

# **Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032**

20. Januar 2022

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)

# Bestätigung

Az. 4.13.01/002#6

## Entscheidung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022 - 2032 gemäß  
§ 15a Abs. 1 S. 7 EnWG

gegenüber der

1. bayernets GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Poccistraße 7, 80336 München

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 1) -

2. Ferngas Netzgesellschaft mbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 2) -

3. Fluxys TENP GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Elisabethstrasse 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -

4. Fluxys Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Elisabethstrasse 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -

5. GASCADE Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

6. Gastransport Nord GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -

7. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -

8. GRTgaz Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Rosentahler Straße 40/41, 10178 Berlin

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) -

9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Huttropstraße 60, 45138 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) -

10. NEL Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) -

11. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

13. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, vertreten durch die Geschäftsführung,

Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) -

14. Open Grid Europe GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

16. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 16) -

- im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber -

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 20. Januar 2022

den von den Fernleitungsnetzbetreibern am 16. August 2021 vorgelegten Szenariorahmen nach § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG mit den folgenden Änderungen bestätigt:

#### I.

1. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, jeder resultierenden Netzausbaumaßnahme den jeweiligen verursachenden Bedarfsträger zuzuordnen. Bei der Darstellung der einzelnen Netzausbaumaßnahmen ist dafür jeweils der konkrete Bedarfsträger, der der einzelnen Maßnahme zugrunde liegt, anzugeben. Sofern eine Eins-zu-eins-Zuordnung nicht möglich ist und die Maßnahme auf mehrere Bedarfsträger zurückzuführen ist, so ist der maßgebliche Bedarfsträger anzugeben.
2. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, in einer zusätzlichen Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ den Einsatz marktbasierter Instrumente als Alternative zum Netzausbau, welcher in der Basisvariante ermittelt wurde, zu prüfen. Dabei sind die folgenden Punkte zu berücksichtigen:
  - a. Die Prüfung ist für alle aus der Basisvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen durchzuführen. Ausgenommen von der Prüfung sind nur Netzausbaumaßnahmen, welche Bestandteil des Startnetzes sind und deren Inbetriebnahme für das Jahr 2024 oder früher geplant ist.

- b. Als MBI sind insbesondere VIP-Wheeling, Drittnetznutzung und das börsenbasierte Spreadprodukt in der Prüfung zu betrachten.
  - c. Zur Lösung von resultierenden Engpässen aus der Basisvariante mittels MBI Einsatzes sind Engpasszonen zu bilden. Die Engpasszonen sind von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ mit dem Ziel zu wählen, dass die aus der Basisvariante resultierenden Engpässe durch den Einsatz von MBI gelöst werden können. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass jede Engpasszone eine ausreichende Anzahl an Ein- bzw. Ausspeisepunkten enthält, um eine hinreichende Liquidität sicherzustellen und einem möglichen Marktmachtmissbrauch vorzubeugen. Die Wahl der Engpasszonen ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 transparent darzustellen, sodass diese für Dritte nachvollziehbar ist und eine Bewertung eines möglichen Einsatzes von MBI erlaubt.
  - d. Das von den Fernleitungsnetzbetreibern für die Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ verwendete Modell, die darin betrachteten Lastsituationen sowie die zugrundeliegenden Annahmen sind im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 detailliert zu beschreiben.
  - e. Für die auftretenden Engpässe aus der Basisvariante ist in der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ nachvollziehbar zu ermitteln und zu begründen, ob und weshalb zu deren Behebung der Einsatz der MBI gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist. Sollte der Einsatz von MBI netztechnisch effizienter und preisgünstiger sein, um die betrachtete Transportaufgabe zu lösen, so sind die dafür voraussichtlich entstehenden Kosten einschließlich einer transparenten und nachvollziehbaren Begründung ihrer Höhe informatorisch im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 anzuzeigen, so dass sie für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar sind.
  - f. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Maßnahmen, bei denen der Einsatz von MBI gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist, cursorisch zu prüfen und transparent darzustellen, ob dadurch Auswirkungen auf die in der Wasserstoffvariante zur Umstellung identifizierten Erdgasleitungen bestehen. Sollte die Prüfung ergeben, dass Auswirkungen auf umstellbare Erdgasleitungen vorliegen und diese aufgrund dessen nicht umgestellt werden könnten, so sind die Ausbaurkosten für dadurch potentiell erforderliche neue Wasserstoffleitungen informatorisch darzustellen.
3. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, ein Konzept zu entwickeln, wie die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes, insbesondere die für 2045 vorgeschriebene Netto-Treibhausgasneutralität, künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können. Das Konzept ist im Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 darzustellen und mit der Öffentlichkeit zu konsultieren. Bei der Erstellung des Konzepts sind insbesondere die in Abschnitt II B 1.3 dieser Entscheidung genannten Aspekte zu betrachten und zu bewerten.
  4. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die Kapazitäten für die Produktion entsprechend der plausibilisierten BVEG-Prognose<sup>1</sup> in der Modellierung anzusetzen.

---

<sup>1</sup> Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG).

5. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, der Bundesnetzagentur spätestens zur Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 detaillierte Informationen zu dem im Netzentwicklungsplan im Rahmen der Leistungsbilanzen der Basisvariante betrachteten Spitzenlastfall zu übermitteln. Hierfür sind Angaben zu den jeweils unterstellten Leistungen für jeden einzelnen Grenzübergangspunkt, Marktgebietsaustauschpunkt, Verteilernetzbetreiber-Netzkoppelpunkt, Untergrundspeicher-Anschlusspunkt, Kraftwerksanschlusspunkt, Industrieanschlusspunkt, LNG-Anschlusspunkt, Produktionseinspeisepunkt, Biogaseinspeisepunkt sowie Wasserstoffeinspeisepunkt zu machen.
6. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, in einer vom Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 entkoppelten Studie, die aus Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibersicht netzoptimalen Standorte von Elektrolyseuren deutschlandweit auszuweisen. Die separate Studie ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Markt zu konsultieren. Die Studie ist unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse der Bundesnetzagentur bis spätestens zum 1. September 2022 zur Verfügung zu stellen. Die netzoptimalen Standorte sind dabei im Hinblick auf eine gemeinsame bzw. integrierte Betrachtung der Strom- und Gasnetze zu ermitteln, in der das Potential bei der Infrastrukturplanung mit Blick auf die Netzausbaukosten aufgezeigt werden soll. Die zu entwickelnden Kriterien zur Ermittlung der netzoptimalen Elektrolyseurstandorte sind in der Studie transparent und nachvollziehbar darzustellen.
7. In Bezug auf die Modellierung der systemrelevanten Kraftwerke werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 die folgenden Vorgaben umzusetzen:
  - a. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, für das systemrelevante Kraftwerk Dampfkraftwerk Burghausen - O1 (BNA0172) in der Modellierung eine feste dynamisch zuordenbare Kapazität anzusetzen.
  - b. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die neuen systemrelevanten Gaskraftwerke Cuno Heizkraftwerk Herdecke (BNA0442), Knapsack I (BNA0548a) und Gersteinwerk (BNA1046b und BNA1042) mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) in der Modellierung zu berücksichtigen. Zudem sind die folgenden Kapazitätswerte anzusetzen: Cuno Heizkraftwerk Herdecke mit 1.025,8 MWh/h, Knapsack I mit 1.761 MWh/h und Gersteinwerk mit 791 MWh/h.
8. In Bezug auf die Betrachtung der im Szenariorahmen Gas 2022-2032 enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Anlagen werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 die folgenden Vorgaben umzusetzen:
  - a. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die Anträge auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 Gas-NZV in Höhe von 6.950 MWh/h und 5.450 MWh/h für die LNG-Anlage am Standort Stade im Netzentwicklungsplan 2022-2032 als neu eingereichte Ausbauansprüche gemäß § 39 Gasnetzzugangsverordnung in der Modellierung anzusetzen.
  - b. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die im Szenariorahmen Gas 2022-2032 enthaltenen Anfragen der LNG-Anlagen als planerisch konkurrierend in der Modellierung anzusetzen. Sie haben hierbei das Verlagerungspotential auszunutzen, die Konkurrenzonen und die enthaltenen, zu den jeweiligen LNG-Einspeisepunkten in Konkurrenz stehenden Grenzübergangs- und Speicheranschlusspunkte auszuweisen und im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 transparent darzustellen.
9. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, im Rahmen der Modellierung der Wasserstoffvariante, für alle Projekte aus Anlage 2 „Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase“, bei denen es sich um

eine Wasserstoffeinspeisung mittels Elektrolyse handelt, die für jedes Jahr geplanten Werte ab 2029 für die Elektrolyseleistung sowie die gekoppelte Wasserstoff-Einspeiseleistung und Wasserstoff-Einspeisemenge pro Jahr erst im jeweiligen Folgejahr anzusetzen.

10. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die Verteilernetzbetreiber anzugeben, bei denen für das Jahr 2027 nach deren plausibilisierten Langfristprognosen ein Mehrbedarf von mehr als 3% im Vergleich zu den internen Bestellungen des Jahres 2022 ermittelt wurde. Für diese Verteilernetzbetreiber muss der konkrete Mehrbedarf insgesamt sowie der Anteil ausgewiesen werden, der auf den Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden entfällt.
11. Den Fernleitungsnetzbetreibern wird freigestellt, die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zu modellieren. Sofern sie die optionale Auslegungsvariante gemeinsam modellieren, werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Erforderlichkeit dieser Modellierungsvariante und den daraus resultierenden Netzausbau eingehend zu begründen.

## II.

Die Entscheidung über die Gebühren bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Bestätigung</b> .....	<b>1</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>7</b>
<b>I SACHVERHALT</b> .....	<b>9</b>
<b>A Verfahrensgegenstand</b> .....	<b>10</b>
1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Szenariorahmens.....	10
2. Inhalte des vorgelegten Szenariorahmens .....	10
<b>B Verfahrensablauf</b> .....	<b>13</b>
1. Konsultation der Marktteilnehmer durch die Fernleitungsnetzbetreiber .....	13
1.1 Ergebnisse aus den Stellungnahmen .....	13
1.2 Überarbeitung des Konsultationsdokuments.....	15
2. Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur.....	15
<b>II ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE</b> .....	<b>17</b>
<b>A Formelle Voraussetzungen der Entscheidung</b> .....	<b>18</b>
<b>B Materielle Voraussetzungen der Entscheidung</b> .....	<b>19</b>
1. Berücksichtigung des novellierten Klimaschutzgesetzes .....	19
1.1 Zuordnung der zugrundeliegenden Bedarfsträger zu den resultierenden Maßnahmen .....	20
1.2 Modellierungsvariante MBI Basisvariante .....	22
1.3 Konzept zur angemessenen Berücksichtigung der gesetzlich verankerten Klimaziele .....	24
2. Annahmen zur Entwicklung der Erdgasversorgung in Deutschland.....	27
2.1 Gasbedarf .....	27
2.2 Gasaufkommen .....	28
3. Annahmen zur H-Gas Quellenverteilung.....	28
4. Leistungsbilanzen.....	29
5. Eingangsgrößen in die Netzmodellierung .....	30
5.1 Integrierte Strom- und Gasnetzplanung.....	30
5.1.1 Grundlegende Betrachtungen der Bundesnetzagentur zur integrierten Planung .....	30
5.1.2 Studie zur netzoptimalen Allokation von Elektrolyseuren .....	32
5.2 Grenzübergangspunkte .....	33
5.2.1 Österreich: Grenzübergangspunkt Überackern 2 .....	34
5.2.2 Dänemark: Grenzübergangspunkt Ellund .....	34
5.3 Gaskraftwerke .....	35
5.3.1 Bestehende Gaskraftwerke .....	35
5.3.2 Gaskraftwerksneuplanungen.....	36
5.4 Gasspeicher .....	37
5.5 LNG-Anlagen .....	38
5.6 Wasserstoff und Grüne Gase .....	39
5.6.1 Wasserstoffvariante und Modellierung.....	39
5.6.2 Kriterien für die Berücksichtigung von Projekten der Marktabfrage WEB und Grüne Gase .....	43
5.7 Verteilernetzbetreiber .....	45
5.8 Industrie .....	47

6.	Versorgungssicherheit .....	48
6.1	Entwicklung L-Gas-Versorgung .....	48
6.2	Umgang mit historischen Unterbrechungen.....	49
7.	Marktgebietszusammenlegung.....	49
8.	Zusätzliche Modellierung: Auslegungsvariante für Baden-Württemberg.....	52
9.	Zusätzliche Modellierung: Kohleausstiegsvariante .....	54
<b>C</b>	<b>Hinweise zu den Gebühren .....</b>	<b>55</b>
<b>III</b>	<b>RECHTSMITTELBELEHRUNG .....</b>	<b>56</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>57</b>

# I Sachverhalt

# A Verfahrensgegenstand

## 1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Szenariorahmens

Gegenstand des vorliegenden Verwaltungsverfahrens ist der Szenariorahmen Gas 2022-2032. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der Regulierungsbehörde vorzulegen. Basis eines jeden Netzentwicklungsplans ist der Szenariorahmen. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG muss dieser angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinen Austausch mit anderen Ländern enthalten. Auch haben die Fernleitungsnetzbetreiber geplante Investitionsvorhaben in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastruktur sowie in Bezug auf Speicheranlagen und Wiederverdampfungsanlagen von *liquefied natural gas* (LNG) zu berücksichtigen. Weiterhin sind die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung in die Inhalte des Szenariorahmens miteinzubeziehen.

Basierend auf dem Szenariorahmen muss der Netzentwicklungsplan gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Bei der Erarbeitung des Plans haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine geeignete und allgemein nachvollziehbare Modellierung der deutschen Fernleitungsnetze zu nutzen, vgl. § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG. Gemäß § 113b Satz 1 EnWG können die Fernleitungsnetzbetreiber Gasversorgungsleitungen kenntlich machen, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden können, sofern dargelegt wird, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann. Hierfür kann der Netzentwicklungsplan Gas geringfügige Ausbaumaßnahmen ausweisen, vgl. § 113b Satz 2 EnWG.

Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen den Szenariorahmen und stellen ihn der Öffentlichkeit und nachgelagerten Netzbetreibern zur Konsultation. Anschließend legen sie den Szenariorahmen der Regulierungsbehörde vor. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt diese gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG den Szenariorahmen. Dem dient die vorliegende Entscheidung.

## 2. Inhalte des vorgelegten Szenariorahmens

Neben den allgemeinen Darstellungen zum Gasbedarf (Gasverbrauch) und Gasaufkommen (Erdgasförderung, Aufkommensentwicklung Wasserstoff und Biomethaneinspeisung) enthält der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Szenariorahmen Gas 2022-2032 insbesondere den Vorschlag der Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 und die dazu gehörigen Eingangsgrößen (Kapazitätsbedarfe) für die Modellierung. Neben der Basisvariante und der Wasserstoffvariante, die für die Jahre 2027 und 2032 vollständig berechnet werden sollen, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber erneut vor, dem kontinuierlich steigenden Kapazitätsbedarf in Baden-Württemberg durch die Betrachtung einer zusätzlichen Modellierungsvariante, der Auslegungsvariante Baden-Württemberg, im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 Rechnung zu tragen.

Im vorgelegten Szenariorahmen werden bestehende und neue Kraftwerke, Speicher, LNG-Anlagen und Produktionsanlagen sowie Grüngasprojekte aus der Marktabfrage Wasserstoff Bedarf und Erzeugung (WEB) und Grüne Gase berücksichtigt. Gemäß den Kriterien werden die aktuellen Planungen der Vorhabenträger berücksichtigt. Der Projektträger der LNG-Anlage Wilhelmshaven hat die Kapazitätsreservierung nach § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zurückgezogen. Die Vorhabenträger der LNG-Anlagen in Stade und Brunsbüttel führen die Planungen hingegen weiterhin fort und haben sogar weitere Kapazitätsausbauansprüche geltend gemacht.

Um die Entwicklung des deutschen Gasbedarfs zu beschreiben, betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber die Szenarien dena-TM95<sup>2</sup> und NECP KSP<sup>3</sup>. Die kurzfristige Anpassung der Klimaschutzziele Deutschlands nach Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts im zweiten Quartal 2021 konnten die Fernleitungsnetzbetreiber im Hinblick auf die Gasbedarfsszenarien aufgrund der Kurzfristigkeit nicht mehr berücksichtigen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen bei der Gasaufkommensentwicklung in Deutschland die Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff. Die Ist-Analyse und Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung basiert auf der Auswertung des aktuellen Monitoringberichts 2020<sup>4</sup> von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt und von der Deutschen Energie-Agentur veröffentlichten Projektliste zur Biomethaneinspeisung. Die Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff orientiert sich an den gemeldeten Einspeisemengen aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase.

Neben den durch die Marktabfrage WEB und Grüne Gase und im Netzentwicklungsplan Strom gemeldeten und angesetzten Einspeiseleistungen, ist es höchstwahrscheinlich notwendig, zusätzliche Aufkommensquellen für eine ausgeglichene Wasserstoffbilanz zu erschließen, da allein durch die inländische Elektrolysekapazität der Wasserstoffbedarf in Deutschland nicht gedeckt werden kann. Weitere von den Fernleitungsnetzbetreibern berücksichtigte Wasserstoffbezugsquellen sind: Import von Wasserstoff, Inländische Produktion von Wasserstoff durch den Einsatz aus der Erneuerbaren-Energien-Gesetz-(EEG)-Förderung fallender Onshore-Windparks und Speicher, insbesondere zur Strukturierung für volatile Quellen und zur Spitzenlastabdeckung.

Bezüglich der H-Gas-Quellenverteilung haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf ihre bisherige Systematik zurückgegriffen. Anhand der H-Gas-Quellenverteilung leiten sie her, über welche Regionen der zukünftige Zusatzbedarf an H-Gas-Kapazitäten befriedigt werden wird. Die Datengrundlage für den Zusatzbedarf ist der *Ten-Years Network Development Plan (TYNDP) 2020*.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit werden entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG im Szenariorahmen Gas 2022-2032 Annahmen über die Auswirkungen von denkbaren Störungen der Versorgungsseiten der

---

<sup>2</sup> dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Technologiemiixszenario -95% (dena-TM95), <https://www.dena.de/integrierte-energie-wende>

<sup>3</sup> NECP-Szenario mit Klimaschutzprogramm, Nationaler Energie- und Klimaplan, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html>

Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios (EUCO 30), [http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125\\_-\\_technical\\_report\\_on\\_euco\\_scenarios\\_primes\\_corrected.pdf](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf)

<sup>4</sup> Monitoringbericht 2020 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring\\_Berichte\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html)

Fernleitungsnetzbetreibern getroffen. Hierzu untersuchen die Fernleitungsnetzbetreiber seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2012 verschiedenen Störungs- bzw. Versorgungssicherheitsszenarien u. a. die Marktraumumstellung von niederkalorischem Gas (L-Gas) auf hochkalorischem Gas (H-Gas). Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es nicht für erforderlich, ähnlich wie in vorangegangenen Netzentwicklungsplan-Prozessen, eine fiktive Versorgungsstörung zu modellieren. Sie beabsichtigen entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG dem Thema derart Rechnung zu tragen, dass sie die zukünftige Entwicklung der Versorgung mit H-Gas und insbesondere L-Gas detaillierter betrachten.

Wie im vorangegangenen Szenariorahmen Gas 2020-2030 betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber auch in diesem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 Wasserstoff und Grüne Gase und beabsichtigen, neben der Basisvariante eine Wasserstoffvariante zu modellieren. Im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase hatten Unternehmen und Projektverantwortliche bis 16. April 2021 Gelegenheit, den Fernleitungsnetzbetreibern die Projekte zu melden, für die konkrete Umsetzungsabsichten vorliegen, um diese bei der Erstellung des Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 ggf. zu berücksichtigen. Insgesamt wurden 500 Projekte gemeldet. Zur Berücksichtigung dieser Projekte in der Netzmodellierung haben die Fernleitungsnetzbetreiber Kriterien entwickelt. Die tatsächliche Umsetzungsabsicht mussten die Projektträger mittels einer Absichtserklärung – im Sinne eines *Memorandum of Understanding* (MoU) – als Voraussetzung für die Berücksichtigung in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 nachweisen. Die Fernleitungsnetzbetreiber erläutern die Vorgehensweise der Modellierung der Wasserstoffvariante ausführlich im Szenariorahmen. Des Weiteren haben die Fernleitungsnetzbetreiber am 5. Oktober 2021 einen Aufruf zur Bereitstellung von Informationen gestartet und alle Betreiber von Leitungsnetzinfrastrukturen aufgerufen, bestehende und konkret geplante Leitungssysteme zum Transport von Wasserstoff für die Berücksichtigung in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 zu melden.

Die gemäß § 21 GasNZV vorgesehene Zusammenlegung der beiden bisherigen deutschen Marktgebiete wurde im Hinblick auf operative Vorteile mit dem Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2021/22 zum 01. Oktober 2021 gestartet. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, das im Rahmen des Prozesses zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 entwickelte, neue Kapazitätsmodell, die *NewCap*-Systematik, ebenso im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 anzuwenden. Es wird dazu im Rahmen der Modellierung eine Bewertung stattfinden, ob der Einsatz von MBI oder ein Ausbau des Netzes für die Bedarfe im gemeinsamen Marktgebiet vorteilhaft ist. Sämtliche Eingangsgrößen für die Modellierung finden sich in der Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas im Zyklus „2022 - SR“. Die Datenbank ist im Internet auf den Seiten des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber e.V. unter [www.nep-gas-datenbank.de](http://www.nep-gas-datenbank.de) online abrufbar. Sie enthält Angaben zu den Planungskapazitäten an Grenz-, Marktgebietsaustausch- und Marktgebietsübergangspunkten, *Virtual Interconnection Points* (VIP), sowie Ein- bzw. Ausspeisepunkte für Speicher, Kraftwerke, Produktion, Biogas, Wasserstoff, synthetisches Methan, LNG, Verteilernetzbetreiber und Industrie (aggregiert).

