500017

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktennummer: 500017

Eingangsdatum: 30.09.2024

Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

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

[redacted]

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Dear,

Regarding the scenario framework, Fluxys Belgium would like to propose the following comments suggestions:

- The indicated CH4 capacities are indeed in line with the expected quantities by Fluxys Belgium at the border of VIP THE-ZTP.

- The H2 border station in Eynatten should be bidirectional:
1. FLX and OGE have decided to built the H2 border station for bidirectionality,
2. The PCI indicated a bidirectional border: ‘Fluxys and OGE are aiming to realize several GW cross border hydrogen transport capacity between both countries... ',
3. For the ENTSOG TYNDP 2024, the border station is considered as bidirectional and the ENTSOG simulations (currently ongoing) show flows in both directions.

- Fluxys would like to indicate that it believes that NH3 import via terminals could be an important H2 source.

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktennummer: 500022

Eingangsdatum: 30.09.2024

Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

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

[redacted]

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrter [redacted]

Wir ergreifen die Gelegenheit, um unsere Unterstützung für den Szenariorahmen 2025 und die Initiative eines integrierten Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplans zum Ausdruck zu bringen. Wir sind der Meinung, dass diese Initiative ein bedeutender Schritt auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energiezukunft ist.

Wir begrüßen die Anerkennung der aktuellen Diskrepanzen zwischen den Prognosen zur Erdgasnachfrage und den klimapolitischen Zielen, die zweifellos Herausforderungen bei der Modellierung und Planung mit sich bringen. In diesem Zusammenhang begrüssen wir das ehrgeizige Ziel Deutschlands, bis 2045 eine Methanemission von Null zu erreichen und praktische Schritte zu unternehmen. Es ist von entscheidender Bedeutung, dass alle Beteiligten ihre Anstrengungen aufeinander abstimmen, um einen reibungslosen Übergang zu einer nachhaltigeren Energielandschaft zu ermöglichen.

In der Schweiz wurde das Jahr 2050 als Ziel für die Emissionsfreiheit festgelegt und eine Wasserstoffstrategie wird noch in diesem Jahr erwartet. Wir sehen eine klare Möglichkeit für eine Angleichung der Ziele zwischen Deutschland und der Schweiz sowie Italien, während wir voranschreiten. Eine solche Koordination wird von entscheidender Bedeutung sein, um sicherzustellen, dass Infrastrukturentwicklungen und Ressourcen effektiv gemeinsam genutzt werden, um unsere gemeinsamen Ziele zu erreichen.

Beim Übergang von Erdgas zu dekarbonisierten Molekülen gehen wir davon aus, dass die Tarifstruktur während dieser Phase des Ausstiegs aus Erdgas und des Hochfahrens von dekarbonisierten Molekülen unverändert bleibt. Wir erwarten, dass die Auswirkungen auf den Erdgastarif auf ein Minimum beschränkt bleiben. Andererseits fördern wir während dieser Übergangszeit einen intensiven und offenen Dialog über die verfügbaren Kapazitäten und die erforderlichen technischen und betrieblichen Anpassungen an den Grenzübergängen.

Wir begrüßen es, dass unser aktualisierter Zeitplan bis 2037 (in Bezug auf den TYNDP) für die Wasserstoffverbindung in Wallbach berücksichtigt wurde. Darüber hinaus möchten wir betonen, dass wir auf eine Betriebsfähigkeit bereits ab 2035 hinarbeiten, insbesondere in Transitsystemen. Diese Angleichung wird es uns ermöglichen, gemeinsam den Versorgungsbedarf der Region Baden-Württemberg zu decken.

Zudem sind wir der Meinung, dass die Diversifizierung der Ressourcen in unserem zukünftigen Energiesystem eine entscheidende Rolle spielen wird, wie es heute der Fall ist. Die Abstimmung zwischen Deutschland, der Schweiz, Italien und Frankreich wird den Zugang zu kostengünstigem Wasserstoff verbessern, was letztlich allen Beteiligten zugutekommt.

Abschließend freuen wir uns auf weitere Gespräche darüber, wie wir unsere Ziele und die notwendigen Infrastrukturmaßnahmen gemeinsam abstimmen können, um einen erfolgreichen Übergang zu gewährleisten.

Vielen Dank, dass Sie unseren Beitrag bei der Weiterentwicklung des Szenariorahmens 2025 berücksichtigen.

[redacted]

[redacted]

Betreff: Entwurf eines Szenariorahmens für den Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplan 2025

Paradiso, 30. September 2024

Sehr geehrter [redacted]

Wir ergreifen die Gelegenheit, um unsere Unterstützung für den Szenariorahmen 2025 und die Initiative eines integrierten Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplans zum Ausdruck zu bringen. Wir sind der Meinung, dass diese Initiative ein bedeutender Schritt auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energiezukunft ist.

Wir begrüßen die Anerkennung der aktuellen Diskrepanzen zwischen den Prognosen zur Erdgasnachfrage und den klimapolitischen Zielen, die zweifellos Herausforderungen bei der Modellierung und Planung mit sich bringen. In diesem Zusammenhang begrüssen wir das ehrgeizige Ziel Deutschlands, bis 2045 eine Methanemission von Null zu erreichen und praktische Schritte zu unternehmen. Es ist von entscheidender Bedeutung, dass alle Beteiligten ihre Anstrengungen aufeinander abstimmen, um einen reibungslosen Übergang zu einer nachhaltigeren Energielandschaft zu ermöglichen.

In der Schweiz wurde das Jahr 2050 als Ziel für die Emissionsfreiheit festgelegt und eine Wasserstoffstrategie wird noch in diesem Jahr erwartet. Wir sehen eine klare Möglichkeit für eine Angleichung der Ziele zwischen Deutschland und der Schweiz sowie Italien, während wir voranschreiten. Eine solche Koordination wird von entscheidender Bedeutung sein, um sicherzustellen, dass Infrastrukturentwicklungen und Ressourcen effektiv gemeinsam genutzt werden, um unsere gemeinsamen Ziele zu erreichen.

Beim Übergang von Erdgas zu dekarbonisierten Molekülen gehen wir davon aus, dass die Tarifstruktur während dieser Phase des Ausstiegs aus Erdgas und des Hochfahrens von dekarbonisierten Molekülen unverändert bleibt. Wir erwarten, dass die Auswirkungen auf den Erdgastarif auf ein Minimum beschränkt bleiben. Andererseits fördern wir während dieser Übergangszeit einen intensiven und offenen Dialog über die verfügbaren Kapazitäten und die erforderlichen technischen und betrieblichen Anpassungen an den Grenzübergängen.

Wir begrüßen es, dass unser aktualisierter Zeitplan bis 2037 (in Bezug auf den TYNDP) für die Wasserstoffverbindung in Wallbach berücksichtigt wurde. Darüber hinaus möchten wir betonen, dass wir auf eine Betriebsfähigkeit bereits ab 2035 hinarbeiten, insbesondere in Transitsystemen. Diese Angleichung wird es uns ermöglichen, gemeinsam den Versorgungsbedarf der Region Baden-Württemberg zu decken.

