

Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032

Stand: Dezember 2023

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

Tulpenfeld 4
53113 Bonn

www.bundesnetzagentur.de
E-Mail: info@bnetza.de

Änderungsverlangen

Az-4.13.01/003#1

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Änderung des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 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 5, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -

4. Fluxys Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Elisabethstraße 5, 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,

Rosenthaler 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-Bruchausen-Straße 4, 48147 Münster

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

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

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) -

14. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

- im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber -

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

am 21.12.2023

gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt entschieden:

A.

I. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 31.03.2023 vorgelegte Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 ist gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt abzuändern:

- 1) Die Maßnahme der Beteiligten zu 7. „Leitung Sophienthal-Salzgitter“ (ID-Nr. 809-01) ist aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.
- 2) Die Maßnahmen der Beteiligten zu 13. „Leitung WAL2“ (ID-Nr. 902-01) und „GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2, Voslapper Groden und Verbindungsleitung“ (ID-Nr. 901-01) sind aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.
- 3) Die Maßnahme der Beteiligten zu 12. „VDS Sayda“ (ID-Nr. 507-01m) ist aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.
- 4) Die Maßnahme der Beteiligten zu 14. „GDRM-Anlage Bietigheim“ (ID-Nr. 613-01) ist aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.
- 5) Die Maßnahme der Beteiligten zu 8. und zu 13. „Deodorierungsanlage Medelsheim“ (ID-Nr. 905-01) ist aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.
- 6) Die Maßnahme der Beteiligten zu 7. „Vorwärmung Embsen“ (ID-Nr. 638-01) ist aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.

- 7) Die Maßnahme der Beteiligten zu 7. „Leitung Elbe Süd-Achim“ (ID-Nr. 636-02) ist aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.
- 8) Die Maßnahme der Beteiligten zu 5. „Anschlussleitung Köln Süd 2“ (ID-Nr. 801-01) ist durch die alternative Maßnahme „Anschlussleitung Knapsack“ zu ersetzen. Eine Beschreibung der Maßnahme „Anschlussleitung Knapsack“ erfolgt in der Begründung der Tenorziffer 8) in Kapitel II. C. 8.
- 9) Die Maßnahme der Beteiligten zu 12. „GDRM-Anlage Neuendorf“ ist in den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 aufzunehmen. Eine Beschreibung der Maßnahme „GDRM-Anlage Neuendorf“ erfolgt in der Begründung der Tenorziffer 9) in Kapitel II. C. 9.

II. Im Übrigen wird von Änderungen des von den Fernleitungsnetzbetreibern am 31.03.2023 vorgelegten Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 abgesehen.

B.

Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| Änderungsverlangen..... | 1 |
| Inhaltsverzeichnis..... | 5 |
| I SACHVERHALT | 7 |
| A Verfahrensablauf..... | 8 |
| 1. Gesetzliche Grundlage zur Erstellung des Netzentwicklungsplans | 8 |
| 2. Szenariorahmen..... | 8 |
| 3. Netzentwicklungsplan..... | 9 |
| B Verfahrensgegenstand | 11 |
| 1. Inhalte der Modellierungsvarianten..... | 11 |
| 1.1 Basisvariante..... | 11 |
| 1.2 MBI-Basisvariante..... | 12 |
| 1.3 Wasserstoffvariante..... | 12 |
| 1.4 LNG-Varianten..... | 13 |
| 1.5 LNGplus-Varianten..... | 14 |
| 2. Ausbauvorschlag | 15 |
| II RECHTLICHE ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE..... | 17 |
| A Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen..... | 18 |
| B Materielle Voraussetzungen für die grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans..... | 19 |
| 1. Verfahrensrechtliche Voraussetzungen..... | 19 |
| 2. Materielle Voraussetzungen..... | 19 |
| 2.1 Gesetzliche Grundlage für materielle Voraussetzungen..... | 19 |
| 2.2 Grundlagen der Modellierung..... | 20 |
| 2.3 Ausführungen zum Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber | 21 |
| 2.4 Ausführungen zur Verbrauchsreduktion..... | 23 |
| 2.5 Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern..... | 26 |
| 2.6 Annahmen zu Gaskraftwerken..... | 27 |
| 2.7 Annahmen zu Gasspeichern..... | 28 |
| 2.8 Annahmen zum Bedarf von Industriekunden..... | 29 |
| 2.9 Annahmen zu LNG-Anlagen..... | 29 |
| 2.10 Annahmen zur Quellenverteilung..... | 30 |
| 2.11 Marktraumumstellung..... | 32 |
| 2.12 Annahmen zu Wasserstoff..... | 32 |
| C Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans..... | 37 |
| 1. Maßnahmen der Beteiligten zu 7. „Leitung Sophienthal-Salzgitter“ (ID-Nr. 809-01)..... | 37 |
| 2. Maßnahme der Beteiligten zu 13. „Leitung WAL 2“ und „GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2, Voslapper Groden“ (ID-Nrn. 902-01 und 901-01)..... | 39 |
| 3. Maßnahme der Beteiligten zu 12. „VDS Sayda“ (ID-Nr. 507-01m)..... | 40 |
| 4. Maßnahme der Beteiligten zu 14. „GDRM-Anlage Bietigheim“ (ID-Nr. 613-01)..... | 41 |

| | | |
|------------|--|-----------|
| 5. | Maßnahme der Beteiligten zu 8. und zu 13. „Deodorierungsanlage Medelsheim“ (ID-Nr. 905-01) | 42 |
| 6. | Maßnahme der Beteiligten zu 7. „Vorwärmung Embsen“ (ID-Nr. 638-01) | 45 |
| 7. | Maßnahme der Beteiligten zu 7. „Leitung Elbe Süd-Achim“ (ID-Nr. 636-02) | 45 |
| 8. | Maßnahme der Beteiligten zu 5. „Anschlussleitung Köln Süd 2“ (ID-Nr. 801-01) | 46 |
| 9. | Maßnahme der Beteiligten zu 12. „GDRM-Anlage Neuendorf“ | 47 |
| D | Ausblick auf zukünftige Netzentwicklungspläne | 49 |
| 1. | Wasserstoff | 49 |
| 2. | Dekarbonisierung | 50 |
| E | Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens | 52 |
| F | Hinweise zu den verwaltungsrechtlichen Kosten | 53 |
| III | RECHTSMITTELBELEHRUNG | 55 |
| | Abkürzungsverzeichnis | 57 |
| | Impressum | 59 |

I Sachverhalt

A Verfahrensablauf

1. Gesetzliche Grundlage zur Erstellung des Netzentwicklungsplans

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022-2032, dessen Entwurf die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung aus § 15a Abs. 1 S. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gemeinsam erstellten und der Bundesnetzagentur am 31.03.2023 zur Prüfung vorlegten. Nach § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG basiert der Netzentwicklungsplan Gas auf dem Szenariorahmen Gas der Fernleitungsnetzbetreiber. Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 legten die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 16.08.2021 den Szenariorahmen Gas 2022-2032 vor. Die Bundesnetzagentur bestätigte den Szenariorahmen Gas 2022-2032 am 20.01.2022. Am 26.09.2022 legten die Fernleitungsnetzbetreiber den ergänzten Szenariorahmen Gas 2022-2032 vor, den die Bundesnetzagentur mit einer Teilneubescheidung am 11.11.2022 bestätigte.

Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG muss der Netzentwicklungsplan 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.

Nach § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur innerhalb von drei Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses von den Fernleitungsnetzbetreibern Änderungen verlangen. Dem dient die vorliegende Entscheidung.

2. Szenariorahmen

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber am 20.01.2022 gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt.

Aufgrund der wegen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine grundlegend veränderten gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen war es in der Folge geboten, den bereits bestätigten Szenariorahmen Gas 2022-2032 um drei Modellierungsvarianten (LNGplus-Varianten), in denen die aus Russland importierten Erdgas-mengen durch *liquefied natural gas* (LNG) und Wasserstoff sowie durch erhöhte Einspeisungen an den westlichen Grenzübergangspunkten vollständig substituiert werden, zu erweitern. Den ergänzten Szenariorahmen Gas 2022-2032 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber am 26.09.2022 und stellten ihn bis zum 16.10.2022 zur Konsultation.

Die Bundesnetzagentur widerrief daraufhin am 11.11.2022 teilweise die Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 und beschied die Bestätigung neu. Die ursprüngliche Bestätigung vom 20.01.2022 wird in der Teilneubescheidung mit der Vorgabe der Berechnung drei weiterer Modellierungsvarianten (LNGplus-Varianten) ergänzt. Dadurch konnten die Auswirkungen des Ukrainekriegs noch im aktuellen Zyklus der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden.

3. Netzentwicklungsplan

Die aufgrund des russischen Angriffskriegs in der Ukraine erheblich veränderte energiewirtschaftliche Situation in Deutschland hatte maßgeblichen Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung Gas 2022-2032. Da bereits absehbar war, dass eine Anpassung des bestätigten Szenariorahmens Gas 2022-2032 erfolgen muss, veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber am 06.07.2022 zunächst einen Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, der die Ergebnisse der bislang berechneten Basisvariante sowie der sogenannten LNG-Versorgungssicherheitsvarianten (LNG-Varianten) enthält. Auf der Grundlage des ergänzten Szenariorahmens Gas 2022-2032 sowie der Teilneubescheidung der Bundesnetzagentur vom 11.11.2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber sodann ein Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 erarbeitet und am 16.12.2022 veröffentlicht. Dieses Dokument wurde in der Zeit vom 16.12.2022 bis zum 31.01.2023 durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert.

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 wurde der Bundesnetzagentur am 31.03.2023 zur Prüfung vorgelegt.

Nach Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 durch die Fernleitungsnetzbetreiber gab die Bundesnetzagentur unter Hinweis auf einen zeitgleich veröffentlichten Fragenkatalog den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern vom 16.05.2023 bis zum 13.06.2023 Gelegenheit zur Äußerung (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG). Insgesamt gingen 25 Stellungnahmen ein. Das Ergebnis der Konsultation wird zeitgleich mit vorliegender Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 und 5 EnWG).

Folgende Konsultationsteilnehmer haben Stellung genommen:

| Konsultationsteilnehmer | |
|---|-----------------------|
| Name | Gruppe |
| Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) | Verband |
| Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne) | Verband |
| Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) | Verband |
| Chemergie UG | Sonstiger Beteiligter |
| Deutsche Umwelthilfe e. V. (DUH) | Verband |
| Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) | Energiekonzern |
| EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e.V. | Verband |
| Equinor Deutschland GmbH | Energiekonzern |
| SEFE Securing Energy for Europe GmbH | Energiekonzern |
| Tree Energy Solutions GmbH | LNG |
| RWE Supply & Trading GmbH | Energiekonzern |
| German LNG Terminal GmbH | LNG |
| Buss Group GmbH & Co. KG | LNG |
| Wacker Chemie AG | Sonstiger Beteiligter |
| Initiative Erdgasspeicher e. V. (INES) | Verband |

| | |
|---|-----------------------|
| Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH | Sonstiger Beteiligter |
| Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen | Ministerium |
| Netze BW GmbH | Netzbetreiber |
| NET4GAS, s.r.o. | Netzbetreiber |
| INEOS Energy Trading Limited | Energiekonzern |
| Energinet Systemansvar A/S | Netzbetreiber |
| Uniper SE | Energiekonzern |
| ConocoPhillips (U.K.) Marketing & Trading Limited | Energiekonzern |
| Verband Kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) | Verband |
| Siegerer Versorgungsbetriebe GmbH | Netzbetreiber |

In einzelnen Konsultationsbeiträgen wurden Forderungen an die Politik bzw. den Gesetzgeber formuliert, beispielsweise zu Änderungen der geltenden Rahmenbedingungen, für deren Umsetzung im Rahmen des Änderungsverlangens der Bundesnetzagentur kein Raum besteht. Des Weiteren wurden Stellungnahmen zu Punkten eingereicht, die bei der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 abschließend festgelegt wurden und somit keiner erneuten Überprüfung im Rahmen des Netzentwicklungsplans unterliegen.

Die für das vorliegende Änderungsverlangen relevanten Ergebnisse aus den eingegangenen Stellungnahmen werden nachfolgend in den Ausführungen zu den Kapiteln II. B., C. und D. aufgeführt und berücksichtigt.

B Verfahrensgegenstand

1. Inhalte der Modellierungsvarianten

Mit der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 vom 20.01.2022 wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, zwei Modellierungsvarianten (Basisvariante inklusive MBI-Basisvariante sowie Wasserstoffvariante) zu berechnen. Die Modellierung der Auslegungsvariante Baden-Württemberg wurde ihnen freigestellt. In Absprache mit der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber zudem die zusätzlichen LNG-Varianten gerechnet, um der Diversifizierung der Bezugsquellen durch LNG für einen teilweisen Ersatz russischer Erdgasmengen und den veränderten Lastflüssen Rechnung zu tragen. Mit der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 wurden die drei weiteren LNGplus-Varianten durch die Bundesnetzagentur verpflichtend vorgegeben, in denen russische Erdgasmengen vollständig durch LNG-Importe und erhöhte Einspeisungen an den westlichen Grenzübergangspunkten ersetzt wurden.

1.1 Basisvariante

Entsprechend den Vorgaben der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs die Modellierungsvariante Basisvariante berechnet.

Mit dem Rückgang der Produktion von niederkalorischem Gas (L-Gas) in den Niederlanden und in Deutschland steigt der Bedarf an hochkalorischem Gas (H-Gas) und Importquellen gewinnen an Bedeutung. Die Herkunft des in Deutschland zusätzlich benötigten H-Gases ist Gegenstand der H-Gas-Quellenverteilung im Szenariorahmen Gas 2022-2032.

Der Bedarf der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber wurde in der Basisvariante bis einschließlich 2027 auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose berücksichtigt. In den Folgejahren bis 2032 wird dieser Wert konstant fortgeschrieben.

Unter Beachtung der Anfragen hinsichtlich Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38, 39 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke mit 100 % fester, dynamisch zuordenbarer Kapazität (DZK) modelliert worden. Neue Gasspeicher (-erweiterungen) haben mit 100 % fester, temperaturabhängiger Kapazität (TaK) Eingang in die Modellierung gefunden. Die Kapazitätsansätze der übrigen Kraftwerke und Speicher sind ebenfalls dem NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2022-NEP Entwurf“ zu entnehmen.

Die Bedarfe der Industrie werden konstant bis 2032 fortgeschrieben, Zusatzbedarfe werden grundsätzlich mit frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) modelliert.

Die Kapazitätsbedarfe der geplanten LNG-Anlagen Brunsbüttel und Stade wurden planerisch konkurrierend zu bestehenden Grenzübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten als FZK angesetzt. Im Gegensatz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 fand die LNG-Anlage Wilhelmshaven keinen Eingang in die Modellierung der Basisvariante.

Auch das NewCap-Modell zur Ermittlung der Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung fand in der Basisvariante, anders als noch im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, aus den folgenden Gründen keine

Anwendung: Die Nutzung von NewCap unterstellt eine hohe Liquidität im Markt und eine preisgetriebene Beschäftigung der LNG-Einspeisegruppen. Da im derzeitigen Marktumfeld schwer abschätzbare politische Entscheidungen eine große Rolle spielen, kann dieses Marktverhalten jetzt und vermutlich auch in Zukunft für das Zieljahr nicht gesichert angenommen werden. Weiterhin werden für die statistische Analyse durch NewCap historische Daten als Basis der Berechnung verwendet. Diese stehen für die LNG-Anlagen in Deutschland nicht zur Verfügung. Zudem sind die historischen Daten der Einspeisegruppe Russland nicht mehr aussagekräftig.

Auch von einer Analyse zum langfristigen Kapazitätsbedarf sehen die Fernleitungsnetzbetreiber ab.

In der Basisvariante ergibt sich ein Investitionsbedarf in Höhe von rund 4,3 Mrd. Euro bis 2032. Davon entfallen rund 2,2 Mrd. Euro auf Netzausbaumaßnahmen, die bereits Bestandteil des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 (ohne LNG) waren. 1,7 Mrd. Euro werden für LNG-Anlagen inklusive synthetic natural gas (SNG) veranschlagt und 0,4 Mrd. Euro benötigen die Fernleitungsnetzbetreiber für im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 neu hinzugekommene Maßnahmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, das Fernleitungsnetz gegenüber dem aktuellen Stand um 896 km zu erweitern und neue Verdichterleistung in Höhe von 194 MW zu installieren. In diesen Netzausbaumaßnahmen sind Startnetzmaßnahmen nicht enthalten.

1.2 MBI-Basisvariante

Entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 vom 20.01.2022 sollten die Fernleitungsnetzbetreiber, aufbauend auf der Basisvariante, in der MBI-Basisvariante den Einsatz marktbasierter Instrumente als Alternative zum Netzausbau, welcher in der Basisvariante ermittelt wurde, prüfen. Der vorgelegte Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 enthält keine MBI-Basisvariante. Die Gründe für dieses Vorgehen werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 dargestellt. Die Bundesnetzagentur nimmt dazu in Kapitel II. B. 2.2 Stellung.

1.3 Wasserstoffvariante

Im Zuge des Szenariorahmens Gas 2022-2032 für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Frühjahr 2021 erneut eine Marktabfrage WEB (Wasserstoff Erzeugung und Bedarf) durchgeführt, um die Entwicklung eines deutschlandweiten Wasserstofftransportnetzes fortzuführen. Nach Maßgabe der Bundesnetzagentur ist durch die Abschlüsse von Memorandum of Understanding (MoU) zudem eine höhere Verbindlichkeit erreicht worden, da ein MoU als Voraussetzung dafür gilt, dass ein Wasserstoffprojekt im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 Eingang finden darf. Vor diesem Hintergrund finden 257 Projektmeldungen mit MoU aus der Marktabfrage WEB Berücksichtigung bei der Wasserstoffnetzplanung im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032.

Weiterhin wurden nach Vorgabe durch die Bundesnetzagentur Elektrolyseprojekte und damit verbundene Wasserstoffeinspeiseleistungen und -einspeisemengen ab dem Jahr 2029 ein Jahr später berücksichtigt, um den im Koalitionsvertrag aufgeführten 10 GW Elektrolyseleistung im Jahr 2030 zu entsprechen.

Eine weitere Grundlage für die Modellierung des Wasserstoffnetzes bilden die Meldungen von Leitungsnetzinfrastruktur durch die Fernleitungsnetzbetreiber selbst und durch andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber. 174 Leitungsprojekte werden dabei von den Fernleitungsnetzbetreibern eingebracht, 44 von anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern. Im Gesamten finden 218 Leitungsprojekte mit einer Gesamtlänge von

rund 6.365 km Berücksichtigung. Rund zwei Drittel der Gesamtlänge wurden für eine Umstellung von bestehenden Erdgasversorgungsleitungen auf Wasserstoff gemeldet, bei rund einem Drittel handelt es sich um einen Neubau.