## B Verfahrensablauf

### 1. Konsultation der Marktteilnehmer durch die Fernleitungsnetzbetreiber

Am 21. Juni 2021 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument zum Szenario-rahmen Gas 2022-2032 auf der Internetseite [www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de).

Ab diesem Zeitpunkt hatten die Öffentlichkeit und nachgelagerte Netzbetreiber bis zum 16. Juli 2021 die Gelegenheit, Stellungnahmen zu den im Szenario-rahmen Gas 2022-2032 enthaltenen Inhalten und getroffenen Annahmen an die Fernleitungsnetzbetreiber zu adressieren.

Am 01. Juli 2021 fand im Rahmen der Konsultation ein webbasierter Workshop statt. Auf dieser Veranstaltung haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Marktteilnehmern, Verbands- und Behördenvertretern sowie weiteren Interessierten den Szenario-rahmen Gas 2022-2032 vorgestellt.

#### 1.1 Ergebnisse aus den Stellungnahmen

Bei den Fernleitungsnetzbetreibern gingen insgesamt 27 Stellungnahmen ein.

#### Konsultationsteilnehmer

Name	Gruppe
Agora Energiewende	Berater
Astora	Speicherbetreiber
B. Schuler	sonstiger Beteiligter
BDEW	Verband
Bund Kreisgruppe Wuppertal	Bürgerinitiative
Bürger –Energie-Altmark	Bürgerinitiative
DUH	Verband
E.ON	Energiekonzern
E3	Berater
EFET	Verband
EnBW	Energiekonzern
Equinor	Energiekonzern
FluxSwiss	ausländischer Netzbetreiber
Fluxys Belgium	ausländischer Netzbetreiber
Fridays For Future	sonstiger Beteiligter
Gasunie Transport Services	ausländischer Netzbetreiber
Germanwatch	Verein
Hilde Linder-Hauser	sonstiger Beteiligter
INES	Verband
MWIDE NRW	Landesministerium
NET4GAS	ausländischer Netzbetreiber
Netze BW	Verband
Öko-Institut	Verband

OMV	Energiekonzern
thyssenkrupp	sonstiger Beteiligter
Uniper	Energiekonzern
Verbraucherzentrale Bundesverband	Verband

Die Stellungnehmer äußerten sich hauptsächlich zu den folgenden Themenbereichen:

### **Integrierte Netzentwicklungsplanung**

Mehrere Stellungnahmen begrüßen einen stärkeren Austausch zwischen Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern. Darunter fordern sie eine Angleichung beziehungsweise Harmonisierung der Strom- und Gasnetzplanung, da diese Teile eines zunehmend integrierten Energiesystems sind. Dies gilt besonders in Bezug auf die Sektorenkopplung und der Erzeugung von grünem Wasserstoff.

### **Szenarien- und bedarfsorientierte Modellierung**

Viele der Stellungnahmen kritisieren die bedarfsorientierte Gasnetzmodellierung und fordern ähnlich der Stromnetzmodellierung eine szenarienbasierte Modellierung. Besonders die Abweichung der langfristigen Gasbedarfsplanung von einem effizienten Pfad zur Erreichung der Klimaziele wird kritisiert. Es wird eine grundsätzliche Planung von Energieinfrastruktur auf Basis plausibler Szenarien mit Berücksichtigung der Klimaziele vorgeschlagen. Die Szenarien sollen in einem partizipativen und transparenten Prozess, ähnlich des Prozesses der Netzbetreiber Strom, entwickelt werden. Ein Szenario solle dabei eine hohe Elektrifizierungsrate vorweisen. Weiterhin soll eine Implementierung der Grüngasquote bei der Einspeisung ins Erdgasnetz zur Erreichung der Klimaziele bei der Modellierung berücksichtigt werden.

### **Gasbedarfsszenarien**

Die Resonanz zu den Gasbedarfsszenarien ist eher kritisch. Besonders wurde die fehlende Berücksichtigung der BMWi-Langfristszenarien, die fehlende Abbildung der aktuellen Klimaziele und die mangelnde Begründung für die Wahl der dargestellten Szenarien bemängelt. Konkret wird das Szenario für den langfristigen Gasbedarf *dena-TM95/FNB* angesprochen. Das Szenario weist einen signifikanten Ausreißer im Bereich des Gasverbrauchs bis 2050 auf. Dagegen wird mit stärkerer Direktnutzung von Strom und rückläufigem Gasbedarf auf Basis von aktuellen Studien zu Langfristszenarien argumentiert. Des Weiteren wird die seit dem Szenariorahmen 2020-2030 ausbleibende Analyse der historischen Unterbrechungen kritisiert. Unterbrechungen würden praxis- und marktnah spürbare Auswirkungen von inkongruentem Bedarf und Angebot von Kapazitäten darstellen.

### **Wasserstoff**

Viele der Stellungnahmen beziehen sich auf die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, wobei eine Einschätzung und Gewichtung der Wahrscheinlichkeit zur Umsetzung der verschiedenen Projekte gefordert wird. Ohne die Quellen des erneuerbaren Stroms für die gemeldete Wasserstoffherzeugung würden die Daten nicht unbedingt einen Mehrwert bieten. Uneinig sind die Stellungnahmen auch in der Thematik zur Wasserstoffbeimischung. Einige Stellungnehmer sprechen sich für eine Wasserstoffbeimischung in Verteil-



netzen aus, welches ihrer Ansicht nach zu einem schnellen CO<sub>2</sub>-Minderungseffektes beitragen könnte. Dahingegen halten die Fernleitungsnetzbetreiber daran fest, eine signifikante Wasserstoffbeimischung zu vermeiden. Von anderen Stellungnehmern wird die Ablehnung der Wasserstoffbeimischung aufgrund der damit verbundenen technischen Einschränkungen begrüßt.

## 1.2 Überarbeitung des Konsultationsdokuments

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation haben die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument des Szenariorahmen Gas 2022-2032 überarbeitet. Den Szenariorahmen Gas 2022-2032 haben sie der Bundesnetzagentur am 16. August 2021 zur Bestätigung durch die Regulierungsbehörde eingereicht. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ein weiteres Kapitel unter dem Titel „Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung“ aufgenommen. Gegenstand dessen sind die Inhalte der eingegangenen Stellungnahmen sowie eine Auseinandersetzung mit den wesentlichen enthaltenen Aspekten.

## 2. Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur hat den Fernleitungsnetzbetreibern mit Schreiben vom 16. Dezember 2021 die Gelegenheit gegeben, sich schriftlich zur beabsichtigten Entscheidung über den Szenariorahmen Gas 2022-2032 zu äußern. Am 10. Januar 2022 hat sie im Rahmen einer webbasierten Konferenz mit allen Beteiligten die näheren Erwägungen zu den jeweiligen beabsichtigten Tenorziffern erörtert. Am 13. Januar 2022 ging bei der Bundesnetzagentur eine gemeinsame Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber über die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. ein.

In Bezug auf Tenorziffer 1 tragen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, dass die Eins-zu-Eins-Zuordnung jeder Netzausbaumaßnahme zu einem einzelnen Bedarfsträger aufgrund verschiedener Wechselwirkungen im Rahmen der Modellierung nicht sachgerecht umsetzbar sei. Der Modellierungsaufwand würde exponentiell steigen. Es könnten daher nur die wesentlichen Bedarfsträger ausgewiesen werden und eine indikative Prüfung im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 erfolgen, inwieweit eine solche Zuordnung möglich ist.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Methode, die in der NewCap-Rechnung Anwendung findet, als grundsätzlich geeignet an, um den Einsatz marktbasierter Instrumente als Alternative zum Netzausbau zu prüfen. Hierfür würde der Vergleich mehrerer NewCap-Rechnungen (mit bzw. ohne Netzausbau) notwendig sein. Ein solches Verfahren sei von den Fernleitungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 bereits vorgesehen.

Zu Tenorziffer 3 wenden die Fernleitungsnetzbetreiber ein, dass eine adäquate Stellungnahme trotz der mündlichen Erläuterungen im Anhörungstermin nicht erfolgen könne, da ihnen die entsprechende Begründung nicht vorläge. Sie regen an, das geforderte Konzept inklusive der in Tenorziffer 6 genannten Studie sowie der in Tenorziffern 10 geforderten Angaben zu einem späteren Zeitpunkt zu erstellen und separat zu konsultieren.

Hinsichtlich Tenorziffer 4 hatte die Bundesnetzagentur ursprünglich zusätzlich tenoriert, dass die Kapazitätsangaben für die Produktion im Datenbankzyklus „2022 – SR“ entsprechend der plausibilisierten BVEG-Prognose anzupassen sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die NEP-Gas-Datenbank die der-

zeit verfügbaren Transportkapazitäten widerspiegelt. Die vom BVEG gemeldeten Produktionskapazitäten werden nicht veröffentlicht, da es sich um Geschäftsgeheimnisse der Produzenten handle; sie würden jedoch in der Bilanz, Modellierung und Umstellungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber befürworten die Durchführung der in Tenorziffer 6 geforderten Studie. Sie sind jedoch der Ansicht, dass diese nach Erstellung des Berichtes gemäß § 28q EnWG erfolgen sollte und weisen darauf hin, dass die Bereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber zur Zusammenarbeit sichergestellt werden müsse, um der Aufgabe gerecht zu werden, potentielle Auswirkungen über alle betroffenen Energiesektoren in gewünschter Qualität einzubeziehen.

In der Anhörung zur beabsichtigten Entscheidung hatte die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern ursprünglich aufgegeben, die Verschiebung der Elektrolyseleistung, wie sie in Tenorziffer 9 (nun ab dem Jahr 2029) vorgesehen ist, schon ab dem Jahr 2026 vorzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen in ihrer Stellungnahme daraufhin, dass dies zur Folge hätte, dass der Bedarf mehrerer Elektrolyseprojekte erst im Jahr 2032 berücksichtigt werden würde und diese Verzögerung die Erreichung der Vorgaben aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz bis 2045 gefährden würde.

Bezüglich Tenorziffer 10 merken die Fernleitungsnetzbetreiber an, dass die dort geforderte nachträgliche Abfrage bezüglich der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber zu erheblichem Mehraufwand führen würde. Die Fernleitungsnetzbetreiber sprechen sich dafür aus, die Überarbeitung der Langfristprognosen in den Prozess der Konzepterstellung nach Tenorziffer 3 zu integrieren und auf einen späteren Zeitpunkt zu vertagen. Zumindest sollte eine „Bagatellgrenze“ für den Mehrbedarf eingefügt werden, ab welcher die Zusatzinformationen abgefragt werden.

Die Bundesnetzagentur hat das Vorbringen der Fernleitungsnetzbetreiber in ihre Erwägungen zur Entscheidungsfindung einbezogen. Sie änderte den in die Anhörung eingebrachten Tenor in die nun geltende Fassung. Zu den Gründen wird auf die jeweiligen Ausführungen in Kapitel II B verwiesen.

## II **Entscheidungsgründe**

Die formellen und materiellen Voraussetzungen der Entscheidung sind erfüllt.

## A Formelle Voraussetzungen der Entscheidung

Die Bundesnetzagentur ist nach § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG i. V. m. § 54 Abs. 1 Hs. 1 und Abs. 3 EnWG für diese Entscheidung zuständig. Der Ausschluss der Beschlusskammerzuständigkeit ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 2 EnWG.

Die Bundesnetzagentur hat die Fernleitungsnetzbetreiber – als Adressaten der vorliegenden Entscheidung – gemäß § 28 Abs. 1 Verwaltungsverfahrensgesetz angehört.

## B Materielle Voraussetzungen der Entscheidung

Die Bundesnetzagentur bestätigt den Szenariorahmen nach § 15a Abs. 1 S. 7 i. V. m. § 15a Abs. 1 S. 4 und S. 6 EnWG. Die Bestätigung erfolgt mit den tenorierten Änderungen, um die Erfüllung der sich für den Szenariorahmen Gas 2022-2032 aus § 15a Abs. 1 S. 4 und S. 6 EnWG ergebenden Anforderungen sicherzustellen.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen im Energiesektor ist das Kernziel des aktuellen Szenariorahmens Gas 2022-2032 und Netzentwicklungsplan-Prozesses, jene Erdgasleitungen zu identifizieren, die für eine Umstellung auf Wasserstoff in Betracht kommen, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu fördern und ein entsprechendes Wasserstoff-Startnetz zu definieren. Dieses ist notwendige Grundlage für den nach § 28q Abs. 1 EnWG von den Fernleitungsnetzbetreibern zu erstellenden Bericht zu einem Wasserstoff-Netzentwicklungsplan. Daneben ist es ein ebenso maßgebliches Ziel des aktuellen Szenariorahmens Gas 2022-2032, die angemessene Berücksichtigung der geltenden Klimaschutzziele in der Netzentwicklungsplanung sicherzustellen.

### 1. Berücksichtigung des novellierten Klimaschutzgesetzes

Mit seiner Entscheidung vom 29. April 2021<sup>5</sup> hat das Bundesverfassungsgericht den Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz (KSG) vom 12. Dezember 2019 teilweise stattgegeben und die im KSG festgelegten nationalen Klimaschutzziele sowie die bis zum Jahr 2030 zulässigen Jahresemissionsmengen für mit den Grundrechten unvereinbar erklärt. Infolgedessen wurde eine Verschärfung der Klimaschutzziele beschlossen und unter anderem das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 im KSG aufgenommen.

Die Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG ist ein planerischer Prozess aller Fernleitungsnetzbetreiber, der die Ausübung ihrer gesetzlichen Pflichten zum sicheren Netzbetrieb und bedarfsgerechten Netzausbau aus § 11 und § 15 Abs. 3 EnWG konkretisiert. Im Szenariorahmen Gas 2022-2032 müssen die Fernleitungsnetzbetreiber angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinem Austausch mit anderen Ländern zugrunde legen und insoweit realistische Prognosen treffen. Diese Annahmen bilden die Grundlage für die Berechnung der bedarfsgerechten und erforderlichen Netzausbaumaßnahmen. Sie müssen auf Grundlage sorgfältig erhobener Daten, anhand einer wissenschaftlich sauberen Methode sowie unter Berücksichtigung der geltenden Gesetze ermittelt werden<sup>6</sup>. Das KSG mit den nunmehr verschärften Klimaschutzzielen und insbesondere der bis 2045 umzusetzenden Treibhausgasneutralität muss dementsprechend einbezogen werden.

Zu diesem Zweck ordnet die Bundesnetzagentur unter anderem die folgenden Änderungen zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Szenariorahmen Gas 2022-2032 an, damit Klimaschutzziele im jetzt zu erstellenden Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, so weit wie dies beim gegenwärtigen Konkretisierungsgrad

---

<sup>5</sup> BVerfG, Beschluss vom 24. März 2021, 1 BvR 2656/18.

<sup>6</sup> Britz/Hellermann/Hermes, Bourwieg, § 15a Rn. 14.

möglich ist, berücksichtigt werden. Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber weiteres Änderungspotential insbesondere hinsichtlich der methodischen Ansätze und der Planungsgrundsätze für zukünftige Netzentwicklungspläne zu erarbeiten und mit der Öffentlichkeit zu diskutieren.

### 1.1 Zuordnung der zugrundeliegenden Bedarfsträger zu den resultierenden Maßnahmen

Mit Tenorziffer 1 werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, jeder resultierenden Netzausbaumaßnahme den jeweils verursachenden Bedarfsträger zuzuordnen.

Mit diesem Vorgehen wird dem Umstand Rechnung getragen, dass vor dem Hintergrund der verschärften Klimaschutzziele die Realisierungswahrscheinlichkeit der bedarfsauslösenden Projekte sowie die Verhältnismäßigkeit der jeweiligen Netzausbaumaßnahmen kritisch zu überprüfen sind und zudem mit kurzfristigen Änderungen des Rechtsrahmens zu rechnen ist. Eine solche Prüfung der von den Netzbetreibern für erforderlich erachteten Maßnahmen und eine Umsetzung von für das Jahr 2022 angekündigten Rechtsänderungen kann nur erfolgen, wenn konkret und im Detail nachvollziehbar ist, auf welchen Gründen bzw. Kapazitätsbedarfen die jeweiligen vorgeschlagenen Maßnahmen beruhen.

Die konkrete Zuordnung von Netzausbaumaßnahmen zu den jeweiligen Bedarfsträgern ist kein Novum im Prozess der Netzentwicklungsplanung. Bereits in der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2015 wurden die Fernleitungsnetzbetreiber zu einer möglichst konkreten Darstellung verpflichtet, welche Netzausbaumaßnahmen Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung an den jeweiligen Netzkoppelungspunkten haben werden<sup>7</sup>. Des Weiteren wurden die Fernleitungsnetzbetreiber in der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2020-2030 verpflichtet, eine möglichst genaue Zuordnung der aus den Kraftwerksneuplanungen sowie aus den Planungen der LNG-Anlagen resultierenden Netzausbaumaßnahmen vorzunehmen<sup>8</sup>. Mit dieser Zuordnung sollte den bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Realisierung dieser Projekte Rechnung getragen werden<sup>9</sup>, um das Risiko sogenannter *stranded investments* zu minimieren. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind diesen Vorgaben nachgekommen und haben die entsprechende Zuordnung im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 jeweils tabellarisch ausgewiesen<sup>10</sup>.

Dieses Vorgehen muss im Hinblick auf die nunmehr gesetzlich verankerte Klimaneutralität bis 2045 und damit einhergehende Unwägbarkeiten im Erdgassektor auf alle Netzausbaumaßnahmen ausgeweitet werden. Vor dem Hintergrund, dass der Ausstieg aus der Nutzung von fossilem Erdgas bis spätestens 2045 abgeschlossen sein muss, sind alle Projektplanungen, die einen mehr oder weniger langfristigen Betrieb mit fossilem Erdgas zugrunde legen, mit hohen Unsicherheiten behaftet. Da die Realisierungswahrscheinlichkeit solcher Projektplanungen dementsprechend kritisch hinterfragt werden wird, sollen die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen diesen jeweiligen Bedarfen zugeordnet werden, um – im Falle der Nichtrealisierung des Projekts und damit des Wegfalls der auslösenden Bedarfe – ineffizienten Netzausbau und damit einhergehende versunkene Kosten zu verhindern.

---

<sup>7</sup> Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2015, Tenorziffer 7.

<sup>8</sup> Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2020-2030, Tenorziffer 4 b und 5a.

<sup>9</sup> Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2020-2030, Seite 43 und 46.

<sup>10</sup> Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Tabelle 36 auf S. 138 sowie Tabelle 37 auf S. 139.

Des Weiteren sind die Umsetzung der allgemeinen Ziele aus dem KSG in konkrete Vorgaben und Rechtsänderungen und somit entscheidende Auswirkungen auf den Energiesektor noch vor Erlass des Änderungsverlangens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zu erwarten. Durch die konkrete Zuordnung der zugrundeliegenden Bedarfe soll die Bundesnetzagentur daher in die Lage versetzt werden, alle sich auf Grundlage des aktuellen Szenariorahmens Gas 2022-2032 aus der Modellierung ergebenden Netzausbaumaßnahmen im Lichte des dann geltenden Rechtsrahmens auf ihre Erforderlichkeit und Vereinbarkeit mit den Klimaschutzzielen hin zu überprüfen.

Sinn und Zweck der gemeinsamen Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG ist insbesondere, dass nur langfristig bedarfsgerechte und erforderliche Netzinfrastruktur errichtet wird. Es ist daher unerlässlich, dass das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 schon im aktuellen Prozess berücksichtigt und unnötiger Netzausbau vermieden wird. Aus diesem Grund müssen alle Maßnahmen im Erdgasbereich im Rahmen einer umfassenden Abwägung aller Ziele des § 1 EnWG auf ihre langfristige Bedarfsgerechtigkeit und Verhältnismäßigkeit bzw. Nachhaltigkeit untersucht werden. Für diese Nachhaltigkeitsprüfung ist jedoch eine klare Zuordnung der einzelnen Maßnahme zu den ihr zugrundeliegenden Bedarfen unerlässlich.

Das Erfordernis, alle vorgelegten Maßnahmen im Rahmen einer Gesamtabwägung der Auswirkungen auf die in § 1 EnWG normierten Ziele zu überprüfen, wird von der Rechtsprechung des Oberlandesgerichts Düsseldorf gedeckt. Das Gericht stellt insoweit fest: „Sowohl die Verpflichtung zum Netzausbau nach § 11 EnWG als auch die Erstellung des Netzentwicklungsplans nach § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG stehen unter der Maßgabe, dass der Netzausbau bedarfsgerecht und erforderlich ist. Diese Vorgabe des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes beinhaltet eine Gesamtabwägung zwischen den Kosten des Netzausbaus der angefragten Infrastruktur, die durch die Allgemeinheit getragen werden müssen, und dem für Nachfrager entstehenden Nutzen. In diesem Zusammenhang sind auch die in § 1 EnWG normierte Preisgünstigkeit der Energieversorgung sowie die Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Kapazitätsausbaus für Netzbetreiber anzusiedeln“.<sup>11</sup>

Dementsprechend werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in den Projektsteckbriefen aller ID-Maßnahmen den jeweiligen Bedarfsträger aufzuführen. Sollten mehrere Bedarfsträger der Maßnahme zugrunde liegen, so soll dargelegt werden, welcher Bedarf als maßgeblich eingestuft wird. Als „maßgeblich“ ist dabei derjenige Kapazitätsbedarf anzusehen, der den größten Anteil an der Planung hat, d.h. der die aus der Modellierung des Netzentwicklungsplans resultierende Netzausbaumaßnahme am stärksten auslastet.

