

# **Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030**

19. März 2021

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

Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)  
E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)

# Änderungsverlangen

Az. 8615-NEP Gas 2020 - 2030

## Entscheidung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Änderung des Netzentwicklungsplans Gas 2020-20230 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 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -

4. Fluxys Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Elisabethstrasse 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -

5. GASCADE Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

6. Gastransport Nord GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -

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

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -

8. GRTgaz Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Zimmerstraße 56, 10117 Berlin

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) -

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

Huttropstraße 60, 45138 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) -

10. NEL Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) -

11. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

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

Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) -

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

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

16. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 16) -

– im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber –

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

am 19.03.2021

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

A.

I. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 1.7. 2020 vorgelegte Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ist gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt abzuändern:

1. Änderungen

- 1) Die Maßnahmen der Beteiligten zu 1., 7., 11., 12., 14. und 16. mit den ID-Nrn. 701-01, 702-01, 703-01, 704-01, 705-01, 706-01, 707-01, 708-01, 709-01, 710-01, 711-01, 712-01, 713-01, 714-01, 715-01, 716-01, 717-01, 718-01, 719-01, 720-01, 721-01, 722-01, 723-01 und 724-01 (Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff) sind aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 herauszunehmen.
- 2) Die Maßnahmen der Beteiligten zu 7., 11., 14. und 16. mit den ID-Nrn. 730-01, 731-01, 732-01, 733-01, 734-01, 735-01, 736-01, 737-01, 738-01, 739-01, 740-01, 741-01, 742-01 und 743-01 (Maßnahmen zum Neubau von Wasserstoffinfrastruktur) sind aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 herauszunehmen.

- 3) Die Maßnahme der Beteiligten zu 14. „Leitung Wesseling-Knapsack“ (ID-Nr. 605-01) ist aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 herauszunehmen.
- 4) Die Maßnahme der Beteiligten zu 14. "Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2026-2029" (ID-Nr. 229-01) und die Maßnahme der Beteiligten zu 16. "Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gas-Umstellungen" (ID-Nr. 447-01) sind aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 herauszunehmen.
- 5) Die Maßnahme der Beteiligten zu 11. „Umstellung auf H-Gas (Kolshorn –Ahlten –Speicher Empelde)“ (ID-Nr. 659-01) wird um die Projekt Loopeitung „Bolzum - Groß Giesen -Empelde“ (Antrag auf Investitionsmaßnahme Aktenzeichen BK4-16-032) erweitert. Das Projekt umfasst den Kauf, die Ertüchtigung und die Einbindung zweier Bestandsleitungen zwischen Empelde und Groß Giesen sowie Groß Giesen und dem Mittelkanal.
- 6) Die Maßnahme der Beteiligten zu 16. „Leitung Neuenkirchen - Rheine“ (Antrag auf Investitionsmaßnahme Aktenzeichen BK4-19-063) ist in den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 aufzunehmen. Bei der Maßnahme handelt es sich um die Erhöhung der Nennweiten auf DN 200 auf vier Teilabschnitten der Leitung Borken-Rheine. Insgesamt betrifft dies eine geplante Leitungslänge von ca. 8,4 km.
- 7) Die Maßnahme der Beteiligten zu 3. und 14. „Leitung Schwanheim-Elchesheim“ (ID-Nr. 602-01) ist durch die angepasste Maßnahme „Leitung Schwanheim- Au am Rhein“ (ID-Nr. 602-02) zu ersetzen.
- 8) Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die Bundesnetzagentur im Falle von Anfragen nach § 38 GasNZV unverzüglich über die Reservierung von Kapazitäten nach § 38 Abs. 1 GasNZV und die Zahlung der Reservierungsgebühr nach § 38 Abs. 4 GasNZV bzw. im Falle von Anfragen nach § 39 GasNZV über den Abschluss von Realisierungsfahrplänen nach § 39 Abs. 2 GasNZV und die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 Abs. 3 GasNZV zu informieren.

II. Im Übrigen wird von Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 abgesehen.

B.

Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

# Inhaltsverzeichnis

Änderungsverlangen.....	1
Inhaltsverzeichnis.....	5
<b>I SACHVERHALT .....</b>	<b>7</b>
<b>A Verfahrensgegenstand .....</b>	<b>8</b>
1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans .....	8
2. Inhalte der Modellierungsvarianten .....	8
2.1 Basisvariante.....	8
2.2 Auslegungsvariante für Baden-Württemberg .....	10
2.3 Grüngasvariante.....	10
3. Ausbauvorschlag.....	12
<b>B Verfahrensablauf .....</b>	<b>13</b>
1. Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung.....	13
2. Netzentwicklungsplan .....	13
2.1 Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber.....	13
2.2 Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur .....	15
2.2.1 Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen .....	16
2.2.2 Wesentliche Ergebnisse aus dem öffentlichen Workshop .....	20
2.3 Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber.....	20
2.4 Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses .....	22
<b>II ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE.....</b>	<b>23</b>
<b>A Zuständigkeit und Verfahren .....</b>	<b>24</b>
<b>B Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens.....</b>	<b>25</b>
<b>C Grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans .....</b>	<b>26</b>
1. Formelle Voraussetzungen.....	26
2. Materielle Voraussetzungen .....	27
2.1 Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan .....	27
2.2 Grundlagen der Modellierung.....	27
2.2.1 Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern .....	27
2.2.2 Annahmen zu Gaskraftwerken .....	28
2.2.3 Annahmen zu Gasspeichern.....	31
2.2.4 Annahmen zum Bedarf von Industriekunden .....	31
2.2.5 Annahmen zu LNG-Anlagen.....	32
2.2.6 Annahmen zu Wasserstoff und synthetischem Methan / grüne Gase .....	34
2.2.7 Marktraumumstellung.....	41
2.2.8 Marktgebietszusammenlegung.....	42
2.2.9 Versorgungssicherheit der Niederlande.....	44
2.2.10 Ergebnisse der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg.....	47
2.2.11 Modellierung zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung .....	49
<b>D Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans .....</b>	<b>51</b>

1.	Maßnahmen der Beteiligten zu 1., 7., 11., 12., 14. und 16. Umstellung von Erdgasinfrastrukturen und Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen (ID-Nrn. 701-01 bis 724-01 und 730-01 bis 743-01)	51
2.	Die Maßnahme der Beteiligten zu 14. „Leitung Wesseling-Knapsack (ID-Nr. 605-01).....	52
3.	Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung - ID-Nr. 229-01 und ID-Nr. 447-01 .....	53
4.	Erweiterung der Maßnahme der Beteiligten zu 11. „Umstellung auf H-Gas (Kolshorn – Ahlten – Speicher Empelde)“ (ID-Nr. 659-01) .....	54
5.	Maßnahme der Beteiligten zu 16. „Leitung Neuenkirchen - Rheine“ .....	56
5.1	"Leitung Neuenkirchen - Rheine" .....	56
5.2	"GDRM-Anlage Koslar", "Leitung Düren, Teilabschnitt Rurtal-Leitung", "GDRM-Anlage Meschede, Bahnhofstr. B7" .....	57
6.	Maßnahme der Beteiligten zu 3. und 14. „Leitung Schwanheim-Elchesheim“ (ID-Nr. 602-01) .....	59
7.	Mitteilungspflicht über die Zahlung der Planungspauschale und Realisierungsfahrpläne .....	61
<b>E</b>	<b>Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens .....</b>	<b>62</b>
<b>F</b>	<b>Hinweise zu den Kosten .....</b>	<b>63</b>
<b>III</b>	<b>RECHTSMITTELBELEHRUNG .....</b>	<b>65</b>
	<b>Anhang: Notwendiger Neubau von Erdgasinfrastruktur für Umstellungsmaßnahmen.....</b>	<b>67</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>69</b>
	<b>Impressum .....</b>	<b>71</b>



# **I Sachverhalt**

# A Verfahrensgegenstand

## 1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020–2030, den die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung aus § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG gemeinsam erstellt und der Bundesnetzagentur am 01.07.2020 zur Prüfung vorgelegt haben. Der Netzentwicklungsplan basiert auf dem Szenariorahmen für den NEP Gas 2020–2030 der Fernleitungsnetzbetreiber (im Folgenden: Szenariorahmen 2020), den die Bundesnetzagentur am 05.12.2019 bestätigt hat.

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 Änderungen verlangen. Dem dient die vorliegende Entscheidung.

## 2. Inhalte der Modellierungsvarianten

Mit der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, zwei Modellierungsvarianten (Basisvariante und Grüngasvariante) zu berechnen. Mit der erstmaligen Berücksichtigung eines reinen Wasserstofftransports im Rahmen der Grüngasvariante sind Maßnahmen für die Umstellung von heute im Erdgas genutzten Transportleitungen für einen Transport von Wasserstoff sowie Maßnahmen für die Errichtung von neuen Wasserstoffleitungen berücksichtigt. Der resultierende Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber basiert auf der Grüngasvariante.

Weiterhin wurden die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 verpflichtet, eine Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zu betrachten. Die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg untersucht aufbauend auf der Basisvariante eine erhöhte Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg für das Modellierungsjahr 2030/2031.

### 2.1 Basisvariante

Entsprechend den Vorgaben der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 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 deutsche Bedarf an hochkalorischem Gas (H-Gas) und Importquellen gewinnen an Bedeutung. Die Herkunft des in Deutschland zusätzlichen benötigten H-Gases ist Gegenstand der H-Gas-Quellenverteilung im Szenariorahmen.

Der Bedarf der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber wurde in der Basisvariante bis einschließlich 2025 auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose berücksichtigt. In den Folgejahren bis 2030 wird dieser Wert konstant fortgeschrieben.<sup>1</sup>

Unter Beachtung der gemäß §§ 38 und 39 GasNZV gestellten Anfragen 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 dem Datenbank-Zyklus „2020-NEP Entwurf“ ebenfalls zu entnehmen.<sup>2</sup>

Die Kapazitätsbedarfe der geplanten LNG-Anlagen Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven wurden planerisch konkurrierend zu bestehenden Grenzübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten als frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) angesetzt.<sup>3</sup>

Im NEP Gas 2020–2030 erfolgen erstmals zusätzliche Iterationsschritte mit dem *NewCap*-Modell, um die Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung und den daraus resultierenden Ausbaubedarf zu ermitteln und zu verifizieren. Zur Modellierung wird dabei die Kombination von einem statistischen Modellansatz mit einer deutschlandweiten Szenariengestaltung zur Abwicklung zukünftiger Transportaufgaben als Ansatz gewählt. Dem Modell liegen historische Flussdaten und (zukünftige) Kapazitäten, sowohl an den Grenzen des zukünftigen Marktgebietes als auch an den Austauschpunkten (MAP) zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verbräuchen innerhalb der Netze der verschiedenen Fernleitungsnetzbetreiber zugrunde. In Netznutzungsfällen, in denen das physische Netz nicht in der Lage für einen Transport wäre, kann eine Vermarktung der Kapazitäten durch den Einsatz zusätzlicher marktbasierter Instrumente (*Wheeling*, Drittnetznutzung und börsenbasiertes *Spreadprodukt*) berücksichtigt und dadurch der Netzausbaubedarf möglicherweise reduziert werden. Es wird dabei analysiert, ob identifizierte Netzengpässe infolge der Marktzusammenlegung effizienter durch Investitionen in die Netzinfrastuktur oder durch den Einsatz marktbasierter Instrumente zu beheben sind. Ziel der sukzessiven Variationsrechnungen ist es, die Summe der Kosten der marktbasierten Instrumente und des Netzausbaus zu minimieren.

Die im Rahmen des NEP Gas 2020-2030 mittels *NewCap*-Modell errechneten Prognosen ergeben derzeit keine Anhaltspunkte dafür, dass ein alternativer Netzausbau gegenüber den marktbasierten Instrumenten vorteilhaft wäre. Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber keine weiteren Netzausbaumaßnahmen vor.

In der Basisvariante ergibt sich ein Investitionsbedarf in Höhe von 7,8 Mrd. Euro bis 2030. Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, das Fernleitungsnetz gegenüber dem aktuellen Stand um 1.594 km zu erweitern und neue Verdichterleistung in Höhe von 405 MW zu installieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen im NEP Gas 2020-2030 Startnetzmaßnahmen mit 851 km Leitungslänge und 200 MW Verdichterleistung aus. Das Investitionsvolumen dieser Maßnahmen beträgt rund 4,5 Mrd. Euro.<sup>4</sup> Als Startnetzmaßnahmen gelten jene Maßnahmen mit Stichtag zum 01.03.2020, welche gegenüber dem

---

<sup>1</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter "Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern" (IIC2.2.1)

<sup>2</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter "Annahmen zu Gaskraftwerken" (IIC2.2.2) und "Annahmen zu Gasspeichern" (IIC2.2.3/IIC2.2.3)

<sup>3</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter "Annahmen zu LNG-Anlagen" (IIC2.2.5)

<sup>4</sup> Siehe Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, S.134, Tabelle 35

Umsetzungsbericht 2019 in Betrieb genommen wurden, sich im Bau befinden sowie Maßnahmen für welche die finale Investitionsentscheidung (FID) durch die Fernleitungsnetzbetreiber getroffen wurde und für welche die erforderlichen, öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungen vorliegen.

## 2.2 Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

Entsprechend der Vorgaben der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 war die Beteiligte zu 15. verpflichtet, die ihrerseits eingebrachte, zusätzliche Modellierungsvariante für das Betrachtungsjahr 2030 zu berechnen. Dadurch bedingte Netzausbaumaßnahmen in strömungstechnisch vorgelagerten Fernleitungsnetzen waren zur Vervollständigung der Modellierungsergebnisse auf indikativer Basis mit Angaben zu Investitionskosten und Realisierungszeiten darzustellen.

Die Auslegungsvariante dient der Zielsetzung, durch Modifizierung von in der Basisvariante ermittelten Netzausbaumaßnahmen die Netzplanung derart anzulegen, dass durch modularen Zubau perspektivisch höhere Leitungsbedarfe bedient werden können. Anlass sind zum einen die in der Vergangenheit abgegebenen plausibilisierten Langfristprognosen von Verteilernetzbetreibern der Beteiligten zu 15., die hinter den tatsächlichen Bedarfen zurückblieben mit der Folge, dass auch der darauf basierende Netzausbau hinter den Bedarfen zurückblieb. Zum anderen zeichnete sich die Bedarfsentwicklung im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. durch jährlich hohe Zuwächse an Kapazitätsbedarfen aus. Indizien deuten an, dass ein Anhalten der Entwicklung wahrscheinlich ist. Daneben unterliegt die Netzentwicklungsplanung der Beteiligten zu 15. der Unschärfe, dass der mittel- bis langfristige Fortbetrieb einer Vielzahl an kleineren Röhren- und Kugelspeichern in nachgelagerten Verteilernetzen ungewiss ist. Ein Wegfall dieser Speicherleistung erhöht im selben Maß die Kapazitätsanforderung auf Fernleitungsebene.

## 2.3 Grüngasvariante

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Szenariorahmen 2020 erstmals auch Wasserstoff und synthetisches Methan als sog. Grüne Gase betrachtet. Im Rahmen einer Marktabfrage hatten Unternehmen und Projektverantwortliche bis Mitte Juli 2019 die Gelegenheit, den Fernleitungsnetzbetreibern die Grüngasprojekte zu melden, für die „konkrete Umsetzungsabsichten“ vorlagen. Insgesamt wurden 31 Grüngasprojekte gemeldet. Bei den Grüngasprojekten handelt es sich um Projekte, bei denen geplant ist, reinen Wasserstoff bzw. synthetisches Methan oder Biogas einzuspeisen (Quellen) oder reinen Wasserstoff zu entnehmen (Senken). Eine Unterscheidung zwischen der Einspeisung/Entnahme in/aus einem reinen Wasserstoffnetz oder einer Einspeisung/Entnahme in/aus dem vorhandenen Erdgasnetz wurde im Rahmen der Marktabfrage nicht vorgenommen. Von diesen 31 Projekten haben 27 Projektträger einer Veröffentlichung zugestimmt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten vorgeschlagen, diese Projekte in der Modellierung der Basisvariante zu berücksichtigen und für 2030 um eine Prognose der Elektrolyseleistung durch Power-to-Gas (PtG) i. H. v. 7,5 GW<sub>el</sub>, die sich aus verschiedenen Studien ergab, zu ergänzen. Da Wasserstoffinfrastruktur nicht in den Anwendungsbereich des § 15a EnWG fällt und u. a. unklar war, wie wahrscheinlich die Umsetzung der gemeldeten Projekte tatsächlich sind, hatte die Bundesnetzagentur in ihrer Bestätigung entschieden, die Modellierung einer separaten Variante (sog. Grüngasvariante) zu veranlassen und somit die resultierenden Netzausbaumaßnahmen abgrenzbar ermitteln zu lassen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daraufhin die Grüngasvariante modelliert und mit dem NEP Gas 2020 – 2030 vorgelegt. Folgende Annahmen liegen der Grüngasvariante zugrunde:

Grüngasanfragen mit einer Anschlussanfrage sowohl an das Fernleitungs- als auch an das Verteilernetz wurden in der Modellierung berücksichtigt. Grüngasanfragen mit einer ausschließlichen Anschlussanfrage an das Verteilernetz (6 Projekte von den veröffentlichten 27) wurden in der Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber nicht berücksichtigt. Eine Berücksichtigung sollte in solch einem Fall über eine Rückmeldung der Verteilnetzbetreiber an die Fernleitungsnetzbetreiber unter anderem im Rahmen einer angepassten Langfristprognose erfolgen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Grüngasprojekte eine regionale Betrachtung durchgeführt und Projektmeldungen in räumlicher Nähe zusammengefasst (Region Nord, Ost, Süd und West). Die Mehrheit der gemeldeten Grüngasprojekte befindet sich in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine gemeinsame Betrachtung dieser Projekte in einem Bilanzraum und Netzgebiet „West“ vorgenommen. Für die anderen Regionen war aufgrund der geringen Anzahl an Grüngasprojekten eine Zusammenfassung zu einem Bilanzraum nicht sinnvoll möglich.

Zur Deckung des sich aus der Marktpartnerabfrage ergebenden Wasserstoffbedarfs mussten über die Elektrolyseleistungen der konkret gemeldeten Grüngasprojekte hinausgehende PtG-Anlagenleistungen in der Region West berücksichtigt werden. Hierzu hatte die Bundesnetzagentur in der Bestätigung des Szenariorahmens festgelegt, dass zusätzlich zu den Ergebnissen der Marktpartnerabfrage, die von den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) im Szenariorahmen 2019–2030 (Szenario B 2030) angenommenen landkreisscharfen Elektrolyseleistungen für Wasserstoff berücksichtigt werden können.

Da die Elektrolyseleistung aus der Marktpartnerabfrage und dem NEP Strom (Wasserstoffeinspeisung) nicht ausreicht, um den Wasserstoffbedarf (gemeldete Wasserstoffausspeiseanfragen) zu decken, haben die Fernleitungsnetzbetreiber weitere potenzielle Wasserstoffquellen betrachtet. Für das Jahr 2025 hat sich ein Zusatzbedarf von 887 MW und für 2030 ein Zusatzbedarf von 1.523 MW abgezeichnet. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben vorgesehen, diesen aus folgenden Quellen zu decken:

- Import von dekarbonisiertem Wasserstoff aus den Niederlanden: 70 %
- Inländische Produktion von „grünem“ Wasserstoff von Onshore Windparks, deren EE-Förderung ausgelaufen ist: 20 % (Potential wird für 2030 mit 10,8 GW<sub>el</sub> beziffert)
- Zusätzliche Leistung aus Speichern: 10 %

Die Netzmodellierung der Grüngasvariante erfolgt in iterativen Stufen. Zuerst wird anhand eines fiktiven Startnetzes geprüft, wo Wasserstoffleitungen benötigt werden würden. Danach wird in der Erdgasmodellierung ermittelt, welche Erdgasleitungen tatsächlich auf Wasserstoff umgestellt werden könnten, also welche Leitungen für den Erdgastransport nicht mehr gebraucht werden. In der darauffolgenden Wasserstoffmodellierung wird der Wasserstofftransport in dem draus entstehenden Wasserstoffnetz dargestellt. Für Grüngasprojekte, für die bis zum Zieljahr keine Anbindung an das Wasserstoffnetz darstellbar ist, wird eine Beimischung in das Erdgasnetz unter Einhaltung einer maximalen Wasserstoffkonzentration in Höhe von 2 % geprüft. Lässt sich auch hierfür keine Lösung finden, wird für Grüngasprojekte mit der Möglichkeit zur Methanisierung eine direkte Einspeisung von synthetischem Methan in das Erdgasnetz modelliert.

Das Ergebnis der Modellierung der Grüngasvariante stellt sich wie folgt dar:

- 5 Projekte eignen sich für eine direkte Wasserstoffbeimischung in die bestehende Erdgasinfrastruktur
- Bei 3 Projekten ist eine direkte Beimischung nicht möglich, hier müsste eine Methanisierung erfolgen oder eine Anbindung über ein zukünftiges Wasserstoffnetz
- Eine Wasserstoffausspeiseanfrage kann bis 2030 nicht bedient werden (durch Umstellung von Gasleitungen)
- Der Rest der Projekte kann über ein zukünftiges Wasserstoffnetz bedient werden.<sup>5</sup>

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die Maßnahmen der Grüngasvariante als Netzausbaumaßnahmen vor.

### 3. Ausbauvorschlag

Der Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber basiert auf der Grüngasvariante. Zusätzlich schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, vier Maßnahmen in der Dimensionierung der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zu berücksichtigen. Der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber enthält 89 neue Ausbaumaßnahmen gegenüber dem NEP Gas 2018-2028. In Summe steigt das Investitionsvolumen um 1,6 Mrd. Euro von ca. 6,9 Mrd. Euro im vorangegangenen NEP auf insgesamt 8,5 Mrd. Euro bis 2030 (ca. 0,7 Mrd. Euro entfallen davon auf die Wasserstoffinfrastruktur). Insgesamt enthält der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zusammen mit den Startnetzmaßnahmen einen Leitungsneubau von 1.746 km (NEP Gas 2018-2028: 1.364 km). Davon fallen 151 km Gasleitungen unter die Grüngasvariante, wovon 94 km für den reinen Wasserstofftransport vorgesehen sind. Ebenfalls Inhalt der Grüngasvariante sind 1.142 km Umstellungen von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen. Losgelöst von der Grüngasvariante wird ein Verdichterbau von 405 MW (NEP Gas 2018-2028: 499 MW) vorgeschlagen.

Die im Vergleich zum vorherigen NEP zusätzlichen Maßnahmen stehen größtenteils im Zusammenhang mit den geplanten Anlandungsterminals für Flüssigerdgas (LNG), den erforderlichen Ausbaumaßnahmen für grüne Gase (Grüngasvariante), der Versorgung in Baden-Württemberg (Auslegungsvariante Baden-Württemberg) und der Versorgungssicherheit in den Niederlanden, der Schweiz und Italien.

Weiterhin planen die Fernleitungsnetzbetreiber bis zum 01.10.2021 die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany (NCG) zu einem Marktgebiet zusammenzulegen. Erstmals erfolgen im NEP Gas 2020-2030 daher Modellierungen mit der sogenannten „NewCap-Systematik“, um mögliche Kosten marktbasierter Instrumente (MBI) abzuschätzen. Je nach Annahmen prognostizieren die Fernleitungsnetzbetreiber Kosten in Höhe von 1,1 bis 27,6 Mio. Euro für das Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 bzw. 7,6 bis 68,3 Mio. Euro für das Gaswirtschaftsjahr 2030/2031 durch den Einsatz der MBI. Für den alternativen Netzausbau gehen die Fernleitungsnetzbetreiber hingegen von vergleichsweise höheren Kosten aus und schlagen daher keine Ausbaumaßnahmen vor, die den Bedarf an marktbasierten Instrumenten verringern könnten.

---

<sup>5</sup> Vgl. Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Seite 149 ff.

## B Verfahrensablauf

### 1. Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung

Am 17.06.2019 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument zum Szenariorahmen für den NEP Gas 2020-2030 der Fernleitungsnetzbetreiber auf der Internetseite ihres Verbandes. Bis zum 12.07.2019 hatten Marktteilnehmer und Öffentlichkeit die Möglichkeit, Stellungnahmen zu den im Szenariorahmen 2020-2030 getroffenen Annahmen abzugeben. Insgesamt gingen 27 Stellungnahmen ein, die auch auf der genannten Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber<sup>6</sup> veröffentlicht wurden. Des Weiteren fand am 01.07.2019 in Berlin ein öffentlicher Workshop der Fernleitungsnetzbetreiber zum Konsultationsdokument statt.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation überarbeiteten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument. Die überarbeitete Fassung wurde der Bundesnetzagentur am 16.08.2019 vorgelegt.

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen 2020 am 05.12.2019 gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse bestätigt.