Zudem sind wir der Meinung, dass die Diversifizierung der Ressourcen in unserem zukünftigen Energiesystem eine entscheidende Rolle spielen wird, wie es heute der Fall ist. Die Abstimmung zwischen Deutschland, der Schweiz, Italien und Frankreich wird den Zugang zu kostengünstigem Wasserstoff verbessern, was letztlich allen Beteiligten zugutekommt.

Abschließend freuen wir uns auf weitere Gespräche darüber, wie wir unsere Ziele und die notwendigen Infrastrukturmaßnahmen gemeinsam abstimmen können, um einen erfolgreichen Übergang zu gewährleisten.

Vielen Dank, dass Sie unseren Beitrag bei der Weiterentwicklung des Szenariorahmens 2025 berücksichtigen.

[redacted]

Online-Einwendung

Verfahren:	szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen:	Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer:	500026
Eingangsdatum:	30.09.2024
Versandart:	10. Webformular
Klassifizierung:	

Absender

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

Anhänge:

Anzahl der Anhänge:	1

Stellungnahme:

Szenariorahmen Gas/Wasserstoff
Stellungnahme der AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Wien, 30. September 2024

Sehr geehrte Damen und Herren,
die AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), als Markt- und Verteilgebietsmanager in Österreich, bedankt sich für die Möglichkeit, im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025, eine Stellungnahme abgeben zu können.

Österreich hat sich als zentral-europäisches Land über die vergangenen Jahrzehnte als bedeutender Akteur im Transit und in der Speicherung von Gas etabliert. Angesichts des Ziels der Klimaneutralität 2040 und der Umsetzung des europäischen Green Deals, strebt Österreich die Umsetzung eines resilienten und dedizierten Wasserstoffnetzes an. Dank der bestehenden und hoch-vernetzte Methan-Infrastruktur kann ein schneller Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur erreicht werden. Aufgrund seiner zentralen Lage und Infrastruktur sieht sich Österreich auch im Wasserstoffbereich als entscheidender Akteur für den innereuropäischen Wasserstofftransit und die Wasserstoffspeicherung. Um die Klimaziele zu erreichen, wird Österreich auch auf den Import von grünem Wasserstoff angewiesen sein. Insbesondere für die Versorgung von der westlichen österreichischen Bundesländer Vorarlberg und Tirol ist die vorgelagerte deutsche Fernleitungsinfrastruktur in Baden-Württemberg und Bayern essenziell.

Mit großem Interesse haben wir den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 gelesen. Besonders begrüßt die AGGM die Berücksichtigung der bidirektionalen Wasserstoff-Kapazität am GÜP in Überackern, wodurch das PCI-Projekt "H2 Backbone WAG + Penta West' der Gas Connect Austria GmbH bestärkt wird. Die Realisierung des "SoutH2 Corridor" ermöglicht den Import von Wasserstoff aus Nordafrika und die Diversifizierung der Quellen.

Wie bereits bei der abgegebenen Stellungnahme zur Konsultation des finalen Antrages des Wasserstoff-Kernnetztes ersuchen wir Sie auch im Szenariorahmen bereits für das Jahr 2032 eine Exit Kapazität (von Deutschland nach Österreich) am GÜP-Überackern von 6,25 GWh/h explizit auszuweisen und zu berücksichtigen. Damit kann sichergestellt werden, dass auch Transporte von Spanien/Frankreich oder Norddeutschland nach Österreich und gegebenenfalls weiter nach Osteuropa möglich sind. Derzeit ist in den Basiskapazitäten für die Wasserstoffkapazitäten an Grenzübergangspunkten die Exit Kapazität am GÜP-Überackern lediglich ab dem Jahr 2037 ausgewiesen. Die genannten 6,25 GWh/h Entry (von Österreich nach Deutschland) sind laut genehmigtem PCI-Projekt definiert, jedoch ist eine Erhöhung dieser Kapazität in der Zukunft ebenfalls möglich, um den steigenden Bedarf in Deutschland zu decken und die Versorgung zu gewährleisten.

Generell ist anzumerken, dass für das Wasserstoff-Kernnetz 2032 und folglich auch für die Basiskapazitäten der GÜP im Jahre 2032, bei keinem deutschen Grenzübergabepunkt eine bidirektionale Kapazität ausgewiesen wird. Aus der Aufzählung der Wasserstoffkapazitäten an den GÜP ist abzuleiten, dass Deutschland erst ab dem Jahr 2037 Transite, bzw. Exporte in seine Nachbarländer vorsieht. Dies entspricht nicht dem europäischen Gedanken eines funktionierenden Wasserstoffbinnenmarktes. Nur durch die Schaffung von bidirektionalen Transportmöglichkeiten kann ein versorgungssicheres und solidarisches europäisches Wasserstoffnetz realisiert werden.

Ebenso möchten wir darauf hinweisen, dass Vorarlberg, als westlichstes Bundesland Österreichs, derzeit ausschließlich über Deutschland mit Gas versorgt wird. Angesichts der im Wasserstoff-Kernnetz vorgesehenen Wasserstoffleitung bis nach Lindau ist es für die zukünftige Wasserstoffversorgung Vorarlbergs, Liechtenstein und der Ostschweiz von großer Bedeutung, auch im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025 eine Exit Kapazität von 0,2 GWh/h ab 2032 am GÜP-Lindau vorzusehen und explizit auszuweisen. Der GÜP Lindau fehlt in der Liste der Grenzübergangspunkte, obwohl der Punkt im Wasserstoff-Kernnetztes 2032 dargestellt wird.

AGGM hat für Österreich eine H2-Roadmap bis 2050 erstellt, die den stufenweisen Aufbau eines dedizierten Wasserstoffnetzes für die Versorgung Österreichs und den Transport in die Nachbarländer aufzeigt. Diese finden Sie unter: https://www.aggm.at/energiewende/h2-roadmap/

Wir schlagen für weitere Planungen betreffend Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur und der GÜP eine künftige engere gemeinsame Zusammenarbeit mit den FNBs Deutschlands vor und stehen für weitere Gespräche sehr gerne zur Verfügung und werden auch aktiv an Sie herantreten.

Abschließend bedanken wir uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen um Berücksichtigung unserer Anregungen.

[redacted]

[redacted]

AGGM
Austrian Gas Grid Management AG

[redacted]

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

Wien, 30. September 2024

Szenariorahmen Gas/Wasserstoff
Stellungnahme der AGGM Austrian Gas Grid Management AG

Sehr geehrte Damen und Herren,

die AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), als Markt- und Verteilgebietsmanager in Österreich, bedankt sich für die Möglichkeit, im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025, eine Stellungnahme abgeben zu können.

Österreich hat sich als zentral-europäisches Land über die vergangenen Jahrzehnte als bedeutender Akteur im Transit und in der Speicherung von Gas etabliert. Angesichts des Ziels der Klimaneutralität 2040 und der Umsetzung des europäischen Green Deals, strebt Österreich die Umsetzung eines resilienten und dedizierten Wasserstoffnetzes an. Dank der bestehenden und hoch-vernetzte Methan-Infrastruktur kann ein schneller Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur erreicht werden. Aufgrund seiner zentralen Lage und Infrastruktur sieht sich Österreich auch im Wasserstoffbereich als entscheidender Akteur für den innereuropäischen Wasserstofftransit und die Wasserstoffspeicherung. Um die Klimaziele zu erreichen, wird Österreich auch auf den Import von grünem Wasserstoff angewiesen sein. Insbesondere für die Versorgung von der westlichen österreichischen Bundesländer Vorarlberg und Tirol ist die vorgelagerte deutsche Fernleitungsinfrastruktur in Baden-Württemberg und Bayern essenziell.