Sofern Maßnahmen vorgeschlagen werden, deren Beschreibung keine präzise Zuordnung des bzw. der Bedarfsträger enthält, und die entsprechende Gesamtabwägung im Rahmen des Änderungsverlangens nicht durchgeführt werden kann, behält sich die Bundesnetzagentur vor, diese Maßnahmen nicht oder allenfalls bedingt zu bestätigen. Wie oben dargelegt ist es angesichts der aktuellen und künftig zu erwartenden Änderungen der Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft zwingend geboten, jeglichen Ausbau der Erdgasinfrastruktur einer umfassenden Prüfung zu unterziehen, um unangemessene Investitionen für nur temporär benötigte Infrastruktur zu vermeiden. Die in diesem Zusammenhang erforderliche Gesamtabwägung kann die Bundesnetzagentur jedoch nur anhand einer klaren Zuordnung der geplanten Netzausbaumaßnahmen zu den zugrundeliegenden Bedarfsträgern vornehmen.

---

<sup>11</sup> OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 2/20, Beschluss vom 24. März 2021, S. 36.

## 1.2 Modellierungsvariante MBI Basisvariante

Mit Tenorziffer 2 werden die Fernleitungsnetzbetreiber ferner verpflichtet, in einer zusätzlichen Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ den Einsatz marktbasierter Instrumente (MBI) als Alternative zum Netzausbau, welcher in der Basisvariante ermittelt wurde, zu prüfen.

Die Prüfung ist für alle aus der Basisvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen durchzuführen. Dies schließt ausdrücklich auch Maßnahmen ein, die Ergebnis früherer Netzentwicklungspläne waren. Ausgenommen von der Prüfung sind nur Netzausbaumaßnahmen, welche Bestandteil des Startnetzes sind und deren Inbetriebnahme für das Jahr 2024 oder früher geplant ist. Die Betrachtung von Startnetzmaßnahmen wird insofern als nicht sinnvoll erachtet, als dass sich diese Projekte bereits in einem weit fortgeschrittenen Umsetzungsstatus befinden. Darüber hinaus ist der Einsatz von MBI derzeit nur im Rahmen des Überbuchungs- und Rückkaufsystems der Fernleitungsnetzbetreiber für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet regulatorisch möglich. Die entsprechende rechtliche Grundlage für den Einsatz der MBI ist die Genehmigung des Überbuchungs- und Rückkaufsystems der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Beschlusskammer 7 mit dem Verfahren BK7-19-037<sup>12</sup>, genannt *KAP+*. Das Verfahren *KAP+* ermöglicht es, den Einsatz und die kapazitätsabsichernde Wirkung der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen MBI für einen Zeitraum bis zum 01. Oktober 2024 zu testen. Erst mit dem Ende dieser Testphase am 01. Oktober 2024 ist eine abschließende regulatorische Bewertung der MBI und darauf basierend ein weitergehender Einsatz von MBI denkbar.

Als MBI sind insbesondere VIP-Wheeling, Drittnetznutzung und das börsenbasierte Spreadprodukt in der Prüfung zu betrachten. Eine Definition der Produkte findet sich in der Anlage des Beschlusses im Verfahren *KAP+*. Für diese MBI wurden im neuen Kapazitätsmodell (*NewCap*-Systematik, vgl. Kapitel II.B.7) des Netzentwicklungsplans 2020-2030 bereits vielversprechende Ergebnisse erzielt. Der Einsatz der MBI erfolgt zwischen sogenannten Engpasszonen. Das genehmigte Überbuchungs- und Rückkaufsystem der Fernleitungsnetzbetreiber sieht für die Marktgebietszusammenlegung Engpasszonen vor, die im Wesentlichen den bisherigen Marktgebieten Gaspool und NetConnect Germany entsprechen, um die mit der Marktgebietszusammenlegung verbundenen Engpässe mittels MBI Einsatz lösen zu können. Für die Modellierung der Marktgebietszusammenlegung im neuen Kapazitätsmodell (*NewCap*-Systematik, vgl. Kapitel II.B.7) sind diese Engpasszonen beizubehalten. Im Rahmen der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ sind die Engpasszonen von den Fernleitungsnetzbetreibern mit dem Ziel zu wählen, dass zum einen aus der Basisvariante resultierende Engpässe durch den Einsatz von MBI gelöst werden können. Zum anderen muss sichergestellt sein, dass jede Engpasszone eine ausreichende Anzahl an Ein- bzw. Ausspeisepunkten enthält, um eine hinreichende Liquidität sicherzustellen und einem möglichen Marktmachtmissbrauch vorzubeugen. Die Wahl der Engpasszonen ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 transparent darzustellen, sodass diese für Dritte nachvollziehbar ist und eine Bewertung eines möglichen Einsatzes von MBI möglich macht.

Das von den Fernleitungsnetzbetreibern für die Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ verwendete Modell, die darin betrachteten Lastsituationen sowie die zugrundeliegenden Annahmen sind im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 detailliert zu beschreiben.

---

<sup>12</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK7-GZ/2019/BK7-19-0037/BK7-19-0037\\_Beschluss\\_Anlage\\_Download.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2019/BK7-19-0037/BK7-19-0037_Beschluss_Anlage_Download.pdf)



Für die auftretenden Engpässe aus der Basisvariante ist in der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ nachvollziehbar zu ermitteln und zu begründen, ob und weshalb zu deren Behebung der Einsatz der MBI gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist. Dabei sind ggf. bereits getätigte Aufwendungen in Netzausbaumaßnahmen zu berücksichtigen. Zudem ist nachvollziehbar darzustellen, für welchen Zeitraum der Einsatz der MBI angenommen wurde, da dieser maßgeblich die Höhe der Kosten für den MBI Einsatz und somit das Gesamtergebnis beeinflusst. Der Zeitraum des MBI Einsatzes ist entsprechend der vorliegenden Bedarfe zu wählen. Dabei sind ggf. auch geeignete Annahmen zu treffen, um mögliche Rückgänge der Gasbedarfe berücksichtigen zu können. Sollte der Einsatz von MBI netztechnisch effizienter und preisgünstiger sein, um die betrachtete Transportaufgabe zu lösen, so sind die dafür voraussichtlich entstehenden Kosten einschließlich einer transparenten Darstellung der Berechnungsmethodik und nachvollziehbaren Begründung ihrer Höhe informativ im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 anzuzeigen, so dass sie für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar sind. Dies beinhaltet auch eine Darstellung der Annahmen zu den Kosten für den Einsatz der einzelnen MBI (z.B. Annahme der Kosten für Einsatz eines börsenbasierten Spreadprodukts in €/MWh).

Ziel der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ ist eine effiziente Netzplanung, indem durch den Einsatz von MBI eine potentiell kostengünstigere Alternative zum Netzausbau ermittelt werden soll. Vor dem Hintergrund des KSG und der darin geplanten Klimaneutralität bis 2045 sollen mit der Modellierungsvariante bereits im zu erstellenden Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 mögliche Potentiale identifiziert werden, um langfristig ineffizienten Netzausbau zu vermeiden. Zwar wird fossile Erdgas eine wichtige Rolle als Brückentechnologie zugewiesen, bei dem kurzfristig steigende Erdgasbedarfe möglich sind. Nach aktuellen Szenarien wird der Erdgasbedarf jedoch spätestens zu Beginn der 2030er Jahre sinken<sup>13</sup> und dann bis 2045 enden müssen, um die Klimaziele erreichen zu können<sup>14</sup>. Vor diesem Hintergrund ist es durchaus möglich, dass im Rahmen der Netzmodellierung der Basisvariante Netzausbaubedarf ermittelt wird, der nur kurz- bis mittelfristig benötigt wird, da anschließend die Bedarfe wieder sinken. Investitionen in solche Netzausbaumaßnahmen würden zu *stranded investments* führen, deren Kosten von der Allgemeinheit zu tragen wären. Mit der Modellierungsvariante soll daher gerade auch für diese Netzausbaumaßnahmen eine potentielle Alternative aufgezeigt werden, um versunkene Kosten in der Netzplanung zu vermeiden.

Es ist der Bundesnetzagentur wichtig, an dieser Stelle zu betonen, dass über die regulatorisch und rechtlich angemessene Ausgestaltung der MBI und eine mögliche Kostenanerkennung nicht im Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas entschieden werden kann. Im vorzulegenden Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 kann verfahrensmäßig im Rahmen des Änderungsverlangens nur über Maßnahmen eines Ausbauvorschlags entschieden werden. Aussagen oder Genehmigungen hinsichtlich der Anerkennung von Kosten, eventuell zu beschaffender MBI, sowie deren Einsatz können daher im Änderungsverlangen nicht getroffen werden. Selbstverständlich würde aber die Bundesnetzagentur in den dafür vorgesehenen Verfahren die erforderlichen Konsequenzen ziehen, wenn durch derartige Maßnahmen ineffizienter Netzausbau vermieden würde und sich ihre Anwendung in der späteren Praxis als notwendig herausstellt.

Mit der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ soll daher zunächst das Potential durch den Einsatz von MBI als Alternative zum Netzausbau ermittelt und aufgezeigt werden. Die Ergebnisse der „MBI Basisvariante“ sollen zudem auch als Grundlage für weitere Diskussionen im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung und im

---

<sup>13</sup> Vgl. S. 52, Abbildung 12 im Szenariorahmen Gas 2022-2032.

<sup>14</sup> Ohne den Einsatz von CCS/CCU Technologien.

Stakeholderkreis dienen, um die Modellierungsgrundlagen vor allem vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung weiterzuentwickeln. Abhängig von den Ergebnissen und Diskussionen und unter der Voraussetzung, dass sich die MBI während der laufenden Testphase von KAP+ als kapazitätserhaltende Maßnahme bewährt haben, würden dann ggf. weitere Schritte bzgl. eines konkreten regulatorischen Rahmens für den Einsatz und die Kostenanerkennung der MBI eingeleitet.

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ auf die Wasserstoffvariante dargestellt. Allgemein wird für die Identifikation von Erdgasleitungen, welche zum Aufbau eines Wasserstoffnetzes aus dem Erdgasnetz herausgelöst werden können, im Rahmen der Wasserstoffvariante eine Methanmodellierung durchgeführt. Die Grundlage der Methanmodellierung ist dabei die Basisvariante inklusive der darin ermittelten Netzausbaumaßnahmen. Je nach Ergebnis der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ ist es denkbar, dass der Einsatz von MBI eine kostengünstigere Alternative zu einzelnen Netzausbaumaßnahmen darstellen kann. Betrachtet man nun die Methanmodellierung im Rahmen der Wasserstoffvariante, so ist nicht völlig ausgeschlossen, dass der potentielle Ersatz einzelner Netzausbaumaßnahmen durch MBI auch Auswirkungen auf die identifizierten Erdgasleitungen hat, welche aus dem Erdgasnetz herausgelöst und auf Wasserstoff umgestellt werden können. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher für die Maßnahmen, bei denen der Einsatz von MBI gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist, kursorisch zu prüfen und transparent darzustellen, ob dadurch Auswirkungen auf die in der Wasserstoffvariante zur Umstellung identifizierten Erdgasleitungen bestehen. Sollte die Prüfung ergeben, dass Auswirkungen auf umstellbare Erdgasleitungen vorliegen und diese aufgrund dessen nicht umgestellt werden könnten, so sind die Ausbaurkosten für dadurch potentiell erforderliche neue Wasserstoffleitungen informativ darzustellen.

### **1.3 Konzept zur angemessenen Berücksichtigung der gesetzlich verankerten Klimaziele**

In Anbetracht des nun gesetzlich verankerten Ziels der Treibhausgasneutralität bis 2045 befindet sich die Energiewirtschaft in einer Umbruchphase, die grundlegende Veränderungen und Anpassungen in der Netzentwicklungsplanung erforderlich machen.

Mit der schon im aktuellen Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 umzusetzenden Zuordnung der Bedarfe zu den resultierenden Netzausbaumaßnahmen (siehe Tenorziffer 1) sowie der Verpflichtung zur Modellierung der MBI Basisvariante (siehe Tenorziffer 2) werden bereits erste konkrete Maßnahmen zur Berücksichtigung der Klimaschutzziele umgesetzt.

Darüber hinaus werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Tenorziffer 3 verpflichtet, ein Konzept zu entwickeln, wie die Vorgaben des KSG, insbesondere die für 2045 vorgeschriebene Netto-Treibhausgasneutralität, künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung stärker berücksichtigt werden können. Bisher ist das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 nicht in konkrete Vorgaben für den Bereich der Erdgasnutzung übertragen worden. Auch hat der Energieträger Gas Potential, als Brückentechnologie für einen schnellen Ersatz noch stärker CO<sub>2</sub>-emittierender Energieträger zu sein. Gerade solche Rahmenumstände machen es aber umso dringlicher, neue Wege und Ansätze zu finden, um die gesetzlich verankerten langfristigen Klimaziele bei der künftigen Netzentwicklungsplanung in geeigneter Weise stärker einzubeziehen. Denn sowohl die Verpflichtung zum Netzausbau in § 11 EnWG als auch die Erstellung des Netzentwicklungsplans gem. § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG werden durch das Merkmal der Bedarfsgerechtigkeit und der Erforderlichkeit bestimmt<sup>15</sup>. Die Konkretisierung des

<sup>15</sup> OLG Düsseldorf Beschluss vom 24. März 2021, VI-3 Kart 2/20 Rz. 86; Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2014, S. 49.

Bedeutungsgehalts und die praktische Anwendung dieser auch in der Stromnetzplanung benutzten unbestimmten Rechtsbegriffe bedarf sowohl der planerischen Gestaltung und Abwägung als auch der ingenieurwissenschaftlichen Berechnung. Durch die einheitliche planerische Begriffsbildung und deren praktische Anwendung soll einerseits gewährleistet werden, dass die Investitionen getätigt werden, die zur Sicherstellung eines entsprechenden Netzes notwendig sind, während gleichzeitig volkswirtschaftlich nicht erforderliche Investitionen ausgeschlossen werden<sup>16</sup>. Im Hinblick auf die Kriterien der Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit ist eine langfristige Perspektive anzulegen<sup>17</sup>, sodass auch die langfristigen Klimaschutzziele und insbesondere die Treibhausgasneutralität bis 2045 entsprechend stärker berücksichtigt werden müssen.

Die bisherige Netzentwicklungsplanung ist von einem stark bedarfsorientierten Kapazitätsansatz geprägt, der sich weniger an den Gasbedarfsszenarien, sondern vornehmlich an der durch Kapazitätsbuchungen und interne Bestellungen indizierten Nachfrage nach Transportkapazität orientiert. Dabei werden die jeweiligen Kapazitätsanfragen an konkreten Standorten in der Modellierung angesetzt. Die Befriedigung der aktuellen und zukünftig zu erwartenden Kapazitätsnachfrage wird zwar schon gegenwärtig ins Verhältnis zum entstehenden Aufwand, dem resultierenden Netzausbau, gestellt. So werden in der Modellierung beispielsweise für unterschiedliche Kundenkategorien verschiedene Kapazitätsprodukte angesetzt, um einen an dem zugrundeliegenden Nutzungswunsch der jeweiligen Anschlusskunden angepassten und dadurch effizienten Netzausbau zu gewährleisten (zu nennen sind hier beispielsweise das bewährte Vorgehen, Speichererweiterungen vollständig mit temperaturabhängigen festen Kapazitäten (TaK) zu modellieren bzw. das Produkt der DZK für die Modellierung von Neubaukraftwerken). Ein weiteres Instrument zur effizienten Netzplanung ist der planerisch konkurrierende Ansatz bei LNG-Anlagen und auch die konstante Fortschreibung der VNB-Bedarfe ab dem sechsten Betrachtungsjahr dient der Vermeidung überdimensionierter Netze.

Im Hinblick auf die nun noch weiter verschärften gesetzlichen Klimaschutzziele und den durch die Energiewende entstehenden Umbruch müssen im Rahmen der Beurteilung des effizienten Netzausbaus neben der Preisgünstigkeit und Effizienz der Energieversorgung künftig noch stärker die weiteren Ziele des § 1 EnWG, insbesondere die Umweltverträglichkeit einbezogen werden und die angefragten Kapazitäten besonders kritisch auf ihre Langfristigkeit, vor allem über den Horizont der nächsten zehn Jahre hinaus betrachtet werden. Denn jeglicher, nun neu ermittelte Netzausbau wird ganz überwiegend nur noch temporär benötigt und würde aufgrund der langfristigen Kostenamortisation zu einer unangemessen hohen Belastung aller Netzkunden führen.

Vor diesem Hintergrund ist es nötig, ein Konzept zu entwickeln, indem der aktuell bedarfsorientierte Kapazitätsansatz mit einem szenariobasierten Ansatz, vor allem in der längerfristigen Perspektive vereint wird. Hierzu werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Tenorziffer 3 verpflichtet, insoweit das derzeitige Vorgehen der Netzentwicklungsplanung insgesamt, inklusive der Modellierungsvarianten, der verschiedenen Kapazitätsprodukte und Modellierungsansätze je Kundengruppe auf den Prüfstand zu stellen und Stellschrauben zu identifizieren, bei denen eine stärkere Berücksichtigung der Klimaziele bis 2045 erreicht werden kann. Der Bundesnetzagentur ist es insoweit wichtig zu betonen, dass auch künftig – in einem Prozess, der sich stärker an den Szenarien orientiert – die angemeldeten Bedarfe an den konkreten Standorten in die Planung einbezogen werden müssen, da die individuellen Nutzungsabsichten eine wichtige und jedenfalls bislang zuverlässige Datengrundlage für

---

<sup>16</sup> Kment, § 11 Rn. 51.

<sup>17</sup> Säcker § 11 Rn. 41, Theobald § 11 Rn. 6.

die im Allgemeininteresse erfolgende Modellierung eines effizienten und klimafreundlichen Gasnetzes darstellen.

Inbesondere sollen im Rahmen der Konzeptentwicklung folgende Anknüpfungspunkte evaluiert werden:

Aktuell werden Kapazitätsanfragen von Neubaugaskraftwerken mit DZK angesetzt, während Bestandgaskraftwerke grundsätzlich mit festen frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) modelliert werden. Hintergrund ist, dass diese Kraftwerke in der Vergangenheit in der Vermarktung FZK erhalten haben und das bestehende Netz die Kapazitäten für diese Kraftwerke auch ohne Ausbau abbilden kann. Die Fernleitungsnetzbetreiber sollen insofern prüfen, ob es möglich und zielführend ist, auch die Bestandskraftwerke mit DZK zu modellieren. Dabei soll das Potential der mit dem Kapazitätsprodukt DZK einhergehenden Möglichkeiten von Kapazitätsverlagerungen zur Vermeidung von etwaigem Netzausbau, der durch neue Bedarfsträger entstände, betrachtet werden.

Industriekunden wurden bisher in der Modellierung mit dem Kapazitätsprodukt FZK angesetzt. Im Rahmen der Konzepterstellung sollen die Fernleitungsnetzbetreiber untersuchen, ob die Modellierung mit DZK von Industriekunden eine zielführende Option im Hinblick auf die Erreichung der Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit gem. § 1 EnWG ist. Der Ansatz des Kapazitätsproduktes DZK ist dabei für alle oder auch – z.B. abhängig vom Nutzungsverhalten – für einen Teil der Bestandskunden als auch für neu angefragte Kapazitätsbedarfe von Industriekunden zu untersuchen. Weiterhin ist die Liquidität der Zuordnungspunkte in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, da eine hohe Versorgungsqualität der Industriekunden sichergestellt werden muss. Die Bundesnetzagentur wird im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 vorgeschlagene Netzausbaumaßnahmen, welche maßgeblich durch Bedarfe nach zusätzlichen (neuen) Kapazitäten für Industriekunden bedingt sind, vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele bewerten. Ziel dieser Bewertung wird es sein, *stranded investments* in der Netzplanung zu vermeiden.

Des Weiteren soll das Konzept Vorschläge enthalten, wie die Plausibilisierung und Abbildung der Langfristprognosen zu den internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber im Lichte der Klimaziele weiterentwickelt und angepasst werden kann. Die internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber stellen einen zentralen und bedeutenden Baustein in der Modellierung der Fernleitungsnetze dar. Es ist zwar nicht auszuschließen, dass neue Gaskraftwerke an den Verteilernetzen angeschlossen werden, deren Gasbedarf damit über die internen Bestellungen abgebildet werden. Entsprechendes gilt auch für industrielle Energienachfrager, die von einer Nutzung der Energieträger Kohle oder Öl kurzfristig und übergangsweise auf den Energieträger Gas wechseln wollen. Allerdings werden die internen Bestellungen ganz maßgeblich durch den Erdgasbedarf von Haushaltskunden geprägt. Hier ist davon auszugehen, dass gesetzliche Novellierungen in absehbarer Zeit Anreize zu klimafreundlichen Alternativen zu Erdgasheizungen im Gebäude- und Wärmesektor setzen und diese gewichtige Auswirkungen auf die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber haben werden. In enger Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern soll daher untersucht werden, ob und gegebenenfalls wie diese Entwicklungen im Prozess der Netzentwicklungsplanung frühzeitig, aber mit langfristiger Perspektive abgebildet werden können.

