Anhaltspunkt könnten hier die auf Grundlage der Langfristszenarien ermittelten Ankerpunkte für die Systementwicklungsstrategie dienen.

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

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg stimmt mit der Annahme überein, dass aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit klimaneutraler Brennstoffe langfristig die Rolle der KWK-Anlagen, insbesondere im niedrigeren Leistungsbereich, zurückgehen wird. Auch in der Szenarioanalyse für Baden-Württemberg im Rahmen des Forschungsvorhabens „Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040“ wird von einem rückläufigen KWK-Bestand ausgegangen. Ein vollständiges Verschwinden von gasbasierten KWK-Anlagen < 10 MW bis 2045 wird jedoch als eher unwahrscheinlich angesehen. Gleichzeitig kann angenommen werden, dass die gewählten Annahmen zu Klein-KWK-Anlagen, ähnlich wie bei den Biomasseanlagen, eine eher nachgeordnete Bedeutung für die Netzdimensionierung haben, so dass eine Überarbeitung der hier getroffenen Annahmen aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft als nicht zwingend erscheinen.

1.16 Europäischer Rahmen

42. Ist eine Annahme zusätzlicher Interkonnektoren lediglich in Szenario C angemessen?

Die Annahme zusätzlicher Interkonnektoren nur in Szenario C kann aus Sicht des Umweltministeriums Baden-Württemberg nicht unterstützt werden. Auf Grundlage des TYNDP ist davon auszugehen, dass künftig in allen Szenarien ein, wenn auch ggf. begrenzter, Zubau von weiteren Interkonnektoren erfolgt. Insofern wäre es zu begrüßen, wenn eine Variation zwischen den Szenarien erfolgt, die aber einen Zubau von Interkonnektoren in den Szenarien A und B nicht ausschließt. Darüber hinaus wäre zu überlegen, ob, auch auf Grundlage der Ergebnisse aus den Langfristszenarien, in Szenario C ein Interkonnektorenbau, der über den TYNDP hinausgeht, unterstellt werden könnte.

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

Aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg erscheint es sinnvoll, sich auf ein zugrundeliegendes europäisches Szenario für alle im Rahmen des NEP betrachteten Szenarien festzulegen. Dadurch wird vermieden, dass zusätzliche Variation zwischen den Szenarien entsteht, die nicht klar einer der Inputgrößen für den deutschen Rahmen zugeordnet werden kann.

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

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg begrüßt den Wechsel des Szenarios zur europäischen Entwicklung von „Distributed Energy“ zu „National Trends+“. Dadurch wird eine zum jetzigen Zeitpunkt aus nationaler Sicht wahrscheinliche Entwicklung angenommen und gleichzeitig die Erreichung der europäischen Klimaziele sichergestellt.

2 Fragen zum Szenariorahmenentwurf Gas und Wasserstoff

2.1 Ausrichtung der Szenarien

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?

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass in den Szenarien eine Abstimmung mit den der Systementwicklungsstrategie zugrundeliegenden Langfristszenarien angestrebt wird. Zudem finden sich, ebenso wie im Szenariorahmenentwurf Strom, zwei Szenarien mit verstärktem Fokus auf Elektrifizierung sowie auf Wasserstoff wieder. Bedauerlich ist jedoch, dass keine weitere Abstimmung mit den Szenarien aus dem Szenariorahmen Strom erfolgt ist. So wäre es wünschenswert, dass in den zwei zentralen Szenarien (Szenario B und C im Szenariorahmen Strom sowie Szenario 1 und 2 im Szenariorahmen Gas und Wasserstoff) grundlegende Parameter, die für beide Szenariorahmen zentral sind (z.B. Wasserstoffbedarf, Kapazität und Verortung Gaskraftwerke etc.) harmonisiert werden.

Fraglich ist, inwieweit das Szenario 3 (auf Grundlage des Langfristszenarios T45-RedEff) zusätzliche Erkenntnisse für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff liefern. Dies gilt insbesondere, da in der Weiterentwicklung der Langfristszenarien nur noch die Orientierungsszenarien O45-Strom und O45-H2 betrachtet werden.

Es ist sehr zu begrüßen, dass ein weiteres Szenario 4 Versorgungssicherheit anhand der Ergebnisse der Marktabfrage der FNBs und der Langfristprognose der VNBs eingeführt wird. Aus den in Abbildung 36 dargestellten Methanbedarfen in diesem Szenario wird aber schnell deutlich, dass Szenario 4 nicht im Einklang mit den energiepolitischen Zielvorgaben der Bundesregierung stehen kann. Die Wasserstoffbedarfe liegen in Szenario 4 signifikant über denen der anderen Szenarien. Dies verdeutlicht, dass Bedarfsabfragen, insbesondere bei Bezugspunkten weit in der Zukunft, mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind.

Die Szenarien Strom und Gas/Wasserstoff müssen stärker aufeinander abgestimmt werden. Darauf weist die BNetzA im Begleitdokument zutreffend hin.

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

Die Importanteile der Szenarien 1-3 liegen weit auseinander (vgl. Tabelle 3, S. 12). Laut nationaler Wasserstoffstrategie sind 50-70 % in 2030 zu erwarten, das wäre auch ein längerfristiger Anhaltspunkt. Empfohlen wird eine Verteilung 50 – 60 – 70 % auf die Szenarien 1-3.

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

In Szenario 4 erscheint sowohl der Methan- als auch der Wasserstoffbedarf als sehr hoch angesetzt. Hier zeigt sich, wie bereits in der Antwort auf Frage 1 dargelegt, die grundsätzliche Limitierung bei der Verwendung von langfristigen Bedarfsabfragen in der Netzplanung. Dies muss im weiteren NEP-Prozess berücksichtigt werden.

Die Ergebnisse der bundesweiten Marktabfrage 2024 stimmen für Baden-Württemberg gut mit der 2023 auf Landesebene durchgeführten Bedarfserhebung (Abfrage mit wissenschaftlicher Auswertung und Hochrechnung) überein; vgl. den Bericht des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) „Systematische Potenzialermittlung mit Blick auf den Bedarf an Wasserstoff in Baden-Württemberg - Ergebnisbericht des Projektes SpeedH2“ vom Dezember 2024 (Internet: <https://www.plattform-h2bw.de/h2-bedarf>). Die Ergebnisse von 2023 werden bestätigt und sogar übertroffen.

Die regionale Verteilung (Ebene der Bundesländer) wird im Szenariorahmen nur in Abbildung 19 grob deutlich (Auspeisemenge in Größenordnungen bezogen auf Landkreise). Die Darstellung scheint für Baden-Württemberg im Wesentlichen den Ergebnissen des o.g. Berichts zu entsprechen. Es wird zur besseren Transparenz angeregt, zusätzlich die Ergebnisse der Marktabfrage auch bezogen auf die Bundesländer in entsprechenden Übersichtstabellen darzustellen. Die Auflistung der Einzelmeldungen im Anhang zum Szenariorahmen ist nicht ausreichend und zu unübersichtlich.

Die erhebliche Zunahme der Wasserstoffbedarfe in Baden-Württemberg bestätigt die Forderung der Landesregierung, das Fernleitungsnetz in der Rheinschiene von Karlsruhe bis zur Schweizer Grenze zeitnah auszubauen, um auch die im Süden des Landes (bis zum Bodenseeraum) festgestellten Bedarfe abdecken zu können. Nur mit einer solchen Versorgungs- und Dekarbonisierungsperspektive werden Unternehmen bereit sein, in den Standort für eine klimaneutrale Produktion zu investieren. Eine durchgängige Fernleitung im Rheintal ist auch deshalb erforderlich, um einen zukünftigen Wasserstofftransport über Italien und durch die Schweiz nach Baden-Württemberg und Deutschland zu ermöglichen. Entsprechende Einspeisekapazitäten aus der Schweiz sind zutreffend im Szenariorahmen berücksichtigt.

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

Die Bandbreite zum Erdgas- und Wasserstoffbedarf in den Szenarien 1 bis 3 orientiert sich im Wesentlichen an den Langfristszenarien und kann dementsprechend grundsätzlich nachvollzogen werden. Die einzige aus Abbildung 24 ersichtliche Unklarheit besteht im Jahr 2045, in dem nicht die volle Bandbreite der sich aus den Ankerpunkten der SES ergebenden Wasserstoffnachfrage in den Szenarien abgebildet wird. Zu überlegen wäre zudem, ob neben einer engeren Abstimmung mit dem Szenariorahmen Strom im weiteren Verlauf noch die neueren Orientierungsszenarien O45-Strom und O45-H2 anstelle der T-45-Szenarien herangezogen werden können.

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

Die Kapazitätsbedarfe werden aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg hinreichend berücksichtigt. Grundsätzlich wird deutlich, dass die Bedarfsabfragen im Rahmen der Langfristprognosen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind und nicht mit den energiepolitischen Zielvorgaben vereinbar sind.

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

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg hält grundsätzlich eine enge Anbindung der Szenarien an die Systementwicklungsstrategie bzw. die Langfristszenarien, wie in den Szenarien 1 bis 3 geschehen, für sinnvoll. Der Bericht des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) „Systematische Potenzialermittlung mit Blick auf den Bedarf an Wasserstoff in Baden-Württemberg - Ergebnisbericht des Projektes SpeedH2“ vom Dezember 2024 (Internet: <https://www.plattform-h2bw.de/h2-bedarf>) sollte Berücksichtigung finden (vgl. Stellungnahme zu Frage 3).

2.2 Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit

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?

Es ist sehr zu begrüßen, dass ein weiteres Szenario 4 Versorgungssicherheit anhand der Ergebnisse der Marktabfrage der FNBs und der Langfristprognose der VNBs eingeführt wird.

2.3 Biomethan

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?

Aus derzeitiger Sicht hält das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg die Einschätzungen der Systementwicklungsstrategie zur Biomethaneinspeisung für belastbar. Eine erhebliche Ausweitung der Biomethaneinspeisung ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht absehbar und sollte daher in der Netzentwicklungsplanung nicht unterstellt werden. Zudem ist zu hinterfragen, inwieweit die Berücksichtigung höherer Biomethanmengen (auf Grundlage der EU-Vorgaben) einen signifikanten Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff hätte.

2.4 Kraftwerke

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 Modellierung des Zubaus flexibler Gaskapazitäten ist einer der wesentlichen Parameter, der aus Sicht des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg dringend mit dem Szenariorahmen Strom harmonisiert werden sollte. Der dort gewählte Ansatz auf Grundlage des Monitorings der Bundesnetzagentur mit anschließender regionaler Aufteilung erscheint belastbar

und könnte auch als Basis für den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff herangezogen werden. Die Entwicklung der Anträge nach §§ 38/39 GasNZV kann als zusätzlicher Anhaltspunkt zur Verortung der Kraftwerksleistung herangezogen werden.

2.5 Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber

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

Insgesamt erscheinen die Langfristprognosen der VNB als Grundlage für die langfristige (über 2030 hinausgehende) Netzplanung als wenig belastbar. Daher ist es zu begrüßen, dass der Fokus im Szenariorahmen Gas und Wasserstoff auf Szenarien, die mit den energiepolitischen Zielen vereinbar sind, gesetzt wird. Eine verbesserte Plausibilisierung der Langfristprognosen erscheint angesichts der erheblichen Unsicherheiten zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer möglich.

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?

Angesichts der sehr konservativen Bedarfsmeldungen kann der Ansatz, alle Langfristprognosen um die im Durchschnitt über alle VNB gemeldete Bedarfsreduktion von rund 30% zu senken, nachvollzogen werden, muss aber grundsätzlich nur als sehr grobe Näherung betrachtet werden.

Der Ansatz einer Kürzung der Langfristprognosen der VNBs um 30 % sollte mit den VNBs sowie wissenschaftlichen Kreisen wie dem ZSW (vgl. zu Frage 3 genannter Bericht) diskutiert und einvernehmlich festgelegt werden. In der Bedarfserhebung für Baden-Württemberg 2023 wurde ein intensiver Abgleich zwischen den zentralen Meldungen und den Angaben bei VNBs vorgenommen, um Doppelungen zu vermeiden (vgl. zu Frage 3 genannter Bericht).

2.6 Wasserstoffbedarfe

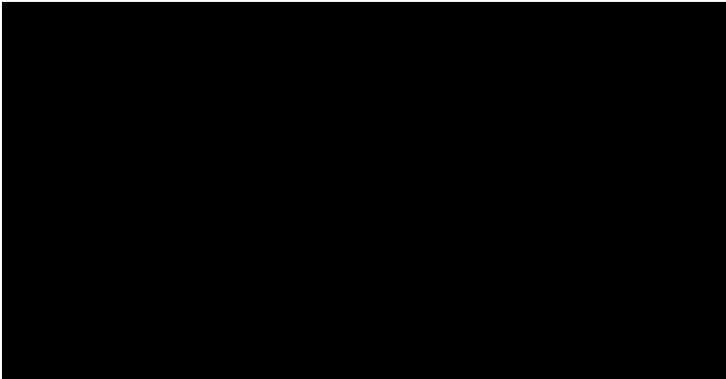
18. Elektrolyseure: Zur Regionalisierung der in den szenarienbasierten Modellierungsvarianten angesetzten H₂-Einspeiseleistungen planen die FNB eine räumliche Verteilung auf die Projektstandorte aus der Großverbrau-

cherabfrage. Dadurch wird die Leistung der einzelnen Projekte je nach Szenario gekürzt bzw. erhöht. Ist dieser Ansatz gerechtfertigt bzw. welcher Ansatz wäre sachgerechter?

Der Ansatz ist nachvollziehbar: Bei der Methodik der Regionalisierung der Einspeiseleistungen ist eine Abstimmung mit dem Szenariorahmen Strom erforderlich.

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?

Der von den FNBs verfolgte Ansatz (Darstellung auf S. 51) ist nachvollziehbar.





700018

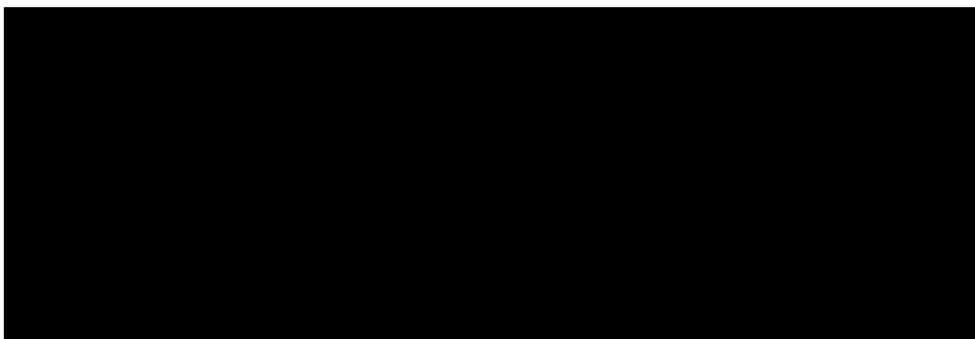
Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 700018
Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

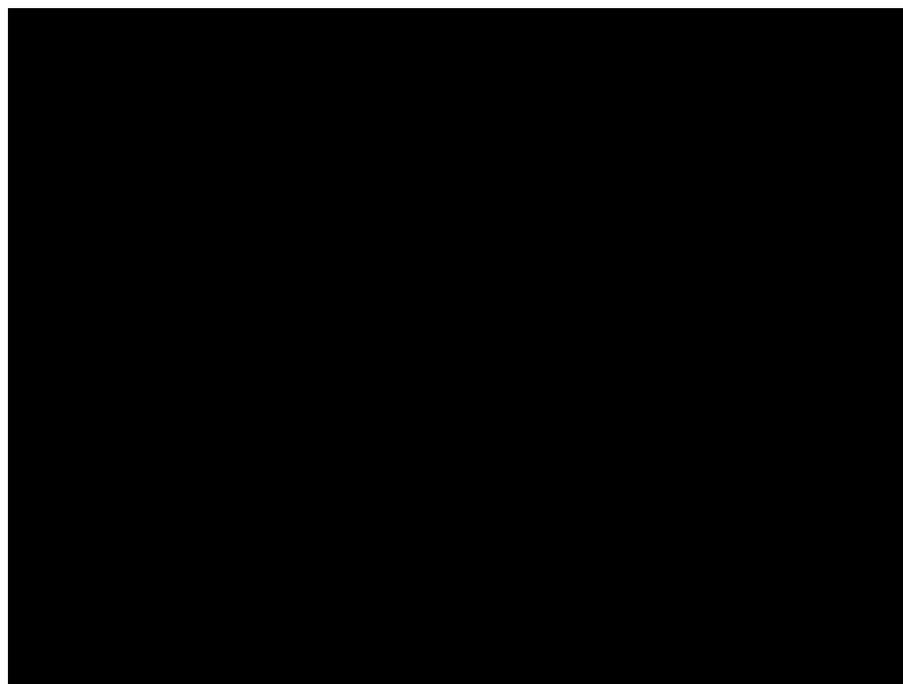


Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme: Sehr geehrte Frau Calabrese,

beigefügt übersende ich Ihnen vorab elektronisch ein Schreiben [REDACTED]
[REDACTED] zur Konsultation der Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff
2025–2037/2045



[REDACTED]
Hessisches Ministerium für Wirtschaft,
Energie, Verkehr, Wohnen und ländlichen Raum

HESSEN



Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr, Wohnen
und ländlichen Raum [REDACTED]

[REDACTED]
Präsident der Bundesnetzagentur
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

27. September 2024

Stellungnahme zu den Entwürfen der Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff 2037/2045 (2025)

Sehr geehrter [REDACTED],

mit den Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff werden die fachlichen Grundlagen für den bedarfsgerechten Ausbau der Strom- und Gas-/Wasserstoffnetze gelegt. Es ist aus meiner Sicht richtig, dass die Bundesnetzagentur die Entwürfe des Szenariorahmens Strom und des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff aufgrund der zahlreichen Wechselwirkungen im Bereich der Strom- und Gas- bzw. Wasserstoffnetzinfrastruktur gemeinsam betrachtet und zur Konsultation stellt.

Mit dem Blick auf das Zieljahr 2045 stehen wir vor der gemeinsamen Herausforderung, den notwendigen Ausbau der Energieinfrastrukturen möglichst präzise abzubilden. Dies ist nicht nur aus klimapolitischen Gesichtspunkten entscheidend, die Verfügbarkeit von Energie ist und wird auch in Zukunft richtungsweisend für die Wettbewerbsfähigkeit unseres Wirtschaftsstandorts sein.

Vor diesem Hintergrund begrüße ich es sehr, dass die Bandbreite der Szenarien gegenüber dem vorausgegangenen Netzentwicklungsplan deutlich größer ist. Es ist aus meiner Sicht sachgerecht und notwendig, auch Entwicklungspfade zu betrachten, die von den konkreten energiepolitischen Zielsetzungen abweichen. Mit voranschreitender Zeit können diese in Teilbereichen übererfüllt werden, während die Entwicklungen in anderen Bereichen von den Zielsetzungen abweichen.

Im Sinne einer robusten Netzplanung sollte eine möglichst große Varianz der Entwicklungen dargestellt werden.

Erstmalig haben die Übertragungsnetzbetreiber im Vorfeld der Erarbeitung des aktuellen Szenariorahmens eine Datenplattform geschaffen, um Großverbraucher intensiv in den Prozess einzubeziehen. Dass dies die richtige Entscheidung war, zeigt sich aus meiner Sicht bereits in dem Umstand, dass die gemeldeten Lastbedarfe die des zurückliegenden Szenariorahmens deutlich übersteigen. Für Hessen gilt dies in besonderer Weise für den Bereich der Rechenzentren.

Bei der Validierung der gewonnenen Daten stehen die Netzbetreiber und die Bundesnetzagentur vor großen Herausforderungen. Sicherlich werden nicht alle Projekte, etwa in den Bereichen Power-to-Gas oder Batteriespeicher realisiert werden. Umgekehrt sollte kein (Dekarbonisierungs)-Projekt und keine Investitionsentscheidung an fehlenden infrastrukturellen Voraussetzungen scheitern.

Mit Blick auf die im Entwurf des Szenariorahmens Strom angewandte Methodik zur Berücksichtigung der gemeldeten Lasten in allen drei Szenarien habe ich allerdings große Bedenken, ob die Ergebnisse der Großverbraucherabfrage in angemessener Weise in der Netzplanung Berücksichtigung finden werden. Beispielfhaft sei an dieser Stelle erwähnt, dass industrielle Großverbraucher und Rechenzentren lediglich ab einem „fortgeschrittenen Planungsstadium“ berücksichtigt werden, während hingegen Vorhaben von Großverbrauchern im Bereich „Power-to-Heat“ und „Power-to-Gas“ bereits in einem „frühen Planungsstadium“ Berücksichtigung finden.