### 2. Netzentwicklungsplan

#### 2.1 Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens 2020 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein Konsultationsdokument zum NEP Gas 2020-2030 erarbeitet und am 04.05.2020 veröffentlicht. Dieses Dokument wurde in der Zeit vom 04.05. bis zum 29.05.2020 durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert. Insgesamt gingen hierzu 32 Stellungnahmen ein. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind im Entwurfsdokument auf einen großen Teil der in den Stellungnahmen aufgeworfenen Punkte in dem am 01.07.2020 vorgelegten Entwurfsdokument zum NEP Gas 2020-2030 eingegangen.

Die Konsultationsteilnehmer haben sich u. a. zu den folgenden Gesichtspunkten geäußert:

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren das Kapazitätsprodukt DZK für Gaskraftwerke und setzen sich mit der Modellierung der angesetzten Kraftwerkszuordnungspunkte auseinander. Im Entwurfsdokument unterstreichen die Fernleitungsnetzbetreiber, dass sie die Verwendung von DZK für Gaskraftwerke in Verbindung mit der Ermittlung eines gesamtwirtschaftlichen sinnvollen Netzausbaus weiterhin als sachgerecht erachten.

Bezugnehmend auf die Thematik LNG im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit und der Liquidität des deutschen Marktes sprechen sich einige Stellschneider (German LNG Terminal, Hanseatic Energy Hub, Uniper) gegen ein DZK-Produkt aus. Sie begründen dies unter anderem dadurch, dass mit einer DZK-Zuordnung die bisherige Liquidität nicht mehr gewährleistet werden könne sowie jede weitere Einschränkung

---

<sup>6</sup> Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), <http://www.fnb-gas.de>

der Produktqualität den wirtschaftlichen Betrieb stark einschränke. Sie gehen sogar davon aus, dass die DZK-Zuordnung die Realisierung des LNG-Projektes gefährde. Außerdem erachten die Stellungnehmer die Einschränkung der freien Zuordenbarkeit von Einspeisekapazitäten im internationalen Wettbewerb gegenüber anderen europäischen LNG-Anlagen als Nachteil. Dahingegen fordert INES eine DZK-Zuordnung zu Speichern.

Einige Stellungnahmen setzen sich mit der aktuellen Marktraumumstellung auseinander und stellen die Frage, welche Auswirkungen durch COVID-19 auf die Marktraumumstellung zu erwarten sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber entgegnen daraufhin, dass sie bezüglich dieses Themas in engem Austausch mit dem jeweils betroffenen Verteilnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur, dem BMWi, dem BDEW und dem DVGW stehen. Außerdem weisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf Kapitel 5.8.5 im Entwurfsdokument des NEP Gas 2020-2030 hin, das die konkreten Auswirkungen der aktuellen Situation auf die Schalttermine für die Marktraumumstellung im Jahr 2020 enthält und die Anpassungen erläutert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber konkretisieren auf die von Konsultationsteilnehmern aufgeworfene Frage, wie Grüngasprojekte mit Anschluss auf Verteilernetzebene berücksichtigt werden, dass Grüngasprojekte mit Anschluss sowohl an das Fernleitungs- als auch Verteilernetz in der Modellierung berücksichtigt werden. Anfragen mit ausschließlichem Anschluss an das Verteilernetz können durch Mitteilung über veränderte Bedarfe im Rahmen der Langfristprognosen durch die Verteilernetzbetreiber angezeigt werden.

Einige Stellungnehmer setzen sich mit der Möglichkeit zur Beimischung von Wasserstoff in den Erdgasstrom und der Toleranz hinsichtlich verschiedener Verbrauchergruppen auseinander. Konsens mit den Konsultationsteilnehmern vernehmen die Fernleitungsnetzbetreiber zum grundsätzlichen Ansatz, die Einspeisung in ein sortenreines Transportsystem, wo unter wirtschaftlichen Aspekten möglich, der Beimischung vorzuziehen.

Zum Ausgleich der unterdeckten Leistungsbilanz im Wasserstofftransportsystem weisen Stellungnehmer auf Entwicklungen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Nachbarländern hin. Ebenso wird die Option Speicher in das Transportsystem für Wasserstoff einzubeziehen thematisiert. Für Konsultationsteilnehmer mit industriellen Anwendungen ist die ausreichende und gesicherte Verfügbarkeit von Wasserstoff von zentraler Bedeutung, wobei die Herkunft technologieoffen bleiben sollte.

Einigkeit besteht zwischen Konsultationsteilnehmern und Fernleitungsnetzbetreibern über die knappe Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom und die sich daraus ergebende Erfordernis den verfügbaren Wasserstoff so effizient wie möglich einzusetzen.

Von besonderem Interesse war im Rahmen der Konsultation zum NEP Gas 2020-2030 die Frage nach Notwendigkeit und Ausgestaltung eines rechtlich-regulatorischen Rahmens für den Energieträger Wasserstoff. Aus den Stellungnahmen erging eine überwiegende Zustimmung zum Verbändevorschlag von BDEW, BDI, DIHK, FNB Gas und VIK, der eine Erweiterung des Rechtsrahmens für Erdgas auf Wasserstoff durch Begriffserweiterung in EnWG und GasNZV vorsieht, um die notwendige Grundlage für den Einstieg in eine flächendeckende Wasserstoffwirtschaft zu schaffen.

Hinsichtlich der Kriterien zur Aufnahmen von Grüngasprojekten in künftige Netzentwicklungspläne forderten mehrere Stellungnehmer die technologieoffene Berücksichtigung von Projekten sowie die stärkere Einbindung aller Netzebenen. Kontrovers wurden Kriterien in Bezug auf die Verbindlichkeit von



Projektrealisierungen thematisiert. So wurde mehrfach die Schaffung klarer Regelungen gefordert, die das gegenseitige Abhängigkeitsverhältnis zwischen Investitionsentscheidung seitens Projektträger und Fernleitungsnetzbetreiber auflösen, um einerseits die notwendige Planungssicherheit zu schaffen und andererseits „stranded-assets“ zu vermeiden.

## 2.2 Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur

Der Entwurf des NEP Gas 2020-2030 wurde der Bundesnetzagentur am 01.07.2020 zur Prüfung vorgelegt.

Unter Hinweis auf einen zeitgleich veröffentlichten Fragenkatalog gab die Bundesnetzagentur den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern vom 10.07.2020 bis zum 27.08.2020 Gelegenheit zur Äußerung (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG). Insgesamt gingen 24 Stellungnahmen ein. Sie stehen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Download bereit. Folgende Konsultationsteilnehmer haben Stellung genommen:

### Konsultationsteilnehmer

Name	Gruppe
Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)	Verband
Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V.	Verband
Bürgerinitiative Klima-Allianz-Nordseeküste	Bürgerinitiative
Chemergie UG	Sonstiger Beteiligter
Deutsche Umwelthilfe e. V. (DUH)	Verband
Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)	Energiekonzern
E.ON SE	Energiekonzern
Equinor Deutschland GmbH	Energiekonzern
EWE Gasspeicher GmbH	Speicher
FluxSwiss Sagl	Netzbetreiber
Gasunie Transport Services B. V. (GTS)	Netzbetreiber
German LNG Terminal GmbH	LNG
Hanseatic Energy Hub GmbH	LNG
Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen (HMWEVW)	Ministerium
Initiative Erdgasspeicher e. V. (INES)	Verband
Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein (MELUND)	Ministerium
Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE)	Ministerium
Netze BW GmbH	Netzbetreiber
Palm Power GmbH & Co. KG	Sonstiger Beteiligter
Third Generation Environmentalism Ltd. (E3G)	Berater
thyssenkrupp Steel Europe AG	Sonstiger Beteiligter
Uniper SE	Energiekonzern

Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI) mit Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK)	Verbände
Verband Kommunalen Unternehmen e. V. (VKU)	Verband

### 2.2.1 Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen

Die NEP-Gas-Datenbank<sup>7</sup> der Fernleitungsnetzbetreiber an sich, ihre Übersichtlichkeit sowie Funktionen werden von den Marktteilnehmern und staatlichen Institutionen grundsätzlich begrüßt. Es werden zu den bisherigen Darstellungen und Funktionen aus Gründen der Transparenz und der Übersichtlichkeit weitere Daten gefordert. Netze BW und EnBW sehen eine zusätzliche Darstellung zu unterschiedlichen Maßnahmen, die erst im Verbund ihre gewünschte Funktion erfüllen, sowie eine Veröffentlichung der Marktgebietskooperationsverträge als nützlich an. Des Weiteren wird mehrfach gebeten, Annahmen zu den im Rahmen der Leistungsbilanz betrachteten Spitzenlastfällen darzustellen und zu erläutern. Hinsichtlich der Zuordnung von Netzausbaumaßnahmen und den zugrundeliegenden Bedarfen regen mehrere Stellungnehmer an, diese Darstellung auf alle wesentlichen Bedarfsgruppen auszuweiten, um eine Vergleichbarkeit untereinander herzustellen.

E3G und Chemergie schlagen vor, die Grundlagen für die Entwicklung des Netzentwicklungsplans von einem unabhängigen Gremium erarbeiten zu lassen, das Expertise in allen Bereichen des Energiesystems und der Energiewende hat, um Zielkonflikte der Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich Klimazielen, Effizienzmaßnahmen und zunehmender Elektrifizierung zu begegnen.

Hinsichtlich des Szenariorahmens moniert E3G die Wahl der Szenarien; das TechnologiemiX-Szenario des EWI überschätze das Potential von Erneuerbaren Gasen und das europäische EUCO30-Szenario rechne mit veraltetem Ambitionsniveau in Bezug auf die europäischen Klimaschutzziele. Ebenso stehen MWIDE und INES der Szenarienwahl kritisch gegenüber. MWIDE sieht eine deutliche Spreizung der denkbaren Netzausbauvolumina (*best case* und *worst case*) als nicht geeignet an, einen realistischen Netzausbau abzubilden. INES schlägt vor, mehrere Szenarien in die Betrachtung zu integrieren, um einen robusten Zukunftspfad zu entwickeln. Zudem bittet INES darum, zu erläutern, an welchen Stellen und in welchem Umfang Szenarien Einfluss auf den Netzentwicklungsplan nehmen. EWE Gasspeicher fordert grundsätzlich, dass dem planerischen Kapazitätsansatz auf verbindlicher Basis auch die entsprechende Kapazitätsvermarktung folgen solle.

In Bezug auf die in der Modellierung angesetzten Kapazitäten fordern mehrere Konsultationsteilnehmer, möglichst allen Netzkunden den uneingeschränkten Zugang zum VHP zu ermöglichen. Die notwendige Netzstabilität könnte durch entsprechende Netzsteuerung und einer breiten Abfrage nach netzdienlichem Verhalten kosteneffizient erbracht werden. Zur wirtschaftlichen Zumutbarkeit von Maßnahmen zur Erhöhung von frei zuordenbaren Kapazitätsnutzungsrechten (FZK) an Gaskraftwerken gem. § 9 GasNZV kritisiert Uniper, dass diese nicht vorgenommen werde und fordert diese Prüfung verpflichtend in den Netzentwicklungsplan Gas zu integrieren. Des Weiteren haben mehrere Stellungnehmer den Wunsch nach

<sup>7</sup> [www.nep-gas-datenbank.de](http://www.nep-gas-datenbank.de)

Aufnahme einer Restriktionsprognose in den Netzentwicklungsplan geäußert, die je Netzregion restriktionsbehaftete Kapazitätszusagen und -bedarfe von Verteilernetzbetreibern sowie die zukünftige Verfügbarkeit jahresscharf ausweist.

EnBW und Netze BW erkennen einen deutlichen Schwerpunkt systemrelevanter Gaskraftwerke in Süddeutschland und unterstreichen dabei, dass die Versorgung dieser Kraftwerke und weiterer Neubau- und Fuel-Switch-Projekte nicht zu Lasten der benötigten Kapazitäten der VNB führen dürfe. Die Kapazitätsvergabe von DZK an Gaskraftwerke wird von mehreren Konsultationsteilnehmern kritisch gesehen, da dieses Kapazitätsprodukt aus ihrer Sicht keine hinreichend gesicherte Gasversorgung biete und einen wettbewerblichen und wirtschaftlichen Nachteil darstelle.

Der planerisch konkurrierende Ansatz von LNG-Terminals auf fester und frei zuordenbarer Basis fällt auf breite Zustimmung unter den Stellungnehmern, jedoch bleiben zum Zuschnitt und zur Darstellung der Konkurrenzonen Fragen offen. Grundsätzlich seien alle in Frage kommenden Netzknoten im Sinne der Diskriminierungsfreiheit in die Konkurrenzzone der LNG-Terminals aufzunehmen, mit der Angabe, in welchem Maß Kapazitäten an den betroffenen Punkten verlagert werden. Eine Nichtberücksichtigung von nahegelegenen Netzknoten müsse entsprechend im Netzentwicklungsplan begründet werden.

EWE Gasspeicher fordert, sofern eine konkurrierende Vermarktung möglich sei, in der Modellierung Transportkapazitäten nur in dem Umfang zu verlagern, wie sie im betrachteten Zeitraum nicht gebucht sind. Eine darüberhinausgehende Verlagerung wird abgelehnt, da für Bestandsspeicher i. S. d. §§ 38 und 39 GasNZV kein Anspruch bestehe, die wegverlagerten Kapazitäten wiederzuerlangen. Uniper sieht allgemein in den Modellierungsprämissen für Speicher eine Unterschätzung der Verfügbarkeit von Speicherleistungen, welche zusammen mit der beschränkten Zuordnung von Netzkapazitäten in unzureichende Ausbauefordernisse münde.

Den Grenzübergangspunkt Wallbach betreffend begrüßt FluxSwiss, dass Ausbaumaßnahmen auf eine um 2,9 GW höhere Ausspeiseleistung mit nunmehr 16,2 GW am Punkt Wallbach abzielen. In Anbetracht der zusätzlichen Gasmengen über die neue Trans Adriatic Pipeline (TAP), die das ohnehin konstant steigende Liquiditätsniveau in Italien noch weiter anheben könne, ist es für FluxSwiss verwunderlich, dass für die Neubauprojekte der nahegelegenen Gaskraftwerke im Netzgebiet der terranets bw und bayernets nicht der Zuordnungspunkt Wallbach in Ansatz gebracht wurde. Aufgrund der Liquiditätsentwicklung und physischen Reversierung des Grenzübergangspunkts empfiehlt FluxSwiss, diesen Punkt wieder in den Kreis möglicher Zuordnungspunkte aufzunehmen.

INES erachtet es als notwendig, den Fernleitungsnetzbetreibern aufzuerlegen, vorrangig marktbasierende Instrumente anstatt Netzausbau anzusetzen sowie eine langfristige Modellierungsvariante, die auf ein Zielnetz im Jahr 2050 gerichtet ist, zu entwickeln. EnBW und Netze BW betrachten die indikative Abschätzung von Modellierungsvarianten als problematisch, da hierdurch relevante Informationen fehlen, die eine vollumfängliche Einordnung und Bewertung der Netzausbaumaßnahmen verhindern.

MWIDE und Uniper begrüßen, dass der NEP Gas 2022-2032 eine Modellierungsvariante zur Umrüstung von Stein- und Kohlekraftwerken enthält, welche die Abschätzung von zusätzlichen Investitionskosten erlaube. Bezüglich des thermischen Bedarfs erwartet Uniper, dass dieser je Standort tendenziell sinke.

Hinsichtlich der von L- auf H-Gas umzustellenden Speichern erwarten INES und EWE Gasspeicher, dass ehemalige L-Gas-Speicher im H-Gasnetz mit mindestens dem gleichen volumetrischen Umfang und der gleichen Qualität an Transportkapazitäten berücksichtigt werden wie im L-Gas. Sofern dies nicht möglich sei, solle eine alternative Kapazitätsbereitstellung geprüft werden, um für Speicher eine gleichwertige Kapazitätsausstattung aufrechtzuerhalten. Des Weiteren plädiert BDEW dafür, Gasspeicher in der H-Gas-Leistungsbilanz analog zu Speichern in der L-Gas-Leistungsbilanz, die mit einem Leistungsvermögen bei einem durchschnittlichen Speicherfüllstand von 50% angesetzt werden, zu berücksichtigen.

Gasunie wirft die Frage auf, welche Auswirkungen mögliche verzögerte Inbetriebnahmen der in Bau befindlichen Nord Stream 2-Pipeline sowie der geplanten LNG-Terminals auf die Leistungsbereitstellung in Deutschland und nachgelagerten Absatzmärkten haben. Mit Hinblick auf die Versorgung des europäischen L-Gas-Netzgebiets, die mitunter über in den Niederlanden konvertiertes H-Gas bereitgestellt wird, sei sicherzustellen, dass im Falle von Verzögerungen ausreichend Transportkapazität über alternative Transportrouten zur Verfügung steht.

Die Grüngasvariante wird von den Stellungnehmern größtenteils befürwortet. MWIDE und BDEW begrüßen ausdrücklich die Modellierung einer Grüngasvariante. Für Equinor und thyssenkrupp Steel Europe erscheint diese Art der Modellierung sachgerecht, solange noch keine gesetzliche Regelung für eine technologieoffene Wasserstoffeinspeisung und einen -transport sowie den Netzanschluss an ein Gas- und reines Wasserstoffnetz vorliegen. Die Marktteilnehmer sprechen sich zudem für eine zusätzliche Berücksichtigung von Russland und Norwegen neben den Niederlanden als Wasserstoffimportquellen im nächsten NEP aus.

Kritisch wird die Bedarfsprognose von grünen Gasen, die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas und die benötigte Infrastruktur betrachtet. EnBW und Netze BW kritisieren die Vorgehensweise, den zukünftigen Grüngasbedarf zu ermitteln. Eine Abfrage und Berücksichtigung aller Grüngas-Prognosen der jeweiligen Marktteilnehmer sowie das Aufstellen eines Konzeptes zur Etablierung eines kontinuierlichen Dialogprozesses zur Berücksichtigung von Kundenbedürfnissen auf allen Netzebenen sei dagegen angemessen. E.ON und der VKU äußern Unmut darüber, dass Grüngasprojekte mit Anschluss an ein Verteilernetz sich nicht in der Wasserstoffmodellierung wiederfinden.

VIK und VCI erwarten in Hinsicht auf die Entwicklung des Wasserstoffnetzes mittel- bis langfristig den Aufbau lokaler Wasserstoffmärkte mit dezentraler und vorwiegend küstennaher Erzeugung und Absatzmärkten in Industrieclustern, Ballungsräumen und Großregionen. Als problematisch erachtet der VKU, wenn der an Bedarfen orientierte Aufbau der Wasserstoffnetze nicht die notwendige Entwicklungsgeschwindigkeit erreiche. Zu diesem Zweck sollen darüberhinausgehende Szenarien einbezogen werden, die in sinnvollem Maße Prognosen ermöglichen. Ebenfalls empfiehlt der VKU, aufgrund geringer Erfahrung in der Nutzung von Wasserstoff in Kavernenspeichern und der endlichen Speicherleistung zur Deckung von Spitzenlastfällen diese Wasserstoffquellen nicht in den Leistungsbilanzen einzubeziehen. Im Gegensatz dazu bemängelt INES die fehlende Berücksichtigung von Speichern in der Modellierung.

MWIDE sieht es als erforderlich an, bestehende Infrastruktur werterhaltend zu nutzen, hierfür die notwendigen Rahmenbedingungen zu schaffen und erwartet hierdurch grundsätzlich keine nachteiligen Auswirkungen auf die Erdgasinfrastruktur. EnBW und Netze BW stehen den Umwidmungen aufgrund der bestehenden Nachfrage nach Erdgas in Baden-Württemberg kritisch gegenüber, freie Leitungen wären erst nach 2040 verfügbar.

Die DUH lehnt eine Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz ab, da diese aus ihrer Sicht keine effiziente Energienutzungsform darstellt. Darüber hinaus sei der Einsatz von knappen, erneuerbaren Alternativen zum Erdgas auf Sektoren, in denen keine Alternativen zur Verfügung stehen, zu beschränken. Anwendungen im Gebäude- und Mobilitätssektor lehnt die DUH daher ab.

Mehrere Konsultationsteilnehmer stützen die Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber, dass Projekte zur Erprobung von Beimischungskonzentrationen, die deutlich über dem aktuellen Grenzwert von 2 % liegen, als vielversprechend anzusehen seien und in ein Anpassen der einschlägigen Arbeitsblätter des DVGW resultieren sollten. E.ON hebt das Erfordernis hervor, bei Anfragen nach Wasserstoffbeimischung Bestandsanlagen zur Beimischung über Verteiler- und Fernleitungsnetze hinweg zu berücksichtigen, so dass vereinbarte Leistungen aus bestehenden Netzanschlussverträgen nicht durch spätere Anschlüsse beeinträchtigt werden. Zudem gibt E.ON zu bedenken, dass Planungen, die auf ein vollständiges Ausschöpfen des tolerierten Wasserstoffanteils im Fernleitungsnetz abzielen, die Möglichkeiten zur Beimischung in nachgelagerten Netzen nimmt und somit dortige Zugangsanfragen benachteiligt würden.

Eine Großzahl an Stellungnehmern erwarten, dass auch in Zukunft noch Bedarf an zusätzlichem Netzausbau bestehen wird. Ebenso werden Investitionen in den Netzausbau aufgrund der klimapolitischen Entwicklungen von mehreren Konsultationsteilnehmern kritisch angesehen. So wird gefordert, dass bevor eine Maßnahme zum Netzausbau erfolgt, erst der Einsatz von MBIs belegen solle, dass zum einen ein nachhaltiger Bedarf der Netznutzung besteht und zum anderen der Einsatz von MBIs den Netzausbau kostenseitig übersteigt. Vor dem Hintergrund des Klimaschutzes kritisiert die DUH den Import von Fracking-Gas über LNG-Wiederverdampfungsanlagen und den dafür notwendigen Ausbau im Fernleitungsnetz.

Weiterhin empfiehlt MWIDE, vor dem Hintergrund der rechtlichen Wertung, grünen Wasserstoff als Biogas im Sinne des EnWG einzuordnen, damit zumindest Leitungen zur Versorgung mit grünem Wasserstoff auch als Maßnahme im NEP Gas 2020-2030 in einer Weise aufgenommen werden, die hinreichend ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit für eine Planrechtfertigung in den jeweiligen Planfeststellungsverfahren bei den Bezirksregierungen begründen. Weiterhin sollte nach ihrer Auffassung die Erweiterung des Gasbegriffes in § 3 Nr. 19a bzw. § 3 Nr. 10c geprüft werden. Die DUH sieht im Gegensatz dazu eine Änderung bzw. Erweiterung des Gasbegriffs in § 3 Nr. 19a des EnWG kritisch, da sie eine Mitfinanzierung neuer Wasserstoffleitungen durch private Verbraucher in Bezug auf den jeweiligen Nutzen für nicht gerechtfertigt halten. INES hält es für sinnvoll, eine vollumfängliche Regulierung unter Beteiligung aller relevanten Stakeholder zu analysieren und die Notwendigkeit abzuwägen.

Die Marktteilnehmer fassen die Modellierungsergebnisse der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg positiv auf. EnBW und Netze BW sehen in der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg das Minimum an zu realisierenden Maßnahmen und würden es begrüßen neben der Dimensionierung der Gasdruck-Regel- und Messanlagen (GDRM-Anlagen) auch die zusätzlich ermittelten Neubaumaßnahmen umzusetzen. Ebenso spricht sich der VKU in diesem Bezug für eine zeitnahe Umsetzung aus. Eine der bisherigen Entwicklung gegenläufige, relevante Gaskapazitätsreduzierung, die zu anderen Erkenntnissen in einem Jahr führe, sei nicht erkennbar und eine Umsetzung von daher risikoarm.

Bezüglich der Grüngas-Thematik begrüßen VKI und VCI die nach Überarbeitung nun technologieoffen gehaltenen Grüngas-Kriterien. VKU empfiehlt für Projekte am Fernleitungs- und Verteilernetz einheitliche Kriterien anzuwenden, um Projekte auf unterschiedlichen Netzebenen in gleicher Weise bewerten zu können. Weiterhin rät der Verband, dass die Farbe des Wasserstoffs, die einen eventuellen Einspeisevorrang regelt, in

die Grüngas-Kriterien einfließen solle. E.ON sieht die Ausgestaltung der Grüngas-Kriterien kritisch. Diese seien für einen verbindlichen Netzausbau ungenügend, insbesondere aufgrund dessen, dass seitens Anschlussbegehrendem kein Nachweis über eine finale Investitionsentscheidung eingefordert wird. Außerdem äußert E.ON den Wunsch nach transparenten und plausiblen Erläuterungen zu den zugrundeliegenden technischen und betriebswirtschaftlichen Kriterien, die über den Anschluss an das Wasserstoffnetz, Beimischung ins Erdgasnetz und der notwendige vorherige Methanisierung entscheiden.