Schließlich soll das Konzept als weiteren Baustein Vorschläge zur Weiterentwicklung der integrierten Netzplanung umfassen. Auch soll der Umstellungsprozess zur Optimierung der zeitlichen Koordinierung der Leitungsumstellungen von Erdgas auf Wasserstoff betrachtet werden. Dabei ist ein intensiver Austausch zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern sowie Betreibern von Anlagen der Sektorkopplung, wie Elektrolyseuren oder Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken, notwendig. In diesem Zusammenhang soll auch die netzoptimale Allokation von Elektrolyseuren aus Sicht der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber betrachtet werden.

Die hier explizit erwähnten Punkte, auf die das Konzept insbesondere eingehen soll, sind nicht als abschließende Auflistung zu verstehen; vielmehr wird die Aufnahme und Evaluierung weiterer Gesichtspunkte ausdrücklich begrüßt. Das Konzept ist im Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 darzustellen, damit dieses umfassend mit der Öffentlichkeit konsultiert und aus der Konsultation resultierender Anpassungsbedarf bereits in einem überarbeiteten Konzept in den Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 einbracht werden kann.

## 2. Annahmen zur Entwicklung der Erdgasversorgung in Deutschland

§ 15a Abs. 1 S 4 EnWG verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, im Szenariorahmen angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas zu betrachten. Dieser Pflicht sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen.

### 2.1 Gasbedarf

Vor dem Hintergrund der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts vom 29. April 2021 und der darauffolgenden Verschärfung der Klimaziele durch den Gesetzgeber sind die von den Fernleitungsnetzbetreibern dargelegten Annahmen zur Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland zunächst einmal kritisch zu hinterfragen, da die von den Fernleitungsnetzbetreibern dargestellten Szenarien nur bedingt die neuen Klimaschutzziele, insbesondere die vollständige Klimaneutralität bis zum Jahr 2045, abbilden.

Aufgrund der mit Zukunftsannahmen verbundenen Unsicherheiten ist es zwar grundsätzlich nicht möglich, die Richtigkeit der ermittelten Prognoseergebnisse festzustellen. Ob eine andere Prognose die tatsächliche Gasbedarfsentwicklung besser widerspiegeln würde, lässt sich nur schwer verlässlich beurteilen. Die Bundesnetzagentur sieht daher zum gegenwärtigen Zeitpunkt davon ab, die Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber zu korrigieren oder durch eigene Annahmen zu ersetzen. Gleichwohl würde es die Bundesnetzagentur begrüßen, wenn die Fernleitungsnetzbetreiber die in den Konsultationen vorgebrachten Bedenken bei der eigenen Bewertung von ermittelten Ausbaubedarfen konstruktiv würdigen würden.

Die Bundesnetzagentur hält die gewählte Prognosegrundlage und die Prognosemethode für die Darlegung des Erdgasbedarfs noch für sachgerecht. Sie berücksichtigt dabei insbesondere das von Fernleitungsnetzbetreibern vorgebrachte Argument der fehlenden Zeit zur entsprechenden Berücksichtigung der neuen Klimaschutzziele. Die Bundesnetzagentur stellt in diesem Zusammenhang außerdem fest, dass kein direkter Einfluss der Gasbedarfsentwicklung auf die im Szenariorahmen angenommenen Ein- und Ausspeisekapazitäten besteht, d.h. es gibt konkret keinen direkt proportionalen Zusammenhang zwischen dem Gasmengenbedarf (Energie) und den notwendigen Ein- und Ausspeisekapazitäten (Leistung). Den Fernleitungsnetzbetreibern ist zuzustimmen, dass zur gegenwärtigen Bestimmung des erforderlichen Netzausbaubedarfs und somit als relevante Grundlage für die aktuelle Netzentwicklungsplanung die angefragten Gaskapazitäten und nicht der prognostizierte Gasmengenbedarf relevant sind. Deswegen sind analog der bisher üblichen Praxis auch für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 nicht die dargestellten Gasbedarfsszenarien, sondern nochmals die gewählten Modellierungsvarianten entscheidende Grundlage für die Feststellung des Gasnetzausbaubedarfs.

## 2.2 Gasaufkommen

Wie für die Gasbedarfe ist es auch für die betrachteten Prognosen bzgl. des Gasaufkommens schwierig, deren Richtigkeit zu beurteilen und zu bewerten, ob andere Prognosen die zukünftige Entwicklung trefflicher beschreiben würden. Die Bundesnetzagentur hält die in den bisherigen Planungsprozessen entsprechende Auswahl der betrachteten Prognosegrundlagen für Erdgasförderung, Biomethaneinspeisung sowie der Aufkommensentwicklung von Wasserstoff für sachgerecht. Die tatsächliche Entwicklung der Erdgasförderung blieb in den vergangenen Jahren hinter den prognostizierten Kapazitäten gemäß BVEG-Prognose zurück. Die Vorgehensweise, mit einem Sicherheitsabschlag angepasste Kapazitäten statt der originären Planungskapazitäten zu berücksichtigen, ist daher sachgerecht.

Die Kapazitäten der Erdgasförderung werden gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“ trotz rückläufiger Kapazitäten in der BVEG-Prognose konstant fortgeschrieben. Auf der anderen Seite soll die BVEG-Prognose für den Ansatz der Produktionskapazitäten in der Netzmodellierung berücksichtigt werden. Eine Begründung für diesen Widerspruch ist aus Sicht der Bundesnetzagentur im Szenariorahmen Gas 2022-2032 nicht dargestellt. Dies ist erst mit der Begründung in der Stellungnahme zur Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber nachvollziehbar, in der eine Veröffentlichung der Produktionskapazitäten aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der jeweiligen Produzenten nicht erfolgen kann. Wichtig ist der Bundesnetzagentur jedoch, dass die reduzierten Kapazitäten der BVEG-Prognose in der Modellierung berücksichtigt werden, was die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme bestätigen. Da dies nicht eindeutig aus dem Szenariorahmen Gas 2022-2032 hervorgeht, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Tenorziffer 4 verpflichtet, die Kapazitäten für die Produktion entsprechend der plausibilisierten BVEG-Prognose in der Modellierung anzusetzen.

## 3. Annahmen zur H-Gas Quellenverteilung

In Deutschland entsteht in Zukunft durch den Rückgang der heimischen und niederländischen L-Gas-Förderung sowie der damit verbundenen Marktraumumstellung ein Zusatzbedarf an H-Gas-Kapazitäten. Dies hat zur Folge, dass sich die Aufkommensquellen und Transportwege für das nach und durch Deutschland transportierte Gas ändern und an einigen Grenzübergangspunkten (GÜP) die H-Gas-Kapazitäten erhöht werden müssen. Über die im Szenariorahmen Gas 2022-2032 aufgestellte H-Gas-Quellenverteilung leiten die Fernleitungsnetzbetreiber her, über welche Regionen der zukünftige Zusatzbedarf an H-Gas-Kapazität befriedigt werden kann. Wie hoch wiederum insgesamt der zu verteilende, zusätzliche Kapazitätsbedarf in Deutschland ist, ergibt sich nicht aus dem Szenariorahmen Gas 2022-2032, sondern aus der im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zu erstellenden kapazitiven H-Gas Bilanz. Die H-Gas-Quellenverteilung liefert dafür als Basis eine prozentuale Verteilung der benötigten Einspeiseleistungen auf die drei H-Gas-Einspeiseregionen West/Südwest, Süd/Südost und Nordost. Grundlage für die Herleitung des zukünftigen Zusatzbedarfs an H-Gas-Kapazität sind die Daten aus dem TYNDP 2020.

Ausgangspunkt für die Quellenverteilung ist der prognostizierte europäische Zusatzbedarf, der sich aus der bilanziellen Differenz aus europäischer Nachfrage gegenüber Angebot aus Pipeline-Lieferungen und LNG-Aufkommen gemäß zugrundeliegendem Gasbedarfsszenario *Distributed Energy* des TYNDP 2020 ergibt. Der aus dieser Differenz resultierende Importbedarf erreicht seinen Höchststand mit 189 TWh in 2030 und fällt bis auf 41 TWh in 2032 ab. In den Folgejahren ergibt das Verhältnis aus prognostizierter, europäischer Nachfrage und Transportangebot sogar eine bilanzielle Überdeckung.

Mit Bezug auf das Angebot von Erdgasimporten verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf das vom Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG) durchgeführte *supply potential scenario*, das zur Einschätzung kam, dass die Importmöglichkeiten für die im TYNDP 2020 betrachteten Szenarien bis 2050 ausreichend zur Deckung der europäischen Nachfrage inklusive zusätzlicher Importbedarfe seien. Weiterhin argumentieren die Fernleitungsnetzbetreiber, dass insbesondere durch die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 berücksichtigten Infrastrukturprojekte *Nord Stream 2* und *Trans Adriatic Pipeline (TAP)* der prognostizierte zusätzliche Bedarf gedeckt werden könne, welche sich auch im Ausbleiben von zusätzlichen Infrastrukturprojekten mit finaler Investitionsentscheidung zur Erschließung neuer Aufkommensquellen im TYNDP 2020 widerspiegeln.

Vor diesem Hintergrund schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die getroffenen Annahmen zur H-Gas-Quellenverteilung aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 analog für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zu übernehmen. Damit ergibt sich für die Region West/Südwest und für die Region Süd/Südost ein Anteil von rund jeweils 50 % und für die Region Nordost 0%. Dies ist aus Sicht der Bundesnetzagentur vertretbar.

Die Bundesnetzagentur begrüßt die Ankündigung der Fernleitungsnetzbetreiber, Erläuterungen zur Vorgehensweise bei der Aufteilung gemäß H-Gas-Quellenverteilung in den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 aufzunehmen<sup>18</sup>.

## 4. Leistungsbilanzen

In Kapitel 9 des Szenariorahmens Gas 2022-2032 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, wie sie im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 die Leistungsbilanzen im L- und im H-Gas bis zum Jahr 2032 ermitteln und darstellen wollen. Diesbezüglich beabsichtigen sie die von ihnen vorgeschlagenen Vorgehensweisen für L-Gas gemäß Abschnitt 9.1.4 und für H-Gas wie in Abschnitt 9.2 skizziert umzusetzen. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht. Für einen besseren Vergleich der H- und L-Gas-Leistungsbilanzen ist ein einheitlicher Betrachtungszeitraum, also bezogen auf ein Kalender- oder Gaswirtschaftsjahr anzusetzen.

Gemäß Tenorziffer 5 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur weitere Angaben zu den Leistungen an den jeweiligen Netzkopplungspunkten in Bezug auf die im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 betrachteten Leistungsbilanzfälle der Basisvariante spätestens mit Vorlage des Entwurfs zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zu übermitteln. Für jede Modellierungsvariante erstellen die Fernleitungsnetzbetreiber jeweils eine Leistungsbilanz für L- und H-Gas, die eine Spitzenlastsituation abbildet. Zu diesem Zweck wird der Gesamtausspeisebedarf ermittelt, der durch korrespondierende Einspeisungen in das Netz zu decken ist. Für eine vollständig transparente und eindeutige Definition und auch Prüfung der jeweils konkreten Netznutzungssituation hält die Bundesnetzagentur es für erforderlich, die Parameter der Leistungsbilanzen für L-Gas und für H-Gas punktscharf anzugeben. Gegenstand dieser ergänzenden Angaben sollen die jeweilig unterstell-

---

<sup>18</sup> Szenariorahmen Gas 2022-2032, Kapitel 9.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung, S. 87.

ten Leistungen für jeden einzelnen GÜP, Marktgebietsaustauschpunkt (MAP), Verteilernetzbetreiber-Netzkopplungspunkt, Untergrundspeicher-Anschlusspunkt, Kraftwerksanschlusspunkt, Industrieanschlusspunkt, LNG-Anschlusspunkt, Produktionseinspeisepunkt, Biogaseinspeisepunkt sowie Wasserstoffeinspeisepunkt sein.

Erstmals haben die Fernleitungsnetzbetreiber die detaillierten Bilanzdaten mit Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 an die Bundesnetzagentur übermittelt. Die Bundesnetzagentur hatte ursprünglich gefordert, die Angaben zu den Leistungsbilanzen in die NEP-Gas-Datenbank aufzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten jedoch in der Anhörung zur beabsichtigten Entscheidung über den Szenariorahmen Gas 2018-2028 dargelegt, dass eine solche Veröffentlichung zeitnah nicht zu realisieren sei. Ferner sei sie im Hinblick auf die Wahrung von Geschäftsgeheimnissen Dritter auch nicht sinnvoll. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin von ihrer ursprünglichen Forderung abgesehen und die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2018-2028<sup>19</sup> dazu verpflichtet, ihr die Daten detailliert zur internen Verwendung bereitzustellen. Daran anknüpfend werden die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenorziffer 5 verpflichtet, der Bundesnetzagentur die detaillierten Angaben zu den Leistungen in Bezug auf die im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 betrachteten Bilanzdaten der Basisvariante spätestens mit Vorlage des Netzentwicklungsplan-Entwurfs zu übermitteln.

## 5. Eingangsgrößen in die Netzmodellierung

### 5.1 Integrierte Strom- und Gasnetzplanung

#### 5.1.1 Grundlegende Betrachtungen der Bundesnetzagentur zur integrierten Planung

Seit einiger Zeit fordern unterschiedliche Akteure des Energiemarktes eine sogenannte integrierte Netzplanung von Strom- und Gasnetz, wobei im Gasnetz die Planung des zukünftigen Wasserstoffnetzes eine immer größere Aufmerksamkeit erfährt. Das Thema Sektorenkopplung erfordere demnach eine gemeinsame Planung, mitunter auch noch gekoppelt mit der Wärmeversorgung, um die Integration von Strom und Gas als „hybrides technologieoffenes“ Energiesystem voranzubringen. Erdgas werde kurz bis mittelfristig als Teil der Lösung einer schnellen Dekarbonisierung der Energiewirtschaft gesehen. Langfristig ist auch die Ablösung des Energieträgers Erdgas für eine vollständige Dekarbonisierung erforderlich. Verschiedenste Gutachten haben dargelegt, dass Biomethan, aber vor allem Wasserstoff und auch synthetisches Methan einen Beitrag zu einer volkswirtschaftlich effizienten Dekarbonisierungsstrategie leisten können. Dabei unterscheiden sich die angenommenen Zeitpfade zum Teil deutlich.

In den meisten Fällen wird allerdings die praktische Umsetzung einer integrierten Netzplanung nicht näher erläutert. Eine integrierte Berechnung der Gas- und Stromnetze in einem gemeinsamen Simulationsprozess, der maßnahmenscharf den Ausbaubedarf der jeweiligen Infrastrukturen optimiert, wird inzwischen von Fachleuten nicht mehr ernsthaft in Betracht gezogen. Ob es ausreicht, lediglich die Eingangsdaten der Strom- und Gasnetzberechnung aufeinander abzustimmen, wie das im Grundsatz heute schon geschieht, ist damit noch nicht gesagt. Knackpunkt sind politische oder gesamtplanerische Grundsatzentscheidungen, in welchen Wirtschaftsbereichen welcher Energieträger im Rahmen der Dekarbonisierungsstrategie eingesetzt werden soll und

---

<sup>19</sup> Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2018-2028 vom 12. Dezember 2017.



ob sich dies allein nach ökonomischen Kriterien entwickeln oder auf einer bewussten politischen Entscheidung beruhen soll, die z.B. im Rahmen eines Klimaneutralitätsnetzes mit langfristigen Energieszenarien und klimapolitischen Zielen vorbereitet werden könnte.

Eine integrierte Netzberechnung wird im gegenwärtigen System der beiden Prozesse Szenariorahmen/Netzentwicklungsplan Strom und Gas nicht durchgeführt, da der Nutzen nicht gegeben ist und darüber hinaus die beiden Simulationsprozesse grundverschieden sind.

Die gemeinsamen Eingangsdaten der Netzentwicklungsprozesse Strom und Gas werden, sofern dies im Rahmen der unterschiedlichen Vorgehensweise nötig und sinnvoll ist, seit jeher aufeinander abgestimmt. Dies betrifft die Annahmen zu Erzeugern und Verbrauchern, die sowohl zum Strom- als auch im Gasnetz Zugang haben. D.h. Erdgas- und perspektivisch Wasserstoffkraftwerke sowie Elektrolyseure. Diese Abstimmung erfolgt sowohl innerhalb der Prozesse der Strom- bzw. Gasnetzentwicklung bei der Bundesnetzagentur als auch zwischen den zuständigen Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern.

Um den Abstimmungsprozess zu den gemeinsamen Eingangsdaten weiter zu optimieren, wurde im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens Gas auch eine zeitliche Harmonisierung der Netzentwicklungsprozesse sowie eine Vereinheitlichung der Planungshorizonte Strom und Gas angeregt. Hierzu wurde bereits ein Austausch zwischen den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern sowie der Bundesnetzagentur begonnen. Allerdings kann die zeitliche Harmonisierung alleine keinen deutlichen Mehrwert bieten, solange sich die Planungsgrundlage beider Prozesse unterscheidet. Die aktuell unterschiedlichen Planungshorizonte im Strom- und Gasbereich fußen zum einen auf den gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG, zum anderen sind diese vor dem Hintergrund der heutigen, unterschiedlichen Modellierungsmethoden sinnvoll gewählt. Die Bundesnetzagentur ist hier aber offen für weitere Diskussionen und regt diese auch mit Verweis auf Kapitel II.B.1.3 an.

Maßgebliche Eingangsgrößen, die in beiden Netzentwicklungsprozessen benötigt und integriert betrachtet werden, d.h. aufeinander abgestimmt und vereinheitlicht sind, sind u.a. folgende:

- In beiden Prozessen wird der Rückbau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten nach einer durchschnittlichen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer angenommen. Jenseits dessen werden konkrete Stilllegungsanzeigen, die der Bundesnetzagentur bekannt sind, vollumfassend berücksichtigt.
- Geplante Gaskraftwerksneubauten der Kraftwerksbetreiber werden in beiden Prozessen gemäß den Vorgaben des Szenariorahmens Gas berücksichtigt. Hierbei sind heute noch die Anschlussanträge der Kraftwerksbetreiber an das Fernleitungsnetz nach den §§ 38, 39 GasNZV ausschlaggebend.
- Bei den Fernleitungsnetzbetreibern und Gasverteilernetzbetreibern gemeldete Power-to-Gas-Anlagen werden anlagenscharf ermittelt und in beiden Prozessen berücksichtigt. Dabei wird derzeit auf die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase im Rahmen des Szenariorahmens Gas zurückgegriffen und auch die politischen Ziele werden berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur wartet mit Interesse darauf, ob der ihr gemäß § 28q Abs. 1 Satz 1 EnWG bis spätestens zum 1. September 2022 vorzulegende Bericht über den Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung der künftigen Netzplanung Wasserstoff darüberhinausgehende Ansätze enthält, welche die Bundesnetzagentur in ihre Empfehlungen nach § 28q Abs. 3 EnWG aufnehmen könnte.

Zukünftig ist es vorstellbar, gemeinsame Zielbilder eines Energiesystems für das Jahr 2045 zu beschreiben, die einen breiten gesellschaftspolitischen Konsens finden und sich zugleich aus fachlicher Sicht als mit ausreichender Wahrscheinlichkeit realisierbare Optionen darstellen lassen. Diese Zielbilder könnten die Entwicklung von in sich konsistenten Infrastrukturen für Wasserstoff, Erdgas und Strom unterstützen. Hierfür ist ebenso eine entsprechende Zusammenarbeit von Übertragungsnetzbetreibern bzw. Stromverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern bzw. Gasverteilernetzbetreibern notwendig. Unter Zugrundelegung eines oder mehrerer solcher „gemeinsamen Zielbilder“ und unter Voraussetzung entsprechender gesetzlicher Rahmenbedingungen könnten relevante Eingangsgrößen für die Einzelprozesse zur Bedarfsermittlung abgeleitet und die jeweiligen Infrastrukturplanungen individuell und effizient durchgeführt werden.

### 5.1.2 Studie zur netzoptimalen Allokation von Elektrolyseuren

Gemäß Tenorziffer 6 verpflichtet die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber, in einer vom Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 entkoppelten Studie die aus Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibersicht netzoptimalen Standorte von Elektrolyseuren deutschlandweit auszuweisen. Eine solche Studie ist nur zielführend, wenn Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber diese gemeinsam erstellen. Dementsprechend ist die Studie von den Fernleitungsnetzbetreibern in Zusammenarbeit und im Einvernehmen mit den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam durchzuführen. Die separate Studie ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Markt zu konsultieren. Die Konsultation der Studie kann, muss aber nicht, im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 erfolgen. Es ist ebenfalls eine separate, von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzte Konsultation, denkbar. In diesem Fall ist von den Fernleitungsnetzbetreibern dafür Sorge zu tragen, dass die Öffentlichkeit rechtzeitig über die geplante Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber in Kenntnis gesetzt wird. Die Studie ist, unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse, der Bundesnetzagentur in jedem Fall bis spätestens zum 1. September 2022 zur Verfügung zu stellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen in ihrer Stellungnahme auf den Bericht zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff (H<sub>2</sub>-Bericht) nach §28q EnWG, der ebenfalls bis spätestens zum 1. September 2022 vorzulegen ist und in dem Kriterien zu den Anforderungen einer zukünftigen Bestimmung von Standorten für Power-to-Gas-Anlagen enthalten sein sollen. Die Kriterien des H<sub>2</sub>-Berichts sollten daher mit denen aus der Studie übereinstimmen. Die gleichen Fristen für den H<sub>2</sub>-Bericht und die Studie stellen sicher, dass zum 1. September 2022 bereits mit dem Markt konsultierte Kriterien, sowie eine Umsetzung dieser in Form der Studie, vorliegen. Im Hinblick auf den geplanten Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist eine spätere Durchführung der Studie aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht zielführend.