Gerade die industriellen Großverbraucher bereiten sich in eigener Verantwortung sorgfältig auf die anstehenden Transformationsprozesse vor. Wie das Ihnen bekannte Beispiel des standortgebundenen Unternehmens K+S eindrücklich zeigt, sollte den gemeldeten Lastbedarfen in diesem Bereich bereits in einem frühen Planungsstadium ein hohes Gewicht zukommen.

Auch müssen wir uns in diesem Zusammenhang die hohe Dynamik bei der Entwicklung und Realisierung von Rechenzentren in der Rhein-Main-Region vor Augen führen. Dieser Zubau, der sich aus technischen Gründen im Bereich des DE-CIX fokussiert und damit faktisch standortgebunden im Rhein-Main-Gebiet ist, ist letztlich Voraussetzung für den Fortschritt der Digitalisierung in Deutschland.

Im Ergebnis drohen bei der angewandten Methodik eine erhebliche Anzahl von Projekten – insbesondere in den Szenarien A und B – keine Berücksichtigung bei der Netzausbauplanung zu finden.

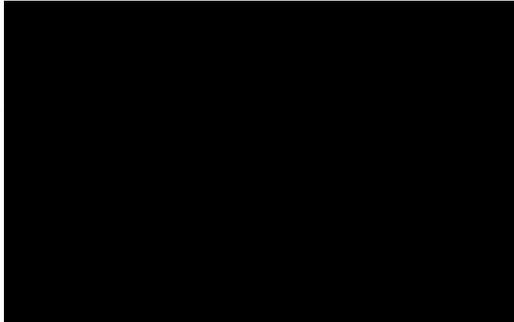
Aus meiner Sicht wäre es daher sinnvoll und geboten, ein separates Szenario zu betrachten, welches die Realisierung aller angemeldeten Großverbraucherprojekte insbesondere in den Bereichen Industrie und Rechenzentren unterstellt. Andernfalls sollte die Methodik zur Berücksichtigung der gemeldeten Lastbedarfe überdacht und die Hürden insbesondere im Bereich der industriellen Verbraucher und der Rechenzentren gesenkt werden. Für notwendig halte ich es angesichts der Dynamik auch, dass die über die Datenplattform gewonnenen Informationen sowie die Netzanschlussbegehren bei den Netzbetreibern mit heutigem Stand berücksichtigt werden. Die derzeit verwendeten Daten der Verteilnetzbetreiber haben den Stand von Ende August 2023.

Der Szenariorahmen trifft ebenfalls Annahmen zu der konventionellen Stromerzeugung. Ich begrüße es, dass in der Summe ein Zubau von 22 Gigawatt angenommen wird, der sich mit den Analysen der Bundesnetzagentur aus dem aktuellen Versorgungssicherheitsbericht deckt. Vor diesem Hintergrund und den steigenden Lastbedarfen im Rhein-Main-Gebiet erscheint mir der angenommene Zubau von einem Gigawatt in Hessen als sehr gering. Hessen verfügt mit den Kraftwerksstandorten in Biblis und Großkrotzenburg über sehr gut geeignete Kraftwerksstandorte mit bestmöglichen infrastrukturellen Voraussetzungen, von denen zudem eine netzstabilisierende Wirkung ausgehen dürfte.

Im Hinblick auf den Szenariorahmen Gas/Wasserstoff habe ich Bedenken, da sich die szenariobasierten Langfristszenarien von den tatsächlich gemeldeten Bedarfen deutlich unterscheiden. Von daher begrüße ich, dass die Koordinierungsstelle der Fernleitungsnetzbetreiber zusätzlich eine bedarfsorientierte Betrachtung in den Szenariorahmen eingebracht hat und damit dem Auftrag der Versorgungssicherheit nachkommt. Es ist mit einer höheren Kosteneffizienz beim Netzausbau zu rechnen, wenn sich dieser an den tatsächlichen Bedarfen sowohl im Methan- als auch im Wasserstoffbereich orientiert.

Ein zu schnell verknapptes Angebot an Methan ohne eine ausreichende Kompensation durch Wasserstoff aufgrund einer nicht bedarfsgerechten Netzplanung sollte vermieden werden. Auch hier gilt, dass eine ausreichende Verfügbarkeit von Energie entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit unseres Wirtschaftsstandorts und der damit verbundenen Sicherung von Arbeitsplätzen ist. Eine erfolgreiche Umstellung auf Wasserstoff kann daher nur gelingen, wenn die Versorgung mit Methan in ausreichender Menge aufrechterhalten und zugleich die Bereitstellung von Wasserstoff in erforderlichem Maß hochgefahren wird, sodass Unternehmen und die Bevölkerung die notwendige Sicherheit für die Planung bei der Umstellung und für wichtige Investitionsentscheidungen haben.

Gerne möchte ich Sie bitten, die genannten Hinweise bei der weiteren Arbeit an den Szenariorahmen zu berücksichtigen. Ich bin zuversichtlich, dass es uns auf diese Weise gemeinsam gelingen wird, die infrastrukturellen Voraussetzungen für künftige Investitions- und Standortentscheidungen von Unternehmen wie auch für die Transformation der bestehenden gewerblichen und industriellen Verbraucher zu schaffen.





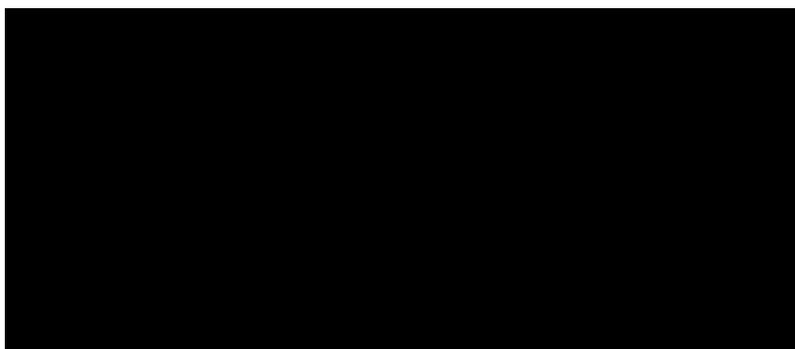
700025

Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 700025
Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

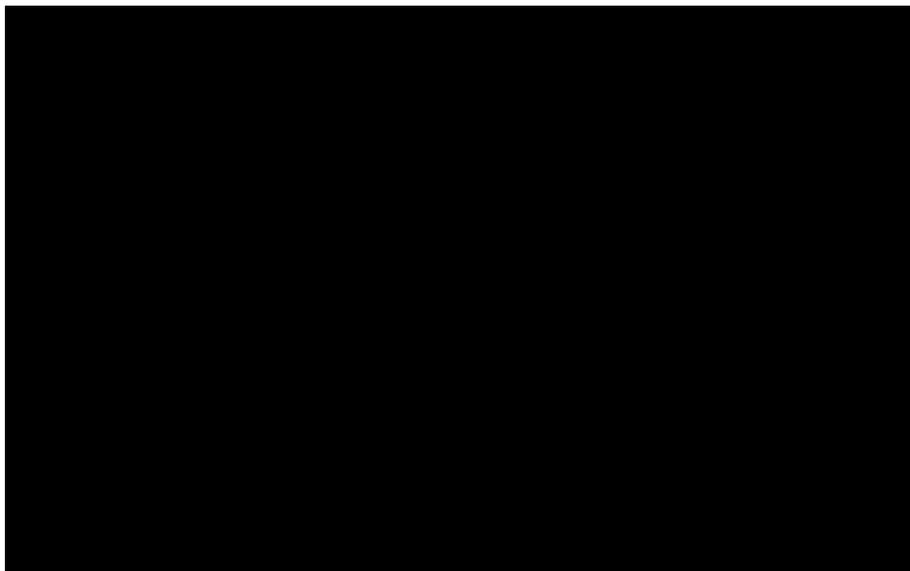
Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:



Sehr geehrte Damen und Herren,

in der Anlage übersende ich Ihnen die Stellungnahme Thüringens zum Szenariorahmen Strom sowie Gas mit der Bitte um Beachtung.

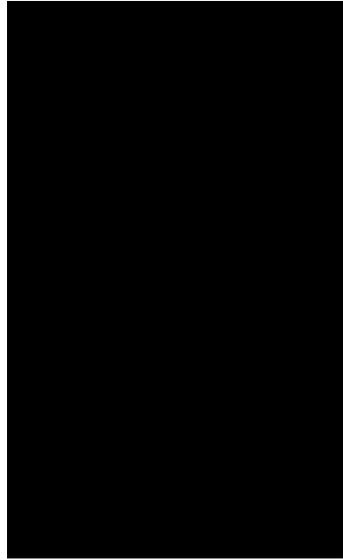


Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz ·
[Redacted]

An die
Bundesnetzagentur

-nur per Mail-
szenariorahmen.netzentwicklung-strom@bnetza.de
nep-gas-wasserstoff@bnetza.de

Entwurf des Szenariorahmens 2025 - 2037/2045 zum Netzentwicklungsplan Strom und Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025



Erfurt
24. September 2024

Sehr geehrte Damen und Herren,

gerne nehmen wir das Angebot zur Konsultation der Entwürfe des Szenariorahmens Strom und des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff an. Es ist zu begrüßen, dass im Zuge der Novellierung des EnWG die Prozesse für die Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff 2025 synchronisiert wurden. Für eine umfassende sektorenübergreifende Planung ist es unerlässlich, dass die Wechselwirkungen zwischen der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur und dem Stromsektor Berücksichtigung finden.

Die Veränderungen in der Erzeugungs- und Nachfragestruktur erfordern auch einen Ausbau des Netzes. Das NOVA-Prinzip gilt dabei weiterhin zu beachten. Es wird begrüßt, dass weitere Abstimmungen zwischen den VNB und den ÜNB bzw. FNB Gas fortgeführt werden sollen.

Nachfolgend unsere Hinweise::

1. zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045

Es stellt sich die Frage, wie das Szenario A zur Anwendung kommen kann, mit dem der gesetzlich vorgeschriebene Ausbaupfad der erneuerbaren Energien deutlich unterschritten wird. Die Unterschreitung ist grundsätzlich auch nicht angezeigt.

Mit Blick auf die Nutzung erneuerbarer Energien und die Emissionsminderungsziele bis 2030 ist es naheliegend, dass im Stromsektor bereits deutlich



vor 2045 Treibhausgasneutralität erreicht werden muss. Infolge der zu erwartenden Elektrifizierung anderer Sektoren kommt es zu einer Abhängigkeit vom Transformationspfad des Stromsektors, die die Bedeutung eines starken Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromversorgung bekräftigt. Demzufolge sind die Annahme, dass der Ausbaupfad der EE unterschritten, stattdessen von einem hohen Anteil an synthetischen Energieträgern und Wasserstoff, dessen Transport sowie einer geringeren Gesamtstromverbrauchsprognose ausgegangen wird, abzulehnen.

Relevanz für die Dimensionierung der Stromnetzinfrasturktur hat vor allem die Höhe der Elektrolyseleistung sowie deren räumliche Verteilung. Die Realisierung vieler Elektrolyseure erscheint aus heutiger Sicht noch sehr unsicher. Die Szenarien für 2037 gehen von einer Leistung der Elektrolyseure von 26 bis 40 GW für Deutschland aus (vgl. Tabelle 1, S. 26).

Abbildung 19 (S. 59) stellt die berücksichtigte Leistung projektbasierter Elektrolyseure aus der Markt- und Netzbetreiberabfrage je Bundesland dar. Für Thüringen werden sehr geringe Werte deutlich, die sich aber nicht überprüfen bzw. untersetzen und damit nicht standörtlich zuordnen lassen.

Alle Szenarien – auch die bis 2045 – nehmen eine Steigerung der Leistung der Pumpspeicherwerke von derzeit 9,7 GW auf 11,7 GW an (vgl. Tabelle 1, S. 26). Wodurch (an welchen Standorten) die Steigerung erreicht wird, erschließt sich nicht.

In § 4 EEG werden die Ausbaupfade für die Stromerzeugungskapazitäten der Onshore-Windenergie und Photovoltaik bis 2040 festgeschrieben. Bis zum Jahr 2030 sollen im Bereich Photovoltaik 215 GW installiert sein und bis 2040 soll die installierte Leistung auf 400 GW steigen. Für Onshore-Windenergie wird im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 115 GW und bis 2040 von 160 GW ausgewiesen. Die Onshore-Windenergieanlagen weisen derzeit (zum 31.12.2023) eine installierte Leistung von ca. 61 GW auf.

Für die Herleitung der Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen werden im Szenariorahmen 2.600 bzw. 2.700 Volllaststunden (vgl. Tabelle 21, S. 72) zugrunde gelegt. Damit wird gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (2023) ein Anstieg der Volllaststunden um 200 h/a angenommen. Bereits im Genehmigungsdokument des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (2023) bezeichnete die BNetzA die Annahmen der ÜNB zu den Volllaststunden als „ambitioniert“ (S. 50).

In Tabelle 23 (S. 84) wird die installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie je Bundesland dargestellt. Es ist jedoch nicht nachvollziehbar, wie die Leistung von 12,6 GW ermittelt wurde, die Thüringen unter Berücksichtigung des 2 %-Ziels erbringen soll, und welcher spezifische Flächenbedarf für Thüringen verwendet wurde; zumal der Entwurf des Szenariorahmens 2023 noch 9,2 GW enthielt.

Offen bleibt auch, in welchem Verhältnis dieser 2%-Flächenziel-Wert zu den ermittelten Werten für die verschiedenen Szenarien steht. Für Thüringen wird im Jahr 2037 eine installierte Leistung zwischen 3,8 und 7,4 GW und für 2045 zwischen 5,1 und 9,0 GW angenommen.

Im Dokument wird also nicht deutlich, wie der flächenbezogene Ansatz, der sich aus dem WindBG ableitet, in die ausgewiesene Leistung umgerechnet wird.

Die im Anhang A.4 dargestellte Methodik zur Ermittlung der Potenziale für Onshore-Windenergie ist nicht nachvollziehbar. Es ist nicht erkennbar, welche Annahmen für Thüringen getroffen wurden. So wird für Thüringen in Tabelle 39 eine Fläche „WEG gesamt“ (Windeignungsgebiete) von 137 km² ausgewiesen. Fakt ist, dass in Thüringen 4.537 ha (45 km²) Vorranggebiete „Windenergie“ rechtswirksam in den Regionalplänen ausgewiesen sind (vgl. Begriffsbestimmung § 2 WindBG). Auch die derzeit vorliegenden Entwürfe von Regionalplänen kommen nicht auf den Wert. In den Regionalplänenentwürfen werden 14.581 ha (146 km²) Vorranggebiete „Windenergie“ ausgewiesen. Hier sollte auf die Länderberichte zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land zurückgegriffen werden.

Zudem basiert die zugrunde gelegte Methodik auf einer Studie, die noch nicht veröffentlicht wurde (vgl. Fußzeile S. 129).

Die in Tabelle 24 (S. 87) ermittelten Daten für die installierte Erzeugungsleistung Freiflächen-PV je Bundesland sind kritisch zu hinterfragen.

Im Anhang (S. 132) wird ausgeführt: „Der Zubau von Freiflächen-PV wird auf landwirtschaftlichen Flächen modelliert. Aufgrund mangelnder flächendeckender Datenverfügbarkeit können Konversionsflächen und Deponien nicht berücksichtigt werden.“

Gerade auf die Nutzung von Konversionsflächen und den sparsamen Umgang mit landwirtschaftlichen Flächen orientiert die Raumordnung und Landesplanung in Thüringen für großflächige Solaranlagen. Im Landesentwicklungsprogramm 2025 Thüringens heißt es in 5.2.8 G: „Die Errichtung großflächiger Anlagen zur Nutzung der Sonnenenergie soll insbesondere auf baulich vorbelasteten Flächen und auf Gebieten, die aufgrund vorhandener Infrastrukturen ein eingeschränktes Freiraumpotenzial vorweisen erfolgen. Die Verfestigung einer Zersiedlung sowie zusätzliche Freirauminanspruchnahme sollen vermieden werden. Soweit erforderlich sollen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen landwirtschaftlich benachteiligte Gebieten genutzt werden.“

Betrachtet man die Werte in den Tabellen 24 und 25 (S. 87f), so stimmt die Aussage von S. 85 „Der Zubau der PV-Leistung wird entsprechend der Photovoltaik-Strategie 2023 zu gleichen Teilen auf Freiflächenanlagen und Anlagen auf Dachflächen aufgeteilt.“ nicht oder nur annähernd.

2. zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

Ausgehend davon, dass der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in einer ersten Stufe mit der Planung und Errichtung eines Wasserstoff-Kernetzes beginnt, für diese aber noch keine Genehmigung durch die BNetzA vorliegt,

ist auch der Umgang mit den darin enthaltenen Umstellungsleitungen noch nicht abschließend geklärt.

Die Abbildungen 18 bis 20 (S. 59 ff) zeigen regionale Verteilungen. Sie können jedoch keiner Bewertung unterzogen werden, da dazu im Dokument keine Daten vorhanden sind. Fraglich ist, ob diese landkreisbezogene Darstellung zweckmäßig ist, da es bei der Einspeisung und Ausspeisung vordergründig um konkrete Standorte geht.

Die Bedarfsanalysen sind auf Grundlage der Anfragen von FNBs bei den Endverbrauchern erstellt worden, das gleiche gilt für die potentiellen Erzeugungsleistungen mittels Elektrolyse. Prinzipiell wurden die Bedarfe, die bereits bei der Kernnetzplanung Berücksichtigung fanden, übernommen (bspw. HKW Jena, KWK Erfurt, Stahlindustrie). Bis 2035 sieht der NEP Gas und Wasserstoff eine nahezu Gleichverteilung über Thüringen. Große H₂-Verbraucher sind nur in der Städteketten (KWK-Anlagen und mögliche Mobilität) und in Südostthüringen (Papierfabrik, Stahlfabrik) zu erkennen.

Es erscheint sinnvoll, dass die Fernleitungsnetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber sowohl eine gemeinsame Kraftwerksliste als auch Listen der angenommenen Elektrolyseprojekte erstellen bzw. diese abstimmen.

Bei den innereuropäischen Importstrukturen ist anzumerken, dass das Projekt AquaDuctus von Seiten des norwegischen Betreibers zurückgestellt worden ist (Pressemitteilung vom 23.09.2024). Der Betreiber verfolgt die Intension, Erdgas in die Niederlande zu leiten, in den Niederlanden soll letztendlich aus dem Erdgas blauer Wasserstoff gewonnen werden. D.h. im Umkehrschluss, die Importmengen und Kapazitäten für die Jahre 2037 bis 2045 müssen im NEP Gas und Wasserstoff für Norwegen reduziert und zeitgleich für die Niederlande nach Deutschland erhöht werden.

3. Begleitdokument

Fragen zum Szenariorahmenentwurf Strom:

31. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien für realistisch?

Eine Verdopplung der jetzigen installierten Leistung von 1,8 GW auf 3,8 GW im Szenario A 2037 ist noch vorstellbar.

Allerdings reicht dieser Pfad nicht aus, um die gesetzten Ausbauziele vollständig zu erreichen.

Die Ausbaupfade B und C hingegen sind weitaus ambitionierter. Betrachtet man jedoch die Steigerungsraten der Genehmigungszahlen und der Zuschläge aus den vergangenen Jahren, so ist es möglich, dass die ambitionierten Ziele von Ausbaupfad B und C durchaus erreicht werden können.

32. Ist die angenommene Erhöhung der pauschalen Volllaststunden für Wind Onshore Anlagen realistisch, insbesondere vor dem Hintergrund, dass bei steigendem Ausbau auch Flächen genutzt werden müssen, die selbst mit Schwachwindanlagen nicht ideal sind?

Die Annahme von 2.600 bis 2.700 Volllaststunden (VBh) wird im Hinblick auf die Windverhältnisse in Thüringen als zu hoch eingeschätzt. Insbesondere die Erwartung, dass bereits im Jahr 2037 ein durchschnittlicher Wert von 2.600 VBh erreicht wird, erscheint nicht nachvollziehbar. Thüringen zeichnet sich durch moderate Windverhältnisse aus, die in der Regel deutlich unter den Windbedingungen in Küstenregionen liegen. Daher sind konservativere Annahmen zu den Volllaststunden, insbesondere im Hinblick auf die technologischen Entwicklungen und den Standortfaktor, realistischer. Die technologischen Fortschritte könnten zwar zu einer Erhöhung der Effizienz führen, jedoch bleibt eine so signifikante Steigerung der Volllaststunden in diesem Zeitraum schwer zu prognostizieren.

Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass eine vermehrte Errichtung von Schwachwindanlagen zu größeren Friktionen zwischen Energieertrag und Artenschutz führen kann. Sowohl die im Verhältnis größeren Rotoren von Schwachwindanlagen als auch der Betrieb bei geringeren Windgeschwindigkeiten stellen höhere Risiken für kollisionsgefährdete Vögel und Fledermäuse dar, die häufiger zu zeitweisen Abschaltungen der Anlagen zum Schutz von kollisionsgefährdeten Tieren führen werden. Eine Erhöhung der Volllaststunden durch vermehrten Bau von Schwachwindanlagen ist daher fraglich.

