



## Az. 8615-NEP Gas 2016-2026 – Änderungsverlangen

### Entscheidung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Änderung des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG

gegenüber der

1. bayernets GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Poccistraße 7, 80336 München

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 1) -

2. Fluxys TENP GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Elisabethstrasse 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 2) -

3. Fluxys Deutschland GmbH, vertreten die Geschäftsführung,  
Elisabethstrasse 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -

4. GASCADE Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -

5. Gastransport Nord GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Cloppenburg Straße 363, 26133 Oldenburg

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Pelikanplatz 5, 30177 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -

7. GRTgaz Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Zimmerstraße 56, 10117 Berlin

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -

8. jordgasTransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Promenade Am Alten Binnenhafen 6, 26721 Emden

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) -

9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Hut tropstraße 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-Str. 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 26.07.2017

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

#### A.

I. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 05.04.2017 vorgelegte Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 ist gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt abzuändern:

#### 1. Änderungen

- a. Die Maßnahme der Beteiligten zu 2., zu 6. und zu 10. Erweiterung NEL (ID-Nr. 110-08), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL GDRM-Anlagen (ID-Nr. 410-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL Verdichter (ID-Nr. 411-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. Anlandestation Vierow (ID-Nr. 412-01) und die Maßnahme der Beteiligten zu 14. und zu 16. VDS Legden (ID-Nr. 416-01) sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.
- b. Die Maßnahme der Beteiligten zu 14. Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2023-2027 (ID-Nr. 229-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 5. Systemanpassung am Leitungsnetz für die L-H-Gas-Umstellung (ID-Nr. 433-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 16. Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellungen 2023-2027

(ID-Nr. 447-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 7. und zu 14. GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL) (ID-Nr. 308-2a) und die Maßnahme der Beteiligten zu 14. Armaturenstation Birlinghoven und Verbindungsleitung (ID 434-01) sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

## 2. Nebenbestimmungen

- a. Das Änderungsverlangen wird im Hinblick auf Ziffer A.I.1.a. mit der folgenden Auflage verbunden:

Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen die Maßnahme der Beteiligten zu 2., zu 6. und zu 10. Erweiterung NEL (ID-Nr. 110-08), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL GDRM-Anlagen (ID-Nr. 410-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL Verdichter (ID-Nr. 411-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. Anlandestation Vierow (ID-Nr. 412-01) und die Maßnahme der Beteiligten zu 14. und zu 16. VDS Legden (ID-Nr. 416-01) in den Netzentwicklungsplan aufnehmen, wenn die folgende Bedingung erfüllt ist:

Der für die Errichtung und den Betrieb der geplanten Nord Stream 2 Pipeline erforderliche Planfeststellungsbeschluss nach § 43 S. 1 Nr. 2 EnWG sowie die nach § 133 Abs. 1 BBergG erforderlichen Genehmigungen sind erteilt.

Sobald die Fernleitungsnetzbetreiber die Maßnahme der Beteiligten zu 2., zu 6. und zu 10. Erweiterung NEL (ID-Nr. 110-08), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL GDRM-Anlagen (ID-Nr. 410-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL Verdichter (ID-Nr. 411-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. Anlandestation Vierow (ID-Nr. 412-01) und die Maßnahme der Beteiligten zu 14. und zu 16. VDS Legden (ID-Nr. 416-01) in den Netzentwicklungsplan aufgenommen haben, sind sie verpflichtet, dies der Bundesnetzagentur unverzüglich mitzuteilen.

- b. Die Beteiligte zu 5. ist verpflichtet, das von ihr realisierte Projekt „Mengensteuerung“ (Aktenzeichen des Antrags vom 31.03.2015 BK4-15-125) bestehend aus der Errichtung einer GDRM-Anlage am Standort Nüttormoor/Landschaftspolder/Leer Mooräcker in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen.

- c. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind 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 2016-2026 abgesehen.
- III. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.

**B.**

Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

## **Gliederung**

<b>I. SACHVERHALT .....</b>	<b>9</b>
<b>A. Verfahrensgegenstand.....</b>	<b>9</b>
1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans .....	9
2. Inhalte der Modellierungsvarianten .....	9
<b>B. Verfahrensablauf .....</b>	<b>11</b>
1. Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung.....	11
2. Netzentwicklungsplan .....	11
a) Erstes Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber .....	11
b) Erster Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur.....	13
(1) Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen .....	15
(2) Wesentliche Ergebnisse aus dem öffentlichen Workshop.....	19
c) Erste Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber.....	19
d) Teilneubescheidung der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 .....	21
e) Zweites Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber .....	21
f) Zweiter Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur.....	23
g) Zweite Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber.....	24
h) Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses .....	25
<b>II. ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE .....</b>	<b>26</b>
<b>A. Zuständigkeit und Verfahren.....</b>	<b>26</b>
<b>B. Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens.....</b>	<b>26</b>

<b>C. Grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans .....</b>	<b>26</b>
1. Formelle Voraussetzungen .....	26
2. Materielle Voraussetzungen.....	27
a) Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan .....	27
b) Grundlagen der Modellierung.....	28
(1) Annahmen zum Gasbedarfsszenario.....	28
(2) Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern .....	29
(3) Annahmen zu Gaskraftwerken.....	29
(a) Modellierung von Neubaukraftwerken in Süddeutschland .....	31
(b) Modellierung von Kraftwerken mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (fDZK).....	39
(4) Annahmen zu Gasspeichern.....	43
(5) Annahmen zum Bedarf von Industriekunden .....	45
<b>D. Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans .....</b>	<b>45</b>
1. Maßnahmen im Zusammenhang mit der Nord Stream-Erweiterung.....	46
a) Bedarfsgerechtigkeit der Maßnahmen auf Basis der Quellenverteilung .....	47
b) Unsicherheiten über den Bau der Nord Stream 2 Pipeline .....	49
c) Lösung zum Umgang mit den Unsicherheiten über den Pipeline-Bau .....	52
(1) Gegenwärtige Entscheidung unter Unsicherheit des Baus .....	52
(2) Spätere Entscheidung unter hinreichender Sicherheit des Baus.....	54
(a) Recht- und Zweckmäßigkeit der Auflage .....	55
(aa) Begründung für ausgewähltes Kriterium.....	56
(bb) Kritik der Fernleitungsnetzbetreiber zu Verzögerungen von Projekten und Gefährdung der Versorgungssicherheit .....	59
(cc) Planfeststellung nach § 43 S. 1 Nr. 2 EnWG und Genehmigungen nach § 133 BBergG.....	64
(b) Mitteilungspflicht und Änderungsoption .....	65
d) Besonderheit in Bezug auf die Maßnahme NOWAL-Leitung (ID-Nr. 409-01) ...	65

2. Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung – ID-Nr. 229-01, ID-Nr. 433-01 und ID-Nr. 447-01 .....	67
3. Maßnahmen – ID-Nr. 308-02a und ID-Nr. 434-01 .....	69
4. Projekt Mengensteuerung .....	70
<b>E. Mitteilungspflicht über die Zahlung der Planungspauschale und Realisierungsfahrpläne.....</b>	<b>75</b>
<b>F. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens .....</b>	<b>75</b>
<b>G. Widerruf .....</b>	<b>76</b>
<b>H. Hinweise zu den Kosten .....</b>	<b>76</b>
<b>III. RECHTSMITTELBELEHRUNG .....</b>	<b>77</b>



## **Gründe**

### **I. Sachverhalt**

#### **A. Verfahrensgegenstand**

##### **1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den nationalen Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, dessen zweiten Entwurf die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung aus § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG gemeinsam erstellt und der Bundesnetzagentur am 05.04.2017 zur Prüfung vorgelegt haben.<sup>1</sup> Der Netzentwicklungsplan basiert auf dem „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 der Fernleitungsnetzbetreiber“ (im Folgenden: Szenariorahmen 2016), den die Bundesnetzagentur am 11.12.2015 erstmalig bestätigt und mit Entscheidung vom 03.01.2017 modifiziert 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**

Entsprechend der Vorgaben des bestätigten Szenariorahmens 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs zwei Modellierungsvarianten (Variante Q.1 und Q.2) berechnet.

In den beiden Modellierungsvarianten haben die Fernleitungsnetzbetreiber nur bei dem Kapazitätsbedarf an den Grenzübergangspunkten unterschiedliche Eingangsgrößen zu Grunde gelegt. Diese resultieren aus unterschiedlichen Quellenverteilungen für die Herkunft des in Deutschland benötigten H-Gases. Die Variante Q.1 setzt den Schwerpunkt auf

---

<sup>1</sup> Soweit sich aus dem Sachzusammenhang nichts Anderweitiges ergibt, bezieht sich der Begriff „Netzentwicklungsplan“ im Folgenden auf den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 vom 05.04.2017.

südöstliche Quellen. Die Variante Q.2 setzt den Schwerpunkt auf nordöstliche Quellen. Sie nimmt an, dass die Nord Stream-Erweiterung wie geplant realisiert wird. Dabei wird lediglich der Teil der Nord Stream-Erweiterung berücksichtigt, der zur Deckung des deutschen Zusatzbedarfs dient.

Bei den übrigen Eingangsparametern, also dem Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber, den Kapazitäten an den Marktgebietsübergangspunkten, an den Netzkopplungspunkten „Produktion“ und „Industrie“ sowie bei den Netzanschlusskapazitäten der Kraftwerke und Speicher haben die Fernleitungsnetzbetreiber in beiden Varianten identische Werte angesetzt.

Unter Berücksichtigung der gemäß §§ 38 und 39 GasNZV gestellten Anfragen sind die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke mit 100 % fester dynamisch zuordenbarer Kapazität (fDZK) modelliert worden, sofern nicht vereinzelt höherwertige Kapazitäten verfügbar waren. Entsprechendes gilt für die neuen Gasspeicher, die mit 100 % temperaturabhängiger Kapazität (TaK) angesetzt wurden. Die übrigen Kraftwerke und Speicher sind unverändert mit der bereits bestehenden Kapazität in die Modellierung übernommen worden.<sup>2</sup>

Der Bedarf der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber wurde in beiden Modellierungsvarianten auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose bis 2021 berücksichtigt. Anschließend, bis 2026, nahmen die Fernleitungsnetzbetreiber bei ihren Berechnungen eine konstante Fortführung des Kapazitätsbedarfs aus 2021 an.<sup>3</sup>

In der Modellierungsvariante Q.1 haben die Fernleitungsnetzbetreiber Netzausbaukosten in Höhe von 4,0 Mrd. Euro bis zum Jahr 2027 ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 639 km Leitungslänge und 397 MW Verdichterleistung enthalten.<sup>4</sup>

In der Modellierungsvariante Q.2 gehen die Fernleitungsnetzbetreiber für das Zieljahr 2027 davon aus, dass sich die Netzausbaukosten auf 4,5 Mrd. Euro belaufen. Den Umfang der Maßnahmen geben sie mit 643 km Leitungslänge und 531 MW Verdichterleistung an.<sup>5</sup>

---

<sup>2</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter „Annahmen zu Gaskraftwerken“ (II.C.2.b)(3)) und „Annahmen zu Gasspeichern“ (II.C.2.b)(4)).

<sup>3</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter „Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern“ (II.C.2.b)(2)).

<sup>4</sup> Siehe Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, S. 185, Tabelle 44.

<sup>5</sup> Siehe Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, S. 188, Tabelle 45.

Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Startnetzmaßnahmen mit 184 km Leitungslänge und 49 MW Verdichterleistung ausgewiesen. Das Investitionsvolumen dieser Maßnahmen beträgt rund 0,6 Mrd. Euro.

Der Netzausbauvorschlag gründet sich auf die Ergebnisse der Modellierungsvariante Q.2. In der einleitenden Zusammenfassung des Netzentwicklungsplans beziffern die Fernleitungsnetzbetreiber die Kosten der Maßnahmen des Netzausbaus mit 4,5 Mrd. Euro bis zum Jahr 2027. Die Startnetzmaßnahmen mit einbezogen, ergeben sich demzufolge Leitungsbaumaßnahmen im Umfang von 827 km und ein Verdichterbau im Umfang von 567 MW.

## **B.       Verfahrensablauf**

### **1.       Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung**

Am 27.07.2015 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationspapier „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 der Fernleitungsnetzbetreiber“ auf der Internetseite ihres Verbandes.<sup>6</sup> Bis zum 14.08.2015 hatten Marktteilnehmer und Öffentlichkeit die Möglichkeit, Stellungnahmen zu den im Szenariorahmen 2016 getroffenen Annahmen abzugeben. Insgesamt gingen 28 Stellungnahmen ein, die auch auf der genannten Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht wurden. Des Weiteren fand ein öffentlicher Workshop der Fernleitungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen 2016 am 04.08.2015 in Berlin statt.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation überarbeiteten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument. Die überarbeitete Fassung wurde der Bundesnetzagentur am 04.09.2015 vorgelegt.

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen 2016 am 11.12.2015 gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG unter weitgehender Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse bestätigt.

### **2.       Netzentwicklungsplan**

#### **a)       Erstes Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber**

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein (erstes) Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 er-

---

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

arbeitet und am 15.02.2016 veröffentlicht. Diese erste Fassung des Netzentwicklungsplans wurde in der Zeit vom 15.02. bis zum 04.03.2016 durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert. Insgesamt gingen hierzu 28 Stellungnahmen ein. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind auf einen großen Teil der in den Stellungnahmen aufgeworfenen Punkte in dem am 01.04.2016 vorgelegten (ersten) Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 eingegangen.