Mit großem Interesse haben wir den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 gelesen. Besonders begrüßt die AGGM die Berücksichtigung der bidirektionalen Wasserstoff-Kapazität am GÜP in Überackern, wodurch das PCI-Projekt „H_2 Backbone WAG + Penta West" der Gas Connect Austria GmbH bestärkt wird. Die Realisierung des „SoutH$_2$ Corridor“ ermöglicht den Import von Wasserstoff aus Nordafrika und die Diversifizierung der Quellen.

[redacted]

[redacted]

AGGM
Austrian Gas Grid Management AG

Wie bereits bei der abgegebenen Stellungnahme zur Konsultation des finalen Antrages des Wasserstoff-Kernnetztes ersuchen wir Sie auch im Szenariorahmen bereits für das Jahr 2032 eine Exit Kapazität (von Deutschland nach Österreich) am GÜP-Überackern von 6,25 GWh/h explizit auszuweisen und zu berücksichtigen. Damit kann sichergestellt werden, dass auch Transporte von Spanien/Frankreich oder Norddeutschland nach Österreich und gegebenenfalls weiter nach Osteuropa möglich sind. Derzeit ist in den Basiskapazitäten für die Wasserstoffkapazitäten an Grenzübergangspunkten die Exit Kapazität am GÜP-Überackern lediglich ab dem Jahr 2037 ausgewiesen. Die genannten 6,25 GWh/h Entry (von Österreich nach Deutschland) sind laut genehmigtem PCI-Projekt definiert, jedoch ist eine Erhöhung dieser Kapazität in der Zukunft ebenfalls möglich, um den steigenden Bedarf in Deutschland zu decken und die Versorgung zu gewährleisten.

Generell ist anzumerken, dass für das Wasserstoff-Kernnetz 2032 und folglich auch für die Basiskapazitäten der GÜP im Jahre 2032, bei keinem deutschen Grenzübergabepunkt eine bidirektionale Kapazität ausgewiesen wird. Aus der Aufzählung der Wasserstoffkapazitäten an den GÜP ist abzuleiten, dass Deutschland erst ab dem Jahr 2037 Transite, bzw. Exporte in seine Nachbarländer vorsieht. Dies entspricht nicht dem europäischen Gedanken eines funktionierenden Wasserstoffbinnenmarktes. Nur durch die Schaffung von bidirektionalen Transportmöglichkeiten kann ein versorgungssicheres und solidarisches europäisches Wasserstoffnetz realisiert werden.

Ebenso möchten wir darauf hinweisen, dass Vorarlberg, als westlichstes Bundesland Österreichs, derzeit ausschließlich über Deutschland mit Gas versorgt wird. Angesichts der im Wasserstoff-Kernnetz vorgesehenen Wasserstoffleitung bis nach Lindau ist es für die zukünftige Wasserstoffversorgung Vorarlbergs, Liechtenstein und der Ostschweiz von großer Bedeutung, auch im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025 eine Exit Kapazität von 0,2 GWh/h ab 2032 am GÜP-Lindau vorzusehen und explizit auszuweisen. Der GÜP Lindau fehlt in der Liste der Grenzübergangspunkte, obwohl der Punkt im Wasserstoff-Kernnetztes 2032 dargestellt wird.

AGGM hat für Österreich eine H_2-Roadmap bis 2050 erstellt, die den stufenweisen Aufbau eines dedizierten Wasserstoffnetzes für die Versorgung Österreichs und den Transport in die Nachbarländer aufzeigt. Diese finden Sie unter:
https://www.aggm.at/energiewende/h2-roadmap/

Wir schlagen für weitere Planungen betreffend Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur und der GÜP eine künftige engere gemeinsame Zusammenarbeit mit den FNBs Deutschlands vor und stehen für weitere Gespräche sehr gerne zur Verfügung und werden auch aktiv an Sie herantreten.

[redacted]

[redacted]

AGGM
Austrian Gas Grid Management AG

Abschließend bedanken wir uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen um Berücksichtigung unserer Anregungen.

[redacted]

[redacted]

700017

Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktennummer: 700017

Eingangsdatum: 30.09.2024

Versandart: 1. Email

Klassifizierung:

Absender

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

[redacted]

Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Anhang finden Sie die Stellungnahme der Netze BW GmbH zu den Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff.
Die Stellungnahme kann durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht werden.

[redacted]

[redacted]

Netze BW

Stellungnahme zu den Entwürfen

Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025) sowie Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

Ein Unternehmen der EnBW

Vorwort

Die Bundesnetzagentur hat am 02. September 2024 die Konsultation zu den Entwürfen des Szenariorahmens Strom und Gas/Wassersto 2025-2037/2045 erö net. Der Entwurf des Szenariorahmens Strom wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erarbeitet. Der Entwurf des Szenariorahmens Gas/Wassersto wurde von der Koordinierungsstelle für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wassersto (KO.NEP) vorgelegt. Die Netze BW GmbH (Netze BW) bezieht dazu gerne Stellung.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) zeigt in ihrem Begleitdokument auf, dass nun erstmalig sowohl Strom als auch Gase in einem gemeinsamen Kontext betrachtet werden sollen. Dies ermöglicht eine bessere Abstimmung über das grundsätzliche Verhältnis der Energieträger und deren Anteil an der Deckung des Gesamtenergiebedarfs, insbesondere aber auch Querschnittsthemen zwischen den Sektoren, wie z. B. Wärme, Kraftwerke und Elektrolyseure. Die Netze BW ist der größte Verteilnetzbetreiber für Strom und Erdgas in Baden-Württemberg und unterstützt dieses integrierte Vorgehen ausdrücklich.

Die Netze BW verantwortet sowohl stromseitig als auch gasseitig nicht nur die Verteilung, sondern auch den überregionalen Transport von Energie. Stromseitig konzipiert Netze BW zusammen mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und auf Basis gemeinsamer Simulationsmodelle alle zwei Jahre ein abgestimmtes Zielnetz, welches das Hochspannungsnetz und die Schnittstelle zwischen Höchst- und Hochspannung umfasst.

Im Gasnetz betreibt die Netze BW Leitungen mit bis zu 67,5 bar für den regionalen Transport, beliefert (systemrelevante) Gaskraftwerke sowie industrielle Großkunden und hat einen Leitungsabschnitt in das Wassersto kernnetz eingebracht.

In unserem Dokument werden wir zunächst unsere grundsätzlichen Positionen und Hintergründe darstellen und anschließend auf das Begleitdokument der BNetzA eingehen.