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

Eine hälftige Aufteilung des Photovoltaik-Ausbaus auf Freiflächen- und Aufdachanlagen kann sinnvoll sein, wenn sowohl ökonomische als auch ökologische Aspekte sorgfältig abgewogen werden. Während Freiflächenanlagen in der Regel kostengünstiger und effizienter im Betrieb sind, fördern Aufdachanlagen die dezentrale Energieerzeugung und schonen wertvolle landwirtschaftliche Flächen. In Thüringen wird jedoch im Maßnahmenpaket Solar kein genau hälftiger Ausbau zwischen Freiflächen- und Aufdachanlagen verfolgt, sondern der Schwerpunkt liegt auf dem Ausbau der Dach-Photovoltaik, um die Akzeptanz zu fördern und den Eingriff in die Landschaft zu minimieren. Zwar wird der Ausbau von Freiflächen-PV als notwendig angesehen, um die ehrgeizigen Ausbauziele zu erreichen. Es ist jedoch festzuhalten, dass Freiflächenanlagen bevorzugt auf bereits vorgenutzten Flächen oder Flächen mit eingeschränktem Freiraumpotenzial errichtet werden sollen, beispielsweise auf Altlastenstandorten oder großen Parkplätzen. Landwirtschaftliche Flächen sollen möglichst nicht in den Ausbau einbezogen werden. Die Errichtung großflächiger Anlagen zur Nutzung der Sonnenenergie soll insbesondere auf baulich vorbelasteten Flächen und auf Gebieten, die aufgrund vorhandener Infrastrukturen ein eingeschränktes Freiraumpotenzial vorweisen, erfolgen, beispielsweise auf Altlastenstandorten oder großen Parkplätzen. Die Verfestigung einer Zersiedlung sowie zusätzliche Freirauminanspruchnahme sollen vermieden werden. Soweit erforderlich sollen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen landwirtschaftlich benachteiligte Gebiete

genutzt werden. Agri-Photovoltaik ermöglicht jedoch eine Doppelnutzung von Flächen.

Die Szenarioanalysen zeigen dennoch eine verstärkte Entwicklung in Richtung Freiflächenanlagen, was der thüringischen Ausbaustrategie widerspricht und auch keine 50:50 Regelung widerspiegelt.

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

In Thüringen wird für Biomasse- und Laufwasserkraftwerke eine Strategie zur Bestandsicherung verfolgt. Im Rahmen der durch den Freistaat geförderten Biogasberatungen wurde festgestellt, dass der Weiterbetrieb eines Großteils der untersuchten Biogasanlagen wirtschaftlich realistisch ist. Allerdings sind die Weiterbetriebskonzepte sehr individuell und müssen auf die spezifischen Bedingungen der jeweiligen Anlagen zugeschnitten werden. Die Abweichung zwischen dem Szenariorahmen und den Zielen des Freistaates ist durchaus markant. Unter Berücksichtigung der Stellungnahme der ÜNB, dass aufgrund der dezentralen Verortung und der flexiblen, strompreisorientierten Fahrweise der Biomasseanlagen auch bei höheren Kapazitäten kein großer Einfluss auf die Netzdimensionierung besteht, könnten Abweichungen in dieser Größenordnung möglicherweise nachrangig sein, da die Einspeisung vor allem zu Zeiten geringer Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien erfolgt und die Leistung räumlich verteilt ist.

Fragen zum Szenariorahmenentwurf Gas und Wasserstoff:

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

Es liegt auch die Studie „Wasserstoffnetz Mitteldeutschland 2.0“ vor. Nach dieser ist ein rund 1.100 km langes regionales Verteilnetz in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen notwendig:

https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2024/07/240722_h2netzmd_kurzfassung_end.pdf



700027

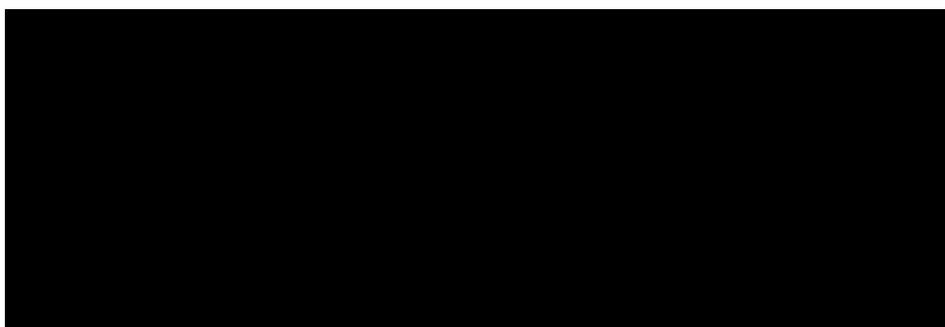
Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 700027
Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



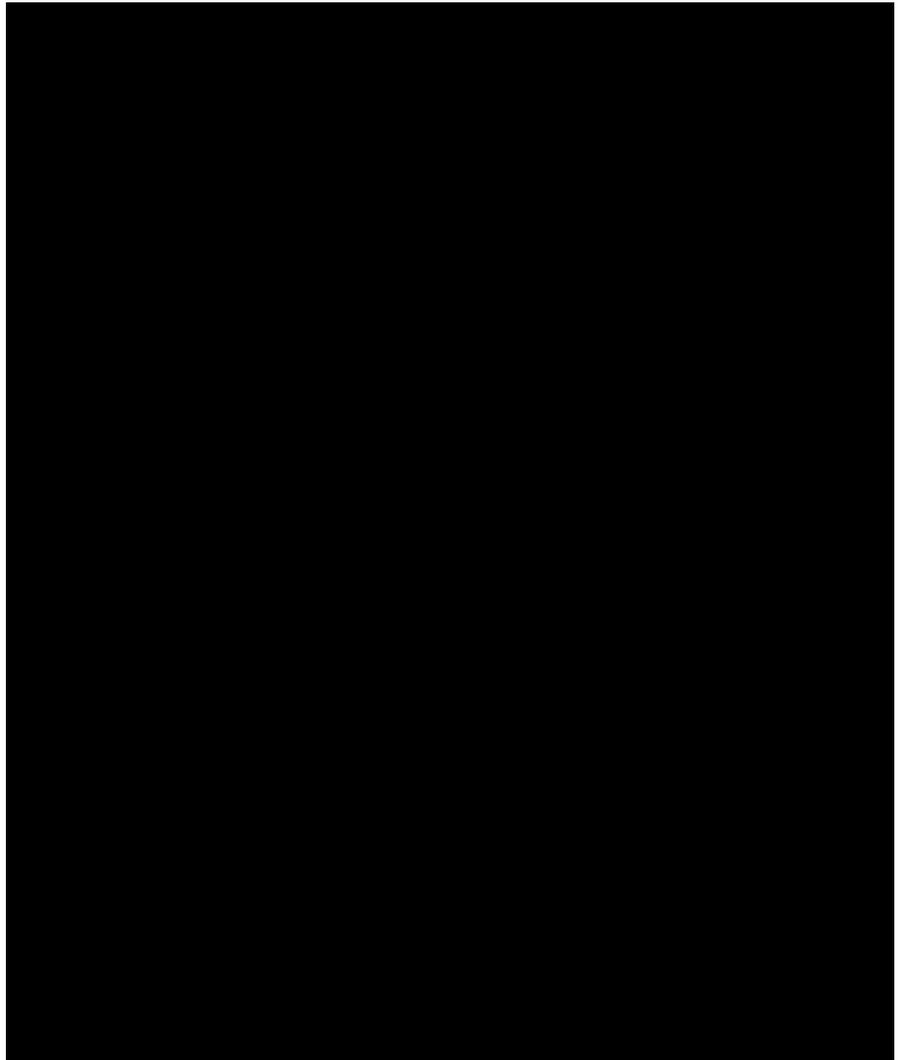
Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 4

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,
liebe Kolleginnen und Kollegen in der BNetzA,

anbei finden Sie unsere Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation des
Szenariorahmens Strom bzw. Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045.



SÄCHSISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR ENERGIE, KLIMASCHUTZ, UMWELT UND LANDWIRTSCHAFT

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post
und Eisenbahnen
Referat 62

Nur per Mail an:

nep-gas-wasserstoff@bnetza.de

Konsultation der Szenariorahmen Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Gelegenheit zur Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045. Wir bitten darum, die folgenden Anmerkungen aus der Abteilung Energie und Klimaschutz des Sächsischen Staatsministeriums für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft im weiteren Prozess zu berücksichtigen. Zur inhaltlichen Fokussierung grenzen wir unsere Stellungnahme auf jene der von Ihnen adressierten Fragen ein, die spezifisch aus Sicht des Freistaates zu beantworten sind. Darüber hinaus haben wir einige eher auf die Methodik bezogene Hinweise, welche wir bitten im weiteren Prozess zu berücksichtigen.

Ausrichtung der Szenarien

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?

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 4.2.5 angezeigten Einschränkungen orientieren sich die betrachteten Szenarien an den aktuellen klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung, insbesondere der angestrebten Klimaneutralität in 2045, obgleich der Aspekt des möglicherweise notwendigen Weiterbetriebs der Erdgasinfrastruktur für Transite in Nachbarstaaten oder auch die Nutzung im Zusammenhang mit Biomethan (wie am Ende von Kapitel 4.3.2.3 thematisiert) für den Transformationsprozess durchaus von Relevanz sind. Hinsichtlich des Wasserstoffimports erscheinen allerdings die berücksichtigten Pfade und Mengen nicht zur Importstrategie zu passen, da die Langfristszenarien keinen Import von Wasserstoff über Terminals beinhalten. Hier sollte noch nachjustiert werden.

Laut S. 85 basieren die Langfristszenarien auf einer Optimierung der Gesamtkosten. Daher wird nur grüner Wasserstoff berücksichtigt, der direkt in Deutschland per Elektrolyse hergestellt wird bzw. grüner Wasserstoff aus Europa, der mittels Leitungen nach Deutschland transportiert wird. Über Terminals importierter Wasserstoff wird auch für das Jahr 2045 als preislich nicht konkurrenzfähig eingeschätzt. Dies entspricht nicht der Importstrategie

Dresden,
30. September 2024



2024/55320

gie des Bundes. Ein Abgleich zwischen politischen Plänen und den hier angenommenen Parametern sollte in beide Richtungen vorgenommen werden.

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

Der im Kapitel 4.3.1 dargestellte Lösungsraum der Szenarien weist für Wasserstoff eine entsprechend der aktuellen Strategien ausreichend große Modellierungsbreite auf. Demgegenüber wird jedoch für den Energieträger Erdgas mit Blick auf die erheblichen Unterschiede zwischen Szenario 4 (Bedarfsorientierung) mit den nahezu deckungsgleich verlaufenden Szenarien 1 bis 3 aus den BMWK Langfristszenarien eine deutlich geringere Bandbreite möglicher Entwicklungspfade eröffnet.

An dieser Stelle haben wir eine generelle methodisch/prozessuale Kritik an den grundsätzlichen Annahmen und der Verknüpfung zur Systementwicklungsstrategie (SES), welche die Ausgestaltung der Szenarien zumindest bezüglich einzelner Aspekte infrage stellt (siehe z.B. Frage 13). Grundsätzlich bleibt festzustellen, dass die SES, auf die sich der Szenariorahmen bezieht, derzeit noch nicht beschlossen ist und weiterer Diskussionen bedarf. Die im Szenariorahmen eingeflossenen vorläufigen „Ankerpunkte“ wurden ausführlich und kritisch von den Stakeholdern kommentiert. Dies konnte hier prozessbedingt keine Berücksichtigung finden. Es wird daher dringend empfohlen, die gesetzlich vorgesehene „angemessene Berücksichtigung“ des SES zumindest so lange auf ein Minimum zu beschränken, wie der dazugehörige Prozess nicht abgeschlossen ist.

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

In Anerkennung näherungsweise gleicher Zielparameter im Jahr 2045 irritiert die Annahme stark divergierender Ausgangsparameter für 2025. Nach Daten der Bundesnetzagentur wurden 2023 deutschlandweit rund 810 TWh Methan verbraucht, 2022 etwa 850 TWh. Selbst mit Blick auf die Dynamik bei der Einsparung infolge der zurückliegenden Energiekrise fällt doch die starke Abweichung zwischen 744 und 644 TWh Methan für das Jahr 2025 auf (vgl. die in den Kapiteln 4.2.1 bis 4.2.3 aufgeführten Daten). Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass seitens der FNB in Kapitel 3 von gegenläufigen Tendenzen in Form von Anmeldungen für Methanmehrbedarfe bis 2030 ausgegangen wird.

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

In Anbetracht hoch dynamischen Entwicklungen, speziell was die Methanversorgung oder den Wasserstoffhochlauf betrifft, erscheinen die gemeldeten Kapazitätsbedarfe im Kontext der Marktabfrage aktuell am geeignetsten, um die Tendenzen der Netznutzer abzubilden, auch wenn diese wie in Kapitel 3.3.1 i.V.m. 4.3.2.2 dargestellt mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind. Da in Zukunft wahrscheinlich noch Kapazitäten hinzukommen werden, die momentan noch nicht genau prognostizierbar sind, erscheint die aktuelle Abschätzung nicht zu hoch.

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

Die Studien sind sinnvoll gewählt. In Abbildung 22 des Szenariorahmens wird ersichtlich, dass die BMWK-Langfristszenarien einen „Rahmen“ um die anderen Studien bilden und somit schlüssige Maximal- und Minimalwerte annehmen. Damit wird eine möglichst große Bandbreite abgedeckt. Regionale Studien sollten allerdings eine stärkere Berücksichtigung finden. Das Regionalszenario 2023 der Planungsregion Ost beinhaltet für das Jahr 2045 bspw. über 35 GW Elektrolyseleistung. Die Abschätzungen auf Basis der BMWK-Szenarien gehen im gleichen Jahr in Gesamtdeutschland von 61 bis 110 GW aus. Hier zeigt sich eine mögliche Unterschätzung der zukünftigen gesamtdeutschen Elektrolyseleistung.

Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit

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?

Vor dem Hintergrund der zahlreichen Neuerungen innerhalb des aktuellen Zyklus des Netzentwicklungsprozess 2025-2037/2045 und speziell dem damit einhergehenden Paradigmenwechsel weg von auf konkreten Bedarfsmeldungen basierenden Netzplanungen, hin zu szenarienbasierenden Entwicklungen, erscheint das Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“ sachgerecht. Als bedarfsorientiertes Szenario birgt es das Potential, den bisherigen Ansatz dem neuen gut anzunähern, zumal es wie in Frage 2 angeführt weitere Aspekte in den Modellierungsprozess mit einbringt. Es ist wichtig, dass die Ergebnisse der Marktabfrage in der Modellierung Berücksichtigung finden. Natürlich ist hier der Zeithorizont kürzer als bei den Langfristszenarien, aber z. B. die regionale Verteilung ist ohne die Marktabfrage nur schwer möglich. Wie realisierbar die Ergebnisse der Marktabfrage sind, wird sich erst im Laufe der Zeit zeigen. Es erscheint daher sinnvoll, dieses Szenario nur bis 2037 zu modellieren.

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 markt-basierte 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?

Grundsätzlich scheint eine zusätzliche Modellierung für 2030 auf Basis des bedarfsorientierten Szenarios als Zwischenschritt zur besserer Auflösung der zu begleitenden Entwicklungen zweckdienlich. Gerade im Hinblick auf die Unsicherheiten (Kapitel 3.2.6) betreffend die zu der Zeit benötigten Methanbedarfe (siehe hierzu auch die Antwort auf Frage 2) kann damit voraussichtlich besser auf etwaige Über- oder Unterkapazitäten in den jeweiligen Erdgas-/Wasserstoffnetzen reagiert werden. Je nach Größe und regionaler Auflösung können die Marktakteure mit dem Wissen entsprechend fundierte Entwicklungen anstreben.

Es kann u.E. davon ausgegangen werden, dass bis 2030 der Erdgasbedarf nicht in dem Maße ansteigen wird wie in den Bedarfsmeldungen angegeben. Ein Abschlag auch hier, wie bei der Modellierung im Jahr 2037, wäre daher vertretbar. Grundsätzlich war der Erdgasbedarf in Deutschland in den letzten Jahren rückläufig, auch erhöhte Kraftwerksbedarfe in den nächsten 10 Jahren werden teilweise durch sinkende Haushalts- und Industriebedarfe kompensiert.

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?

Zunächst gilt es mittels der Netzentwicklungsplanung Umfang und Ort der entsprechenden Ausbaumaßnahmen zu lokalisieren (siehe Frage 8). Je nach Ausmaß des realen Bedarfs ist anschließend ein wirtschaftlicher Kompromiss anzustreben. Dabei können neben festen Kapazitätsprodukten gerade in der aktuell sehr dynamischen Transformationsphase ebenso Umverlegungen von Leitungsanschlüssen oder Produktionsstätten in Frage kommen, die vorhandene Netzkapazitäten in der Projektumsetzungsphase mit einbeziehen. Alternativ stünden zur temporären Überbrückung möglicherweise auch nicht leitungsgebundene Transportlösungen optional zur Verfügung. In jedem Fall zeigen die Ausführungen im Kapitel 3.2.6 in Verbindung mit jenen des Kapitels 3.2.11, die erheblichen Herausforderungen bei der in Transformation begriffenen Netzinfrastruktur.

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?

Ähnlich wie im Elektrizitätsbereich, wenn auch nicht so scharf, birgt die Flexibilisierung von Lasten, wie auch dem eingesetzten Energieträger selbst, ein erhebliches Potential zur Unterstützung der angestrebten Dekarbonisierungsziele. Wie in Kapitel 3.2.6 angerissen, ist davon auszugehen, dass in der aktuell von vielen Unwägbarkeiten geprägten Situation insbesondere große Marktteilnehmer „Doppelanbindungen“ bzw. „Fuel Switch“ Optionen planen. Durch die Anreizung von Flexibilität im Netz kann neben der Umwidmung von Speicherkapazitäten perspektivisch Spitzenlastfällen angemessen begegnet werden, zumal das adressierte Kundenspektrum (Industrie, Kraftwerke) konzentrierter angesprochen werden kann als die zahlreichen geschützten Marktteilnehmer des heutigen Erdgasnetzes.

Eine stärkere Einbindung von Biogas kann die Dekarbonisierung unterstützen und Erdgas ersetzen.

Ein Import von Wasserstoffderivaten über Terminals kann zudem zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen.

Biomethan

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?

Der Widerspruch zwischen den Vorgaben der EU und dem aktuellen Stand der SES kann bestätigt werden. Wir verweisen diesbezüglich auf unsere methodische Kritik zur Berücksichtigung der SES (siehe Frage 2.)

Die Biomethaneinspeisung ist eine bedeutende Alternative zu Wasserstoff und sollte auch hier stärker Berücksichtigung finden. Die Betrachtung der Biomethaneinspeisung basiert auf den Zahlen von 2022. Auch im Szenariorahmen wird darauf hingewiesen, dass die Zahlen als zu gering angesehen werden. Gerade in der Übergangsphase der Methan- zu- Wasserstoffumstellung kann Biogas eine wichtige Rolle für die Dekarbonisierung einnehmen.

Kraftwerke

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?

Angesichts der umwälzenden Entwicklungen seit 2022 (siehe Frage 5) und vor dem Hintergrund der parallel vorangetriebenen Kraftwerksstrategie des Bundes ist nachvollziehbar, dass es im Vergleich zur zurückliegenden Netzentwicklungsplanung für die Zeit von 2022 bis 2032 zu erheblichen Veränderungen kam. Insbesondere zur Beförderung der Transformation von einer erdgasbasierten hin zu einer wasserstoffbasierten Energieerzeugung ist der Aufbau entsprechender Kraftwerkskapazitäten wünschenswert. Jedoch ist dabei wichtig, wie mehrfach im Entwurf erwähnt (u. a. in Kapitel 4), dass Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit der Bundesnetzagentur eine systemübergreifende Kraftwerksliste erstellen, die dann in allen Netzentwicklungsplänen gleichlautend Einzug findet. Ein derart gesamtsystematischer Ansatz würde die Pläne von Gas/Wasserstoff mit jenem für Elektrizität verzahnen und abweichenden Parametern in den Szenarien vorbeugen. Gleichwohl wäre dieses Vorgehen ebenso für Power-to-Gas (PtG)-Anlagen angezeigt. Angesichts des zu erwartenden erheblichen Zubaus von entsprechenden Anlagen ist eventuell eine bessere zeitliche und regionale Auflösung der verschiedenen Projektplanungen angezeigt. In Abstimmung mit zeitgleich fortschreitenden Entwicklungen, wie zum Beispiel jenen zum Wasserstoffkernnetz oder auch dem Fortschritt des Netzausbaus, können sich daraus ergebende Netzverstärkungsmaßnahmen besser priorisiert und an einer nachhaltigen Nutzung nach 2045 ausgerichtet werden. Eine transparente, untereinander abgestimmte Projektentwicklung ist mit genügend zeitlichem Vorlauf möglicherweise sinnvoller als eine Clusterung.

Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber

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?

Angesichts der Ausführungen im Kapitel 4.3.2.4 dazu und vor dem Hintergrund der erheblichen Unsicherheiten bei Prognosen über derartig lange Zeiträume erscheint der Ansatz zweckdienlich.

Wasserstoffbedarfe

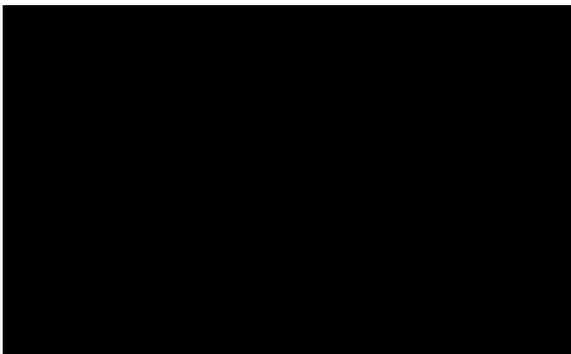
18. Elektrolyseure: Zur Regionalisierung der in den szenarienbasierten Modellierungsvarianten angesetzten H₂-Einspeiseleistungen planen die FNB eine räumliche Verteilung auf die Projektstandorte aus der Großverbraucherabfrage. Dadurch wird die Leistung der einzelnen Projekte je nach Szenario gekürzt bzw. erhöht. Ist dieser Ansatz gerechtfertigt bzw. welcher Ansatz wäre sachgerechter?

In der aktuellen Phase der Netzentwicklungsplanung, in der viele Projektideen zum im Aufbau befindlichen Energieträger Wasserstoff von den Marktakteuren erst noch hinsichtlich ihrer zukünftigen Wirtschaftlichkeit geprüft werden, ist eine sachgerechte Abwägung schwierig. Angesichts der unterschiedlichen zeitlichen Perspektiven ist die Verteilung der Einspeiseleistung aller Wahrscheinlichkeit nach nicht sofort so homogen wie die Großverbraucherabfrage. Diesen Zustand wird wohl erst das voll ausgeprägte Wasserstoffnetz im Jahr 2045 annehmen.

Die Elektrolyseleistung wird sich nur teilweise an den Großverbrauchern orientieren, sondern vielmehr am Stromangebot aus regenerativen Energieträgern. Beide Kategorien sind regional sehr unterschiedlich verteilt. Einen pauschalen zahlenmäßigen Zusammenhang zu erstellen, ist daher schwierig. Einspeisung und Ausspeisung sollten getrennt voneinander regional betrachtet werden. Eine pauschale Leistungsanpassung der Elektrolyse ist nicht zielführend. Die regionalen Schwerpunkte der Einspeisung werden auch zukünftig dort sein, wo bereits jetzt das Stromangebot aus regenerativen Energieträgern besonders hoch ist. Die zukünftige Elektrolyseleistung wird sich also an den Zubauplänen für Anlagen von regenerativen Energieträgern orientieren und sollte auf dieser Basis hochgerechnet werden.

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?

Projekte in Vorzugsgebieten (z. B. am Wasserstoffkernnetz, nahe an Importkorridoren oder auch in regionalen Insellösungen evtl. in Verbindung mit lokalen Erzeugungskapazitäten) sind tendenziell begünstigt. Daher erscheint es wahrscheinlich, dass insbesondere an solchen Standorten durchaus über die bestehenden Projektideen hinaus noch ein signifikantes Potential von derzeit (noch) nicht absehbaren Projekten bestehen dürfte.



SÄCHSISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR ENERGIE, KLIMASCHUTZ, UMWELT UND LANDWIRTSCHAFT

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post
und Eisenbahnen
Referat 624

Nur per Mail an:

szenariorahmen.netzentwicklung-strom@bnetza.de

Konsultation des Szenariorahmen Strom 2025-2037/2045

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Gelegenheit zur Stellungnahme zum Szenariorahmen Strom 2025-2037/2045. Wir bitten darum, die folgenden Anmerkungen aus der Abteilung Energie und Klimaschutz des Sächsischen Staatsministeriums für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft im weiteren Prozess zu berücksichtigen. Zur inhaltlichen Fokussierung grenzen wir unsere Stellungnahme auf jene der von Ihnen adressierten Fragen ein, die spezifisch aus Sicht des Freistaates zu beantworten sind. Darüber hinaus haben wir einige eher auf die Methodik bezogene Hinweise, welche wir bitten im weiteren Prozess zu berücksichtigen.

Ausrichtung der Szenarien

Zusammenfassend zu Fragen 1 bis 3:

Bilden die Szenarien die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab?

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

Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Basierend auf dem Grundsatz der Erreichung der Klimaneutralität in der Energieversorgung im Jahr 2045 bilden die drei entwickelten Szenarien einen grundsätzlich sinnvollen Rahmen. Die im Vergleich zum vorherigen NEP-Prozess weiter gefassten Annahmen der Szenarien A und C sind im Sinne einer robusteren Überprüfung des Zielnetzes zu begrüßen, wenngleich anzumerken ist, dass beide genannten Szenarien auf den ersten Blick eine relativ geringe Eintrittswahrscheinlichkeit aufweisen sollten. Dasselbe gilt auch für die Höhe des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien.

An dieser Stelle möchten wir eine generelle methodisch/prozessuale Kritik an den grundsätzlichen Annahmen und der Verknüpfung zur Systementwicklungsstrategie (SES) anbringen, welche die Ausgestaltung der Szenarien zumindest bezüglich einzelner Aspekte infrage stellt (siehe z.B. Frage 34).

Dresden,
30. September 2024



2024/55320

Grundsätzlich bleibt festzustellen, dass die SES, auf die sich der Szenariorahmen bezieht, derzeit noch nicht beschlossen ist und weiterer Diskussionen bedarf. Die im Szenariorahmen eingeflossenen vorläufigen „Ankerpunkte“ wurden ausführlich und kritisch von den Stakeholdern kommentiert. Dies konnte hier prozessbedingt keine Berücksichtigung finden. Es wird daher dringend empfohlen, die gesetzlich vorgesehene „angemessene Berücksichtigung“ der SES zumindest so lange auf ein Minimum zu beschränken, wie der dazugehörige Prozess nicht abgeschlossen ist.

Industrie

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

Mit Rückblick auf die Entwicklung des deutschen Bruttostrombedarfs der letzten 30 Jahre wird deutlich, dass eine Prognose der kommenden 15 Jahre aufgrund der sich überlagernden Effekte zur Steigerung und Senkung des Bedarfs mehr als herausfordernd ist. Der bestehende Ansatz zur Nutzung der Anschlussanfragen bei den ÜNB wird deshalb zwar als nur kurzfristiger, aber wohl vergleichsweise zuverlässiger Indikator gewertet.

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?

Die Methodik ist nachvollziehbar und kann nach unserer Einschätzung beibehalten werden.

Verkehr

15. Sind die in den Szenarien angenommenen Aufkommen von Elektrofahrzeugen angemessen, insbesondere im Hinblick auf die geringe Anzahl in Szenariopfad A und die damit einhergehende Annahme einer hohen Verbreitung synthetischer Kraftstoffe?

Die Annahmen erscheinen aus Sicht der aktuellen Zulassungszahlen und des aktuellen Pkw-Bestands realistisch.

16. Sollten Oberleitungs-Hybrid-LKW (OH-LKW) noch als wahrscheinliche Entwicklung in ein Szenario aufgenommen werden?

Oberleitungs-Hybrid LKW werden in Zukunft wahrscheinlich durch vollelektrische- oder H₂-Antriebe abgelöst werden. Denkbar ist, dass die vollelektrischen Fahrzeuge in Oberleitungsabschnitten während der Fahrt geladen werden. Am angenommenen Gesamtenergiebedarf ändert sich dadurch jedoch nichts.

Elektrolyse und Wasserstoff

18. Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

Die Zahlen für Elektrolysekapazitäten werden als plausibel eingeschätzt. Die Größenordnungen werden von der Branche diskutiert.

19. Sollte in Szenario A eine derart starke Wasserstoffimportabhängigkeit angenommen werden oder sollte zur Verringerung der Importabhängigkeit die Elektrolyseleistung in Szenario A erhöht werden?

Die Importabhängigkeit ist unbestritten und sollte in einem Szenario auch so deutlich zu Tage treten können. Die Tendenz kann in nachfolgenden Entwicklungsplänen angepasst werden. Im derzeit unklaren Status des Markthochlaufs erscheint dies plausibel (s.a. Methodik Frage 21).

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

Die Methodik sollte sich in Kongruenz zum Industriestrombedarf an Anschlussanfragen bzw. den ÜNB bekannten Projekten/Planungen orientieren. Trotz aller Mängel bestünde somit ein in Grenzen zuverlässiger Indikator.

Lastseitige Flexibilität

Zusammenfassend zu den Fragen 22 und 23:

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

23. Die Anteile des marktlichen Einsatzes werden je Haushalt bestimmt. Ist das zielführend oder sollte zwischen den Technologieklassen unterschieden werden? Spannen die Anteile einen wahrscheinlichen Trichter auf?

Die Differenzierung von haushaltsnaher Flexibilität über die drei genannten Technologien erscheint grundsätzlich zielführend. Die Aufnahme einer generellen Verbrauchsflexibilität wäre zwar grundsätzlich denkbar, jedoch vermutlich ohne größere Auswirkungen und nach heutigem Stand nicht realistisch.

Die gewählte pauschale Methodik zur Annahme einer „Marktorientiertheit“ erscheint hingegen nicht valide, da es u.E. nicht nur *denkbar*, sondern *wahrscheinlich* ist, dass die unterschiedlichen Technologien in unterschiedlicher Art und Weise an marktlichen Anreizen ausgerichtet werden. Auch erscheint es nicht plausibel, warum der Anteil dieser Marktorientiertheit in den Szenarien deutlich unterschiedlich ausfallen sollte, da hier im Wesentlichen die Möglichkeit (Digitalisierung) und die Höhe der jeweiligen Anreize (Preisdifferenzen o.ä.) ausschlaggebend sein sollten. Somit ist festzuhalten, dass die haushaltsnahe Flexibilität aktuell lediglich als grobe Approximation gewürdigt wird und damit ggf. Effekte unterschätzt werden. Die exakte Auswirkung auf die Modellrechnung kann jedoch an dieser Stelle nicht eingeschätzt werden und sollte daher ggf. mittels Sensitivitätsanalyse überprüft werden.

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

Die zwei genannten Ansätze decken die Möglichkeiten nach hiesigem Kenntnisstand ausreichend ab. Die konkrete Höhe des Potentials erscheint plausibel. Es ist zu erwarten, dass sich die Potentiale bei fortschreitender Anreizanpassung und dem damit verbundenen Druck zur verfahrenstechnischen Weiterentwicklung noch erhöhen können. Da man

sich am Anfang dieses Wandels befindet (vgl. Paradigmenwechsel industrielle Stromnetzentgelte), kann der Verlauf allerdings nicht verlässlich abgeschätzt werden.

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

Spätestens für das Zieljahr 2045 wäre dies wünschenswert, da die regulatorische Anreizsetzung (s. Diskussion Netzentgelte) und Marktprozesse in eine eindeutige Richtung zeigen. Ob die Flexibilität durch Prozessanpassung oder mittels Speicherzubau realisiert wird, ist dabei unerheblich. Die Reaktion des industriellen Verbrauchers dürfte, wenn auch nur branchenspezifisch, von einem starren Lastprofil deutlich abweichen.

Wind Onshore

31. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien für realistisch?

Die grundlegenden (kumulierten) bundesweiten Ausbaupfade für Wind Onshore werden grundsätzlich als zielführend angesehen, da sie einen sinnvollen Korridor um die EEG-Ausbauziele aufspannen. Es wird auch hier darauf hingewiesen, dass zumindest die deutliche Unterschreitung des EEG-Ziels in Szenario A weder wünschenswert noch besonders wahrscheinlich erscheint.

Mit Blick auf die vorgenommene Regionalisierung der Onshore-Kapazitäten auf die Bundesländer haben wir allerdings einige deutlich kritische Anmerkungen:

Für den Freistaat Sachsen wird beispielsweise als Kurzfriststützpunkt für das Jahr 2029 derselbe Wert für die installierte Leistung angenommen wie für den Bestandswert (1,4 GW). Tatsächlich sind aber alleine bei der letzten Ausschreibungsrunde zum 1. August 2024 für Wind Onshore in Sachsen knapp 180 MW bezuschlagt worden, die nun zeitnah im Stromsystem hinzukommen werden. Der sehr deutlich ansteigende Trend bei den Genehmigungszahlen sowie die zuletzt erreichten Vereinfachungen bei Planungs- und Genehmigungsverfahren lassen zudem annehmen, dass sich diese positive Entwicklung beim Zubau kurz- und mittelfristig fortsetzt. Die Annahme für den Kurzfriststützpunkt 2029 in Sachsen ist dementsprechend aus unserer Sicht erheblich zu gering angesetzt.

Daraus sowie aus der weiteren Methodik zur Regionalisierung folgt, dass die angenommenen Zubauzahlen für Windkraft für Sachsen im Korridor von 2 GW bis 4,5 GW im Jahr 2037 bzw. 3 GW bis 5,6 GW im Jahr 2045 deutlich geringer ausfallen als im NEP 2023, welche im Korridor von 7,5 GW bis 7,8 GW für 2037 bzw. 7,7 GW bis 9,1 GW für 2045 lagen. Diese Abweichungen sind offensichtlich nicht allein durch die Anpassung der Szenarien zu erklären. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Regionalisierung der Leistungswerte nicht mehr mit der Regionalisierung des 2%-Flächenziels übereinstimmt, was zumindest auf den ersten Blick den Erwartungen widerspricht bzw. auffällt.

Dies bestätigt auch ein Vergleich mit den Ergebnissen der Studie „Sachsens Beitrag zur Klimaneutralität“¹, bei welcher für den Freistaat Sachsen eine Datengrundlage geschaffen wurde, die anhand drei verschiedener Szenarien („Trend“, „KSG-konform“ und „Paris-konform“) die Erreichbarkeit des bundesweiten Ziels der Klimaneutralität mit Hilfe der Ermittlung zukünftiger Treibhausgasemissionen thematisiert. Der Ausbau der Erzeugungsleistung aus Windkraft bewegt sich hier in einem Korridor zwischen 8 und 10 GW.

¹ <https://publikationen.sachsen.de/bdb/artikel/44282>

Abschließend ist auch darauf hinzuweisen, dass in einigen Regionen Sachsens (insb. in den Strukturwandelregionen) bereits erhebliches Realisierungspotenzial zum Ausbau von erneuerbarer Erzeugungskapazität identifiziert wurde. Nach Aussage der lokalen Akteure ist allein im Landkreis Görlitz ein Projektvolumen von etwa 1 GW in fortgeschrittenem Planungsstadium, scheitert jedoch u.a. an vorhandenen Netzkapazitäten. Dieses Potenzial steht ebenfalls im deutlichen Widerspruch zu den abgesenkten Zubauprogno- sen.

Es wird daher dringend darum gebeten, die Methodik zur Regionalisierung zu überprüfen und die Leistungswerte entsprechend zu aktualisieren.

Nicht zuletzt ist in diesem Zusammenhang außerdem zu bedenken, dass der NEP-Prozess in Wechselwirkung mit dem NAP-Prozess auf Verteilnetzebene steht. Eine so deutliche Reduzierung der angenommenen Zubauleistung in einem Bundesland müsste deswegen unweigerlich zu einer entsprechenden Anpassung im Regionalszenario (in diesem Fall Regionalszenario „Ost“) führen, welche wiederum die Basis für die Netzausbauplanung darstellt. Dies würde entweder zu erheblicher Verunsicherung bei Anlagenprojektierern führen und ggf. letztendlich zu einer „selbsterfüllenden Prophezeiung“ (»wo kein Netz, da kein EE-Ausbau – und umgekehrt«) oder aber, wenn ein höherer Wind-Zubau stattfindet, zu erheblichen Abweichungen zwischen Planung und Realität mit dann im Zweifel deutlich zu schwachen Netzen. Beide Fälle sind nicht wünschenswert und sollten durch eine entsprechende Anpassung der Szenarien unbedingt vermieden werden.

Photovoltaik

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

Die grundlegenden (kumulierten) Ausbaupfade für PV – inkl. der hälftigen Aufteilung in Freiflächen- und Aufdach-PV – werden grundsätzlich als zielführend angesehen, da sie einen sinnvollen Korridor um die EEG-Ausbauziele aufspannen.

Grundsätzlich möchten wir allerdings folgenden methodischen Hinweis zur Regionalisierung von Freiflächen-PV (FFPV) geben: Die proportionale Verteilung des Zubaus („Rest-zubaus“) an FFPV auf die Bundesländer im Verhältnis zu den jeweils ermittelten Flächen- bzw. Leistungspotenzialen der Bundesländer wird kritisch gesehen. Denn der bisherige Ausbau in Deutschland ist eindeutig nicht rein proportional zu den Flächen- bzw. Leistungspotenzialen der Länder erfolgt. So ist beispielsweise in Sachsen im Deutschlandvergleich ein deutlich überproportionaler FFPV-Zubau im Verhältnis zu den vorhandenen Potenzialen erfolgt². Deutschlandweit liegt die flächen- bzw. leistungspotenzialbezogenen Disparität des FFPV-Ausbaus zwischen den Ländern bei einem Gini-Koeffizienten von über 0,5 (ebd.). Vor diesem Hintergrund ist es eine fragwürdige Annahme ohne hinreichende historische Fundierung, dass sich der zukünftige Ausbau rein proportional im Verhältnis zu den Flächenpotenzialen der Länder weiterentwickelt. Naheliegender wäre es vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung vielmehr anzunehmen, dass der Ausbau auch zukünftig maßgeblich durch andere Faktoren als den reinen Flächen- bzw. Leistungspotenzialen geprägt sein wird. Sofern diese Faktoren und deren Stärken nicht

² vgl. dazu z.B. Abb. 5 in: Lehmann, P., Gawel, E., Meier, J.-N., Reda, M. J., Reutter, F., Sommer, S. (2024). Spatial distributive justice has many faces: The case of siting renewable energy infrastructures. Energy Research & Social Science, Volume 118, 103769, doi:10.1016/j.erss.2024.103769

identifiziert. quantifiziert und adäquat in den Modellierungen berücksichtigt werden können, erscheint es deswegen plausibler zu sein, anzunehmen, dass sich die bisherigen unterschiedlichen Ausbautrends in den Bundesländern weiter fortsetzen, als anzunehmen, dass es zu einer direkten Proportionalität in Bezug auf die Flächen- bzw. Leistungspotenziale kommt. In einigen Ländern (darunter Sachsen) wären demnach höhere FFPV-Kapazitäten anzunehmen als aktuell im Szenariorahmen vorgesehen.

Im Ergebnis führt die vorgenommene Regionalisierung zumindest für Sachsen dennoch nicht zu eindeutig unplausiblen Größenordnungen. Der Leistungsaufwuchs im Vergleich zum vorherigen NEP ist konsistent zum aktuellen Trend im Freistaat.

Biomasse und Laufwasser

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

Die verankerten Annahmen bzgl. der Entwicklung der Biomassekapazität sind in dieser Form abzulehnen. Wie bereits oben beschrieben, ist eine undifferenzierte Übernahme der Annahmen aus den vorläufigen Ankerpunkten der SES bereits aus prozessualer Sicht fragwürdig. In der Sache ist die Reduzierung der Biomasseleistung jedoch auch wenig begründet und nicht mit der angestrebten verstärkten systemdienlichen Nutzung von Biogas durch Flexibilisierung (vgl. Ankündigung eines „Biomassepakets“ durch das BMWK im August 2024) konsistent. Denn bei einer konsequenten Flexibilisierung von Biogasanlagen mittels Überbauung wäre selbst bei einem gleichbleibenden Anlagenbestand eine deutlich Leistungssteigerung erwartbar. Die hier angenommene Leistungsreduktion würde demnach eine überproportional sinkenden Anlagenbestand bedeuten, welcher sowohl energie- als auch klima- und argrarpolitisch als nicht wünschenswert angenommen werden kann.

Die Argumentation der ÜNB, dass die exakte Höhe der Biogaserzeugung (erwartungsgemäß maximal im niedrigen zweistelligen GW-Bereich) kaum Auswirkungen auf die Netzdimensionierung haben wird, nehmen wir zur Kenntnis. Dennoch wird darum gebeten, die Annahmen zur Entwicklung der Biomasse zu überdenken und mindestens einen Spielraum zwischen den Szenarien sowie eine deutliche Steigerung der angenommenen Leistung insgesamt vorzusehen. Nicht zuletzt beinhaltet der NEP auch ein politisches Signal an die Branche, welches in der vorliegenden Fassung aus unserer Sicht höchst bedenklich ist.