Die Wasserstoffvariante betrachtet auf dieser Datengrundlage zwei Zieljahre: 2027 und 2032. Für das Jahr 2027 wird noch kein zusammenhängendes deutschlandweites Wasserstoffnetz vorhanden sein. Dies zeigt sich erst im Jahr 2032. In 2027 beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber eine Gesamtleitungslänge von 2.900 bis 3.000 km zu errichten. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 2,3 bis 2,8 Mrd. Euro. Bis 2032 wird sich das Netz auf eine Gesamtleitungslänge von 7.600 bis 8.500 km erweitern, wobei sich die Gesamtkosten auf 8,1 bis 10,2 Mrd. Euro belaufen. Die Varianzen sind den unterschiedlichen Modellierungslösungen der Fernleitungsnetzbetreiber untereinander geschuldet. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Entwurfs zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 erfolgte keine finale Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, welche Leitungen konkret neu zu bauen oder umzustellen sind. Die angegebenen Kosten sind daher als indikativ zu betrachten.

Nach Vorgabe durch die Bundesnetzagentur in der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der LNGplus-Variante C untersucht, welche Erdgasleitungen für eine perspektivische Wasserstoffnutzung umgestellt werden können. Aufgrund der dynamischen Rahmenbedingungen in der Gaswirtschaft zum Zeitpunkt der Ermittlung wurde dies bisher lediglich für das Jahr 2027 untersucht. Die Ergebnisse gelten auch für die LNGplus-Variante B, da diese in ihren Modellierungsergebnissen nur geringfügig von der LNGplus-Variante C abweicht.

Bis zum Jahr 2027 können 2.010 km Leitungslänge auf Wasserstoff umgestellt werden. Davon sind 1.465 km ohne erdgasverstärkende Maßnahmen und 545 km nur mit erdgasverstärkenden Maßnahmen umstellbar. Die Kosten belaufen sich auf 0,3 bzw. 0,2 Mrd. Euro und betragen in Summe 0,5 Mrd. Euro. Mit der Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen wäre ein Leitungszuwachs im Fernleitungsnetz von 133 km verbunden, wobei sich die Kosten auf 0,3 Mrd. Euro belaufen.

1.4 LNG-Varianten

Gemäß der Absprache mit der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber in den LNG-Varianten untersucht, inwieweit russische Erdgasimporte durch mögliche deutsche LNG-Anlagen substituiert werden können. Die Eingangsparameter der Basisvariante des bestätigten Szenariorahmens Gas 2022-2032 zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 bilden dabei weiterhin die wesentliche Grundlage. Folgende Anpassungen wurden dabei vorgenommen: die Kapazitäten der LNG-Anlagen werden planerisch konkurrierend zu russischen Einspeisekapazitäten angesetzt. Ferner werden zusätzlich die möglichen LNG-Standorte Wilhelmshaven und Rostock in der Modellierung berücksichtigt. Für einen weiteren Ausgleich von möglichen fehlenden Einspeisekapazitäten wird zudem eine maximale Auslastung von westeuropäischen LNG-Anlagen und damit verbundene höhere Einspeisekapazitäten an den entsprechenden Grenzübergangspunkten nach Deutschland angesetzt.

In der LNG-Variante 1 ergibt sich ein Investitionsbedarf in Höhe von rund 5,0 Mrd. Euro bis 2032 für 987 km neue Leitungen und 251 MW Verdichterleistung. Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen betragen zusätzlich rund 0,4 Mrd. Euro. Diese sind aber nur informatorisch aufgeführt, da Anbindungsmaßnahmen nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans sind.

Der Investitionsbedarf für die LNG-Variante 2 beträgt rund 4,5 Mrd. Euro bis 2032 bei 987 km neuen Leitungen und 221 MW Verdichterleistung. Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen betragen zusätzlich rund 0,4 bis 0,5 Mrd. Euro. Die Spannbreite ist dem Umstand geschuldet, dass für den Anschluss der LNG-Anlage in Rostock zwei Varianten untersucht worden sind.

Die LNG-Variante 2.1 besitzt ebenfalls einen Investitionsumfang in Höhe von rund 4,5 Mrd. Euro bis 2032. Darüber hinaus ist der Kilometer- und Leistungszuwachs mit dem der LNG-Variante 2 identisch. Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen betragen zusätzlich rund 0,5 Mrd. Euro.

1.5 LNGplus-Varianten

Entsprechend der Teilneubescheidung des ergänzten Szenariorahmens Gas 2022-2032 vom 11.11.2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber drei weitere LNGplus-Varianten vorgelegt, welche die vollständige Substitution russischer Erdgasimporte durch LNG-Importe und Einspeisungen über die westlichen Grenzübergangspunkte betrachten. Die LNGplus-Varianten berücksichtigen dabei auch die Gewährleistung einer ausreichenden Versorgung der Nachbarländer mit Transportkapazitäten, insbesondere in Richtung Südosteuropa. Weiterhin wird für die LNGplus-Varianten aufgrund der geopolitischen Entwicklungen und den Dekarbonisierungsbestrebungen als Annahme zugrunde gelegt, dass sich der Gasbedarf bis zum Jahr 2032 im Vergleich zu 2021 um rund 20 % reduzieren wird. Dies beinhaltet auch die Substitution von Methan zu Wasserstoff in Höhe von rund 5 %.

Im Rahmen der LNGplus-Variante A werden alle Anfragen hinsichtlich Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche für LNG-Anlagen nach §§ 38, 39 GasNZV berücksichtigt, die bis zum 30.09.2022 bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorlagen. Eine Berücksichtigung erfolgt auch, wenn die in den Anfragen enthaltenen Einspeisekapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gar nicht in vollem Umfang erforderlich sind. Im Gegensatz dazu werden in den LNGplus-Varianten B und C bedarfsgerechte Einspeisekapazitäten aus deutschen LNG-Anlagen sowie westeuropäischen Grenzübergangspunkten angesetzt, die für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind. In der LNGplus-Variante B werden verstärkt Einspeisungen aus deutschen LNG-Anlagen berücksichtigt, während in der LNGplus-Variante C auch verstärkt Einspeisekapazitäten westeuropäischer Grenzübergangspunkte angesetzt werden.

In der LNGplus-Variante A ergibt sich ein Investitionsbedarf in Höhe von 5,7 Mrd. Euro bis 2032 für 1.115 km neue Leitungen und 257 MW Verdichterleistung. Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen betragen zusätzlich rund 0,9 Mrd. Euro. Diese sind aber nur informativ im Entwurfsdokument aufgeführt, da Anbindungsmaßnahmen nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans sind.

Der Investitionsbedarf für die LNGplus-Variante B beträgt 4,3 Mrd. Euro bis 2032 bei 858 km neuen Leitungen und 173 MW Verdichterleistung. Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen betragen in dieser Variante zusätzlich rund 0,5 Mrd. Euro.

Die LNGplus-Variante C enthält alle Netzausbaumaßnahmen der LNGplus-Variante B zuzüglich einer größer dimensionierten Verdichterstation Achim/Embsen. Dementsprechend ist die Verdichterleistung mit 183 MW sowie der ermittelte Investitionsbedarf mit 4,4 Mrd. Euro in der LNGplus-Variante C etwas höher als in der LNGplus-Variante B.

2. Ausbauvorschlag

Der Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber basiert auf der LNGplus-Variante C. Maßnahmen, welche Ergebnis der Modellierung der LNGplus-Variante C sind, jedoch zum Stichtag 01.01.2023 bereits im Bau waren bzw. in Betrieb genommen wurden, sind Teil des Startnetzes und daher nicht Bestandteil des Netzausbauvorschlags der Fernleitungsnetzbetreiber. Hingegen haben die Fernleitungsnetzbetreiber aufbauend auf der LNGplus-Variante C gemäß § 113b EnWG die Gasversorgungsleitungen ausgewiesen, die perspektivisch bis zum Jahr 2027 auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten und schlagen diese erdgasverstärkenden Maßnahmen ebenfalls zum Netzausbau vor.

Der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber enthält 140 Ausbaumaßnahmen, von denen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 82 neu hinzugekommen sind. Insgesamt enthält der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber einen Leitungsneubau von 951 km (Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030: 1.746 km). Daneben wird ein Verdichterzubau von 164 MW (Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030: 405 MW) vorgeschlagen. In Summe ergibt sich ein Investitionsvolumen von 4,4 Mrd. Euro bis 2032 laut Tabelle 80 im Entwurfsdokument (ca. 1,7 Mrd. Euro entfallen davon auf Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, ca. 1,9 Mrd. Euro auf Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen, ca. 0,4 Mrd. Euro werden für weitere neue Netzausbaumaßnahmen benötigt und ebenfalls ca. 0,4 Mrd. Euro entfallen auf erdgasverstärkende Maßnahmen). Damit ist das Investitionsvolumen um 4,1 Mrd. Euro niedriger als im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (8,5 Mrd. Euro). Beim Vergleich der Investitionskosten und der Anzahl der Maßnahmen mit denen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 ist jedoch zu beachten, dass die Darstellung sich insoweit geändert hat, als dass nunmehr die Maßnahmen des sogenannten Startnetzes, nämlich solche, die zum Stichtag 01.01.2023 bereits im Bau bzw. in Betrieb genommen waren, nicht enthalten sind, wohingegen Startnetzmaßnahmen im Ausbauvorschlag des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 miteinbezogen waren. Die im Vergleich zum vorherigen Netzentwicklungsplan zusätzlichen Maßnahmen stehen größtenteils im Zusammenhang mit den geplanten LNG-Anlagen, der Versorgungssicherheit Südosteuropas und erdgasverstärkenden Maßnahmen zur Umstellung von Gasversorgungsleitungen auf Wasserstoffnutzung.

II Rechtliche Entscheidungsgründe

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 ist grundsätzlich genehmigungsfähig, da der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber bis auf die in den Tenorziffern 1) bis 9) aufgeführten Maßnahmen, alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthält, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind (§ 15a Abs. 1 S. 2 EnWG). Im Hinblick auf die in den Tenorziffern 1) bis 9) aufgeführten Maßnahmen verlangt die Bundesnetzagentur Änderungen des Entwurfsdokuments zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 von den Fernleitungsnetzbetreibern (§ 15a Abs. 3 S. 4 EnWG).

A Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen

Nach § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG kann die Regulierungsbehörde innerhalb von drei Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses von den Fernleitungsnetzbetreibern Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen. Die Bundesnetzagentur ist als Regulierungsbehörde nach § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG für diese Aufgabe zuständig. Der Ausschluss der Beschlusskammerzuständigkeit ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 EnWG.

Nach Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 durch die Fernleitungsnetzbetreiber gab die Bundesnetzagentur gemäß § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern vom 16.05.2023 bis zum 13.06.2023 Gelegenheit zur Äußerung.

Die für das vorliegende Änderungsverlangen relevanten Ergebnisse aus den eingegangenen Stellungnahmen werden nachfolgend in den Ausführungen zu den Kapiteln II. B., C. und D. berücksichtigt.

Zwischen dem 23.11.2023 und dem 08.12.2023 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die Gelegenheit, sich schriftlich zur beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zu äußern. Die Bundesnetzagentur hat sich während des Anhörungszeitraums in einer Videokonferenz am 04.12.2023 mit allen Beteiligten zu einzelnen Tenorziffern der beabsichtigten Entscheidungen ausgetauscht. Die Beteiligten haben am 07.12.2023 über den FNB Gas e.V. eine gemeinsame Stellungnahme eingereicht. Neben dem redaktionellen Hinweis, dass die in Tenorziffer 2) genannten Maßnahmen in der NEP-Gas-Datenbank anders lautende ID-Nummern haben, weisen sie darauf hin, dass sie - aufgrund der Ergebnisse zur Negativplanung 2032 für das Wasserstoff-Kernnetz - davon ausgehen, nicht zu einer Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen, welche sich nicht im Wasserstoff-Kernnetz bestätigt haben, im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 verpflichtet zu werden. Die Anpassung der ID-Nummern in Tenorziffer 2) wurden entsprechend vorgenommen.

Des Weiteren hat die die Beteiligte zu 7. am 08.12.2023 eine unternehmensindividuelle Stellungnahme eingereicht. Darin geht sie zunächst auf die Maßnahme 809-01 „Leitung Sophienthal-Salzgitter“ ein, die aus Sicht der Bundesnetzagentur eine Anbindungsleitung und keine Netzausbaumaßnahme darstelle, da die Salzgitter Flachstahl GmbH bis jetzt keinen direkten Anschluss an das Fernleitungsnetz, sondern nur an das Verteilnetz der Avacon Hochdrucknetz GmbH hat. Bereits seit 2013 gäbe es aber eine Vereinbarung über ein Sondernetzentgelt zwischen der Salzgitter Flachstahl GmbH und der Avacon Hochdrucknetz GmbH. Die Beteiligte zu 7. argumentiert nun, dass über diese Sondernetzentgelte bereits eine kommerzielle Anbindung des Werks Salzgitter der Salzgitter Flachstahl GmbH an das Fernleitungsnetz der Beteiligten zu 11. bestünde. Daher sei der Netzkopplungspunkt (NKP) Hallendorf als Netzanschlusspunkt (NAP) des Standortes Salzgitter an das Fernleitungsnetz einzustufen. Da das Netz der Beteiligten zu 11. aber noch einige Jahre im L-Gas betrieben würde und das Werk Salzgitter über die Netze der Beteiligten zu 7. und der Avacon Hochdrucknetz GmbH mit H-Gas versorgt würde, könne ein Netzausbau nur zum Netz der Beteiligten zu 7. erfolgen. Daher sei zumindest ein Ausbau zwischen dem H-Gas-Netz der Beteiligten zu 7. und dem NKP Hallendorf (ca. 2 km westlich vom Stahlwerk der Salzgitter Flachstahl GmbH) als Netzausbaumaßnahme anzuerkennen.

B Materielle Voraussetzungen für die grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans

1. Verfahrensrechtliche Voraussetzungen

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind nach § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG zuständig für die Erstellung eines gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplans.

Die nach § 15a Abs. 2 EnWG vorgegebenen Verfahrensanforderungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber erfüllt. Vor der Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 bei der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Die hierfür erforderlichen Informationen haben sie auf der Internetseite ihres Verbandes zur Verfügung gestellt. Zu Beginn der Konsultationsphase am 16.12.2022 standen das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 sowie dazugehörige Anlagen zum Download bereit.

Nach § 15 Abs. 2 S. 3 EnWG ist seitens der Fernleitungsnetzbetreiber dem Netzentwicklungsplan eine zusammenfassende Erklärung beizufügen über die Art und Weise, wie die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung in dem Netzentwicklungsplan berücksichtigt wurden und aus welchen Gründen der Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde.

In Kapitel 1.4 des Entwurfs zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 führen die Fernleitungsnetzbetreiber zusammenfassend die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung auf und erläutern, an welchen Stellen im Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 infolgedessen Anpassungen seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgenommen wurden. Zudem veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Anlage 7 zum Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 eine Übersicht über die in den Stellungnahmen vorgebrachten Themen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind auf einen großen Teil der in den Stellungnahmen aufgeworfenen Punkte eingegangen. Es kann daher von einer Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung ausgegangen werden.

2. Materielle Voraussetzungen

2.1 Gesetzliche Grundlage für materielle Voraussetzungen

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 ist grundsätzlich genehmigungsfähig, wenn der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthält, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind (§ 15a Abs. 1 S. 2 EnWG).

Nach § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG nutzen die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans eine geeignete und allgemein nachvollziehbare Modellierung der deutschen Fernleitungsnetze.

Nachfolgend wird aufgeführt, inwiefern die Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich angemessene Annahmen, die bereits im Szenariorahmen Gas 2022-2032 ermittelt wurden und von der Bundesnetzagentur am 20.01.2022 sowie mit der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 bestätigt wurden, dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 zugrunde gelegt haben und aus welchen Gründen die Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich nicht zu beanstanden ist.

Dabei werden auch die bei der Konsultation der Bundesnetzagentur eingegangenen Stellungnahmen berücksichtigt.

2.2 Grundlagen der Modellierung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzausbaubedarf gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 vom 20.01.2022 und der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 in den Modellierungsvarianten Basisvariante, Wasserstoffvariante sowie den LNG- und LNGplus-Varianten modelliert. Außerdem wurden Leistungs- und Mengebilanzen für L- und H-Gas berechnet. Die von der Bundesnetzagentur ebenfalls aufgetragene Modellierung einer MBI-Basisvariante wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht durchgeführt.

In der Basisvariante und der Wasserstoffvariante wurden die Anforderungen an das Fernleitungsnetz für die Jahre 2027 und 2032 berechnet und die Kapazitätsbedarfe vom 31.12.2027 bzw. vom 31.12.2032 zugrunde gelegt. Diese werden im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 als die Gaswirtschaftsjahre 2027/2028 bzw. 2032/2033 ausgewiesen. Für die Netzausbaumaßnahmen der LNG- und LNGplus-Varianten wurden die frühestmöglichen Inbetriebnahmezeitpunkte ermittelt.

Die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen entstammen der LNGplus-Variante C.

In der Konsultation der Bundesnetzagentur zum Entwurfsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 kritisierten mehrere Konsultationsteilnehmer, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Berechnung der MBI-Basisvariante nicht durchgeführt haben und dass eine MBI-Modellierung in jedem Fall Bestandteil des nächsten Netzentwicklungsplans Gas sein sollte. Ein Konsultationsteilnehmer sprach sich sogar dafür aus, dass die Berechnung nachgeholt werden sollte.

Die Fernleitungsnetzbetreiber nennen mehrere Gründe, warum auf die Modellierung der MBI-Basisvariante verzichtet wurde: Die Gastransportsituation hat sich durch den Wegfall der russischen Gaslieferungen nach Deutschland strukturell verändert. Das *NewCap*-Modell zur Berechnung der MBI-Prognosen unterstellt eine hohe Liquidität im Markt und eine preisgetriebene Beschäftigung der LNG-Einspeisegruppen. Im derzeitigen Marktumfeld spielen aber vor allem schwer abschätzbare kurz- und langfristig wirkende politische Entscheidungen eine Rolle, weshalb dieses Verhalten derzeit und wahrscheinlich auch in Zukunft nicht gesichert vorausgesetzt werden kann. Weiterhin stehen zum jetzigen Zeitpunkt die konkreten Standorte und Leistungen der neuen LNG-Anlagen noch nicht abschließend fest. Zudem sind nicht alle finalen Investitionsentscheidungen für die geplanten LNG-Anlagen getroffen worden. Auch die für das *NewCap*-Modell benötigten historischen Daten stehen nicht mehr bzw. noch nicht zur Verfügung.

Die Bundesnetzagentur schließt sich der Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber an. Sie hält eine Berechnung der MBI-Prognosen aber im nächsten Netzentwicklungsplan Gas für geboten, um überflüssige Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren und damit die Kosten für alle Nutzer des Gasnetzes im Rahmen zu halten.

2.3 Ausführungen zum Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber

Der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber basierend auf der LNGplus -Variante C umfasst grundsätzlich alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind (§ 15a Abs. 1 S. 2 EnWG). Ausgehend von der in der Teilneubescheidung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 der Bundesnetzagentur vom 11.11.2022 getroffenen Annahme, dass russische Erdgasimporte vollständig durch LNG-Importe und Einspeisungen über die westlichen Grenzübergangspunkte substituiert werden müssen, ist lediglich den LNGplus -Varianten dieses Szenario zugrunde gelegt. Es ist daher grundsätzlich angemessen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 vergleichende Ausführungen zu der Wahl des Ausbauvorschlags insbesondere zu den berechneten LNGplus -Varianten treffen.