Grundsätzliches

Die BNetzA schreibt, dass zukünftig der gemeinsame Szenariorahmen für Gas und Wassersto erstellt und mit dem Szenariorahmen Strom synchronisiert wird, was grundsätzlich zu begrüßen ist. Ziel sollte sein, dass über alle Energieträger hinweg konsistente (Planungs-) Prozesse entstehen, um belastbare Transformationspfade zu entwickeln und daraus die notwendigen Maßnahmen abzuleiten. Umso wichtiger ist es, Wechselwirkungen und Abhängigkeiten mit allen übrigen Planungsprozessen und -instrumenten, wie insbesondere der Systementwicklungsstrategie, der kommunalen Wärmeplanung und des Gasnetzgebiets-transformationsplans aufzuzeigen und zu berücksichtigen. Dies sollte eine Vergleichbarkeit anhand der Kriterien Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit ermöglichen und so zu einem kohärenten Prozess mit höherer Akzeptanz führen.

Gleichzeitig irritiert uns, dass die BNetzA bei Gas/Wassersto von einem Übergang zu einer szenariobasierten Planung schreibt. Der Netzentwicklungsplan (NEP) war von Beginn an schon immer ein szenarienbasiertes Instrument, was in Anbetracht des für die vorausschauende Infrastrukturplanung notwendigen, langfristigen Planungshorizonts unumgänglich ist. Die zentrale Diskussion wurde und wird dabei über die Angemessenheit der unterstellten Entwicklungen geführt. Gasseitig wurde z. B. die bundesweite Top-Down-Betrachtung der ersten 5 Jahre des Prognosezeitraums um die regionale Bottom-Up-Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber ergänzt. Eine Gegenüberstellung der Ergebnisse der beiden Prognoseansätze hatte seinerzeit verdeutlicht, dass die bei den Verteilnetzbetreibern verortete Nähe zu den Kunden eine bessere Prognosequalität hervorbringt, als die bundesweit unterstellten Entwicklungen. Dieser Grundsatz dürfte auch weiterhin Gültigkeit haben, weshalb wir uns ausdrücklich für die Beibehaltung der Abstimmung regional unterstellter Prämissen zwischen ÜNB. Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Verteilnetzbetreibern aussprechen.

Die Vernachlässigung belastbarer, regionaler Erkenntnisse zugunsten bundesweit pauschalisierter Prämissen, welche aus Metastudien abgleitet werden, würde den Anforderungen an eine verantwortungsvolle Netzentwicklungsplanung nicht gerecht. So ist bereits bekannt, dass der Erdgasbedarf in Baden-Württemberg bis 2030 durch die für die Stromversorgung relevanten Gaskraftwerke zunächst weiter ansteigen wird und die kapazitätsreduzierenden E ekte aus z. B. der Wärmewende bis dahin diesen Anstieg nicht kompensieren werden. Auch stromseitig decken sich die zum Teil nicht transparent hergeleiteten Top-Down-Prämissen nicht mit den Erwartungen und absehbaren Entwicklungen bei den Kunden im Verteilnetz. So gehen wir zum Beispiel davon aus, dass die durchschnittliche Leistung je Wärmepumpe deutlich zu gering und die angesetzte netzdienliche Flexibilität der Haushaltslasten (Wallboxen, Wärmepumpen und Kleinbatteriespeichern) deutlich zu hoch angesetzt wurden. Für eine möglichst sichere Transformation des Energiesystems wird es deshalb von großer Bedeutung sein, dass die Szenarien, entgegen dem von der BNetzA vermittelten Eindruck, durch plausible Bedarfsmeldungen auch aus den Verteilnetzen validiert und ergänzt werden.

Dem muss Rechnung getragen werden, indem Verteilnetzbetreiber zukünftig noch enger in die Erarbeitung der Szenarien und des Netzentwicklungsplans eingebunden werden. An dieser Stelle ist die Zusammenarbeit der FNB und VNB bei der Koordinierungsstelle für Netzentwicklungsplanung Gas und Wassersto als positives Beispiel zu nennen. Deswegen empfehlen wir, dass auch für die Stromnetzplanung die für eine Planungsregion[1] verantwortlichen Netzbetreiber stärker von den ÜNB einbezogen werden. Aus unserer Sicht wäre nur so eine

[1] Vgl. VNBdigital (https://www.vnbdigital.de/service/region)

sinnvolle Verzahnung zwischen Szenariorahmen Strom und Regionalszenario der Planungsregionen sowie anschließend zwischen Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan möglich.

Gemäß §§ 12a und 15b EnWG müssen die Szenarien der ÜNB und FNB zwar eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken bzw. sich daran ausrichten. Es wäre allerdings nicht mit den elementaren Aufgaben und Verantwortlichkeiten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen vereinbar, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Versorgungsnetz zu betreiben und dies bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen (vgl. § 11 Abs. 1 EnWG), wenn der Netzentwicklungsplan durch Kapazitätsverknappung über die tatsächlichen Kundenbedarfen hinweg rein politisch determiniert ist. Der aktuell geltende Rechtsrahmen ist darauf ausgerichtet, dass die Infrastruktur in der Lage sein muss, den bestehenden Bedarf der Netzkunden zu bedienen. Erst wenn politische Maßnahmen zur Durchsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele bei den Kunden dahingehend ihre Wirkung entfalten, dass der Bedarf nach Erdgas absehbar nicht mehr besteht, kann und muss dies in der Infrastrukturplanung entsprechend Berücksichtigung finden. Das zusätzliche Szenario 4 der FNB „Fokus Versorgungssicherheit“ scheint uns diesen Versorgungsgedanken am ehesten aufzugreifen und sollte deshalb unbedingt modelliert werden, um das Risiko eines sich entwickelnden Versorgungsengpasses bei der Weiterverfolgung anderer Szenarien zumindest besser einschätzen zu können. Zudem empfehlen wir eine direkte Gegenüberstellung der Ergebnisse der reinen Top-Down Szenarien mit denen der durch gemeldete Bottom-Up-Bedarfe angereicherten Szenarien, um allen Betro enen potenzielle Unterversorgungsrisiken transparent zu machen.

Die Weiterentwicklung des Energiesystems ist von zentraler Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg. Dem kann unseres Erachtens nur Rechnung getragen werden, indem die Planungsinstrumente und deren Konsultationen die bestehenden Unsicherheiten für Industrie und Mittelstand, Länder- und Kommunalpolitik sowie private Haushalte möglichst eingrenzen. Wir bitten daher für zukünftige Konsultationen um eine Verlängerung der Konsultationsdauer auf mindestens 6 Wochen.

Außerdem wird im Szenariorahmen Strom wird in z.B. Abbildung 1 auf Begleitstudien verwiesen, die zum Zeitpunkt der Konsultation noch nicht verö entlicht waren. Eine tiefgreifende Analyse der im Szenariorahmen getro enen Annahmen und verwendeten Methodiken ist ohne eine Bereitstellung aller Grundlagen jedoch nicht möglich. Um den Anforderungen an einen möglichst transparenten Konsultationsprozess gerecht zu werden, sollten alle relevanten Dokumente und Unterlagen spätestens mit Konsultationsbeginn ö entlich zugänglich gemacht werden.