Spitzenkappung

Zusammenfassende Beantwortung der Fragen 35 und 36:

35. Ist es wahrscheinlich, dass Verteilernetzbetreiber zukünftig das Instrument der Spitzenkappung im größeren Maße nutzen?

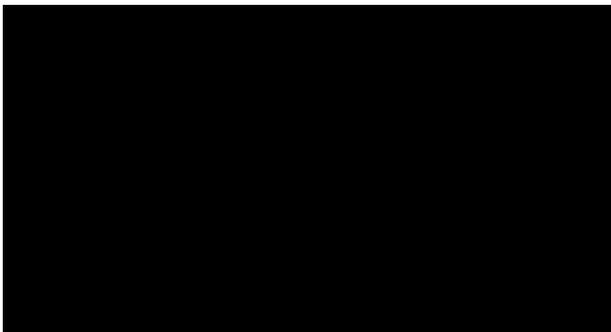
36. Sollte Spitzenkappung stärker berücksichtigt werden und wenn ja, welche Möglichkeiten gibt es, Spitzenkappung modellseitig abzubilden?

Eine Abbildung von Spitzenkappung auf Verteilnetzebene erscheint sachgemäß. Aktuell in der Branche diskutierte Ansätze, wie bspw. die Überbauung gemeinsamer Netzverknüpfungspunkte, werden die technischen Möglichkeiten in diesem Bereich wahrscheinlich deutlich erweitern. Wie dies modellseitig abgebildet werden kann, kann an dieser Stelle nicht eingeschätzt werden.

Speicher

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

Die angenommenen Ausbauzahlen erscheinen vor dem Hintergrund des aktuell massiven Interesses als zu gering. Es ist zu erwarten, dass der Trend im Heimspeicherbereich weiter anhält und bei Großbatteriespeichern sogar wachsen wird. In diesem Zusammenhang ist jedoch fraglich, wie der tatsächliche Effekt auf das Netz aussieht. In Modellen von starker räumlicher Verknüpfung von Erzeugung, Verbrauch und Einspeicherung (z.B. bei der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten) ist eine Netzentlastung denkbar und sollte in der Praxis angestrebt werden. Ob und wie dies bei der Netzauslegung berücksichtigt werden kann und sollte, kann an dieser Stelle nicht eingeschätzt werden.





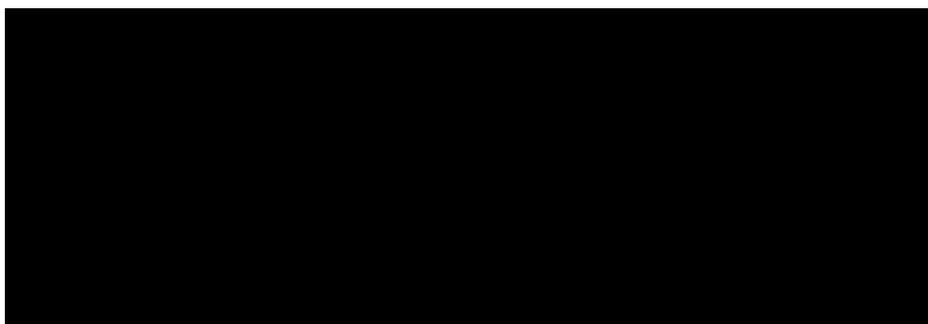
500007

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500007
Eingangsdatum: 27.09.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Siehe Stellungnahme in Anlage



Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität | [REDACTED]

„Elektronischer Versand“
an nep-gas-wasserstoff@bnetza.de

Bundesnetzagentur
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

DER STAATSSSEKRETÄR

[REDACTED]
27. September 2024

[REDACTED]

Konsultation: Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff 2037/2045

Sehr geehrte Damen und Herren,

das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität des Landes Rheinland-Pfalz (MKUEM) dankt der Bundesnetzagentur für die Möglichkeit zur Teilnahme am Konsultationsprozess zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff der Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff.

Zu diesem Entwurf nimmt das MKUEM wie folgt Stellung.

Mit der Orientierung an den Ergebnissen der BMWK-Langfristszenarien, an den Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber sowie an den Ergebnissen von Marktabfragen verfügt der Szenariorahmentwurf über eine breite aktuelle wissenschaftliche, aber auch praxisbezogene Grundlage insbesondere hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Methan- und Wasserstoffbedarfe in den verschiedenen Endverbrauchergruppen sowie der Wasserstofferzeugung. Eine bessere Abstimmung der betrachteten vier Entwicklungsszenarien mit den im Rahmen des Szenariorahmens Strom betrachteten drei Szenarien wäre allerdings wünschenswert gewesen. Hier bestehen noch erhebliche Entwicklungspotenziale mit dem Fernziel eines einheitlichen sektorenübergreifen-

1/3

Verkehrsanbindung

☺ Sie erreichen uns ab Hbf. mit den Linien 6/6A (Richtung Wiesbaden), 64 (Richtung Laubenheim), 65 (Richtung Weisenau), 68 (Richtung Hochheim), Ausstieg Haltestelle „Bauhofstraße“. ☺ Zufahrt über Kaiser-Friedrich-Str. oder Bauhofstraße.

Parkmöglichkeiten

Parkplatz am Schlossplatz
(Einfahrt Ernst-Ludwig-Straße),
Tiefgarage am Rheinufer
(Einfahrt Peter-Altmeier-Allee)



den Szenariorahmens für Strom, Gas und Wasserstoff auf der Grundlage einer noch in der Erstellung befindlichen umfassenden Systementwicklungsstrategie.

Die von der Koordinierungsstelle im Zusammenhang mit der Nutzung der Daten aus der Marktabfrage zum zukünftigen Bedarf an Methan und Wasserstoff sowie zur zukünftigen Wasserstoffeinspeisung in den verschiedenen Szenarien vorgenommenen Gewichtungen erscheinen als erster Ansatz angemessen. Eine stärkere Abstimmung in der Datenbewertung mit den Übertragungsnetzbetreibern Strom im Rahmen der zeitgleichen Erstellung der Szenariorahmen für Gas und Wasserstoff sowie Strom wäre wünschenswert gewesen. Die Hinweise der Fernleitungsbetreiber auf eine noch ausstehende Abstimmung einer gemeinsamen Kraftwerkliste sowie einer gemeinsamen Power-to-Gas-Anlagenliste zeigen sehr deutlich, dass hinsichtlich einer systemübergreifenden Betrachtung der zukünftigen Energieversorgung durchaus Optimierungsbedarf besteht. Genau dieser sektorenübergreifende Abgleich von Planungsannahmen mit regionalen Stakeholdern ist Ziel der seit Mai initiierten Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz zum Stromnetz 2045. Auf Grundlage der Werkstatteergebnisse wird angeregt, die Netzplanungsprozesse sektorenübergreifend rollierend zu synchronisieren und insbesondere auf einheitliche Zielhorizonte inklusive der Stützjahre auszurichten.

Der vorliegende Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff zeigt sehr anschaulich die mögliche Bandbreite unterschiedlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungspfade auf, die alle ein Erreichen des grundlegenden Ziels einer nationalen Klimaneutralität bis 2045 sicherstellen.

Die hohe Varianz der in den verschiedenen Szenarien verbrauchergruppenspezifisch ausgewiesenen Ein- bzw. Ausspeiseleistungen für Methan und Wasserstoff ist sachgerecht und entspricht dem noch vergleichsweise frühen Stand der Transformation des Gasversorgungssystems einschließlich des Aufbaus einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft. Der signifikante Anstieg der von den Industrieunternehmen an die Fernleitungsnetzbetreiber rückgemeldeten Industriebedarfe um rund 10 GWh/h zwischen den Jahren 2028 und 2035 ist sicherlich entsprechend einzuordnen.

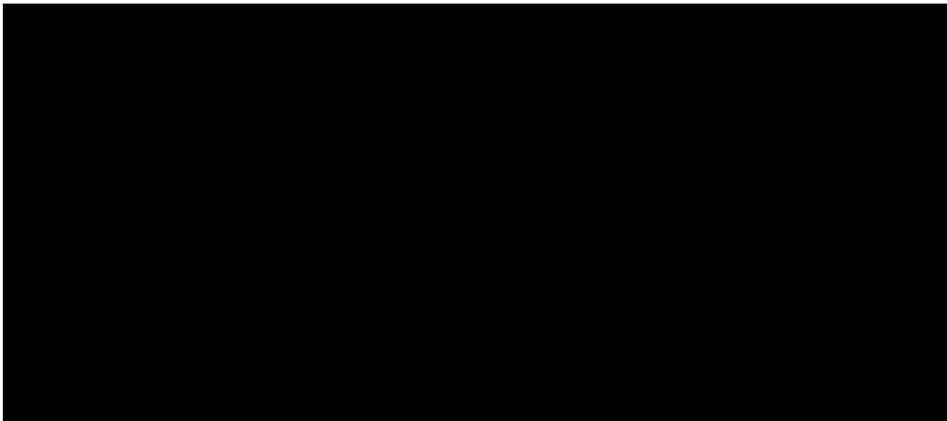
Die detaillierte Darstellung der Ergebnisse der Marktabfrage gibt auch auf der Ebene der Bundesländer einen guten Einblick zum Stand der aktuellen Umsetzungen und Projektplanungen und kann zur Konsolidierung der eigenen Datenerhebungen, aber auch regionalen Wasserstoffausbauszenarien beitragen. In diesem Kontext sollte – so



ein weiteres Ergebnis der Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz – geprüft werden, ob für ein besseres, datenbasiertes Stakeholder-Feedback ein „Bottom-Up“-Abgleich im Sinne eines regionalen Plausibilitätschecks der Planungsannahmen auch zu ggf. noch in der Vorplanung befindlichen, aber in der Größenordnung relevanten Projekten regelhaft in die Netzplanungsprozesse integriert werden kann.

Die insgesamt eher zurückhaltende Bewertung des Szenariorahmenentwurfs hinsichtlich eines weiteren Ausbaus der Biomethanherzeugung und -einspeisung wird geteilt. Unter anderem wegen des hohen Flächenbedarfs pro erzeugter Kilowattstunde Nutzenergie im Vergleich zur Photovoltaik und Windenergie sind die Potenziale einer nachhaltigen Erzeugung biogener Energieträger nur begrenzt vorhanden.

Insgesamt unterstützt das MKUEM die Annahmen und die Ergebnisse der betrachteten Szenarien des vorliegenden Szenariorahmenentwurfs. Eine intensivere Abstimmung zwischen der Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff sowie den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern etwa im Rahmen der angeregten rollierenden Synchronisation der Planungsprozesse wird für die Erstellung kommender Szenariorahmen im Sinne einer notwendigen integrierten Betrachtung des gesamten Energieversorgungssystems für erforderlich erachtet.





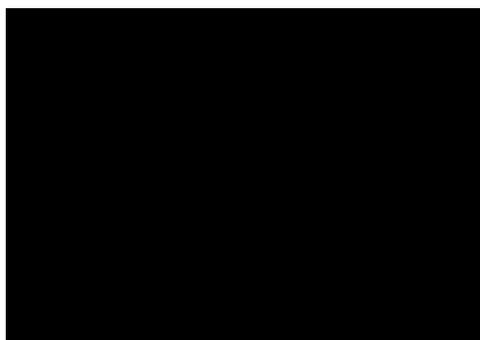
500009

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500009
Eingangsdatum: 27.09.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Anhang finden Sie die Stellungnahme des Landkreises Osnabrück zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff 2025-2037/2045.





**LANDKREIS
OSNABRÜCK**

Die Landrätin
Fachdienst 6
Planen und Bauen
Planung

Landkreis Osnabrück : [REDACTED]

Bundesnetzagentur

Referate 623/624

Tulpenfeld 4

53112 Bonn

Datum: 27.09.2024

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom

Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

Sehr geehrte Damen und Herren,

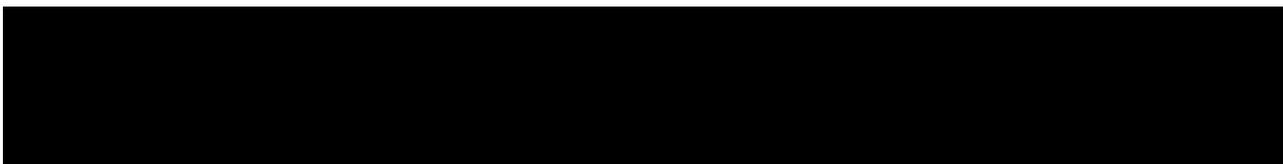
zu den vom Landkreis Osnabrück wahrzunehmenden öffentlichen Belangen wird folgende Stellungnahme abgegeben.

Regionalplanung

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) Gas und Wasserstoff 2025 zeigt ebenso wie der Szenariorahmen zum NEP Strom 2037/2045, Version 2025 unter Berücksichtigung mittel- und langfristiger energiepolitischer Zielsetzungen wahrscheinliche Transformationspfade auf und ist damit ein zentraler Schritt zur Umsetzung der Energiewende. Der Landkreis Osnabrück unterstützt sowohl die Energiewende als auch die Planungsverfahren beim Netzausbau.

Begrüßt wird zunächst die gemeinsame Konsultation der Szenariorahmen zum NEP Strom 2037/2045, Version 2025 und zum NEP Gas und Wasserstoff 2025. Eine gemeinsame Betrachtung von Strom, Gas und Wasserstoff erscheint sinnvoll zur Modellierung des zukünftigen Energiesystems im Sinne einer Sektorenkopplung und einer aufeinander abgestimmten Netzentwicklungsplanung.

Die Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes unterstützt der Landkreis Osnabrück als wichtigen Baustein der Energiewende. In diesem Kontext sollten die vorhandenen Potentiale v.a. in Form der bestehenden Erdgas-Infrastruktur bestmöglich genutzt werden. Durch verschiedene Vorhaben aus dem Bereich der Energieinfrastruktur, insbesondere die Planungen verschiedener Höchstspannungsleitungen, ist der Landkreis Osnabrück bereits stark betroffen. Die Raumwirksamkeit der Maßnahmen zum Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes sollte deshalb möglichst geringgehalten werden.







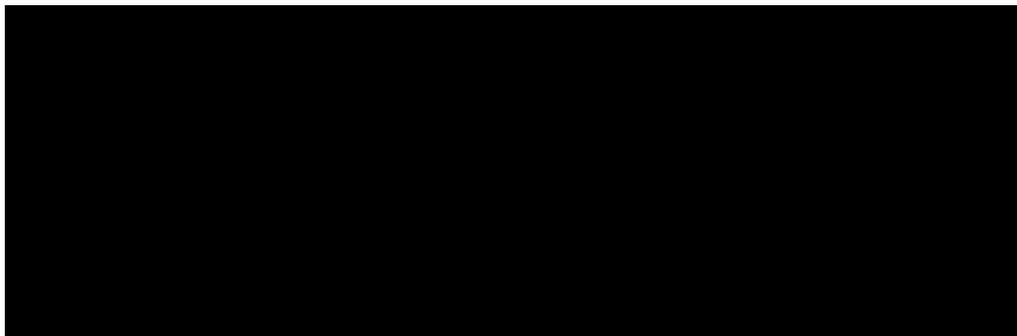
500018

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500018
Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

zugestimmt

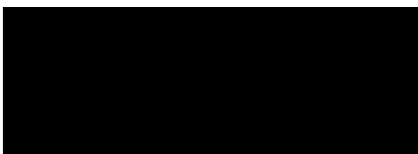
Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2037/2045, Version 2025 haben Sie die Möglichkeit zur Stellungnahme bis zum 30. September 2024 eingeräumt. Als Anlage übersende ich Ihnen die Stellungnahme des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen und bitte um Berücksichtigung im weiteren Verfahren.





23. September 2024

**Stellungnahme
des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie,
Klimaschutz und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen**

**im Rahmen des Konsultationsverfahrens
des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan
Gas und Wasserstoff 2025 (2037-2045)**

Vorbemerkung

Das Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (im Folgenden: MWIKE) begrüßt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber (im Folgenden: FNB) erstmals den Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff für die Zieljahre 2037 und 2045 vorgelegt haben. Die zu erstellenden Szenarien sollen die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für die nächsten 10 bis 15 Jahre darstellen. Da es sich lediglich um einen Entwurf des Szenariorahmens handelt äußert sich MWIKE mit dieser Stellungnahme lediglich vorläufig.

Die von den FNB und den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vorgenommenen digitale deutschlandweite Marktabfrage zur Erfassung von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz war aus Sicht des MWIKE ein guter und notwendiger Schritt um im Rahmen der Marktabfrage bei bestehenden und potentiellen Kunden einen energieträgerübergreifenden einheitlichen Planungsstand zu erhalten.

Gleichwohl muss festgestellt, dass sich die für die Netzplanung entscheidenden Szenario-Parameter in den Szenarien zwischen ÜNB und FNB in der Strom- sowie Methan- und Wasserstoffnetzplanung unterscheiden. Viele Mantelzahlen in den Szenarien stimmen daher nicht überein, so dass eine integrierte Netzplanung auf einer gemeinsamen Datengrundlage leider nicht erfolgt. So divergieren die Zahlen bei den Annahmen zum Wasserstoffbedarf erheblich:

Der vorliegende Entwurf zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff geht von 111-317 TWh im Jahr 2037 bzw. 371-694 im Jahr 2045 aus. Der Entwurf zum Szenariorahmen Strom legt hingegen 140-280 TWh im Jahr 2037 bzw. 340-450 TWh im Jahr 2045 zu Grunde. Diese Abweichungen sind so erheblich, dass sie ergebnisrelevant sind.

Auch bei den Annahmen zur Entwicklung der Elektrolyseure weichen die Annahmen nicht unwesentlich auseinander: So setzt der Entwurf zum Szenariorahmen Strom für 26-40 GW im Jahr 2037 bzw. 46 bis 80 GW im Jahr 2045 an. Der Entwurf zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff geht hingegen im Szenario T45-Strom von 38 GWel im Jahr 2037 bzw. 68 GWel im Jahr 2045 aus (S. 86). Mit Blick auf das Szenario T45-H₂ der FNB werden die Unterschiede in den Annahmen mit 68 GWel im Jahr 2037 bzw. 110 GWel im Jahr 2045 noch deutlicher.

Das MWIKE erkennt an, dass die Variablen und Unsicherheiten bei der Prognose der zukünftigen Wasserstoffbedarfe groß sind und sich diese auch teilweise in unterschiedlich modellierten Szenarien von FNB und ÜNB wiederfinden können. Gleichwohl wäre es zielführend und geboten gewesen, dass FNB und ÜNB in allen drei gebotenen Szenarien gemeinsam abgestimmte Annahmen zu solchen Querschnittsthemen des Energiemixes und der Koppelung der Energieträger angesetzt hätten. Ohne diese Grundlage ist eine integrierte Netzentwicklungsplanung schlechterdings nicht möglich.

Soweit der Szenariorahmen hier betont (S. 70), dass eine der Gemeinsamkeiten der Szenarien der FNB und der ÜNB die Klimaneutralität 2045 sei, vermag das mit Blick auf die in § 15b Energiewirtschaftsgesetz normierte gleichlautende Voraussetzung, wenig zu überzeugen. Zudem müssen beide Szenariorahmen die Festlegungen der

Systementwicklungsstrategie angemessen zu berücksichtigen, §§ 12a Abs. 1, 15b Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz. Insgesamt muss festgestellt werden, dass die Zusammenarbeit, bei aller anzuerkennenden gemeinsamer Datenerhebung und Abstimmung zwischen FNB und ÜNB, nicht ausgereicht hat um eine einheitliche Datengrundlage für die Planung der Energieinfrastrukturen zu schaffen.

Insbesondere, aber nicht ausschließlich, mit Blick auf bestehende und zukünftige Standorte von Elektrolyseuren und Kraftwerken ist eine gemeinsame Datengrundlage für die integrierte Netzplanung zwingend. Sollte dies nicht gelingen, erübrigt sich der Sinn der im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes vorgenommenen Synchronisierung der Prozesse für die Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff.

Zu den Konsultationsfragen

Zu 2.1 Ausrichtung der Szenarien

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?

Die drei bzw. vier gewählten Szenarien erscheinen eine sinnvolle Spannweite der aktuell zu erwartenden Entwicklungen abzubilden und spiegeln einen Ergebniskorridor wieder, der vielen Szenarien und wissenschaftlichen Studien zugrunde liegt. Insgesamt werden die klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung im vorliegenden Szenariorahmenentwurf durch die Orientierung der im Rahmen der Langfristszenarien erstellten Szenarien T45-Strom*, T45-H2 und T45-RedEff ausreichend abgebildet.