In der seitens der Bundesnetzagentur durchgeführten Konsultation zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 wurde vorgebracht, die LNGplus -Variante A sei vorzugswürdig, da sie die höchstmögliche Resilienz der deutschen Gasversorgung aufweise. Es wurde darauf hingewiesen, dass lediglich in der LNGplus -Variante A den eingegangenen Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV ausreichend Rechnung getragen wurde. Die für die LNG-Anlagen angefragten Kapazitäten seien für die Versorgungssicherheit erforderlich und eine Begrenzung der Kapazitäten, wie sie in den LNGplus -Varianten B und C angenommen wird, sei abzulehnen. Zudem wurde eingewendet, bei einigen LNG-Anlagen sei die Projektreife nunmehr weit vorangeschritten und der damit einhergehende erhöhte Kapazitätsbedarf solle auch im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 abgebildet werden. Es sind allerdings auch Stellungnahmen eingegangen, die sich kritisch gegenüber der Höhe der Kapazitätsbereitstellung in allen drei LNGplus -Varianten positionieren und diese als Überkapazitäten betrachten. Im Hinblick auf die gesetzlich festgelegte Dekarbonisierung sollten möglichst wenig Kapazitäten für LNG-Anlagen bereitgestellt werden. Zum Teil werden in den Stellungnahmen die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen der LNGplus -Variante C unterstützt, es wird aber auch darauf hingewiesen, dass sich der Ausbaubedarf abhängig von der Umsetzung der LNG-Anlagen noch ändern könne.

Der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber ist gegenüber der LNGplus -Variante A vorzugswürdig, denn in der LNGplus -Variante A werden die zur Substitution der russischen Erdgaseinspeisungen erforderlichen Kapazitäten deutlich überschritten. Im Rahmen der Modellierung der LNGplus -Variante A wurden alle Anfragen hinsichtlich Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche für LNG-Anlagen nach §§ 38, 39 GasNZV berücksichtigt, die bis zum 30.09.2022 bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorlagen. Insgesamt wurden Anfragen hinsichtlich Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche für LNG-Anlagen nach §§ 38, 39 GasNZV in Höhe von 182 GWh/h gestellt. Die Leistungs- und Mengenbilanzen der Fernleitungsnetzbetreiber zeigen, dass durch den Wegfall russischer Einspeisekapazitäten eine Substitution von Kapazitäten in der Höhe von 92 GWh/h für die Versorgung von Deutschland und zusätzlich zu den bestehenden Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten in Höhe von 23 GWh/h zur Versorgung der südosteuropäischen Nachbarländer ausreichend und damit erforderlich ist.

Wie bereits in der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 aufgeführt, haben u. a. Betreiber von LNG-Anlagen, deren Reservierungsanfrage nach § 38 GasNZV wegen fehlender Kapazität im Fernleitungsnetz nicht berücksichtigt werden konnte, einen Anspruch darauf, dass die an der LNG-Anlage benötigte Einspeisekapazität im Rahmen des Kapazitätsausbaus bereitgestellt wird, lediglich dann, sofern sich die Erforderlichkeit auf Grundlage des in dem Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG ermittelten Kapazitätsbedarfs

ergibt (§ 39 Abs. 1 GasNZV). Vorliegend haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit Modellierung der LNGplus-Variante A und der darin enthaltenen Berücksichtigung aller Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV die beantragten Kapazitäten in das Verfahren der Netzentwicklungsplanung eingebracht. Ein Anspruch auf Bereitstellung der angefragten Kapazität aus den §§ 38, 39 GasNZV in voller Höhe besteht aus den nachfolgenden Erwägungen vorliegend nicht, denn der aus der LNGplus-Variante A resultierende Netzausbau ist weder bedarfsgerecht noch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich. Die Realisierung aller Projekte, die bis zum Stichtag 30.09.2022 eine Anfrage nach §§ 38, 39 GasNZV gestellt haben, ist, vor dem Hintergrund, dass die dabei zugrunde gelegten Einspeisekapazitäten deutlich höher wären als seinerzeit durch russische Importe ursprünglich zur Verfügung standen, höchst unwahrscheinlich. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass in dieser Umbruch- und Krisenphase kurzfristig viele alternative Standorte und Projekte in Erwägung gezogen und geprüft wurden, um eine möglichst breite Auswahl an Substitutionsmöglichkeiten zu erhalten. Ein Kapazitätsausbau, der alle Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV bedienen würde, ist daher aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht erforderlich. Da in der LNGplus-Variante A gegenüber den LNGplus-Varianten B und C von einem deutlich größeren Netzausbau und dadurch von wesentlich höheren Netzausbaukosten auszugehen ist, ist diese Variante mithin auch nicht verhältnismäßig.

Bereits mit der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, bei der Auswahl der vorzugswürdigen Modellierungsvariante die aus Netzsicht effizienteste Lösung zu ermitteln. Dies bedeutet aus Sicht der Bundesnetzagentur einen möglichst geringen Netzausbau bei gleichzeitig schnellstmöglicher Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen. Im Hinblick auf die LNGplus-Variante A haben die Fernleitungsnetzbetreiber nachvollziehbar dargelegt, dass eine Realisierung des aus dieser Variante resultierenden Netzausbaus insbesondere im Vergleich zu den LNGplus-Varianten B und C deutlich später erfolgen würde. Auch dieser Gesichtspunkt spricht gegen LNGplus-Variante A, da ein schnell realisierbarer Netzausbauvorschlag aus Gründen der Versorgungssicherheit vorzugswürdig ist.

Der in der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 seitens der Bundesnetzagentur vorgegebene Ansatz, mit den LNGplus-Varianten B und C nicht die gesamte Höhe der insgesamt nach §§ 38, 39 GasNZV angefragten Kapazitäten zu betrachten und die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Clusterung, ist in der Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber umgesetzt worden und grundsätzlich nicht zu beanstanden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dabei entsprechend der Vorgaben aus der Teilneubescheidung Maßnahmen identifiziert, bei denen die Planung zum Zeitpunkt der Teilneubescheidung bereits weit fortgeschritten war oder die sich bereits im Bau befanden, um eine möglichst schnelle Realisierung der Kapazitätsbereitstellung zu gewährleisten. Darüberhinausgehende, zusätzliche Kapazitäten würden nach Aussagen der Fernleitungsnetzbetreiber weitere Netzausbaumaßnahmen erfordern, welche nicht kurzfristig umsetzbar seien und zur Verzögerung der schnell umsetzbaren Maßnahmen führen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben nachvollziehbar dargelegt, wie sie anhand dieser schnell umsetzbaren Maßnahmen eine Verteilung der Kapazitäten auf die jeweiligen Cluster vorgenommen haben.

Bei dem Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas handelt es sich um ein rollierendes Verfahren, denn der Netzentwicklungsplan Gas wird in zweijährigem Turnus aufgestellt und jeweils fortgeschrieben. Im derzeit laufenden Verfahren zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber auf Grundlage des Szenariorahmens Gas 2022-2032 und der bereits erwähnten Teilneubescheidung der Bundesnetzagentur die Modellierungen durchgeführt. Die dazu gehörigen Eingangsgrößen (Kapazitätsbedarfe)

wurden aufgrund der Kenntnislage der Fernleitungsnetzbetreiber bis zum Zeitpunkt des Erlasses der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 vorgeschlagen und von der Bundesnetzagentur als nachvollziehbar betrachtet. Im Hinblick auf den kommenden Turnus der Netzentwicklungsplanung Gas werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Vorlage des nächsten Szenariorahmens Gas für den Netzentwicklungsplan Gas die Kapazitätsbedarfe neu bewerten. Es ist davon auszugehen, dass sich aufgrund der Entwicklungen bei der Planung der verschiedenen LNG-Anlagen Kapazitätsbedarfe ändern werden. Im nächsten Verfahren wird dann geprüft werden, ob weitere Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren sind, bei denen der Planungsstand im Vergleich zu der Kenntnislage im Herbst 2022 weiter fortgeschritten ist, sodass man von einer Realisierung des Projekts ausgehen kann.

Der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber ist auch gegenüber der LNGplus-Variante B vorzuzugwürdig. Die Modellierungen der Fernleitungsnetzbetreiber haben ergeben, dass die LNGplus-Varianten B und C sich lediglich im Hinblick auf eine einzelne Maßnahme (eine größer dimensionierte Verdichterstation Achim/Embsen) unterscheiden. Infolge dieser Maßnahme verursacht die LNGplus-Variante C zwar geringfügig höhere Netzausbaukosten (nach aktuellen Planungen ca. 56 Mio. Euro mehr). Sie führt aber zu deutlich höherer Flexibilität und Diversifizierung der verschiedenen Importrouten, da sie im Vergleich zur LNGplus-Variante B höhere Einspeisekapazitäten aus westeuropäischen Grenzübergangspunkten ermöglicht und gleichzeitig die Alternative erhalten bleibt, die Einspeisekapazitäten wie in der LNGplus-Variante B bereitstellen zu können.

Der durch den russischen Angriffskrieg ausgelöste Umbruch in der Gaswirtschaft führt auch weiterhin zu erheblichen Unsicherheiten im Hinblick auf die Realisierung der aktuell geplanten Maßnahmen zur Substitution der russischen Importe, insbesondere der aktuell geplanten deutschen LNG-Anlagen. Eine Netzplanung, die durch geringfügig umfangreicheren Netzausbau mehrere potentielle Szenarien abdeckt und dadurch eine relevante Erhöhung der Flexibilität und Versorgungssicherheit erzielt, ist vor diesem Hintergrund sinnvoll und angemessen.

Somit entspricht der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber basierend auf der LNGplus-Variante C grundsätzlich den Anforderungen des § 15a EnWG. Sofern einzelne Maßnahmen des Ausbauvorschlags der Fernleitungsnetzbetreiber nicht den Anforderungen des § 15a EnWG genügen, sind diese in den Tenorziffern 1) bis 9) aufgeführt und in Kapitel II. C. begründet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gem. § 113b EnWG Gasversorgungsleitungen ausgewiesen, die perspektivisch bis zum Jahr 2027 auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten und schlagen diese erdgasverstärkenden Maßnahmen ebenfalls zum Netzausbau vor. Ausführungen diesbezüglich sind in Kapitel II. B. 2.12 zu finden.

2.4 Ausführungen zur Verbrauchsreduktion

Entsprechend der Ergänzung zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber vom 26.09.2022 sowie der Teilneubescheidung durch die Bundesnetzagentur vom 11.11.2022 ist in den LNGplus-Varianten die Entwicklung des Erdgasverbrauchs neu bewertet worden. Hintergrund ist auch hier der russische Angriffskrieg und dessen Auswirkungen auf den Gasmarkt, wo unter anderem die stark steigenden Gaspreise zu einer Reduzierung auf der Verbrauchsseite geführt haben. Mit Blick auf die Langfristigkeit der Betrachtungen des Netzentwicklungsplans Gas kann zwar nicht ausgeschlossen werden, dass die konkreten Auswirkungen auf die Verbrauchsseite mit steigendem Gasangebot zukünftig wieder abgemildert werden. Vor

dem Hintergrund des gesetzlich festgelegten Ziels, bis zum Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen, werden die bisherigen Annahmen zur Verbrauchsentwicklung aber ohnehin dauerhaft angepasst werden müssen. Dieser Prozess hat sich wegen des Ukrainekriegs stark beschleunigt. Im Hinblick auf die unsichere künftige Versorgungssituation und das zukünftig zu erwartende veränderte Gasangebot sowie das höhere Gaspreisniveau in Deutschland ist daher davon auszugehen, dass diese Verbrauchsreduktion keine vorübergehende, sondern eine fortwährende Entwicklung darstellt.

Aus den genannten Gründen haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von Studien¹ zur zukünftigen Erdgasbedarfsentwicklung eine Mengenreduktion von 20 % bis zum Jahr 2032 gegenüber 2021 unterstellt, worin 5 % Substitution von Methan zu Wasserstoff enthalten sind. Die Auswirkungen des angenommenen Gasmengrückgangs auf die Ausspeiseleistungsentwicklung wurden auf Grundlage der FfE-Studie² ermittelt. Entgegen der Vorgaben der Teilneubescheidung, die auf der Verbrauchsseite bei den Ausspeiseleistungen der Verteilnetzbetreiber und Industriekunden für das Jahr 2032 einen Leistungsrückgang von 9,4 % gegenüber dem Jahr 2021 vorsieht, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die gemeldeten Kapazitäten der Verteilnetzbetreiber und Industriekunden aus dem Jahr 2022 als Grundlage genommen. Dies hat zur Folge, dass die Verbrauchsreduktion bei den Verteilnetzbetreibern in den LNGplus-Varianten für 2032 insgesamt um 717 MWh/h zu niedrig ausfällt. Dies entspricht bei den von den Fernleitungsnetzbetreibern an die Bundesnetzagentur übermittelten Werten zu den insgesamt gemeldeten Kapazitäten der Verteilnetzbetreiber für 2021 von 273.618 MWh/h und 2022 von 274.409 MWh/h einer relativen Abweichung von 0,3 %. Bei den Industriekunden fällt die Verbrauchsreduktion für 2032 insgesamt um 1.453 MWh/h zu niedrig aus. Dies entspricht bei den insgesamt gemeldeten Kapazitäten der Industriekunden für 2021 von 22.779 MWh/h³ und 2022 von 24.383 MWh/h⁴ einer relativen Abweichung von 7 %. Bei einer gesamthaften Betrachtung fällt die Verbrauchsreduktion in den LNGplus-Varianten durch die Referenzierung auf das Jahr 2022 anstatt 2021 somit insgesamt um 2.170 MWh/h zu gering aus.

In der Gesamtbetrachtung werden in den LNGplus-Varianten dadurch mindestens ausreichende Kapazitäten für die Bedarfe der Verteilnetzbetreiber und Industriekunden berücksichtigt, sodass deren ausreichende Versorgung vorausgesetzt werden kann. Individuell sind theoretisch höhere Abweichungen in den gemeldeten Kapazitäten einzelner Verteilnetzbetreiber oder Industriekunden zwischen 2021 und 2022 möglich. Betrachtet man in diesem Zusammenhang jedoch die Unterschiede in den Netzausbauvorschlägen der Basisvariante, in der die oben beschriebene Verbrauchsreduktion nicht angesetzt wurde, und der zum Ausbau vorgeschlagenen LNGplus-Variante C, so ist eine hohe Schnittmenge in den Netzausbauvorschlägen zu erkennen. Es zeigt sich, dass keine der Netzausbaumaßnahmen, die in der Basisvariante aber nicht in der LNGplus-Variante C benötigt wird, in Zusammenhang mit der Versorgung von Verteilnetzen oder Industriekunden steht. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist daher davon auszugehen, dass individuell höhere Abweichungen durch die bereits ermittelten Netzausbaumaßnahmen in der LNGplus-Variante C gedeckt sind.

¹ Ergänzung zum Szenariorahmen Gas 2022-2032, Kapitel 3.2.

² https://www.bdew.de/documents/2329/201411_Einflussfaktoren-Leistungsbedarf-VNB.pdf

³ NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2020 – NEP Bestätigt“ der Basisvariante.

⁴ NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2022 – NEP-Entwurf“ der Basisvariante.

Eine weitere Folge ist, dass durch die insgesamt zu niedrig angesetzte Verbrauchsreduktion von 2.170 MWh/h auf der Einspeiseite für eine ausgeglichene Leistungsbilanz im Grunde jene 2.170 MWh/h im Jahr 2032 an Einspeisekapazität nicht benötigt würden. Setzt man die zusätzliche Einspeisekapazität von 2.170 MWh/h in diesem Zusammenhang mit der Summe aller Einspeisekapazitäten aus der LNGplus-Variante C mit 341 GWh/h⁵ ins Verhältnis, so stellt diese einen Anteil von 0,6% dar. Inwiefern eine Anpassung der Einspeisekapazitäten tatsächlich einen maßgeblichen Einfluss auf das Modellierungsergebnis hätte und ein angepasstes Ergebnis die zukünftige Realität besser abbilden würde, ist bereits aufgrund des quantitativ niedrigen Wertes der Abweichung zwischen 2021 und 2022 nicht ersichtlich. Vielmehr reduziert dieses Ergebnis das aufgrund eines fehlenden Netzausbaus in Frankreich vorhandene negative Saldo in der H-Gas Leistungsbilanz.

Die vorgebrachten Punkte legen dar, weshalb die Modellierung und die erzielten Ergebnisse, insbesondere in Form des ermittelten Netzausbauvorschlags, auch mit einer Verbrauchsreduktion auf Basis des Jahres 2022 als unschädlich eingestuft werden können. Da selbst die Neumodellierung der LNGplus-Varianten mit einer Verbrauchsreduktion auf Basis des Jahres 2021 keine relevanten Auswirkungen auf die als Ergebnis ermittelten Netzausbaumaßnahmen hätte, wird die Vorgabe einer solchen seitens der Bundesnetzagentur als nicht sinnvoll betrachtet. Eine Neumodellierung hätte einen erneuten, massiven Zeitverzug des Verfahrens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zur Folge. Das aktuelle Verfahren ist durch die Notwendigkeit der Modellierung der LNGplus-Varianten bereits um ca. 9 Monate verzögert. Jede weitere Verzögerung ist im Hinblick auf die notwendigen Ausbaumaßnahmen zur Substitution russischer Erdgasmengen im Rahmen der Versorgungssicherheit sehr kritisch zu sehen. Auf Grundlage dieses Sachverhaltes sieht die Bundesnetzagentur trotz der Nichteinhaltung der Vorgaben aus der Teilneubescheidung ausnahmsweise davon ab, von den Fernleitungsnetzbetreibern eine Neumodellierung zu verlangen.

Zusätzlich zu der oben beschriebenen Verbrauchsreduktion ist eine weitere Verbrauchsreduktion durch eine Substitution von Methan durch Wasserstoff auf Basis der Informationen aus der Marktabfrage „Wasserstoffabfrage für Erzeugung und Bedarf“ projektspezifisch berücksichtigt. Bei Neubau- und Bestandskraftwerken sind im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit Strom keine Anpassungen des Verbrauchs durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgenommen.