Uniper begrüßt die Entwicklung von Kriterien zur Bestimmung des langfristigen Kapazitätsbedarfs, wobei es sinnvoll sei, zur Bildung einer validen Basis zuerst Erfahrungen mit den Jahresauktionen 2020 und 2021 und den unterjährigen Buchungen zu sammeln. Zwischenzeitlich das Niveau über markt- und netzbasierte Maßnahmen sowie ein Überbuchungssystem abzusichern, sei eine kosteneffiziente Lösung für den Erhalt des aktuellen Niveaus an festen Kapazitäten. Besonders die Thematiken Grüngas und Zusammenarbeit der Netzentwicklungspläne Strom und Gas wurden von den Stellungnehmern in Bezug auf den zukünftigen NEP aufgegriffen. Sie begrüßen eine engere Verknüpfung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas. EnBW und Netze BW halten eine parallele Berechnung der beiden NEP, eine Harmonisierung der Betrachtungszeiträume sowie der Fristen für eine Konsultation der beiden NEP für sinnvoll. Ebenfalls sollten nach ihrer Auffassung die jeweiligen politischen Ziele für den NEP als feste Bestandteile angenommen werden. Einem gemeinsamen NEP widersprechen sie jedoch. Ähnlich sehen es VKU und DUH, die einen gemeinsamen Szenariorahmen für sinnvoll halten, jedoch einen gemeinsamen NEP ablehnen. Gründe dafür sind unter anderem die wahrscheinlich geringere Behandlungstiefe der Themen.

Entsprechend der Meinung der Stellungnehmer, sollte der Umsetzungsbericht zum NEP Gas folgende konkrete Inhalte haben. INES sieht eine nähere Erläuterung der Einsatzkosten der marktbasierenden Instrumente als wichtig an sowie ein im Umsetzungsbericht implementiertes Monitoring zum Auslastungsgrad der bestehenden Gasfernleitungsnetze. BDEW fordert als Inhalt den Fortschritt geplanter Maßnahmen und Einhaltung des Zeitplans, Auswirkungen auf die Bereitstellung der Kapazität sowie weitere Entwicklungen bei der Marktraumumstellung und der Modellierung der Grüngasvariante. EnBW und Netze BW sehen eine Darstellung des Fortschritts der geplanten Maßnahmen und Erläuterungen zu eventuellen Verzögerungen als essentiell an.

### **2.2.2 Wesentliche Ergebnisse aus dem öffentlichen Workshop**

Am 05.08.2020 veranstaltete die Bundesnetzagentur begleitend zum Entwurf des NEP Gas 2020–2030 eine öffentliche Webkonferenz. Zu den Inhalten zählten die Weiterentwicklung des Netzentwicklungsplans seit der Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber und die Ergebnisse aus den Berechnungen zur Abwägung zwischen Netzausbaumaßnahmen und zum Einsatz marktbasierter Instrumente im Rahmen der Engpassbewirtschaftung im gemeinsamen Marktgebiet. Zudem wurden technische und ökonomische Aspekte bei der Umwidmung von Erdgas- auf Wasserstoffleitungen thematisiert und diskutiert sowie ein Ausblick zum weiteren Vorgehen durch die Bundesnetzagentur gegeben.

### **2.3 Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber**

Zwischen dem 25.02.2021 und 10.03.2021 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die Gelegenheit, sich schriftlich zur beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan zu äußern.

Die Bundesnetzagentur hat während des Anhörungszeitraums in einer Telefonkonferenz mit allen Beteiligten am 05.03.2021 die näheren Erwägungen zu den jeweiligen beabsichtigten Entscheidungen erörtert. Am

10.03.2021 ging bei der Bundesnetzagentur über den Verband der Fernleitungsnetzbetreiber die Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber ein.

Bezüglich Tenorziffer 1) und 2) haben die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme generelle Anmerkungen zu den aktuellen Entwicklungen gemacht. Deutschland drohe mit dem vorliegenden Gesetzesentwurf, die eigenen Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie zu verfehlen und ins Hintertreffen zu geraten. Vor dem Hintergrund bedauern die Fernleitungsnetzbetreiber, dass mit der vorliegenden beabsichtigten Entscheidung nach Tenorziffer 1 und 2 die Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff sowie zum Neubau von Wasserstoffinfrastruktur aus dem NEP Gas 2020-2030 herausgenommen werden sollen. Vor dem Hintergrund des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur im Wesentlichen durch Umstellung von Leitungen aus dem Erdgassystem sei eine separate Betrachtung der Netzentwicklungsplanung von Gas- und Wasserstoffnetzen aufgrund der komplexen wechselseitigen Abhängigkeiten nicht zielführend.

Ungeachtet dessen erkennen die Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurf des Änderungsverlangens das Bestreben der Bundesnetzagentur, vor dem Hintergrund ihres Rechtsverständnisses von § 15a EnWG bezüglich der von den Fernleitungsnetzbetreiber in der Grüngasvariante vorgeschlagenen Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff bereits jetzt einige Brücken zu bauen, die nach Inkrafttreten der EnWG-Novelle insbesondere eine schnelle Umsetzung der ggf. erforderlichen ad-hoc Bedarfsgerechtigkeitsprüfung ermöglichen dürften. Dazu gehöre, dass die zur Ermöglichung der vorgenannten Umstellung erforderlichen Maßnahmen zum Neubau von Erdgasinfrastruktur (verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz) im NEP Gas 2020-2030 enthalten bleiben. Die Bedingung, dass mit der Umsetzung erst dann begonnen werden darf, wenn ausreichend gesichert ist, dass sie erforderlich werden, also die Herausnahme von Erdgasinfrastruktur zur Umstellung auf Wasserstoff auch tatsächlich realisiert wird, sei nachvollziehbar und sachgerecht. Ferner begrüßen die Fernleitungsnetzbetreiber in diesem Zusammenhang die Feststellung, dass es sich um einen Neubau in einem geringfügigen Umfang handelt, so dass dieser Anforderung der EnWG-Novelle bereits berücksichtigt sein dürfte. Darüber hinaus gehe die Bundesnetzagentur bereits auf eine weitere zentrale Voraussetzung der EnWG-Novelle ein, nämlich die Frage, ob die Erdgasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz herausgenommen werden kann und die im Szenariorahmen bestätigten Kapazitätsbedarfe auch weiterhin erfüllt werden können. Dadurch, dass die Bundesnetzagentur hierzu feststellt, dass eine Herausnahme der zur Umstellung vorgesehenen Erdgasinfrastruktur somit grundsätzlich nicht zu beanstanden ist, dürfte auch diese Voraussetzung grundsätzlich zu bejahen sein.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben sowohl in der Telefonkonferenz als auch in der schriftlichen Stellungnahme im Zusammenhang mit der Herausnahme von Leitungen darauf hingewiesen, dass der Transformationsprozess von der Erdgastransportinfrastruktur hin zum Wasserstofftransport vor dem Hintergrund der Aufrechterhaltung der Betriebsgenehmigung der Infrastruktur unbedingt lückenlos erfolgen müsse. Die Herausnahme sei vor der von den Fernleitungsnetzbetreiber im NEP Gas 2020-2030 angegebenen sehr differenzierten unterschiedlichen Inbetriebnahmetermenen noch nicht möglich, da die betreffende Leitungsinfrastruktur aktuell weiterhin für die Erdgastransportbedarfe erforderlich sei. Daher müsse die Herausnahme der jeweiligen Erdgasinfrastruktur zeitgleich mit der Inbetriebnahme selbiger als Wasserstoffinfrastruktur erfolgen.

Des Weiteren haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber kritisch zu dem Umstand geäußert, dass in Tenorziffer 6) nur die Maßnahme „Leitung Neuenkirchen – Rheine“ aufgenommen wurde und die weiteren Maßnahmen,

deren Aufnahme die Beteiligte zu 16. nachträglich beantragt hatte, nicht aufgenommen wurden. Die damit einhergehenden Verzögerungen bei der Planung und Umsetzung der Maßnahmen sowie bei der Kostengenehmigung im Rahmen von Investitionsmaßnahmen seien insbesondere für die Industriekunden, die aufgrund des Kohleausstiegs kurzfristig von Braunkohlebriketts auf Gas umstellen müssen, nicht nachvollziehbar und führen zu zusätzlichen Produktionsrisiken bei diesen Industriekunden.

#### **2.4 Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses**

Das von der Bundesnetzagentur erstellte Ergebnis der Konsultation wird zeitgleich mit dieser Entscheidung veröffentlicht (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 und 5 EnWG). Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.



## II Entscheidungsgründe

Die Bundesnetzagentur hält den vorgelegten Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber im Grundsatz für geeignet, das Ziel des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG zu erreichen.<sup>8</sup> Änderungsbedarf besteht jedoch bezüglich einzelner Maßnahmen.<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> Siehe Abschnitt C.

<sup>9</sup> Siehe Abschnitt D.

## A Zuständigkeit und Verfahren

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

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

## B Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens

Gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur innerhalb von drei Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen. Die Entscheidung dient der Umsetzung der Vorgaben in § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG, nach denen der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten muss, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

# C Grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans

## 1. Formelle Voraussetzungen

Zuständig für die gemeinsame Erstellung des Netzentwicklungsplans sind gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG die Fernleitungsnetzbetreiber.

Die nach § 15a Abs. 2 EnWG vorgeschriebenen Verfahrensanforderungen haben sie eingehalten:

Vor der Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 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. Seit Beginn der Konsultationsphase am 04.05.2020 stehen neben dem Konsultationsdokument auch die dazugehörigen Anlagen bzw. die Angaben dazu in der Datenbank sowie der Netzausbauvorschlag, zum Download bereit.

Kapitel 1.4 des am 01.07.2020 vorgelegten Entwurfs zum NEP Gas 2020-2030 enthält eine zusammenfassende Darstellung, wie die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung im NEP Gas 2020-2030 berücksichtigt haben. Zugleich äußern sie sich zu den Gründen, warum sie sich für den vorliegenden Netzausbauvorschlag entschieden haben. Die Bundesnetzagentur hat in den Anhörungsgesprächen mit den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern festgestellt, dass punktuell Unklarheiten unter den Fernleitungsnetzbetreibern zu einzelnen Maßnahmen herrschen. Diese hat die Bundesnetzagentur im Nachgang der Gespräche durch weitere Nachfragen bei den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern aufgeklärt. In diesem Zusammenhang erinnert sie an die gesetzliche Vorgabe, dass bei der Erstellung des Planes die Fernleitungsnetzbetreiber darlegen müssen, aus welchen Gründen sie sich nach Abwägung mit anderweitig in Betracht kommenden Planungsmöglichkeiten für die jeweiligen Maßnahmen entschieden haben. Dies bedeutet, dass dort wo vorhanden, auch Alternativen zu den vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen aufgezeigt werden müssen. Die Bundesnetzagentur erinnert nicht zuletzt auch daran, dass der Sinn und Zweck der Netzentwicklungsplanung darin besteht, einen gemeinsam erarbeiteten und unter den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmten Netzentwicklungsplan vorzulegen, der den mit den geringsten Kosten verbundenen Netzausbau zur Deckung des Bedarfs enthält.

## 2. Materielle Voraussetzungen

### 2.1 Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 15a Abs. 1 S. 5 EnWG die derzeitigen Erkenntnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009<sup>10</sup> ausreichend berücksichtigt. Bei der in den Szenariorahmen 2020 und den vorliegenden NEP Gas 2020-2030 eingegangenen Fassung handelt es sich um den Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018. Wie die Bundesnetzagentur bereits in der Vergangenheit ausgeführt hat, sind die Ergebnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans grundsätzlich geeignet, um Rückschlüsse auf den künftig zu erwartenden Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern ziehen zu können.<sup>11</sup> Wegen des bisher noch bestehenden Zeitverzugs der europäischen und nationalen Prozesse sind allerdings punktuell Aktualisierungen angezeigt.

### 2.2 Grundlagen der Modellierung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzausbaubedarf auf Basis der im Szenariorahmen vorgeschlagenen Modellierungsvarianten, der "Basisvariante", der „Grüngasvariante“ und der „Auslegungsvariante für Baden-Württemberg“ sowie einer „L-Gas-Bilanz“ und einer „H-Gas-Bilanz“ für die Anforderungen an das Fernleitungsnetz für das Jahr 2025 und 2030 berechnet und schlagen aus diesen Modellierungsvarianten resultierende Ausbaumaßnahmen vor. Für den Bedarf der Jahre 2025 und 2030 wurden die Kapazitätsbedarfe vom 31.12.2025 bzw. vom 31.12.2030 zugrunde gelegt. Die werden im Rahmen des NEP Gas 2020-2030 als die Gaswirtschaftsjahre 2025/2026 bzw. 2030/2031 ausgewiesen.

Die Grundlagen der Modellierung unterliegen fortlaufenden Diskussionen, so dass natürlich zukünftige Weiterentwicklungen keineswegs ausgeschlossen sind. Insbesondere die Annahmen und Eingangsparameter der erstmalig modellierten Grüngasvariante sowie die Modellierungen im Rahmen des *NewCap*-Modells gilt es, fortlaufend zu überprüfen und an aktuelle Entwicklungen anzupassen. Des Weiteren gilt es künftig, die Annahmen zu prognostizierten Bedarfen an marktbasierten Instrumenten zur Engpassbewirtschaftung im zusammengelegten Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) mit dem tatsächlichen Einsatz zu vergleichen und die Methodik zur Abwägung zwischen physischem Netzausbau und dem Einsatz von marktbasierten Instrumenten zur Auflösung von Netzengpässen weiterzuentwickeln.

#### 2.2.1 Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern

Die Modellierung der Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber durch die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgte gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens 2020.

Als Startwert haben die Fernleitungsnetzbetreiber die internen Bestellwerte für das Jahr 2020 angesetzt. Für die zukünftige Entwicklung im Zeitraum von 2021-2025 wurde die plausibilisierte Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber gemäß § 16 Absatz 1 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen zu Grunde gelegt. Ab dem Jahr 2026 wird diese bis zum Jahr 2030 konstant auf den Wert des Jahres 2025 fortgeschrieben. Insgesamt weisen die Langfristprognosen der

<sup>10</sup> Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

<sup>11</sup> Siehe Bestätigung zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014, S. 43.

Verteilnetzbetreiber einen steigenden Kapazitätsbedarf aus, auch wenn punktuell Verteilnetzbetreiber einen fallenden Bedarf prognostizieren. Das Fortschreiben der Werte des Jahres 2025 für den Zeitraum der Jahre 2026 bis 2030 bewirkt somit eher eine konservative Abschätzung der benötigten Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber und somit des Netzausbaus.

Die Methodik zur Modellierung der Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber entspricht dem Vorgehen im NEP Gas 2018-2028.

### 2.2.2 Annahmen zu Gaskraftwerken

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern geplante Kapazitätsansatz für Kraftwerke ist nicht zu beanstanden. Auch die in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlichten Zuordnungspunkte für den Ansatz mit DZK sind sachgerecht gewählt. In verschiedenen Stellungnahmen wird dieses Vorgehen zwar kritisiert und die Modellierung mit FZK gefordert. Hier ist jedoch zwischen der Modellierung mit dem Kapazitätsprodukt DZK und dem konkreten standortabhängigen Zuordnungspunkt, mit dem modelliert wird, zu unterscheiden. Gegenstand der vorliegenden Entscheidung ist lediglich die Angemessenheit der Wahl der Zuordnungspunkte und nicht das umfassende Kapazitätsprodukt DZK. An dieser Stelle wird wie bereits in der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 darauf hingewiesen, dass im Rahmen der Netzentwicklungsplanung nicht über die Vermarktung der Kapazitäten entschieden wird.

Bei dem Kapazitätsprodukt DZK handelt es sich um ein Kapazitätsprodukt, bei welchem der Anschlusskunde, hier also der Kraftwerksbetreiber, grundsätzlich Zugang zum virtuellen Handelpunkt (VHP) des jeweiligen Gasmarktgebietes hat. In Abhängigkeit bestimmter Netzsituationen kann der Zugang zum VHP durch den Fernleitungsnetzbetreiber unterbrochen werden. In diesem Fall bleibt dem Kraftwerksbetreiber jedoch die Nutzung eines alternativen Ausgleichseinspeisepunktes (Speicher oder benachbarter VHP) auf fester Basis gestattet. Hält also der Kraftwerksbetreiber alle relevanten Zuordnungsauflagen des DZK-Produkts ein, so ist der Bezug der für den Betrieb des Gaskraftwerks benötigten Gasmengen aus dem Fernleitungsnetz jederzeit möglich. Folglich ist bei diesem Kapazitätsprodukt nicht vorgesehen, dass der Gasbezug vom Netzbetreiber gänzlich unterbrochen werden kann. Im Gegensatz dazu garantiert das Kapazitätsprodukt FZK einen unterbrechungsfreien Zugang zum VHP des jeweiligen Gasmarktgebietes. Aus früheren Betrachtungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas wurde deutlich, dass eine Versorgung aller Anschlusskunden mit FZK zu übermäßigem Netzausbau führen würde. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dies in einer Modellierungsvariante im Rahmen des NEP Gas 2013 untersucht. Die damals abgeschätzten Investitionskosten für diesen Vollausbau hätten unter den damals zugrunde gelegten Prämissen um den Faktor 10 höher gelegen als der damalige Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber. Auf Basis des heutigen Netzes dürften die entsprechenden Kosten mittlerweile noch höher ausfallen. Es ist zudem davon auszugehen, dass bei einer Berücksichtigung mit FZK, Netzausbaubedarf selbst für die Kraftwerksprojekte entstehen würde, für die DZK-Kapazitäten sofort zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund stellt das Kapazitätsprodukt DZK für die Anbindung neuer Gaskraftwerke einen guten, gesamtwirtschaftlich kosteneffizienten Kompromiss dar, der in der Regel einen Zugang zum VHP des Marktgebietes ermöglicht und gleichzeitig jederzeit die Versorgung des Kraftwerks sicherstellt. Daher werden sämtliche neuen Kraftwerksprojekte im Netzentwicklungsplan Gas – unabhängig von ihrem Standort – mit DZK modelliert.

Lediglich die Wahl des Zuordnungspunktes (der alternative Ausgleichseinspeisepunkt) kann aufgrund der möglicherweise teureren Beschaffung bei einer Unterbrechung des Zugangs zum VHP durch den Fernleitungsnetzbetreiber zu einem Wettbewerbsnachteil für Marktkraftwerke führen. Ein am Strommarkt

tätiges Kraftwerk müsste die gegenüber einem permanenten Zugang zum VHP unter Umständen höheren Gasbeschaffungskosten in seine Gebote am Strommarkt einpreisen. Entsprechend höhere Gasbeschaffungskosten entstünden, wenn die Liquidität und das daraus resultierende Preisniveau der alternativen Bezugspunkte stark unterschiedlich ausgeprägt wären. Daraus könnte dem Kraftwerk gegenüber anderen Gaskraftwerken gegebenenfalls tatsächlich ein Wettbewerbsnachteil entstehen. Die Bundesnetzagentur legte dafür u. a. im Rahmen der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 folgende Vorgabe fest: Kraftwerke, die am Markt aktiv sein sollen bzw. für die feststeht, dass sie nicht als Netzreserve geplant sind, ist ein Zuordnungspunkt zu wählen, der Zugang zu einem liquiden Handelsmarkt sowie ausreichend Kapazitäten gewährleistet.

Für Kraftwerksprojekte, die bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans berücksichtigt und mit DZK modelliert wurden, haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Tabelle 10 auf S.42 des Entwurfs des NEP Gas entsprechende Zuordnungspunkte benannt. Mit der im Vergleich zum NEP Gas 2018–2028 gestiegenen Anzahl an Neubaugaskraftwerken wurden für diese auch neue Zuordnungspunkte von den Fernleitungsnetzbetreiber benannt. Hinzugekommen sind neben mehreren Speichern (Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-Rages/bn, Sp. Rehden, Jemgum 1, Jemgum 3, Nüttermoor, Bobbau, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE, Speicher Epe H, Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn, Epe/Xanten 1) auch die Grenzübergangspunkte Eynatten, Mallnow, Ellund und Dornum. Dabei sind Eynatten und Mallnow vergleichsweise oft als Zuordnungspunkt gewählt worden. Der Grenzübergangspunkt Eynatten verbindet die Handelspunkte Zeebrugge Trading Point (ZTP) in Belgien und die deutschen VHPs miteinander. Der belgische VHP ZTP stellt einen liquiden Handelspunkt für Erdgas dar und wird von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) im jährlichen Market Monitoring Report wie auch die deutschen Handelspunkte GASPOOL und NCG als sog. „advanced hub“ eingestuft.<sup>12</sup> Diese zeichnen sich u. a. durch eine hohe Liquidität, insbesondere auf dem kurzfristigen Handelsmarkt (Spotmarkt) aus. Ebenfalls wird der Grenzübergangspunkt Eynatten nicht als engpassbehafteter Punkt im Congestion Report von ACER aufgeführt. Die Großhandelspreise an den deutschen VHP weisen in der Regel eine hohe Konvergenz mit dem belgischen ZTP auf. Ein wesentlicher Aufschlag auf den deutschen VHP-Preis ist im Falle einer Zuordnung daher nicht zu erwarten. Die benötigten Transportkapazitäten können über die Kapazitätsplattform PRISMA gebucht werden. Die Kapazitäten auf belgischer Seite entsprechen einer FZK und bieten einen direkten und festen Zugang zum VHP. Es bestehen keine Probleme bei der Verfügbarkeit von Transportkapazitäten in Eynatten. Der überwiegende Teil der Kapazitäten auf beiden Seiten ist für die Zukunft nicht langfristig gebucht. Auch ACER hat im letzten Congestion Report keine (vertraglichen) Engpässe am Grenzübergangspunkt Eynatten festgestellt.

Der Grenzübergangspunkt Mallnow verbindet Deutschland (GASPOOL) nicht direkt mit dem polnischen Marktgebiet / VHP, sondern mit dem „Yamal-Transit-Marktgebiet“. Für einen Gaseinkauf am polnischen VHP wären daher eine zusätzliche Kapazitätsbuchung und ein entsprechender Transit der Gasmengen notwendig. Die Kapazitätsvermarktung in Polen unterliegt allerdings vollständig den Regularien des NC CAM, was die Beschaffung der Kapazitäten erleichtert. Der polnische Handelsmarkt weist im Vergleich zum deutschen, belgischen oder auch italienischen Markt eine geringere Liquidität auf. ACER stuft den polnischen Markt in seinem Monitoring Report auf Stufe 3 von 4 als „emerging hub“ ein. Diese zeichnen sich zwar durch eine

---

12

[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202018%20-%20Gas%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202018%20-%20Gas%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf)

zunehmend steigende Liquidität aus, allerdings besteht eine hohe Abhängigkeit von bilateralen langfristigen Lieferverträgen. Der kurzfristige börsenbasierte Gashandel ist nicht sehr stark ausgeprägt. Aufgrund der guten kapazitiven Anbindung an das GASPOOL Marktgebiet liegt das grundsätzliche Preisniveau gemäß dem ACER Market Monitoring Bericht allerdings dennoch auf einem vergleichbaren Niveau wie in Deutschland. Die Verfügbarkeit von Kapazitäten sollte gewährleistet sein, Stand Januar 2021 liegen keine langfristigen Buchungen auf polnischer und deutscher Seite vor. Genauso verhält es sich mit dem Einspeisepunkt in das Yamal-Transit-Marktgebiet in Kondratki.

Da der Grenzübergangspunkt Mallnow nur in Kombination mit dem Grenzübergangspunkt Eynatten sowie weiteren Speichern als Zuordnungspunkt genutzt wird, entspricht er den Kriterien bzw. Anforderungen der Bundesnetzagentur. Nachhaltige Wettbewerbsnachteile sind nach Auffassung der Bundesnetzagentur somit nicht erkennbar.

Der Grenzübergang Ellund verbindet Deutschland (GASPOOL) mit dem dänischen Gasmarkt (VHPs ETF und GTF). Der dänische Handelsmarkt wird ähnlich dem polnischen Handelsmarkt als "emerging hub" von ACER in ihrem Monitoring Report eingestuft. Ebenfalls bewertet ACER in ihrem Monitoringbericht die Importpreise des dänischen Markts mit keiner großen Abweichung zu den Gasgroßhandelspreisen auf dem deutschen VHP. Die VHPs ETF und GTF sichern jeweils den Zugang zum börslichen und bilateralen Gashandel. Die benötigten Kapazitäten können über die Kapazitätsplattform PRISMA gebucht werden und unterliegen den Regularien des NC CAM.