Die Bandbreite zwischen einzelnen Parametern ist dabei durchaus hoch, was vordringlich die noch vorhandene Unsicherheit über zahlreiche Ausprägungen des langfristigen Energiesystems widerspiegelt. Mit Blick auf die Kennzahlen für Wasserstoff ist dies insbesondere für den Wasserstoffbedarf im Gebäude, Verkehrs- und Umwandlungssektor sowie der Gaskraftwerksleistung der Fall. Der Wasserstoffbedarf (Menge) in Summe bildet dabei den aus nordrhein-westfälischer Sicht aktuellen Stand der Studienlandschaft wider und ist kohärent zu dem im Wasserstoff-Importkonzept NRW erwarteten NRW-Anteil von 30 % am gesamtdeutschen Wasserstoffbedarf. Der zu erwartende Importanteil bewegt sich in der Bandbreite dessen, was die nationale Wasserstoffimportstrategie der Bundesregierung definiert und erscheint daher sinnvoll ausgewählt. Aus nordrhein-westfälischer Sicht sollten alle Szenarien von einem überwiegenden Importanteil ausgehen.

Die gewählten Annahmen in den Szenarien werden allerdings dadurch in Zweifel gezogen, dass sie im Bereich der Querschnittsthemen nicht im Gleichklang mit den Annahmen des Szenariorahmens Strom stehen (s. Vorbemerkung).

Frage 2:**Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder ausreichend dimensioniert?**

Die Bandbreite zwischen den Szenarien ist nach hiesiger Einschätzung aufgrund der weiterhin großen Unsicherheiten bei den zukünftigen Methan- und Wasserstoffbedarfen grundsätzlich angemessen dimensioniert. Dass die FNB ein weiteres Szenario vorgesehen haben, geht zwar über die gesetzlichen Mindestanforderungen von drei Szenarien hinaus, erhöht aber weiter die betrachtete Bandbreite und angesichts nie ausschließbarer Abweichungen der Realität von den in Langfristszenarien abgebildeten politischen Zielen und temporär erforderlicher Zwischenschritte auf dem Transformationspfad die Wissensbasis über mögliche Entwicklungen und sich gegebenenfalls daraus ergebende Handlungsbedarfe. Insofern ist das Vorgehen dazu geeignet die Robustheit der Planung insgesamt zu erhöhen und sowohl notwendigen Zwischenschritten, wie auch ungewollten Abweichungen von Langfristzielen rechtzeitig Rechnung tragen zu können.

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

Die Methanbedarfe variieren sehr stark. Insbesondere unterscheidet sich der Bedarf in Szenario 4, das auf Bedarfsmeldungen von Verbrauchern basiert, von den Bedarfen in den Szenarien 1 bis 3, die auf Basis der klimapolitischen Langfristszenarien des BMWK erstellt wurden. Die Unterschiede spiegeln die bestehenden Unsicherheiten des Transformationsprozesses ab. Aus Sicht des MWIKE ist es wichtig, dass diese Unsicherheiten im Szenariorahmen abgebildet werden.

Frage 4:**Erachten Sie die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen elektrischer und stofflicher Energie für angemessen?**

Nordrhein-Westfalen hat traditionell ein großes Interesse daran, dass sowohl die elektrischen, wie auch die stofflichen Bedarfe seiner zahlreichen Verbraucher und insbesondere der Industrie angemessen abgebildet werden. Dabei ist zuzugestehen, dass die Bedarfe in den letzten Jahren von Pandemie und Energiekrise erheblichen Schwankungen ausgesetzt waren und sich ihre richtige Bemessung für die Zukunft damit sehr anspruchsvoll gestaltet. Dies gilt umso mehr, wie die Frage der Geschwindigkeit der Elektrifizierung von Prozessen wie auch der stofflichen Bedarfe auch an der weiteren Entwicklung der Strompreise und generell Energiepreise auch in den Zwischenjahren bis zu den Zieljahren hängt. Dies schlägt auf die Beantwortbarkeit der

Frage der Aufteilung zwischen elektrischer und stofflicher Energie durch. MWIKE befürwortet von daher aus Gründen der Resilienz einer großen Bandbreite an Entwicklungen Rechnung zu tragen. Die volkswirtschaftlichen Risiken einer Unterdimensionierung der Energieinfrastrukturen übersteigen die Kosten einer resilienteren Planung mit Sicherheitsreserven bei weitem, wie zuletzt die Entwicklungen der Energiekrise eindrucksvoll gezeigt haben.

Frage 5:

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

Aus hiesiger Sicht ist die installierte Kraftwerksleistung für Gas/Wasserstoffkraftwerke im Szenario 2 für beide Zieljahre 2037/2045 zu niedrig angesetzt. Darüber hinaus ist auch die installierte Kraftwerksleistung für Gas/Wasserstoffkraftwerke im Szenario 1 für das Zieljahr 2037 zu niedrig angesetzt. Es wird in diesem Zusammenhang auf die Annahmen der ÜNB im Szenariorahmenentwurf für den Netzentwicklungsplan Strom 2025 verwiesen, die in allen Szenarien die installierte Kraftwerksleistung rd. 53 GW angenommen haben, was einem Zubau von rd. 22 GW entspricht. Aus Sicht des MWIKE ist ein Zubau in dieser Größenordnung mindestens erforderlich, um den Transformationsprozess im Stromsektor versorgungssicher zu gestalten. Daher sollten in allen Szenarien mindestens 53 GW angenommen werden.

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?

Es wird auf das kürzlich veröffentlichte Gutachten von BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, das im Auftrag der Landesgesellschaft NRW.Energy4Climate erstellt wurde und den notwendigen Kraftwerkszubau sowie dessen regionale Verteilung in Deutschland quantifiziert, verwiesen (<https://www.energy4climate.nrw/aktuelles/newsroom/auswirkungen-der-kraftwerksstrategie-auf-nrw-gutachten-bestaetigt-erhoehten-bedarf-an-gesicherter-leistung-in-nordrhein-westfalen>)

Zu 2.2 Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit**Frage 7:**

Die FNB halten es für notwendig, 2037 zusätzlich Modellierungsvarianten mit dem Fokus der Versorgungssicherheit zu betrachten, um dem Zielkonflikt zwi-

schen Einhaltung der Klimaschutzziele und der ausreichenden Berücksichtigung der Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen (Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“). Wie bewerten Sie diese Modellierungsvarianten der FNB?

Aus Sicht des MWIKE ist diese Modellierungsvariante mit dem Fokus Versorgungssicherheit zu begrüßen. Das bedarfsorientierte Szenario 4 ergänzt die Szenarien 1 bis 3, die auf Basis der klimapolitischen Langfristszenarien des BMWK erstellt wurden, in geeigneter Art und Weise. Dazu wird auch auf die vorangehende Beantwortung der Fragen 2 und 3 zur Bandbreite und Angemessenheit der Szenarien verwiesen.

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?

Aus Sicht des MWIKE ist zu begrüßen, dass die FNB vor dem Hintergrund der zahlreich gemeldeten Bedarfe der Industriekunden sowie den eingegangenen Kapazitätsreservierungen und –ausbauansprüchen gemäß §§ 38 und 39 GasNZV im Szenario 4 neben 2037 auch das Jahr 2030 modellieren. Im Zuge des Transformationsprozesses beabsichtigen viele Großverbraucher (z.B. Industrie, Kraftwerke) den Umstieg (von z.B. Kohle oder Öl) auf Methan, um langfristig auf Wasserstoff umsteigen zu können. Der Methanbedarf könnte infolgedessen kurzfristig bis 2030 steigen und dann langfristig abnehmen. Die Bewältigung dieses Zwischenschrittes zählt zu den Herausforderungen des Transformationsprozesses und ist eine zentrale Herausforderung der Netzentwicklungsplanung. Auch im Bereich der Netzentwicklungsplanung Strom wurden bereits zuvor Zwischenschritte und Adhoc-Maßnahmen dafür betrachtet. Angesichts der Entwicklungszeiten für neue Untergrundspeicher wird darin in der relativ kurzfristigen Perspektive dieses Jahrzehnts keine Entlastungsmöglichkeit für die Anpassung der Infrastruktur gesehen. Dies würde sich erst in Richtung des Zieljahres auswirken können.

Frage 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?

Der Einsatz von Kapazitätsprodukten nach (Kapazitätsproduktstandardisierung) KASPAR sollte geprüft werden.

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?

Aus hiesiger Sicht ist hier in erster Linie die Errichtung von Untergrundspeichern zu nennen, die einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

Frage 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?

Ja, die Liquidität an den Grenzübergangspunkten ist gewährleistet.

Frage 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?

Dem MWIKE sind keine methanseitigen Projekte in Deutschland bekannt, die einen maßgeblichen Einfluss auf die zukünftigen Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten haben. Auf belgischer Seite ist ein methanseitiger Netzausbau geplant, der die Weiterleitungskapazitäten nach Deutschland erhöhen soll und daher berücksichtigt werden sollte. Die Realisierung der im Kernnetz geplanten wasserstoffseitigen Grenzübergänge wird zudem selbstverständlich Rückwirkungen auf die Methanseite zeitigen. Dies gilt umso mehr, wie die Grenzübergänge in eine bundesweite Infrastruktur eingebunden sind und Bedarfsverlagerungen ermöglichen.

Zu 2.3. Biomethan**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?

Das MWIKE teilt die in der Systementwicklungsstrategie verankerte Einschätzung, dass Einspeisung und Transport von Biomethan nicht über die Verbindung von Inselösungen hinausgehen werden und nicht Teil der langfristigen überregionalen Transportplanung sein sollten.

Zu 2.4. Kraftwerke

Frage 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?

Nein, eine Clusterung der Kraftwerkskapazitäten ist kein geeigneter Ansatz. Die Steigerung der Anträge der Kraftwerksbetreiber lässt sich dadurch erklären, dass ein Zubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken für das Stromsystem mittel- bis langfristig erforderlich ist. Die Kraftwerksbetreiber sehen diesen Bedarf und wollen die jeweiligen Kraftwerksstandorte weiterbetreiben. Parallel hierzu plant die Bundesregierung Ausschreibungen von 12,5 GW im Rahmen der Kraftwerksstrategie (Eckpunkte für ein Kraftwerkssicherheitsgesetz wurden veröffentlicht) und will einen Kapazitätsmechanismus ab 2028 etablieren (wurde im Zuge der Konsultation zum Strommarktdesign behandelt). Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung sind die gemeldeten Bedarfe daher vollständig zu berücksichtigen.

Frage 15:

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

Ja, die Auswahl der Zuordnungspunkte ist nachvollziehbar.

Zu 2.5. Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber

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

Eine Plausibilität wird sich absehbar am besten durch regelmäßige Überprüfung im Rahmen der zyklischen Netzplanung erwirken lassen. Angesichts bislang noch ausstehender Wärmepläne werden sich diese bislang allenfalls in ersten Stichproben heranziehen lassen. Dabei könnte geprüft werden, inwieweit sich für städtische, halbstädtische und ländliche Räume sowie bislang regional unterschiedlicher Schwerpunkte

der Wärmeversorgung nutzbare Typisierungen und Regionalisierungen abzeichnen, die für eine Plausibilisierung genutzt werden können.

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?

Die pauschale Kürzung der Langfristprognosen einiger Verteilnetzbetreiber um mindestens 30 % erscheint nicht sachgerecht. Es sollte eine differenzierte Prüfung der gemeldeten Langfristprognosen erfolgen.

Zu 2.6. Wasserstoffbedarfe**Frage 18:**

Elektrolyseure: Zur Regionalisierung der in den szenarienbasierten Modellierungsvarianten angesetzten H₂-Einspeiseleistungen planen die FNB eine rationale 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?

Die Ergebnisse der Marktabfrage zeigen (insbesondere in Tabelle 15) deutlich, dass der überwiegende Teil der Projekte (Ein- und Ausspeisung) sich noch in der Phase „Projektidee“ oder „Grundlagenermittlung“ befindet. Es wäre aus hiesiger nicht zielführend, diese beiden Phasen in der weiteren Planung kategorisch vollumfänglich auszuschließen. Mit Blick auf die erst kürzlich geklärten zentralen Rahmenbedingungen rund um den Markthochlauf, wie z.B. Delegierter Rechtsakt RED II, H₂-Kernnetz, H₂-Industriequote RED III, die ersten Ausschreibungsergebnisse H2Global und EHB etc., ist dies nicht verwunderlich.

Wie bereits oben erwähnt, würde eine pauschale Nicht-Berücksichtigung dieser Projekte in den allermeisten Fällen zu einer „selbsterfüllenden Prophezeiung“ führen, da ohne die notwendige Infrastruktur die allermeisten Projekte nicht über eben jenen Status „Projektidee“ hinaus entwickelt werden können. Im Umkehrschluss könnte dies dann dazu führen, dass die über 800 gemeldeten Projekte in der Kategorie Ausspeisung ohne Perspektive einer Netzanbindung nur noch die Optionen einer on-site Elektrolyse haben. Dies wiederum hätte dann erhebliche Auswirkungen auf die weitere Netzplanung Strom.

Die neue Online-Plattform der Großverbraucherabfrage ermöglicht den Vorhabenträgern ihre Meldungen fortlaufend zu pflegen und zu aktualisieren. Insofern sollte es auch im Rahmen der Netzplanung möglich sein, dem Fortschritt von Projekten Rechnung zu tragen und so zu einer belastbareren Planung zu kommen. Auch ließe sich

eine Kategorisierung der Projekte nach den im Auftrag der ÜNB gutachterlich ermittelten Regionalisierungs-Kriterien mit der Berücksichtigung von Sekundärprodukten (Abwärmennutzung, Sauerstoff) und Wasserverfügbarkeit erreichen. Schließlich kann bei regionaler Wasserverfügbarkeit und der Nähe zu Wärmenetzen auch von schnellerer Realisierungsmöglichkeit und höherer Wirtschaftlichkeit ausgegangen werden.

Frage 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?

Das MWIKE regt an, dass der vorliegende Szenariorahmen im Gleichlauf mit dem Szenario C des Entwurfs zum Szenariorahmen Strom die dort in der Tabelle 10 angesetzten Standortfaktoren zur Regionalisierung von Elektrolyseuren ebenfalls zu Grunde gelegt werden. So hat das Vorliegen dieser Standortfaktoren einen sehr starken Einfluss auf die Realisierungswahrscheinlichkeit eines Elektrolyseurs. In diesem Zusammenhang wird auch noch einmal deutlich, dass die Aufgabe der ersten integrierten Netzplanung in Form einer einheitlichen Grundlage, mit den vorgelegten Szenariorahmen Strom sowie Gas/Wasserstoff nicht erfüllt wurde. Das Fehlen von abgestimmten und inhaltlich verzahnten Annahmen zu den Querschnittsthemen bei den Szenariorahmen führt zu Problemen bei der Definierung von Voraussetzungen hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit (s. Vorbemerkung und Antwort auf Frage 18).



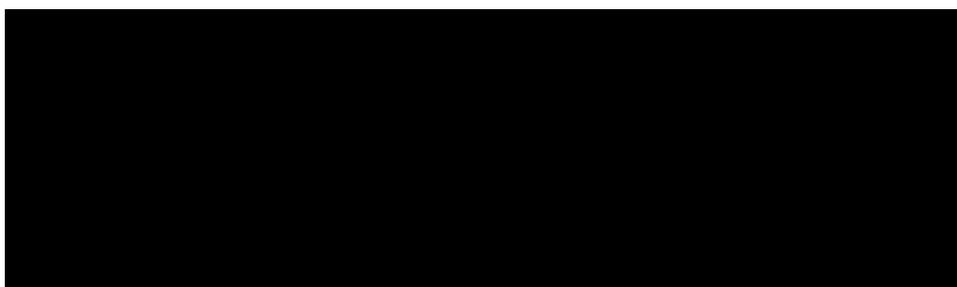
500021

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500021
Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

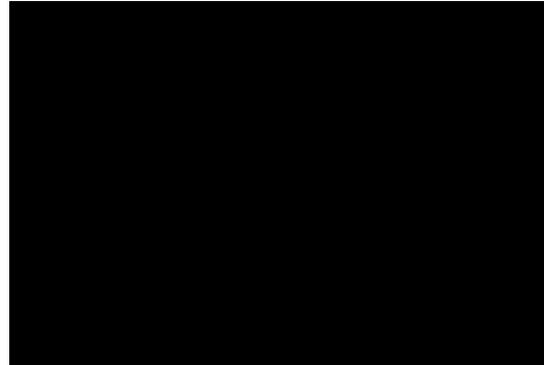
Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Siehe Anlage



Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung
und Energie [REDACTED]

Bundesnetzagentur
Tulpenfeld 4
53113 Bonn



Ihr Zeichen
Ihre Nachricht vom

Bitte bei Antwort angeben
Unser Zeichen, Unsere Nachricht vom
[REDACTED]

München,
30.09.2024

**Stellungnahme im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens zur
Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045**

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit, im Rahmen der Konsultation des Szenario-
rahmens Gas und Wasserstoff Stellung nehmen zu können. Wir beschrän-
ken uns überwiegend auf allgemeine Anmerkungen und gehen nur zum Teil
auf die Fragen im Begleitdokument zur Konsultation ein.

Abstimmung mit dem Szenariorahmen Strom

Wir begrüßen es, dass erstmals eine integrierte Netzentwicklungsplanung
Gas und Wasserstoff erfolgt und aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeiten
der Infrastruktur die Planungsprozesse auch mit dem Strombereich synchro-
nisiert wurden. In diesem Kontext erscheint es unentbehrlich, auf einer
schlüssigen gemeinsamen Ausgangsbasis für die beiden Szenariorahmen
zu bestehen, die eine aufeinander abgestimmte Infrastrukturplanung erst er-
möglicht. Der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, insbesondere die
Liste der Kraftwerke und PtG-Anlagen mit den Übertragungsnetzbetreibern
(Strombereich) abzustimmen, ist daher der richtige Weg. Die Bundesnetza-
gentur sollte hierauf hinwirken und auch die Übertragungsnetzbetreiber von



der notwendigen Abstimmung überzeugen. Allerdings sollten dann bei der Berücksichtigung der Projekte – anders als bislang in den Entwürfen der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff bzw. Strom vorgesehen – auch in beiden Fällen die gleichen Kriterien Anwendung finden.

Ermittlung und Berücksichtigung der Wasserstoffbedarfe

Für den Markthochlauf Wasserstoff hat die Ermittlung der Bedarfe große Bedeutung, auch wenn deren Meldung noch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist hinsichtlich Zeithorizont und Realisierungswahrscheinlichkeit der Vorhaben. Vor diesem Hintergrund geben die erfolgte Marktabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber sowie die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber einen guten Überblick über die geplanten Projekte und schaffen eine deutlich bessere Ausgangsbasis, als dies in der Vergangenheit der Fall war.

Die gemeldeten Bedarfe haben zwar noch keine hohe Verbindlichkeit, lassen aber eine gute Tendenz erkennen, wohin sich die Bedarfe entwickeln werden. Wegen der langfristigen Perspektive können deshalb im Szenariorahmen Projekte unabhängig vom aktuellen Umsetzungsstatus durchaus Hinweise auf die künftige Dimensionierung der Infrastruktur geben. Zudem gibt es auch Projekte und Bedarfe, die noch nicht in die erfassten Meldungen eingegangen sind.

Hierzu auch der Hinweis zu *Frage 19*: Die Projektphase ist ein wesentlicher Indikator, um die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Projekte zu beurteilen. Welcher Projektstatus für eine Berücksichtigung vorausgesetzt werden sollte, kann von hier nicht abschließend beurteilt werden. Neben der Großverbraucherabfrage sollten allerdings auch Kapazitäten berücksichtigt werden, die für die Transformation von mittelständischen Unternehmen benötigt werden, die sich nicht an der Großverbraucherabfrage beteiligt haben und möglicherweise auch in der Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber nicht enthalten sind. Eine Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern ist für diese Aufgabe unerlässlich, da ein nicht zur Verfügung stehendes Wasserstoffnetz zu lokaler Wasserstoffherzeugung, und somit einer erhöhten elektrischen Anschlussleistung, führen kann (siehe auch weiter unten zum Punkt Elektrolyseure).

Kraftwerke

Fragen 14/15: Aufgrund der Notwendigkeit von flexibel steuerbaren Kraftwerken zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit Strom kann die verdoppelte Summe nachvollzogen werden. Die Clusterung kann in Ermangelung einer Erläuterung nicht im Detail nachvollzogen werden, sie darf aber nicht zu einer Unterdeckung des tatsächlichen Kraftwerksbedarfs führen und somit einen unzureichenden Leitungsausbau zur Folge haben. Besonders in Bayern ist es unerlässlich, die benötigte Infrastruktur für die Errichtung und den Betrieb von Gaskraftwerken bereitstellen zu können. Deshalb sollte insbesondere auch das Kraftwerk Zolling aufgrund des positiv beschiedenen Antrags gemäß § 38 GasNZV berücksichtigt werden. Dies ist bisher nicht geschehen. Darüber hinaus ist offen, wie die Kraftwerke der Kraftwerksstrategie (12,5 GW) und des angekündigten Kapazitätsmarktes regionalisiert und berücksichtigt werden. Die Methodik zur Auswahl der Zuordnungspunkte für neue Kraftwerke scheint nachvollziehbar.