Wir bitten für zukünftige Konsultationen darum, spartenübergreifend die Gesamtenergiemengen für die Szenarien mit einheitlicher Nomenklatur darzustellen, sodass ein Vergleich der potenziellen Transformationspfade ermöglicht wird.

1 Fragen zum Szenariorahmenentwurf Strom

1.1 Ausrichtung der Szenarien

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

Wir weisen darauf hin, dass die Szenarien gemäß § 12a Abs. 1 und § 15b Abs. 2 EnWG die wahrscheinlichen Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele und nicht die Ziele selbst abdecken bzw. sich daran ausrichten sollen. Der NEP sollte demnach einer möglichst wahrscheinlichen Bedarfsentwicklung folgen, die sich aus dem heutigen und prognostizierten Kundenbedarfen ergibt. Damit sollten die klima- und energiepolitischen Ziele nicht in Frage gestellt, sondern deren Wirksamkeit beim Kunden mittel- und langfristig antizipiert werden, ohne dabei sich kundenseitig noch nicht abzeichnende Entwicklungen durch Kapazitätsverknappung vorwegzunehmen.
Dies vorweggenommen, bilden die Szenarien die wahrscheinlichen Entwicklungen anhand der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung unseres Erachtens ausreichend ab. Das Szenario B ist dabei sehr starr auf die gesetzlich festgeschriebenen Ziele ausgerichtet und folgt der Systementwicklungsstrategie. Die Szenarien A und C sind aus unserer Sicht sinnvolle Ergänzungen, da sie Sensitivitäten aufzeigen und gleichzeitig die Treibhausgasneutralität 2045 erreichen.

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

Wir halten die Bandbreite gegenwärtig für angemessen.
Wir begrüßen, dass die Bandbreite im Vergleich zum letzten Szenariorahmen breiter geworden ist, denn der Szenariotrichter sollte alle plausiblen energiewirtschaftlichen Entwicklungspfade abbilden können. Eine Verengung zum jetzigen Zeitpunkt würde mögliche Transformationspfade unnötigerweise ausschließen.

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

Netze BW kann zum Bruttostromverbrauch keine Einschätzung abgeben. Für einen Verteilnetzbetreiber sind die für diesen Stromverbrauch nötigen Netzleistungen relevant.

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

Die über die drei Szenarien vorgeschlagene Bandbreite halten wir für eine sinnvolle Abbildung der möglichen Entwicklungspfade.

1.2 Haushalte

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

Eine Variation im Wärmepumpenhochlauf ist unseres Erachtens eine sinnvolle Betrachtung im Sinne einer robusten Netzplanung.

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?

Die durch die ÜNB in Tabelle 5 dargestellten Parameter erscheinen uns richtig. Leider, wie auch in den vorangegangenen Szenariorahmen, fehlt wieder die Kennzahl zur durchschnittlichen Leistung der Wärmepumpen. Deswegen ist der Plausibilitätscheck nur begrenzt aussagekräftig.

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

Auf Grundlage der historisch leicht rückläufigen Gesamtstromnachfrage in Deutschland sowie weiteren E izienzpotentialen halten wir eine Fortschreibung dieses Trends für gerechtfertigt. Eine deutliche Senkung des Stromverbrauchs im Zuge der Digitalisierung sehen wir jedoch nicht.

1.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Rechenzentren)

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

Der generelle Trend der in Tabelle 6 auf Seit 45 dargestellten Stromverbräuche der verschiedenen Technologien erscheint realistisch. Vor allem die Tatsache, dass trotz zunehmender E izienz des Gerätbestands der Stromverbrauch im GHD-Sektor aufgrund einer steigenden Zahl an Wärmepumpen und neuen Rechenzentren ansteigen wird, wird unterstützt.

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

Siehe Antwort zu Frage 5.

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?

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?

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

1.4 Industrie

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

Wir bitten darum, dies als Sensitivität im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen, da ein signifikante Auswirkung auf die Netzplanung erwartet wird. Dabei könnte auch eine konstante Entwicklung der Industriestromnachfrage als realistischer Pfad untersucht werden.

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 wird das Vorgehen begrüßt, dass im Szenario A nur die Projekte berücksichtigt werden, welche mindestens einen fortgeschrittenen Planungsstatus aufweisen und in den Szenarien B und C alle weiteren Meldungen (Projektideen). Unverständlich ist der Umstand, dass die industrielle Stromnachfrage des Szenarios C jene des Szenarios B erst nach 2037 übersteigen wird (Abbildung 16 auf Seite 48 Szenariorahmen Strom). Dieser Umstand ist die Folge der Regionalisierungslogik.

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 Kraftsto e?

Wir bitten darum, dies als Sensitivität im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen, da eine signifikante Auswirkung auf die Netzplanung erwartet wird.

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

Netze BW priorisiert andere Themen höher, sodass OH-LKW gegenwärtig nicht berücksichtigt werden sollten.

17. Ist die Regionalisierung des Verbrauchs und die Ermittlung der Ladezeitreihen angemessen?

Die im Szenariorahmen beschriebene Regionalisierung wird unterstützt. Allerdings sollte bei der Ermittlung der Ladezeitreihen im Gegensatz zum NEP Version 2023 darauf geachtet werden, dass die Flexibilität reduziert wird. Im NEP Version 2023 orientierte sich der Einsatz der Wallboxen nahezu vollständig am Strompreis. Dies ist aus unserer Sicht höchst unrealistisch und führt zu einer deutlichen Reduzierung der Einspeisespitze. Wir empfehlen eine 50/50-Verteilung zwischen flexiblen und rein bedarfsorientierten Ladevorgängen.

1.6 Elektrolyse und Wassersto

18. Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

Die angenommenen Elektrolysekapazitäten für das Szenario C erscheinen uns zu hoch.

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

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

Sollte ein Elektrolyseur netzdienlich eingesetzt werden, dann könnten 4000 Volllaststunden erreicht werden.

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

Wir betonen die Wichtigkeit der technischen Kriterien der Anschlussnetzbetreiber. Neben den Standortfaktoren in Tabelle 10 sehen wir die Nähe zu einem günstigen Anknüpfungspunkt an das Stromnetz sowie die Nähe zu regionalen Überschüssen aus Erneuerbaren Energien als zentrale Faktoren für die Standortbestimmung. Darüber hinaus ist „Netzdienlichkeit“ zu definieren, um gesamtwirtschaftliche Aspekte bei der Entscheidung zu berücksichtigen.

1.7 Lastseitige Flexibilität

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

Die in den Tabellen 13 und 14 dargestellten Anteile der marktorientierten Haushalte und E-PKW sind aus unserer Sicht realistisch. Generell wird zugestimmt, dass die genannten Technologien als Flexibilitäten in Betracht gezogen werden können. Im NEP Version 2023 wurde allerdings eine vollständige Flexibilität im Sinne einer Optimierung am Strompreis angenommen. Wir verstehen die Tabellen 13 und 14 so, dass diese Annahme nicht mehr gültig ist.

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?

Wir empfehlen zwischen den Technologien insofern zu unterscheiden, als dass es Unterschiede mit Blick auf die Verzichtbarkeit gibt. Beispielsweise ist für einen Hausbesitzer ein leerer Kleinbatteriespeicher deutlich weniger problematisch als ein leeres Elektroauto oder eine nicht laufende Wärmepumpe.