Die Untersuchung soll ähnlich der Studie<sup>20</sup> „Quo vadis Elektrolyse?“, welche gesamtenergiesystemdienliche Power-to-Gas-Standorte in der Potentialregion nordwestliches Niedersachsen und Schleswig-Holstein identifiziert, für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die netzoptimalen Standorte sind dabei im Hinblick auf eine gemeinsame bzw. integrierte Betrachtung der Strom- und Gasnetze zu ermitteln, in der das Potential bei der Infrastrukturplanung mit Blick auf die Netzausbaukosten aufgezeigt werden soll. Dabei ist der Spagat zwischen stromnetzoptimierten Elektrolyseurstandorten (wo dann aber z.B. keine umzustellenden Erdgasleitun-

---

<sup>20</sup> Studie „Quo vadis Elektrolyse?“ [https://www.element-eins.eu/\\_Resources/Persis-tenant/ca8686dd02b383a73ff56cd160bdbb139dc846ed/Quo-Vadis-Elektrolyse\\_DIN-A4\\_quer\\_V8\\_download.pdf](https://www.element-eins.eu/_Resources/Persis-tenant/ca8686dd02b383a73ff56cd160bdbb139dc846ed/Quo-Vadis-Elektrolyse_DIN-A4_quer_V8_download.pdf)

gen vorhanden sind und ein Neubau von Wasserstoffleitungen erforderlich wäre) vs. bedarfsnahen Elektrolyseurstandorten (wo dann z.B. Stromnetzausbau erforderlich wäre) zu schaffen. Die zu entwickelnden Kriterien zur Ermittlung der netzoptimalen Elektrolyseurstandorte sind transparent und nachvollziehbar darzustellen.

Die Ausweisung von aus Netzsicht geeigneten Standorten soll in einem ersten Schritt das Potential einer integrierten Strom- und Gasnetzbetrachtung im Hinblick auf eine volkswirtschaftlich effiziente Infrastrukturplanung aufzeigen. Mit der Verpflichtung zu dieser Studie wird keine Aussage dazu getroffen, ob diese Standorte dann auch Gegenstand einer Modellierungsvorgabe werden. Es ist zudem noch offen, ob und wie die Allokation von Elektrolyseuren an aus Netzsicht optimalen Standorten regulatorisch angereizt und umgesetzt werden könnte und auch sollte. Die Allokation von Elektrolyseuren sollte weiterhin auf marktlichen Entscheidungen der Marktteilnehmer, hier der Elektrolyseurbetreiber beruhen.

Mit dieser Studie soll zunächst der Prozess angestoßen werden, netzoptimale Standorte zu bestimmen, die aus integrierter Planungssicht zu möglichst wenig Netzausbau führen und gleichzeitig das Angebot der Erneuerbaren Energien mit in die Betrachtung einbeziehen. Sie stellen somit Potentialstandorte dar. Die Ergebnisse der Studie sollen als Grundlage für weitere Diskussionen mit dem Markt dienen. Vor allem soll etwaigen neuen Marktakteuren, insbesondere Betreibern von Elektrolyseuren, mit der Bestimmung dieser Potentialstandorte transparent dargelegt werden, wo die Errichtung von Elektrolyseuren aus Netzsicht besonders vorteilhaft ist.

## 5.2 Grenzübergangspunkte

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern für die GÜP angesetzten Kapazitätswerte sind nicht zu beanstanden. Etwaiger Zusatzbedarf ergibt sich erst aus den Berechnungen zu den Leistungsbilanzen. Die Verteilung des etwaigen Zusatzbedarfs auf die GÜP erfolgt nach der H-Gas-Quellenverteilung. Es obliegt den Fernleitungsnetzbetreibern, die Kriterien für die Verteilung des Zusatzbedarfs auf die einzelnen GÜP genau zu erläutern. Aus Gründen der Transparenz sind diese Erwägungen umfangreich in die Darstellung der H-Gas-Quellenverteilung im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 aufzunehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben alle GÜP zu den Regionen West/Südwest, Süd/Südost und Nordost im Abschnitt 8.3 des Szenariorahmens Gas 2022-2032 zugeordnet und die GÜP identifiziert, die für eine potentielle Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung betrachtet werden. Dabei werden die folgenden GÜP in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 geprüft:

- Bocholtz-Vetschau
- Eynatten/Raeren/Lichtenbusch
- Medelsheim
- Wallbach
- Überackern
- Überackern 2
- Oberkappel

Hinsichtlich der genaueren Erläuterungen zu den Möglichkeiten dieser GÜP im Hinblick auf die H-Gas-Quellenverteilung wird auf Tabelle 26 im Abschnitt 8.3 des Szenariorahmens Gas 2022-2032 verwiesen.

Für die folgenden GÜP wird der Ansatz in der H-Gas-Quellenverteilung im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 geprüft:

- Bunde / Oude Statenzijl
- Vreden
- Elten/Zevenaar

Für diese GÜP liegen potenzielle Einspeiseleistungen nach Umstellung der L-Gas Infrastruktur auf H-Gas vor.

Verglichen mit dem Szenariorahmen Gas 2020-2030 wird der GÜP Waidhaus nicht mehr in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber begründen diese geänderte Vorgehensweise damit, dass eine Erhöhung der Import-Kapazitäten einen sofortigen Netzausbaubedarf des MEGAL-Transportsystems nach sich ziehen würde. Die Erläuterungen der Fernleitungsnetzbetreiber bzgl. der anzusetzenden GÜP in der H-Gas-Quellenverteilung sind aus Sicht der Bundesnetzagentur nachvollziehbar.

#### **5.2.1 Österreich: Grenzübergangspunkt Überackern 2**

Die Bundesnetzagentur bestätigt das beschriebene Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber, wonach der im koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP; hier KNEP 2020) dargestellte Zusatzbedarf an frei zuordenbarer Kapazität (Exit DE /Entry AT) am Grenzübergangspunkt Überackern 2 in Höhe von 2.500 MWh/h von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 nicht berücksichtigt wird. Die Bundesnetzagentur hat bereits in der Vergangenheit an verschiedener Stelle auf die grundsätzliche Anwendung des nachfrageinitiierten und marktbasieren sog. Incremental Capacity-Verfahrens zur Schaffung neuer Kapazitäten an Grenzübergangspunkten hingewiesen<sup>21</sup>, worauf sich auch die Fernleitungsnetzbetreiber hier beziehen. Demnach ist für zusätzliche Transportbedarfe an Grenzübergangspunkten, die über das Maß zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit hinausgehen, eine Anfrage der Transportkunden im Rahmen des Incremental Capacity-Verfahrens gemäß Art. 22 ff. NC CAM zu stellen. Mit Beginn des neuen Incremental Capacity-Zyklus 2021-2023 erging keine entsprechende Nachfrage (s. o.) aus dem Markt an die Fernleitungsnetzbetreiber. Dies ändert jedoch nichts an dem von den Fernleitungsnetzbetreibern beschriebenen, insoweit sachgerechten Vorgehen; vielmehr wird dieses vor dem Hintergrund der ausgebliebenen Marktnachfrage bestätigt.

#### **5.2.2 Dänemark: Grenzübergangspunkt Ellund**

Die Bundesnetzagentur bestätigt die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf den GÜP Ellund, wonach über ein Incremental Capacity-Verfahren hinaus keine Möglichkeit besteht, den vom dänischen Netzbetreiber Energinet.dk (ENDK) adressierten Bedarf an Einspeisekapazität (Dänemark nach Deutschland) in der Größenordnung zwischen 1,0 GW und 1,5 GW am GÜP Ellund als feste Einspeisekapazitäten in den Szenariorahmen Gas 2022-2032 aufzunehmen.

---

<sup>21</sup> Siehe u. a. Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2020-2030, S. 37 ff.

Hintergrund ist, dass es sich hierbei um eine Anfrage nach Einspeisekapazitäten in Richtung Deutschland handelt und es sich demzufolge nicht um eine Anfrage im Rahmen der Versorgungssicherheit in Dänemark handeln könne. Ferner erscheint es den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern als wahrscheinlich, dass die Gasflüsse zum Teil auch über bestehende Grenzübergangspunkte transportiert und importiert werden können. Zudem sei aufgrund der Ausführungen seitens ENDK nicht klar erkennbar, dass die zu erwartenden Gasflüsse den erforderlichen Grad an Verbindlichkeit aufweisen werden, um auch im Spitzenlastfall als sicher verfügbar zu gelten. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verweisen vor diesem Hintergrund daher zutreffenderweise auf den Incremental Capacity-Prozess, der als marktbasierter Verfahren zur Deckung kommerziell begründeter Kapazitätsbedarfe vorgesehen ist.

### 5.3 Gaskraftwerke

#### 5.3.1 Bestehende Gaskraftwerke

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen die Bestandsgaskraftwerke gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Dabei wird jeweils das aktuelle Kapazitätsprodukt fortgeschrieben. Bei Kraftwerken, die während des Betrachtungszeitraums eine Lebensdauer von 45 Jahren erreichen, wird ein baugleicher Ersatz angenommen, sofern diese Kraftwerke über eine Wärmeauskopplung verfügen (KWK-Anlagen). Dieses Vorgehen ist sachgerecht.

Für derzeit als systemrelevant ausgewiesene Gaskraftwerke gemäß § 13 b und 13 f EnWG nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber an, dass diese bis 2032 weiterbetrieben werden, es sei denn, diese sollen gemäß BNetzA-Kraftwerksliste zurückgebaut werden. Dies trifft jedoch auf keines der in Kapitel 3.2.1 des Szenariorahmens Gas 2022-2032 aufgelisteten Kraftwerke zu. Sofern diese Kraftwerke aktuell nicht über feste Kapazitäten verfügen, werden sie mit DZK in der Modellierung angesetzt.

Für das systemrelevante Kraftwerk Dampfkraftwerk Burghausen - O1 (BNA0172) wird jedoch eine feste, beschränkt zuordenbare Kapazität (BZK) angenommen. Nach der Festlegung KASPAR<sup>22</sup>, ist das Kapazitätsprodukt BZK spätestens für die Leistungszeiträume ab dem 1. Oktober 2021 auf DZK umzustellen. Aus diesem Grund werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Tenorziffer 7a verpflichtet, für das systemrelevante Kraftwerk Dampfkraftwerk Burghausen - O1 (BNA0172) in der Modellierung DZK anzusetzen.

Ergänzend zu den im Szenariorahmen Gas 2022-2032 in Kapitel 3.2.1 genannten systemrelevanten Gaskraftwerken kommen die Gaskraftwerke

Trianel Gaskraftwerk Hamm (BNA0411 und BNA0410),

Cuno Heizkraftwerk Herdecke (BNA0442),

Knapsack I (BNA0548a),

Gersteinwerk (BNA1046b und BNA1042),

Dormagen (BNA0199) und

HKW Barmen (BNA1082)

als neue systemrelevante Gaskraftwerke dazu. Die Systemrelevanzausweisung des HKW Barmen wurde mit Bescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13f Abs. 1 Satz 7 EnWG vom 02.12.2021 genehmigt.

---

<sup>22</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK7-GZ/2018/BK7-18-0052/BK7-18-0052\\_Beschluss\\_download\\_bf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2018/BK7-18-0052/BK7-18-0052_Beschluss_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=5)

Das Trianel Gaskraftwerk Hamm wird bereits mit FZK in der Modellierung angesetzt. Die beiden Kraftwerke Dormagen und HKW Barmen besitzen laut Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber einen Anschluss am Verteilernetz und werden daher über die internen Bestellungen der jeweiligen Verteilernetzbetreiber in der Modellierung berücksichtigt. Die Gaskraftwerke Cuno Heizkraftwerk Herdecke (BNA0442), Knapsack I (BNA0548a) und Gersteinwerk (BNA1046b und BNA1042) sind bisher mit unterbrechbaren Kapazitäten in der Modellierung angesetzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher entsprechend Tenorziffer 7b verpflichtet, die neuen systemrelevanten Gaskraftwerke Cuno Heizkraftwerk Herdecke (BNA0442), Knapsack I (BNA0548a) und Gersteinwerk (BNA1046b und BNA1042) mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) in der Modellierung zu berücksichtigen. Zudem sind die folgenden Kapazitätswerte anzusetzen: Cuno Heizkraftwerk Herdecke mit 1.025,8 MWh/h, Knapsack I mit 1.761 MWh/h und Gersteinwerk mit 791 MWh/h.

Auch für die neuen systemrelevanten Kraftwerke ist ein Rückbau gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur nicht vorgesehen, sodass ein Weiterbetrieb dieser Kraftwerke bis 2032 anzunehmen ist.

### 5.3.2 Gaskraftwerksneuplanungen

Das geplante Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Berücksichtigung von Neubauprojekten ist angemessen. Sie berücksichtigen die geplanten Kraftwerksprojekte in der Modellierung, für die ein Anschluss an das Fernleitungsnetz ersucht wird und für die Reservierungsanfragen gemäß § 38 GasNZV bzw. Kapazitätsausbaubegehren nach § 39 GasNZV gestellt wurden. Kraftwerksprojekte mit Anschluss an das Gasverteilernetz werden über die jeweilige interne Bestellung des Anschlussnetzbetreibers berücksichtigt.

Hierfür haben die Fernleitungsnetzbetreiber Kriterien und Stichtage definiert, um die Betrachtung auf Projekte zu beschränken, für die ein Planungsfortschritt und damit verbunden eine höhere Wahrscheinlichkeit der Realisierung besteht, beispielsweise ein Nachweis über die Zahlung der Planungspauschale gemäß § 38 Abs. 3 GasNZV bzw. der Abschluss des gemäß § 39 Abs. 2 GasNZV zu erarbeitenden Realisierungsfahrplan bereits erfolgt ist. Die Kriterien und Stichtage sind Gegenstand von Abschnitt 3.1 des Szenariorahmens Gas 2022-2032, auf den hier verwiesen wird. Die Bundesnetzagentur hat keine Anhaltspunkte dafür gefunden, dass die von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgestellten Kriterien tatsächlich im Einzelfall nicht erfüllt sind und dass sie auf verschiedene Kraftwerksprojekte diskriminierend angewendet wurden.

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern geplante Kapazitätsansatz für Kraftwerke ist nicht zu beanstanden. Auch die in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlichten Zuordnungspunkte für den Ansatz mit DZK sind sachgerecht gewählt. In verschiedenen Stellungnahmen wird dieses Vorgehen zwar kritisiert und die Modellierung mit FZK gefordert. Die Bundesnetzagentur erachtet die Modellierung mit DZK indes weiterhin als angemessen, insbesondere da zwischen der diskriminierungsfreien Anwendung des Kapazitätsproduktes DZK und dem konkreten standortabhängigen Zuordnungspunkt, mit dem modelliert wird, zu unterscheiden ist. Eine genaue Darstellung und Begründung der Position der Bundesnetzagentur findet sich auf den Seiten 42 bis 43 der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2020-2030.<sup>23</sup> Die Entscheidung des OLG Düsseldorf, mit der die Beschwerde gegen die Modellierung mit DZK für unbegründet erklärt wird, bekräftigt die Position der Bundesnetzagentur.<sup>24</sup>

<sup>23</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungSmart-Grid/Gas/NEP\\_Gas2020/Szenariorahmen2020/NEPGas\\_Szenario2020\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungSmart-Grid/Gas/NEP_Gas2020/Szenariorahmen2020/NEPGas_Szenario2020_node.html)

<sup>24</sup> OLG Düsseldorf Beschluss vom 24. März 2021, VI-3 Kart 2/20.

Zudem kann mit dem Ansatz von DZK unverhältnismäßiger Netzausbau vor dem Hintergrund des Klimaschutzgesetzes und der darin festgelegten Klimaschutzziele vermieden werden. So kann das Risiko sogenannter *stranded investments* und damit einhergehender versunkener Kosten minimiert werden.

Für einige Kraftwerksprojekte, die bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 berücksichtigt und mit DZK modelliert werden sollen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen Gas 2022-2032 bereits Zuordnungspunkte benannt. In diesen Fällen kann die Bundesnetzagentur keine nachhaltigen Wettbewerbsnachteile erkennen. Für die Kraftwerksprojekte, für die der Zuordnungspunkt durch die Fernleitungsnetzbetreiber erst im Rahmen der Modellierung festgelegt wird, legt die Bundesnetzagentur Folgendes fest: Für alle Kraftwerke ist ein Zuordnungspunkt zu wählen, der Zugang zu einem liquiden Handelsmarkt sowie ausreichend Kapazitäten gewährleistet.

Im Rahmen des Konsultationsworkshops zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 hat die Bundesnetzagentur eine transparentere Darstellung der Vorgehensweise zur Wahl der Zuordnungspunkte des DZK-Produkts für Kraftwerke gefordert und den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, genauer darzustellen, nach welchen Kriterien entschieden wird, ob ein Zuordnungspunkt ausreichend liquide ist und nach welchem Verfahren in der späteren Modellierung die Auswahl der jeweiligen Zuordnungspunkte bei den DZK-Kraftwerksprodukten erfolgen wird. Dazu haben die Fernleitungsnetzbetreiber in einem zusätzlichen Kapitel 10.8 Kriterien für die Einschätzung der Liquidität und die Auswahl von Zuordnungspunkten für Kraftwerke dargestellt. Die Bundesnetzagentur begrüßt die Erstellung dieses zusätzlichen Kapitels und damit den ersten Schritt einer transparenteren Darstellung der Vorgehensweise der Fernleitungsnetzbetreiber zur Wahl der Zuordnungspunkte des DZK-Produkts für Kraftwerke. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind somit den Forderungen der Bundesnetzagentur nachgekommen.

#### **5.4 Gasspeicher**

Die Auswahl der im Datenbankzyklus „2022 - SR“ enthaltenen Speicher, die als Eingangsgrößen für die Modellierung der Basisvariante betrachtet werden sollen, ist angemessen.

Neben den bestehenden Speichern ist im Konsultationsdokument eine Reservierungsanfrage des Untergrundspeichers Lesum für 342 MWh/h bzw. 74 MWh/h Ein- und Ausspeisekapazitäten nach § 38 GasNZV aufgeführt, die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Konsultationsdokumentes als noch nicht beschieden ausgewiesen wurde. Bei der Anfrage handelt es sich um eine Anpassung der Anschlusskapazität infolge der Speicherumstellung von niederkalorischem L-Gas auf hochkalorisches H-Gas, die zwischenzeitlich vom zuständigen Fernleitungsnetzbetreiber abschlägig beschieden wurde und dementsprechend nicht berücksichtigt wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen eine Speichererweiterung, für die eine Anfrage gemäß § 39 GasNZV gestellt wurde, bei der Erstellung des Plans zu berücksichtigen. Dies betrifft das bereits im Szenariorahmen Gas 2020-2030 berücksichtigte Ausbaubegehren des Speichers Nussdorf / Zagling (7F) in Höhe von 346 MWh/h (Entry) bzw. 230 MWh/h (Exit). Für das Ausbaubegehren wurde gemäß § 39 Abs. 2 GasNZV ein Realisierungsfahrplan zwischen dem Anschlusspetenten und der Beteiligten zu 1. stichtagskonform abgeschlossen. Das Ansetzen dieser Anfrage in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 ist daher sachgerecht.

Wie in bisherigen Planungsprozessen schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die gemäß § 39 GasNZV angefragte Leistung für die Speichererweiterungen vollständig mit temperaturabhängig festen Kapazitäten (TaK) zu modellieren.

Die im Datenbankzyklus hinterlegten Kapazitätsarten und -höhen für die Netzanschlusspunkte der Gasspeicher sind nicht zu beanstanden.

## 5.5 LNG-Anlagen

Gemäß Tenorziffer 8 verpflichtet die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber, in Bezug auf die im Szenariorahmen Gas 2022-2032 enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Anlagen im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 folgende Vorgaben umzusetzen.

Für das am Standort Brunsbüttel geplante Terminal liegen drei additive Anfragen vor. Der Antrag auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 GasNZV in Höhe von 8.700 MWh/h fand bereits in die Modellierung des Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 Eingang. Für diese Kapazität wurde ein Realisierungsfahrplan gemäß § 39 Abs. 2 GasNZV abgeschlossen. Der zweite Antrag auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 GasNZV für die geplante LNG-Anlage in Brunsbüttel über zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 1.975 MWh/h wurde bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 berücksichtigt. Der dritte Antrag auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 GasNZV in Höhe von 3.125 MWh/h ist ein zusätzliches LNG-Ausbaubegehren für den Standort Brunsbüttel. Da die Kriterien im Szenariorahmen Gas 2022-2032 zur Berücksichtigung von Kapazitätsausbauansprüchen nach § 39 GasNZV erfüllt sind, werden diese Kapazitäten in der Modellierung des Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 berücksichtigt.

Für das am Standort Stade geplante Terminal liegen ebenfalls drei additive Anfragen vor. Der Antrag auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 GasNZV in Höhe von 9.300 MWh/h fand bereits in die Modellierung des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 Eingang. Die beiden anderen Anträge auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 GasNZV in Höhe von 6.950 MWh/h und 5.450 MWh/h für die LNG-Anlage am Standort Stade wurden im November 2020 bzw. März 2021 geltend gemacht. Sie waren daher nicht – entgegen der Darstellung im Szenariorahmen Gas 2022-2032 – Bestandteil des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030. Die Kriterien im Szenariorahmen zur Berücksichtigung von Kapazitätsausbauansprüchen nach § 39 GasNZV sind dabei für beide Anträge erfüllt, weshalb die Kapazitäten in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 zu berücksichtigen sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher mit der Tenorziffer 8a verpflichtet, die Anträge auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 GasNZV in Höhe von 6.950 MWh/h und 5.450 MWh/h für die LNG-Anlage am Standort Stade im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 als neu eingereichte Ausbauanprüche gemäß § 39 GasNZV in der Modellierung anzusetzen.