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

Der Wechsel hin zur Erstellung des Netzentwicklungsplans in einem zweijährigen Rhythmus ab dem Jahr 2016 wird durchweg begrüßt.

Die Stellungnehmer fordern eine transparentere Darlegung der kapazitativen Auswirkungen der H-Gas-Quellenverteilung, die auch die Bundesnetzagentur in der Bestätigung des Szenariorahmens gefordert hatte.

Die Stellungnehmer wünschen transparentere Erläuterungen zur Entwicklung der H-Gas-Versorgung. Im Zusammenhang mit der H-Gas-Bilanz kritisieren die Speicherbetreiber, dass sie nicht vollständig mit der aktuell bestehenden Transportkapazität einbezogen würden. Hierauf entgegnen die Fernleitungsnetzbetreiber, dass die Speicher vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit ausreichend berücksichtigt würden.

Generell wird angemerkt, dass die L-Gas-Bilanz sich auf Gaswirtschaftsjahre und die H-Gas-Bilanz auf Kalenderjahre beziehe. Die Stellungnehmer wünschen eine Vereinheitlichung der Annahmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dies für künftige Pläne zugesagt.

In Bezug auf die Netzausbaukosten fordert GEODE, die Kostensteigerung des Netzausbauvorschlags des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 gegenüber dem Vorjahresplan näher zu erläutern. Dieser Forderung kommen die Fernleitungsnetzbetreiber nach, indem sie die verschiedenen Aspekte, wie zusätzliche Maßnahmen für die Umstellungsplanung, Maßnahmen für die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber und Kraftwerke/Industrie oder Kostenveränderungen durch Änderungen in den Planungsansätzen, darlegen.

Schließlich fordert GEODE die Fernleitungsnetzbetreiber auf, den sogenannten „Sparschwein-Ansatz“ näher darzulegen. Dieser Forderung kommen die Fernleitungsnetzbetreiber

ber nach. Im Kontext der Mengenziele der niederländischen L-Gas-Produktion ist ihr erklärtes Ziel, dass der deutsche L-Gasmengen-Bedarf in den Planungen der jeweiligen Jahre jeweils unter den niederländischen Planungsannahmen liegt, um einen Puffer zu haben. Zur Einhaltung der Planungsannahmen werde eine regelmäßige Überwachung der tatsächlich realisierten Flussmengen über die L-Gas-Grenzübergangspunkte erfolgen.

Das überarbeitete Konsultationsdokument wurde als (erster) Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 am 01.04.2016 an die Bundesnetzagentur übergeben und auf der Internetseite des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber eingestellt.

In diesem Entwurf haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung in einem neu aufgenommenen Kapitel zusammenfassend dargestellt. Weiterhin haben sie ein Kapitel hinzugefügt, welches den langfristigen Kapazitätsbedarf nach § 17 GasNZV wiedergibt. Hierzu haben sie die Erkenntnisse der durch die Beteiligten zu 2., 4., 6. und 12. durchgeführten Marktabfrage und den weiteren Prozess dargestellt. Des Weiteren zählen zum Kapitel des langfristigen Kapazitätsbedarfs Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Abs. 2 S. 1 GasNZV, Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Abs. 1 GasNZV (d.h. Versteigerungen fester Ein- und Ausspeisekapazitäten an deutschen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten über die Primärkapazitätsplattform „PRISMA primary“) und Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 S. 1 und 2 EnWG (abgeleitet aus Auktionsaufschlägen in Auktionen von Primärkapazitäten). Darüber hinaus haben sie ergänzende Erläuterungen zur Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung aufgenommen.

#### **b) Erster Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur**

Am 18.04.2016 veröffentlichte die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite den (ersten) Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 sowie die Projektsteckbriefe. Die vormals im Dokument enthaltenen Anlagen (Liste mit den Eingangsgrößen der Modellierung) sind erstmals in einer Datenbank auf der Internetseite des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht.<sup>7</sup> Unter Hinweis auf einen zeitgleich veröffentlichten Fragenkatalog gab die Bundesnetzagentur den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern bis zum 27.05.2016 Gelegenheit zur Äußerung (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG). Insgesamt gingen 31 Stellungnahmen ein. Sie stehen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Download bereit. Folgende Konsultationsteilnehmer haben Stellung genommen:

---

<sup>7</sup> Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) unter <http://www.nep-gas-datenbank.de>.

Name	Gruppe
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.	Verband
BMUB Referat KI I 6	Ministerium
Brunsbüttel Ports GmbH	Industrie
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Technologie und das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt (Schleswig-Holstein)	Ministerium
E.ON	Konzern
E3G	Sonstige
E-Control	Ausländische Regulierungsbehörde
EnBW	Konzern
enercity - Stadtwerke Hannover	VNB
Energienetze Bayern GmbH & Co. KG	VNB
EWE NETZ GmbH	VNB
FNB Gas e.V.	Verband
Gasunie Transport Services B.V.	Ausländischer Netzbetreiber
GAZPROM EXPORT LLC	Händler
GEODE	Verband
GRTgaz	Ausländischer Netzbetreiber
Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)	Verband
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	VNB
Netze BW	VNB
PQ Energy	Kraftwerksbetreiber
RheinEnergie AG	Energieversorger
Rheinische NETZGesellschaft mbH	VNB
RWE Supply & Trading GmbH	Händler
schwaben netz GmbH	VNB
Statoil	Konzern
Stadtwerke Kiel AG und SWKiel Netz GmbH	Energieversorger und VNB
Uniper	Konzern
VIK/VCi	Verband

VKU	Verband
wesernetz Bremen GmbH	VNB
WINGAS GmbH	Händler

Im Rahmen der Konsultationsphase hat die Bundesnetzagentur am 11.05.2016 in einem öffentlichen Workshop allen Marktteilnehmern die Möglichkeit gegeben, mündlich zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 Stellung zu nehmen.

## **(1) Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen**

### Allgemeines

Trotz positiver Wahrnehmung der erhöhten Transparenz im Dokument bleibt zentraler Kritikpunkt insbesondere von Seiten der Verteilnetzbetreiber die fehlende Aussagekraft der im Netzentwicklungsplan aufgeführten (Ausbau-)Maßnahmen im Hinblick auf die Erhöhung verfügbarer fester Kapazitäten zu einem definierten Zeitpunkt an einem definierten Netzkopplungspunkt oder (Teil-)Netz.