Der Grenzübergangspunkt Dornum stellt die Verbindung zwischen dem deutschen VHP und der norwegischen Gasförderung her. Am Grenzübergangspunkt Dornum steht auf norwegischer Seite dem deutschen Marktgebiet kein Entry-Exit-System gegenüber, da Norwegen die Vorgaben der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 und des NC CAM nicht vollumfänglich umsetzt. Der Gashandel über den Grenzübergangspunkt Dornum wird von langfristigen bilateralen Verträgen geprägt.

Ähnlich zum Grenzübergangspunkt Mallnow verhält es sich mit den Grenzübergangspunkten Ellund und Dornum. Ellund wird nur in Kombination mit weiteren Speichern als Zuordnungspunkt verwendet und im Falle Dornums wurden bei Bedarf in der Vermarktung gleichermaßen zusätzliche Speicher als Zuordnungspunkte zugesagt. Die kombinierte Nutzung des jeweiligen Grenzübergangspunkts mit Speichern kongruiert mit den gestellten Anforderungen der Bundesnetzagentur, die auch hier keine nachhaltigen Wettbewerbsnachteile erkennt.

Der gewählte Zuordnungspunkt Grenzübergangspunkt Wallbach für das Rheinhafen Dampfkraftwerk Karlsruhe ist sachgerecht. Bei diesem Kraftwerk handelt es sich um ein Netzreservekraftwerk, für das die Bundesnetzagentur Vorgaben für die Wahl von Zuordnungspunkten bei Netzreservekraftwerken nicht als erforderlich ansieht. Daraus ergeben sich keine Nachteile für die betreffenden Kraftwerke. Denn diese dürfen nicht mehr im Markt agieren, sie stehen daher nicht mehr im Wettbewerb mit anderen Kraftwerken und erhalten gleichzeitig ihre nachgewiesenen Gasbeschaffungskosten durch die Strom-Übertragungsnetzbetreiber ersetzt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden gemäß Tenorziffer 4b) der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 verpflichtet, den aus Gaskraftwerksneuplanungen resultierenden Netzausbau zu ermitteln, gesondert auszuweisen und eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu den berücksichtigten Gaskraftwerksneuplanungen vorzunehmen. Es hat sich gezeigt, dass die Planungen von



neuen Gaskraftwerken mit hohen Unsicherheiten behaftet sind, insbesondere vor dem Hintergrund der damals laufenden Ausschreibungen für besondere netztechnische Betriebsmittel (gemäß § 11 Abs. 3 EnWG). Mit dieser Vorgehensweise soll diese bestehende Unsicherheit, ob Projekte tatsächlich im Umfang der gegenwärtigen Planung realisiert werden, Rechnung getragen werden.

Den Anforderungen aus Tenorziffer 4b) der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen, indem sie in Kapitel 7.1.3 des Entwurfsdokuments zum NEP Gas 2020-2030 eine tabellarische Übersicht (Tabelle 36 S.137) aller Netzausbaumaßnahmen, die zur Deckung des Kapazitätsbedarfs für geplante Gaskraftwerke nötig sind, aufgenommen und die Steckbriefe der entsprechenden Netzausbaumaßnahmen in der NEP-Gas-Datenbank um die Information ergänzt haben.

Der in den Antragsschreiben vom 03.04.2019 und 02.07.2019 der Uniper SE und Uniper Kraftwerke GmbH geltend gemachte Anspruch auf Kapazitätsausbau nach §39 GasNZV am Netz der Beteiligten zu 14. für ein Kraftwerksprojekt am Standort Heyden wurde nun von der Uniper SE und Uniper Kraftwerke GmbH zurückgezogen. Grund für den Rückzug des Kapazitätsausbauanspruchs nach §39 GasNZV der Uniper SE und Uniper Kraftwerke GmbH ist nach derzeitigem Planungsstand keine weitere Verfolgung des Kraftwerkprojekts am Standort Heyden zum angedachten Zeitpunkt. Als Ursache nennen Uniper SE und Uniper Kraftwerke GmbH aktuell ungeeignete Rahmenbedingungen für eine Investitionsentscheidung. Nach Informationen in Tabelle 36 auf S.137 des Entwurfsdokuments zum NEP Gas 2020-2030 stand das geplante Kraftwerksprojekt am Standort Heyden der Uniper SE und Uniper Kraftwerke GmbH in Verbindung mit der Ausbaumaßnahme 443-02 „GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung“. Nach Aussage der Beteiligten zu 14., hat die Rücknahme des Kapazitätsanspruchs nach §39 GasNZV der Uniper SE und Uniper Kraftwerks GmbH für das Kraftwerksprojekt am Standort Heyden keinen Einfluss auf die Auslegung, die Planungsprozesse und rechtzeitige Umsetzung der Ausbaumaßnahme 443-02. Die Ausbaumaßnahme 443-02 wird weiterhin unverändert von der Beteiligten zu 14. verfolgt, da diese für die L-H-Gas-Umstellungsbereiche Drohne-Ahlten und Werne-Ummeln-Drohne benötigt wird. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur ist diese Vorgehensweise sachgerecht und nicht zu beanstanden.

### **2.2.3 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 Prozent 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 und § 39 GasNZV gestellt haben und welche die festgelegten Aufnahmekriterien aus dem Szenariorahmen erfüllen. Stichtag für die Einbeziehung dieser Anfragen war dabei der 01.08.2019.

### **2.2.4 Annahmen zum Bedarf von Industriekunden**

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

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben einen langfristig konstanten Gasbedarf für die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen, bereits bestehenden Industriestandorte zu Grunde gelegt. Zusätzlicher

Kapazitätsbedarf der Industriekunden gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 ist auch in der angefragten Höhe in die Netzentwicklungsplanung eingegangen.

### 2.2.5 Annahmen zu LNG-Anlagen

Im Rahmen der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 hatte die Bundesnetzagentur das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, die im Szenariorahmen enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Terminals an den Standorten Brunsbüttel, Wilhelmshaven 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. Zusätzlich sollte indikativ abgeschätzt werden, welche Ausbaurkosten eine Betrachtung der vorliegenden Anfragen mit DZK als Planungsprämisse bedeuten würde.

Im Rahmen der Konsultationen des Szenariorahmens 2020 sprachen sich einige Stellungnehmer gegen eine DZK-Zuordnung aus. Ein Stellungnehmer fordert jedoch eine DZK-Zuordnung zu Speichern.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche gemäß § 38 und § 39 GasNZV für die geplanten LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade für die Modellierungen berücksichtigt<sup>13</sup>. 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.

Zur Ermittlung des Netzausbaus wurden im Rahmen der planerisch konkurrierenden Modellierung anhand einer synthetischen Lastkurve unterschiedliche Einspeisesituationen untersucht. Grundlage für die Erstellung der synthetischen Lastkurve waren historische Buchungen an bestehenden Entries, sowie zu erwartende zusätzliche Netzbelastungen durch Einspeisungen der LNG-Anlagen. Hierbei wurde unterstellt, dass eine Einspeisung an einer LNG-Anlage zu einer Reduzierung der Einspeisung an bestehenden Entries (Oude, Jemgum, Emden) führt. Dennoch ist davon auszugehen, dass deutlich höhere Einspeiseleistungen zu erwarten sind, welche zu dem im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ermittelten Netzausbau führen.

Eine konkrete Abschätzung der Ausbaurkosten mittels DZK als Planungsprämisse wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht durchgeführt. Sie sind jedoch der Aufforderung der Bestätigung des Szenariorahmens nachgekommen, indem sie darlegen, warum aus ihrer Sicht ein DZK-Ansatz für LNG-Anlagen nicht sinnvoll sei und zudem zu höheren Investitionen führen würde als ein planerisch konkurrierender Ansatz mit FZK. Würden die Einspeisungen aus LNG-Anlagen in Brunsbüttel und in Stade als DZK in der H-Gas-Bilanz und in der Netzberechnung betrachtet werden, so würde dies im Ergebnis dazu führen, dass rund 10 GWh/h zusätzliche Ausspeisung an den Grenzübergangspunkten oder an den Speichern als DZK betrachtet werden müssten oder eine entsprechend höhere Überspeisung zwischen GASPOOL und NCG. Diese DZK-Zuordnungen erachten die Fernleitungsnetzbetreiber allesamt als nicht sinnvoll, insbesondere, da aufgrund der langen Transportdistanzen die DZK-Zuordnung häufig einem FZK-Ausbau

---

<sup>13</sup> Vgl. Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Seite 46 ff.

gleichkäme. Zudem begründen die Fernleitungsnetzbetreiber ihren Ansatz damit, dass eine Modellierung mit DZK keine bedarfsgerechte und diskriminierungsfreie Zuordnung zu der Vielzahl an Ausspeisepunkten ermögliche. Die Argumente der Fernleitungsnetzbetreiber, welche für einen planerisch konkurrierenden Ansatz mit FZK bei der Modellierung sprechen, erachtet die Bundesnetzagentur als nachvollziehbar. Der konkurrierende Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber trägt insbesondere dem Umstand Rechnung, dass LNG in Konkurrenz zu Gas aus anderen Quellen steht. Die Einspeisung ist u. a. davon abhängig, welches Gas preisgünstiger ist, so dass nicht von einer vollständig gleichzeitigen Beschäftigung ausgegangen werden kann. Die Ertüchtigung der Infrastruktur für eine vollumfängliche gleichzeitige Einspeisung sowohl von Pipeline-Gas über Grenzübergangspunkte als auch von LNG-Anlagen würde deshalb einer effizienten Netzentwicklungsplanung widersprechen.

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wird nicht über die Vermarktung der Kapazitäten entschieden. Gemäß § 13 Abs. 3 GasNZV erfolgt die Vergabe von Einspeisekapazitäten aus LNG-Anlagen derzeit in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen (first come, first served). Der in der Modellierung betrachtete Ansatz konkurrierender Planungskapazitäten ist daher nicht direkt auf die anschließende Vermarktung übertragbar. Aufgrund der sich unterscheidenden Vergabemethoden der in der planerischen Konkurrenzzone enthaltenen Punkte kann es sich aus Sicht der Bundesnetzagentur allenfalls um eine Konkurrenz im ausschließlich planerischen Sinne handeln. Vermarktungsseitig kann die Kapazität unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht konkurrierend zu Grenzübergangs- oder Speicheranschlusspunkten zugewiesen werden.

Anfang November 2020 gab die LNG Terminal Wilhelmshaven GmbH (LTew) öffentlich bekannt, die bisherigen Planungen zu ihrer LNG-Anlage auf den Prüfstand zu stellen<sup>14</sup>. Hintergrund war die fehlende Bereitschaft der Marktteilnehmer, Kapazitäten der geplanten Anlage verbindlich zu buchen. Für die LNG-Anlage in Wilhelmshaven konnten die nach § 38 GasNZV angefragten Kapazitäten ausbaufrei dargestellt werden. Daher enthält der Entwurf zum NEP Gas 2020-2030 auch keine Ausbaumaßnahmen für die LNG-Anlage in Wilhelmshaven. Die Ankündigung der LTew, die Planungen auf den Prüfstand zu stellen, hat dementsprechend keine Auswirkungen für das vorliegende Verfahren. Eine Anpassung des Netzausbauvorschlages der Fernleitungsnetzbetreiber ergibt sich daraus nicht. Dennoch fordert die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber auf, den Sachstand bezüglich der Reservierung nach § 38 GasNZV für die LNG-Anlage in Wilhelmshaven im finalen NEP Gas 2020-2030 darzustellen und zu aktualisieren.

Die Maßnahmen (ID-Nrn. 502-02a, ID-Nr. 502-02b, ID-NR 640-01, ID-Nr. 641-01, ID-Nr. 606-01, ID-Nr. 607-01, ID-Nr. 608-01) für die LNG-Anlagen fallen nicht in den Anwendungsbereich des Netzentwicklungsplans gemäß § 15a EnWG. Durch eine Änderung<sup>15</sup> der GasNZV im Jahr 2019 hat der Verordnungsgeber die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Errichtung der LNG-Infrastruktur in Deutschland verbessert. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind dadurch verpflichtet, die Leitungen zwischen LNG-Anlagen und dem Fernleitungsnetz zu errichten und dadurch LNG-Anlagen an das Gasnetz anzuschließen. Die Leitungen sind jedoch nach wie vor nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans gemäß §15a EnWG. Es bleibt den

---

<sup>14</sup> Vgl. Pressemitteilung von 06.11.2020, [https://lng-wilhelmshaven.com/wp-content/uploads/2020/11/Pressemitteilung\\_6\\_November\\_2020.pdf](https://lng-wilhelmshaven.com/wp-content/uploads/2020/11/Pressemitteilung_6_November_2020.pdf)

<sup>15</sup> Vgl. Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland

Fernleitungsnetzbetreibern unbenommen, sie informatorisch gemäß dem aktuellen Sachstand im Netzentwicklungsplan zu erwähnen.

#### 2.2.6 Annahmen zu Wasserstoff und synthetischem Methan / grüne Gase

Die dem Netzentwicklungsplan zugrundeliegenden Annahmen zu Wasserstoff und synthetischem Methan in der Basis- und der Grüngasvariante sowie das Vorgehen für die Modellierung der Grüngasvariante sind grundsätzlich nicht zu beanstanden und sachgerecht. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Vorgaben der Bundesnetzagentur aus der Bestätigung des Szenariorahmens umgesetzt und die Netzausbaumaßnahmen für Grüngasprojekte in der Grüngasvariante getrennt ermittelt. Genauere Ausführungen zu den Annahmen und zur Modellierung der Grüngasvariante finden sich in Kapitel IA2.3. Die Bundesnetzagentur begrüßt die erstmalige Darstellung von Wasserstoffprojekten im Netzentwicklungsplan Gas. Mit der Modellierung der Grüngasvariante und der erstmaligen Benennung des Umstellungspotentials von Erdgasinfrastruktur und der dafür notwendigen Ausbaumaßnahmen leistet der Netzentwicklungsplan Gas einen wichtigen Beitrag zur Diskussion rund um das Thema Wasserstoff im Rahmen der Dekarbonisierungsdebatte.

Der von der Bundesnetzagentur beabsichtigte Sinn und Zweck der Veranlassung einer separaten Modellierung der Grüngasvariante war die von der Basisvariante getrennte Ermittlung von Netzausbaumaßnahmen und von Infrastrukturen, die für den Erdgastransport entbehrlich sind. Insbesondere aufgrund der bestehenden rechtlichen Lage sowie der Unsicherheiten in Bezug auf die Umsetzungswahrscheinlichkeit einiger der für Wasserstoffproduktion und -nutzung benannten Projekte ging es nicht darum, ohne rechtliche Grundlage und ohne integrierte Planungsansätze mit dem Stromnetz bereits zur Umsetzung verpflichtende Ausbaumaßnahmen zu ermitteln. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben jedoch die Netzausbaumaßnahmen der Grüngasvariante auch in ihrem Netzausbauvorschlag aufgenommen.

Die Maßnahmen der Grüngasvariante lassen sich in folgende Kategorien unterteilen:

1. ID Nrn. 701 – 724: **Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff** (Maßnahmen umfassen sowohl die Herausnahme der Erdgasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz, als auch die Umrüstungsmaßnahmen für die Umstellung auf Wasserstoff)
2. ID Nrn. 730 – 743: **Neubau von Wasserstoffinfrastruktur**
3. ID Nrn. 760 – 768, 436-02b: **Neubau von Erdgasinfrastruktur** (verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz)

Wie bereits in der Bestätigung des Szenariorahmens ausgeführt, fallen Wasserstoffinfrastrukturen nicht unter den Anwendungsbereich des § 15a EnWG und sind damit auch nicht Bestandteil der verbindlichen Netzentwicklungsplanung Gas. An diesem rechtlichen Rahmen haben sich auch in der Zwischenzeit keine Änderungen ergeben. In Folge dessen kann sich die Bestätigung der Bundesnetzagentur nur auf den Bau von Erdgasinfrastruktur beziehen. Das bedeutet, über die Umstellung auf Wasserstoff oder den Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen kann an dieser Stelle keine Entscheidung getroffen werden, siehe dazu auch die Ausführungen in Kapitel IID1. Die Schaffung eines gesetzlichen Rahmens für Wasserstoffinfrastrukturen liegt in den Händen des Gesetzgebers, die Bundesnetzagentur unterstützt die derzeitigen Bestrebungen, Übergangsregelungen für Wasserstoffinfrastruktur zu schaffen. Für dieses Änderungsverlangen wird jedoch, wie oben ausgeführt, nach den bestehenden rechtlichen Regelungen entschieden.

D. h. die Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff und zum Neubau von Wasserstoffinfrastruktur sind gem. Tenorziffern 1 und 2 aus dem NEP Gas 2020 – 2030 zu streichen. Dabei ist

folgendes zu beachten: Zu unterscheiden ist an dieser Stelle zwischen der Herausnahme/Streichung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan und der Möglichkeit der Herausnahme von Infrastruktur aus dem Erdgasfernleitungsnetz. Die jetzige Darstellung der Fernleitungsnetzbetreiber der Maßnahmen (ID-Nrn.) für die Umstellung von Erdgasinfrastruktur (Leitungen und GDRM-Anlagen) beinhaltet sowohl die Herausnahme aus dem Erdgasnetz als auch die Umstellung der Infrastruktur für die anschließende Nutzung in einem Wasserstoffnetz. Da die Umstellungsmaßnahmen beides umfassen (also die Herausnahme und die Umstellung), über die Umstellung auf Wasserstoff aber keine Entscheidung getroffen werden kann, ist die komplette Maßnahme aus dem NEP Gas 2020 - 2030 zu streichen. Zukünftig ist die geplante Herausnahme von Infrastruktur aus dem Fernleitungsnetz gesondert (einzeln) von den Fernleitungsnetzbetreibern im NEP anzuzeigen. In diesem NEP gilt die Herausnahme von Infrastruktur als angezeigt, da die entsprechende Infrastruktur über die Ausweisung der Umstellungsmaßnahmen einzeln identifiziert wurden. Daher wird an dieser Stelle klargestellt, dass die Berechtigung der Fernleitungsnetzbetreiber, die für die Umstellung auf Wasserstoff vorgesehene Erdgasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz herauszunehmen, sofern die im Szenariorahmen bestätigten Kapazitätsbedarfe weiterhin erfüllt werden, von der Tenorziffer 1 unberührt bleibt.

Das bedeutet in anderen Worten: Gemäß diesem Änderungsverlangen kann die zur Umstellung auf Wasserstoff vorgesehene Erdgasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz herausgenommen werden, wenn die Erfüllung der Erdgastransportbedarfe auch weiterhin sichergestellt ist. Die Fernleitungsnetzbetreiber können diese Infrastruktur zu den angegebenen unterschiedlichen Inbetriebnahmetermenen auf Wasserstoff umstellen und damit den Bereich der Erdgasregulierung verlassen. Nur können diese Umstellungen auf Wasserstoff (d. h. die entsprechenden Maßnahmen) nicht Teil der Netzentwicklungsplanung Gas und einer verpflichtenden hoheitlichen Vorgabe sein.

Die verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz aus der Grüngasvariante (ID-Nrn. 760-01 bis 768-01 und 436-02b), die notwendig werden, um die Umstellung von Erdgasinfrastruktur zu ermöglichen, bleiben im NEP 2020 - 2030 enthalten. Darunter fallen auch die ID-Nr. 767-01 Leitung Elbe Süd-Achim, die in der Grüngasvariante in größerer Dimensionierung vorgesehen ist als in der Basisvariante (dort ID-Nr. 636-01), und die ID-Nr. 436-02b Leitung Heiden Borken-Dorsten, die aus der Aufteilung einer bereits in vorherigen NEPs enthaltenen Maßnahme (ID-Nr. 436-02) resultiert. Mit der Umsetzung der Maßnahmen darf allerdings erst begonnen werden, wenn ausreichend gesichert ist, dass diese auch erforderlich werden.

Zusammengefasst werden also folgende Entscheidungen in Bezug auf die Maßnahmenkategorien getroffen:

1. ID Nrn. 701 – 724: **Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff** (Maßnahmen umfassen sowohl die Herausnahme der Erdgasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz, als auch die Umrüstungsmaßnahmen für die Umstellung auf Wasserstoff)
  - Die Maßnahmen sind gem. Tenorziffer 1 aus dem NEP Gas 2020 - 2030 herauszunehmen / zu streichen. Zukünftig ist die Herausnahme von Infrastruktur gesondert (einzeln) im NEP anzuzeigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber können aber bereits jetzt (genauer gesagt: zu den angegebenen Inbetriebnahmetermenen) die zur Umstellung vorgesehene Erdgasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz herausnehmen, sofern die Erdgastransportbedarfe auch weiterhin erfüllt werden.
2. ID Nrn. 730 – 743: **Neubau von Wasserstoffinfrastruktur**

- Die Maßnahmen sind gem. Tenorziffer 2 aus dem NEP Gas 2020 - 2030 herauszunehmen / zu streichen.
3. ID Nrn. 760 – 768, 436-02b: **Neubau von Erdgasinfrastruktur** (verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz)
- Die Maßnahmen bleiben im NEP Gas 2020 - 2030 enthalten. Mit der Umsetzung darf erst begonnen werden, wenn ausreichend gesichert ist, dass sie erforderlich werden.

Im Folgenden werden die Gründe und Einzelheiten der Entscheidungen zum Neubau von Erdgasinfrastruktur und zur Herausnahme von Erdgasinfrastruktur, die als grundsätzlich genehmigungsfähig (Kapitel C.) einzustufen sind, genauer ausgeführt. Im Kapitel D „Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans“ werden die Gründe für die Entscheidungen zu Umstellungen und zum Neubau von Wasserstoffinfrastruktur näher erläutert.

### **Neubau von Erdgasinfrastruktur (verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz)**

Die Umstellung von Erdgasinfrastruktur zum Zwecke des Transports von Wasserstoff bei einem entsprechend vorhandenen Bedarf kann grundsätzlich als volkswirtschaftlich effizient betrachtet werden, da damit einer bereits vorhandenen aber auf absehbare Zeit nicht mehr benötigten Infrastruktur eine Weiternutzungsmöglichkeit gegeben wird. Gleichzeitig ist die Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff im Verhältnis zu einem kompletten Neubau von Wasserstoffleitungen kostengünstiger. Vergleicht man die durchschnittlichen Kosten, die für den Neubau von Wasserstoffleitungen und für die Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff im NEP angegeben wurden, ergibt sich, dass der Neubau knapp 10-mal mehr kostet als die Umstellung. Für das Jahr 2030 ergäben sich Kosten von 2,34 Mio. Euro pro km für den Neubau von Wasserstoffleitungen und 0,27 Mio. Euro pro km für die Umstellung von Leitungen. An dieser Stelle muss bezüglich der Verlässlichkeit der Kostenangaben jedoch darauf hingewiesen werden, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in den Erörterungsterminen erläutert haben, dass in den meisten Fällen nur eine indikative Abschätzung vorgenommen und noch keine Machbarkeitsstudien oder Sachverständigengutachten durchgeführt wurden. Das Grundverhältnis (wesentliche höhere Kosten bei einem Neubau) bleibe davon aber unberührt. Die Bundesnetzagentur kann dies qualitativ nachvollziehen. Es kann noch das Argument angeführt werden, dass die umgestellte Infrastruktur weniger lange nutzbar sein wird als eine neu gebaute Infrastruktur, da sie schon ein paar Jahre in der Nutzung war, aber auch dieses Argument schmälert nur geringfügig die Effizienz von Umstellungen im Verhältnis zu einem Neubau.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen im Entwurfsdokument des NEP 2020 - 2030 darauf hin, dass einige dieser zur Umstellung identifizierten Erdgasleitungen nur in Verbindung mit Verstärkungen des Erdgasnetzes umgestellt werden können. Die Bundesnetzagentur hält es, auch in Anbetracht der volkswirtschaftlichen Effizienz, für verhältnismäßig, dass Erdgasinfrastruktur in geringfügigem Umfang neu gebaut wird. Von einem geringfügigen Umfang kann ausgegangen werden, da für die Umstellung von 1.142 km Erdgasleitungen auf Wasserstoff bis 2030 nur 57 km an Erdgasleitungen neu gebaut werden müssten.

### **Umsetzung der Erdgas-Neubaumaßnahmen (verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz)**

Die verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz aus der Grüngasvariante (ID-Nrn. 760-01 bis 768-01 und 436-02b), die notwendig werden, um die Umstellung von Erdgasinfrastruktur zu ermöglichen, bleiben somit im NEP 2020 - 2030 enthalten. Den Fernleitungsnetzbetreibern soll damit ermöglicht werden, alle notwendigen

Vorkehrungen zu treffen, um eine schnelle Umstellung auf Wasserstoff zu gewährleisten. Um keine Verzögerungen für den politisch in der Nationalen Wasserstoffstrategie festgelegten und gewünschten schnellen Markthochlauf zu verursachen, und angesichts der im Szenariorahmen bereits enthaltenen transparenten Diskussion und Vorgabe der Modellierungsbedingungen erfolgt die Bestätigung bereits in diesem NEP-Prozess und nicht erst in den folgenden Prozessen.<sup>16</sup>

Vor dem Hintergrund der weiterhin bestehenden Unsicherheit zur Realisierungswahrscheinlichkeit einzelner Projekte schätzt die Bundesnetzagentur den Bedarf für die vorgenannten Maßnahmen zum heutigen Zeitpunkt als weniger sicher ein als bei anderen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans. Bei einer Nicht-Realisierung einzelner Grüngasprojekte würde auch der Bedarf für die entsprechenden Umstellungsmaßnahmen und damit für die dafür notwendigen Erdgas-Neubaumaßnahmen entfallen.