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

Mindestens ist eine Durchdringung der V2H-Technologie („Vehicle to Home“) plausibel, sodass Fahrzeugspeicher anstatt oder als Ergänzung von Heimspeichern genutzt werden.

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?

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

1.8 Fernwärme

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

Wir gehen davon aus, dass die Aussage für Großwärmepumpen stimmt. Wir können uns vorstellen, dass Spitzenlasten auch über Erdgas bzw. Wassersto aufgefangen werden. An dieser Stelle plädieren wir für eine ausreichende Bandbreite, um alle Transformationspfade zu ermöglichen.

1.9 Wind O shore

28. Sollen für die Bestimmung der Außerbetriebnahme einzelner Windparks/Anbindungen unterschiedliche Annahmen zur Lebensdauer getro en werden? Ist die Zuordnung der angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren zu Szenario A und der verlängerten Lebensdauer von 30 Jahren zu den Szenarien B und C sachgerecht?

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

30. Sollen für die potentiell nutzbaren Flächen der Doggerbank elektrische Anbindungen unterstellt werden oder sollen diese Potenziale der Erzeugung von Wassersto auf See vorbehalten werden?

1.10 Wind Onshore

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

Wir erwarten, dass der tatsächliche Transformationspfad im Lösungsraum der Szenarien liegt. Die aktuelle Anfragesituation und die ausgeschriebenen Flächen der Regionalverbände deuten unseres Erachtens zumindest darauf hin.

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?

1.11 Photovoltaik

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

Wir erwarten einen höheren Anteil an Aufdachanlagen (ca. 60 %), jedoch sehen wir hier lediglich einen Anpassungsbedarf, falls dies von weiteren Verteilnetzbetreibern mit regionalen Netzstrukturen zurückgemeldet wird.

1.12 Biomasse und Laufwasser

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

1.13 Spitzenkappung

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

Netzbetreiber werden zukünftig Spitzenkappung/Engpassmanagement nutzen, um sowohl EE-Anlagen als auch Verbrauchseinrichtungen netzdienlich zu steuern, sodass eine schnelle und versorgungssichere Integration in das Stromnetz ermöglicht wird. Aufgrund der aktuellen rechtlichen und regulatorischen Unsicherheiten kann jedoch nicht prognostiziert werden, ob Spitzenkappung/Engpassmanagement auch als dauerhaftes Instrument für eine e iziente Netzentwicklung angewendet werden kann. Zu beachten ist, dass der Bedarf für die Spitzenkappung von verschiedenen Rahmenbedingungen abhängig ist. Zu nennen sind insbesondere Verzögerungen beim Netzausbau und steigende Gleichzeitigkeit bei §14a-Anlagen aufgrund von dynamischen Stromtarifen.

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

Ja, wir empfehlen die Aufnahme eines Szenarios mit Spitzenkappung, um die Auswirkungen und das Potenzial von Spitzenkappung zu validieren.

1.14 Konventionelle Kraftwerke

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

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

Die Entscheidung dieser Frage steht im wechselseitigen Verhältnis mit den Fragen 17 und 19 im Fragenkatalog Gas & Wassersto .
Jegliche Zubauleistung muss gasseitig als Eingangsgröße in der Netzplanung Berücksichtigung finden. Anderenfalls besteht die Gefahr, dass das Gasnetz den Bedarf des Kraftwerks nicht bedienen oder nur zu Lasten anderer Netznutzer bedienen kann.

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

Klein-KWK-Anlagen haben ebenfalls einen Einfluss auf die Modellierung des Stromsystems. Sollte diese Annahme getro en werden, so ist dies gleichermaßen in der Strommodellierung der ÜNB anzuwenden. Gleichzeitig wird die gas- und stromseitige Modellierung der Verteilnetze beeinflusst. Wir raten momentan davon ab, diese Annahme für alle Szenarien anzunehmen, denn wir sehen zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht das aus unserer Sicht nötige Maß der Zusammenarbeit, dass die entsprechenden Auswirkungen über alle Medien und Netzebenen angemessen berücksichtigt werden.
Sollte die Annahme getro en werden, dann besteht Erklärungsbedarf wie bereits heute angeschlossene Klein-KWK-Anlagen zukünftig versorgt werden sollen, im Falle deren Wegfalls die durch diese Anlagen erzeugten Strommengen substituiert werden und wie damit umgegangen werden würde, falls doch ein Betreiber einer Klein-KWK-Anlage angeschlossen werden möchte.

1.15 Speicher

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

Im Szenariorahmen erkennen wir im Vergleich zum NEP Version 2023 sowohl für Großbatteriespeicher als auch PV-Speicher einen Kapazitätsrückgang. Dies ist für uns unverständlich, da andere Parameter wie z.B. EE-Anlagen, Wärmepumpen und E-Mobilität konstant bleiben.

Für das Netzgebiet der Netze BW sehen wir aktuell einen starken Anstieg der Anschlussanfragen für Großbatteriespeicheranlagen. Deswegen erscheint uns die Reduzierung im Szenario fragwürdig bzw. zumindest erklärungsbedürftig.

Szenario	B 2045 NEP Version 2023	B 2045 NEP Version 2025
Großbatteriespeicher	54,5 GW	44 GW
PV-Speicher	113,4 GW	75 GW

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

1.16 Europäischer Rahmen

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

43. Ist die Prüfung dieser neuen Interkonnektoren lediglich auf Basis des Szenario B unter Verwendung der PINT Methodik (*P*ut one *IN* at a *T*ime) sinnvoll? Damit könnten die Wechselwirkungen der einzelnen Projekte nicht bewertet werden.

44. Sollte die Prüfung ebenfalls auf Basis des Szenario C unter dem TOOT Ansatz (*T*ake *O*ne *O*ut at a *T*ime) erfolgen? So könnten die Wechselwirkungen der einzelnen Interkonnektoren bewertet werden.

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

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

2 Fragen zum Szenariorahmenentwurf Gas und Wassersto

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?

Wir weisen darauf hin, dass die Szenarien gemäß § 12a Abs. 1 und § 15b Abs. 2 EnWG die wahrscheinlichen Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele und nicht die Ziele selbst abbilden bzw. sich daran ausrichten sollen. Der NEP sollte vielmehr einer möglichst wahrscheinlichen Bedarfsentwicklung folgen, die sich aus den heutigen und prognostizierten Kundenbedarfen ergibt. Damit sollen die klima- und energiepolitischen Ziele nicht in Frage gestellt, sondern deren Wirksamkeit beim Kunden mittel- und langfristig antizipiert werden, ohne dabei sich noch nicht abzeichnende Entwicklungen auf Kundenseite durch Kapazitätsverknappung vorwegzunehmen.
Dies vorweggenommen, bilden die Szenarien die wahrscheinlichen Entwicklungen anhand der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung unseres Erachtens ausreichend ab.