### Umgang mit der Nord Stream-Erweiterung

Die Mehrheit der Stellungnehmer äußert sich skeptisch gegenüber der Nord Stream-Erweiterung. Es wird befürchtet, dass sich die Infrastruktur aufgrund rückläufiger Gasnachfrage nicht amortisiere und die Netznutzer letztendlich hierfür aufkommen müssten. Deshalb sollte nach Ansicht der Kritiker auch kein Netzausbau erfolgen, solange die Realisierung der Nord Stream 2 noch unsicher sei. Im Speziellen wird darüber hinaus befürchtet, dass trotz Erweiterung die Engpässe in Süddeutschland nicht behoben werden könnten. Gazprom und Uniper befürworten hingegen die Aufnahme der Nord Stream-Erweiterung in den Netzentwicklungsplan und erwarten, dass es durch die Nord Stream-Erweiterung zu einer höheren Liquidität im Markt kommen würde. Dies sei positiv für den deutschen und den europäischen Gasmarkt. Außerdem sei man in Deutschland in puncto Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund der rückgängigen L-Gas-Importe besser aufgestellt. Zudem sind sie der Ansicht, dass die Erweiterung zu einer Erhöhung der Austauschkapazitäten zwischen den beiden deutschen Marktgebieten führe.

### Bewertung des Netzausbauvorschlags

Mehrere Stellungnehmer, insbesondere Verteilnetzbetreiber, kritisieren, dass der Netzentwicklungsplan zu wenige Angaben darüber beinhalte, durch welche Maßnahmen welche Kapazitäten an welcher Stelle in welcher Qualität geschaffen würden, um die Netzausbauvorschläge der Fernleitungsnetzbetreiber richtig beurteilen zu können. Außerdem fehle es

an Aussagen, wie die einzelnen Maßnahmen miteinander zusammenspielen. Einerseits erachtet ein Teil der Stellungnehmer einzelne Netzausbauvorschläge im Netzentwicklungsplan als nicht notwendig und befürchtet dadurch einen überhöhten Netzausbau. Andererseits begrüßen einzelne Stellungnehmer zukünftige Ausbauvorschläge, die positive Auswirkungen auf Süddeutschland haben sollen und erachten diese für wichtig in Bezug auf die Versorgungssicherheit.

Die MDN befürchtet zukünftig Schwankungen in der Gasbeschaffenheit, wovon insbesondere süddeutsche VNB mit Aufspeisung von mehreren Seiten betroffen wären. Aufgrund dieser Schwankungen rechnet man mit erheblichen Mehrkosten, wenn die Fernleitungsnetzbetreiber nicht zur Einhaltung einer gleichbleibenden Gasbeschaffenheit verpflichtet würden.

#### Bedarf der Gaskraftwerke

Mehrere Stellungnehmer merken an, dass lediglich die Gaskraftwerke im Netzentwicklungsplan betrachtet werden, die gemäß § 38 bzw. § 39 GasNZV fristgerecht ein entsprechendes Netzanschlussbegehren an die jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber gestellt haben. Gaskraftwerke, die einen Anschluss an das Verteilnetz begehren, werden nicht direkt im Netzentwicklungsplan berücksichtigt, sondern lediglich indirekt über die Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber. BDEW, EnBW, Netze BW sowie E.ON befürchten, dass keine verbindliche Bereitstellung eines Zusatzbedarfs gewährleistet werde, so wie es bei einem Anschlussbegehren an einen Fernleitungsnetzbetreiber der Fall sei. Die Stellungnehmer schlagen daher vor, Anträge gemäß § 16 Ziffer 4 KoV analog zu Anträgen nach §§ 38 und 39 GasNZV zu behandeln und einen bestehenden Ausbaubedarf direkt in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen.

INES begrüßt die Zuordnung der Gaskraftwerke zu Speichern im Rahmen der Modellierung des Kapazitätsbedarfes mit fest dynamisch zuordenbaren Kapazitäten. Speicher seien wegen ihres hohen Maßes an Flexibilität ein geeignetes Instrument, große Gasmengen bereitzustellen und trügen so zur Versorgungssicherheit bei. Die Stadtwerke Kiel AG und die SW Kiel Netz GmbH bemängeln die unzureichende Liquidität am Grenzübergangspunkt Ellund, der deshalb nicht als Zuordnungspunkt für das fDZK-Produkt verwendet werden dürfe. Da in diesem Fall das Kraftwerk zudem über eine Wärmeauskopplung zur Versorgung von Haushaltskunden verfüge, dürfe es überhaupt nicht mit fDZK modelliert werden. Zuletzt wird von mehreren Teilnehmern zum fDZK-Produkt bemängelt, dass dies keine feste Kapazität sei, keine ausreichenden Exit-Kapazitäten gewährleiste und außerdem die Verantwortung für die Netzstabilität vom Fernleitungsnetzbetreiber weg auf die Kraftwerksbetreiber



verlagere. Zudem sei nicht gewährleistet, dass an den zugeordneten Grenzübergangspunkten ausreichende Ausspeisekapazitäten zum gewünschten Zeitpunkt fest zur Verfügung stünden.

#### Erstellung der Bilanzen

Die Mehrzahl der Stellungnehmer begrüßt die von den Fernleitungsnetzbetreibern zukünftig angestrebte einheitliche Darstellung der L- und H-Gas-Leistungsbilanz, sei es auf Gaswirtschafts- oder Kalenderjahrbasis. Die Stellungnehmer erhoffen sich so eine erhebliche Erleichterung bei der Vergleichbarkeit der beiden Bilanzen. INES hält die Umstellung auf das Gaswirtschaftsjahr für erstrebenswert, da die Betrachtung eines Gaswirtschaftsjahres den Vorteil habe, dass sie der traditionellen gaswirtschaftlichen Darstellung entspreche und jeweils den zusammenhängenden Winterzeitraum erfasse. Des Weiteren merken EWE Netz, VKU und INES an, dass die L-Gas-Leistungsbilanz unterdeckt sei sowie dass die Fernleitungsnetzbetreiber das Urteil des niederländischen Gerichts vom 18.11.2015 nicht berücksichtigt hätten, die Förderung aus dem Groningen-Feld zu begrenzen. Im Falle eines Ausfalls der niederländischen Importe fehlt einigen Stellungnehmern daher ein zusätzlicher Absicherungsplan.

Der BDEW, GEODE und INES sind sich einig, dass den L-Gas-Speichern im Zuge der L-H-Gas-Umstellung eine erhebliche wirtschaftliche Bedeutung zukommen werde und merken an, dass die Speicher in der L-Gas-Bilanz nicht genügend Berücksichtigung fänden. Außerdem fordert man eine Vereinheitlichung der Vorgehensweise, wie Speicher und Grenzübergangspunkte angesetzt werden.

Auch in der H-Gas-Leistungsbilanz gehen Uniper und INES davon aus, dass die Leistungsbereitstellung der Speicher unterschätzt wird, was zu einem erheblichen Netzausbau führe. In Bezug auf die H-Gas-Bilanz erkennt der BDEW zwar eine stetige Verbesserung der Transparenz. Er würde jedoch ausführlichere Darstellungen dazu begrüßen, welche Annahmen zur Leistungsbereitstellung aus Speichern zum erhöhten Bedarf an Zusatzkapazitäten führten.