Im Szenariorahmen Gas 2022-2032 geben die Fernleitungsnetzbetreiber an, den konkreten Modellierungsansatz für die LNG-Anlagen erst im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 darzustellen. Im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 wurde ein planerisch konkurrierender Ansatz für die Modellierung der LNG-Anlagen umgesetzt. Dabei werden die einzelnen LNG-Anlagen in Konkurrenz zu anderen Einspeisepunkten betrachtet. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass LNG im Gasmarkt mit Gas aus anderen Quellen konkurriert, abhängig davon, ob Pipeline-Gas und somit die Versorgung via GÜP oder der Bezug als LNG preisgünstiger ist. Das Vorgehen stellt sicher, dass für geplante LNG-Anlagen der notwendige Netzausbau ermittelt und durchgeführt wird und gleichzeitig im Sinne einer effizienten Netzentwicklungsplanung verhindert wird, dass die Infrastruktur für gleichzeitige Einspeisungen von Gas via GÜP und LNG-Anlage ertüchtigt wird, für die jedoch kein gleichzeitiger Absatzbedarf besteht. Mit dem für LNG-Anlagen gewählten planerisch konkurrierenden Ansatz soll somit überdimensionierter Netzausbau vermieden werden.

Dieses Vorgehen ist aus Sicht der Bundesnetzagentur im Sinne einer effizienten Netzplanung. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher entsprechend Tenorziffer 8b verpflichtet, die im Szenariorahmen Gas 2022-2032



enthaltenen Anfragen der LNG-Anlagen als planerisch konkurrierend in der Modellierung anzusetzen. Sie haben hierbei das Verlagerungspotential auszunutzen, die Konkurrenzonen und die enthaltenen, zu den jeweiligen LNG-Einspeisepunkten in Konkurrenz stehenden Grenzübergangs- und Speicheranschlusspunkte auszuweisen und im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 transparent darzustellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den aus dieser Betrachtung resultierenden Netzausbau so konkret wie möglich den jeweiligen Konkurrenzonen bzw. den LNG-Projekten zuzuordnen (vgl. auch Kapitel II.B.1.1).

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wird nicht über die Vermarktung der Kapazitäten entschieden. Gemäß § 13 Abs. 3 GasNZV erfolgt die Vergabe von Einspeisekapazitäten aus LNG-Anlagen in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen (*first come, first served*). Der in der Modellierung betrachtete Ansatz konkurrierender Planungskapazitäten ist daher nicht auf die anschließende Vermarktung übertragbar. Aufgrund der sich unterscheidenden Vergabemethoden der in der planerischen Konkurrenzzone enthaltenen Punkte kann es sich aus Sicht der Bundesnetzagentur allenfalls um eine Konkurrenz im ausschließlich planerischen Sinne handeln. Vermarktungsseitig kann die Kapazität nicht an beiden Punkten in Konkurrenz zueinander angeboten werden.

## 5.6 Wasserstoff und Grüne Gase

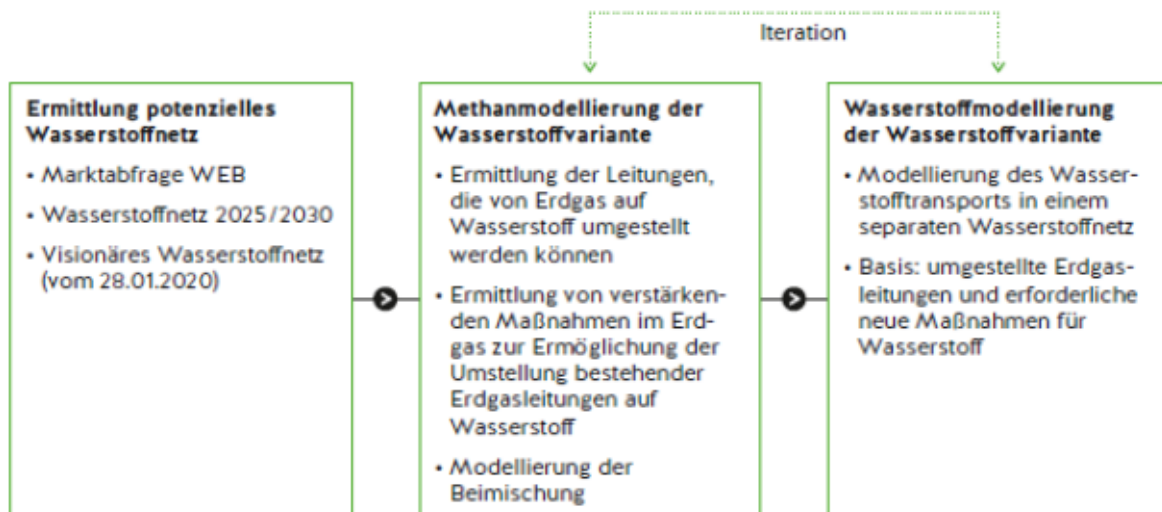
Die bereits im letzten Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 begonnene Planung zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur setzen die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Wasserstoffvariante im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 fort. Sie leisten damit einen wesentlichen Beitrag zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland, indem eine optimale Verbindung von Produktionsstätten von Wasserstoff und Grünen Gasen mit den heutigen und zukünftigen Verwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff sichergestellt wird. Die Nutzung von Wasserstoff und Grünen Gasen mit Hilfe der bestehenden Gasinfrastruktur ist für die Erreichung der Klimaschutzziele zudem ein wichtiger Bestandteil. Dafür ist die Umstellung bestehender Gasinfrastruktur auf Wasserstoff notwendig und zielführend. Mit der im Netzentwicklungsplan enthaltenen Wasserstoffvariante können Erdgasleitungen identifiziert werden, welche bereits jetzt auf Wasserstoff umgestellt werden können, wodurch ein wesentlicher Beitrag zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft geleistet werden kann. Die Bundesnetzagentur begrüßt daher ausdrücklich das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber, die Wasserstoffvariante erneut im Netzentwicklungsplan aufzunehmen.

Die für die Modellierung der Wasserstoffvariante notwendigen Eingangsparameter haben die Fernleitungsnetzbetreiber durch die erneute Abfrage WEB und Grüne Gase ermittelt. Diese im Rahmen der Abfrage gemeldeten Projekte erachtet die Bundesnetzagentur als wichtige Planungsgrundlage für die Modellierung der Wasserstoffvariante, weshalb die Durchführung der Abfrage WEB und Grüne Gase durch die Bundesnetzagentur begrüßt wird. Für die Berücksichtigung der Projekte für die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff und Grünen Gasen im Szenariorahmen 2022 und in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan haben die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Kriterien festgelegt (vgl. Kapitel II.B.5.6.2). Insbesondere durch die von den Projektträgern abzuschließende Absichtserklärung im Sinne eines *Memorandum of Understanding* (MoU) wird die Verbindlichkeit für die Umsetzung der Projekte erhöht. Dies begrüßt die Bundesnetzagentur.

### 5.6.1 Wasserstoffvariante und Modellierung

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Wasserstoffvariante teilt sich in zwei aufeinander aufbauende Modellierungen auf – die Methan- und die Wasserstoffmodellierung – und orientiert sich grundsätzlich an der im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 angewandten Methodik. In nachfolgender Abbildung der Fernleitungsnetzbetreiber wird die Vorgehensweise der Modellierung dargestellt, welche die Fernleitungsnetz-

betreiber im Szenariorahmen Gas 2022-2032 in Kapitel 7.1 nachvollziehbar beschreiben. Zunächst soll ein potentielles Wasserstoffnetz auf Basis der Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, dem Wasserstoffnetz 2025/2030 des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 und des vom Fernleitungsnetzbetreiber Gas am 28. Januar 2020 veröffentlichten visionären Wasserstoffnetzes ermittelt werden. Auf Basis dieser Informationen werden in der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante die Leitungen ermittelt, die von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können und darüber hinaus notwendige verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz zur Ermöglichung der Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff identifiziert. Daraufhin erfolgt innerhalb der Wasserstoffmodellierung die Modellierung des Wasserstofftransports in einem separaten Wasserstoffnetz aus den identifizierten umstellbaren Erdgasleitungen und den erforderlichen neuen Maßnahmen für Wasserstoff.



Quelle: Szenariorahmen Gas 2022-2032

Im Hinblick auf zusätzliche Wasserstoffbezugsquellen zur Schließung einer möglichen Bedarfslücke planen die Fernleitungsnetzbetreiber auch eine Quellenverteilung in der Wasserstoffvariante durchzuführen. Nach Auswertung der MoU und der Stellungnahmen zu zusätzlichen Wasserstoffimportkapazitäten und Speicherpotentialen, um die die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 gebeten hatten, sowie unter Berücksichtigung der inländischen Produktion von Wasserstoff durch Onshore-Windparks, deren EE-Förderung ausläuft, und der Elektrolyseleistung des Netzentwicklungsplans Strom erstellen die Fernleitungsnetzbetreiber dabei eine Wasserstoffquellenverteilung zur Deckung der Wasserstoffbilanz. Damit kommen die Fernleitungsnetzbetreiber der Forderung der Bundesregierung gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie nach, zusätzliche Potentiale für den nötigen Wasserstoffimport zu berücksichtigen.

Das geplante Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber zur Modellierung der aktuellen Wasserstoffvariante orientiert sich an der bewährten Vorgehensweise des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 und ist aus Sicht der Bundesnetzagentur daher sinnvoll und zielführend. Wie schon im Rahmen der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2020-2030 möchte die Bundesnetzagentur an dieser Stelle erneut auf einige Punkte aufmerksam machen, die bei der Modellierung und Darstellung der Wasserstoffvariante im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zu berücksichtigen sind.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 nachvollziehbar und transparent darzulegen, wie sie bei der Modellierung der Wasserstoffvariante vorgehen. Sie haben dabei zu erläutern, von welchen grundlegenden Annahmen sie ausgehen, also insbesondere auch, ob die Einspeisung von Wasserstoff oder Grünen Gasen als Beimischung in das Fernleitungsnetz (und hier ggf. ob L- oder H-Gas) vorgesehen ist oder der Transport von Wasserstoff in einer gesonderten Infrastruktur erfolgen soll.

Zudem ist konkret anzugeben, welche Projekte aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase berücksichtigt werden. Zur Nachvollziehbarkeit der Modellierung hat weiterhin eine Zuordnung der Projekte bzw. deren Entry-/Exit-Kapazitäten zu einem Fernleitungsnetzbetreiber zu erfolgen. Zudem muss erkennbar sein, ob bei der Modellierung Kapazitätsprodukte angesetzt werden; es ist zu begründen, warum auch ein künftiges Wasserstoffnetz über Kapazitätsprodukte geplant und vermarktet werden soll und gegebenenfalls welche Kapazitätsprodukte angesetzt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Modellierung der Wasserstoffvariante den aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase Projekten resultierenden Kapazitäts- und ggf. Ausbaubedarf sowie die möglicherweise erforderliche Ertüchtigung oder Umstellung von bestehender Gasinfrastruktur zu ermitteln und dabei eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Infrastrukturmaßnahmen zu den berücksichtigten Projekten vorzunehmen. Dabei muss insbesondere erkennbar sein, ob es sich bei den Entry-Kapazitäten um eine Beimischung von synthetischem Methan oder von Wasserstoff in das Erdgasversorgungsnetz handelt und ob eine etwaige Ertüchtigung der bestehenden Infrastruktur auf steigende Wasserstoffanteile vorgesehen ist. Davon zu unterscheiden ist ferner, ob die Einspeisung in eine Wasserstoffleitung geplant ist, die noch zu errichten ist oder in eine solche, die aus dem bestehenden Erdgasnetz ausgegliedert werden und allein dem Transport von Wasserstoff dienen soll.

Gemäß § 113b Satz 1 EnWG können die Fernleitungsnetzbetreiber Gasversorgungsleitungen kenntlich machen, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden können, sofern dargelegt wird, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann. Hierfür kann der Netzentwicklungsplan geringfügige Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes ausweisen, vgl. § 113b Satz 2 EnWG. Diese Maßnahmen sind originärer Gegenstand des Netzentwicklungsplans und von den Maßnahmen zur Umstellung auf Wasserstoff bzw. dem Bau reiner Wasserstoffleitungen zu unterscheiden, die nicht Gegenstand der Ausbauplanung des Fernleitungsnetzes sind.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 wurde die Grüngasvariante grundsätzlich in einem gemeinsamen Modell umgesetzt. Die Bundesnetzagentur begrüßt diesen Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber. Gerade mit Blick auf die Möglichkeit einer besseren Gesamtsystembetrachtung und Nachvollziehbarkeit werden darin deutliche Vorteile gesehen. Die Bundesnetzagentur empfiehlt und unterstützt daher die Modellierung der Wasserstoffvariante in einem gemeinsamen Modell.

Die Modellierung der zusätzlichen, separaten Wasserstoffvariante dient dazu, die aus den Projekten der Marktabfrage WEB und Grüne Gase resultierenden Netzausbaumaßnahmen und Umwidmungen zu identifizieren und die Höhe der Kosten zu ermitteln und zwar abgrenzbar von dem Ausbau, der aus der Berücksichtigung anderer Bedarfe, beispielsweise aus Anfragen gemäß §§ 38, 39 GasNZV und internen Bestellungen resultiert. Infolge der separaten Einbeziehung und Betrachtung von WEB und Grüne Gase Projekten können zudem rechtliche und speziell regulatorische Fragen, die im Zusammenhang mit ihrer Berücksichtigung stehen und

von dem Gesetzgeber in der jüngsten Novellierung des EnWG adressiert wurden, identifiziert und bedacht werden. Die Modellierung verschiedener Varianten ermöglicht es den Fernleitungsnetzbetreibern, wie in der Vergangenheit, die aus ihrer Sicht vorzugswürdige Modellierungsvariante ihrem Vorschlag konkreter Netzausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zugrunde zu legen und in der kommenden Netzentwicklungsplanung ohne Vorfestlegung zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Modellierung nach vorstehender Maßgabe ist seitens der Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere danach zu unterscheiden, ob der ermittelte, aus WEB und Grüne Gase Projekten resultierende Ausbaubedarf zu einer Umstellung von Teilen der Bestandsnetzinfrastruktur (Gasfernleitungsnetz) führt oder durch den Bau einer (reinen) Wasserstoffinfrastruktur erfüllt werden soll. Darüber hinaus werden bei der Modellierung die Ergebnisse des Aufrufes vom 5. Oktober 2021 der Fernleitungsnetzbetreiber an Betreiber von Leitungsnetzinfrastrukturen zur Bereitstellung von Informationen zu bestehenden und konkret geplanten Leitungssystemen zum Transport von Wasserstoff berücksichtigt. Sofern eine Umstellung vorgesehen ist, ist die betreffende Bestandsnetzinfrastruktur im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 als neue Wasserstoffleitung bzw. -infrastruktur anzuzeigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben darzulegen, dass die betreffende Bestandsnetzinfrastruktur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Gasnetzes nicht mehr erforderlich ist. Nur wenn das sichergestellt ist, kann die Bestandsnetzinfrastruktur zur Nutzung von Wasserstoff umgestellt werden.

Sofern der aus WEB und Grüne Gase Projekten resultierende Ausbaubedarf durch den Bau neuer, reiner Wasserstoffinfrastrukturen erfüllt werden soll, sind die betreffenden Projekte von den Fällen der Umstellung zu unterscheiden und ebenfalls im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 anzuzeigen. Die Anzeige erfolgt, um die gebotene Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zum Thema WEB und Grüne Gase zu gewährleisten. Weiterhin ersetzt die Anzeige keine entflechtungsrechtliche Prüfung zur Zulässigkeit der zugrundeliegenden Wasserstoff- und Grüngas-Projekte. Der Neubau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur ist nicht vom Rechtsrahmen des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG umfasst und damit nicht Gegenstand des verbindlichen Teils des Netzentwicklungsplans, da das Fernleitungsnetz gemäß § 3 Nr. 19 EnWG weiterhin auf den Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz beschränkt ist.

Diese im Grundsatz bekannten Ansätze der Bundesnetzagentur sind durch die jüngste Novellierung des EnWG (Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 17. Juli 2021) im Kern bestätigt worden. Im neu eingefügten Abschnitt 3b des EnWG ist ein eigener Regulierungsbereich von Wasserstoffnetzen erlassen worden. Die §§ 28j ff. EnWG setzen den zukünftigen Rechtsrahmen speziell für den regulatorischen Anwendungsbereich des Energieträgers Wasserstoff. Dabei geht es um Sachverhalte, in denen Wasserstoff nicht mehr allein dem in den Gasversorgungsnetzen transportierten Erdgas beigemischt wird, sondern das Medium eigener, technisch abgegrenzter Leitungen und einer eigenen Netzinfrastruktur wird. Die aktuell in Deutschland und Europa verfügbaren Wasserstoffnetze beschränken sich meist auf direkte Versorgungsleitungen zwischen Wasserstoffanbietern und belieferten Nachfragern.

Um den Aufbau einer weitergehenden Infrastruktur nicht durch vermeidbare rechtliche Unsicherheiten zu behindern, bedurfte es einer Einordnung dieser Sachverhalte in das bestehende Energiewirtschaftsrecht. Dies gilt insbesondere für die Fälle, in denen bestehende Erdgasleitungen umgerüstet und künftig für den Transport von Wasserstoff zur Verfügung stehen sollen. Dadurch soll ein zügiger Einstieg in eine Wasserstoffnetzinfrastruktur ermöglicht werden.

§ 28q EnWG sieht vor, dass der Bundesnetzagentur von den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstoffnetzbetreibern, die der Regulierung unterfallen, im Jahr 2022 *nach* der Vorlage des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 (aber spätestens zum 01. September) ein Bericht zum aktuellen Stand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035 vorgelegt wird. Damit wird bestätigt, dass vorerst noch der Gasnetzentwicklungsplan von einem späteren Wasserstoffnetzentwicklungsplan getrennt zu behandeln ist und noch keine verbindliche Wasserstoffnetzplanung durch die Fernleitungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur zu erfolgen hat.

Nach Abschluss der laufenden Beratungen über einen entsprechenden Ordnungsrahmen auf europäischer Ebene wird in einem späteren Schritt eine weitere Anpassung des regulatorischen Rechtsrahmens von Wasserstoffnetzen erfolgen. Ebenso wird die Frage, ob zukünftig eine gemeinsame Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff oder eine getrennte Planung vorgenommen wird, mit allen beteiligten Stakeholdern diskutiert. Die Bundesnetzagentur wird in ihren nach § 28q Abs. 3 vorgesehenen Empfehlungen zur rechtlichen Implementierung sowohl europarechtliche Entwicklungen als auch die Aussagen des Berichts der Netzbetreiber wie gesetzlich vorgesehen konstruktiv würdigen.

#### **5.6.2 Kriterien für die Berücksichtigung von Projekten der Marktabfrage WEB und Grüne Gase**

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden bereits in der letzten Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2020-2030 durch die Bundesnetzagentur verpflichtet, verbindliche Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Wasserstoff und Grüngas- und vergleichbaren Projekten in zukünftige Netzentwicklungsplanprozesse zu entwickeln und diese mit dem Markt zu konsultieren.<sup>25</sup>

Die Kriterien sollten eine diskriminierungsfreie Berücksichtigung von Anschlussbegehren gewährleisten und sich dabei nicht nur an der bereits bestehenden Praxis z.B. bei Kraftwerken, LNG-Anlagen und Speichern orientieren, sondern auch einen vergleichbaren Grad an Verbindlichkeit erlangen. Denn in diesem und in kommenden Netzentwicklungsplan-Zyklen muss insbesondere auch die konkrete Umsetzungsabsicht und -wahrscheinlichkeit einzelner WEB und Grüne Gase Projekte beurteilt und bei der Modellierung entsprechend berücksichtigt werden können. Diesen Vorgaben sind die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Veröffentlichung von Kriterien für Wasserstoff- und Grüngasprojekte im Szenariorahmen 2022-2032 nachgekommen.

Voraussetzung für die Berücksichtigung von Projekten bei der Modellierung der Wasserstoffvariante ist in einem ersten Schritt die Meldung von Projekten im Rahmen der zweiten Marktabfrage WEB und Grüne Gase (Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf) für Grüngasprojekte. Diese wurde im Zeitraum vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 zur Ermittlung von Wasserstofftransportbedarfen von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt, um den konkreten Kapazitätsbedarf für Wasserstoff bis zum Jahr 2032 und darüber hinaus zu ermitteln. Die für die Meldung nötigen Informationen zur Berücksichtigung eines Anschlusses an das Fernleitungsnetz müssen vollständig vorliegen und von den Fernleitungsnetzbetreibern plausibilisiert werden. Insgesamt sind 500 Kapazitätsbedarfsmeldungen bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangen.

In einem zweiten Schritt werden die Projektträger angehalten, die Absicht über die tatsächliche Umsetzung als Voraussetzung für die Berücksichtigung in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 nach-

---

<sup>25</sup> Siehe Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2020-2030, S. 54 f.

zuweisen. Die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichten den jeweiligen Projektträger insoweit, eine Absichtserklärung (im Sinne eines *Memorandum of Understanding*) mit dem für ihn zuständigen Fernleitungsnetzbetreiber abzuschließen, um in der Modellierung berücksichtigt zu werden. Gegenstand der Absichtserklärung sollen Vereinbarungen zur Festlegung des Realisierungszeitpunkts, der Kapazität und der Gasbeschaffheitsanforderungen, Einführung eines Steuerkonzepts zur Anpassung der zugehörigen Ein- und Ausspeiseleistungen sowie die Pflicht des Abschlusses eines Realisierungsfahrplans (inkl. Zahlung einer Planungspauschale) nach Klärung der regulatorischen Rahmenbedingungen, soweit dies für sämtliche Beteiligten wirtschaftlich zumutbar ist, sein.