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

Die Bandbreite ist zwar gegenwärtig grundsätzlich angemessen, wir regen aber an, die sich aus dem vom BMWK am 11. September 2024 zur Konsultation gestellten Kraftwerkssicherheitsgesetz[2] ergebenden Auswirkungen noch in allen Szenarien zu berücksichtigen. Diesem Aspekt wird unseres Erachtens lediglich im Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit Rechnung getragen. Aufbauend auf den FNB-Vorschlag in 4.2.4, erachten wir es als sinnvoll, dass diesem Thema den Szenarien Fokus Strom und Fokus Wassersto Rechnung getragen werden sollte.

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

Uns erscheinen die Bedarfe in den einzelnen Szenarien zwar basierend auf den zugrunde gelegten Studien grundsätzlich plausibel, jedoch in Anbetracht der dynamischen Entwicklung bzgl. Wassersto aktualisierungsbedürftig zu sein. Insbesondere die Entscheidung zum Wassersto -Kernnetz dürfte einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf den Hochlauf des Wassersto marktes haben, der so bisher nicht in den Studien berücksichtigt wurde. Zudem merken wir an, dass unseres Erachtens nur das Szenario 4 den zu erwarteten Methanbedarf für 2030 halbwegs realistisch decken kann (vgl. ab Frage 7) und auch das nur bei entsprechend parallelem Hochlauf der Wassersto infrastruktur. Die in den Langfristprognosen gemeldeten Bedarfsrückgänge werden in der Regel an eine entsprechende Substitution durch Wassersto gekoppelt gewesen sein.

[2] https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html

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

Die über die drei Szenarien vorgeschlagene Bandbreite halten wir für eine sinnvolle Abbildung der möglichen Entwicklungspfade.

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

Wir verweisen auf die Beantwortung der Frage 17.

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

Wie unter Frage 3 beschrieben, erscheinen uns die herangezogenen Studien in Bezug auf den Wassersto bedarf zum Teil überholt bzw. aktualisierungsbedürftig zu sein. Es sollte sichergestellt werden, dass die herangezogenen Studien die Entscheidung für das Wassersto kernnetz berücksichtigen.

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?

Wir unterstützen die diesem Szenario zugrunde liegende Überlegung und empfehlen eine Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas & Wassersto , um die potenzielle Diskrepanz zwischen der Umsetzung politischer Zielvorgaben und der möglichst sicheren Versorgung von Netzkundenbedarfen transparent zu machen.
Wie wir weisen auch die FNB darauf hin, dass die ersten drei Szenarien aufgrund ihrer eher dogmatischen Ausrichtung an den klima- und energiepolitischen Zielen ohne ausreichende Berücksichtigung von angemeldeten Kundenbedarfen im Konflikt zur Versorgungssicherheit stehen können. Unter „Grundsätzliches" haben wir bereits darauf hingewiesen, dass aktuelle Entwicklungen und Bedarfe angemessen und möglichst regionalspezifisch berücksichtigt werden müssen. Ohne eine angemessene Reflektion dieser „Versorgungssicherheitsaspekte" erhöht sich das Risiko von Versorgungsunterbrechungen von Jahr zu Jahr, was z. B. auch die Versorgung systemrelevanter Gaskraftwerke betri t. Entsprechend wäre so auch die Versorgungssicherheit Strom eingeschränkt, vor allem im süddeutschen Raum durch die höhere Dichte an Gaskraftwerken. Auch vor dem Hintergrund der Resilienz des Gesamtsystems sollte die bestehende Erdgasinfrastruktur erst dann transformiert oder stillgelegt werden, wenn ausreichend gesichert ist, dass der dahinterliegenden Erdgasbedarf nicht mehr ausreichend vorhanden ist bzw. eine entsprechende Alternativversorgung gegeben ist.

Zudem bitten wir darum, die Auswirkungen auf das Stromnetz zu untersuchen und die Ergebnisse der Öffentlichkeit vorzustellen.

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 marktbasierte 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?

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?

Nach unserem Verständnis sind feste frei zuordenbare Kapazitäten zentral für die freie Lieferantenwahl und somit für die Liquidität des Gasmarktes. Dementsprechend sollte die Verfügbarkeit fester frei zuordenbarer Kapazitäten hochgehalten werden.

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?

Für Verteilnetzbetreiber erfüllt der Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) exakt diese Anforderungen. Die zukünftige Ausarbeitung und entsprechende Einbindung in den Prozess des Netzentwicklungsplans sollte im Rahmen einer Umsetzung der Artikel 56 und 57 der EU-Richtlinie 2024/1788 geregelt werden.

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

12. 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?

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?

Die Einspeisung von Biomethan und eine geplante H2-Transformation von Erdgasinfrastruktur sollten abgestimmt sein. Das Biomassepotential, die nötige Gasnetzinfrastruktur sowie mögliche Biomethanabnehmer sollten bei der Energiewende angemessen berücksichtigt werden.
Ein möglicher Zielkonflikt zwischen Wasserstoff und erneuerbaren sowie CO2-armen Gasen sollte frühzeitig im Rahmen der Transformationsplanung aufgelöst werden. Für Verteilnetzbetreiber könnte dies ggf. im Rahmen einer Umsetzung der Artikel 56 und 57 der EU-Richtlinie 2024/1788 adressiert werden. Im Rahmen der VNB-Transformationspläne könnten Gebiete ausgewiesen werden, welche entweder für eine Wassersto transformation oder eine langfristige Biomethannutzung identifiziert werden. Entsprechend könnte dem jeweiligen Energieträger Vorrang eingeräumt werden. Dies würde bedeuten, dass der nachrangige Energieträger keinen, einen zeitlich eingeschränkten oder kündbaren Netzanschluss erhält.
Die legislative Umsetzung sollte intensiv mit der Branche diskutiert werden, um den Umsetzungsaufwand zu minimieren.

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?

Zuerst müssen wir auch an dieser Stelle mit Nachdruck darauf verweisen, dass es nicht Ziel sein kann, im Rahmen des Netzentwicklungsplans Möglichkeiten einzuführen, die Methanbedarfe bei Kunden „abmildern“ sollen. Aufgabe der Netzbetreiber ist es den bestehenden Bedarf zu eruieren, zu prognostizieren und entsprechend e izient zu bedienen. Im Hinblick auf eine möglichst e iziente Netzausbauplanung kann eine Clusterung dabei nur dann ein sinnvoller Ansatz sein, wenn die einzelnen Bedarfe in einer direkten Konkurrenz zueinanderstehen, falls also Kraftwerk A nur dann Kapazität benötigt, wenn Kraftwerk B nicht realisiert wird oder umgekehrt.
Zudem weisen wir darauf hin, dass die Bundesnetzagentur Anfragen von Gaskraftwerken im Verteilnetz gemäß § 16 Abs. 4 & 5 der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV Gas) an dieser Stelle gleichermaßen beachten sollte. Die stromseitige Systemrelevanz ist unabhängig von der gasseitigen Netzanschlussebene.
Wir raten dazu, die Anträge nach §§ 38/39 GasNZV sowie § 16 Abs. 4 & 5 KoV Gas vollständig und unverändert in die Netzplanung aufzunehmen, da sonst insbesondere in kälteren Jahreszeiten substanzielle Versorgungsunterbrechungen mit gravierenden Konsequenzen bei der System- und Preisstabilität zu befürchten wären.