#### Austauschkapazitäten an Grenzübergangspunkten und an Marktgebietsübergangspunkten

Die Stellungnehmer sind sich einig, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans eng mit den angrenzenden ausländischen Netzbetreibern abstimmen sollten und die Abstimmungsergebnisse auch im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen seien. Hier sollte nicht nur der nationale Bedarf im Fokus stehen, sondern auch der Exportbedarf berücksichtigt werden (u.a. auch in Bezug auf die Nord Stream). In

diesem Zusammenhang merkt E-Control an, dass bei Grenzübergangspunkten eine Analyse an beiden Seiten der Grenze erforderlich sei, um so eine "Sackgassen"-Situation zu vermeiden. Des Weiteren wird von GRTgaz angemerkt, dass der Abstimmungsprozess zwischen Frankreich und Deutschland verbesserungswürdig sei. Zuletzt halten VIK/VCI die angenommene europäische Gasbedarfsentwicklung im Plan für nicht plausibel und befürchten eine Überschätzung der zukünftigen EU-Gasnachfrage.

Bezogen auf den Marktgebietsübergangspunkt Drohne wird von Gazprom und WINGAS bemängelt, dass die Ausspeisekapazitäten aus dem Marktgebiet Gaspool nicht mit den Einspeisekapazitäten in das Marktgebiet NetConnect Germany korrespondierten. Hierzu ist die Bundesnetzagentur im Austausch mit den Fernleitungsnetzbetreibern und hat angeregt, im kommenden Netzentwicklungsplan insbesondere die Auswirkungen der Nord Stream-Erweiterung auf die Austauschkapazität zwischen den beiden deutschen Marktgebieten detailliert darzulegen.

#### Gasspeicher und TaK-Versorgungssicherheitsvariante (TaKSi)

Der BDEW, INES, WINGAS sowie VIK/VCI begrüßen das Ziel der Bundesnetzagentur, mit der TaKSi-Modellierungsvariante eine bessere Anbindung der Speicher zu erreichen und dadurch die Versorgungssicherheit zu stärken. Neben mangelnder Transparenz kritisieren sie jedoch, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die TaKSi-Modellierungsvariante erst nach Abschluss des Konsultationsprozesses zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 vorlegen mussten. Darüber hinaus äußern sie Kritik an bestimmten Detailregelungen. Sie bemängeln, dass die Ausspeisung (Einspeicherung) keinen Vorgaben unterliege.

#### Umsetzungsbericht und Erkenntnisse in den Zwischenjahren

Die Änderung der §§ 15a und 15b EnWG, welche einen zweijährigen Erstellungsrhythmus für den Netzentwicklungsplan Gas und die damit einhergehende Erstellung eines Umsetzungsberichtes in den Zwischenjahren vorsieht, wird von keinem Stellungnehmer kritisiert, sondern von der Mehrheit befürwortet. Die Mehrzahl der Stellungnehmer weisen noch einmal darauf hin, dass Erkenntnisse, die sich zwischen den jeweiligen Erstellungsterminen ergeben, dokumentiert werden und in den Umsetzungsbericht einfließen sollten, damit es nicht zu Fehlern bei den Kapazitätsplanungen komme und um unnötigen Netzausbau zu vermeiden. Außerdem sollten die Marktbeteiligten Gelegenheit haben, auf neue Entwicklungen zu reagieren. Zuletzt wird von E.ON und Uniper angeregt, der L-H-Gas-Umstellung ein separates Kapitel im Umsetzungsbericht zu widmen.

### Datenbank zu den relevanten Eingangsparametern und sog. Outputliste

Zur Übersichtlichkeit der Datenbank zu sämtlichen Eingangsgrößen der Modellierung (sog. NEP-Gas-Datenbank) haben sich der VKU sowie die SW Kiel AG und die SW Kiel Netz GmbH geäußert. Zum einen wird die Datenbank wegen der Transparenz begrüßt. Zum anderen werden aber einige Vorschläge eingebracht, um eine verbesserte Auswertung der Daten zu ermöglichen. Innerhalb der Datenbank werden beispielsweise erweiterte Filterkriterien gewünscht sowie eine bessere Visualisierung einzelner Auswahl-Buttons, welche nicht auf den ersten Blick erkennbar seien. In diesem Zusammenhang wird auch die Verlinkung von der NEP-Gas-Datenbank zum Netzentwicklungsplan kritisiert, auch hier seien intuitive Verlinkungen und/oder Buttons wünschenswert. Zuletzt wird darauf hingewiesen, dass einige Angaben in der Datenbank nicht korrekt hinterlegt seien und um Korrektur der falschen Angaben gebeten. Im Übrigen weisen einige Stellungnehmer darauf hin, dass sie die Datenbank überhaupt nicht aufrufen könnten.

## **(2) Wesentliche Ergebnisse aus dem öffentlichen Workshop**

Zu den Inhalten des Workshops am 11.05.2016 zählten die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen und die Annahmen sowohl der für den Netzentwicklungsplan aufgestellten H-Gas- als auch der L-Gas-Bilanz.

In welcher Weise der Bedarf der Speicher hier Eingang gefunden hat, war Gegenstand der weiteren Diskussion. Zudem standen die Bereitstellung der derzeit nicht festen Kapazitäten für die Verteilernetzbetreiber und deren zukünftiger Kapazitätsbedarf auf der Agenda.

Darüber hinaus wurden Fragen nach der Herkunft des zukünftig benötigten H-Gases und im Zusammenhang mit den grenzüberschreitenden Aspekten der nationalen Netzentwicklung diskutiert. Insbesondere im Zusammenhang mit der Erweiterung der Nord Stream-Pipeline ist dieses Thema virulent.

Weiterhin wurde mit den Übertragungsnetzbetreibern umfangreich über die im Strommarktgesetz ursprünglich vorgesehenen Ausschreibungen für Erzeugungseinheiten in der Netzreserve diskutiert. Abschließend stellte die Bundesnetzagentur ihre Aktivitäten im Bereich Netzberechnung vor.

## **c) Erste Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber**

Zwischen dem 22.09.2016 und 18.10.2016 hatten alle Fernleitungsnetzbetreiber die Gelegenheit, sich schriftlich zur seinerzeit beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan zu äußern. Die Bundesnetzagentur hat während des Anhö-

rungszeitraums in einer Telefonkonferenz mit allen Beteiligten am 06.10.2016 die näheren Erwägungen zu den jeweiligen Entscheidungen erörtert. Innerhalb des oben aufgeführten Zeitraums gingen bei der Bundesnetzagentur Stellungnahmen von der Beteiligten zu 5. (am 06.10.2016), dem Verband der Fernleitungsnetzbetreiber (am 18.10.2016), der Beteiligten zu 6. (am 18.10.2016) sowie der Beteiligten zu 14. (am 18.10.2016) ein. Schließlich ging von der Beteiligten zu 7. eine weitere Stellungnahme am 19.10.2016 ein.