Die in den LNGplus-Varianten angesetzten Annahmen zur Verbrauchsreduktion wurden bereits durch die Fernleitungsnetzbetreiber im ergänzten Szenariorahmen Gas 2022-2032 vom 26.09.2022 konsultiert. Die dort eingegangenen Stellungnahmen, unter anderem auch jene zu dem oben beschriebenen Vorgehen bzgl. der Annahmen zur Verbrauchsreduktion, sind in die Entscheidung der Bundesnetzagentur im Rahmen der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 eingegangen. Dort wird das Vorgehen unter anderem wie folgt begründet: „Die Bundesnetzagentur hält die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Annahmen zur Verbrauchsreduktion für angemessen und plausibel. Da die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Annahmen zum langfristigen Mengenrückgang unter Einbeziehung aktueller Studien ermittelt haben und die Berechnung der entsprechenden Leistungsreduktion auf Grundlage der FfE-Studie erfolgen soll, sind keine Anhaltspunkte ersichtlich, dass die Annahmen auf falschen Prognosegrundlagen oder unter Rückgriff auf unsachgerechte Be-

⁵ Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, Seite 131, Tabelle 48.

rechnungsmethoden beruhen. Insbesondere wäre eine weitergehende Differenzierung der Verbrauchsreduzierung nur unter Einbeziehung aller relevanten Akteure und dementsprechend ohne eine - unter den aktuellen Gegebenheiten nicht hinnehmbare - Verzögerung möglich gewesen.“⁶

In der Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 durch die Bundesnetzagentur sind dennoch einige den Szenariorahmen Gas 2022-2032 betreffende Stellungnahmen zu den Annahmen der Verbrauchsreduktion eingegangen. Dort zeichnet sich ein sehr heterogenes Bild. So wird das Vorgehen in einigen Stellungnahmen begrüßt und als angemessen angesehen. Andere Stellungnahmen sehen die Mengenreduktion von 20 % als zu gering an. Wiederum andere kritisieren die pauschale Reduktionsvorgabe und wünschen sich einen Bottom-Up-Ansatz, bei dem die Verbrauchsreduktion auf den Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber, teilweise auch unter Berücksichtigung gesetzlicher Klimaschutzziele, basiert.

Die vorgebrachte Kritik ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nachvollziehbar und muss bei den Fernleitungsnetzbetreibern in die Erstellung des kommenden Szenariorahmens Gas einfließen, um einen genehmigungsfähigen Szenariorahmen Gas vorlegen zu können. Dort sind von den Fernleitungsnetzbetreibern unter Berücksichtigung gesetzlicher Klimaschutzziele gemeinsam unter Einbindung der Verteilnetzbetreiber Lösungen zu entwickeln, wie die Entwicklung des zukünftigen Erdgasverbrauchs sinnvoll in der Netzplanung abgebildet werden kann. Im aktuellen Netzentwicklungsplan Gas war eine weitergehende Differenzierung der Verbrauchsreduktion mit Einbindung aller relevanten Akteure und Berücksichtigung aller lokalen und regionalen Spezifika aufgrund des Handlungsdrucks, schnelle Lösungen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit Gas liefern zu müssen, nicht mehr möglich.

2.5 Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern geplante Kapazitätsansatz für nachgelagerte Netzbetreiber ist nicht zu beanstanden.

In der Basisvariante erfolgt die Modellierung der Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber durch die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 vom 20.01.2022.

Als Startwert haben die Fernleitungsnetzbetreiber die internen Bestellwerte für das Jahr 2022 angesetzt und betrachten dann die Werte entsprechend der plausibilisierten Langfristprognose gemäß § 16 Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) bis einschließlich 2027. Für den restlichen Zeitraum bis 2032 wird dieser Wert konstant und nicht weiter steigend fortgeschrieben.

Die Methodik zur Modellierung der Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber entspricht dem Vorgehen vorheriger Netzentwicklungspläne.

In den LNGplus-Varianten, die auf Grundlage der Teilneubescheidung modelliert wurden, wurde zusätzlich auf der Verbrauchsseite bei den Ausspeiseleistungen der Verteilnetzbetreiber für das Jahr 2032 ein Leistungsrückgang von 9,4 % bezogen auf den Startwert der internen Bestellung des Jahres 2022 bis zum Zieljahr 2032 angesetzt.

⁶ Teilneubescheidung der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032, Seite 16.

2.6 Annahmen zu Gaskraftwerken

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern geplante Kapazitätsansatz für die Gaskraftwerke ist nicht zu beanstanden. In verschiedenen Stellungnahmen wird, wie bereits in der Vergangenheit, die Modellierung der Neubaukraftwerke mit DZK kritisiert und die Modellierung mit dem Kapazitätsprodukt FZK gefordert. Es ist jedoch, wie bereits dargelegt⁷, zwischen der Modellierung mit dem Kapazitätsprodukt DZK und dem konkreten Zuordnungspunkt, mit dem modelliert wurde, zu unterscheiden. Gegenstand der vorliegenden Entscheidung ist lediglich die Angemessenheit der Wahl der Zuordnungspunkte und nicht das Kapazitätsprodukt DZK, über das bereits im Rahmen des Szenariorahmens Gas 2022-2032 abschließend entschieden wurde. Ferner weist die Bundesnetzagentur an dieser Stelle auf die Entscheidung⁸ des Oberlandesgerichts (OLG) Düsseldorf vom 25.01.2023 hin, welche bekräftigt, dass der in § 39 GasNZV geregelte individuelle Ausbauanspruch durch die Bereitstellung von DZK an Stelle von FZK erfüllt werden kann. In diesem Zusammenspiel kann mit dem Kapazitätsprodukt DZK unverhältnismäßiger Netzausbau vor dem Hintergrund der derzeit stattfindenden Transformation der Gaswirtschaft begrenzt werden.

Auch die im Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 ausgewiesenen Zuordnungspunkte der systemrelevanten und neuen Gaskraftwerke für den Ansatz mit dem Kapazitätsprodukt DZK sind sachgerecht gewählt worden. Sie entsprechen den Anforderungen der Bundesnetzagentur, wonach Zugänge zu liquiden Handelsmärkten und ausreichende Kapazitäten gewährleistet sein müssen oder aber eine einvernehmliche Abstimmung der Zuordnungspunkte mit den betroffenen Kraftwerksbetreibern erfolgt sein muss. Die wesentliche Basis für eine transparente Darstellung der Vorgehensweise zur Wahl der Zuordnungspunkte bildet hier der „*Annual Report on the Results of Monitoring the internal Natural Gas Market in 2021*“ (*ACER Monitoring Report 2021*)⁹ der europäischen Regulierungsbehörde ACER, welcher die Liquidität der europäischen virtuellen Handelspunkte einschätzt.

Die Bewertungen im *ACER Monitoring Report 2021* entstammen einem Betrachtungszeitpunkt, welcher vor dem Wegfall des Transports russischer Erdgasmengen nach Europa und Deutschland liegt. Die Fernleitungsnetzbetreiber bekräftigen in ihren Ausführungen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 jedoch, dass die Liquidität der aktuell verwendeten Zuordnungspunkte Bunde (Niederlande), Dornum und Emden (Norwegen), Ellund (Dänemark), Eynatten und Wallbach (Italien, Frankreich), Überackern/Überackern 2 (Österreich) und VIP Brandov-THE-Nord (Tschechische Republik) weiterhin gegeben ist.

Durch die Schaffung von zusätzlichen LNG-Kapazitäten in Deutschland und dem Ausbau von Transportkapazitäten zu den angrenzenden westeuropäischen Grenzübergangspunkten wird die Liquidität der Handelsmärkte dieser Länder, gerade auch vor dem Hintergrund des Wegfalls russischer Erdgasmengen, weiter gesteigert. Dies betrifft im Besonderen die Zuordnungspunkte Bunde, Eynatten und VIP Belgium-THE-Süd. An dem Zuordnungspunkt Ellund kann mit Blick auf Analysen des dänischen Netzbetreibers Energinet ebenfalls von einer Gewährleistung der Liquidität ausgegangen werden.¹⁰ Da es sich bei den Zuordnungspunkten Dornum und Emden um wesentliche Importpunkte für norwegisches Erdgas handelt, ist hier ebenfalls die Liquidität als gesichert anzusehen, wie insbesondere auch die Importanteile in der deutschen Erdgasversorgung nach

⁷ Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Seite 28.

⁸ Az. VI-3 Kart 83/21 [V].

⁹ https://www.acer.europa.eu/Publications/ACER_Gas_Market_Monitoring_Report_2021.pdf, Seite 73f.

¹⁰ https://en.energinet.dk/media/f0wpvwbj/gasrede%C3%B8rsele_22_engelsk.pdf, Seite 24.

dem Wegfall der russischen Erdgasmengen zeigen. Über die Zuordnungspunkte VIP-Germany-CH und Wallbach werden vor allem die französischen und italienischen Handelsmärkte erreicht. Auch hier ist die Liquidität mit den dortigen, anhaltend hohen Importen von LNG als gesichert anzusehen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind die Zuordnungspunkte Überackern/Überackern 2 und VIP-Brandov-THE-Nord grundsätzlich zu hinterfragen, da diese in der Vergangenheit wesentliche Einspeisepunkte russischer Erdgasmengen in das deutsche Fernleitungsnetz dargestellt haben. Für den Zuordnungspunkt Überackern/Überackern 2 bekräftigen die Fernleitungsnetzbetreiber in dem Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 jedoch, dass weiterhin ausreichend hohe Erdgasmengen am *Central European Gas Hub* gehandelt werden, eine entsprechende Versorgung von Südosteuropa gegeben ist und damit die Liquidität weiterhin als ausreichend bewertet werden kann. In den Erörterungsterminen, die die Bundesnetzagentur mit den Fernleitungsnetzbetreibern im Nachgang der Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 geführt hat, haben die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber darüber hinaus betont und ausgeführt, dass die Beurteilung des Zuordnungspunkts Überackern/Überackern 2 aus dem ACER-Bericht anhaltend Bestand hat und mit den Kraftwerksbetreibern abgestimmt ist.

Für den Zuordnungspunkt VIP-Brandov-THE-Nord haben die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber in den Erörterungsterminen mitgeteilt, dass insoweit zwar keine umfassende und aktuelle Liquiditätseinschätzung vor dem Hintergrund der neuen Flusssituation im Fernleitungsnetz gegeben werden kann. Der Zuordnungspunkt sei aber nur nach Absprache und mit Zustimmung der jeweils betroffenen Kraftwerksbetreiber zugeteilt worden. Eine neue Liquiditätseinschätzung ist auf den nächsten Netzentwicklungsplan-Zyklus zu vertagen. Sofern für ein Kraftwerk ausschließlich Speicher als Zuordnungspunkte gewählt wurden, ist dies nach Aussagen der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber in den Erörterungsterminen auf den ausdrücklichen Wunsch des jeweiligen Kraftwerksbetreibers erfolgt. Es liegen der Bundesnetzagentur auch keine Anhaltspunkte vor, die Zweifel an der einvernehmlichen Abstimmung der Zuordnungspunkte nahelegen würden. Vielmehr hat sie im Rahmen der Konsultation die Wahl der Zuordnungspunkte sowie deren ausreichende Liquidität explizit thematisiert und die Marktteilnehmer insoweit konkret um Stellungnahmen gebeten. Es sind jedoch keine diesbezüglichen Stellungnahmen, welche die Wahl der Zuordnungspunkte kritisieren, eingereicht worden.

2.7 Annahmen zu Gasspeichern

Die Modellierung der Kapazitätsbedarfe der Gasspeicher durch die Fernleitungsnetzbetreiber ist nicht zu beanstanden. Die Vorgehensweise entspricht den Vorgaben der Bundesnetzagentur. Gleiches gilt für den gewählten Modellierungsansatz. Hier wurden die in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesenen Kapazitäten angesetzt. Neben den bestehenden Speichern wurden auch Speicher-Neubauten und -Erweiterungen in der Modellierung mit 100 % fester, temperaturabhängiger Kapazität (TaK) berücksichtigt. Zusätzlich zu den bereits im Bau befindlichen Projekten sind auch Kapazitäten solcher Speicher Eingangsgrößen der Modellierung, für die die Speicherbetreiber Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV gestellt haben und welche die festgelegten Aufnahmekriterien aus dem Szenariorahmen Gas 2022-2032 erfüllen.

Hinsichtlich der angenommenen Speicherfüllstände im Spitzenlastfall sind sowohl im Rahmen der von den Fernleitungsnetzbetreibern als auch der durch die Bundesnetzagentur durchgeführten Konsultation Stellungnahmen eingegangen, die unter Verweis auf das im Mai 2022 in Kraft getretene Gasspeichergesetz fordern, die Leitungsbereitschaft der Speicher zum Stichtag 01.02. von 35 % auf 40 % zu erhöhen. Dazu haben die Fernleitungsnetzbetreiber ausgeführt, dass es daher vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit angemessen ist,

einen durchschnittlichen Füllstand von 35 % im Spitzenlastfall zu unterstellen, da es auch nach dem 01.02. zu einer Spitzenlastsituation kommen kann. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist diese Argumentation nachvollziehbar und der von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählten Ansatz nicht zu beanstanden.

2.8 Annahmen zum Bedarf von Industriekunden

Die Modellierung der Kapazitätsbedarfe der Industriekunden ist ebenfalls nicht zu beanstanden.

In der Basisvariante haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen langfristig konstanten Gasbedarf für die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen, bereits bestehenden Industriestandorte zugrunde gelegt.

In den LNGplus-Varianten haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grundlage der Teilneubescheidung auf der Verbrauchsseite bei den Ausspeiseleistungen der Industriekunden für das Jahr 2032 einen Leistungsrückgang von 9,4 % bezogen auf die feste Kapazität zum 01.01.2022 angesetzt.

2.9 Annahmen zu LNG-Anlagen

Der Ansatz hinsichtlich der Modellierung der LNG-Anlagen durch die Fernleitungsnetzbetreiber ist grundsätzlich nicht zu beanstanden.

Im Rahmen der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 hatte die Bundesnetzagentur das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, die im Szenariorahmen Gas 2022-2032 enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Anlagen an den Standorten Brunsbüttel und Stade planerisch konkurrierend in der Modellierung anzusetzen, bestätigt und die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, dieses Vorgehen und dessen Ergebnisse möglichst transparent darzustellen. Insbesondere sollte der resultierende Netzausbau so konkret wie möglich den jeweiligen LNG-Projekten zugeordnet werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV für die geplanten LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade für die Modellierungen berücksichtigt¹¹. Die Kapazitätsbedarfe wurden dabei planerisch konkurrierend zu bestehenden Grenzübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten in der Modellierung angesetzt. Somit ist alternativ eine Einspeisung der LNG-Anlagen oder der konkurrierenden Einspeisepunkte strömungsmechanisch möglich. Resultierender Netzausbau wurde den jeweiligen LNG-Projekten zugeordnet.

Im ergänzten Szenariorahmen Gas 2022-2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber aufbauend auf der Basisvariante die Eingangsgrößen für LNG-Anlagen in den LNG-Varianten angepasst. Nunmehr werden je nach Variante die Standorte Brunsbüttel, Stade, Wilhelmshaven (LNG-Variante 1), Brunsbüttel, Wilhelmshaven, Rostock (LNG-Variante 2) und Brunsbüttel, Wilhelmshaven, Rostock (LNG-Variante 2.1) berücksichtigt.

Aufbauend auf der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber LNG-Anlagen in drei weiteren LNGplus-Varianten A, B und C modelliert. In sämtlichen Varianten wird zur Ermittlung von Ausbauvorhaben die Kapazitätsbereitstellung auf die drei Cluster Wilhelmshaven, Unterelbe und Ostsee unterteilt. Während in der LNGplus-Variante A sämtliche zum 30.09.2022 vorliegende Kapazitätsreservierungen

¹¹ Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, Seite 54.

und Kapazitätsausbauansprüche gemäß § 38, 39 GasNZV berücksichtigt wurden, haben die Fernleitungsnetzbetreiber für die LNGplus-Varianten B und C diejenigen Einspeisekapazitäten angesetzt, die durch einen möglichst geringen und schnellen Netzausbau realisiert werden können. Resultierender Netzausbau wurde den jeweiligen LNG-Projekten zugeordnet. Weitere Ausführungen zu den LNGplus-Varianten sind in Kapitel II. B. 2.3 zu finden.

In der Konsultation des Entwurfsdokumentes wurde vorgebracht, dass in den LNGplus-Varianten die Einspeisekapazitäten der LNG-Anlagen bereits bestehende Importkapazitäten nicht blockieren sollten und vollständig als FZK anzusetzen wären.

In den LNGplus-Varianten findet eine „Blockade“ von vorhandenen Kapazitäten nicht statt. Im Gegensatz zu den Varianten des ursprünglich bestätigten Szenariorahmens Gas 2022-2032 findet in den LNGplus-Varianten der Teilneubescheidung keine konkurrierende Betrachtung zu anderen Einspeisepunkten statt. Dies hat zur Konsequenz, dass in der Modellierung die Importkapazitäten an den LNG-Anlagen zusätzliche Einspeisemöglichkeiten bieten, ohne dabei vorhandene Kapazitäten zu substituieren. Einzig hier einschränkende Prämisse ist, dass keine Einspeisungen von russischem Erdgas für die nationale Versorgung und den Transit erfolgt. Auch können durch die ermittelten Ausbaumaßnahmen an sämtlichen LNG-Anlagen überwiegend feste freizuordenbare Kapazitäten in der gem. LNGplus-Variante C modellierten Höhe abgebildet werden. Den Netzbetreibern wurde in der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 aufgetragen, feste Kapazitäten in der Modellierung anzusetzen. Dies schließt, mit Ausnahme von unterbrechbaren Kapazitäten, sämtliche Kapazitätsprodukte ein und begrenzt die Modellierung nicht auf ausschließlich feste freizuordenbare Kapazitäten.

2.10 Annahmen zur Quellenverteilung

Mit der H-Gas-Quellenverteilung bestimmen die Fernleitungsnetzbetreiber in Spitzenlastfällen mögliche Zusatzbedarfe an Einspeisekapazitäten und verteilen diese Zusatzbedarfe auf geeignete Einspeisequellen an den Grenzübergangspunkten. Die Basis der H-Gas-Quellenverteilung bilden die H-Gas-Leistungsbilanzen, in denen alle Einspeise- und Ausspeisekapazitäten in den Spitzenlastfällen der Gaswirtschaftsjahre bis 2032/33 gegenübergestellt und die möglichen Zusatzbedarfe ermittelt werden. Das Potential der Grenzübergangspunkte zur Deckung der möglichen Zusatzbedarfe wird neben der Berücksichtigung netztechnischer Voraussetzungen insbesondere anhand folgender Kriterien durch die Fernleitungsnetzbetreiber bewertet:

- Informationen aus Netzentwicklungsplänen angrenzender Nachbarländer/Netzbetreiber sowie aus Plänen benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber zur Erhöhung der Einspeiseleistungen an den Grenzübergangspunkten.
- Informationen des *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP) 2020 über geplante Investitionsmaßnahmen in die Transportinfrastruktur der angrenzenden Nachbarländer und die Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten.
- Kapazitätsbedarf im angrenzenden Netzgebiet zu Grenzübergangspunkten (z. B. aufgrund der Marktraumumstellung oder des Zusatzbedarfs von Gaskraftwerken).
- Deckung des Zusatzbedarfs durch optimierte Netzausbaumaßnahmen.
- Berücksichtigung des hohen LNG-Importpotenzials im TYNDP 2020 durch Reduzierung der Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten (kein physischer Import).

Auf Basis der Potentialanalyse erfolgt die Verteilung des Zusatzbedarfs auf geeignete Grenzübergangspunkte, deren Kapazitätserhöhung nach Möglichkeit ausbaufrei möglich ist. Notwendige Netzausbaumaßnahmen werden andernfalls ermittelt. Diese grundsätzliche Vorgehensweise ist im Rahmen der Netzentwicklungsplanung etabliert und ist aus Sicht der Bundesnetzagentur sachgerecht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 15a Abs. 1 S. 5 EnWG die derzeitigen Erkenntnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans der *European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSO-G) nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009¹² zu berücksichtigen. Der aktuell zu berücksichtigende gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan Gas ist der TYNDP 2020. Indem die Fernleitungsnetzbetreiber die hier aufgeführten Informationen aus dem TYNDP berücksichtigt und im Rahmen der Potentialanalyse bewertet haben, haben sie die Anforderungen des § 15a Abs. 1 S. 5 EnWG erfüllt.