Es handelt sich bei den verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz folglich um Gasnetzausbaumaßnahmen, für die ein Bedarf nur besteht, wenn ein anderes Infrastrukturprojekt, welches nicht Teil des Netzentwicklungsplans Gas ist (die Umstellung auf Wasserstoff), realisiert wird. Allerdings besteht zum aktuellen Zeitpunkt noch Unsicherheit über die Realisierung des bedarfsauslösenden Infrastrukturprojektes.

Die Bundesnetzagentur hat sich jedoch nach Abwägung dafür entschieden, zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Änderungen an den vorgenannten Maßnahmen zu verlangen.

Verlangt die Bundesnetzagentur keine Änderungen der Maßnahmen gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG, werden die Maßnahmen verbindlich. Damit sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die weiteren Schritte zur Realisierung der Maßnahmen einzuleiten. Dabei fallen entsprechend Kosten an, die von den Gasnetzkunden über die Netzentgelte zu refinanzieren sind. Allerdings sind die Kosten für die ersten Planungsschritte (Machbarkeitsstudie, Planung der technischen Auslegung der Anlagen, Genehmigungsverfahren) noch relativ gering. So belaufen sich die Kosten für ein Leitungsbau-Genehmigungsverfahren dieser Größenordnung in der Regel auf einen niedrigen sechsstelligen Betrag. Erst bei einer Bestellung von Anlagenteilen und anderen Anlagegütern fallen Kosten in mehrstelliger Millionenhöhe an. Dieser Schritt findet jedoch in der Regel erst in den letzten ein bis drei Jahren vor der geplanten Inbetriebnahme der Anlagen statt. Es ist davon auszugehen, dass die Verbindlichkeit und damit die Umsetzungswahrscheinlichkeit der entsprechenden Grüngasprojekte und Wasserstoffbedarfe deutlich fortgeschritten sein werden, bevor die Fernleitungsnetzbetreiber diese Investitionen tätigen müssen.

Würde die Bundesnetzagentur auf der Grundlage des unsicheren Bedarfs eine Herausnahme der Erdgas-Neubaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan fordern, so könnten sich unter Umständen Verzögerungen bei der Umstellung von Erdgasleitungen und der entsprechenden Anbindung von Grüngasprojekten ergeben, was einem schnellen Markthochlauf von Wasserstoff erschweren würde. Eine baldige Realisierung der erforderlichen Erdgas-Neubaumaßnahmen wäre aufgrund der teilweise noch durchzuführenden Genehmigungsverfahren nur dann möglich, wenn bereits nach diesem NEP-Prozess mit den Planungsarbeiten begonnen werden kann. Erste Inbetriebnahmen der Erdgas-Neubaumaßnahmen sind für 12/2025 vorgesehen.

---

<sup>16</sup> Vgl. Die Nationale Wasserstoffstrategie vom 10.06.2020, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>

Der Bundesnetzagentur ist es jedoch wichtig zu betonen, dass ein Neubau von Erdgasinfrastruktur ausgeschlossen werden muss, der zukünftig doch nicht gebraucht wird, z. B. weil die Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff, für die der Neubau benötigt werden würde, gar nicht erforderlich wird. Daher darf mit der Umsetzung dieser verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz erst begonnen werden, wenn ausreichend gesichert ist, dass sie erforderlich sind, weil Infrastruktur aus dem Erdgasnetz herausgelöst werden soll. Die Übersicht im Anhang enthält eine Aufstellung welcher Neubau für welche Umstellung erforderlich ist. Die Aufstellung haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 22.01.2021 zur Verfügung gestellt. Von einer Erforderlichkeit kann ausgegangen werden, sobald die Bedarfsgerechtigkeit der neuen Wasserstoffleitungen (die Erdgasleitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden sollen) festgestellt wurde, z. B. weil eine hinreichende Verbindlichkeit der entsprechenden Wasserstoffprojekte erreicht wurde oder eine hinreichende Wahrscheinlichkeit gegeben ist, dass die vermutete Wasserstoffquellenverteilung eintritt. Die entwickelten Kriterien zur Berücksichtigung von Grüngasprojekten der zweiten Marktpartnerabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber für den NEP Gas 2022 – 2032 können hierbei als Orientierung zur Verbindlichkeit der Wasserstoffprojekte dienen. Gemäß den Kriterien ist vorgesehen, dass für die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen zu Grüngasprojekten der Abschluss eines Realisierungsfahrplans (inkl. Zahlung Planungspauschale, Abschluss Netzanschlussvertrag, verbindliche Kapazitätsbuchung) erforderlich ist.<sup>17</sup>

Mit der Bedingung soll sichergestellt werden, dass verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz nur dann umgesetzt werden, wenn eine Herausnahme von Erdgasinfrastruktur auch tatsächlich notwendig wird und von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommen bzw. realisiert wird. Damit soll den derzeit bestehenden rechtlichen Unklarheiten und den in Teilen unsicheren Realisierungswahrscheinlichkeiten einzelner Projekte Rechnung getragen werden. Es soll verhindert werden, dass zum jetzigen Zeitpunkt ein Neubau an Erdgasinfrastruktur erfolgt, der unter Umständen zukünftig doch nicht gebraucht wird, weil es gar nicht zu einer entsprechenden Umstellung der Erdgasinfrastruktur kommt, für die der Neubau benötigt werden würde. Die dafür entstehenden Kosten wären unnötig bzw. verfehlt, von einer volkswirtschaftlichen Effizienz kann dann keine Rede mehr sein.

Die Bundesnetzagentur weist vorsorglich darauf hin, dass im Falle einer Nicht-Realisierung einzelner Grüngasprojekte und der für deren Anbindung notwendigen Umstellungsmaßnahme der Bedarf für die entsprechenden Erdgas-Neubaumaßnahmen nicht dargelegt ist. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei dem Wegfall von Umstellungsmaßnahmen von der Durchführung der dafür notwendigen Erdgas-Neubaumaßnahmen absehen. Eine Korrektur des Netzentwicklungsplans würde dann im Rahmen des nächsten NEP-Prozesses erfolgen, wie dies z. B. auch gängige Praxis ist, bei sich ändernden Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV.

Von dieser Bedingung ausgenommen, ist die bereits erwähnte ID-Nr. 767-01 Leitung Elbe Süd-Achim, die in der Grüngasvariante in größerer Dimensionierung vorgesehen ist als in der Basisvariante (dort ID-Nr. 636-01). Die Planungen zu dieser Leitung können direkt in größerer Dimensionierung begonnen werden, da die Leitung auch in der Basisvariante zum Abtransport der Mengen aus den LNG-Anlagen gebraucht würde und mit dem Beginn der Planungen nicht gewartet werden kann, bis feststeht, ob eine größere Dimensionierung

---

<sup>17</sup> Vgl. <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/netzentwicklungsplan-gas-wird-deutsche-transparenzplattform-fuer-den-wasserstoff-markthochlauf/>



tatsächlich gebraucht wird. Die Entscheidung für die Dimensionierung, also für die Wahl des Durchmessers, muss zudem erst später im Planungsprozess getroffen werden, sodass eine Korrektur auch im Rahmen der nächsten NEP-Prozesse erfolgen kann.

### **Herausnahme vorhandener Gasinfrastruktur**

Letztlich ist noch zu behandeln, inwieweit die reine Herausnahme bereits im Gas-NEP enthaltener bisheriger Gasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz zum Zwecke der Umstellung auf Wasserstoff in den Anwendungsbereich des § 15a EnWG fällt. Hierbei geht es um die grundsätzliche Herausnahme von Erdgasinfrastruktur unabhängig vom Zweck. An dieser Stelle wird der Zweck der Umstellung auf Wasserstoff nur angeführt, da dies das vorliegende Beispiel ist. Bei einem „Rückbau“ in Form der Herausnahme zum Zwecke der Umstellung handelt es sich eigentlich nicht um einen „Ausbau“ des Gasnetzes im Sinne des § 15a EnWG. Stilllegungen von Gasinfrastruktur sind nach dem jetzigen rechtlichen Rahmen auch nicht genehmigungspflichtig im Rahmen des NEP. Allerdings kann eine Herausnahme (zum Zwecke der Umstellung) nach dem Wortlaut und Sinn und Zweck des § 15a EnWG Bestandteil des Gas-NEP sein, wenn die bisherige Gasinfrastruktur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Gasnetzes erforderlich war und ihr Wegfall dazu führen würde, dass die Versorgungssicherheit nicht mehr sichergestellt wäre. Darlegungs- und beweispflichtig (-belastet) sind die Fernleitungsnetzbetreiber, da gemäß der Vermutungsregel alle bisher im Gas-NEP von der Bundesnetzagentur genehmigten Maßnahmen die Versorgungssicherheit des Gasnetzes gewährleisten. Die bisherigen alten Gasleitungen sind also im Gas-NEP zur Herausnahme anzuzeigen und es ist von den Fernleitungsnetzbetreibern darzustellen, dass die Versorgungssicherheit des Gasnetzes auch weiterhin ohne diese Leitungen gewährleistet ist. Dies wäre gegeben, wenn die im Szenariorahmen bestätigten Kapazitätsbedarfe auch weiterhin erfüllt werden können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen im Entwurfsdokument des NEP darauf hin, dass es sich bei den identifizierten potenziellen Wasserstoffleitungen um Erdgasleitungen handele, die grundsätzlich für den Erdgastransport benötigt werden. Der Transportbedarf könne jedoch in Verbindung mit den Verstärkungen des Erdgasnetzes ohne diese Leitungen gedeckt werden. Diese Aussage unterstreicht, dass es einen bedingten Zusammenhang zwischen der Entscheidung zur Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen und im gleichen Zug dem Neubau von Erdgasleitungen gibt, die jedoch nur erforderlich und volkswirtschaftlich effizient sind, wenn eine Umstellung der Maßnahmen auf Wasserstoff gesichert umgesetzt wird (siehe obige Ausführungen).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in der Grüngasvariante durch die Erdgasmodellierung auf Grundlage der Basisvariante nachgewiesen, dass die im Szenariorahmen bestätigten Kapazitätsbedarfe auch nach Herausnahme der Erdgasinfrastruktur mit den verstärkenden Maßnahmen weiterhin erfüllt werden.<sup>18</sup> In den Erörterungsterminen wurde zudem hinreichend dargelegt, inwiefern eine Herausnahme/Umstellung möglich ist und welcher Neubau dafür notwendig ist. Insbesondere wurde auch mit einigen Fernleitungsnetzbetreibern die Frage diskutiert, ob die herauszunehmenden Leitungen möglicherweise zukünftig doch noch gebraucht werden im Zuge des Kohleausstiegs und des daraus resultierenden Anstiegs an Kapazitätsbedarfen von Kraftwerken, die von Kohle auf Gas umrüsten wollen. Diese Frage haben die Fernleitungsnetzbetreiber verneint. Nach derzeitigem Kenntnisstand gebe es keine Anhaltspunkte, dass ein

---

<sup>18</sup> Vgl. Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Seite 152f.

entsprechender Einfluss auf die herauszunehmenden Leitungen vorliegen könnte. Eine Herausnahme der zur Umstellung vorgesehenen Erdgasinfrastruktur ist somit grundsätzlich nicht zu beanstanden.

### Künftige Entwicklungen

Der Bundesnetzagentur ist es ein Anliegen zu betonen, dass der Netzentwicklungsplan Gas ein sinnvoller Ort sein kann, um Transparenz für eine Übergangszeit bis zu einer möglichen Implementierung von Regeln für eine Netzentwicklungsplanung Wasserstoff zu schaffen. Inwiefern der Netzentwicklungsplan Gas auch in der Zukunft der richtige Ort sein wird oder aber eine neue noch zu schaffende Transparenzplattform hierfür besser geeignet ist, ist noch zu diskutieren und entscheiden. Wichtig ist, dass sowohl die Verteilernetzbetreiber als auch private Wasserstoffnetzbetreiber sowie mögliche Dritte, bisher noch nicht auf dem Markt vertretene Teilnehmer in den Prozess einbezogen werden, 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 Grüngasprojekte 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. Die Ausgestaltung eines künftigen Netzentwicklungsplans Wasserstoff wird noch zu entwickeln sein. Ob es eine gemeinsame Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff geben wird oder getrennte Pläne, wird sich zeigen. In jedem Fall ist eine integrierte Betrachtung unerlässlich aufgrund der bestehenden Abhängigkeiten, wie dieser NEP deutlich gezeigt hat. Für den kommenden NEP Prozess gilt es, den NEP Gas schon bei der Erstellung des Szenariorahmens weiterhin als Transparenzplattform zu nutzen, so lange sich noch keine andere Möglichkeit etabliert hat. D. h. insbesondere die Einbindung der Verteilernetzebene und privater Wasserstoffnetzbetreiber sowie der entsprechenden Projekte/Netze in diesen Bereichen sollte ausgeweitet werden.

Darüber hinaus geben die Fernleitungsnetzbetreiber im NEP-Entwurf einen Ausblick auf die Behandlung von Grünen Gasen in den kommenden Netzentwicklungsplänen. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern genannten Kriterien für die Berücksichtigung von Grüngasprojekten geben erste Anhaltspunkte, wie diese in zukünftigen Plänen verbindlich Eingang finden könnten. Z. B. wird der Abschluss eines Realisierungsfahrplanes zwischen dem Projektvorhabenträger und dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an § 39 GasNZV als Vorbehalt für die Umsetzung der Maßnahmen genannt. In der Zwischenzeit ist am 11.01.2021 bereits die zweite Marktpartnerabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber für den kommenden Gas-NEP 2022 – 2032 gestartet. Bis zum 16.04.2021 können Projektträger wieder ihre Grüngasprojekte melden, um Eingang in die Netzentwicklungsplanung zu finden. Die Kriterien wurden bereits konkretisiert. So ist eine zweistufige Verbindlichkeit vorgesehen. Zur Berücksichtigung in der Modellierung ist eine Absichtserklärung im Sinne eines Memorandum of Understanding (MoU) Voraussetzung und für die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen ist der Abschluss eines Realisierungsfahrplans erforderlich.<sup>19</sup> Die Kriterien gilt es auch zukünftig weiterzuentwickeln.

Ebenso gilt es die Annahmen zur Wasserstoffquellenverteilung (vgl. dazu Kapitel IA2.3) beständig zu überprüfen und an aktuelle Entwicklungen anzupassen. Mangels konkreterer Informationen und der

---

<sup>19</sup> Vgl. <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/netzentwicklungsplan-gas-wird-deutsche-transparenzplattform-fuer-den-wasserstoff-markthochlauf/>

Notwendigkeit, Annahmen zur bilanziellen Deckung des Wasserstoffbedarfs zu treffen, ist das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber, wie bereits eingangs erwähnt, sachgerecht. Der Bundesnetzagentur ist es jedoch ein Anliegen zu betonen, dass sie eine Änderung der Aufteilung der zusätzlichen potenziellen Wasserstoffquellen (Import von dekarbonisiertem Wasserstoff aus den Niederlanden: 70 %, Inländische Produktion von „grünem“ Wasserstoff von Onshore Windparks, deren EE-Förderung ausgelaufen ist: 20 %; Zusätzliche Leistung aus Speichern: 10 %) als durchaus wahrscheinlich und notwendig ansieht und im Rahmen des nächsten NEP-Prozesses ein besonderes Augenmerk auf dieses Thema gelegt werden sollte. Insbesondere ist sicherzustellen, dass die getroffenen Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber nicht den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Strom zu PtG-Anlagen und Windkraftanlagen zuwiderlaufen. Es gilt auch zu berücksichtigen, dass in der Bestätigung des Szenariorahmens von der Bundesnetzagentur bereits darauf hingewiesen wurde, dass die tatsächliche Umsetzung einiger Einspeise-Grüngasprojekte derzeit mit rechtlichen Unsicherheiten behaftet ist. Insbesondere bestanden schon zum genannten Zeitpunkt erhebliche Zweifel, ob einige Projektmodelle im Rahmen des Verwaltungsverfahrens nach § 23 ARegV (Genehmigung von Investitionsmaßnahmen) auf Basis des aktuellen Rechtsrahmens genehmigungsfähig sind. In der Zwischenzeit wurden die entsprechenden Anträge nach § 23 ARegV der Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber zu den Projekten hybride und ELEMENT EINS daher von der Beschlusskammer 4 abgelehnt, da die Anforderungen an eine Genehmigung nach derzeitiger Sach- und Rechtslage nicht erfüllt werden<sup>20</sup>. Mit den Ablehnungen der genannten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, die ausschließlich die Refinanzierung für die betroffenen Netzbetreiber betreffen, ist daher seitens der Beschlusskammer 4 keinerlei Wertung über die energiewirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte an sich verbunden. Es bleibt insgesamt zum derzeitigen Zeitpunkt offen, ob diese Projekte tatsächlich umgesetzt werden. Sofern dies nicht der Fall sein sollte, könnte der Wegfall dieser PtG-Anlagen (und der damit verbundenen Einspeisekapazität) Auswirkungen auf die Höhe und Aufteilung der zusätzlich notwendigen potenziellen Wasserstoffquellen haben, die es bei der Erstellung des nächsten Szenariorahmens zu berücksichtigen gilt. Die Stellungnahmen unterstreichen die Einschätzungen der Bundesnetzagentur, es wurden zahlreiche Anmerkungen zu den Annahmen der Wasserstoffquellenverteilung gemacht, mit denen sich im Rahmen der nächsten NEP-Prozesse auseinandergesetzt werden sollte.

### 2.2.7 Marktraumumstellung

In Kapitel 5 des Entwurfs des NEP Gas 2030-2030 setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Entwicklung der L-Gas-Versorgung auseinander. Neben der Darstellung der deutschland- und marktgebietsweiten 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. Auch Änderungen in der Umstellungsplanung aufgrund von COVID 19 werden dargestellt.

---

<sup>20</sup> Insgesamt zwei Übertragungsnetzbetreiber und drei Fernleitungsnetzbetreiber haben im Jahr 2019 Anträge nach § 23 ARegV gestellt, die mit den Projekten "hybride" (ein ÜNB und ein FNB) und "ELEMENT EINS" (ein ÜNB und zwei FNB) in Verbindung stehen. Die Anträge zum Projekt hybride wurden am 21.01.21 abgelehnt (Geschäftszeichen: BK4-19-015 und BK4-19-052), die Anträge zum Projekt ELEMENT EINS wurden am 27.01.21 abgelehnt (Geschäftszeichen: BK4-19-030, BK4-19-049 und BK4-19-055).

### 2.2.8 Marktgebietszusammenlegung

Die Bundesnetzagentur hatte im Rahmen der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, das von ihnen entwickelte Marktgebietsmodell *NewCap* bei der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 zu berücksichtigen. Dabei sollten die Kapazitäten gemäß dem Datenbankzyklus "2020-SR" als Planungskapazität unterstellt werden. Neben Erläuterungen zu den betrachteten Lastsituationen sollten die Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere ermitteln und begründen, ob der Einsatz marktbasierter Instrumente (*Wheeling*, Drittnetznutzung und börsenbasiertes *Spreadprodukt*) oder der Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist.

Dieser Aufforderung sind die Fernleitungsnetzbetreiber im NEP Gas 2020-2030 nachgekommen.

#### Kapazitätsmodell *NewCap*

Die Zusammenlegung der deutschen Marktgebiete ist durch § 21 GasNZV vorgegeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben spätestens ab 01.04.2022 aus den bestehenden zwei Marktgebieten ein gemeinsames Marktgebiet zu bilden. Im Hinblick auf operative Vorteile wird das gemeinsame Marktgebiet mit dem Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2021/22 zum 01.10.2021 starten.

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

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Hinblick auf die Marktgebietszusammenlegung ein neues Kapazitätsmodell entwickelt. Dieses haben sie der Bundesnetzagentur erstmalig am 30.11.2018 vorgestellt und im Entwurf zum NEP Gas 2020-2030 verwendet. Im Rahmen der sog. *NewCap*-Systematik<sup>21</sup> haben die Fernleitungsnetzbetreiber ihre bisherigen Kapazitätsberechnungen um ein bilanzielles Knoten-Kanten-Modell erweitert. In den Knoten des Modells werden Netzbereiche zu großen Entry- und Exitbereichen aggregiert, innerhalb derer Engpassfreiheit im Rahmen der individuell ermittelten und validierten Kapazitäten der Fernleitungsnetzbetreiber pro Netzgebiet besteht. Kanten stehen für die Verbindungen zwischen den Knoten und beschreiben die Transportfähigkeiten bzw. -restriktionen zwischen den aggregierten Entry- und Exitbereichen. Auf Basis zahlreicher historischer Netznutzungsfälle und Annahmen zu möglichen, zukünftigen Marktverschiebungen werden mittels dieses Modells Prognosen zu möglichen Netzengpässen aufgrund der Marktgebietszusammenlegung getroffen. Insbesondere soll dieses Modell dazu dienen, die Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente zu prognostizieren und dies mit den Kosten für einen möglichen Netzausbau zu vergleichen.

---

<sup>21</sup> Vgl. auch Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Seite 54 ff.

Insgesamt haben die Fernleitungsnetzbetreiber 47 Szenarien möglicher Marktverschiebungen von bis zu 10% analysiert und jeweils die durch Marktverschiebung entstehenden Kosten für marktbasierende Instrumente prognostiziert. Die Ergebnisse sind in folgenden Tabelle zusammengefasst<sup>22</sup>.

**Prognostizierte Kosten pro Jahr (in Mio. Euro) für den Einsatz marktbasierter Instrumente**

	2021/2022	2023/2024	2025/2026	2030/2031
Maximales Szenario	2,9	23,9	27,6	68,3
Mittelwert Szenarien	0,6	6,2	5,8	23,2
Minimales Szenario	0,1	1,1	1,1	7,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen an, dass für die Gaswirtschaftsjahre 2021/2022 und 2023/2024 mögliche Ausbaumaßnahmen aufgrund deren Realisierungsdauer nicht bereitstehen können und somit die Modellierungen für diese Jahre lediglich dem Vergleich der Entwicklung der Kosten der marktbasierenden Instrumente im Zeitablauf dienen.

Des Weiteren böten die prognostizierten Kosten für marktbasierende Instrumente im Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 keine ausreichende Begründung für einen alternativen Netzausbau.

Auch die Bundesnetzagentur sieht aufgrund der derzeitigen Kostenprognosen für marktbasierende Instrumente keine ausreichende Begründung für Netzausbaumaßnahmen. Es sei darauf hingewiesen, dass diese Entscheidung nicht präjudizierend auf zukünftige Netzentwicklungspläne wirkt, so dass in folgenden Prozessen ein alternativer Netzausbau nicht ausgeschlossen ist, sofern sich dieser als vorzugswürdige Lösung erweist. Die Bundesnetzagentur wird die Entwicklung zukünftiger Kostenprognosen und die tatsächlichen Kosten der marktbasierenden Instrumente fortlaufend beobachten.

Es ist der Bundesnetzagentur wichtig, auch an dieser Stelle erneut zu betonen, dass im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas keine Aussage über die aus regulatorischer und rechtlicher Sicht angemessene Ausgestaltung der marktbasierenden Instrumente getroffen werden kann. Über den vorzulegenden Entwurf des Plans kann verfahrensmäßig im Rahmen des Änderungsverlangens nur über Maßnahmen eines Ausbauvorschlages, wie er Ergebnis einer Modellierungsvariante sein soll, entschieden werden. Eine Bestätigung der Ergebnisse, insbesondere möglicherweise ermittelter marktbasierter Instrumente und ihrer Kosten, ist mit der Entscheidung nicht verbunden. Im Verfahren der Netzentwicklungsplanung werden keine Aussagen getroffen oder Genehmigungen erteilt hinsichtlich der Anerkennung von Kosten eventuell zu beschaffender marktbasierter Instrumente sowie deren Effizienz.

<sup>22</sup> Vgl. auch Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Seite 141

### Langfristiger Kapazitätsbedarf

Die Bundesnetzagentur hatte die Fernleitungsnetzbetreiber in der Bestätigung des Szenariorahmens dazu aufgefordert, objektive Indikatoren zur Bestimmung des langfristigen Kapazitätsbedarfs zu entwickeln. Mit der Anwendung dieser Indikatoren sollte ein ausreichendes Maß an Kapazitäten im zukünftigen deutschlandweiten Marktgebiet bestimmt werden. Auch kurzfristige Buchungen oder Übernachtungen in bisherigen Auktionen könnten hierbei berücksichtigt werden.