Die Beteiligte zu 5. äußert sich im Wesentlichen zur ursprünglich geplanten Anordnung zur Vorlage von Modellierungsrechnungen zum Projekt Mengensteuerung und zu einer potentiellen Aufnahme des Projektes in den Netzentwicklungsplan sowie zu den Gründen, aus welchen sie das Projekt bisher nicht in den Netzentwicklungsplan eingebracht hat.

Der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber äußert sich in seiner Stellungnahme sehr kritisch zu der Herausnahme der im Zusammenhang mit der Nord Stream-Erweiterung stehenden Maßnahmen sowie im Einzelnen zu den ursprünglich geplanten Bedingungen, unter denen diese Maßnahmen wieder in den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 aufgenommen werden sollten. Er geht auch auf die in Rede stehenden Maßnahmen ein. Darüber hinaus bringt der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Aspekte gegen die ursprünglich vorgesehene Herausnahme der Maßnahmen Leitung Heiden-Dorsten (ID-Nr. 426-01) sowie GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung (ID-Nr. 437-01) vor.

Weiterhin sagen die Fernleitungsnetzbetreiber über ihren Verband zu, dass sie die ursprünglich angeordnete Anpassung der Anlagenleistung der GDRM-Anlage Heilbronn (ID-Nr. 116-02) vornehmen werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber äußern sich zur ursprünglich intendierten Zuordnung des systemrelevanten Bestandskraftwerks Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe zum Ausgleichsentry Medelsheim. Ergänzend dazu und zu einem vermeintlich hierdurch entstehendem Netzausbau tragen die Beteiligte zu 14. einerseits und die Beteiligte zu 7. andererseits in der Sache aber höchst gegensätzlich vor.

Schließlich nimmt die Beteiligte zu 6. Stellungnahme zu den Hintergründen einer potentiellen Beteiligung an der Maßnahme Anlandestation Vierow (ID-Nr. 412-02) und beantragt, dass die Bundesnetzagentur sie als (Mit-)Verantwortliche in die Ausbaumaßnahme aufnehme.

Die näheren Inhalte der soeben aufgeführten Stellungnahmen sind – soweit sie von Relevanz für die Entscheidung waren – in den nachfolgenden Abschnitten im Rahmen der jeweiligen Erwägungsgründe aufgeführt. Dort ist auch ersichtlich, wie die Bundesnetzagentur auf die in den Stellungnahmen enthaltenen Aspekte eingegangen ist.

**d) Teilneubescheidung der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026**

Die Bundesnetzagentur hat am 03.01.2017 nach § 49 Abs. 1 VwVfG sowie § 15a Abs. 1 S. 7 i.V.m. § 15a Abs. 1 S. 4 und S. 6 EnWG die Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 teilweise widerrufen und neu beschieden.<sup>8</sup>

Anlass der Teilneubescheidung war, dass zwei Unternehmen gegen die Bestätigung des dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegenden Szenariorahmens 2016 durch die Bundesnetzagentur Beschwerde eingelegt hatten. Sie hatten sich gegen die Nicht-Berücksichtigung der beiden Gaskraftwerksprojekte in Altbach und Heilbronn im dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegenden Szenariorahmen 2016 gewendet. Am 09.11.2016 haben sie mit der Bundesnetzagentur vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf einen Vergleich geschlossen. Daraufhin hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern mit ihrer Teilneubescheidung des Szenariorahmens 2016 vom 03.01.2017 aufgegeben, die beiden Kraftwerksprojekte in den Netzentwicklungsplan 2016-2026 aufzunehmen. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die o.a. Entscheidung verwiesen.

**e) Zweites Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber**

Auf der Grundlage der Teilneubescheidung zum Szenariorahmen 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein zweites Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 erarbeitet und am 27.02.2017 veröffentlicht. Dieses haben sie in der Zeit vom 27.02.2017 bis zum 17.03.2017 konsultiert. Insgesamt gingen hierzu acht Stellungnahmen ein.

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

---

<sup>8</sup> Entscheidung der Bundesnetzagentur: Teilweiser Widerruf und teilweise Neubescheidung der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 49 Abs. 1 VwVfG sowie § 15a Abs. 1 S. 7 i. V. m. § 15a Abs. 1 S. 4 und S. 6 EnWG (Teilneubescheidung Szenariorahmen) vom 03.01.2017, abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmart-Grid/Gas/NEP\\_2016/Szenariorahmen/NEP\\_Gas2016\\_NEUBescheid\\_BNetzA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmart-Grid/Gas/NEP_2016/Szenariorahmen/NEP_Gas2016_NEUBescheid_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

Hinsichtlich der notwendigen Ausbaumaßnahmen für die Kraftwerksprojekte im Cluster 2 (Region Ulm) sowie in Heilbronn bemängeln die PQ Energy sowie die EnBW AG, dass diese zu spät kämen. Gemäß § 13k EnWG bestehe ein Bedarf für Netzstabilitätsanlagen ab dem Winter 2021/22, sodass die Maßnahmen zur Anbindung dieser Kraftwerke spätestens im Sommer 2021 fertiggestellt werden müssten.

Die EnBW AG und die Netze BW kritisieren die mangelnde Darstellung der regionalspezifischen kapazitiven Auswirkungen der einzelnen Netzausbaumaßnahmen, insbesondere im Hinblick auf die Bedarfe der nachgelagerten Netzbetreiber. Die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplanes sei nicht hinreichend gewährleistet, wenn Verteilernetzbetreiber nicht mit Sicherheit absehen könnten, wann ihnen die bestellten Kapazitäten zur Verfügung gestellt würden.

Mehrere Stellungnahmen adressieren die Frage, wie realistisch und notwendig der Bau der Nord Stream-Erweiterung und der damit zusammenhängenden innerdeutschen Ausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.2 sind. Die Nord Stream 2 AG stellt den aktuellen Projektfortschritt der Nord Stream-Erweiterung dar und skizziert, dass aus ihrer Sicht die in der Modellierungsvariante Q.1 angenommenen Pipelineprojekte unrealistisch erscheinen. Holger Derlien, der als Privatperson Stellung nimmt, spricht sich hingegen deutlich gegen die Modellierungsvariante Q.2 aus. Diese sei mit hohen Investitionskosten verbunden und es seien ausreichende freie Kapazitäten auf alternativen Importrouten vorhanden.

Des Weiteren spricht sich Holger Derlien dafür aus, in Zukunft mehr Alternativen zum klassischen Netzausbau zu prüfen. So sollte etwa Demand Response, also eine freiwillige Reduktion der Nachfrage zur Kappung von Bedarfsspitzen, als Alternative zum Netzausbau betrachtet werden. Daneben sollten langfristig die Potentiale zur Umstellung von Gasnetzen auf Wasserstoff geprüft werden.