In der Basisvariante ergibt sich aus der Leistungsbilanz ein Zusatzbedarf von ca. 20 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2027/28 und ca. 18 GWh/h in 2032/33. Dieser Zusatzbedarf kann nach Anwendung der oben beschriebenen Methodik durch zusätzliche Einspeisungen aus dem Westen (v. a. Grenzübergangspunkt Eynatten (BE)) und aus dem Süden (v. a. Grenzübergangspunkte Wallbach (CH) und Oberkappel (AT)) gedeckt werden.

In den LNG-Varianten ergibt sich ein Zusatzbedarf von ca. 41 GWh/h für das Gaswirtschaftsjahr 2032/33. Dieser Zusatzbedarf kann laut Fernleitungsnetzbetreiber durch zusätzliche Einspeisungen aus dem Westen (v. a. Grenzübergangspunkt Eynatten (BE), aber auch Bunde/Oude (NL) und Medelsheim (FR)) und aus dem Süden (v. a. Grenzübergangspunkte Wallbach (CH) und Oberkappel (AT)) gedeckt werden.

Die LNGplus-Varianten weisen aufgrund der stark variierenden Ansätze der LNG-Kapazitäten unterschiedliche Zusatzbedarfe aus. So ist in der LNGplus-Variante A im Grunde keine Quellenverteilung erforderlich, da aufgrund der hoch angesetzten LNG-Kapazitäten in Deutschland sogar die Importkapazitäten aus den Nachbarländern reduziert und die Exportkapazitäten für eine ausgeglichene Leistungsbilanz erhöht werden müssen. In der LNGplus-Variante B ergibt sich aus der Leistungsbilanz wiederum ein Zusatzbedarf von ca. 13 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2032/33. Dieser Zusatzbedarf kann durch zusätzliche Einspeisungen insbesondere aus dem Westen (v. a. Grenzübergangspunkte Eynatten (BE) und Medelsheim (FR)) gedeckt werden. Die LNGplus-Variante C weist einen Zusatzbedarf von ca. 31 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2032/33 aus, welcher ebenfalls durch zusätzliche Einspeisungen vor allem aus dem Westen (v. a. Grenzübergangspunkt Bunde/Oude (NL), dazu Eynatten (BE) und Medelsheim (FR)) aber auch aus dem Norden (Grenzübergangspunkt Ellund (DK)) gedeckt werden kann.

Die Bewertung und der Ansatz der zusätzlichen Einspeisekapazitäten für die jeweiligen Modellierungsvarianten ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nachvollziehbar. Die zusätzlichen Quellen der zum Ausbau vorgeschlagenen LNGplus-Variante C besitzen entweder einen Zugang zum LNG-Weltmarkt oder aber verfügen über eigene Produktionsstätten, wodurch die erhöhten Einspeisekapazitäten begründet sind.

¹² 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.

2.11 Marktraumumstellung

In Kapitel 5 des Entwurfs des Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Entwicklung der L-Gas-Versorgung auseinander. Neben der Darstellung der Mengen- und Leistungsbilanzen im L-Gas geben sie detaillierte Erläuterungen zum Prozess der L-H-Gas-Umstellung (Marktraumumstellung). Dies umfasst Angaben zu den jährlichen Geräteanpassungen sowie eine Beschreibung der Umstellungsbereiche in den Netzgebieten der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber.

2.12 Annahmen zu Wasserstoff

Wie bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber auch im Rahmen des aktuellen Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 Netzausbaumaßnahmen für Wasserstoffprojekte ermittelt. Ausführungen zu den Annahmen und zur Modellierung der Wasserstoffvariante finden sich in Kapitel I. B. 1.3.

Mit der Modellierung der Wasserstoffvariante und der Benennung des Umstellungspotentials von Erdgasinfrastruktur und der dafür notwendigen Ausbaumaßnahmen im Erdgasnetz leistet auch der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 einen wichtigen Beitrag zur Diskussion rund um das Thema Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur, die eine entscheidende Rolle bei der Dekarbonisierung spielen soll. Für den hier zugrundeliegenden Netzentwicklungsplan ist dabei zu differenzieren, welche Maßnahmen Ausbaumaßnahmen darstellen, über die im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas verbindlich entschieden werden kann, und welche für den hiesigen Prozess lediglich informativ Charakter haben. Dies vorausgeschickt sind die dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zugrundeliegenden Annahmen zu Wasserstoff sowie das Vorgehen für die Modellierung der Wasserstoffvariante grundsätzlich nicht zu beanstanden und sachgerecht.

Bereits mit dem am 06.07.2022 veröffentlichten Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber eine Wasserstoffvariante veröffentlicht, die zwar ein Wasserstoffnetz, jedoch noch keine finale Einschätzung enthielt, welche Leitungen konkret neuzubauen oder umzustellen wären.

Gemäß Ziffer 2 der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber dann auf Basis der LNGplus-Variante C ermittelt, welche Erdgasleitungen aus dem Erdgasnetz herausgenommen und für das im Zwischenbericht vom 06.07.2023 veröffentlichte Wasserstoffnetz genutzt werden können. Der Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber für das Modellierungsjahr 2027 nachgekommen. Eine Ermittlung für das Modellierungsjahr 2032 war laut Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund der sehr dynamischen Entwicklungen des Gasmarktes nicht möglich.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dabei auch ermittelt, ob bzw. welche erdgasverstärkenden Maßnahmen erforderlich sind, um Leitungen und andere Einrichtungen aus dem Erdgasnetz herausnehmen zu können und danach auf den Transport von Wasserstoff umstellen zu können. Dieses Vorgehen entspricht dem aktuellen Rechtsrahmen. Mit § 113b EnWG wurde die gesetzliche Grundlage dafür geschaffen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas Gasversorgungsleitungen kenntlich machen können, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten. Dafür ist darzulegen, dass zum Zeitpunkt einer Umstellung solcher Leitungen auf Wasserstoff sichergestellt ist, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen Gas zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann.

§ 113b EnWG stellt außerdem klar, dass der Netzentwicklungsplan Gas hierfür zusätzliche Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes in einem geringfügigen Umfang ausweisen kann. Hingegen kann es auch im Rahmen

des aktuellen Netzentwicklungsplans Gas nicht darum gehen, zur Umsetzung verpflichtende Wasserstoffausbaumaßnahmen zu ermitteln. Dies bleibt dem zukünftigen Wasserstoff-Kernnetz nach § 28r EnWG-Es sowie dem zukünftigen integrierten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff vorbehalten.

Die Maßnahmen der Wasserstoffvariante lassen sich entsprechend in folgende Kategorien unterteilen:

1. Ergebnis der Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen Wasserstoffnetzes im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 (Umstellung und Neubau) gemäß Anlage 3 des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032
2. Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff (Umstellungsleitungen) gemäß Anlage 8 des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032
3. Neubau von Erdgasinfrastruktur (verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz gemäß § 113b EnWG): ID Nrn. 436-02b, 760-01 bis 768-01, 941-01 bis 969-01

Die Maßnahmen gemäß Ziffer 1 fallen dabei auch weiterhin nicht unter den Anwendungsbereich des § 15a EnWG, da sie als Wasserstoffinfrastrukturen nicht Bestandteil der verbindlichen Netzentwicklungsplanung Gas sind und die Bundesnetzagentur in diesem Rahmen nach wie vor keine Entscheidung über die Umstellung auf Wasserstoff oder den Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen treffen kann. Eine ausführliche Begründung hierzu findet sich im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, auf das insoweit verwiesen wird (S. 36 ff.).

Des Weiteren haben die Fernleitungsnetzbetreiber zwar die in Anlage 8 aufgeführten Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 ermittelt (Maßnahmen gemäß Ziffer 2), diese sind aber für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 nur mit Blick auf die Herausnahme aus dem Erdgasnetz relevant und nicht als Umstellungsmaßnahme als Teil des Netzausbauvorschlags gelistet.

Die Ermittlung der Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff ist dabei in zweierlei Hinsicht bedeutsam:

Zum einen kann für diese der Nachweis nach § 113b EnWG geführt werden, dass zum Zeitpunkt einer Umstellung solcher Leitungen auf Wasserstoff sichergestellt ist, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen Gas zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann. Ist dies der Fall, kann die zur Umstellung auf Wasserstoff vorgesehene Erdgasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz herausgenommen werden. Dies ist mit der entsprechenden Modellierung für die bis Ende 2027 umstellbaren Ferngasleitungen erfolgt. Gemäß diesem Änderungsverlangen können die in Anlage 8 zur Umstellung auf Wasserstoff vorgesehene Erdgasinfrastrukturen also aus dem Fernleitungsnetz herausgenommen werden, weil die Erfüllung der Erdgastransportbedarfe auch zum Umstellungstermin weiterhin sichergestellt ist. Die Fernleitungsnetzbetreiber können diese Infrastrukturen zu den angegebenen unterschiedlichen Inbetriebnahmetermenen auf Wasserstoff umstellen und damit den Bereich der Erdgasregulierung verlassen. Eine betriebliche Notwendigkeit für die Nutzung der Leitungen im Gasnetz besteht nicht mehr.

Zum anderen können die Fernleitungsnetzbetreiber auf dieser Grundlage nach § 113b EnWG zusätzliche Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes in einem geringfügigen Umfang ausweisen. Mit der Einführung des

§ 113b EnWG hat der Gesetzgeber die Grundlage dafür geschaffen, im Netzentwicklungsplan Gas zusätzliche Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes in einem geringfügigen Umfang auszuweisen, wenn damit die perspektivische Umstellung von Gasversorgungsleitungen auf eine Wasserstoffnutzung ermöglicht wird. Dies ist hier mit den in Ziffer 3 genannten Maßnahmen erfolgt, die auch Gegenstand des Netzentwicklungsplans sind. Die Maßnahmen Nr. 436-02b, 760-01 bis 768-01 und 941-01 bis 969-01 bleiben entsprechend im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 enthalten.

Im Folgenden werden die Gründe und Einzelheiten der Entscheidungen zur Herausnahme von Erdgasinfrastruktur sowie zum Neubau von Erdgasinfrastruktur genauer ausgeführt.

Herausnahme vorhandener Gasinfrastruktur

Mit § 113b EnWG wurde die Grundlage dafür geschaffen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas Leitungen kenntlich machen können, die perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden können. Dies ist mit Anlage 8 zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 erfolgt.

Bezogen auf den Netzentwicklungsplan Gas ist relevant, dass dahinter die Frage der Herausnehmbarkeit von Erdgasinfrastruktur steht. Wie im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ausgeführt, ist im Prinzip nicht entscheidend, welcher Zweck mit der Herausnahme verfolgt wird. Auch bisher konnte eine Herausnahme (zum Zwecke der Umstellung, aber auch z. B. Rückbau) nach dem Wortlaut und Sinn und Zweck des § 15a EnWG Bestandteil des Netzentwicklungsplans Gas sein. § 113b EnWG stellt dies nun für umzustellende Leitungen nochmals klar.

Voraussetzung ist die Darlegung, dass zum Zeitpunkt der Umstellung solcher Leitungen auf Wasserstoff das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen Gas zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe wird erfüllen können. Es ist also nachzuweisen, dass die Versorgungssicherheit des Gasnetzes auch ohne diese Leitungen gewährleistet sein wird.

Dies ist hier erfolgt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Basis der Versorgungssicherheitsvariante LNG-plus-Variante C und des von ihnen veröffentlichten Wasserstoffnetzes für das Jahr 2027 untersucht, welche Gasversorgungsleitungen perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden können und nachgewiesen, dass das verbleibende Fernleitungsnetz unter Berücksichtigung der erdgasverstärkenden Maßnahmen die dem Szenario LNGplus-Variante C zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann. Eine Herausnahme der zur Umstellung vorgesehenen Erdgasinfrastruktur ist somit nicht zu beanstanden.

Verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz

Wie dargelegt, erfolgt der Nachweis, dass die in Anlage 8 genannten Leitungen aus dem Fernleitungsnetz herausgenommen werden können, unter der Bedingung, dass bestimmte verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz umgesetzt werden. Die Grundlage hierfür bildet § 113b EnWG. Danach kann der Netzentwicklungsplan Gas zusätzliche Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes in einem geringfügigen Umfang ausweisen, die notwendig werden, um Gasversorgungsleitungen perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umstellen zu können. Dafür ist darzulegen, dass zum Zeitpunkt einer Umstellung solcher Leitungen auf Wasserstoff sichergestellt ist, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen Gas zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann.

Dies trägt der grundsätzlichen Bewertung Rechnung, dass die Umstellung von Erdgasinfrastruktur zum Zwecke des Transports von Wasserstoff bei einem entsprechend vorhandenen Bedarf als volkswirtschaftlich effizient betrachtet werden kann, da damit einer bereits vorhandenen aber auf absehbare Zeit nicht mehr benötigten Infrastruktur eine Weiternutzungsöglichkeit gegeben wird. Gleichzeitig ist die Umstellung von nicht mehr benötigter Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff im Verhältnis zu einem kompletten Neubau von Wasserstoffleitungen gesamtwirtschaftlich kostengünstiger.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen in Anlage 8 des Entwurfsdokuments zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff aus und machen kenntlich, ob die jeweilige Maßnahme erdgasverstärkende Maßnahmen im Fernleitungsnetz notwendig macht. Für den Fall, dass eine zur Umstellung identifizierte Erdgasleitung nur in Verbindung mit Verstärkungen des Erdgasnetzes umgestellt werden kann, wird der Umstellung eine konkrete erdgasverstärkende Maßnahme zugeordnet. Nach Prüfung der Maßnahmen bestehen diesbezüglich keine Bedenken.

Auch die Voraussetzung, dass der Umfang der erdgasverstärkenden Maßnahmen geringfügig sein muss, ist hier erfüllt. Von einem geringfügigen Umfang kann ausgegangen werden. Dies gilt sowohl mit Blick auf die Leitungslänge als auch für die Kosten. Für die Umstellung von 2.010 km Erdgasleitungen auf Wasserstoff müssen bis 2027 nur 133 km an Erdgasleitungen neu gebaut werden. Kostenseitig belaufen sich die erdgasverstärkenden Maßnahmen auf 0,3 Mrd. Euro gegenüber 4,4 Mrd. Euro für die Gesamtinvestitionen des Netzausbauvorschlags. Beide Zahlen bewegen sich deutlich im einstelligen Prozentbereich und können damit als geringfügig angesehen werden.

Die verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz (ID Nrn. 436-02b, 760-01 bis 768-01 sowie Nrn. 941-01 bis 969-01), die notwendig werden, um die Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff zu ermöglichen, bleiben entsprechend im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 enthalten. Dies gilt sowohl für die verstärkenden Maßnahmen, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 enthalten waren (ID-Nrn. 760-01 bis 768-01 und 436-02b), als auch für die zusätzlichen im Netzausbauvorschlagn für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 enthaltenen erdgasverstärkenden Maßnahmen (ID-Nr. 941-969).

Den Fernleitungsnetzbetreibern wird dadurch ermöglicht, alle notwendigen Vorkehrungen zu treffen, um eine schnelle Umstellung auf Wasserstoff zu gewährleisten. Mit der Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen darf jedoch – wie bisher – nur dann begonnen werden, wenn hinreichend gesichert ist, dass sie weiterhin erforderlich sind. Ist letzteres nicht der Fall, geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Fernleitungsnetzbetreiber automatisch von der Durchführung der erdgasverstärkenden Maßnahmen absehen. Dabei sind verschiedene Gründe denkbar, weshalb konkrete erdgasverstärkende Maßnahmen entbehrlich werden. Die Erforderlichkeit einer verstärkenden Maßnahme kann beispielsweise dadurch entfallen, dass das zukünftige Kernnetz deutlich größer ausfällt als die Wasserstoffvariante im Netzentwicklungsplan Gas und dadurch grundlegend andere Lösungen gefunden werden (z. B. Neubau einer Wasserstoffleitung statt Umstellung nebst erdgasverstärkender Maßnahme). Denkbar ist aber auch weiterhin, dass die Erforderlichkeit einer erdgasverstärkenden Maßnahme entfällt, weil ein Ein- oder Ausspeisepunkt im Wasserstoffnetz wegfällt und deshalb der Bedarf für eine Umstellungsleitung nicht mehr besteht. Zwar ist die Realisierungswahrscheinlichkeit der Wasserstoff-Projekte angesichts der politischen Bestrebungen im Hinblick auf den Hochlauf von Wasserstoff und den konkreten Überlegungen für ein Wasserstoff-Kernnetz auf Grundlage des § 28r EnWG-E durch die Fernleitungsnetzbetreiber selbst gegenüber dem letzten Änderungsverlangen deutlich gestiegen.

Die aktuellen Diskussionen zum Wasserstoff-Kernnetz lassen allerdings immer noch offen, ob einzelne erdgasverstärkende Maßnahmen trotz eines gegenüber der Wasserstoffvariante größer ausfallenden Wasserstoffnetzes nicht mehr oder nicht in der hier vorgesehenen Form benötigt werden könnten. Mit der Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen darf daher nur begonnen werden, wenn ausreichend gesichert ist, dass sie weiterhin erforderlich werden. Umgekehrt besteht die Verpflichtung zur Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen, die weiterhin erforderlich sind. Dies ist mit Blick auf die Stellungnahme vom 08.12.2023 zu betonen, wonach die Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund der Ergebnisse zur Negativplanung 2032 für das Wasserstoff-Kernnetz davon ausgehen, nicht zu einer Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen, welche sich nicht im Wasserstoff-Kernnetz bestätigt haben, im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 verpflichtet zu werden. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022 – 2032 wurde eine Negativplanung für das Jahr 2032 nicht eingebracht. D.h., wenn kein Wasserstoff-Kernnetz Antrag vorgelegt wird oder der Antrag nicht wie vorgelegt genehmigt wird, müssten die erdgasverstärkenden Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 umgesetzt werden, es sei denn einzelne Maßnahmen sind aus anderen Gründen nicht mehr erforderlich.

Eine Anpassung der Maßnahmenliste kann infolge einer Entscheidung über das Wasserstoff-Kernnetz erfolgen. Die Bestätigung der Maßnahmen steht insoweit unter dem Vorbehalt einer anders lautenden Entscheidung zum Wasserstoff-Kernnetz.

Bei der erdgasverstärkenden Maßnahme „Leitung Elbe Süd-Achim“ (ID 767-02) handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben zum bestehenden Leitungssystem. Diese Leitung darf in der größeren Dimensionierung mit dem Durchmesser 1.400 mm umgesetzt werden. Das bestehende Leitungssystem zwischen Elbe Süd und Achim steht dann zur Umsetzung auf einen potentiellen Wasserstofftransport bereit.

C Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans

Die im Folgenden genannten Maßnahmen des Netzausbauvorschlags sind von den Fernleitungsnetzbetreibern in der unter 1) bis 9) aufgezeigten Weise abzuändern.