Dieser Aufforderung sind die Fernleitungsnetzbetreiber nur bedingt nachgekommen. Die Fernleitungsnetzbetreiber stimmen mit der Bundesnetzagentur überein, dass Jahres- und unterjährige Buchungen gegebenenfalls Kriterien zur Bestimmung des Bedarfes an festen frei zuordenbaren Kapazitäten sein könnten. Allerdings sei es aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber nicht zielführend, bereits im NEP Gas 2020-2030 Kriterien bzw. objektive Indikatoren zur Bestimmung der Höhe des langfristigen Kapazitätsbedarfs zu entwickeln, da entsprechende Erfahrungswerte noch nicht vorlägen.

Die Bundesnetzagentur kann die Erwägungen der Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich nachvollziehen. Die konkreten punktscharfen, langfristigen Kapazitätsbedarfe lassen sich ohne vorliegende Buchungen und Erfahrungen mit dem Überbuchungs- und Rückkaufssystem<sup>23</sup> nicht sachgerecht ermitteln. Gleichwohl sollte die Herleitung der Indikatoren eben noch nicht unmittelbar zu konkreten langfristigen Kapazitätsbedarfen an einzelnen Netzknoten führen, da die notwendige Datengrundlage zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vollständig vorliegt. Vielmehr kann die Diskussion zunächst in abstrakter Weise, ggf. mit Unterscheidung der verschiedenen Punktkategorien erfolgen und mit Vorliegen neuer Erkenntnisse weiter konkretisiert werden.

Wie von der Bundesnetzagentur bereits im Verfahren KAP+ geäußert, soll bereits der kommende Szenariorahmen für den NEP Gas 2022-2032 Erkenntnisse über den Bedarf an festen frei zuordenbaren Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet abbilden. Die Bundesnetzagentur fordert die Fernleitungsnetzbetreiber daher auf, die Diskussion über den langfristigen Kapazitätsbedarf weiterzuführen. Langfristiges Ziel des Prozesses ist es, einen mit dem Markt abgestimmten und hinreichend nachvollziehbaren Kapazitätsbedarf in einem deutschlandweiten Marktgebiet spätestens im Szenariorahmen für den NEP Gas 2024-2034 festzulegen.

#### 2.2.9 Versorgungssicherheit der Niederlande

In der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 hatte die Bundesnetzagentur das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, zusätzlich zu den im Datenbankzyklus "2020-SR" an den Grenzübergangspunkten Greifswald und Lubmin II (Entry) anteilig und Bunde/Oude Statenzijl (H, Exit) enthaltenen Bestandskapazitäten dynamisch zuordenbare Kapazitäten in Höhe von je 12 GWh/h für die Erstellung des NEP Gas 2020-2030 an diesen Punkten zu berücksichtigen, bestätigt. Zudem wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, den daraus resultierenden Netzausbau zu ermitteln und eine genaue Zuordnung dieser Maßnahmen zu diesem Kapazitätsansatz vorzunehmen sowie zu begründen, warum die Kapazitätserhöhung an den genannten Grenzübergangspunkten und die daraus resultierenden

---

<sup>23</sup> Für Informationen zum Überbuchungs- und Rückkaufssystem siehe: Beschluss AZ.: BK7-19-037

Ausbaumaßnahmen vorzugswürdig sind gegenüber anderen möglichen Lösungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der Region Nordwesteuropa.

Dieser Aufforderung sind die Fernleitungsnetzbetreiber im NEP Gas 2020-2030 nachgekommen.

Grund für die Berücksichtigung der oben genannten zusätzlichen dynamischen Kapazitäten sind verschiedene Szenarien, die in Zusammenarbeit mit dem Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSO-G) berechnet wurden. Die Szenarien zeigen im Ergebnis einen Versorgungsengpass auf niederländischer Seite an. Die bilanziellen Spitzenlastbetrachtungen wurden im Rahmen der Versorgungssicherheitsbetrachtung nach der Verordnung (EU) 2017/1938<sup>24</sup> für die Betrachtungsjahre 2025 und 2030 aufgestellt und infolge der jüngsten Entwicklungen in Zusammenhang mit dem vorgezogenen Ende der Groningen-Produktion aktualisiert. Aufgrund des Rückgangs der dortigen L-Gas-Produktion besteht aus Sicht des niederländischen Fernleitungsnetzbetreibers Gas Transport Services (GTS) ein erhöhter Bedarf an H-Gas-Kapazität in Richtung Niederlande. Das Ende der Produktion in Groningen wurde infolge politischer Entscheidungen, die durch Erdbeben im Jahre 2019 entstanden sind, auf 2022 vorgezogen. Das vorzeitige Produktionsende von L-Gas in den Niederlanden hat auch Auswirkungen auf deutsche L-Gas-Kunden. Die Versorgung der deutschen L-Gas-Kunden soll bis 2030 mit dem Export von konvertiertem H-Gas gewährleistet werden. Damit dienen die in Rede stehenden dynamisch zuordenbaren Kapazitäten nicht nur der Versorgungssicherheit und einem liquiden Gasmarkt in den Niederlanden, sondern auch der Versorgungssicherheit in Deutschland. Das ist bei der Abwägungsentscheidung zur Aufnahme der Projekte in den NEP zu berücksichtigen.

Anders als in Deutschland, steht in den Niederlanden keine Marktraumumstellung von L- auf H-Gas an. Stattdessen ist dort eine dauerhafte Konvertierung zur Deckung der L-Gas-Bedarfe vorgesehen. Lediglich die neun größten Industriekunden in den Niederlanden wurden verpflichtet, bis 2022 kein L-Gas mehr zu verbrauchen und werden zukünftig vermutlich H-Gas beziehen.

Die Erläuterungen, die dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zugrunde lagen, reichten aus Sicht der Bundesnetzagentur aus, um die zusätzlichen Kapazitäten an den Punkten Greifswald und Lubmin II und Bunde / Oude Statenzijl (H) für die Modellierung des Plans anzusetzen. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG sind Maßnahmen, die aus Gründen der Versorgungssicherheit erforderlich sind, vom Anwendungsbereich des NEP Gas umfasst. Folglich sind bei dessen Erstellung gemäß § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG die entsprechenden Annahmen miteinzubeziehen.

Der zusätzlichen Aufforderung im Rahmen der Bestätigung des Szenariorahmens 2020, darzulegen warum die Kapazitätserhöhung an den genannten Grenzübergangspunkten gegenüber anderen Möglichkeiten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der Region Nordwesteuropa vorzugswürdig ist, sind die Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls nachgekommen. Sie stellen im Entwurf zum NEP Gas 2020-2030 nachvollziehbar und überzeugend dar, welche alternativen theoretischen Möglichkeiten bestünden und warum diese jedoch nicht zu einer verlässlichen Versorgung der Niederlande in ausreichender Höhe führen. So sei in Hochlastsituationen nicht damit zu rechnen, dass über das Fernleitungssystem Balgzand-Bacton Line (BBL) Gas in Richtung der Niederlande fließt, da die britische Produktion und die Leistungen der

---

<sup>24</sup> Verordnung (EU) Nr. 2017/1938, vom 25. Oktober 2017, über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, Abl. der EU, vom 28.10.2017, L 280/1.

LNG-Anlagen nicht ausreichen, um die inländische Nachfrage im Winter zu decken. Auch aus südlicher Richtung seien im Winter kaum Importe aus Belgien zu erwarten und eine Erhöhung der niederländischen LNG-Kapazitäten würde im Rahmen der technischen Erweiterungen der bereits bestehenden Anlagen ebenfalls nicht ausreichen, um den festgestellten Engpass zu beseitigen.

Ein Interesse an entsprechender DZK-Ausspeisekapazität in die Niederlande – sowie ca. 4,1 GWh/h korrespondierende DZK-Einspeisekapazität und 7,8 GWh/h FZK-Einspeisekapazität der Netzknoten Lubmin II und Greifswald – ist bereits im Rahmen einer Marktnachfrageanalyse der Fernleitungsnetzbetreiber bekundet worden, die im Rahmen des Incremental Capacity-Zyklus 2019-2021 erfolgte und auf deren Grundlage ein Incremental Capacity-Verfahren nach Art. 22 ff. NC CAM für die betreffende Marktgebietsgrenze eingeleitet wurde.<sup>25</sup>

Die Bundesnetzagentur erachtet die Darstellung erforderlicher Kapazitäten im Wege des marktbasierten Incremental Capacity-Verfahrens weiterhin grundsätzlich als vorrangig. Zum einen kann die nicht unerhebliche Zahlungsbereitschaft einen Bedarf verlässlicher und marktnäher begründen als modellbasierte theoretische Untersuchungen. Vor allem aber werden in Folge eines erfolgreich bestandenen Wirtschaftlichkeitstests und somit positiv abgeschlossenen Verfahrens gemäß Art. 22 ff. NC CAM diejenigen Netznutzer den Großteil der Kosten zur Schaffung der angefragten neuen Kapazitäten tragen, die diese gebucht haben, und nicht die Allgemeinheit der Netznutzer. Vorliegend war aber mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit der Niederlande und Deutschlands zu beachten, dass ein Abwarten der Jahresauktion im Sommer 2021 und des Ergebnisses des vorgeschriebenen Wirtschaftlichkeitstests im noch laufenden Incremental Capacity-Verfahren nicht vertretbar erscheint. Denn wenn dieses nicht zur Schaffung der zusätzlichen Kapazitäten führt, bedeutet dies eine Verzögerung von bis zu zwei Jahren und die aus Gründen der Versorgungssicherheit resultierenden Kapazitätsbedarfe könnten erst im Prozess des NEP Gas 2022-2032 Berücksichtigung finden. Zu beachten waren hier weiter auch die Folgen erheblicher Verzögerungen und nachträglicher Modifikationen des Projekts im laufenden Incremental Capacity-Verfahren, die den Erfolg des Incremental Capacity-Verfahrens aus Sicht der Bundesnetzagentur jedenfalls gefährden können und die vorbeschriebene Unsicherheit bzgl. der rechtzeitigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit noch verstärken. Sofern Incremental-Projekte an den Netzknoten Lubmin II und/oder Greifswald tatsächlich umzusetzen sind, erschöpfen sich die Projekte in einer Ergänzung der Maßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante. Auf diese Weise kann sich für Teile der 12 GWh/h DZK-Einspeisekapazität der Versorgungssicherheitsvariante durch weitere Maßnahmen eine Aufwertung zu FZK-Einspeisekapazitäten ergeben. An dieser Stelle wird ein weiteres Mal darauf hingewiesen, dass im Rahmen der Netzentwicklungsplanung jedoch nicht über die Vermarktung der Kapazitäten entschieden wird.

Die Bundesnetzagentur erachtet diese aktuellen Umstände allerdings als einmalig und behält sich für zukünftige NEP- und Incremental Capacity-Zyklen eine genauere Untersuchung und Darstellung der Versorgungssicherheitssituation durch die Fernleitungsnetzbetreiber vor, was in ähnlichen Konstellationen auch zu einer Herausnahme der betreffenden Maßnahmen aus dem NEP-Entwurf durch die Bundesnetzagentur führen kann. Die in der aktuellen Bestätigung des Szenariorahmens angemahnte bessere

---

<sup>25</sup> Vgl. auch Bestätigung des Szenariorahmens 2020



Verzahnung der beiden Verfahren bedeutet insoweit auch eine deutlichere Herausstellung des jeweiligen Verfahrensgegenstands und -zwecks.

### 2.2.10 Ergebnisse der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

In ihrer Entscheidung zum Szenariorahmen 2020 verpflichtete die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber neben der Basis- und Grüngasvariante, die von ihnen eingebrachte Auslegungsvariante für Baden-Württemberg als weitere Modellierungsvariante zu berechnen. Abweichend zur Basisvariante berücksichtigt diese zusätzliche Variante im Netz der Beteiligten zu 15. ab dem Jahr 2026 und Folgejahren Mehrbedarfe für nachgelagerte Verteilernetzbetreiber zur vollständigen Abbildung der plausibilisierten Langfristprognosen und Mehrbedarfe zur Kompensation von antizipiertem Wegfall an Speicherleistungen. Hintergrund für die zusätzliche Betrachtung für das Netzgebiet der Beteiligten zu 15. im Rahmen einer separaten Modellierungsvariante sind zum einen die hohe Geschwindigkeit an Bedarfszuwachsen aus der Vergangenheit und zum anderen die Indizien, die für einen Fortgang dieser Entwicklung sprechen. Zielsetzung der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg ist, für Maßnahmen, die sowohl Modellierungsergebnis der Basisvariante als auch Auslegungsvariante sind, eine Dimensionierung zu bestimmen, die in der Lage ist, perspektivisch durch modularen Zubau höhere Bedarfe abzubilden<sup>26</sup>. Zudem wird im Szenariorahmen 2020 die Aufnahme der separaten Betrachtung des höheren Kapazitätsbedarfsniveaus im Netzgebiet der Beteiligten 15. mit der Wahrung der Effizienz durch angemessene Dimensionierungen von Neubaumaßnahmen und Vermeidung von Leitungsloops sowie neuen Verdichtern begründet<sup>27</sup>.

Bei der Gegenüberstellung von prognostizierten Leistungsbedarfen nachgelagerter Netzbetreiber im Netzgebiet der Beteiligten zu 15., die in die bisherigen Netzentwicklungspläne seit dem NEP Gas 2012 eingeflossen sind, und tatsächlichen im Rahmen der internen Bestellung gemeldeten Bedarfen zeigt sich eine deutliche Diskrepanz. Infolgedessen hat sich die Beteiligte zu 15. mittels Fragebogen an alle nachgelagerten Netzkunden gewendet, um ein gemeinsames Verständnis über die Bedarfsentwicklung bis zum Jahr 2030 zu entwickeln und die Treiber des Entwicklungspfades zu analysieren. Die Auswertung zeigte verschiedene Einflussfaktoren, die auf die zukünftige Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg wirken und die eine abweichende Betrachtung für den Netzbereich der Beteiligten zu 15. erforderlich machen.

Insbesondere hat die Abfrage aufgezeigt, dass in den der Beteiligten zu 15. nachgelagerten Bestandsnetzen ein hohes Potential zur Nachverdichtung existiert, welches eine Steigerung der kapazitiven Bedarfsentwicklung in Summe um bis zu 10 GW bis zum Jahr 2030 möglich macht. Des Weiteren ist der zukünftige Leistungsbedarf im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. abhängig von einer Vielzahl an Kugel- und Röhrenspeichern mit relativ geringem Leistungsvermögen, deren gemeinsame Speicherleistung sich auf rund 1,3 GW beläuft. Das Speicherpotential der nachgelagerten Netzbetreiber wirkt kapazitätsmindernd auf die Höhe des Leistungsbedarfs und ist im Rahmen der internen Bestellung gesondert auszuweisen inklusive einer Darstellung zur erwarteten Entwicklung der Speicherleistungen im Zeitverlauf über die kommenden 10 Jahre. Laut Anlage 4 des Entwurfsdokuments zum NEP Gas 2020-2030 nimmt die Beteiligte zu 15. an, dass die

---

<sup>26</sup> Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, S.53: 4.7 Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg:

<sup>27</sup> Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, S.107: 10.4 Erläuterungen zur Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

Speicher in den kommenden Jahren die Grenze ihrer Nutzungsdauer erreichen und infolge sich der Bedarf an Leistungsbereitstellung aus der vorgelagerten Fernleitungsebene erhöht.

Anhand der Ergebnisse der Bedarfsanalyse hat die Beteiligte zu 15. ein separates Bedarfsniveau für ihr Netzgebiet entworfen. Im nachfolgenden Abstimmungsprozess mit den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern wurde insbesondere der Umgang mit dem Speicherpotential nachgelagerter Netzbetreiber festgehalten, welcher, nach der Einschätzung der Beteiligten zu 15., aus den o. g. Gründen mittelfristig durch die Fernleitungsebene zu kompensieren ist. So rechnet die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg ab dem 6. bis zum 10. Modellierungsjahr mit einem gegenüber der Basisvariante (Modellierungsjahr 2030: 33,7 GW) höheren Bedarfsniveau von insgesamt 35,6 GW im Jahr 2030.

Ergebnis der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg sind vier Versorgungsvarianten, die allesamt gleichwertig die Transportaufgabe erfüllen, sich jedoch durch eine unterschiedliche Aufteilung der Übernahmeleistungen auf die jeweiligen Marktgebietsaustauschpunkte unterscheiden. Da die Investitionskosten der Versorgungsvariante 1 i. H. v. 64 Mio. Euro das deutlich geringste Investitionsvolumen darstellen und sich die Versorgungsvarianten untereinander hinsichtlich anderer Aspekte, wie Inbetriebnahmedaten oder Diversifizierung von Aufspeisesituationen einzelner Netzbereiche, nicht signifikant voneinander unterscheiden, war die Versorgungsvariante 1 als vorzugswürdig anzusehen.

Die im Rahmen der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg ermittelten Netzausbaumaßnahmen unterteilen sich in zusätzliche und veränderte Maßnahmen im Vergleich mit der Basisvariante. Für die zusätzlichen Maßnahmen, d. h. die Leitung Nenzingen–Stahringen (ID-Nr. 643-01) und die Verdichterstation (VDS) Schwäbische Alb (ID-Nr. 644-01) schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber noch keinen Netzausbau vor, um diesen mit Hinblick auf neuere Entwicklungen, insbesondere die Auswirkungen des Kohleausstiegs, im nachfolgenden NEP Gas 2022-2032 neu zu prüfen und zu bewerten.

Die veränderten Maßnahmen, die in einer kleineren Dimensionierung bereits Modellierungsergebnis der Basisvariante für das Jahr 2025 sind, können nicht ohne Zeitverlust im NEP Gas 2022-2032 nachgeholt werden. Hierbei handelt es sich um vier GDRM-Anlagen (ID-Nrn. 616-01, 618-01, 620-01 und 624-01), deren Dimensionierung größer zu wählen ist, um die höheren Transportansprüche der Auslegungsvariante zu erfüllen. Für die größere Dimensionierung der vier GDRM-Anlagen fallen insgesamt Mehrkosten i. H. v. 6 Mio. Euro an.

Der Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den NEP Gas 2020-2030 enthält aus den o. g. Gründen die vier GDRM-Anlagen (ID-Nrn. 616-01, 618-01, 620-01 und 624-01) in der Dimensionierung der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg<sup>28</sup>.

In den am 11.09.2020, 28.08.2020 und 31.08.2020 geführten Erörterungsgesprächen mit den Beteiligten zu 1., zu 5. und zu 15. hat sich die Bundesnetzagentur die jeweiligen netztechnischen Gegebenheiten im Einzelnen darstellen lassen. Daraus ging hervor, dass die Wahl von leistungsstärkeren GDRM-Anlagen in Verbindung mit sich geänderten Aufspeiseverhältnissen an den MAP zwischen der Beteiligten zu 1. und zu 15. – die teilweise und lastabhängig umgekehrte Flussrichtungen bedingen – ein vollständigeres Ausnutzen der

---

<sup>28</sup> Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, S.174: 9.2 Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030

Transportpotentiale von Bestandsleitungen ermöglicht. Somit entfalten die im Ausbaurvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber enthaltenen Maßnahmen der Auslegungsvariante unabhängig von den nicht vorgeschlagenen Maßnahmen, der Leitung "Nenzingen - Stahrigen" (ID-Nr. 643-01) und der VDS Schwäbische Alb (ID-Nr. 644-01), eine kapazitätserweiternde Wirkung.

Die Umsetzung von Ausbaumaßnahmen in größerer Dimensionierung begründet sich zum einen mit unzutreffenden plausibilisierten Langfristprognosen, deren Werte in der Vergangenheit vermehrt und bereits nach wenigen Jahren nach oben korrigiert werden mussten, mit der Folge, dass die Netzentwicklungsplanung – deren Grundlage vergangene plausibilisierte Langfristprognosen sind – hinter den gegenwärtigen Leistungsanforderungen zurückblieb. Zum anderen begründet sich die Umsetzung mit den hohen Mehrbedarfen, die über die vergangenen Jahre im Netz der Beteiligten zu 15. zu verzeichnen waren. In Anlage 4 des Szenariorahmen 2020 wird vorgetragen, dass die Bestellungen aller Netzkunden in den Jahren 2012 bis 2019 um 26 % anstiegen. Auch perspektivisch ergibt sich unter den regulären Planungsprämissen gemäß Basisvariante für das Zieljahr des NEP Gas 2020-2030 ein Zusatzbedarf von 19 % verglichen mit den tatsächlichen Bedarfen von 2019. Der Vergleich der Auslegungsvariante für das Betrachtungsjahr 2030 gegenüber dem Bestelljahr 2019 ergibt einen Zuwachs von ca. 30 %. Es ist daher nachvollziehbar, dass einzelne Anlagen in größer Dimensionierung geplant werden, mit dem Ziel, Modellierungsergebnisse der Basisvariante gegenüber einem potentiell höheren Entwicklungspfad robuster auszugestalten. Ebenso erklärt die geschilderte, besondere Dynamik die Notwendigkeit einer abweichenden Betrachtung.

Der gewählte Ansatz als Reaktion auf die strukturell besondere Bedarfslage sowie die Ungewissheit über den Fortbetrieb von Speicheranlagen in nachgelagerten Verteilernetzen stellt aus Sicht der Bundesnetzagentur eine angemessene Methode dar. Die Modifizierung von Ergebnissen der Basisvariante ermöglicht eine Skalierbarkeit der Netzplanung, für den Fall, dass sich in den folgenden Planungsprozessen die Indizien für steigende Bedarfe weiter verfestigen. Die Bedarfsgerechtigkeit der Modellierungsergebnisse und die damit verbundenen Mehrkosten waren in Relation zur Eintrittswahrscheinlichkeit des höheren Bedarfsniveaus der Auslegungsvariante sowie zu alternativ zu ergreifenden Netzausbaumaßnahmen zu bewerten.

Im Ergebnis folgt die Bundesnetzagentur dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, die Maßnahmen mit den ID-Nrn. 616-01, 618-01, 620-01 und 624-01 als Gegenstand des für die Fernleitungsnetzbetreiber verbindlichen Netzausbaurvorschlag aufzunehmen. Ebenso kann die Bundesnetzagentur der Argumentation folgen, dass die Umsetzung der Ausbaumaßnahmen ID-Nr. 643-01 und ID-Nr. 644-01 nicht erforderlich ist und der Zielsetzung der Auslegungsvariante widerspricht. Des Weiteren würde eine solche Netzausbauplanung, die zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht notwendig ist und Auswirkungen des bevorstehenden Kohleausstiegs ignoriert, nicht den Ansprüchen einer bedarfsgerechten Netzentwicklungsplanung für die nächsten 10 Jahre nach § 15a EnWG genügen.

### **2.2.11 Modellierung zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung**

Gemäß § 54 Absatz 1 des Gesetzes zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) überprüft die Bundesregierung zum 15.08.2022, zum 15. August 2026, zum 15. August 2029 sowie zum 15. August 2032 die Auswirkungen der Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung auf die Anzahl und die installierte Leistung der von Kohle auf Gas umgerüsteten Anlagen. In diesem Zusammenhang ermittelt die Bundesnetzagentur nach § 54 Absatz 4 Satz 1 KVBG, ob die vorhandenen Gasversorgungsnetze ausreichend sind, um Stein- und Braunkohleanlagen eine Umrüstung auf den Energieträger Gas zu ermöglichen. Nach § 54 Absatz 4 Satz 2 KVBG werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, für die Ermittlung nach Satz 1

anhand von Kriterien, die die Bundesnetzagentur vorgibt, im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2022 bis 2032 eine Netzmodellierung durchzuführen. Das Ergebnis der Modellierung nach Satz 2 ist der Bundesnetzagentur mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas zum 01.04.2022 vorzulegen.

Dies bedeutet, dass die Auswirkungen des Kohleausstieges auf die Gasversorgungsnetze durch von Kohle auf Gas umgerüstete Anlagen bereits im nächsten Szenariorahmen durch die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt werden müssen. Grundlage für die Entwicklung der Szenarien bilden dabei die von der Bundesnetzagentur vorgegebenden Kriterien zur Netzmodellierung. Die Bundesnetzagentur sieht vor, die Kriterien im Rahmen der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2022-2032 festzulegen.