Elektrolyseure

Eine Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern ist für die Elektrolyse unerlässlich, da ein nicht zur Verfügung stehendes Wasserstoffnetz zu lokaler Wasserstofferzeugung und somit einer erhöhten elektrischen Anschlussleistung führen kann. Gerade im Flächenland Bayern erhält die verbrauchsnahe Elektrolyse u.a. dann größere Bedeutung, wenn eine Leitungsanbindung für künftige Abnehmer nicht oder erst sehr spät zu erwarten ist. Dies ermöglicht den Unternehmen erst die notwendige Transformation. So könnten gut aufeinander abgestimmte lokale und regionale Wasserstoff-Nutzungscluster an Elektrolysestandorten entstehen, auch (zunächst) ohne Anbindung ans überregionale Wasserstoffnetz. Dieser Prozess muss parallel zum Aufbau der großen Wasserstofftransportinfrastruktur erfolgen und jedenfalls dort möglich sein, wo dies eine gute Versorgungs- und Transformationsoption darstellt. Bestimmte, weiter vom künftigen Wasserstoffnetz entfernte Regionen von vornherein als Elektrolysestandorte aus der Betrachtung herauszunehmen (wie es die

Übertragungsnetzbetreiber im Szenariorahmen Strom vorschlagen), erscheint nicht zielführend. Auch darf die Berücksichtigung von nach bestimmten Kriterien (z.B. bereits in der Planung weiter fortgeschrittene IPCEI) ausgewählten Elektrolysevorhaben beim Szenariorahmen und der weiteren Netzentwicklungsplanung nicht zu einer Benachteiligung einzelner Regionen wie Bayern führen. Da der künftige Förderrahmen des Bundes für Elektrolyse noch unklar ist, sind gerade im Vorfeld gleiche Chancen für alle Bedarfsregionen besonders wichtig. Es gilt zu vermeiden, dass Elektrolyseprojekte bevorzugt im Norden Deutschlands angesiedelt werden, denn lokale Wasserstoffherzeugung und -versorgung in verschiedenen regionalen Industrie- und Verbrauchszentren wie in Bayern muss ebenfalls gewährleistet sein.

Frage 18: Die Methodik zur Regionalisierung der Elektrolyseleistung sollte im Szenariorahmen Gas/Wasserstoff und im Szenariorahmen Strom einheitlich sein, auch wenn zwischen Elektrolyseuren zum Einspeisen in das Wasserstoffnetz und Elektrolyseuren für den Eigenbedarf differenziert werden muss. Welcher Ansatz zu realistischeren Ergebnissen führt, sollte durch die Fernleitungsnetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber erörtert werden.

Biomethan

Frage 13: Vor dem Hintergrund des aktuellen Gasverbrauchs in Deutschland mit 810 TWh 2023 ist die Biomethanmenge mit aktuell 10 TWh zwar gering, sie wird sich jedoch künftig vor dem Hintergrund der Anmeldungen für einen Netzanschluss bei den Netzbetreibern und den Überlegungen im GEG, Strommarkt der Zukunft und den Entwicklungen im Verkehr, erhöhen. Wichtig zu sehen ist, dass diese erneuerbare Energie in Deutschland günstig und sicher erzeugt werden kann.

Der Bedarf von Biomethan wird steigen, dies in der Funktion als Speicher und steuerbare Energie für die Bereiche Strom und Verkehr

gemäß dena in Höhe von 20 TWh (Dena: „Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? - Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040“, 1/2024),

gemäß GEG mit dem zusätzlichen Bedarf an Biomethan bis 2040 auf 13,4 bis 44,6 TWh (Dena: „Branchenbarometer Biomethan“, Stand: 7/2023),

sowie den steigenden Anmeldungen von Einspeisebegehren im ersten Quartal 2024 (siehe Entwurf Szenariorahmen zum NEP und Wasserstoff 2025 S 47).

Vor diesem Hintergrund scheint es angezeigt, die Vorgaben der EU-Kommission für die Erhöhung der Biomethan-Einspeisung auf 35 Mrd. m³ Biomethan bis zum Jahr 2030 zu berücksichtigen und mit in die Betrachtung des Szenariorahmens aufzunehmen.

In diesem Zusammenhang wird hingewiesen auf die novellierte Gas-Binnenmarkt-Verordnung, hier Artikel 4, insbesondere Wasserstoff und Biomethan im Energiesystem der EU zu unterstützen und zu fördern. So empfiehlt die EU-Kommission am 18. Dezember 2023 Deutschland angesichts der bestehenden Infrastruktur, detailliertere Maßnahmen zur Förderung der nachhaltigen Erzeugung von Biomethan in den NECP aufzunehmen (vgl. Commission Recommendation vom 18.12.2023, Punkt 8, S.7) [EC 2023b].

Szenarien

Die Szenarien scheinen sinnvoll gewählt zu sein und die Bandbreite zwischen den Szenarien angemessen. Die in den Szenarien zugrunde gelegten Bedarfe sind nachvollziehbar einschließlich deren Herleitung. Die beiden Szenariorahmen Gas und Wasserstoff sowie Strom sind noch aufeinander abzustimmen, insbesondere die Daten aus den mit dem Bereich Strom abgestimmten Listen sind noch einzuarbeiten.

Das bedarfsorientierte Szenario mit Versorgungssicherheit Methan/Wasserstoff dürfte besondere Beachtung finden vor dem Hintergrund, dass die gemeldeten Methanbedarfe zwischenzeitlich ansteigen und dann mit Blick auf die angestrebte Klimaneutralität 2045 erst verzögert sinken könnten. Dies thematisiert auch die Frage, ob dann ausreichend Methanleitungen für Wasserstoff umgewidmet werden können oder für einen Übergangszeitraum parallele Infrastrukturen benötigt werden.

Der Zielkonflikt zwischen den abgegebenen Bedarfsmeldungen und den von der Politik vorgegebenen Transformationszielen wird im Entwurf des Szenariorahmens deutlich. Hier ist die Bundespolitik gefragt, rasch entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, um den Unsicherheiten entgegenzuwirken, damit die Transformation bis 2045 gelingt.





700001

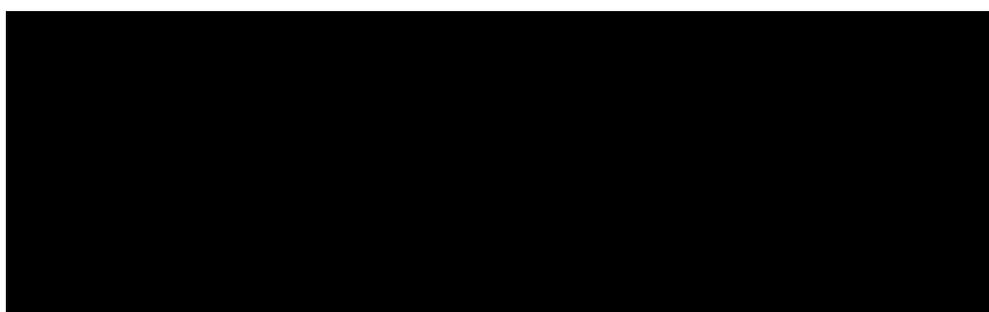
Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 700001
Eingangsdatum: 25.09.2024
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



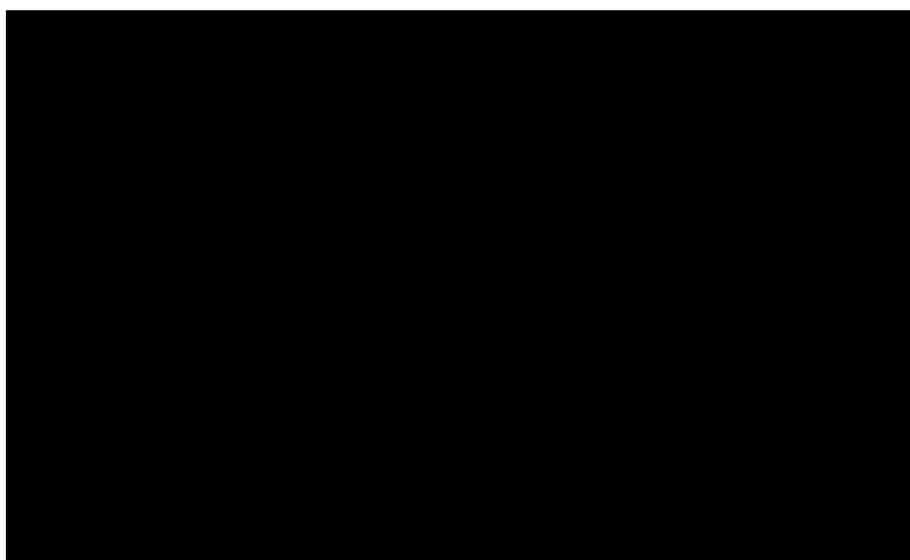
Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei übermittle ich Ihnen unsere Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff und Strom 2025-2037/2045 vorab per E-Mail.



Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
DEUTSCHLAND

25.09.2024

**P 2024/05/014: Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens zum
Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff und Strom 2025-2037/2045**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Fernleitungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber haben einen Antrag für den Szenariorahmen Gas/Wasserstoff und Strom vorgelegt, welcher bis 30.09.2024 zur Konsultation steht. Der gemeinsame Szenariorahmen ist ein zentrales Element des Netzentwicklungsprozesses 2025-2037/2045 und soll die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungspfade im Rahmen der Deutschen klima- und energiepolitischen Ziele abdecken.

E-Control, als zuständige Regulierungsbehörde in Österreich, begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens 2025.

Die erste gemeinsame Konsultation und Abstimmung der Zieljahre ist ein wichtiger Schritt in Richtung einer integrierten Betrachtung der Sektoren. Aus Perspektive von E-Control, wäre in weiterer Folge eine Abstimmung der Eingangsparameter, Szenarien und Modellierungsparameter zwischen den Sektoren sinnvoll. Ein Abweichen von festgelegten energiepolitischen Zielsetzungen im Rahmen eines Szenariorahmens wirft die Frage nach der generellen Zuverlässigkeit und Beständigkeit, sowohl der Ziele als auch der gesamten Netzentwicklungsplanung, auf. Da Netzinvestitionen in Deutschland Auswirkungen auf Investitionstätigkeiten in vor- und nachgelagerten Netzen und Märkten haben ist dies kritisch zu beurteilen.

Generell erachtet es E-Control als wesentlich, dass Annahmen für den Szenariorahmen mit der Zielsetzung der Beurteilung von Netznotwendigkeiten auch mit anderen Prozessen kohärent sein sollen. Diesbezüglich wird als besonders wesentlich erachtet, dass die Annahmen mit dem Nationalen Adequacy Assessment (NRAA), dem Europäischen Adequacy

Assessment (ERAA), sowie dem Ten-Year-Network Development Plan (TYNDP) für Strom sowie Methan/Wasserstoff abgestimmt sind. Zwar wird anerkannt, dass die Zielsetzungen dieser Prozesse mitunter unterschiedlich sind, dennoch betreffen sie wesentliche Aspekte der Systemauslegung und sollten sich in keinem Fall unterscheiden oder gar widersprechen.

Bezüglich der Annahmen für Leistungen durch neue zusätzliche Gaskraftwerke im Szenariorahmen Strom verweisen wir auf die laufende Konsultation zum Entwurf des Kraftwerkssicherheitsgesetz und schlagen vor deren Ergebnisse zu berücksichtigen. Kritisch wird im Zusammenhang mit dem Szenariorahmen Strom gesehen, dass die Vorgaben aus der Kraftwerkssicherungsstrategie im Wesentlichen unverändert und fix abgebildet werden, wenngleich hier doch viele Unsicherheiten bestehen. Beispielsweise könnte eine Variation der Zubauleistung von 22 GW erfolgen, oder der Anteil der wasserstofffähigen Kraftwerke zeitlich variabel in Szenarien abgebildet werden. Auch wäre aus Sicht der E-Control die Verortung jenes Anteils der im netztechnischen Süden abzubildenden Kraftwerksneubauten in Hinblick auf die mögliche grenzüberschreitende Teilnahme in Form eines diskriminierungsfreien und wettbewerblich organisierten Kapazitätsmechanismus anzunehmen.

Speziell bei der Netzentwicklungsplanung, für Methan wie auch für Wasserstoff, ist, in Hinblick auf die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes, sowie zur gegenseitigen Gewährleistung und Sicherstellung der Versorgung, eine grenzüberschreitende Betrachtung von Import- und Exporterfordernissen und eine Koordination zwischen den betroffenen Stellen unbedingt erforderlich.

E-Control begrüßt, dass der vorliegende Entwurf klarstellt, dass bidirektionale Kapazitäten am Grenzübergabepunkt Überackern in den Modellierungen (Vgl. Tab 24 Entwurf SR Methan/H₂: „Basiskapazitäten“ für die Wasserstoffkapazitäten an Grenzübergabepunkten) berücksichtigt werden, was im Lichte der Schaffung eines integrierten Binnenmarktes für Wasserstoff, der europäischen Solidarität sowie der zentralen Lage von Deutschland von großer Bedeutung ist. Eine Verortung der angenommenen „*nicht wesentlichen*“ Ausspeiseleistung, bis zu 6 GWh/h (vgl. S 83 Entwurf SR Methan/H₂) für das gesamte Bundesgebiet, wird allerdings nicht dargestellt. Mit Bedauern nehmen wir zur Kenntnis, dass hierzu keine Abstimmung mit Regierungsbehörden oder Ministerien in Nachbarstaaten erfolgt ist.

Hinsichtlich des Leistungsbedarfs an bestehenden Grenzübergabepunkten für den Export von Methan wurden signifikante Rückgänge, von 80 GWh/h 2025 auf 20 GWh/h 2037 (Vgl. Abb. 31-33 Entwurf SR Methan/H₂), und Reduktionen der Ausspeisekapazitäten, basierend auf Bedarfsreduktionsprognosen für Deutschland iHv rund 30% (Vgl. S. 99 Entwurf SR Methan/H₂) im Wesentlichen in allen Modellierungsvarianten, angenommen. Für den Grenzübergabepunkt Überackern wird ausgewiesen, dass ab 2026 (laut ENTSOG

Transparency Plattform bereits ab 1.10.2025) eine Reduktion der Kapazitäten für den Export geplant ist (Vgl. ID 1899 NEP-Gas-Datenbank 2025-SR). Mit dem Auslaufen des Transitvertrags durch die Ukraine Ende 2024 und den damit wegfallenden Gasimporten aus Russland kommt den Grenzübergabepunkten Überackern und Oberkappel eine zentrale Bedeutung für die Versorgung Österreichs und der CEE-Region zu. Auf österreichischer Seite wird mit dem Projekt „WAG Teil-Loop“ ein interner Kapazitätsengpass im Netz der Gas Connect Austria 2027 beseitigt und die Möglichkeit für physische Importe aus Deutschland (auf FZK Basis) erhöht. Dementsprechend wurde zwischen Bayernets und Gas Connect Austria bereits für das Gasjahr 2024/25 ein Ausweis von FZK (rund 1.000 MWh/h Ausspeisekapazität DE->AT) am Grenzübergabepunkt Überackern abgestimmt. Vor dem Hintergrund der Diversifizierung der österreichischen Gasimporte sollte dieser Ausweis unbedingt auch nach dem 1.10.2025 weitergeführt werden. Auf österreichischer Seite erfolgt dementsprechend eine Reduktion der ausweisbaren FZK in Oberkappel auf das deutsche Ausspeiselimit (aktuell Kapazitätsüberhang auf österreichischer Seite), um diese in Überackern als FZK ausweisen zu können. Durch das Projekt „WAG Teil-Loop“ wird ab 2027 die Konkurrenzsituation auf österreichischer Seite zwischen den Grenzübergabepunkten Oberkappel und Überackern komplett beseitigt und somit eine Erhöhung der physischen Importe aus Deutschland über Überackern möglich.

Mit Bedauern nehmen wir zur Kenntnis, dass keine Abstimmung mit angrenzenden Netzbetreibern, Regulierungsbehörden oder Ministerien hinsichtlich des Infrastrukturbedarfs (Exportkapazitäten und Ausspeiseleistungen) in Nachbarstaaten erfolgt ist. Gerade bei der langfristigen Dimensionierung von Exportkapazitäten und Annahmen zum Leistungsbedarf für den Export, sowohl für Methan als auch Wasserstoff, wäre es, aus unserer Perspektive, unbedingt erforderlich eine aktive Abstimmung mit den zuständigen Stellen in allen nachgelagerten Ländern durchzuführen.

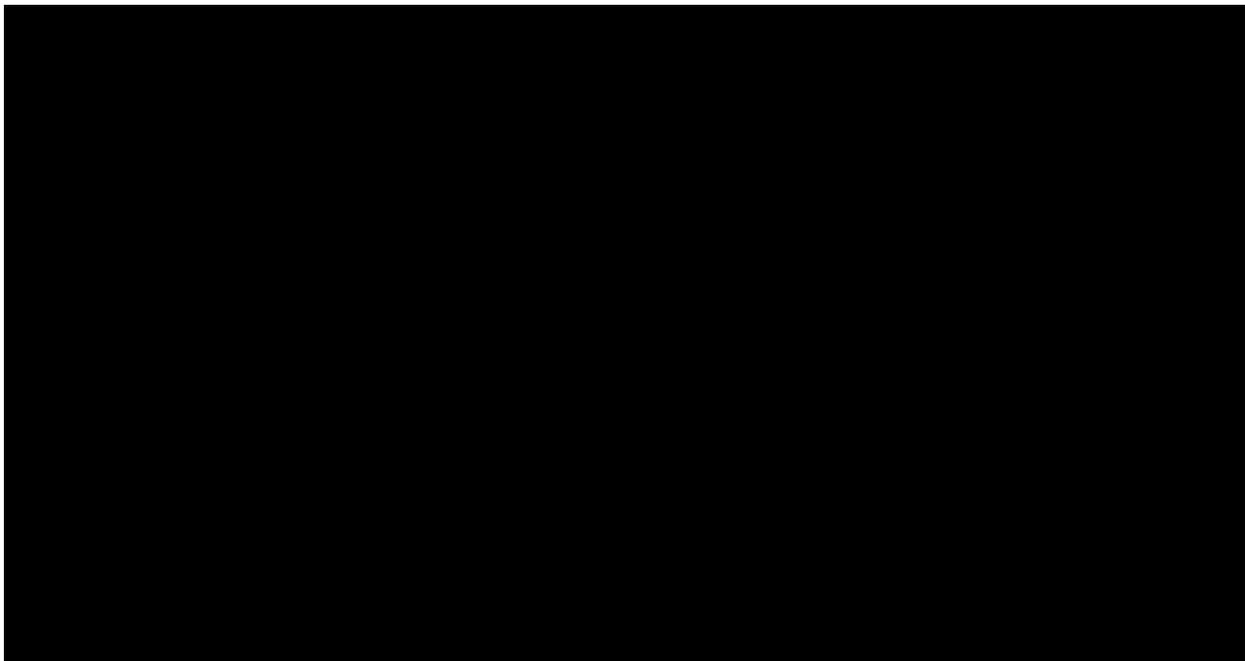
Zur konsultierten Betriebsweise von Elektrolyseuren sieht E-Control, dass seitens der Industrie das Interesse besteht Wasserstoff bandförmig zu beziehen, was mittelfristig zu einem bandförmigen Elektrolyseurbetrieb entkoppelt von Preissignalen des Strom-Großhandelsmarktes führt, da gleichzeitig zu erwarten ist, dass Wasserstoffspeicher in größerem Umfang erst später verfügbar sein werden. Daher erscheint die Annahme von netz- oder systemdienlichem Verhalten im Sinne von Flexibilitätsbereitstellung im Szenariorahmen Strom, ohne entsprechende Anreize oder Verpflichtungen, aus Sicht der E-Control verfrüht.

Zu den Annahmen für Strom-Interkonnektoren begrüßt E-Control die Vorgehensweise jene Projekte, die bereits im deutschen NEP genehmigt wurden, in den Szenarien A und B (und auch C) einzubeziehen. Dies betrifft insbesondere die Vorhaben P74, TTG-P67 und AMP-P52. Das Vorhaben P74 (Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg) wurde im deutschen und

österreichischen NEP genehmigt, auf österreichischer Seite sind diesbezüglich weitgehend alle primärtechnischen Voraussetzungen bereits umgesetzt. Das Vorhaben TTG-P67 (Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich) wurde im deutschen und österreichischen NEP genehmigt, auf österreichischer Seite wurde der Bau bereits gestartet und auf deutscher Seite wurden Baugenehmigungen für relevante Abschnitte bereits erteilt. Zu Projekt AMP-P52 ist der Status auf österreichischer Seite basierend auf der Bodenseestudie unverändert und es soll eine laufende Evaluierung der Situation erfolgen. Zum TYNDP Vorhaben mit der Projektnummer 1231 (Green Aegean Interconnector), das auch über österreichisches Territorium zu verlaufen scheint, teilt E-Control mit, dass keine Informationen darüber und keine Genehmigung im österreichischen NEP vorliegt. Vor einer Berücksichtigung im deutschen NEP / Szenariorahmen zum gegenwärtigen Zeitpunkt sollte zumindest eine tiefere Analyse des Vorhabens erwogen werden.