1. Maßnahmen der Beteiligten zu 7. „Leitung Sophienthal-Salzgitter“ (ID-Nr. 809-01)

Die Maßnahme „Leitung Sophienthal-Salzgitter“ (ID-Nr. 809-01) der Beteiligten zu 7. ist gemäß Tenorziffer 1) aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen. Bei der vorgeschlagenen Maßnahme handelt es sich um eine Anbindungsleitung eines Industriebetriebs mit angeschlossenem Gaskraftwerk, die nicht die Tatbestandsvoraussetzungen des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG erfüllt.

Die Salzgitter Flachstahl GmbH betreibt am Standort Salzgitter ein Stahlwerk und ein werks eigenes Gaskraftwerk. Die Stahlproduktion läuft derzeit noch kohlebasiert und die Versorgung des Gaskraftwerks über Prozessgase aus der Stahlproduktion. In den kommenden Jahren soll eine Umstellung der Stahlproduktion zunächst auf Erdgas und später auf Wasserstoff erfolgen. Im Zuge dieser Umstellung wird aufgrund des Rückgangs der Prozessgase auch eine höhere Gasanschlusskapazität für das Gaskraftwerk benötigt. Wie in den Erörterungsterminen am 23.10.2023 mit der Salzgitter Flachstahl GmbH und am 25.10.2023 mit der Beteiligten zu 7. dargelegt, stellt die Erhöhung der Kapazitäten bei der Avacon Hochdrucknetz GmbH ohne direkten Anschluss an das Fernleitungsnetz der Beteiligten zu 7. für die Salzgitter Flachstahl GmbH keine adäquate Alternative zu der neu geplanten Leitung dar, da die Salzgitter Flachstahl GmbH künftig strukturierte Kapazitätsbuchungen vornehmen möchte. Diese sind am Verteilnetz nicht möglich. Daher hat die Salzgitter Flachstahl GmbH am 08.10.2021 einen Antrag auf Netzausbau nach § 39 GasNZV bei der Beteiligten zu 7. gestellt. Aufgrund dieser Anfrage plant die Beteiligte zu 7. den erwähnten Leitungsneubau. Die Leitung soll vom NKP Sophienthal bis in das Werk der Salzgitter Flachstahl GmbH verlaufen. Die Inbetriebnahme der Leitung ist für Oktober 2026 geplant.

Derzeit ist die Salzgitter Flachstahl GmbH nicht an das Fernleitungsnetz angeschlossen. Sie wird bisher über das Verteilnetz der Avacon Hochdrucknetz GmbH mit H-Gas versorgt. Die Maßnahme ID-Nr. 809-01 dient folglich der erstmaligen Herstellung einer physischen Verbindung der Infrastruktur der Salzgitter Flachstahl GmbH mit dem Fernleitungsnetz. Die Maßnahme ist daher nicht als kapazitätserhöhende Maßnahme, sondern als Anbindungsleitung einzustufen.

Wie die Bundesnetzagentur bereits umfassend dargelegt hat, erfüllen Anbindungsleitungen nicht die Tatbestandsvoraussetzungen des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG und gehören daher nicht zu den Maßnahmen, die ein Netzentwicklungsplan enthalten kann.¹³ Dem liegen folgende Erwägungen zugrunde:

¹³ Änderungsverlagen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, Seite 42 ff.

Dem § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG ist zu entnehmen, dass nur solche Maßnahmen Bestandteil des Netzentwicklungsplans sein können, die aus dem Kapazitätsbedarf des Netzes resultieren. Konkret wird gefragt nach Maßnahmen zum „Ausbau des Netzes“, die netztechnisch für einen „sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“. Voraussetzung ist also, dass die erforderliche Kapazität innerhalb des bestehenden Netzes nicht zur Verfügung steht und die Maßnahme in der Folge dazu beiträgt, diesen Kapazitätsengpass zu beseitigen oder zumindest zu vermindern. Nur dann kann es sich um eine Netzausbaumaßnahme im Sinne des Netzentwicklungsplans (im Folgenden: NEP-Maßnahme) handeln.

Aus der gesetzlichen Systematik lässt sich entnehmen, welche Maßnahmen dem Pflichtenkreis der Fernleitungsnetzbetreiber zuzuordnen sind und zur Realisierung welcher Maßnahmen sie über den Netzentwicklungsplan verpflichtet werden können. Zum einen gibt es den Bereich, der bis zum Netzanschlusspunkt reicht. Dieser Bereich gehört zum Pflichtenkreis des Anschlussnehmers. Wenn er einen Anschluss an das Netz begehrt, liegt es in seiner Verantwortung, für eine entsprechende Verbindung zum bestehenden Netz zu sorgen. Zum anderen gibt es den Bereich, der sich auf Maßnahmen bezieht, die funktional innerhalb des Netzes zu verorten sind, und der mit dem Netzanschlusspunkt beginnt. Dieser Bereich zählt zum Pflichtenkreis der Fernleitungsnetzbetreiber. Sie sind verpflichtet, ausgehend von dem jeweiligen Netzanschlusspunkt ihr Netzauszubauen, sowie Anschluss und Zugang zu ihrem Netz zu gewähren.

Das gesetzgeberische und systematisch verankerte Verständnis einer Pflichtentrennung wird in Bezug auf die Netzentwicklungsplanung vom Wortlaut des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG gestützt. Hier geht es – wie bereits erwähnt – um den „Ausbau des Netzes“. Anknüpfungspunkt für die Prüfung ist dabei stets das vorhandene Fernleitungsnetz.

Aber nicht nur der § 15a EnWG, sondern auch die Regelungen zum Netzanschluss und zum Netzzugang zeigen, dass das bestehende Fernleitungsnetz der relevante Anknüpfungspunkt für die Prüfung einer zum Pflichtenkreis der Fernleitungsnetzbetreiber zählenden NEP-Maßnahme ist. So geht es in § 17 EnWG darum, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Gasversorgungsnetze und andere Anschlussnehmer an ihr bestehendes Netz anschließen müssen. Die Pflicht zum Netzanschluss wiederum umfasst nur die Herstellung des tatsächlichen Verbindungspunktes in dem Bereich des Netzes, in dem die jeweilige Anbindungsleitung ankommt. Die Errichtung der Anbindungsleitung selbst gehört nicht zu der Pflicht des Fernleitungsnetzbetreibers nach § 17 EnWG. Etwas anderes gilt nur, wenn dies explizit im Gesetz geregelt ist. So gehört beispielsweise nach der spezialgesetzlichen Regelung des § 33 Abs. 1 S. 1, Abs. 7 S. 3 GasNZV i. V. m. § 32 Nr. 2 GasNZV die Herstellung einer Leitung, die eine Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet, zum Pflichtenkreis des Fernleitungsnetzbetreibers. Auch dem für den Netzzugang relevanten § 20 EnWG liegt das bestehende Fernleitungsnetz als Anknüpfungspunkt zugrunde.

Anbindungsleitungen können zwar Netzausbau und eine Erhöhung der Transportkapazität im vorhandenen Netz auslösen, sie sind aber nur ursächlich für einen eventuellen Ausbau und nicht selbst als ein solcher zu werten. Anbindungsleitungen haben also nur Einfluss auf den Kapazitätsbedarf an einem Netzanschlusspunkt, aber nicht auf das dortige Kapazitätsangebot. Sie fragen Kapazität nach, können aber selbst keine zur Verfügung stellen und sind daher nicht im Sinne des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb des bestehenden Netzes erforderlich. Dieses Verhältnis kommt auch in § 38 GasNZV zum Ausdruck. Reservierungen für neu anzuschließende Petenten können nach § 38 GasNZV

nur bis zur vom Fernleitungsnetzbetreiber ausgewiesenen technischen Kapazität des betreffenden Netzes vorgenommen werden. Auch hier wird deutlich, dass Anbindungsleitungen an das Netz einerseits und kapazitative Netzausbaumaßnahmen andererseits strikt zu trennen sind.

Bezüglich des Weiteren Vortrags der Beteiligten zu 7. in ihrer unternehmensindividuellen Stellungnahme wird auf folgendes hingewiesen. Das genannte Sondernetzentgelt ist in § 20 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) geregelt. Ziel des § 20 GasNEV ist es, durch die Gewährung eines netzentgeltseitigen Vorteils den Bau doppelter Infrastruktur zu vermeiden. Mit ihr soll ein Ausgleich der widerstreitenden Interessen von Netzbetreibern und Netznutzern erreicht werden, indem dem ausbauwilligen Netznutzer durch die Einräumung eines niedrigeren Netzentgelts eine Alternative zu dem möglichen finanziellen Vorteil des Direktleitungsbaus angeboten wird.¹⁴ Eine zugangsseitige Auswirkung, wie sie die Beteiligte zu 7. suggeriert, ist mit ihr hingegen nicht verbunden. Weder der Wortlaut der Norm noch die Systematik (Regelung in der GasNEV) legen nahe, dass dem Anschlussnehmer über die Netzentgeltregelung hinaus weitere zugangsseitige Vorteile im Sinne der geforderten kommerziellen Gleichstellung mit Anschlussnehmern am Fernleitungsnetz gewährt werden sollen. Es ist nicht nachvollziehbar, dass die Beteiligte zu 7. die Aufnahme in den Netzentwicklungsplan Gas (und somit den Bau auf Kosten der Allgemeinheit der Netznutzer) einer Infrastruktur fordert, die keiner Kapazitätserhöhung im Netz, sondern lediglich der Buchungsoptimierung der Salzgitter Flachstahl GmbH dient, und diesbezüglich auf eine Norm verweist, mit der der Bau genau dieser Infrastruktur vermieden werden sollte.

Auch der Vorschlag der Beteiligten zu 7., die Leitung, statt bis zum Werk der Salzgitter Flachstahl GmbH, bis zur Übergabestation Hallendorf zu errichten, führt zu keiner abweichenden Beurteilung. Die Station Hallendorf diente bis zur Umstellung des Netzes der Avacon Hochdrucknetz GmbH von L-Gas auf H-Gas als Übergabestation für L-Gas aus dem Netz der Beteiligten zu 11. und ist nun inaktiv. Ein Ausbau zu dieser Station samt einer Verbindung zum Netz der Beteiligten zu 11. zur Versorgung mit H-Gas ist daher, wie die Beteiligte zu 7. selbst darstellt, technisch nicht umsetzbar, da es sich hierbei um zwei Netze mit unterschiedlichen Gasqualitäten handelt. Der Vorschlag der Beteiligten zu 7. führt lediglich dazu, dass der geografische Verlauf der Maßnahme 809-01 leicht geändert wird und sich dadurch in der Nähe eines Kopplungspunktes des Netzes der Beteiligten zu 11. befindet. Er hat jedoch weder eine kapazitätserhöhende Wirkung im Netz der Beteiligten zu 11. noch im Netz der Beteiligten zu 7. und kann daher nicht dazu führen, dass die Maßnahme als Netzausbau zu werten ist.

2. Maßnahme der Beteiligten zu 13. „Leitung WAL 2“ und „GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2, Voslapper Groden“ (ID-Nrn. 902-01 und 901-01)

Die Maßnahmen der Beteiligten zu 13. „Leitung WAL 2“ (ID-Nr. 902-01) und „GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2, Voslapper Groden“ (ID 901-01) sind für die Anbindung der in Wilhelmshaven geplanten LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz der Beteiligten zu 13. vorgesehen. Sie sind gemäß Tenorziffer 1) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen, da Anbindungsleitungen nicht zu den Maßnahmen gehören, die ein Netzentwicklungsplan enthalten kann.¹⁵ Die Beteiligte zu 13. hat dies nach Rückfrage der Bundesnetzagentur mit

¹⁴ Leitfaden der Regulierungsbehörden zur Ermittlung von Sondernetzentgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV (Stand April 2021) S. 4.

¹⁵ Siehe auch Kapitel II. C. 1.

Schreiben vom 22.09.2023 bestätigt und sich mit der lediglich informatorischen Aufnahme der Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan einverstanden erklärt.

3. Maßnahme der Beteiligten zu 12. „VDS Sayda“ (ID-Nr. 507-01m)

Die Maßnahme der Beteiligten zu 12. „VDS Sayda“ (ID-Nr. 507-01m) ist gemäß Tenorziffer 3) aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen, da die Maßnahme für einen bedarfsgerechten Ausbau im Sinne des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG nicht erforderlich ist.

Bei der Maßnahme handelt es sich um den Neubau der bestehenden Verdichterstation Sayda zur Gewährleistung eines dauerhaften und unterbrechungsfreien Gastransportes bzw. Druckbereitstellung am Grenzübergangspunkt Deutschneudorf. Die Beteiligte zu 12. hat die Maßnahme ursprünglich zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion als Netzausbaumaßnahme im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 vorgeschlagen.¹⁶

Im Rahmen des mit der Beteiligten zu 12. geführten Erörterungstermins vom 23.08.2023 teilte diese der Bundesnetzagentur mit, dass aufgrund der nunmehr bestehenden neuen Lastflussrichtung, als Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine, die im Netzausbauvorschlag aufgeführte Maßnahme nicht mehr erforderlich sei. Ein Neubau der bestehenden Verdichterstation Sayda sei nicht angemessen, da nicht davon auszugehen ist, dass die ursprünglich angenommenen Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Deutschneudorf perspektivisch nach Tschechien zu transportieren sind.

Wie von der Bundesnetzagentur im Erörterungstermin erbeten, erläuterte die Beteiligte zu 12. mit E-Mails vom 25.08.2023 und 29.09.2023, dass ursprünglich ein Teil des russischen Erdgases über die EUGAL-Pipeline in Groß Körös in das System der Beteiligten zu 12. übergeben und dann weiter nach Tschechien transportiert werden sollte. Nach dem Wegfall der russischen Importmengen und der Aufnahme von LNG-Importen hätten sich die Gasflüsse in Europa und somit auch in Deutschland in eine West-Ost-Versorgung geändert. Transporte Richtung Tschechien seien aus heutiger Sicht weiterhin notwendig, allerdings mit sehr volatiler Nutzung der über den VIP Brandov-THE-Nord angebotenen Kapazitäten und daher mit weniger Benutzungsstunden als ursprünglich geplant. Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen der LNGplus-Variante C hier bereits eine angepasste technisch verfügbare Kapazität in Höhe von 4,4 GWh/h für die Jahre 2027 und 2032 angesetzt.¹⁷ Ein kompletter Neubau der Verdichterstation sei somit nicht mehr notwendig. Die Verdichtereinheiten der bereits bestehenden Verdichterstation Sayda genügen nach aktuellem Stand den erwarteten Belastungen.

Die Beteiligte zu 12. hat nachvollziehbar dargelegt, dass der ursprünglich geplante Neubau der bestehenden Verdichterstation Sayda angesichts der neuen Gaslastflusssituation in Deutschland nicht erforderlich ist. Es ist ersichtlich, dass im Rahmen der neuen gaswirtschaftlichen Lage und dem einhergehenden Wegfall russischer

¹⁶ NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2022 – NEP-Entwurf“ Detailansicht zur Ausbaumaßnahme 507-01m.

¹⁷ In Übereinstimmung mit dem NC CAM (*Network Code on Capacity Allocation Mechanisms*) werden die Kapazitäten am Punkt Deutschneudorf nunmehr am VIP Brandov-THE-Nord angeboten.

Erdgaslieferungen nicht die ursprünglich angenommenen Kapazitäten von Deutschland über den Grenzübergangspunkt Deutschneudorf nach Tschechien transportiert werden müssen. Ein Neubau der bereits bestehenden Verdichterstation Sayda ist damit nicht mehr erforderlich.

Die Bundesnetzagentur hat mit der Teilneubescheidung vom 11.11.2022 die Rahmenbedingungen zur Modellierung der LNGplus-Varianten vorgegeben. Der Modellierung der LNGplus-Varianten sollte die Annahme zugrunde gelegt werden, dass die Einspeisung von russischen Erdgasmengen in das deutsche Fernleitungsnetz vollständig mittels zusätzlicher Einspeisekapazitäten durch LNG-Anlagen und westlicher Grenzübergangspunkte substituiert werden müssen. Damit einhergehend konnte bei der Modellierung der LNGplus-Varianten bereits von einer grundlegenden Änderung der Gasflussrichtungen ausgegangen werden. Grundsätzlich hätte die Beteiligte zu 12. daher die nunmehr vorgetragenen Gründe dafür, warum die Maßnahme „VDS Sayda“ für einen bedarfsgerechten Ausbau nicht erforderlich sind, bereits im Rahmen der Modellierung der LNGplus-Varianten berücksichtigen müssen.

Die Beteiligte zu 12. führt mit E-Mail vom 25.08.2023 aus, dass Änderungen der Annahmen für die Basisvariante für den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 nicht durchgeführt wurden. Eine Änderung der Annahmen der Basisvariante hätte laut Aussage der Beteiligten zu 12. zu weiteren Verzögerungen im Prozess der Netzentwicklungsplanung geführt. Vor diesem Hintergrund erläutert die Beteiligte zu 12., dass die Maßnahme „VDS Sayda“ als Ergebnis der Modellierung der Basisvariante Grundlage für die LNGplus-Varianten sei und daher in dem Netzausbauvorschlag übernommen wurde.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur hätte die Beteiligte zu 12. die in der Teilneubescheidung aufgeführten Annahmen bei der Modellierung der LNGplus-Varianten sehr wohl, auch im Hinblick auf Maßnahmen, die Ergebnis der Modellierung der Basisvariante sind, zugrunde legen müssen. In Teilen hat die Beteiligte zu 12. dies auch mit der Anpassung des zuvor beschriebenen Kapazitätsangebots am Punkt Deutschneudorf in der NEP-Gas-Datenbank der Fernleitungsnetzbetreiber umgesetzt. Um jedoch eine vollständige Korrektur gewährleisten zu können, verlangt die Bundesnetzagentur die Herausnahme der Maßnahme „VDS Sayda“ aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032.

Die Beteiligte zu 12. teilte der Bundesnetzagentur im Rahmen des Erörterungstermins vom 23.08.2023 mit, dass zur Ermöglichung des nunmehr notwendigen Transportes in Nord-Süd-Richtung dennoch perspektivisch eine Anpassung der bestehenden Verdichterstation Sayda erforderlich sei. Konkret müsste ein sogenanntes Stations-Piping umgesetzt werden. Mit E-Mails vom 25.08.2023 und 29.09.2023 führte die Beteiligte zu 12. aus, dass zu dem Stations-Piping u. a. Maßnahmen zählen, die der Aufrechterhaltung des allgemeinen Betriebes und der Fahrwegs-Optimierung für die geänderten Gasflüsse dienen. Eine konkrete Prüfung, ob eine solche bislang im Verfahren der Netzentwicklungsplanung Gas 2022-2032 formell seitens der Fernleitungsnetzbetreiber noch nicht eingebrachte Netzausbaumaßnahme den Anforderungen des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG genügt und als Maßnahme zum bedarfsgerechten Ausbau betrachtet werden kann, kann allerdings erst im kommenden Zyklus der Netzentwicklungsplanung Gas erfolgen.