Bei der Entwicklung der Kriterien sind die Auswirkungen des Kohleausstieges auf die Gasversorgungsnetze durch von Kohle auf Gas umgerüstete Anlagen sinnvoll abzubilden. Dabei sind nicht nur Kohlekraftwerke zu berücksichtigen, bei denen eine Umrüstung auf Gas bereits erfolgt oder geplant ist, sondern auch zukünftig mögliche Umrüstungen. Im Rahmen des Prozesses zur Kriterienentwicklung ist ein Austausch mit den Fernleitungsnetzbetreibern durch die Bundesnetzagentur angedacht. Dadurch soll zum einen die Qualität der zu entwickelnden Kriterien erhöht und zum anderen sollen die Fernleitungsnetzbetreiber bereits frühzeitig auf die neuen Anforderungen im Rahmen des NEP Gas 2022-2032 vorbereitet werden.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern, erste Überlegungen im Hinblick auf die Umsetzung einer Netzmodellierung für von Kohle auf Gas umgerüstete Anlagen anzustellen. Dies beinhaltet insbesondere auch die Entwicklung von geeigneten Szenarien. Mögliche Herausforderungen oder Begrenzungen in der Modellierung sollen auf diese Weise frühzeitig identifiziert werden und in den Prozess zur Kriterienentwicklung einfließen können.

Ganz allgemein ist aus Sicht der Bundesnetzagentur eine neue Modellierungsvariante in den NEP Gas 2022-2032, z. B. Kohleausstiegsvariante, aufzunehmen und für diese die nach § 54 Absatz 4 Satz 2 KVBG verpflichtende Netzmodellierung durchzuführen. Dies bedeutet gleichzeitig, dass die neue Modellierungsvariante zum Kohleausstieg bereits im Entwurf des nächsten Szenariorahmens durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu skizzieren wäre.

## D Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans

Die im Folgenden genannten Maßnahmen des Netzausbauvorschlags sind von den Fernleitungsnetzbetreibern in der unter 1) bis 7) aufgezeigten Weise abzuändern.

Im Übrigen sieht die Bundesnetzagentur keinen Anlass zu Änderungen am NEP Gas 2020-2030. Die weiteren im Plan enthaltenen Maßnahmen erfüllen die in § 15a Abs. 1 S.2 EnWG niedergelegten Kriterien. Nach dieser Vorschrift 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.

### **1. Maßnahmen der Beteiligten zu 1., 7., 11., 12., 14. und 16. Umstellung von Erdgasinfrastrukturen und Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen (ID-Nrn. 701-01 bis 724-01 und 730-01 bis 743-01)**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gem. Tenorziffer 1 verpflichtet, die Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff (ID-Nrn. 701-01 bis 724-01) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen. Zudem werden die Fernleitungsnetzbetreiber gem. Tenorziffer 2 verpflichtet, die Maßnahmen zum Neubau von Wasserstoffinfrastruktur (ID-Nrn. 730-01 bis 743-01) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

Wie bereits in der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 ausgeführt, fallen Wasserstoffinfrastrukturen nicht unter den Anwendungsbereich des § 15a EnWG und sind damit auch nicht Bestandteil der verbindlichen Netzentwicklungsplanung Gas. An diesem rechtlichen Rahmen haben sich auch in der Zwischenzeit keine Änderungen ergeben, sodass die Bundesnetzagentur keine Entscheidung über die Umstellung auf Wasserstoff oder keine Entscheidung über den Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas treffen kann. Der Netzentwicklungsplan Gas kann sich in Folge dessen nur auf den Bau von Erdgasinfrastruktur beziehen.

Die entsprechenden Maßnahmen (ID-Nrn.) für die Umstellung von Erdgasinfrastruktur (Leitungen und GDRM-Anlagen) umfassen sowohl die Herausnahme aus dem Erdgasnetz als auch die Umstellung der Infrastruktur für die anschließende Nutzung in einem Wasserstoffnetz. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind trotz Tenorziffer 1 berechtigt, die für die Umstellung vorgesehene Erdgasinfrastruktur aus dem Erdgasnetz herauszunehmen, sofern die im Szenariorahmen bestätigten Kapazitätsbedarfe weiterhin erfüllt werden.

Das bedeutet, die zur Umstellung auf Wasserstoff vorgeschlagene Erdgasinfrastruktur kann aus dem Fernleitungsnetz herausgenommen werden. Die Herausnahme ist nur zulässig, sofern die im Szenariorahmen bestätigten Kapazitätsbedarfe im Erdgasnetz auch weiterhin erfüllt werden, z. B. bei Umsetzung der

vorgeschlagenen verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz. Über die anschließende Verwendung der herausgenommenen Erdgasinfrastruktur, z. B. für eine Umstellung auf Wasserstoff, kann an dieser Stelle keine Entscheidung getroffen werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in ihrem Netzausbauvorschlag die Netzausbaumaßnahmen der Grüngasvariante vorgeschlagen. Trotz der unter Tenorziffern 1 und 2 verpflichtenden Änderungen, wird es den Fernleitungsnetzbetreibern ermöglicht, entsprechende Vorkehrungen im Erdgasnetz zu treffen, um Erdgasinfrastrukturen auf Wasserstoff umstellen zu können. Ein schneller Markthochlauf kann damit ermöglicht werden, auch ohne dass der Netzentwicklungsplan Gas den Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen oder die Umstellung von Erdgasinfrastrukturen auf Wasserstoff enthält.

## **2. Die Maßnahme der Beteiligten zu 14. „Leitung Wesseling-Knapsack (ID-Nr. 605-01)“**

Die Maßnahme „Leitung Wesseling-Knapsack“ (ID-Nr. 605-01) ist gemäß Tenorziffer 3) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen, da sich mittlerweile ergeben hat, dass der dieser Maßnahme zugrundeliegende Bedarf durch effizientere Lösungsmöglichkeiten befriedigt werden kann.

Die Maßnahme wurde von der Beteiligten zu 14. in den Entwurf des Netzentwicklungsplans aufgenommen, um einen Mehrbedarf [REDACTED] der Yncoris GmbH & Co. KG [REDACTED] zu bedienen.

Im Rahmen der Erörterungstermine am 02. und 25.09.2020 mit der Beteiligten zu 14. erläuterte diese, dass mehrere Gespräche mit Yncoris stattgefunden haben, aus denen hervorgehe, dass der angemeldete Mehrbedarf noch nicht hinreichend konkret für eine Buchung der Kapazitäten wäre. Des Weiteren sei eine Prüfung veranlasst worden, ob und wie der angemeldete Mehrbedarf über das sich in der Nähe befindliche Transportsystem der Beteiligten zu 5. bedient werden könnte.

Mit Schreiben vom 23.10.2020 teilte die Beteiligte zu 14. der Bundesnetzagentur mit, dass der von Yncoris angemeldete Kapazitätsbedarf aktuell über das Transportsystem der Beteiligten zu 5. ausbaufrei darstellbar und buchbar sei. Solange Yncoris keine verbindliche Buchung der geforderten Kapazitäten vornehme, bestünde zwar das Risiko, dass diese zukünftig von anderer Seite verbindlich gebucht würden. Nach aktuellem Stand stünden die Kapazitäten jedoch zur Verfügung.

Mit Schreiben vom 20.01.2021 hat die Beteiligte zu 5. gegenüber der Bundesnetzagentur bestätigt, dass eine anderweitige Buchung zwar wahrscheinlich ist, aktuell die im Szenariorahmen 2020 angemeldeten Kapazitätsbedarfe der Yncoris jedoch über ihr Transportsystem ausbaufrei darstellbar sind.

Nach § 15a Abs. 1 S.2 EnWG enthält der Netzentwicklungsplan 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. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur erfüllt die Maßnahme ID-Nr. 605-01 diese Voraussetzungen nicht, da sie - vor dem Hintergrund, dass der Bedarf anderweitig ausbaufrei bedient werden kann - keinen bedarfsgerechten Ausbau darstellt.

Dem steht auch nicht entgegen, dass Yncoris den Mehrbedarf der Beteiligten zu 14. und nicht der Beteiligten zu 5. gemeldet hat. Sinn und Zweck der gemeinsamen Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG ist es ja insbesondere, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Zusammenarbeit und Abstimmung für die angemeldeten Kapazitätsbedarfe die effizientesten Lösungsmöglichkeiten identifizieren und dabei alle vorhandenen Transportnetze in Betracht ziehen.

Auch der Umstand, dass die geforderten Kapazitäten – solange Yncoris keine verbindliche Buchung vornehmen möchte – möglicherweise anderweitig vergeben werden, kann zu keiner anderen Bewertung führen. Vor dem Hintergrund, dass der angemeldete Bedarf aktuell ausbaufrei bedient werden kann, ist es unter gesamtwirtschaftlichen Betrachtung weder angemessen noch bedarfsgerecht, Netzausbau zu veranlassen, nur, weil die Möglichkeit besteht, dass die zur Verfügung stehenden Kapazitäten, zukünftig eventuell anderweitig gebucht werden, weil der potentielle Netzkunde selbst diese noch nicht verbindlich buchen möchte. Sollte sich der Bedarf der Yncoris konkretisieren und die Kapazitäten im Netz der Beteiligten zu 5. anderweitig verbindlich gebucht werden, bestünde ja weiterhin die Möglichkeit, im Rahmen des rollierenden Verfahrens der Netzentwicklungsplanung die Aufnahme der Maßnahme ID-Nr. 605-01 erneut in Betracht zu ziehen. Etwaige Verzögerungen, die dadurch entstünden, sind im Hinblick darauf, dass die Planungen der Yncoris nach eigener Aussage derzeit noch zu unkonkret für eine verbindliche Buchung sind, auch nicht als unverhältnismäßig zu werten.

### **3. Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung - ID-Nr. 229-01 und ID-Nr. 447-01**

Unter der ID-Nr. 229-01 plant die Beteiligte zu 14. das Projekt „Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2026-2029“. Ein ähnlich lautendes Projekt hat die Beteiligte zu 16 unter der Bezeichnung „Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gasumstellungen“ (ID-Nr. 447-01) in den Plan eingebracht. Diese Maßnahmen entsprechen nicht den gesetzlichen Anforderungen und sind daher gemäß Tenorziffer 4) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

In der Maßnahmenbeschreibung in der Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas geben beide Beteiligte zu 14. und 16. an, dass es sich bei den Projekten um Anpassungen ihrer Transportsysteme handele, die zur Umstellung von L- auf H-Gas erforderlich sind. Es ist nicht ersichtlich, um welche Netzgebiete oder konkrete Standorte von Armaturenstationen es hierbei geht. Den aktuellen Entwicklungsstand benennen die Beteiligten mit „Projektidee“, in beiden Fällen steht die finale Investitionsentscheidung noch aus. Welche Maßnahmen innerhalb der nächsten Jahre geplant sind, haben die Beteiligten nicht abschließend entschieden. Bei der Maßnahme ID-Nr. 229-01 ist für den NEP Gas 2020-2030 ähnlich wie in vergangenen Plänen die Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung angegeben. Nach Schätzungen der Beteiligten zu 14. werden sich die Kosten für ihre Anpassungsmaßnahmen auf 50 Mio. Euro belaufen. Die Beteiligte zu 16. geht für ihre Maßnahmen von einem Kostenvolumen in Höhe von 11,6 Mio. Euro aus. Ergänzend weisen die Beteiligten darauf hin, dass die angegebenen Kosten lediglich eine individuelle Kosteneinschätzung darstellen.

Weiterhin haben die Beteiligten in der Maßnahmenübersicht in der Datenbank zum Netzentwicklungsplan kommentiert, dass die Umstellungsmaßnahmen in den folgenden Netzentwicklungsplänen ergänzt werden. Die Beteiligte zu 16. äußert zudem, dass die notwendigen Anpassungen noch nicht identifiziert seien. Konkretisierungen der geplanten Maßnahmen lassen sich ebenso wenig den textlichen Erläuterungen in den jeweiligen Steckbriefen in der Datenbank des Netzentwicklungsplans entnehmen.

Die von den Beteiligten zu 14. und 16. eingebrachten Projekte weisen in der gegenwärtig bestehenden Form noch nicht den zur Genehmigung erforderlichen Präzisierungsgrad auf. Die Projekte sind in diesem Status nicht vollstreckbar, sie bedürfen noch weiterer Ausgestaltung hin zu konkreten Maßnahmen. Hierzu liegen bislang keine ausreichenden Informationen vor. Nicht nur die diesbezüglichen Ausführungen in den erwähnten Steckbriefen der Maßnahmen in der Datenbank zum Netzentwicklungsplan sind zu wenig detailliert, auch aus den Erörterungsgesprächen mit den beiden Beteiligten ergaben sich auch keine weitergehenden Detailinformationen.

Die Beteiligten haben indessen ausweislich des Netzausbauvorschlags weitere Maßnahmen, insbesondere Armaturenstationen, GDRM-Anlagen, Verbindungsleitungen sowie Verdichter in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, die aus Sicht der Bundesnetzagentur bereits konkrete Maßnahmen zur Anbindung an das H-Gas-System und zur strömungstechnischen Trennung der Umstellbereiche von der verbleibenden L-Gas-Versorgung darstellen (vgl. für die Beteiligte zu 14. die Maßnahmen mit den ID-Nrn. 307-01, 309-01, 311-02, 312-02, 324-01, 327-03, 328-03, 329-03, 330-02, 331-01, 333-02, 334-02, 335-02a, 335-02b, 336-02, 337-02, 338-02, 406-01, 407-01, 415-01, 420-01, 435-03, 436-02a, 437-01, 438-01, 439-01, 440-02, 441-02, 442-02, 443-02, 444-01, 445-01b, 448-01, 525-01, 526-01, 527-01 und 528-01, sowie in gemeinschaftlicher Verantwortung der Beteiligten zu 14. und 16. die Maßnahmen mit den ID-Nrn. 067-02a, 067-03b, 203-02, 204-02a, 204-02b, 204-02c, 204-02d, 205-02a, 205-02b, 325-01, 326-02, 422-01, 445-01a und 529-01)<sup>29</sup>.

Welche baulichen, netztechnischen Maßnahmen zum gegenwärtigen Zeitpunkt über die bisher genannten Maßnahmen in den Maßnahmen ID-Nr. 229-01 und ID-Nr. 447-01 enthalten sind, bleibt somit offen.

Wenngleich die Bundesnetzagentur die in Rede stehenden Projekte zum jetzigen Zeitpunkt für nicht genehmigungsfähig erachtet, hält sie es für wichtig, dass die Beteiligten zu 14. und 16. aus den bislang allgemein gehaltenen Projekten konkrete Maßnahmen entwickeln und diese über die künftigen Netzentwicklungspläne einer Überprüfbarkeit zugänglich machen.

#### **4. Erweiterung der Maßnahme der Beteiligten zu 11. „Umstellung auf H-Gas (Kolshorn – Ahlten – Speicher Empelde)“ (ID-Nr. 659-01)**

Die Maßnahme der Beteiligten zu 11. „Umstellung auf H-Gas (Kolshorn – Ahlten – Speicher Empelde)“ (ID-Nr. 659-01) ist gemäß Tenorziffer 5) um die „Loopleitung Bolzum - Groß Giesen - Empelde“ in Entsprechung zu dem Antrag der Beteiligten zu 11. auf Investitionsmaßnahme gem. § 23 der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) unter Aktenzeichen BK4-16-032 in den Netzentwicklungsplan zu erweitern.

Die Maßnahme ID-Nr. 659-01 dient einerseits der Umstellung der Enercity Netzgesellschaft mbH (Enercity) auf H-Gas und soll ferner die Einbindung des Speichers Empelde mit einem Teil der Kavernen in die H-Gas-Versorgung ermöglichen. Es ist geplant, das benötigte H-Gas von Kolshorn aus Richtung Ahlten zu verteilen sowie darüber hinaus über Groß Giesen bis Empelde die Anbindung des Speichers zu realisieren. Die

---

<sup>29</sup> Steckbriefe Datenbank Netzentwicklungsplan Gas, Zyklus: 2020 -.



Speicherauslagerung kann somit grundsätzlich über den gleichen Weg in Richtung Ahlten oder Kolshorn erfolgen, mit zusätzlichen Anpassungen auf der Station Kolshorn.

Die im Entwurf des Netzentwicklungsplans vorgeschlagene Maßnahme beinhaltet die für die Umstellung notwendigen technischen Maßnahmen, insbesondere die Ertüchtigung der Anbindung der Leitung Unterlüß - Kolshorn an das bestehende L-Gas System in Kolshorn (Stationsverrohrung und Austausch von Mess- und Regelstrecke), die Schaffung von Fahrwegen zur bidirektionale Fahrweise auf der Station Kolshorn, technische Änderungen an der Station Kolshorn, qualitätstrennende Maßnahmen im Bereich Pattensen, Sarstedt und Groß Giesen.

Für den derzeit nur im L-Gas angebundenen Speicher Empelde plant die Beteiligte zu 11. zusätzlich, durch den Umbau einer bestehenden Soleleitung die Loopeitung „Bolzum - Groß Giesen – Empelde“ zu errichten, die die Einbindung des Speichers in die H-Gas-Versorgung über den Transportweg Kolshorn – Ahlten – Groß Giesen – Empelde ermöglichen soll. Das Projekt umfasst den Kauf, die Ertüchtigung und die Einbindung zweier Bestandsleitungen zwischen Empelde und Groß Giesen sowie Groß Giesen und dem Mittellandkanal.

Hierzu hat die Beteiligte zu 11. zwar bereits am 31.03.2016 bei der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV gestellt (Aktenzeichen BK4-16-032). Von einer Aufnahme in den Prozess der Netzentwicklungsplanung hatte die Beteiligte zu 11. bisher abgesehen. Dementsprechend ist das Projekt nicht als Maßnahmenvorschlag im Entwurf des NEP Gas 2020-2030 enthalten.

Die Vorstellung des Konzepts und der technischen Umsetzung war zudem Gegenstand der Erörterungstermine der Bundesnetzagentur mit der Beteiligten zu 11. am 17.08.2020 und am 05.10.2020. Vor diesem Hintergrund haben die Fernleitungsnetzbetreiber am 19.11.2020 nachträglich die Erweiterung der Maßnahme ID-Nr. 659-01 um das oben beschriebene Projekt der Loopeitung „Bolzum – Groß Giesen – Empelde“ beantragt.

Die Maßnahme ist gemäß Tenorziffer 5) entsprechend dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zu erweitern. Es ist der Bundesnetzagentur insoweit wichtig, erneut zu betonen, dass der Netzentwicklungsplan gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG alle Maßnahmen enthalten muss, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Aufgrund der von der Beteiligten zu 11. in den Erörterungsterminen zum NEP Gas 2020-2030 aufgeführten Aspekte der Maßnahme 659-01 sowie des Projekts Loopeitung „Bolzum – Groß Giesen – Empelde“ kommt die Bundesnetzagentur zu der Einschätzung, dass die Voraussetzungen für die entsprechende Erweiterung der Maßnahme 659-01 gegeben sind, da sie notwendiger Bestandteil des mit der Maßnahme 659-01 angestrebten Umstellungsprozesses ist. Durch den geplanten Umbau der Soleleitung wird das bestehende Gasnetz erweitert; der Umbau ist daher als Ausbaumaßnahme im Sinne des § 15a EnWG einzustufen. Durch die geplante Loopeitung wird die sukzessive Teil-Umstellung des Speichers Empelde im Zuge der Marktraumumstellung ermöglicht, ohne die die gesamte Speicherleistung perspektivisch im L-Gas-Markt verbleiben würde, da der Speicher aktuell nur über einen Ausspeisepunkt im Gasnetz der Beteiligten zu 11. verfügt. Der in den nächsten Jahren sukzessiv durch die Qualitätsumstellung schrumpfende norddeutsche L-Gas-Markt (Netzbereich der Beteiligten zu 7. und der Beteiligten zu 14.) führt zu einer erheblichen Einschränkung der Gesamtausspeicherleistung des Speichers Empelde. Hier steht zu befürchten, dass in diesem Fall der Speicher im Rahmen eines Ausbauanpruchs nach § 39 GasNZV einen Ausbau im Netzbereich der Beteiligten zu 11. erwirken würde, welchem lediglich durch Leitungsausbau in Richtung des in räumlicher

Nähe verbleibenden L-Gas-Marktes bei der Beteiligten zu 6. entsprochen werden könnte. Aufgrund der erheblichen räumlichen Distanz zum Haupttransportsystem der Beteiligten zu 6. sind die hierbei anfallenden Kosten nach heutigem Stand um ein Vielfaches höher einzuschätzen.

Vor diesem Hintergrund ordnet die Bundesnetzagentur an, dass die beantragte Erweiterung in den NEP Gas 2020-2030 aufgenommen wird.

## **5. Maßnahme der Beteiligten zu 16. „Leitung Neuenkirchen - Rheine“**

Mit Schreiben vom 15.10.2020 hat die Beteiligte zu 16. die Bundesnetzagentur gebeten, vier weitere Projekte als zusätzliche Maßnahmen in das Änderungsverlangen zum NEP Gas 2020-2030 aufzunehmen und erläuternde Informationen zu den Maßnahmen übersandt. Im Einzelnen handelt es sich um die vier Ausbaumaßnahmen: "Leitung Neuenkirchen – Rheine", "Leitung Düren, Teilabschnitt Rurtal-Leitung", "GDRM-Anlage Meschede, Bahnhofstr. B7", "GDRM-Anlage Koslar".

### **5.1 "Leitung Neuenkirchen - Rheine"**

Die Maßnahme der Beteiligten zu 16. „Leitung Neuenkirchen – Rheine“ ist gemäß Tenorziffer 6) in den NEP Gas 2020-2030 aufzunehmen.

Bei der Maßnahme der Beteiligten zu 16 „Leitung Neuenkirchen – Rheine“ handelt es sich um die Erhöhung der Nennweiten auf DN 200 auf vier Teilabschnitten der Leitung Borken-Rheine. Insgesamt betrifft dies eine geplante Leitungslänge von ca. 8,4 km. Die Beteiligten zu 16. schätzt die Kosten auf ca. 15 Mio. Euro.

Die Maßnahme "Leitung Neuenkirchen - Rheine" selbst sowie die Grundlagen für den Bedarf der Maßnahme wurden in den Erörterungsterminen am 07. Oktober 2020 von der Beteiligten zu 16. erläutert, sowie mit Schreiben vom 15.10.2020 und vom 11.12.2020 von der Beteiligten zu 16. der Bundesnetzagentur dargelegt.

Für die Modellierungen im NEP Gas 2020-2030 sind für die Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber für den Zeitraum 2021 – 2025 gemäß Szenariorahmen 2020 die Plausibilisierten Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber gemäß § 16 Abs. 1 der Kooperationsvereinbarung zwischen Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen anzusetzen. Gemäß dieser Langfristprognosen steigen die Kapazitätsbedarfe am Punkt „Rheine – Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH“ von 326 MWh/h im Jahr 2020 auf 353 MWh/h im Jahr 2025 an<sup>30</sup>. Dem zugrunde liegt ein erhöhter Kapazitätsbedarf am Netzkopplungspunkt „Rheine, Siemensstraße“ zur Versorgung eines neuen Industriegebietes. Dieser erhöhte Kapazitätsbedarf kann laut Beteiligter zu 16. mit dem bestehenden Transportsystem nicht gewährleistet werden, wodurch die Maßnahme der Beteiligten zu 16 „Leitung Neuenkirchen – Rheine“ notwendig wird.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur handelt es sich um eine wirksame Maßnahme zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Sinne des § 15a EnWG und ist somit in den NEP Gas 2020-2030 aufzunehmen. Der Bedarf ergibt sich insbesondere durch die durch den Szenariorahmen festgelegten Annahmen zu den Kapazitätsbedarfen der Verteilnetzbetreiber.

---

<sup>30</sup> Vgl. NEP-Gas-Datenbank

## **5.2 "GDRM-Anlage Koslar", "Leitung Düren, Teilabschnitt Rurtal-Leitung", "GDRM-Anlage Meschede, Bahnhofstr. B7"**

Des Weiteren hatte die Beteiligte zu 16. in dem Erörterungstermin am 07.10.2020 vorgetragen, dass verschiedene Unternehmen aus dem Raum Jülich einen Kapazitätsbedarf nach der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 angemeldet hätten. Die Beteiligte zu 16. hätte demnach die dafür erforderliche Maßnahme nicht mehr in den Entwurf zum NEP Gas 2020-2030 aufnehmen können. Ein Antrag gemäß § 23 ARegV für die Maßnahme wurde gestellt (BK4-20-044).

Mit Schreiben vom 15.10. und vom 11.12.2020 hat die Beteiligte zu 16. der Bundesnetzagentur erläuternde Informationen zu den auslösenden Faktoren der zusätzlichen Bedarfe und zu der Maßnahme selbst übermittelt.