Die Stadtwerke Kiel AG und die SW Kiel Netz GmbH bemängeln die fehlende Liquidität des Entry-Punktes Ellund in der H-Gas-Mengenbilanz.

Schließlich fordert die Evonik, die Maßnahmen 436-01 und 437-01 umzusetzen, und zwar nicht wie im Konsultationsdokument geplant erst 2026, sondern bereits bis 2021.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 05.04.2017 das überarbeitete zweite Konsultationsdokument als zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 an die Bun-

desnetzagentur übergeben und auf der Internetseite des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber eingestellt.

Darin setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Forderung auseinander, die Inbetriebnahmezeitpunkte der für die Kraftwerksprojekte in Heilbronn und im Raum Ulm notwendigen Ausbaumaßnahmen vorzuziehen. Sie verweisen darauf, dass für diese Maßnahmen die üblichen in Kapitel 3.3 dargelegten Realisierungszeiträume zugrunde gelegt wurden und dies auch sachgerecht sei.

Auf die weiteren Stellungnahmen aus der zweiten Konsultation gehen die Fernleitungsnetzbetreiber nicht näher ein, da die vorgebrachten Argumente nicht im Zusammenhang mit der Überarbeitung des Netzentwicklungsplans in Folge der Teilneubescheidung des Szenario-rahmens stünden.

#### **f) Zweiter Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur**

Am 10.04.2017 veröffentlichte die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 sowie die Projektsteckbriefe. Die Bundesnetzagentur gab den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern bis zum 05.05.2017 Gelegenheit zur Äußerung (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG). Insgesamt gingen sechs Stellungnahmen ein. Sie stehen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Download bereit. Folgende Konsultationsteilnehmer haben Stellungnahmen eingereicht:

<b>Name</b>	<b>Gruppe</b>
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Konzern
Evonik	Industrie
Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)	Verband
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	VNB
Netze BW	VNB
Nord Stream 2 AG	Sonstiges

Die EnBW AG und die Netze BW kritisieren die Transparenz des Konsultationsprozesses und die Nachvollziehbarkeit der Netzausbaumaßnahmen.

Weiterhin bittet die Nord Stream 2 AG um eine angemessene Berücksichtigung von Nord Stream 2 im Netzentwicklungsplan.

Laut Main-Donau Netzgesellschaft solle die dezentrale Entwicklung in den Verteilnetzen stärker berücksichtigt werden.

Außerdem macht die INES Änderungsvorschläge zu den im Netzentwicklungsplan zugrunde gelegten Planungsprämissen in Bezug auf den Ansatz für Gasspeicher.

Die Main-Donau Netzgesellschaft schlägt hinsichtlich des Versorgungssicherheitsszenarios die Verankerung einer rechtzeitigen und engen Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den an ihrem Netz liegenden Verteilernetzbetreibern im Netzentwicklungsplan vor.

#### **g) Zweite Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber**

Zwischen dem 09.05.2017 und dem 23.05.2017 hatten alle Fernleitungsnetzbetreiber die Gelegenheit, sich schriftlich zur beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur zu äußern. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben über ihren Verband der Fernleitungsnetzbetreiber sowohl am 18.05.2017 sowie ergänzend dazu am 23.05.2017 Stellung bezogen. Zunächst verweisen sie auf ihre erste Stellungnahme vom 18.10.2016, in der sie sich gegen die Herausnahme der im Zusammenhang mit der Nord Stream-Erweiterung stehenden Maßnahmen gewandt haben. Sie schildern ein erhebliches Risiko von Projektverzögerungen, was negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hätte. Anstatt der von der Bundesnetzagentur vorgesehenen Regelung schlagen sie vor, die Maßnahmen im Netzentwicklungsplan zu belassen und mit folgender Auflage zu verstehen:

*„1. Bis der erforderliche Planfeststellungsbeschluss nach § 43 S. 1 Nr. 2 EnWG sowie die Genehmigungen nach § 133 Abs. 1 BBergG für die Nord Stream 2 Pipeline vorliegen, werden die FNB die Umsetzung der Maßnahmen maximal in Form von Planungs- und Genehmigungsaktivitäten weiter verfolgen.*

*2. Weitere kostenauslösende Maßnahmen, die über die Planung und Genehmigung hinausgehen und für eine rechtzeitige Inbetriebnahme der Maßnahmen erforderlich sind, sind erst nach der Erteilung der in Ziffer 1 genannten Genehmigungen zulässig.“*



In ihrer ergänzenden Stellungnahme führen die Fernleitungsnetzbetreiber die aktuellen Erkenntnisse zur L-Gas Versorgung, insbesondere zur Gasproduktion in den Niederlanden und in Deutschland an und prognostizieren negative Folgen für die Marktraumumstellung in Deutschland, sollte es bei der vorgesehenen Vorgabe bleiben.

#### **h) 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>9</sup> Änderungsbedarf besteht jedoch bezüglich einzelner Maßnahmen.<sup>10</sup>

### **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 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:

---

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

<sup>10</sup> Siehe Abschnitt D.

Vor der Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans bei der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung gegeben.<sup>11</sup> Die hierfür erforderlichen Informationen haben sie auf der Internetseite ihres Verbandes zur Verfügung gestellt. Seit Beginn der Konsultationsphase am 15.02.2016 stehen neben dem Konsultationsdokument auch die dazugehörigen Anlagen, insbesondere die Input- und Maßnahmenlisten bzw. die Angaben dazu in der Datenbank sowie der Netzausbauvorschlag, zum Download bereit.

Kapitel 1.3 der am 01.04.2016 sowie am 05.04.2017 vorgelegten Entwürfe zum Netzentwicklungsplan enthält eine zusammenfassende Darstellung, wie die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung im Netzentwicklungsplan 2016-2026 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**

### **a) 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>12</sup> ausreichend berücksichtigt. Bei der in den Szenariorahmen 2016 und den vorliegenden Netzentwicklungsplan eingegangenen Fassung handelt es sich

<sup>11</sup> Siehe oben Ausführungen zu „Erstes Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber“ (I.B.2.a)) und „Zweites Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber“ (I.B.2.e)).

<sup>12</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.

um den Ten-Year Network Development Plan 2015 (TYNDP). Der von der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) erstellte TYNDP wurde am 23.07.2015 an die europäische Regulierungsbehörde ACER übermittelt, welche dann ihre Opinion am 20.10.2015 abgegeben hat. 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>13</sup> Wegen des bisher noch bestehenden Zeitverzugs der europäischen und nationalen Prozesse sind allerdings punktuell Aktualisierungen angezeigt.

Unter Rückgriff auf die Konsultationsergebnisse zum Szenariorahmen 2016 und zum Netzentwicklungsplan 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die seitens der ENTSO-G im TYNDP getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Grenzübergangskapazitäten aktualisiert. Ebenso erfolgte ein Abgleich mit den Werten, die im Zusammenhang mit in Planung oder bereits im Bau befindlichen Gasinfrastrukturen angesetzt wurden.