Mit dem Abschluss von MoU zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Projektträger kommen die Fernleitungsnetzbetreiber der Forderung sowohl der Bundesnetzagentur als auch der Forderung aus verschiedenen Stellungnahmen zum Konsultationsdokument aus dem vergangenen Netzentwicklungsplanzyklus nach mehr Verbindlichkeit der Marktabfrage und Gleichbehandlung von Wasserstoffprojekten gegenüber Kraftwerken, LNG-Anlagen und Speichern nach. Gleichwohl handelt es sich bei einem MoU lediglich um eine rechtlich nicht bindende Vereinbarung und somit nur um eine Vorstufe zu einem rechtlich bindenden Vertrag. Die Bundesnetzagentur hält es nicht für ausgeschlossen, dass Projektträger von der Rücktrittsmöglichkeit des MoU Gebrauch machen und sich damit die für die Modellierung der Wasserstoffvariante notwendigen Parameter ändern können. Dennoch dürfte mit dem Abschluss der MoU zum aktuellen Zeitpunkt des Hochlaufes der Wasserstoffwirtschaft das praktisch vernünftige Maß an Verbindlichkeit, welches im Rahmen des Netzentwicklungsplans realistisch umsetzbar ist, erreicht sein. Das geplante Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber ist daher sinnvoll und zu begrüßen.

Von den eingegangenen 500 Projektmeldungen im Rahmen der Abfrage WEB und Grüne Gase haben die Vorhabenträger von mehr als 250 Projekten ein MoU mit den entsprechenden Fernleitungsnetzbetreibern abgeschlossen und damit eine konkrete Umsetzungsabsicht nachgewiesen.

Angesichts der oben genannten fehlenden Rechtsbindung an MoU weist die Bundesnetzagentur allerdings darauf hin, dass sie sich damit in anderen Planungsprozessen wie beispielsweise dem Stromnetzentwicklungsplan oder einem späteren verbindlichen Wasserstoffnetzentwicklungsplan nicht an die daraus jetzt abgeleiteten Bedarfe gebunden sieht. Die Bundesnetzagentur wird immer die zum jeweiligen Planungszeitpunkt bestmögliche Abschätzung realistischer Planungsgrundlagen und Erwartungen für den dann in Rede stehenden Planungshorizont zu Grunde legen.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern am 25. November 2021 veröffentlichte, überarbeitete Anlage 2 der „Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase“<sup>26</sup> enthält Informationen darüber, für welche Projekte ein MoU zwischen Projektträger und Fernleitungsnetzbetreiber abgeschlossen wurde. Ein Blick auf die in 2030 aufsummierte Elektrolyseleistung der Projekte mit abgeschlossenem MoU zeigt dabei, dass diese deutlich über den im Koalitionsvertrag anvisierten 10 GW<sup>27</sup> liegt.

---

<sup>26</sup> [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/2021\\_11\\_25\\_Uebersicht-Projektmeldungen-Marktabfrage-WEB-und-gruene-Gase-nach-MoU-Stand-01.10.2021.xlsx](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/2021_11_25_Uebersicht-Projektmeldungen-Marktabfrage-WEB-und-gruene-Gase-nach-MoU-Stand-01.10.2021.xlsx)

<sup>27</sup> Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen SPD, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und FDP, S. 60.

Vor dem Hintergrund, dass es sich bei den abgeschlossenen MoU lediglich um rechtlich nicht bindende Vereinbarungen handelt und im Hinblick auf eine entsprechend dem Zielwert von 10 GW Elektrolyseleistung zu erwartende, ausgerichtete Förderung für Elektrolyseure ist davon auszugehen, dass ein nicht unerheblicher Teil der Elektrolyse-Projekte mit abgeschlossenem MoU keine Förderung erhält und dementsprechend verzögert oder auch nicht realisiert wird. In Anbetracht des Zielwertes aus dem Koalitionsvertrag und der damit zu erwartenden Förderung solcher Projekte, sollten daher die im Koalitionsvertrag genannten 10 GW Elektrolyseleistung für 2030 als Richtwert für die Infrastrukturplanung dienen.

Um diese Zielvorgabe zu erreichen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Tenorziffer 9 verpflichtet, im Rahmen der Modellierung der Wasserstoffvariante, für alle Projekte aus Anlage 2, bei denen es sich um eine Wasserstoffeinspeisung mittels Elektrolyseur handelt, die für jedes Jahr geplanten Werte ab 2029 für die Elektrolyseleistung sowie die gekoppelte Wasserstoff-Einspeiseleistung und Wasserstoff-Einspeisemenge pro Jahr erst im jeweiligen Folgejahr anzusetzen. Dies bedeutet konkret, dass in der langfristigen Planung für das Modellierungsjahr 2032 die Werte aus dem Jahr 2031 zu berücksichtigen sind. Für das Modellierungsjahr 2027 resultieren dadurch keine Auswirkungen und alle zeitnah geplanten Projekte werden vollumfänglich berücksichtigt. Durch diese Anpassung sind die für die Modellierung der Wasserstoffvariante notwendigen Parameter konsistent zu dem Zielwert aus dem Koalitionsvertrag. Dadurch wird auch der bestehenden Unsicherheit zum Markthochlauf für Wasserstoff Rechnung getragen und die Umwidmungen von Erdgasleitungen auf Wasserstoff an das Tempo des Markthochlaufs angepasst. Wie bereits beschrieben stellen die Informationen aus den MoU zum aktuellen Zeitpunkt eine sehr wertvolle Datengrundlage dar, welche jedoch weiterhin mit Unsicherheiten behaftet ist. Diese Unsicherheiten werden für langfristig angelegte Projekte gesehen, wohingegen bei Projekten mit Umsetzungsbeginn bis 2029 ein höherer Konkretisierungsgrad angenommen wird. Zudem sind Projektverzögerungen von einem Jahr nicht ausgeschlossen, da mögliche neue Fördermechanismen erst umgesetzt werden und greifen müssen. Dieser Ansatz ermöglicht es, die nötigen technologischen Entwicklungen und den Aufbau von Produktionskapazitäten für Elektrolyseure in dem in den MoU abgeschlossenen Ausmaß, netzplanerisch im weiteren Verlauf zu berücksichtigen.

Es sei an dieser Stelle betont, dass mit Tenorziffer 9 erst die ab 2029 geplanten Werte der Elektrolyseprojekte mit einer Verschiebung von einem Jahr angesetzt und bis dahin keine Verzögerungen von Projekten erwartet werden, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft nicht zu verzögern. Die Projektträger werden ausdrücklich aufgefordert, ihre ursprüngliche Planung beizubehalten. Mit Tenorziffer 9 soll lediglich dem Umstand Rechnung getragen werden, dass aufgrund der noch bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Verbindlichkeit der Projekte davon ausgegangen werden muss, dass letztendlich nicht alle Projekte wie geplant realisiert werden und eine mit dem Zielwert des Koalitionsvertrages konsistente Infrastrukturplanung erfolgt. Im Rahmen der rollierenden Netzplanung werden die Entwicklungen zum Aufbau von Elektrolyseurkapazitäten an den tatsächlichen Markthochlauf angepasst und die dafür nötigen Umwidmungen von Erdgasleitungen konkretisiert.

## 5.7 Verteilernetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, den Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber gemäß der aus früheren Planungsprozessen bewährten Vorgehensweise in der Modellierung zu berücksichtigen.<sup>28</sup> Sie legen als Startwert die internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2022 zugrunde und betrachten dann die Werte entsprechend der plausibilisierten Langfristprognose gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung Gas

---

<sup>28</sup> Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2016.

(KoV) bis einschließlich 2027. Für den restlichen Zeitraum bis 2032 wird dieser Wert konstant und nicht weiter steigend fortgeschrieben. Diese Vorgehensweise ist für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 sachgerecht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber konstatieren zu Recht, dass der vorgeschlagenen Vorgehensweise der direkte Bezug zum Gasbedarfsszenario entbehre. Bei Betrachtung der Entwicklung der vergangenen Jahre, die Eingang in vergangene Netzentwicklungspläne fanden, lässt sich jedoch kein Rückgang, sondern vielmehr ein Anstieg der Kapazitätsbedarfe der Verteilernetzbetreiber erkennen. In den letzten Netzentwicklungsplänen lagen die prognostizierten Kapazitätsbedarfe der Verteilernetzbetreiber aus den Langfristprognosen zudem rückblickend sogar überwiegend noch unter den tatsächlichen Bedarfen der entsprechenden Jahre. Dies zeigt, dass die Verteilernetzbetreiber die Gasbedarfsentwicklungen in ihren eigenen Netzen durch die genaue Kenntnis von Neubauprojekten und größeren Bauvorhaben realitätsnäher prognostizieren können. Zwar ist nicht völlig auszuschließen, dass die prognostizierten Bedarfe der Verteilernetzbetreiber zukünftig teilweise auch über den tatsächlichen Bedarfen liegen können. Dennoch ist den VNB zuzugestehen, dass ein infolge von Gasbedarfsszenarienbetrachtungen reduzierter Entwicklungspfad sich gegenwärtig noch nicht hinreichend sicher quantifizieren lässt. Das mag sich in künftigen Planungsperioden ändern, wenn die verstärkten Maßnahmen für eine Klimaneutralität der Gesamtwirtschaft Auswirkungen auf die Gasnachfrage zu zeigen beginnen.

Die regional zum Teil steigenden Verteilernetzbedarfe können verschiedene Gründe haben. So besitzt der Energieträger Erdgas noch einen sehr hohen Stellenwert im Wärmesektor. In 2020 wurden z.B. fast 50 % des Wohnungsbestandes mit Erdgas beheizt und ca. ein Drittel aller Neubauwohnungen mit einem Erdgasanschluss ausgestattet (vgl. S. 46 im Szenariorahmen Gas 2022-2032). Auch kann das 2020 in Kraft getretene Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVVG) zu neuen Bedarfen führen, indem mit bisher Kohle befeuerte Kraftwerke und Industriekunden auf den Energieträger Erdgas umstellen.

Im Hinblick auf die Klimaschutzziele sind Erdgasanschlüsse neuer Haushalte bei den zugrundeliegenden langen Nutzungsdauern jedoch kritisch zu hinterfragen. Sollten sich in Zukunft klimafreundliche Alternativen zu den Erdgasanschlüssen im Wärmesektor durchsetzen, so würden sich diese Entwicklungen in den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber niederschlagen und die Klimaziele könnten in zukünftigen Netzentwicklungsplänen auch bei den Verteilernetzbedarfen stärker berücksichtigt werden. Im aktuellen Netzentwicklungsplan wird durch die bewährte Vorgehensweise, die Kapazitätsbedarfe ab dem sechsten Betrachtungsjahr konstant fortzuschreiben, bereits Abhilfe geschaffen. Zudem sollen weitere Maßnahmen zur Berücksichtigung der Klimaziele umgesetzt werden (vgl. Kapitel II.B.1).

Darüber hinaus soll im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 ausgewiesen werden, welche Mehrbedarfe sich bei den Verteilernetzbetreibern durch neue Erdgasanschlüsse ergeben, um in einem ersten Schritt eine Übersicht über den quantitativen Mehrbedarf zu erhalten. Mit den Ergebnissen der Auswertung behält sich die Bundesnetzagentur vor, bereits bei der Prüfung des in 2022 vorzulegenden Netzentwicklungsplans den dann gültigen Rechtsrahmen berücksichtigen zu können. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher gemäß Tenorziffer 10 verpflichtet, die Verteilernetzbetreiber anzugeben, bei denen für das Jahr 2027 nach deren plausibilisierten Langfristprognosen ein Mehrbedarf von mehr als 3% (Bagatellgrenze) im Vergleich zu den internen Bestellungen des Jahres 2022 ermittelt wurde. Für diese Verteilernetzbetreiber muss der konkrete Mehrbedarf insgesamt sowie der Anteil ausgewiesen werden, der auf den Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden entfällt. Sofern es sich bei den neuen Netzgebieten um Mischgebiete handelt, in denen Haushaltskunden zusammen mit Gewerbekunden und/oder Kraftwerken angeschlossen werden sollen, so ist in diesen Fällen nur der Anteil der Haushaltskunden anzuzeigen.



Die Einführung der 3% Bagatellgrenze im aktuellen Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 berücksichtigt die von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Stellungnahme vorgebrachten Bedenken hinsichtlich der zusätzlich durchzuführenden Abfrage bei den Verteilernetzbetreibern. Die Grenze ist so gewählt, dass relevante Mehrbedarfe noch erfasst werden und sich gleichzeitig der Aufwand für die Fernleitungsnetzbetreiber reduzieren lässt. Für zukünftige Netzentwicklungspläne sollten diese Informationen jedoch vollumfänglich, also von allen Verteilernetzbetreibern, transparent dargestellt werden. Dementsprechend regt die Bundesnetzagentur ein von Fern- und Verteilernetzbetreibern gemeinsam entwickeltes Konzept zum erweiterten Datenaustausch an, so dass die relevanten Informationen zukünftig Bestandteil des Prozesses zur Abfrage und Plausibilisierung der Langfristprognosen sind. Weiterhin sollten die Erkenntnisse des Konzeptes ebenfalls in die Kooperationsvereinbarung Gas überführt werden.

## 5.8 Industrie

Bestandskunden und auch Bedarfe nach zusätzlichen (neuen) Kapazitäten für Industriekunden werden von den Fernleitungsnetzbetreibern grundsätzlich mit dem Kapazitätsprodukt FZK in der Modellierung angesetzt. Dieser in der Vergangenheit praktizierte Modellierungsansatz ist aus Sicht der Bundesnetzagentur jedoch kritisch zu hinterfragen, da im Hinblick auf das Klimaschutzgesetz und den darin festgelegten Klimaschutzziele zusätzlicher Netzausbau in die Gasfernleitungsnetze vermieden werden sollte. Es ist daher zu diskutieren, ob der Ansatz des Kapazitätsproduktes FZK für Industriebedarfe auch zukünftig zielführend ist oder aber ein alternativer Ansatz, wie z.B. das Kapazitätsprodukt DZK, für Industriekunden sinnvoll sein kann. Derartige Überlegungen sind von den Fernleitungsnetzbetreibern in das Konzept zur angemessenen Berücksichtigung der gesetzlich verankerten Klimaziele (Kapitel II.B.1.3) aufzunehmen und anschließend mit dem Markt zu konsultieren. Im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 wird der grundlegende Ansatz des Kapazitätsproduktes FZK für Industriekunden noch nicht angepasst. Mit Verweis auf Kapitel II.B.1.1 wird die Bundesnetzagentur im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 vorgeschlagene Netzausbaumaßnahmen, welche maßgeblich durch Bedarfe nach zusätzlichen (neuen) Kapazitäten für Industriekunden bedingt sind, vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele bewerten. Ziel dieser Bewertung wird es sein, *stranded investments* in der Netzplanung zu vermeiden.

Auf Anregung der Bundesnetzagentur wurden im aktuellen Szenariorahmen Gas 2022-2032 von den Fernleitungsnetzbetreibern Kriterien für die Aufnahme von Zusatzbedarfen für Industriekunden vorgeschlagen, um deren Verbindlichkeit zu erhöhen. So wird nunmehr der 15. Juli als Stichtag festgelegt, bis zu dem die Bedarfsanmeldung bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegen muss.

Bis zum 31. August 2021 war eine Plausibilisierung des angefragten Zusatzbedarfs durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehen. Die Plausibilisierung erfolgte beispielsweise im Hinblick auf Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit der Anfrage, wie der Kapazitätshöhe, dem Zeitpunkt der ersten Gasabnahme, der Lage des Anschlusspunktes, der Kurzdarstellung des geplanten Projektes, dem aktuellen Stand im Genehmigungsverfahren. Die fristgemäß gemeldeten und plausibilisierten Zusatzbedarfe werden bei der Modellierung im Netzentwicklungsplan berücksichtigt.

Des Weiteren wird der resultierende Ausbaubedarf der auslösenden Bedarfsanmeldung zugeordnet, da die Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen unter die Bedingung gestellt wird, dass ein Realisierungsfahrplan abgeschlossen wird sowie eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt.

Die Bundesnetzagentur begrüßt die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Kriterien zur Erhöhung der Verbindlichkeit von Zusatzbedarfen von Industriekunden. Das geplante Vorgehen, die Umsetzung von Ausbaumaßnahmen an verbindliche vertragliche Regelungen mit dem Anschlusspetenten zu knüpfen, entspricht der gängigen Praxis sowohl im Strom- als auch im Gassektor, die eine hinreichende finanzielle und planerische Sicherheit zur Berücksichtigung von Zusatzbedarfen bietet und somit das Risiko versunkener Kosten minimiert.

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass weder die Plausibilisierung der Bedarfsanmeldung noch die Überprüfung ihrer Verbindlichkeit vor Umsetzung der resultierenden Maßnahmen durch die Fernleitungsnetzbetreiber die Prüfung der Erforderlichkeit bzw. Nachhaltigkeit der jeweiligen Maßnahme unter Abwägung der Ziele des § 1 EnWG ersetzt. Die präzise Zuordnung der Zusatzbedarfe zu den daraus resultierenden Maßnahmen, wie in Tenorziffer 1 beschrieben, ist daher auch bei den Industriebedarfen unerlässlich, um die Bundesnetzagentur in die Lage zu versetzen, die Genehmigungsfähigkeit der entsprechenden Ausbaumaßnahmen zu bewerten. Insoweit wird auf die Ausführungen unter Punkt II.B.1.1 verwiesen.

In der Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas sind die Kapazitätswerte der Industriekunden lediglich in aggregierter Form je Fernleitungsnetzbetreiber enthalten. Dies dient dem Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur zu Prüfzwecken – wie bereits in früheren Prozessen – auch eine detaillierte Auflistung der Netzanschlusspunkte zu Industriekunden zur Verfügung gestellt. Diese wurden durch die Bundesnetzagentur geprüft und plausibilisiert, der Ansatz ist daher sachgerecht.

## 6. Versorgungssicherheit

Gemäß § 15a Abs. 1 S 4 EnWG obliegt es den Fernleitungsnetzbetreibern, bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Gas auch Annahmen zu denkbaren Störungen der Versorgungssicherheit zugrunde zu legen. Die Fernleitungsnetzbetreiber führen in Kapitel 9 des Szenariorahmens Gas 2022-2032 aus, dass sie dieser Pflicht durch Betrachtung der zukünftig weiter reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit und weitere Konkretisierung der L-H-Gas-Umstellungsplanung im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 nachkommen wollen. Ebenfalls beabsichtigen sie, die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit zu untersuchen und in Zusammenhang mit der H-Gas-Bilanz darzustellen und zu erläutern. Mit Verweis auf die Risikobewertung gemäß Art. 7 VO (EU) 2017/1938 sowie der Erkenntnisse des Berichts zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Erdgasversorgung gemäß § 63 EnWG legen die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin dar, dass keine Notwendigkeit bestehe, im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 eine fiktive Versorgungssicherheitsstörung zu modellieren. Die Bundesnetzagentur kann dieser Argumentation folgen und erachtet die beabsichtigte Vorgehensweise als sachgerecht.

### 6.1 Entwicklung L-Gas-Versorgung

Im Hinblick auf die reduzierte Verfügbarkeit von L-Gas beschreiben die Fernleitungsnetzbetreiber die gegenwärtige Situation und skizzieren die Auswirkungen der zukünftig weiterhin reduzierten inländischen Produktion sowie der rückläufigen Exporte aus den Niederlanden auf die in Deutschland zur Verfügung stehenden Jahresmengen und Leistungen in Kapitel 9.1 des Szenariorahmens Gas 2022-2032. Die dargestellten Prämissen, anhand derer die L-Gas-Verfügbarkeit im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 bis 2032 betrachtet werden sollen, sind sachgerecht.

In der langfristigen Netzentwicklungsplanung auf kurzfristig eintretende Entwicklungen zu reagieren, ist nur bedingt möglich. Dennoch betont die Bundesnetzagentur erneut, dass die Fernleitungsnetzbetreiber stets zu prüfen haben, ob kurzfristige Optionen sowohl in den Niederlanden als auch in Deutschland netztechnisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind, um beispielsweise weitere Förderkürzungen abzufangen. Diesbezüglich ist insbesondere eine vorzeitige Umstellung von nachgelagerten Netzgebieten zu nennen. Dies kann Anpassungen der indikativen Umstellungszeitpunkte im Netzentwicklungsplan bzw. im zugehörigen Umsetzungsbericht zur Folge haben.

## 6.2 Umgang mit historischen Unterbrechungen

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, auf die in vergangenen Netzentwicklungsplänen durchgeführte Auswertung historischer Unterbrechungen in diesem Prozess zu verzichten. Sie begründen dies damit, dass sich insbesondere vor dem Hintergrund der VIP-Einführung und der anstehenden Marktgebietszusammenlegung aus einer Vergangenheitsbetrachtung heraus keine validen Schlussfolgerungen auf die Entwicklungen zukünftiger Unterbrechungen und auf möglichen Netzausbau ziehen lassen.