Bei der Maßnahme im Raum Jülich handelt es sich um eine Erweiterung einer Gasdruckregel- und Messanlage zur Erhöhung der Kapazität in Jülich-Koslar. Die Unternehmen [REDACTED] haben gemäß Ausführungen der Beteiligten zu 16. im März 2020 aufgrund einer Umstellung der Produktion vom Energieträger Braunkohle auf den Energieträger Erdgas einen Mehrbedarf an Kapazitäten beginnend ab 2021 von insgesamt 268.500 kWh/h angezeigt. Hintergrund für die Umstellung des Energieträgers sei die Stilllegung einer Brikett-Fabrik im Zuge des Kohleausstieges. Um diesen Mehrbedarf darstellen zu können plant die Beteiligte zu 16. eine Erweiterung der GDRM-Anlage in Koslar. Es wird von einem Investitionsumfang von ca. 1,5 Mio. Euro ausgegangen.

Ebenfalls hatte die Beteiligte zu 16. in dem Erörterungstermin am 07.10.2020 vorgetragen, dass verschiedene Unternehmen aus dem Raum Düren einen Kapazitätsbedarf nach der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 angemeldet hätten. Auch hier hätte die Beteiligte zu 16. die dafür erforderliche Maßnahme nicht mehr in den NEP Gas 2020-2030 aufnehmen können. Ein Antrag gemäß § 23 ARegV wurde gestellt.

Mit Schreiben vom 15.10.2020 und vom 11.12.2020 hat die Beteiligte zu 16. der Bundesnetzagentur entsprechende Informationen zu den auslösenden Faktoren der zusätzlichen Bedarfe und zu der Maßnahme selbst übermittelt.

Bei der Maßnahme im Raum Düren handelt es sich um einen Ausbau des Transportnetzes zur Bedienung zusätzlicher Kapazitätsnachfragen im Raum Düren Ost. Wegen der Schließung einer Brikettfabrik im rheinischen Braukohlerevier gab es laut Beteiligten zu 16) im März und Mai 2020 Anfragen nach zusätzlichen Kapazitäten von Industriekunden im Raum Düren sowie von den Netzbetreiber Westnetz und Leitungspartner GmbH zur Versorgung von an deren Netz angeschlossenen Industriekunden. Im Schreiben von 15.10.2020 der Beteiligten zu 16. wurde der Bau einer Transportleitung zum Netz der Westnetz und der Bau einer Station zum Anschluss an das Netz der Beteiligten zu 14. und somit eine Versorgung der Industriekunden weiterhin über das Netz der Verteilnetzbetreiber als vorzugswürdig erachtet. In einem Gespräch am 07.12. und mit Schreiben von 11.12.2020 teilte die Beteiligte zu 16. der Bundesnetzagentur mit, dass sich nach Gesprächen mit den beteiligten Industriekunden und nachgelagerten Netzbetreibern neue Erkenntnisse hinsichtlich des Bedarfs an zusätzlichen Kapazitäten ergeben hätten. Während die Beteiligte zu 16. ursprünglich von einem zusätzlichen Bedarf in Höhe von 300.000 kWh/h ausging, hätte sich dieser nun auf 80.000 kWh/h reduziert. Die ursprüngliche Planung sei aufgrund dieser Reduzierung nicht mehr wirtschaftlich angemessen. Zur Deckung des bestehenden Bedarfs der Industriekunden und nachgelagerten

Netzbetreibern im Raum Düren-Ost werde daher die Maßnahme „Leitung Düren-Ost, Teilabschnitt Rurtal-Leitung“ geplant.

Die Maßnahme dient der Kapazitätssteigerung des derzeitigen DP25-L-Gas-Netzsystem in Düren und besteht aus einer Parallelisierung der Bestandsleitung ab der einspeisenden Netzstation Düren auf einer Länge von ca. 2 km. Die Kosten der Maßnahme schätzt die Beteiligte zu 16. auf 3 Mio. Euro.

Mit Schreiben vom 11.12.2020 bat die Beteiligte zu 16. die Bundesnetzagentur die Maßnahme „GDRM-Anlage Meschede, Bahnhofstr. B7“ als zusätzliche Maßnahme in das Änderungsverlangen zum NEP Gas 2020-2030 aufzunehmen.

Auslöser für die Maßnahme ist laut der Beteiligten zu 16) ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf aufgrund eines Netzanschlussbegehrens Mitte 2020 eines Industriekunden im Raum Arnsberg-Meschede. Ohne eine entsprechende Erweiterung der „GDRM-Anlage Meschede, Bahnhofstr. B7“ sei es der Beteiligten zu 16. nicht möglich, eine feste Kapazität bereit zu stellen, da die berechnete Kapazitätsgrenze bei Auslegungstemperatur des dortigen Transportnetzsystems überschritten werde.

Die Kosten zur Umsetzung der Maßnahme schätzt die Beteiligte zu 16. auf 1,5 Mio. Euro.

Die von der Beteiligten zu 16. nach Abschluss der Modellierungsberechnungen eingereichten **Maßnahmen „GDRM-Anlage Koslar“, „Leitung Düren, Teilabschnitt Rurtal-Leitung“ und „GDRM-Anlage Meschede, Bahnhofstr. B7“ sind nicht Teil des Netzentwicklungsplans.**

Wie die Beteiligte zu 16. selbst erklärt, ist die Planung der Maßnahmen in Abweichung zum Szenariorahmen 2020 erfolgt. Der den Maßnahmen „GDRM-Anlage Koslar“, „Leitung Düren, Teilabschnitt Rurtal-Leitung“ und „GDRM-Anlage Meschede, Bahnhofstr. B7“ zugrundeliegende Bedarf war zum Zeitpunkt der Bestätigung des Szenariorahmens 2020 noch nicht angegeben. Dementsprechend erfolgte auch die Modellierung im sich anschließenden Konsultationsdokument des NEP Gas 2020-2030 ohne Berücksichtigung des nunmehr geltend gemachten Bedarfs. Die drei Maßnahmen sind daher weder Ergebnis einer der im Rahmen des Netzentwicklungsplan durchgeführten Modellierungsberechnung, noch sind sie Bestandteil des eingebrachten Netzausbauvorschlags im gemeinsamen Entwurf der Fernleitungsnetzbetreiber zum NEP Gas 2020-2030.

Insbesondere in Anbetracht dessen, dass die drei Maßnahmen GDRM-Anlage Koslar“, „Leitung Düren, Teilabschnitt Rurtal-Leitung“ und „GDRM-Anlage Meschede, Bahnhofstr. B7“ kein Ergebnis der Modellierungsberechnung und nicht Bestandteil des gemeinsamen Netzausbauvorschlags sind, erübrigt sich eine weitere Prüfung. Die Bundesnetzagentur muss ihre Entscheidung, welche Maßnahmen für die Optimierung, Verstärkung und den Ausbau des Netzes aus netztechnischer Sicht erforderlich sind, an den Maßstäben der Bedarfsgerechtigkeit und Versorgungssicherheit messen. Diesen Maßstäben wird in der Regel dann Rechnung getragen, wenn eine nach § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG gesetzlich vorgeschriebene, geeignete und allgemein nachvollziehbare Modellierungsmethode angewandt wird und die seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen Ergebnis dieser lege artis durchgeführten Modellierung sind. Insbesondere sollen die im Szenariorahmen gemachten und bestätigten Annahmen als Grundlage für den Netzentwicklungsplan dienen.

Die Bundesnetzagentur erkennt nicht, dass eine solche Herangehensweise einen gewissen Zeitbedarf bis zur verbindlichen Bestimmung von Netzausbaumaßnahmen zur Folge hat. Das ist jedoch unmittelbare Folge des gesetzlichen Planungskonzepts. Dieses sieht gerade keinen Netzausbau auf Zuruf vor, sondern ein geordnetes Verfahren, das auf einer transparenten, konsultierten und durch behördliche Entscheidung für alle Beteiligten verbindlich gemachten Planungsgrundlage beruht. Dieses gesetzliche Konzept kann nicht funktionieren, wenn die Planungsgrundlagen während des Planungsvorgangs fortlaufend verändert werden. Die gesetzlichen Planungsregeln bestehen auch aus gutem Grund. Wie die Bundesnetzagentur bereits in der Vergangenheit ausgeführt hat, ist es Aufgabe der Netzmodellierung, ein schlüssiges, in sich stimmiges und die lastflussbezogenen Wechselwirkungen berücksichtigendes Gesamtbild über den deutschlandweit erforderlichen Netzausbaubedarf aufzuzeigen.<sup>31</sup> Eine aus dem Gesamtkontext losgelöste Betrachtung von Kapazitätsbedarfen und Zusatzmaßnahmen eines einzelnen Fernleitungsnetzbetreibers widerspricht der gesetzlichen Zielvorgabe einer gemeinsamen Netzentwicklungsplanung. Ein solches individuelles Vorgehen birgt immer die Gefahr, Effizienzen aus der gemeinsamen Planung nicht zu erkennen oder gar Vorentscheidungen für ein späteres gemeinsames Netzausbaukonzept vorweg zu nehmen.

Wenngleich die Bundesnetzagentur aus den dargelegten Gründen keine weitergehende inhaltliche Prüfung der Maßnahmen vornimmt und zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Aufnahme in den Netzentwicklungsplan erfolgt, sei darauf hingewiesen, dass diese Entscheidung nicht präjudizierend auf zukünftige Netzentwicklungspläne wirkt. Sofern die drei Maßnahmen im kommenden NEP Gas 2022-2032 Ergebnis der Modellierung werden, wird sie die Bundesnetzagentur erneut prüfen.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Tenoranhörung übermittelten Ausführungen zu etwaigen Verzögerungen bei der Planung und Umsetzung der Maßnahmen sind nicht nachvollziehbar. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bereits selbst in Einzelfällen die Planung und Umsetzung von bestimmten Maßnahmen unabhängig vom Verfahren der Netzplanung durch die Fernleitungsnetzbetreiber in der Vergangenheit vorangetrieben. Die fehlende Aufnahme in den derzeitigen Netzentwicklungsplan aus rein formalen Gründen führt daher nicht zwangsläufig zu nennenswerten Verzögerungen.

## **6. Maßnahme der Beteiligten zu 3. und 14. „Leitung Schwanheim-Elchesheim“ (ID-Nr. 602-01)**

Die Maßnahme „Leitung Schwanheim-Elchesheim“ (ID-Nr. 602-01) ist gemäß Tenorziffer 7) durch die angepasste Maßnahme „Leitung Schwanheim- Au am Rhein“ (ID-Nr. 602-02) zu ersetzen.

Die Beteiligten haben den ersten Leitungsstrang der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP I) auf Grund von festgestellten Spannungsrissen auf dem Leitungsabschnitt Boxberg-Wallbach am 27.09.2017 außer Betrieb gesetzt, um die Betriebssicherheit der Leitung zu gewährleisten. Im Jahr 2019 wurden weitere Untersuchungen an der TENP I-Leitung durchgeführt, um zu prüfen, ob durch weitere Maßnahmen der Betrieb der verbleibenden Abschnitte der TENP I gewährleistet werden kann. Aufgrund der durchgeführten Untersuchungen stellten die Beteiligten fest, dass die Leitungsabschnitte der TENP I, die in der Vergangenheit mit einer Polyken-Beschichtung an den Rundschweißnähten ummantelt wurden, nicht wieder in Betrieb genommen werden können.

---

<sup>31</sup> Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2014, Seite 46.

Unter Einbeziehung des TÜV-Süd wurden parallel zur Erstellung des Entwurfsdokuments zum NEP Gas 2020-2030 weitergehende Untersuchungen an der TENP I-Leitung durchgeführt. Die Untersuchungen konzentrierten sich auf den Abschnitt Schwanheim - Elchesheim (ID-Nr. 602-01), da dort ein Teilabschnitt identifiziert wurde, der nicht mit einer Polyken-Beschichtung an den Rundschweißnähten ummantelt ist.

Über die aktuelle Situation der TENP I-Leitung und die laufende TÜV-Süd Untersuchungen haben die Beteiligten die Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 31.10.2019 sowie in den Erörterungsterminen am 02.09.2020 und 09.09.2020 zum Entwurfsdokument des NEP Gas 2020-2030 informiert. Mögliche Optimierungen der Ausbaumaßnahmen infolge der Untersuchungsergebnisse der TÜV-Süd sollten in Absprache mit der Bundesnetzagentur im Rahmen des Änderungsverlangens zum NEP Gas 2020-2030 berücksichtigt und entsprechend zur Umsetzung vorgegeben werden.

Die Beteiligten haben unter Berücksichtigung der Außerbetriebsetzung des Abschnitts der TENP I- Leitung und unter Vorbehalt der TÜV-Süd Untersuchungsergebnisse die erforderlichen Ausbauvarianten in Bezug auf die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg, der Schweiz und Italien im NEP Gas 2020-2030 modelliert. Zur Darstellung des Kapazitätsbedarfs in Höhe von 16,2 GW/h am Ausspeisepunkt Wallbach wurden die Ausbaumaßnahmen „Leitung Schwanheim-Elchesheim“ (ID-Nr. 602-01), „Leitung Schwarzach-Eckartsweier“ (ID-Nr. 603-01) und „Leitung Tannenkirch-Hüsing“ (ID-Nr. 604-01) für das TENP-System in das Konsultations- und das Entwurfsdokument zum NEP Gas 2020-2030 eingestellt.

Mit Schreiben vom 10.12.2020 haben die Beteiligten die Bundesnetzagentur über die Ergebnisse der TÜV-Süd Untersuchungen informiert. Als Ergebnis der Untersuchungen kann der Teilabschnitt über rd. 28 km zwischen den Ortslagen Klingenmünster und Au am Rhein wieder in Betrieb gesetzt werden. In Folge der Nutzungsmöglichkeit dieses TENP I Teilabschnitts ist nach erneuter netzplanerischer Prüfung und Aussage der Beteiligten für die Maßnahme „Leitung Schwanheim-Elchesheim“ (ID-Nr. 602-01) ein um 28 km reduzierter Netzausbau möglich. In Bezug auf das Entwurfsdokument zum NEP Gas 2020-2030 wäre die optimierte Maßnahme ID-Nr. 602-02 wie folgt zu berücksichtigen.

#### **Leitung Schwanheim - Au am Rhein (ID-Nr. 602-02)**

<b>Länge in km</b>	<b>DN in mm</b>	<b>DP in bar</b>	<b>Kosten in Mio. €</b>	<b>Geplante IBN</b>	<b>Durchführende FNB</b>
13	1.000	70	41,5	12/2025	Fluxys TENP (64,25 %) / OGE (35,75 %)

Quelle: Fernleitungs netzbetreiber

Das Vorgehen, Optimierungen der Ausbaumaßnahmen infolge der Untersuchungsergebnisse der TÜV-Süd im Rahmen des Änderungsverlangens zum NEP Gas 2020-2030 berücksichtigen zu können, wurde zwischen den Beteiligten und der Bundesnetzagentur bereits im Rahmen der Erörterungstermine vorgesehen. In den Terminen wurde durch die Beteiligten bereits angekündigt, dass Optimierungen möglich sein könnten. Die geplante Anpassung der Maßnahme „Leitung Schwanheim-Elchesheim“ (ID-Nr. 602-01) in die Maßnahme „Leitung Schwanheim- Au am Rhein“ (ID-Nr. 602-02) wird durch die Weiternutzung eines Teilabschnitts der alten „Leitung Schwanheim-Elchesheim“ ermöglicht, wodurch sich die ursprünglich geplanten Kosten der Maßnahme um 57,5 Mio. Euro auf dann 41,5 Mio. Euro reduzieren. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist die Anpassung der Maßnahme, auch vor dem Hintergrund, dass diese keine kapazitiven Auswirkungen auf den

NEP Gas 2020-2030 hat, volkswirtschaftlich sinnvoll und zu befürworten. Aus diesem Grund ordnet die Bundesnetzagentur an, dass die Maßnahme „Leitung Schwanheim-Elchesheim“ (ID-Nr. 602-01) durch die angepasste Maßnahme „Leitung Schwanheim- Au am Rhein“ (ID-Nr. 602-02) im NEP Gas 2020-2030 ersetzt wird.

## **7. Mitteilungspflicht über die Zahlung der Planungspauschale und Realisierungsfahrpläne**

Die Bundesnetzagentur hat den Fernleitungsnetzbetreibern unter Tenorziffer 8) aufgegeben, sie unverzüglich über die Reservierung von Kapazitäten nach § 38 Abs. 1 GasNZV und die Zahlung der Reservierungsgebühr nach § 38 Abs. 4 GasNZV (in den Fällen von Anfragen nach § 38 GasNZV) bzw. über den Abschluss von Realisierungsfahrplänen nach § 39 Abs. 2 GasNZV sowie die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 Abs. 3 GasNZV (in den Fällen von Anfragen nach § 39 GasNZV) zu unterrichten (§ 15a Abs. 3 S. 5 EnWG i. V. m. § 36 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG).

Die Regelungen in §§ 38, 39 GasNZV sehen jeweils Verpflichtungen für die Fernleitungsnetzbetreiber und die Anschlusspetenten vor. Erstere sind hiernach zur Reservierung von Kapazitäten bzw. ggf. zum Ausbau des Gasfernleitungsnetzes verpflichtet, während die Anfragenden jedenfalls vor Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans keine nennenswerten weiteren Verpflichtungen eingehen müssen. Da in den Regelungen nach §§ 38, 39 GasNZV keine unmittelbaren Mitteilungspflichten gegenüber der Bundesnetzagentur geregelt sind, ordnet die Bundesnetzagentur diese mittels Auflage an. Die Mitteilung soll sicherstellen, dass die Bundesnetzagentur über einen umfassenden Kenntnisstand über die Planungen der jeweiligen Projekte verfügt. Damit wird sie in die Lage versetzt, etwaige Verzögerungen des Netzausbaus frühzeitig zu erkennen und darauf zu reagieren. Gleichzeitig kann sie dadurch besser nachvollziehen, wenn Projektierer Abstand von ihren Planungen nehmen. Damit soll verhindert werden, dass ein Ausbau des Fernleitungsnetzes erfolgt, für den der Bedarf entfallen ist. Auf diese Weise soll dem Risiko versunkener Investitionen begegnet werden und die übrigen Netznutzer sollen vor den hiermit verbundenen Kosten geschützt 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 NEP Gas 2020-2030 wird mit Bekanntgabe dieser Entscheidung gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich. Dies folgt aus einem Umkehrschluss aus § 15a Abs. 3 S. 7 EnWG und der unbedingten Umsetzungspflicht 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 NEP Gas 2020-2030 beläuft sich nach eigenen Berechnungen der Bundesnetzagentur insgesamt auf einen Leitungszubau von 1.620 km und einen Verdichterzubau von 405 MW. Aus den insgesamt 175 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 7,831 Mrd. Euro in den nächsten zehn Jahren. Der ursprüngliche Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber umfasste 215 Maßnahmen mit einem Leitungszubau von 2.888 km, einem Verdichterzubau von 405 MW und einem Kostenvolumen von 8,458 Mrd. Euro.



## F Hinweise zu den Kosten

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



## III Rechtsmittelbelehrung

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

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

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

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

Bonn, den 19.03.2021



# Anhang: Notwendiger Neubau von Erdgasinfrastruktur für Umstellungsmaßnahmen

Im Folgenden sind die laut Netzausbauvorschlag vorgesehenen Umstellungsmaßnahmen aufgeführt. Die Informationen in den vorderen Spalten stammen aus der NEP-Datenbank. Die Informationen in der letzten Spalte wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern mit Mail vom 22.02.2021 nachgereicht und enthalten die Aussage, für welche Umstellungsmaßnahmen welcher Neubau an Erdgasinfrastruktur erforderlich wäre.

**Aufstellung: Notwendiger Neubau von Erdgasinfrastruktur für Umstellungsmaßnahmen**

ID	Name	Durchführende FNB	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Planerische Inbetriebnahme bis	Umstellung ohne verstärkende Erdgasmaßnahmen möglich?
701-01	Umstellung Leitungssystem Energiepark Bad Lauchstädt	ONTRAS	Bedarfsdeckung der Grüngasvariante (Energiepark Bad Lauchstädt)	12/2022	ja
702-01	Umstellung Leitungssystem Lingen-Bad Bentheim	Nowega	Bedarfsdeckung der Grüngasvariante (Wasserstoff Thyssenkrupp, Evonik, BP, Speicher EPE, GET H2)	12/2022	ja
703-01	Umstellung Leitungssystem Messingen-Egenstedt	Nowega	Bedarfsdeckung der Grüngasvariante (Salcos)	12/2030	nein, ID 760-01, 768-01
704-01	Umstellung Leitungssystem Mitte Weser-Kolshom	GUD / Nowega	Wasserstoffquellenverteilung, Grüngasprojekte SALCOS aus der Marktpartnerabfrage	12/2030	nein, ID 761-01, 768-01
705-01	Umstellung Leitungssystem Lönigen-Emsbüren	OGE	Grüngasprojekte Salzbergen, hybride, Kreis Steinfurt / Münster und Audi Industriegas der Marktpartnerabfrage	12/2030	ja
706-01	Umstellung Leitungssystem Emsbüren-Bad Bentheim	OGE	Grüngasprojekte Salzbergen, hybride, Kreis Steinfurt / Münster und Audi Industriegas der Marktpartnerabfrage	12/2026	ja
707-01	Umstellung Leitungssystem Bad Bentheim-Legden	Nowega (50%) / OGE (50%)	Grüngasprojekte Thyssenkrupp, Speicher Epe, Evonik, BP und GET H2 der Marktpartnerabfrage	12/2022	ja
708-01	Umstellung Leitungssystem Legden-Dorsten	Nowega (50%) / OGE (50%)	Grüngasprojekte Thyssenkrupp, Speicher Epe, Evonik, BP und GET H2 der Marktpartnerabfrage	12/2026	nein, ID 436-02a, 436-02b
709-01	Umstellung Leitungssystem Rheine-Wettringen	OGE	Grüngasprojekte Salzbergen, hybride und Kreis Steinfurt / Münster der Marktpartnerabfrage	12/2030	ja
710-01	Umstellung Leitungssystem Wettringen-Albachten	OGE	Grüngasprojekte Salzbergen, hybride und Kreis Steinfurt / Münster der Marktpartnerabfrage	12/2030	ja

711-01	Umstellung Leitungssystem Elten- Sonsbeck (NETG)	OGE (50%) / Thyssengas (50%)	Wasserstoffquellenverteilung, Grüngasprojekt Thyssenkrupp der Marktpartnerabfrage	12/2030	ja
712-01	Umstellung Leitungssystem Sonsbeck-Hamborn	OGE (50%) / Thyssengas (50%)	Wasserstoffquellenverteilung, Grüngasprojekt Thyssenkrupp der Marktpartnerabfrage	12/2030	nein, ID 762-01, 763-01, 764-01, 765-01, 766-01
713-01	Umstellung Leitungssystem Kalle- Ochtrup	Thyssengas	Wasserstoffquellenverteilung	12/2025	ja
714-01	Umstellung Leitungssystem Elbe Süd- Heidenau	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2025	nein, ID 767-01
715-01	Umstellung Leitungssystem Eckel- Achim	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2025	nein, ID 767-01
716-01	Umstellung Leitungssystem Oude Statenzijl-Ganderkesee	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2030	ja
717-01	Umstellung Leitungssystem Ganderkesee-Achim	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2025	ja
718-01	Umstellung Leitungssystem Ganderkesee-Bremen	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2025	ja
719-01	Umstellung Leitungssystem Folmhusen-Nüttemoor	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2030	ja
720-01	Umstellung Leitungssystem Barßel- Rheine	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2030	ja
721-01	Umstellung Leitungssystem Ganderkesee-Drohne	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2030	ja
722-01	GDRM-Anlage Ganderkesee	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2030	ja
723-01	GDRM-Anlage Barßel	GUD	Wasserstoffquellenverteilung	12/2030	ja
724-01	Umstellung Leitungssystem Südbayern (anonym)	bayernets	anonymisiertes Grüngasprojekt der Marktpartnerabfrage; mögliche Überspeisung in Verteilemetz	12/2023	ja

Quelle: NEP-Datenbank, E-Mail vom FNB Gas vom 22.01.2021

# Abkürzungsverzeichnis

ACER	Energieregulierungsbehörde der Europäischen Union (Agency for the Cooperation of Energy Regulation)
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
BBL	Balgzand-Bacton Line
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
KVBG	Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz)
L-Gas	Niederkalorisches (low-calorific) Gas
LNG	Flüssigerdgas (liquefied natural gas)
LTaW	LNG Terminal Wilhelmshaven GmbH
MAP	Marktgebietsaustauschpunkt
MoU	Memorandum of Understanding
NEP	Netzentwicklungsplan

NCG	NetConnect Germany
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.
PtG	Power-to-Gas
Szenariorahmen	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas
TaK	Temperaturabhängige Kapazitäten
TAP	Trans Adriatic Pipeline
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
THE	Trading Hub Europe
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, gemeinschaftsweiter zehnjähriger Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009
VHP	Virtueller Handelspunkt
VDS	Verdichterstation
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
ZTP	Zeebrugge Trading Point



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

## **Stand**

März 2021

## **Text**

Referat 623