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

Wie unter Frage 9 bereits erwähnt, sollten die Zugangspunkte mit festen frei zuordenbaren Kapazitäten bedient und nicht vorgegeben werden.

2.5 Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber

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

Wir bitten die Bundesnetzagentur, die Hintergründe dieser Frage zu erläutern. Zum jetzigen Zeitpunkt ist die Fragestellung zu unspezifisch, um eine fundierte Antwort zu geben. Netze BW steht für einen Austausch zur Verfügung.
Wir vermuten jedoch, die Frage könnte im Rahmen der Umsetzung der Artikel 56 und 57 der EU-Gasrichtlinie geregelt werden. Die Branche beschäftigt sich bereits mit den damit im Zusammenhang stehenden Fragen im Rahmen der Verhandlungsdelegation und der Koordinierungsstelle für die integrierte Netzentwicklungsplanung Gas und Wassersto (KO.NEP).

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

Eine pauschale Kürzung entspricht weder den Kooperationsregeln der Netzbetreiber untereinander, noch kann sie für eine möglichst bedarfsgerechte und realistische Netzentwicklungsplanung ein geeigneter Ansatz sein. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die drei Verbände BDEW, VKU und GEODE alle Gasnetzbetreiber mit Schreiben vom 15.01.2024 über das Erfordernis einer kurzfristigen Aktualisierung der Langfristprognose zwecks Berücksichtigung im Szenariorahmen Gas/Wassersto informiert hatten, wundert es uns, dass die FNB stattdessen auf pauschale Kürzungen zurückgreifen wollen.
Die Verteilnetzbetreiber erarbeiten ihre Langfristprognose anhand bestehender Bedarfe sowie der zu erwartenden Verbrauchsentwicklungen, unter Berücksichtigung der gaswirtschaftlichen Sorgfaltspflicht. Dabei waren die Verteilnetzbetreiber immer schon aufgefordert sowohl erwartete Zugänge als auch erwartete Rückgänge zu berücksichtigen. Mit dem Verbändeschreiben vom 26.04.2023 und der anschließenden Umsetzung in der Kooperationsvereinbarung XIV wurde zudem betont, dass die abzugebende LFP insbesondere auch unter Berücksichtigung der Entwicklungsfelder „Dauerhafter Brennsto wechsel bei Kunden“, „Entwicklungen durch Elektrifizierung“, „Nah- und Fernwärmenetze“ und „Steigende Energiee izienz“ zu erstellen ist. Wenn es trotz dieser Vorgaben zu unplausiblen Meldungen durch einzelne Verteilnetzbetreiber gekommen sein sollte, dann sieht § 16 Abs. 3 KoV vor, dass die jeweiligen FNB in die Klärung mit diesen VNB gehen, bevor sie im Zweifel eigene Prognosewerte zugrunde legen. Eine ungewichtete Mittelwertbildung über die eingereichten, zurückgehenden Prognosen dürfte in jedem Fall die schlechteste Variante für eine belastbare Planung sein, da so weder regional- noch netzspezifische Rahmenbedingungen (Gaskraftwerks-Projekte, Transformationspläne, etc.) berücksichtigt werden. Zudem ist nicht auszuschließen, dass bei einzelnen Netzbetreibern Einmale ekte aus den Krisenjahren 2020 bis 2023 eine nicht nachhaltige Bedarfsreduktion zur Folge hatte. Auch dies wäre im Rahmen der Plausibilisierung durch die FNB aufzuklären und zu berücksichtigen gewesen. Wir betonen erneut, dass der Bedarf

der Kunden in nachgelagerten Netzen am besten durch die betre enden Verteilnetzbetreiber zu erfassen und zu prognostizieren ist, denn diese sind im direkten Kontakt mit Kommunen und insbesondere industriellen Endkunden. Es steht zu befürchten, dass eine arbiträre Absenkung dieser Bedarfe zu Versorgungsengpässen und ggf. Kundenabschaltungen führt, die dann von den FNB zu verantworten wären.
Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Szenarien gemäß § 12a Abs. 1 und § 15b Abs. 2 EnWG die wahrscheinlichen Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele abbilden sollen. Die pauschale Kürzung der Langfristprognosen um mindestens 30 % gegenüber 2024 können wir gegenwärtig nicht nachvollziehen und bewerten dies deswegen als nicht sachgerecht. Unseres Erachtens bedarf es stattdessen einer fundierten Analyse durch FNB und VNB unter Berücksichtigung regionaler Gegebenheiten, um das Erreichen der Klimaneutralität mit einem versorgungssicheren Gasnetz zu gewährleisten.

2.6 Wassersto bedarfe

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

Zum jetzigen Zeitpunkt können wir den Ansatz nicht bewerten. Wir bitten darum, die Auswirkungen einer ratierlichen Verteilung zu modellieren. Aus Sicht der Netze BW ist sicherzustellen, dass für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg keine Nachteile durch die ratierliche Verteilung entstehen.

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 Wassersto berücksichtigt werden kann?

Endkunden, die eine Anfrage nach § 38 und 39 GasNZV gestellt haben, sollten mit einer Realisierungswahrscheinlichkeit von 100% zumindest dann bewertet werden, wenn die Anschlusspetenten Kraftwerke sind, die von den Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant ausgewiesen werden. Dies sollte unabhängig von der Netzebene auch für Anträge gemäß § 16 Abs. 4 und § 16 Abs. 5 KoV Gas für Kraftwerke am Gasverteilernetz gelten.
Auch für andere Kundenanfragen (z. B. Industriekunden) müssen über die Netzebenen hinweg identische Anforderungen an die Realisierungswahrscheinlichkeit gestellt werden, um einen diskriminierungsfreien Netzzugang gemäß EnWG zu gewährleisten.

500003

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktennummer: 500003

Eingangsdatum: 13.09.2024

Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

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

[redacted]

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit der Stellungnahme zum Szenariorahmen für Gas/Wasserstoff für 2025-2037/2024.

Die SWKiel Netz GmbH betreibt die Gasverteilnetze der Landeshauptstadt Kiel und der Umlandgemeinden. Zentraler Abnehmer für Erdgas und perspektivisch ab 2035 Wasserstoff ist das Gasmotorenkraftwerk 'Küstenkraftwerk' Kiel, mit einem Gasbedarf von 460 MWh/h. Die Stadtwerke Kiel AG plant dieses Kraftwerk ab 2035 mit 100% Wasserstoff zu betreiben. Dabei werden weiterhin Leistungen von 460 MWh/h und eine Arbeit von 1,20 GWh/a angenommen.

Während diese Daten in den Abbildungen des Szenariorahmens erfasst/berücksichtigt wurden, finden sich diese Daten nicht in der Anlage 4, der Langfristprognose für Wasserstoff. Entsprechende Mengen wurden dem vorgelagerten Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Abfrage im Februar 2024 gemeldet. Wir bitten daher, die entsprechende Leistung/Arbeit im Netzgebiet Schleswig-Holstein I oder Schleswig-Holstein II im Bereich der GUD ab 2035 zu berücksichtigen.

Bei Rückfragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

[redacted]