Diese Argumentation ist vor den genannten Hintergründen nachvollziehbar. Es ist daher sachgerecht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 auf eine Auswertung der historischen Unterbrechungen verzichten. Die Bundesnetzagentur weist jedoch darauf hin, dass dies nicht gleichbedeutend mit einer Absage an die Erforderlichkeit einer solchen Analyse hinsichtlich aller folgenden Prozesse der Netzentwicklungsplanung Gas zu verstehen ist. Vielmehr kann es sich durch eine abweichende Bewertung der eingangs genannten Argumentation anbieten, die Analysen wieder in den Planungsprozess aufzunehmen. Hierzu kann dann zu einem späteren Zeitpunkt ggf. auch auf die in den bisherigen Prozessen ermittelte und bewährte Methodik zurückgegriffen werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass sie im Einklang mit den Verordnungen (EG) Nr. 715/2009<sup>29</sup> sowie (EU) Nr. 1227/2011<sup>30</sup> (REMIT) geplante und ungeplante Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten auf ihren Internetauftritten sowie auf der ENTSO-G-Transparenzplattform veröffentlichen. Ein Verzicht auf die Analyse der historischen Unterbrechungen im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 bedeutet somit keine Nichtverfügbarkeit der Informationen und steht auch nicht im Widerspruch zu den genannten Verordnungen.

## 7. Marktgebietszusammenlegung

Die Zusammenlegung der deutschen Marktgebiete ist durch § 21 GasNZV vorgegeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben spätestens ab 01. April 2022 aus den bestehenden zwei Marktgebieten ein gemeinsames Marktgebiet zu bilden. Im Hinblick auf operative Vorteile wurde das gemeinsame Marktgebiet mit dem Beginn des Geschäftsjahres 2021/22 zum 01. Oktober 2021 gestartet.

---

<sup>29</sup> Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, vom 13. Juli 2009, über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, Abl. der EU, vom 14. August 2009, L 211/36.

<sup>30</sup> Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, Abl. der EU, vom 08. Dezember 2011, L 326/1.

Die Marktgebietszusammenlegung hat Auswirkungen auf Art und Höhe der Kapazitäten, die im neuen deutschlandweiten Marktgebiet über die bestehende physische Netzinfrastruktur dargestellt und abgesichert werden kann. Insbesondere aufgrund der geringen Austauschleistung zwischen den beiden bisherigen Marktgebieten sind zukünftig Engpässe zu erwarten, die das Maß an festen Kapazitäten limitieren. Es ist nicht ohne weiteres möglich, die festen Kapazitäten der bisherigen beiden auf das gesamtdeutsche Marktgebiet zu übertragen.

Aus diesem Grund haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Prozesses zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ein neues Kapazitätsmodell, die *NewCap*-Systematik, entwickelt. In dem Modell werden auf Basis historischer Flussdaten und Informationen zu geplanten Netz- und Kapazitätsentwicklungen eine große Anzahl unterschiedlicher Netznutzungsfälle betrachtet, ohne dabei die netztechnischen Gegebenheiten der Einzelnetze außer Acht zu lassen. Diesen wird durch fernleitungsnetzbetreibereigene, strömungsmechanische Simulationen pro Netzbereich Rechnung getragen. Daran anknüpfend werden in einem Bilanzierungsmodell / Knoten-Kanten-Modell ggf. iterierend zu den Einzelnetzrechnungen zahlreiche marktgebietsweite Lastfälle simuliert. In den Knoten des Modells werden Netzbereiche zu großen Entry- und Exitbereichen aggregiert, innerhalb derer Engpassfreiheit im Rahmen der individuell ermittelten und validierten Kapazitäten der Fernleitungsnetzbetreiber pro Netzgebiet besteht. Kanten stehen für die Verbindungen zwischen den Knoten und beschreiben die Transportfähigkeiten bzw. -restriktionen zwischen den aggregierten Entry- und Exitbereichen. Im Knoten-Kanten-Modell erfolgt eine auf Lastszenarien basierende Engpassprüfung auf Basis historischer Netznutzungsfälle unter Annahme einer möglichen, zukünftigen Marktverschiebung von bis zu 10 %. Damit soll die Bandbreite eines realistischen Nutzungsverhaltens abgedeckt werden. Anhand der zahlreichen betrachteten Szenarien wird sowohl möglicherweise erhöhten Transitbedarfen wie auch Veränderungen hinsichtlich der saldierten Mengen aus unterschiedlichen Importquellen Rechnung getragen.

Für die im Knoten-Kanten-Modell im gemeinsamen Marktgebiet identifizierten Engpässe wird dann analysiert, ob sie effizienter durch Investitionen in die Netzinfrastruktur oder durch den Einsatz marktbasierter Instrumente (MBI) zu beheben sind. Dabei werden die MBI *Wheeling*, Drittnetznutzung sowie börsenbasiertes *Spreadprodukt* betrachtet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, das im Rahmen des Prozesses zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 entwickelte, neue Kapazitätsmodell, die *NewCap*-Systematik, ebenso im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 anzuwenden. Es wird dazu im Rahmen der Modellierung eine Bewertung stattfinden, ob der Einsatz von MBI oder ein Ausbau des Netzes im gemeinsamen Marktgebiet vorteilhaft ist.

Die Bundesnetzagentur erachtet dieses Vorgehen als sachgerecht, weist aber erneut auf die folgenden zu beachtenden Punkte hin.

Die betrachteten Lastsituationen und zugrundeliegende Annahmen sind detailliert zu beschreiben. Im Falle von auftretenden Engpässen ist nachvollziehbar zu ermitteln und zu begründen, ob und weshalb zu deren Behebung der Einsatz der MBI (*Wheeling*, Drittnetznutzung und börsenbasiertes *Spreadprodukt*) gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzuzugswürdig ist. Sollte der Einsatz von MBI netztechnisch effizienter und preisgünstiger sein, um die betrachtete Transportaufgabe zu lösen, so sind die dafür voraussichtlich entstehenden Kosten einschließlich einer transparenten und nachvollziehbaren Begründung ihrer Höhe informatorisch im Netzentwicklungsplan anzuzeigen. Sofern die Prüfung indes ergibt, dass ein Netzausbau gegenüber dem Einsatz der MBI vorzuzugswürdig ist, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die zur Engpassbehebung erforderlichen Netzaus-

baumaßnahmen zu ermitteln und mit den wesentlichen technischen Spezifika, möglichen Inbetriebnahmedaten, voraussichtlichen Investitionskosten sowie ihren Auswirkungen auf andere Netzbereiche darzustellen, so dass sie für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar sind.

Neben der marktgebietsweiten Betrachtung mittels des *NewCap*-Modells erfolgt die Ermittlung der in den jeweiligen Einzelnetzbereichen notwendigen Ausbaumaßnahmen resultierend aus den Planungskapazitäten des Datenbankzyklus „2022 – SR“. Soweit möglich, sind die Auswirkungen dieser Maßnahmen, bspw. auf die dadurch resultierende Erhöhung einzelner MAP-Kapazitäten oder hinsichtlich Kapazitätssteigerungen in einzelnen Netzbereichen, ebenfalls nachvollziehbar darzulegen.

Es ist der Bundesnetzagentur wichtig, an dieser Stelle erneut zu betonen, dass über die regulatorisch und rechtlich angemessene Ausgestaltung der Instrumente und eine mögliche Kostenanerkennung nicht im Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas entschieden werden kann. Die Instrumente sind in diesem Kontext lediglich als Garant für die Netznutzungsfälle, die nicht durch die bestehende Infrastruktur gelöst werden können, zu verstehen. Die Bestätigungsentscheidung der Bundesnetzagentur über den Szenariorahmen betrifft nur die Angemessenheit der Annahmen und den Modellierungsansatz für den daraus resultierenden Netzentwicklungsplan. Über den vorzulegenden Entwurf des Netzentwicklungsplans kann verfahrensmäßig im Rahmen des Änderungsverlangens nur über Maßnahmen eines Ausbauvorschlags, wie er Ergebnis einer Modellierungsvariante sein soll, entschieden werden. Aussagen oder Genehmigungen hinsichtlich der Anerkennung von Kosten, eventuell zu beschaffender MBI, sowie deren Einsatz können daher im Änderungsverlangen nicht getroffen werden.

Die Bundesnetzagentur betont an dieser Stelle erneut, dass mit der Bestätigung des Szenariorahmens nicht vorgegeben wird, ob die in der zugrundeliegenden Modellierung berücksichtigten Kapazitäten und Kapazitätsprodukte später auch so in der Vermarktung angeboten werden. Sie entscheidet lediglich darüber, welche Kapazitäten die Fernleitungsnetzbetreiber an einem Netzknotenpunkt planungskapazitativ in der Modellierung anzusetzen haben. Es erscheint dennoch sinnvoll, dass planungskapazitative Annahmen im Prozess der Netzentwicklungsplanung und zu vermarktende Kapazitäten weitgehend übereinstimmen. Vor diesem Hintergrund strebt die Bundesnetzagentur an, dass die Planungskapazitäten für den Netzentwicklungsplan, die Gegenstand des Szenariorahmens sind und die Kapazitäten, die Gegenstand des Überbuchungssystems im Rahmen des Verfahrens *KAP+* sind, im Einklang stehen.

§ 17 GasNZV verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, den langfristigen Kapazitätsbedarf im Verfahren der Netzentwicklungsplanung gemäß § 15a EnWG in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu ermitteln. Sie haben hierbei auch vorliegende Erkenntnisse über den Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt, zu berücksichtigen, vgl. § 17 S.1 Nr. 8 GasNZV.

Die Bundesnetzagentur hatte die Fernleitungsnetzbetreiber im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 aufgefordert, die Diskussion über den langfristigen Kapazitätsbedarf weiterzuführen. Das Ziel dieses Prozesses ist es, einen mit dem Markt abgestimmten und hinreichend nachvollziehbaren Kapazitätsbedarf in einem deutschlandweiten Marktgebiet spätestens im Szenariorahmen Gas 2024-2034 festzulegen. Vor diesem Hintergrund wird begrüßt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Konsultation Meinungen zu möglichen Indikatoren des langfristigen Kapazitätsbedarfs eingeholt haben. Die Bundesnetzagentur stellt jedoch fest, dass die Fernleitungsnetzbetreiber der Aufforderung zur Ausarbeitung möglicher Indikatoren zur Bestimmung der Höhe des langfristigen Kapazitätsbedarfs bislang nur sehr bedingt nachgekommen sind. Auch im vorgelegten Szenariorahmen Gas 2022-2032 fehlt es an einer entsprechenden Diskussion und Vorschlägen

für eine mögliche Herleitung der Indikatoren. Soll das formulierte Ziel - einen mit dem Markt abgestimmten und hinreichend nachvollziehbaren Kapazitätsbedarf in einem deutschlandweiten Marktgebiet, an dem sich das ausreichende Maß an Kapazität orientieren soll, spätestens im Szenariorahmen Gas 2024–2034 festzulegen – erreicht werden, ist eine Diskussion über die Indikatoren im kommenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu führen. Ziel des Prozesses soll es bleiben, mit der Anwendung der Indikatoren den punktscharfen langfristigen Kapazitätsbedarf zu ermitteln. Im Vergleich zur bisherigen Praxis sollte sich hierdurch eine höhere Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Bedarfsermittlung für alle Marktteilnehmer ergeben.

Es sei an dieser Stelle auch darauf hingewiesen, dass die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nicht nur im Hinblick auf die durch die Marktgebietszusammenlegung entstehende Reduktion der frei zuordenbaren Einspeisekapazitäten relevant ist. Vielmehr muss sich die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs auch auf Ausspeisepunkte erstrecken, da sich hier aus veränderten Bedarfen gleichermaßen ein Netzausbau oder eine Notwendigkeit von MBI ergeben kann. Es ist zudem denkbar, dass nicht nur die aus der Marktgebietszusammenlegung entstehenden Kapazitätsengpässe durch MBI aufgelöst werden, sondern auch andere durch veränderte Bedarfe entstehende Engpässe (vgl. Kapitel II.B.1.2).

## 8. Zusätzliche Modellierung: Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

Mit Tenorziffer 11 wird den Fernleitungsnetzbetreibern freigestellt, im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 erneut eine Auslegungsvariante für Baden-Württemberg entsprechend den Ausführungen in Kapitel 10.5 des vorgelegten Szenariorahmens<sup>31</sup> zu modellieren. Sofern sie die optionale Auslegungsvariante modellieren, werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Erforderlichkeit dieser Modellierungsvariante und des daraus resultierenden Netzausbaus eingehend zu begründen.

Die Modellierungsvariante ist eine gesonderte Betrachtung der Situation in Baden-Württemberg. Sie unterscheidet sich insofern von der Basisvariante, als dass die vollständige Abbildung der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber in die Modellierung der Beteiligten zu 15) einfließt. Dementsprechend wird in der Auslegungsvariante auch nur das Modellierungsjahr 2032 betrachtet, da in der Basisvariante ebenfalls die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber bis 2027 berücksichtigt werden und erst danach eine konstante Fortschreibung erfolgt. Mit der Auslegungsvariante wird somit dem Zusatzbedarf Rechnung getragen, der aus der vollständigen Abbildung der Langfristprognose der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber der Beteiligten zu 15) resultiert. Ziel der Auslegungsvariante ist es, zu identifizieren, ob eine Anpassung der Dimensionierung von aus der Basisvariante ermittelten Netzausbaumaßnahmen sinnvoll sein kann, um vorausschauend bereits die langfristig höheren Bedarfe der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber der Beteiligten zu 15) zu berücksichtigen. Die Bewertung von Maßnahmen aus der Auslegungsvariante und die daraus resultierenden Mehrkosten sind somit eng mit der Eintrittswahrscheinlichkeit eines langfristig höheren Bedarfs verbunden.

Begründet wird die gesonderte Betrachtung dieser Modellierungsvariante durch das Zusammenspiel aus zukünftig steigendem Kapazitätsbedarf in nachgelagerten Netzen sowie der hohen Auslastung im Hochdrucknetz

---

<sup>31</sup> Szenariorahmen Gas 2022–2032, S. 95f.

der Beteiligten zu 15). Weiter wird die Notwendigkeit der Auslegungsvariante im Dokument zum Szenariorahmen mit den in der Vergangenheit verzeichneten, signifikanten Bedarfszuwächsen nachgelagerter Verteilernetze konkretisiert. Von der Erwartung über die weitere Verdichtung von Neuanschlüssen im Wärmemarkt wird auf die Annahme geschlossen, dass der Anstieg an jährlich neuen Bedarfszuwächsen anhält.

Wie im Kapitel II .B .1 dargelegt, ist die Netzentwicklungsplanung in Einklang mit den Zielen des Klimaschutzgesetzes und § 1 EnWG zu bringen. Als wesentlicher Bestandteil der Netzentwicklungsplanung gilt dies insbesondere für die nach § 15a S. 4 EnWG zu treffenden Annahmen über den Verbrauch von Erdgas. Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass durch eine aus der Vergangenheitsbetrachtung gewonnene Erwartung über die Bedarfsentwicklung und Fortschreibung in die Zukunft die vorgenannten Anforderungen nicht erfüllt werden. Dies gilt insbesondere für die Annahmen zum Gasbedarf im Wärmemarkt. Wenngleich durch die angestrebte Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 der Erdgasverbrauch nahezu vollständig zurückzufahren ist, sind mittelfristig steigende Erdgasverbräuche dennoch nicht auszuschließen. Mit dem Ausstieg aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle hat der Energieträger Erdgas als Brückentechnologie zudem an Bedeutung in der Stromerzeugung gewonnen. Dennoch gehen aktuelle Gasbedarfsszenarien spätestens ab Beginn der 2030er Jahre von einem sinkenden Bedarf aus<sup>32</sup>. Insbesondere weiter in der Zukunft liegende Planungsprämissen sind daher hinsichtlich ihrer Kompatibilität mit den Klimaschutzbestrebungen sowie hinsichtlich des mit dem Klimaschutz verbundenen Umbruchs besonders kritisch zu prüfen, um die Risiken von *stranded investments* zu vermeiden. Aus diesen Gründen ist die Notwendigkeit einer zusätzlichen Modellierungsvariante für Baden-Württemberg für die Bundesnetzagentur kritisch zu hinterfragen.

Im Hinblick auf die zu erwartenden Anpassungen im Rahmen der Umsetzung der Klimaschutzziele wird die Modellierung der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg für optional erklärt. Die Bundesnetzagentur legt Wert darauf, dass es sich für den Fall, dass von der eröffneten Option Gebrauch gemacht wird, bei der Modellierung um eine gemeinsame Modellierung aller Fernleitungsnetzbetreiber handelt und nicht um eine Teilnetzmodellierung eines oder mehrerer süddeutscher Fernleitungsnetzbetreiber. Im Sinne einer Gleichbehandlung aller Netzbetreiber müssen die Fernleitungsnetzbetreiber, sofern sie zu der Ansicht gelangen, dass eine gesonderte Modellierungsvariante für Baden-Württemberg notwendig und entsprechender Netzausbau angemessen sei, die diesbezüglichen Erwägungen (insbesondere zu etwaigen Engpässen bzw. Mehrkosten durch nachträgliche Anpassung der Maßnahmendimensionierung) nachvollziehbar erläutern. Insbesondere haben die Verteilernetzbetreiber bei dieser Variante größte Sorgfalt darauf zu legen, die zugrundliegenden Bedarfsanmeldungen im Detail und äußerst präzise darzulegen und die aus den jeweiligen Bedarfen resultierenden Ausbaumaßnahmen mit besonderer Sorgfalt zuzuordnen und kenntlich zu machen. Aus der reinen Umsetzung der Modellierungsvariante kann sich jedenfalls kein Anspruch auf Berücksichtigung in der Bestätigung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 ableiten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 als Folge der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg vier GDRM-Anlagen (ID-Nr. 616-01, ID-Nr. 618-01, ID-Nr. 620-01, ID-Nr. 624-01) mit entsprechender Dimensionierungsanpassung und insgesamt 6 Mio. an Mehrkosten in den Netzausbauvorschlag aufgenommen, da die Umsetzung dieser Maßnahmen zeitnah erforderlich waren und eine erneute Bewertung in diesem Zyklus zu Verzögerungen und damit zu Engpässen oder die nachträgliche Anpassung der Dimensionierung zu bedeutend höheren Kosten geführt hätte. Die Bundesnetzagentur stellt

---

<sup>32</sup> Vgl. S. 52, Abbildung 12 im Szenariorahmen Gas 2022-2032.

klar, dass der aus dem verbindlichen Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 resultierende und bereits in Umsetzung befindliche Netzausbau von der oben genannten Vorgabe unberührt bleibt.

## 9. Zusätzliche Modellierung: Kohleausstiegsvariante

Im Jahr 2020 wurde das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, KVBG) beschlossen. Mit dem Gesetz wurden die energiepolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kohlekommission) umgesetzt, die Kohleverstromung in Deutschland schrittweise zu verringern und bis spätestens Ende 2038 vollständig zu beenden.

Gemäß des § 54 KVBG ergibt sich die Aufgabe für die Bundesregierung, die Auswirkungen der Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung unter anderem auf die Anzahl und die installierte Leistung der von Kohle auf Gas umgerüsteten Anlagen zu überprüfen.

Nach § 54 Abs. 4 KVBG soll für die Überprüfung durch die Bundesnetzagentur ermittelt werden, ob die vorhandenen Gasversorgungsnetze ausreichend sind, um Stein- und Braunkohleanlagen eine Umrüstung auf den Energieträger Gas zu ermöglichen. Weiterhin werden die Fernleitungsnetzbetreiber nach § 54 Abs. 4 KVBG verpflichtet, im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 eine entsprechende Netzmodellierung anhand von Kriterien, welche die Bundesnetzagentur festlegt, durchzuführen.

Die Gespräche zwischen der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern für die Kriterienentwicklung und die Ausgestaltung der Kohleausstiegsvariante wurden bis zum Ende der Konsultation des Szenariorahmens finalisiert. Die Kohleausstiegsvariante wird in Abstimmung mit den Fernleitungsnetzbetreibern außerhalb des Netzentwicklungsplans Gas behandelt. Die Gesamtergebnisse sind der Bundesnetzagentur bis spätestens 01. April 2022 von den Fernleitungsnetzbetreibern vorzulegen. Die Veröffentlichung der Ergebnisse der Kohleausstiegsvariante obliegt dabei dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.



## **C Hinweise zu den Gebühren**

Hinsichtlich der Gebühren ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

### III **Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diese Entscheidung kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, den 20. Januar 2022

# Abkürzungsverzeichnis

BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.
BZK	Beschränkt zuordenbarer Kapazitäten
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazitäten
EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ENDK	Energinet.dk, dänischer Übertragungsnetzbetreiber für Gas und Strom
ENTSO-G	Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (European Network of Transmission System Operators for Gas)
FZK	Feste frei zuordenbare Kapazitäten
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
GDRM-Anlage	Gasdruck-Regel- und Messanlage
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Hochkalorisches ( <i>high-calorific</i> ) Gas
ID-Nr.	Identifikationsnummer gemäß Maßnahmenliste im Netzentwicklungsplan Gas
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (Kooperationsvereinbarung Gas)
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan (Österreich)
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KVBG	Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L-Gas	Niederkalorisches ( <i>low-calorific</i> ) Gas

LNG	Flüssigerdgas ( <i>liquefied natural gas</i> )
MAP	Marktgebietsaustauschpunkt
MBI	Marktbasierte Instrumente
MoU	Memorandum of Understanding
NEP	Netzentwicklungsplan
TaK	Temperaturabhängige Kapazitäten
TAP	Trans Adriatic Pipeline
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, gemeinschaftsweiter zehnjähriger Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009
VHP	Virtueller Handlungspunkt
VIP	Virtueller Kopplungspunkt ( <i>Virtual Interconnection Point</i> )
WEB	Marktabfrage Wasserstoff Erzeugung und Bedarf und Grüne Gase