4. Maßnahme der Beteiligten zu 14. „GDRM-Anlage Bietigheim“ (ID-Nr. 613-01)

Die Maßnahme der Beteiligten zu 14. „GDRM-Anlage Bietigheim“ (ID-Nr. 613-01) ist gemäß Tenorziffer 4) aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen, da die Maßnahme für einen bedarfsgerechten Ausbau im Sinne des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG nicht erforderlich ist.

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Gasdruck-Regel- und Messanlage (GDRM-Anlage). Die Anlage dient der Überspeisung zwischen den Leitungen „Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1)“ (ID-Nr. 449-02), „Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)“ (ID-Nr. 612-01) sowie „Anbindung Heilbronn“ (ID-Nr. 112-03).

Im Rahmen des Erörterungstermins mit der Beteiligten zu 14. am 15.06.2023 sowie im weiteren Schriftverkehr mit der Bundesnetzagentur hat die Beteiligte zu 14. nachvollziehbar dargelegt, dass die Maßnahme „GDRM-Anlage Bietigheim“ nicht erforderlich sei. Im Rahmen von seitens der Beteiligten zu 14. beauftragten und durchgeführten technischen Machbarkeitsstudien seien neue Erkenntnisse gewonnen worden. Eine bedarfsgerechte Versorgung sowie eine erhebliche Verbesserung der Transportfähigkeit des Ferngasleitungssystems sei bereits dann ermöglicht, wenn die druckgesteuerte Überspeisung des Gases lediglich durch die sich im Bau befindliche „GDRM-Anlage Heilbronn“ erfolge. Die „GDRM-Anlage Bietigheim“ ist grundsätzlich im Zusammenhang mit den Maßnahmen „GDRM-Anlage Heilbronn“, „Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1)“, „Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)“ sowie der sich in Betrieb befindlichen „Anbindung Heilbronn“ zu betrachten. Diese Maßnahmen stehen im engen Zusammenhang mit der Verbesserung der Transportfähigkeit des Ferngasleitungssystems der Beteiligten zu 14., sowie mit Kraftwerksbedarfen entlang der „Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1)“ und „Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)“.

Eine zusätzliche Druck- bzw. Mengenregelung der „GDRM-Anlage Bietigheim“ ermöglicht laut der Beteiligten zu 14. in nur seltenen Fällen eine erhöhte Flexibilität der Netzfahrweise, ist allerdings nicht für die versorgungssichere Gasverteilung notwendig und kann somit als Regelstation eingespart werden.

Um das Netz technisch sicher und mit erhöhter Flexibilität der Transportwege zu betreiben, ist eine Druckabsicherung mit einer Sicherheitsabsperr-Armatur in Metterzimmern (Standort der geplanten „GDRM-Anlage Bietigheim“) ausreichend und im Rahmen der Maßnahme „Anbindung Heilbronn“ bereits umgesetzt.

Aus diesen Gründen verlangt die Bundesnetzagentur die Herausnahme der Maßnahme „GDRM-Anlage Bietigheim“ aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032.

5. Maßnahme der Beteiligten zu 8. und zu 13. „Deodorierungsanlage Medelsheim“ (ID-Nr. 905-01)

Die Maßnahme der Beteiligten zu 8. und zu 13. "Deodorierungsanlage Medelsheim" (ID-Nr. 905-01) ist zur Deodorierung des aus Frankreich eingespeisten Erdgases in das Fernleitungsnetz der Beteiligten zu 8. und zu 13. vorgesehen. Sie ist gemäß Tenorziffer 5) aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.

Die Bedarfsgerechtigkeit der Maßnahme kann nach aktuellem Kenntnisstand nicht festgestellt werden, weil nicht gesichert davon ausgegangen werden kann, dass das Ziel der Maßnahme – und zwar die Bereitstellung dauerhafter fester Einspeisekapazität in Höhe von 4,2 GWh/h am Grenzübergangspunkt Medelsheim (FR) – zukünftig erfüllt werden kann.

In Frankreich wird Erdgas auf Fernleitungsebene mit einer schwefelhaltigen Substanz odoriert, in Deutschland erfolgt dieser Schritt hingegen erst und ausschließlich auf der Verteilernetzebene. Damit am Grenzübergangspunkt Medelsheim Erdgas aus Frankreich bei einem Gasfluss von bis zu 4,2 GWh/h eingespeist werden kann, das die gem. Arbeitsblatt G260 der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) vor-

gegebenen nationalen Grenzwerte zum Schwefelgehalt einhält, ist laut Darstellung der Fernleitungsnetzbetreiber die Errichtung einer Deodorierungsanlage notwendig. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher den Bau einer Deodorierungsanlage als Maßnahme mit der ID-Nr. 905-01 in ihren Netzausbauvorschlag aufgenommen.

Sie haben sich jedoch gleichzeitig vorbehalten, die endgültige Investitionsentscheidung nur zu treffen, wenn die Vorgaben des Arbeitsblattes DVGW G260 in Deutschland dauerhaft beibehalten und einschlägig für den Gastransport bleiben, die Vorgaben der europäischen Gasqualitätsnorm EN 16726 für das aus Frankreich zu übernehmende Gas eingehalten werden und in Frankreich dauerhaft eine technische Kapazität im Sinne der VO (EU) 715/2009 Artikel 2 (18) in Höhe von mindestens 4,2 GWh/h in Richtung Deutschland geschaffen und angeboten wird.

Maßnahmen unter Vorbehalt einer noch zu treffenden Investitionsentscheidung durch die Fernleitungsnetzbetreiber kennt der verbindliche Netzentwicklungsplan gemäß § 15a EnWG grundsätzlich nicht: Ist eine Maßnahme für den bedarfsgerechten Ausbau bzw. den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich, dann sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, diese Maßnahme umzusetzen und entsprechende Investitionsentscheidungen zu treffen. Sollte die Notwendigkeit der Maßnahme im Sinne des § 15a EnWG nicht nachgewiesen sein, dann kann sie nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplan sein.

Bedingt durch den Lieferstopp Russlands haben die Fernleitungsnetzbetreiber kurzfristig und vorübergehend Einspeisungen aus Frankreich nach Deutschland ermöglicht, ohne eine Deodorierung vorzunehmen. Die Bundesnetzagentur hat dafür mit der Festlegung „VOLKER“¹⁸ Kosten aus Schadensersatzansprüchen aufgrund von odoriertem Erdgas aus dem Ausland als volatile Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV definiert, wodurch aktuell Schadensersatzansprüche über die Erlösobergrenze getragen werden könnten. Diese Regelung endet zum 31.03.2024. Die Befristung spiegelt die Abwägung der spezifischen Risikolagen wider. Angesichts der drohenden Gasmanngelagewar eine erhöhte Importkapazität gegen die Risiken abzuwägen, die bei einem kurzfristigen und begrenzten Import von odoriertem Gas an den Anlagen der Netznutzer drohen, die auf solche Schwefelbeimischungen nicht eingestellt waren bzw. sind.

Die Vermarktung von festen Kapazitäten an der deutsch-französischen Grenze findet ausschließlich auf Tagesbasis statt, da aufgrund technischer Restriktionen in der Flusssteuerung in Deutschland und Engpässen in Frankreich derzeit keine festen Kapazitäten mit einer längeren Laufzeit angeboten werden können. Frankreich kann die Ausspeisekapazitäten nur anbieten, wenn in Nordfrankreich genügend Erdgas eingespeist wird, um die dort entstehenden Bedarfe zu decken. Reichen die vorhandenen Gas mengen nicht aus, so muss Erdgas aus Südfrankreich nach Nordfrankreich transportiert werden, was aufgrund der vorhandenen Infrastrukturen zu Engpässen im Süd-Nordtransport führen würde. Dieser Engpass begründet die beschränkte Ausspeisefähigkeit nach Deutschland. Gerade bei temperaturbedingt hohen Bedarfen in Deutschland und Nordfrankreich ist eine Einschränkung von Einspeisungen nach Deutschland aus Frankreich wahrscheinlich, da in diesen Fällen der Süd-Nordengpass in Frankreich transpoteinschränkend wirkt.

Damit die Ausspeisekapazität von Frankreich nach Deutschland dauerhaft fest bereitgestellt werden kann, ist gem. dem französischen Netzentwicklungsplan ein Ausbau des französischen Fernleitungsnetzes erforderlich,

¹⁸ Az. BK9-22/606-1 bis BK9-22/606-5.

der mindestens 180 Mio. Euro kosten würde.¹⁹ Der französische Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz hat Ausbaumaßnahmen zur Darstellung von Ausspeisekapazitäten nach Deutschland im Netzentwicklungsplan 2022-2031 ermittelt. In Frankreich sind Netzentwicklungspläne für Fernleitungen nicht bindend. Aufbauend auf einem Netzentwicklungsplan legt stattdessen der Fernleitungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde einen Investitionsplan vor. Dieser ist durch die Regulierungsbehörde zu bestätigen, damit die damit verbundenen Kosten in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden können. Laut E-Mail der französischen Regulierungsbehörde vom 24.10.2023 hat der französische Fernleitungsnetzbetreiber bisher keine Ausbaumaßnahmen zur Kapazitätserhöhung nach Deutschland zur Genehmigung vorgelegt.

Der notwendige Ausbau in Frankreich würde nach Aussage der Beteiligten zu 13. nur erfolgen, wenn eine Zusage zur Kostentragung verbindlich vorliegt. GRTgaz habe den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern mitgeteilt, dass ein Ausbau nur erfolgen würde, wenn ein deutliches Marktsignal zur Notwendigkeit dieser Maßnahmen vorläge, insbesondere, wenn ausgehend von den unverbindlichen Nachfragen gem. der VO (EU) 2017/459 Artikel 26 im Verfahren für neu zu schaffende Kapazitäten ein konkreter Kapazitätsbedarf durch Marktteilnehmer signalisiert würde. Im aktuellen Zyklus dieses Verfahrens ist jedoch kein konkreter Kapazitätsbedarf gemeldet worden.²⁰ Auch eine anderweitige Zusage zur Kostentragung ist bisher nicht erfolgt. Die Beteiligte zu 8. hat im Erörterungstermin mit der Bundesnetzagentur bestätigt, dass ein Ausbau in Frankreich erst erfolgen würde, sofern die Kostenübernahme durch Deutschland oder aufgrund des Verfahrens gem. der VO (EU) 2017/459 Artikel 26 sichergestellt sei.

Im Rahmen der Konsultation wurde gefordert, dass die Deodorierungsanlage nur gebaut werden sollte, wenn die von den Fernleitungsnetzbetreibern gestellten Bedingungen zur Errichtung der Anlage erfüllt sind. Ferner wurde darauf hingewiesen, dass die Spezifikationen zur Gasqualität des DVGW dringend einzuhalten sind. Gleichwohl sollte die heute schon bestehende Möglichkeit der Einspeisung von odoriertem Erdgas aus Frankreich erhalten bleiben.

In dem Erörterungstermin vom 15.08.2023 hat die Beteiligte zu 13. nunmehr vorgetragen, dass in dem aus Frankreich stammenden Erdgas, neben zu hohen Schwefelwerten, auch ein Sauerstoffgehalt gemessen wurde, der über den Vorgaben des gem. des Arbeitsblatt DVGW G260 festgelegten Grenzwerts liegt. Dies mache für den dauerhaften Import aus Frankreich neben dem Bau der geplanten Deodorierungsanlage eine zusätzliche Investition in eine Deoxidationsanlage am Standort Medelsheim notwendig, welche die Kosten um über 100 Mio. Euro erhöhen würde. Die Inbetriebnahme dieser Anlage würde frühestens 2028 erfolgen. Es sei zweifelhaft, ob zu diesem Zeitpunkt noch ein entscheidender Bedarf für Erdgas aus Frankreich vorläge. Ferner habe man keine Erfahrungen, die einen technisch robusten Betrieb dieser Anlage garantieren könnten. Vor diesem Hintergrund wurde durch die Beteiligte zu 13. angeregt, die Deodorierungs-/Deoxidationsanlage nicht zu errichten bzw. im Änderungsverlangen Bedingungen für die Umsetzung der Maßnahme aufzunehmen. In dem Erörterungstermin vom 04.09.2023 hat die Beteiligte zu 8. vorgetragen, dass das aus Frankreich importierte Erdgas die in Frankreich geltenden, höheren festgelegten Grenzwerte bisher eingehalten habe. Nach den aktuellen Planungen werde in Frankreich zur Einhaltung der Klimaschutzziele in den kommenden Jahren die Biogaseinspeisungen jedoch stark ansteigen und es sei folglich mit erhöhten Sauerstoffmengen zu rechnen.

¹⁹ <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2023-04/Plan-Decennal-de-Developpement-2022-2031.pdf>, Seite 64.

²⁰ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-11/2023_DAR_DE-NO.pdf, Seite 4f..

Es kann somit aktuell nicht ausgeschlossen werden, dass entgegen der ursprünglichen Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für die dauerhafte, feste Bereitstellung und Nutzung von Importkapazitäten am Grenzübergangspunkt Medelsheim auf deutscher Seite neben der Umsetzung der Maßnahme ID-Nr. 905-01 zusätzlich der Bau einer Deoxidationsanlage erforderlich werden wird, damit die importierten Mengen die in Arbeitsblatt DVGW G260 festgelegten Grenzwerte einhalten. Damit würden die geschätzten Gesamtinvestitionskosten möglicherweise auf ca. 270 Mio. Euro ansteigen.

Die Bundesnetzagentur hat durchgreifende Zweifel an der Bedarfsgerechtigkeit i.S.d. § 15a EnWG der vorgeschlagenen Ausbaumaßnahme. Das mit der Maßnahme verfolgte Ziel, die Schaffung dauerhafter, fester Einspeisekapazität in Höhe von 4,2 GWh/h am Grenzübergangspunkt Medelsheim, ist allein mit dem Bau der Deodorierungsanlage nicht realisierbar, sondern erfordert auch umfangreichen Ausbau in Frankreich. Da es derzeit jedoch nicht gesichert ist, *ob* (und ggfls. *wann*) der auf französischer Seite für die Bereitstellung der dauerhaft festen Importkapazitäten erforderliche Netzausbau erfolgen wird, besteht die Gefahr, dass auf deutscher Seite kostenintensive Investitionen getätigt werden, ohne dass die damit angestrebte Kapazitätserhöhung jemals dauerhaft ermöglicht werden würde. Auch kann ein Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit aktuell nicht gesichert festgestellt werden, da wie oben dargelegt insbesondere in Spitzenlastfällen der Süd-Nordengpass in Frankreich aktuell transporteinschränkend wirkt und somit bei temperaturbedingt hohen Bedarfen in Deutschland und Nordfrankreich eine Einschränkung von Einspeisungen nach Deutschland aus Frankreich ohne Netzausbau auf französischer Seite sehr wahrscheinlich ist. Die Bedarfsgerechtigkeit der Maßnahme ID-Nr. 905-01 kann daher zum aktuellen Zeitpunkt nicht festgestellt werden und muss gegebenenfalls im nächsten Zyklus erneut überprüft werden.

6. Maßnahme der Beteiligten zu 7. „Vorwärmung Embsen“ (ID-Nr. 638-01)

Die Maßnahme „Vorwärmung Embsen“ (ID-Nr. 638-01) ist gemäß Tenorziffer 6) aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.

Es handelt sich hierbei um die Vorwärmung zur Überspeisung der Mengen aus den geplanten LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade in das druckniedrigere Fernleitungssystem. Die Maßnahme ist identisch zur Maßnahme „Überspeisung Embsen“ (ID-Nr. 301-01). Dabei wurde die Maßnahme 301-01 von der Beteiligten zu 7. an die Realisierung einer LNG-Anlage in Brunsbüttel und die Maßnahme 638-01 an die Realisierung einer LNG-Anlage in Stade geknüpft, da zum Zeitpunkt der Modellierung nicht zwingend von einer Umsetzung beider LNG-Anlagen auszugehen war. Sowohl im Falle der Umsetzung einer der beiden LNG-Anlagen, als auch im Falle der Umsetzung beider Anlagen wird nur eine der beiden Maßnahmen benötigt. Auf Rückfrage der Bundesnetzagentur, welche der beiden Maßnahmen bevorzugt umgesetzt werden sollte, begründete die Beteiligte zu 7. mit Schreiben vom 22.09.2023 die Umsetzung der Maßnahme 301-01 damit, dass nun von einem Bau beider LNG-Anlagen auszugehen sei und daher die neuere der beiden Maßnahmen (ID-Nr. 638-01) entfallen könne.

7. Maßnahme der Beteiligten zu 7. „Leitung Elbe Süd-Achim“ (ID-Nr. 636-02)

Die Maßnahme „Leitung Elbe Süd-Achim“ (ID-Nr. 636-02) ist gemäß Tenorziffer 7) aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 herauszunehmen.

Das Ausbauprojekt „Leitung Elbe Süd-Achim“ wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Anlage 6, die alle Maßnahmen des Netzausbauvorschlages der Fernleitungsnetzbetreiber enthält, sowohl mit dem Durchmesser 1.200 mm (ID-Nr. 636-02) als auch mit dem Durchmesser 1.400 mm (ID-Nr. 767-02) aufgenommen. Allerdings fehlen Ausführungen dazu, dass die Leitungsvorhaben nicht kumulativ, sondern nur alternativ benötigt werden. Auf Rückfrage der Bundesnetzagentur hat die Beteiligte zu 7. mit Schreiben vom 19.10.2023 bestätigt, dass es sich hierbei um ein redaktionelles Versehen handelt und die Maßnahme nur einmal und zwar in der größeren Dimensionierung umgesetzt werden soll (s. insoweit auch die Ausführungen in Kapitel II. B. 2.12 zu den erdgasverstärkenden Maßnahmen).

8. Maßnahme der Beteiligten zu 5. „Anschlussleitung Köln Süd 2“ (ID-Nr. 801-01)

Die Maßnahme „Anschlussleitung Köln Süd 2“ (ID-Nr. 801-01) ist gemäß Tenorziffer 8) durch die alternative Maßnahme „Anschlussleitung Knapsack“ zu ersetzen.

Im Erörterungstermin hat die Beteiligte zu 5. mitgeteilt, dass aufgrund neuer Erkenntnisse im Zusammenhang mit der Planung der „Anschlussleitung Köln Süd 2“ mit der „Anschlussleitung Knapsack“ ein alternativer, im Hinblick auf die Realisierbarkeit der Maßnahme vorteilhafterer Trassenverlauf ermittelt wurde. Erste Erkenntnisse, u.a. aus dem Baurecht und dem Planungsrecht, bei der Planung der „Anschlussleitung Köln Süd 2“ zeigten, dass der Trassenverlauf durch dicht besiedeltes Gebiet verläuft und zudem Autobahnen, Schienen und Gewässer durchkreuzt. Aus diesem Grund geht die Beteiligte zu 5. davon aus, dass sowohl die auf Basis der Plankostenansätze angesetzten Kosten der „Anschlussleitung Köln Süd 2“ i. H. v. 29 Mio. Euro aufgrund von erhöhten Bau- und Wegerechtkosten steigen als auch Verzögerungen im Terminplan, bedingt durch einen erhöhten Abstimmungsbedarf bei einem derart technisch anspruchsvollen Trassenverlauf, zu erwarten sind.