Abschließend ersuchen wir um Berücksichtigung der angeführten Punkte und insbesondere von Wasserstoff-Exporten nach Österreich in der Modellierung sowie des Bedarfs an Methaninfrastruktur zur Ermöglichung bzw. Aufrechterhaltung eines Marktes auf europäischen Grundlagen sowie zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

Zur weiteren Abstimmung stehen wir gerne zur Verfügung.





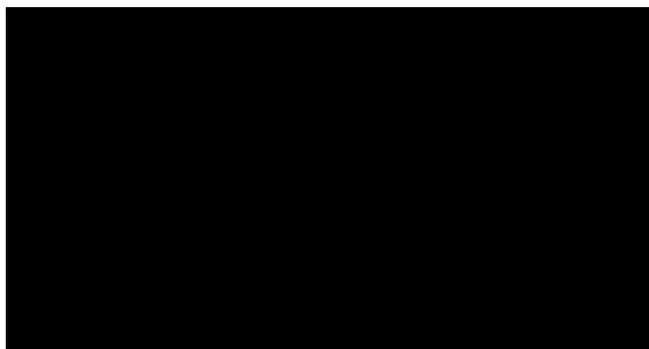
700007

Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 700007
Eingangsdatum: 17.09.2024
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:



Anhänge:

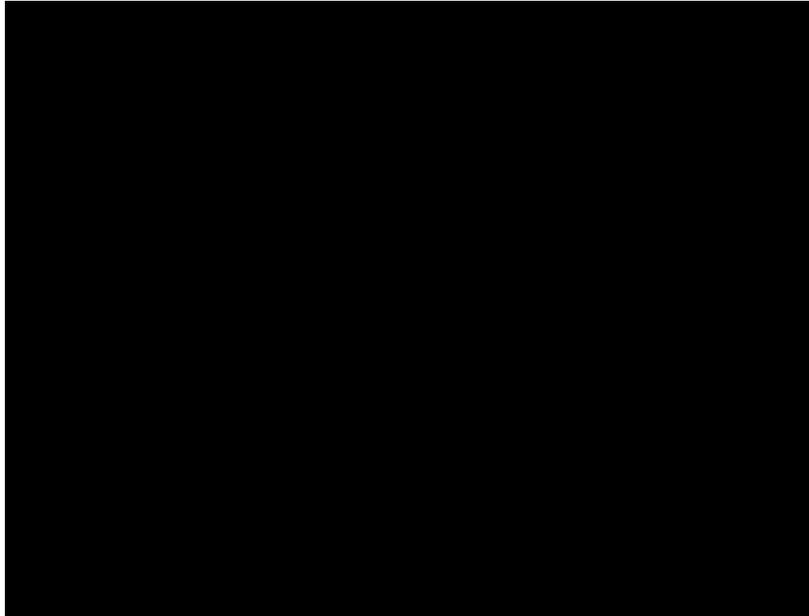
Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

bitte beachten Sie die Stellungnahme im Anhang der E-Mail. Ein separater Postversand erfolgt nicht.

Hinweis: Die vorliegende Stellungnahme verhält sich ausschließlich zu den öffentlichen Belangen des Bodendenkmalschutzes und der Bodendenkmalpflege. Eine gesonderte Stellungnahme zu den Belangen des Baudenkmalschutzes und der Baudenkmalpflege behält sich die Denkmalfachbehörde vor.



Landesamt für Denkmalpflege Hessen | 

Bundesnetzagentur
Referate 623/624
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Via E-Mail: [szenariorahmen.netzentwicklung-
strom@bnetza.de](mailto:szenariorahmen.netzentwicklung-strom@bnetza.de); nep-gas-wasserstoff@bnetza.de

Datum

17. September 2024

Konsultationsstart Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff 2025–2037/2045 Hier: Bodendenkmalpflegerische Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir nehmen mit dieser Stellungnahme als Denkmalfachbehörde des Landes Hessen und in der Funktion als Träger öffentlicher Belange gemäß § 5 Abs. 2 S. 2 Hessisches Denkmalschutzgesetz (HDSchG) zu den vorliegenden Entwürfen der Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff vom 02. September 2024 Stellung.

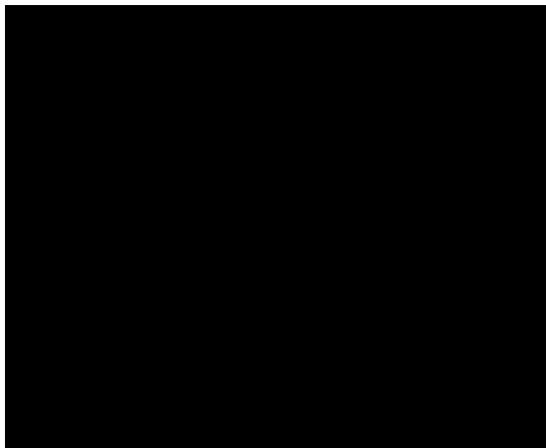
Aus den Dokumenten der auf Ihrer Homepage veröffentlichten Unterlagen zur Konsultation der Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 geht hervor, dass zu den geplanten Maßnahmen auch bauliche Einrichtungen wie z. B. Leitungstrassen oder Konverterstandorte zählen werden, deren Errichtung mit Bodeneingriffen verbunden sein werden und Bodendenkmäler gem. § 2 Abs. 2 HDSchG gefährden können.

Bislang sind Kulturdenkmäler als Schutzgüter des kulturellen Erbes in den genannten Unterlagen nicht berücksichtigt worden.

Wir bitten daher um weitere Beteiligung im Verfahren über den zentralen E-Mail-Eingang 

Hinweis: Die vorliegende Stellungnahme verhält sich ausschließlich zu den öffentlichen Belangen des Bodendenkmalschutzes und der Bodendenkmalpflege. Eine gesonderte

Stellungnahme zu den Belangen des Baudenkmalschutzes und der Baudenkmalpflege behält sich die Denkmalfachbehörde vor.



FLECKEN STEYERBERG

Der Bürgermeister

BNetzA

01. OKT. 2024

MK

Bonn

+ lebenswert
+ nachhaltig
+ innovativ

Hier wohnt die
ZUKUNFT



Flecken Steyerberg - Lange Straße 21 - 31595 Steyerberg

BNetzA

07. OKT. 2024

BK7

VL

Sachbearbeiter/in:

Dienststelle: Fachbereich Bürgermeister

Büro:

Telefon-Durchwahl:

Telefax-Durchwahl:

E-Mail:

Internet: www.steyerberg.de | www.klimastark.de

Öffnungszeiten der Verwaltung: Montag bis Freitag: 08.30 – 12.00 Uhr

Montag und Dienstag: 14.00 – 16.00 Uhr

Donnerstag: 14.00 – 18.00 Uhr

Bundesnetzagentur
Für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post u. Eisenbahnen
Beschlusskammer 7
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Ihr Zeichen

Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen

31595 Steyerberg,

01

30. September 2024

Stellungnahme im Rahmen der Konsultation zu den Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Oxxynova GmbH bedankt sich gemeinsam mit dem Bürgermeister des Flecken Steyerberg und dem Landrat des Landkreises Nienburg/Weser, der WIN GmbH, der Biogas Steyerberg GmbH, der Eickhofer Heide GmbH & Co. KG, für die Möglichkeit, im Rahmen der Konsultation zu den Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff Stellung nehmen zu können und gibt nachfolgend ihren Beitrag zu diesem Verfahren ab.

Die Oxxynova GmbH ist Eigentümerin und ehemaliger „Betreiber“ des Chemiewerkes im Industrie- und Gewerbegebiet „Am Hasenberge“ in Steyerberg. Das Chemiewerk musste im Zuge des Ukraine-Krieges und der „Energiepreisexplosion“ die Produktion einstellen, so dass diese Liegenschaft, die bereits über eine Störfallbetriebsgenehmigung verfügt, dem Markt für industrielle Nachnutzungen zur Verfügung steht. Die Oxxynova GmbH hat sich neu positioniert und versteht sich als Projektentwickler und Treiber der industriellen Konversion sowie als industrieller Dienstleister des zukünftigen Industrieparks. Aufgrund der besonderen Standortbedingungen sieht sich der Flecken Steyerberg in einer Vorreiterrolle für die Energie- und Industriewende im skalierbaren industriellen Maßstab.

Von wenigen Ausnahmen abgesehen sind die frei verfügbaren Flächen für größere Industrieansiedlungen in Niedersachsen – wie auch in vielen anderen Regionen Deutschlands – überschaubar. Unmittelbar angrenzend an das Industrie- und Gewerbegebiet „Am Hasenberge“ befindet sich darüber hinaus die 1.100 ha große Konversionsfläche „Eickhofer Heide“ mit entsprechendem Flächenpotenzial.



Sollten allein aufgrund einer unzureichenden Energieinfrastruktur derartige Flächen nicht mehr für größere Industrieansiedlungen zur Verfügung stehen, würde Deutschland im internationalen Standortwettbewerb zurückfallen.

Insbesondere befürchten wir durch

- das Szenario A mit der Annahme der Nichterreicherung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien,
- eine damit einhergehende Unterschätzung des Bruttostromverbrauchs für Industrie und für Elektrolyseanlagen und
- einen vorgeschlagene Regionalisierungsansatz, der wesentliche Kriterien nicht berücksichtigt,

dass notwendige Netzausbauten verzögert werden oder sogar gänzlich unterbleiben. Für den Flecken Steyerberg wären die insbesondere ein 380-kV-Umspannwerk sowie die Umsetzung der bestätigten Maßnahmen P116.

Vor dem Hintergrund, dass der Flecken Steyerberg ein Lackmustest für das Gelingen der Energiewende in Deutschland sein kann, sehen wir uns von der Festlegung des Szenariorahmens Strom und Gas/Wasserstoff unmittelbar betroffen.

Im Einzelnen möchten wir unter Bezugnahme auf das „Begleitdokument zur Konsultation der Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045“ zu folgenden Punkten Stellung nehmen:

FRAGEN ZUM SZENARIORAHMENENTWURF STROM

Bilden die Szenarien die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab? (Frage 1)

Wie in der Präsentation zur Dialogveranstaltung und in den Entwürfen des Szenariorahmens dargestellt, wird das Ausbauziel für Erneuerbare Energien im Szenario A nicht erreicht. Ein wesentliches Generationenziel ist das Gelingen der Energiewende. Dazu muss auch eine ausreichende Infrastruktur zur Verfügung stehen. Zum einen müssen sich Unternehmen, die in die Erzeugung erneuerbarer Energien investieren, darauf verlassen können, dass diese Energiemengen auch vom Energiesystem aufgenommen werden können. Gleiches gilt für Industrieunternehmen, die ihre Investitionsentscheidungen von der Verfügbarkeit ausreichender Erneuerbarer Energien abhängig machen. Um diese Investitionen zu tätigen, benötigen die Investoren die Sicherheit einer ausreichend dimensionierten Infrastruktur. Sollte diese Infrastruktur - wie im Szenario A - nicht zur Verfügung stehen, werden Investitionen in die Erzeugung und den Verbrauch Erneuerbarer Energien in Frage gestellt und könnten in letzter Konsequenz ausbleiben. Wir sind daher überzeugt, dass Szenario A fatale Folgen hätte.

Wir schlagen daher vor, dass sich ein Downside-Szenario mindestens am Ausbauplan für Erneuerbare Energien orientieren sollte.

Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen? (Frage 3)

Die Bruttostromverbräuche der Szenarien B und C für die beiden Stützjahre 2037 und 2045 des Szenariorahmens 2025 liegen über den Bruttostromverbräuchen des Szenariorahmens 2023. Für das Szenario A verhält es sich umgekehrt. Im Vergleich zum Szenariorahmen 2023 wird für den Szenariorahmen 2025 von sinkenden Bruttostromverbräuchen ausgegangen. In der Detailbetrachtung scheint dies auf den deutlich geringeren Verbrauch für die

Elektrolyse zurückzuführen zu sein, da von einem hohen Wasserstoffimport ausgegangen wird.

In der Gemeinde Steyerberg ist ein hoher Bedarf an erneuerbarer Energie z.B. für Rechenzentren, Elektrolyseanlagen und Batterierecycling zu beobachten. Diese Strombedarfe sind teilweise auch in der Markt- und Netzbetreiberabfrage berücksichtigt. Diese Stromgroßverbraucher ersetzen nicht nur die abgewanderte Industrie, sondern verursachen einen deutlich höheren Strombedarf.

Darüber hinaus zeigen unsere Gespräche mit weiteren Interessenten, die sich in unserer Region ansiedeln wollen, dass eine gewisse Sogwirkung besteht. Wenn Projekte für Rechenzentren, für Elektrolyseanlagen realisiert werden, zieht dies weitere Investitionen von Großstromverbrauchern und Projektentwicklern in erneuerbare Energien nach sich.

Solche Effekte sind aus unserer Sicht in den Markt- und Netzbetreiberabfragen nicht berücksichtigt. Wir gehen daher davon aus, dass der Bruttostromverbrauch für den industriellen Stromverbrauch im Szenario A unterschätzt wird.

Zwar kann und sollte auch im Szenario A von einer höheren Importmenge von Wasserstoff ausgegangen werden. Allerdings sollte dann eine stärkere Gewichtung bei der Regionalisierung und die Hinzunahme weiterer Kriterien erfolgen (siehe hierzu auch unsere Stellungnahme zu Frage 21).

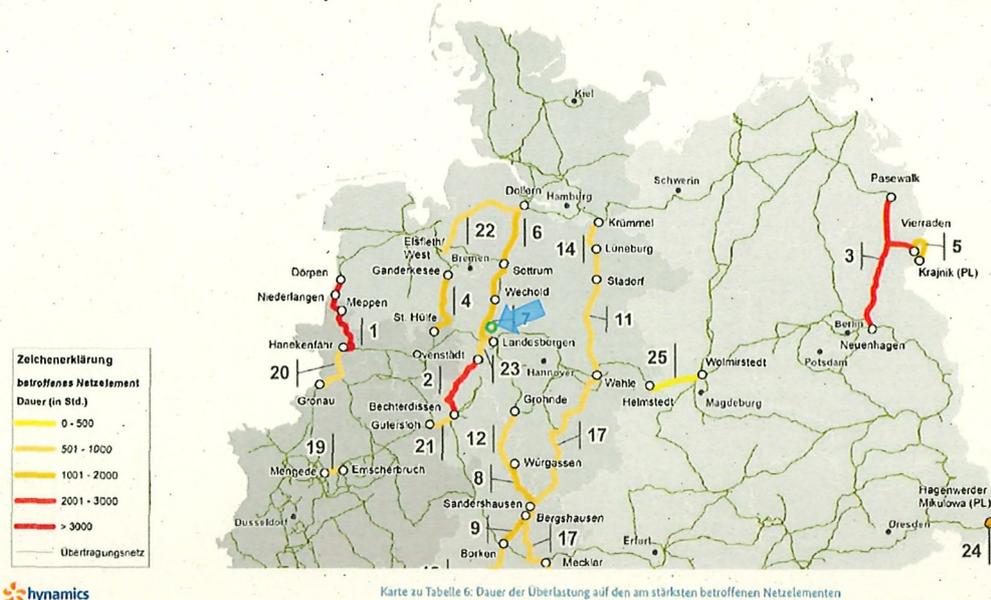
Zusammenfassend halten wir den Bruttostromverbrauch in Szenario A - insbesondere in der Zusammensetzung für den industriellen Stromverbrauch sowie für die benötigten Strommengen für die Elektrolyse - für nicht sachgerecht.

Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs realistisch? (Frage 13)

Die in den Szenarien B und C angenommene Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs halten wir für durchaus realistisch. Dies liegt zum einen daran, dass die Substitution von fossilen Energieträgern durch Strom - z.B. für Prozesswärme - einen enormen Stromverbrauch nach sich zieht. Zum anderen werden - wie in unserer Stellungnahme zu Frage 3 ausgeführt - neue Großstromverbraucher hinzukommen, deren Verbrauch die Strommengen, die durch Schließung oder Abwanderung von Industriebetrieben verloren gehen, überkompensieren wird.

In diesem Zusammenhang möchten wir auch darauf hinweisen, dass der Begriff „bedarfsgerechter Netzausbau“ eine gewisse Zukunftssicherheit beinhaltet. Wie die nachfolgende Grafik zum Netzengpassmanagement im 1. Quartal 2024 zeigt, weisen alle Netzelemente

für den Nord-Süd-Transport von Strom in Niedersachsen eine hohe Überladungsdauer auf.



Diese Leitungen sind essentiell für die Entstehung von regionalen Energiedrehscheiben, an denen besondere Standorteigenschaften wie „Verfügbarkeit von grünem Strom“, „industrielle Infrastruktur“, „Nähe zum Wasserstoffnetz“ zusammentreffen.

Werden diese Leitungen nicht durch einen zukunftssicheren Netzausbau entlastet, was durch den Rückgang des industriellen Stromverbrauchs in Szenario A bedingt sein könnte, hat dies eine Rückkopplung auf die Ansiedlung neuer großer Stromverbraucher.

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

Wir begrüßen ausdrücklich die Überlegungen zu den Standortfaktoren für die Regionalisierung von Elektrolyseanlagen (S. 57 ff.), insbesondere die Faktoren „Distanz zum Wasserstoffnetz“ und „Wasserstoffbedarf/-abnahme“. Allerdings vermischen wir die Kriterien „Küstennähe“ und „Distanz zu bestehenden Stromleitungen“.

Grundsätzlich ist es energiewirtschaftlich und netztopologisch sinnvoll, Elektrolyseurprojekte dort zu realisieren, wo Wasserstoff sowohl erzeugungs- als auch verbrauchsnahe produziert werden kann. Konkret bedeutet dies, dass Elektrolyseuranlagen vorzugsweise an der Schnittstelle von Stromtrassen und Wasserstoff-Kernnetz errichtet werden und gleichzeitig eine industrielle Infrastruktur vorhanden ist.

Wir schlagen vor, solchen Elektrolyseur-Projekten, die an den oben dargestellten „Sweet Spots“ liegen, eine hohe Priorität bei der Auswahl einzuräumen.

FRAGEN ZUM SZENARIORAHMENENTWURF GAS UND WASSERSTOFF

Elektrolyseure: Zur Regionalisierung der in den szenarienbasierten Modellierungsvarianten angesetztten 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? (Frage 18)

Grundsätzlich halten wir den Ansatz der Regionalisierung für sinnvoll. Wie bereits in der Stellungnahme zu Frage 21 im Szenariorahmen Strom dargestellt, kann das Zusammenreffen wesentlicher Standorteigenschaften Elektrolyseurprojekte begünstigen. Folgerichtig würden zusätzliche Projekte dann bevorzugt an solchen günstigen Standorten realisiert. Vor diesem Hintergrund halten wir daher eine anteilige Aufteilung für nicht sachgerecht.

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? (Frage 19)

Wie bereits in unserer Stellungnahme zu Frage 21 des Szenariorahmens Strom bzw. zu Frage 18 des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff dargestellt, ist aus unserer Sicht die Standorteigenschaft entscheidend für die Realisierungswahrscheinlichkeit. Wenn ein Standort möglichst viele dieser Kriterien in sich vereint, ist die Realisierungswahrscheinlichkeit dort am höchsten. Gegebenenfalls kann es sinnvoll sein, diese Standorteigenschaften untereinander weiter zu gewichten.

Zusammenfassend halten wir das vorgeschlagene Szenario A aufgrund der Nichterreichung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien sowie des geringen industriellen Bruttostromverbrauchs als Planungsgrundlage für nicht geeignet. Darüber hinaus sollte der vorgeschlagene Regionalisierungsansatz erweitert werden, um energiewirtschaftlich und netztopologisch günstige Standorte für Stromgroßverbraucher und Elektrolyseanlagen zu identifizieren. Darüber hinaus regen wir an, bestehende Stromtrassen für den Nord-Süd-Transport mit hoher Auslastungsdauer im Szenariorahmen besonders zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang möchten wir darauf hinweisen, dass die in den letzten Netzentwicklungsplänen bestätigten Maßnahmen, wie z.B. P116, nicht unterbleiben dürfen. Wie bereits oben ausgeführt, sehen wir einen dringenden Bedarf für ein 380-kV-Umspannwerk in Steyerberg.

Für Rückfragen sowie zur Diskussion unserer Vorschläge stehen wir jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