Der Trassenverlauf der alternativen Maßnahme „Anschlussleitung Knapsack“ weist laut der Beteiligten zu 5. deutlich weniger Konflikte auf, als die ursprünglich vorgesehene Maßnahme „Anschlussleitung Köln Süd 2“, sodass diese Maßnahme hinsichtlich der Realisierbarkeit Vorteile hat. Darüber hinaus besitzt die Maßnahme auch netztechnische Vorteile, da mit Realisierung der alternativen Maßnahme prinzipiell zusammen mit der Fernleitung WEDAL eine Erhöhung der Durchlassleistung zwischen Kerpen und Pulheim ermöglicht wird. Die alternative Maßnahme dient wie die ursprünglich geplante Maßnahme zur Versorgung eines systemrelevanten Kraftwerks und kann die benötigten Kapazitäten in gleicher Höhe bereitstellen.

Die Daten der alternativen Maßnahme „Anschlussleitung Knapsack“ sind wie folgt:

| | |
|-----------------------------|---------------------------|
| Name: | Anschlussleitung Knapsack |
| Länge: | 20 km |
| Nenndurchmesser (DN): | 400 mm |
| Druckstufe: | 100 bar |
| Maßnahmenart: | Leitung |
| Gasart: | H-Gas |
| Kosten: | 31 Mio. Euro |
| Durchführende FNB: | GASCADE (Anteil: 100%) |
| Planerische Inbetriebnahme: | 12/2028 |

Aus Sicht der Bundesnetzagentur erfüllt die alternative Maßnahme „Anschlussleitung Knapsack“ die gleichen netztechnischen Anforderungen wie die ursprünglich geplante Maßnahme „Anschlussleitung Köln Süd 2“, besitzt dabei jedoch zusätzlich noch Vorteile im Hinblick auf die Realisierbarkeit der Maßnahme sowie auf die Netzsteuerung. Die alternative Maßnahme wird vor dem Hintergrund der technischen Herausforderungen und den damit verbundenen erhöhten Kosten und zeitlichen Verzögerungen der ursprünglich geplanten Maßnahme als volkswirtschaftlich sinnvoller und im Hinblick auf die Versorgung des systemrelevanten Kraftwerkes vorzugswürdigerer Netzausbauvorschlag angesehen. Aus diesem Grund ordnet die Bundesnetzagentur an, dass die Maßnahme „Anschlussleitung Köln Süd 2“ (ID-Nr. 801-01) durch die alternative Maßnahme „Anschlussleitung Knapsack“ ersetzt wird.

9. Maßnahme der Beteiligten zu 12. „GDRM-Anlage Neuendorf“

Die Maßnahme „GDRM-Anlage Neuendorf“ ist gemäß Tenorziffer 9) in den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 aufzunehmen.

Die „GDRM-Anlage Neuendorf“ ist im Zusammenhang mit einer am Standort Rostock geplanten LNG-Anlage zu betrachten. Bei der Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage zum kapazitiven Abtransport in ein niedrigeres Druckstufen-System zur Netzverstärkung im Zusammenhang mit Transportbedarfen ab der geplanten LNG-Anlage im Rostocker Hafen.

Ausgehend von einer eingegangenen Kapazitätsreservierung (§ 38 GasNZV) und einem Kapazitätsausbauanspruch (§ 39 GasNZV) in Höhe von 6,25 GWh/h hat die Beteiligte zu 12. für den Standort Rostock in den LNGplus-Varianten B und C eine Kapazität in Höhe von 1,5 GWh/h angesetzt. Als Ergebnis der Modellierung der LNGplus-Variante C schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber für den Standort Rostock zwei Ausbaumaßnahmen vor, die Maßnahme „Verbindungsleitung Rostock-Marienehe“ (ID-Nr. 887-01) sowie die Maßnahme „GDRM-Anlage Vorweden“ (ID-Nr. 888-01).

Mit E-Mail vom 17.11.2022 und im Erörterungsgespräch am 23.08.2023 hat die Beteiligte zu 12. mitgeteilt, dass die ursprünglich in die Planung einbezogene Kapazitätsreservierungsanfrage bzw. der Kapazitätsausbauanspruch durch den Anschlusswilligen im November 2022 zurückgenommen wurde. Im Nachgang erhielt die Beteiligte zu 12. am 11.04.2023 für den Standort Rostock eine neue Anfrage nach § 39 GasNZV durch einen anderen Anschlusswilligen in Höhe von 1,5 GWh/h.

Die Beteiligte zu 12. bittet um eine Beibehaltung der bisher für den Standort Rostock vorgeschlagenen Maßnahmen (ID-Nrn. 887-01 und 888-01) im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, da in der LNGplus-Variante C Einspeisekapazitäten in Höhe von 1,5 GWh/h am Standort Rostock bereits berücksichtigt wurden. Sowohl im Erörterungstermin vom 23.08.2023 als auch mit E-Mail der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas eV. (FNB Gas) vom 06.10.2023 führte die Beteiligte zu 12. aus, dass im Zusammenhang mit der LNG-Anlage Rostock bei Berücksichtigung der am 11.04.2023 eingegangenen Anfrage auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV zusätzlich der Neubau der „GDRM-Anlage Neuendorf“ mit einer Anlagenleistung von 50.000 m³/h für den Übergang von der Leitung FGL 217 zur FGL 093 notwendig sei. Die Beteiligte zu 12. schlägt mit E-Mail vom 06.10.2023 die Maßnahme „GDRM-Anlage Neuendorf“ als zusätzliche Netzausbaumaßnahme im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 vor.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß der Teilneubescheidung der Bundesnetzagentur vom 11.11.2022 hinsichtlich der Modellierung der LNGplus-Varianten alle Anfragen zu den §§ 38, 39 GasNZV zu berücksichtigen, die bis zum 30.09.2022 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangen sind. Ausgehend von dieser vorgegebenen Frist wäre damit die erst am 11.04.2023 eingegangene Anfrage auf Kapazitätsausbau am Standort Rostock grundsätzlich nicht zu berücksichtigen.

Gleichwohl ist demgegenüber ebenfalls zu berücksichtigen, dass sowohl in der Teilneubescheidung der hier geltend gemachte Kapazitätsausbauanspruch vollständig adressiert ist als auch in den Ausbauvorschlägen zwei der insgesamt drei notwendigen Ausbaumaßnahmen bereits enthalten sind.

Für eine Aufnahme in den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 sprechen insbesondere die Ziele des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG, welche mit den im Netzentwicklungsplan Gas enthaltenen Maßnahmen erreicht werden sollen. Da es sich hier um eine LNG-Anlage handelt, ohne die sowohl die in der Teilneubescheidung als auch im Entwurfsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 für das Cluster Ostsee angesetzten Einspeisekapazitäten nicht vollständig realisiert werden könnten, würde durch eine Ablehnung der Umsetzung aller drei Ausbaumaßnahmen das Saldo der Leistungsbilanz aufgrund einer Reduzierung der Einspeisekapazitäten vergrößert werden. Letztlich bedeutet dies, dass ein Ungleichgewicht zwischen den notwendigen Einspeisekapazitäten und den ermittelten Auspeisekapazitäten entstünde.

Hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit der LNG-Anlage in Rostock hat der Anschlusswillige der Bundesnetzagentur am 17.10.2023 den bereits erzielten Fortschritt der Planung der LNG-Anlage dargelegt. So liegt bereits ein Großteil der notwendigen Genehmigungen für die Errichtung der LNG-Anlage vor. Die aktuelle Planung geht von einer Inbetriebnahme Ende 2026 aus. Auch wurde mit E-Mail des Anschlusswilligen vom 25.10.2023 ein hohes Interesse mehrerer Marktteilnehmer an der Nutzung der LNG-Anlage als Einspeisepunkt ins Fernleitungsnetz dargestellt.

Die Bundesnetzagentur bewertet die Bereitstellung von Einspeisekapazitäten daher als einen wichtigen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Zumal Einspeisungen in Rostock netztechnisch vorteilhaft sind. Dadurch kann ein wesentlicher Beitrag zur Versorgung des östlichen deutschen Netzgebietes sowie der daran unmittelbar angrenzenden Nachbarstaaten erfolgen.

Aus diesen Gründen sind sowohl die bereits vorgeschlagenen Maßnahmen im Zusammenhang mit der LNG-Anlage in Rostock umzusetzen als auch die Maßnahme „GDRM-Anlage Neuendorf“ im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 aufzunehmen.

D Ausblick auf zukünftige Netzentwicklungspläne

1. Wasserstoff

Die zukünftige Entwicklung eines deutschlandweiten Wasserstofftransportnetzes wird für die künftige Netzentwicklungsplanung eine zentrale Rolle spielen.

Obgleich Wasserstoffmaßnahmen selbst im Rahmen des verfahrensgegenständlichen Netzentwicklungsplans 2022 - 2032 weiterhin nicht bes tätigungsfähig sind, hat sich seit dem Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan 2020 - 2030 mit der Einführung des § 113b EnWG auch der hier relevante Rechtsrahmen geändert. Fernleitungsnetzbetreiber können im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas gemäß § 15a EnWG Gasversorgungsleitungen kenntlich machen, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten. Davon haben die Fernleitungsnetzbetreiber Gebrauch gemacht.

Daneben enthält das Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben mit dem neuen § 28r EnWG-E einen Auftrag zur Planung und Errichtung eines Wasserstoffkernnetzes. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur dazu schon vor Inkrafttreten des Gesetzes am 15.11.2023 einen informellen Antrag mit dem Entwurf eines solchen Kernnetzes übersandt, den die Bundesnetzagentur ebenfalls schon vor Inkrafttreten des Gesetzes zur Konsultation gestellt hat, um das Verfahren insgesamt möglichst zügig voranzutreiben.

Im Anschluss an die Festlegung eines Kernnetzes wird sich eine regelmäßige und integrierte Planung der Gas- und Wasserstoffnetze anschließen, für die derzeit die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden. Das Bundeskabinett hat am 15.11.2023 das Dritte Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes beschlossen, in dem ein regulatorischer Rahmen für die zweite Stufe des Wasserstoff-Netzhochlaufs geschaffen und mit der Weiterentwicklung der Gasfernleitungsnetze verzahnt wird.

In den Stellungnahmen zeigt sich das hohe Interesse der Öffentlichkeit und von Betroffenen an einem zügigen Ausbau der Wasserstoffnetze und einer darauf angepassten Weiterentwicklung der Gasnetze. Daneben ist eine integrierte Betrachtung nicht nur von Erdgas- und Wasserstoff-, sondern auch von Elektrizitätsinfrastrukturen aus Sicht der Konsultation unerlässlich. Eine besondere Herausforderung wird darin bestehen, die sich verändernden Bedarfe, wie auch die Verfügbarkeit der verschiedenen Energieträger zu antizipieren und die für das Erreichen der Klimaziele notwendige Transformation so zu gestalten, dass sie einerseits effizient ist und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewahrt bleibt. Ebenso herausfordernd wird auch künftig die Beantwortung der Frage sein, welche Erdgasleitungen aus dem Erdgasnetz herausgelöst werden können und für eine weitere Verwendung im Wasserstoffnetz in Frage kommen und in welchem Maße hierfür erdgasverstärkende Maßnahmen erforderlich sind. In den Stellungnahmen wird auf der einen Seite ein geringfügiger Netzausbau für die perspektivische Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff akzeptiert, andererseits wird eine transparente Darstellung dieser erdgasverstärkenden Maßnahmen zur besseren Nachvollziehbarkeit einer verursachungsgerechten Kostenallokation gefordert.

Mit Blick auf die Netzentwicklungsplanung Wasserstoff gilt auch weiterhin, dass die Einbeziehung von Verteilernetzbetreibern, privaten Wasserstoffnetzbetreibern sowie möglichen Dritten, bisher noch nicht auf dem

Markt vertretenen Teilnehmern, in den Prozess wichtig ist, um ein möglichst umfassendes Bild eines bestehenden und sich entwickelnden Wasserstoffnetzes abzugeben. Die Notwendigkeit, weitere Akteure einzubinden, wird auch in den Stellungnahmen deutlich. So bemängeln einige Stellungnehmer die Berücksichtigung der Wasserstoffprojekte auf Verteilernetzebene über die internen Bestellungen bzw. dass die Langfristprognose unzureichend für eine umfassende Darstellung sei. Auch wird die Meinung vertreten, dass private Wasserstoffnetzbetreiber in die Planungen einbezogen werden sollten, um Synergien zwischen den Netzen zu ermöglichen.

Einen Ausblick auf die Behandlung von Wasserstoffprojekten in kommenden Netzentwicklungsplänen haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Wasserstoffbericht vom 01.09.2022 gegeben. Darin sprechen sie sich dafür aus, neben der Berücksichtigung von konkreten Bedarfen zukünftig auch szenarienbasierte Betrachtungen vorzunehmen und Schnittstellen zur Stromnetzplanung zu schaffen. Dies soll beispielsweise durch gemeinsame Marktabfragen mit den Übertragungsnetzbetreibern erfolgen, zukünftig werden aber auch die Ergebnisse der Systementwicklungsstrategie, die derzeit durch das BMWK erarbeitet wird, Einfluss auf die Netzentwicklungspläne haben und eine Schnittstelle zwischen diesen darstellen.

Im Rahmen des Szenariorahmens für einen künftigen Netzentwicklungsplan Wasserstoff werden verschiedene Aspekte, die in den Stellungnahmen, aber auch im Wasserstoffbericht sowie in der allgemeinen Diskussion thematisiert werden, zu berücksichtigen sein. Dies betrifft Annahmen zur Wasserstoffquellenverteilung ebenso wie die Berücksichtigung von Bedarfen und gesetzlichen und politischen Zielvorgaben zur Erreichung der Klimaschutzziele, Verfügbarkeit und Rolle von Speichern, Standorte von Elektrolyseuren und Kraftwerken etc. Die Stellungnahmen unterstreichen die Einschätzungen der Bundesnetzagentur, es wurden zahlreiche Anmerkungen zu der Berücksichtigung von Bedarfen im Verteilernetz gemacht, aber auch der Umgang mit den Klimazielen und entsprechenden Szenarien sowie Standortfragen werden thematisiert. Dies kann bereits einen Ausblick geben, welche Fragen im Rahmen der zukünftigen Netzentwicklungsplanung Wasserstoff von Bedeutung sein werden.

2. Dekarbonisierung

In der Bestätigung des Szenariorahmens Gas 2022-2032 vom 20.01.2022 hatte die Bundesnetzagentur mit Tenorziffer 3) die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, ein Konzept zu entwickeln, wie die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können und dieses Konzept im Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 mit der Öffentlichkeit zu konsultieren. Ziel dieser Tenorziffer war es, den aktuellen Prozess der Netzentwicklungsplanung als Plattform zu nutzen, um möglichst frühzeitig Anpassungspotentiale mit der Öffentlichkeit zu diskutieren und schon im kommenden Zyklus der Netzentwicklungsplanung abbilden zu können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend der Vorgaben in der Tenorziffer 3) sich mit verschiedenen Ansätzen zur Umsetzung der Klimaschutzziele auseinandergesetzt und das Ergebnis in Kapitel 10 „Ausblick“ des Konsultationsdokuments zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zur Konsultation gestellt. In den eingegangenen Stellungnahmen wurden die dargestellten Vorschläge zur Reduzierung des Netzausbaus (wie bspw. die Modellierung weiterer Kundengruppen mit DZK statt FZK oder die Abschaffung der Ewigkeitsgarantie) sehr unterschiedlich bewertet. Teilweise wurden die vorgeschlagenen Maßnahmen begrüßt – jedoch als ungenügend eingestuft. Andere Stellungnahmen lehnten diese Ansätze mit Verweis darauf ab, dass die künftigen Gasbedarfe nicht mehr angemessen abgebildet würden.

Wie die Transformation des Fernleitungsnetzes vor dem Hintergrund der Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes sowie der Integration bzw. Wechselwirkung mit der Wasserstoffnetzplanung künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden wird, muss im kommenden Szenariorahmen-Gas-Prozess – insbesondere unter Beachtung der Systementwicklungsstrategie sowie der dann geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen, die aktuell im Rahmen von europäischen und nationalen Gesetzgebungsvorhaben angepasst werden – bewertet werden.

E Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens

Nach Bekanntgabe dieses Änderungsverlangens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die geforderten Änderungen gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG innerhalb von drei Monaten umzusetzen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 wird mit Bekanntgabe dieser Entscheidung gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich. Dies folgt aus einem Umkehrschluss aus § 15a Abs. 3 S. 7 EnWG und der unbedingten Umsetzungsverpflicht des Änderungsverlangens durch die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG. Die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans gilt hinsichtlich des gesamten Zehn-Jahres-Zeitraumes.

Die Maßnahmen- und Kostenabschätzung für die im verbindlichen Netzentwicklungsplan umzusetzenden Maßnahmen nach Umsetzung des Änderungsverlangens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 beläuft sich nach eigenen Berechnungen der Bundesnetzagentur insgesamt auf einen Leitungszubau von 925 km und einen Verdichtierzubau von 149 MW. Aus den insgesamt 133 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 4,1 Mrd. Euro in den nächsten zehn Jahren. Der ursprüngliche Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber umfasste 140 Maßnahmen mit einem Leitungszubau von 1051 km, einem Verdichtierzubau von 164 MW und einem Kostenvolumen von 4,8 Mrd. Euro²¹.

²¹ Abweichungen zu den in Tabelle 80 des Entwurfsdokuments veröffentlichten Zahlen ergeben sich daraus, dass die Maßnahme 767-02 „Leitung Elbe Süd-Achim“ in der Liste der Ausbaumaßnahmen enthalten war, bei der Summenbildung allerdings nicht berücksichtigt wurde.

F Hinweise zu den verwaltungsrechtlichen Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht eingesonderter 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 Beschwerdesützt, enthalten.

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

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

Bonn, den 21.12.2023

gez. Klaus Müller

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|--------------------|---|
| ACER | Energieregulierungsbehörde der Europäischen Union (Agency for the Cooperation of Energy Regulation) |
| ARegV | Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung) |
| DVGW | Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. |
| DZK | Dynamisch zuordenbare Kapazitäten |
| ENTSO-G | Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (European Network of Transmission System Operators for Gas) |
| EnWG | Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) |
| FZK | Frei zuordenbare Kapazitäten |
| GasNZV | Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung) |
| GDRM-Anlage | Gasdruck-Regel- und Messanlage |
| H-Gas | Hochkalorisches (high-calorific) Gas |
| ID-Nr. | Identifikationsnummer gemäß Maßnahmenliste im Netzentwicklungsplan |
| L-Gas | Niederkalorisches (low-calorific) Gas |
| LNG | Flüssigerdgas (liquefied natural gas) |
| MoU | Memorandum of Understanding |
| NEP | Netzentwicklungsplan |
| NC CAM | Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013. |
| Szenariorahmen Gas | Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas |

| | |
|-------|--|
| TaK | Temperaturabhängige Kapazitäten |
| THE | Trading Hub Europe |
| TYNDP | Ten-Year Network Development Plan, gemeinschaftsweiter zehnjähriger Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 |
| VDS | Verdichterstation |
| WEB | Marktabfrage „Wasserstoff Erzeugung und Bedarf“ |

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

NetzentwicklungsplanGas@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Stand

Dezember 2023

Text

Referat 623