## **b) Grundlagen der Modellierung**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzausbaubedarf auf Basis der im Szenariorahmen vorgegebenen Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 berechnet. Der vorgelegte Netzausbauvorschlag basiert auf den Ergebnissen der Modellierungsvariante Q.2 und den darin enthaltenen Maßnahmen.

Hinsichtlich des Gasbedarfsszenarios, das den beiden Modellierungsvarianten zu Grunde liegt, sieht die Bundesnetzagentur für den vorgelegten Netzentwicklungsplan keinen Änderungsbedarf. Selbiges gilt für die Eingangsparameter der Modellierung. Diesbezüglich sei darauf hingewiesen, dass die beiden Modellierungsvarianten – abgesehen von den Annahmen zu den Grenzübergangspunkten im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung – auf den gleichen Eingangsparametern basieren.

### **(1) Annahmen zum Gasbedarfsszenario**

Im Gegensatz zu den vorangegangenen Prozessen zur Erstellung des Netzentwicklungsplans wurde im diesjährigen Planungsprozess anstatt drei Gasbedarfsszenarien nur noch ein Referenzszenario untersucht. Grundlage beider Modellierungsvarianten ist das mittlere Gasbedarfsszenario (Szenario II). Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Fern-

---

<sup>13</sup> Siehe Bestätigung zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014, S. 43.

leitungsnetzbetreiber, dass dieses Szenario die plausibelsten Annahmen zur Entwicklung des zukünftigen Gasbedarfs enthält.

## **(2) Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern**

Der in der Bestätigung des Szenariorahmens 2016 enthaltenen Vorgabe, in beiden Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 die Bedarfe der Verteilernetzbetreiber mit den gleichen Parametern anzusetzen, sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen.

Wie von der Bundesnetzagentur angeordnet, haben die Fernleitungsnetzbetreiber in beiden Varianten als Startwert die internen Bestellwerte für das Jahr 2016 angesetzt. Für die Prognose des Kapazitätsbedarfs haben die Fernleitungsnetzbetreiber bis zum Jahr 2021 die plausibilisierte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber zu Grunde gelegt. Ab dem Jahr 2022 wird diese bis zum Jahr 2026 konstant auf dem Wert des Jahres 2021 fortgeschrieben.

Die Bundesnetzagentur vernimmt nunmehr weitgehend Einigkeit zu der Frage, auf welche Weise der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber adäquat prognostiziert werden kann. Wie dargelegt, wird er bis zum Jahr 2021 in beiden Modellierungsvarianten über die plausibilisierte Langfristprognose berücksichtigt. Hierbei wird laut Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin das Ziel verfolgt, nach der Fertigstellung der geplanten Netzausbaumaßnahmen die von den Verteilernetzbetreibern benötigten Kapazitäten unbefristet und auf fester Basis zur Verfügung zu stellen. Die Bundesnetzagentur wird die Einhaltung dieser Zielsetzung überprüfen.

Immer noch nicht dargestellt haben die Fernleitungsnetzbetreiber, ab welchen konkreten Zeitpunkten durch welche Maßnahmen die von den nachgelagerten bisher nicht fest zugesagten internen Bestellungen durch Netzausbau fest zugesagt werden können. Insbesondere erstere Information ist von großer Bedeutung für die nachgelagerten Netzbetreiber, was durch die Stellungnahmen in den Konsultationen abermals zum Ausdruck kam.

## **(3) Annahmen zu Gaskraftwerken**

Die dem Netzentwicklungsplan zugrundeliegenden Annahmen zu den Gaskraftwerken sind nicht zu beanstanden. Dies gilt sowohl bezüglich der Frage, welche Gaskraftwerke die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung berücksichtigt haben, als auch für die Frage, wie die Modellierung erfolgte.

Bei der Modellierung der Gaskraftwerke ist zwischen Bestandskraftwerken und Neubaukraftwerken zu unterscheiden.

Die Bestandskraftwerke werden weiter differenziert nach für das Stromnetz systemrelevanten und nicht-systemrelevanten Kraftwerken. Systemrelevant sind diejenigen Kraftwerke, die die Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur als solche definiert haben. Voraussetzung für die Benennung ist, dass die Verfügbarkeit dieser Kraftwerke für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Stabilität des Übertragungsnetzes als potenziell erforderlich angesehen wird und sie damit für die Sicherung eines ungefährdeten Stromnetzbetriebs notwendig sind.

Die systemrelevanten Bestandskraftwerke haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur in der Bestätigung des Szenariorahmens zur dauerhaften Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bis zum Modellierungszieljahr 2026 weitergeführt, es sei denn, es erfolgt ein Rückbau gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.<sup>14</sup> Dabei haben die Fernleitungsnetzbetreiber je nach aktueller Kapazitätsversorgung entweder die bestehende feste Kapazität bis zu den Jahren 2021 und 2026 fortgeführt bzw. bei nicht fester Versorgung haben sie das Kraftwerksprodukt fDZK der Modellierung der jeweiligen Zieljahre 2021/2026 zu Grunde gelegt. Ausgenommen hiervon sind die bivalent befeuerten Kraftwerke.

Die nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerke sind von den Fernleitungsnetzbetreibern bis zum Ende ihrer planerischen Laufzeit von 45 Jahren in die Modellierung einbezogen worden. Über das Ende dieser Laufzeit hinaus fanden sie dann Berücksichtigung, wenn davon ausgegangen werden konnte, dass sie am gleichen Standort mit gleicher Leistung ersetzt werden. Dies wurde grundsätzlich aber nur bei Standorten mit Fernwärmeversorgung angenommen. Die Modellierung der nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerke erfolgte mit der bestehenden Kapazität und dem entsprechenden Kapazitätsprodukt.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass diejenigen Kraftwerke, die nicht an das Fernleitungsnetz, sondern an nachgelagerte Verteilernetze angeschlossen sind, im Rahmen der internen Bestellung und der plausibilisierten 10-Jahres-Kapazitätsprognose des nachgelagerten Netzbetreibers berücksichtigt worden sind.

---

<sup>14</sup> Dies betrifft aktuell das Kraftwerk Staudinger IV (BNetzA-Kraftwerksnr. BNA0374).

Zu den Neubaukraftwerken zählen die in Bau sowie die in Planung befindlichen Kraftwerke. Gemäß der Bestätigung zum Szenariorahmen 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber für die Modellierung der Neubaukraftwerke das fDZK-Produkt verwendet.

#### **(a) Modellierung von Neubaukraftwerken in Süddeutschland**

Bei der Modellierung von Neubaukraftwerken ist die aktuelle Diskussion um die Beschaffung von Reservekapazitäten in Süddeutschland zu berücksichtigen.

Diese stellte sich im Zeitpunkt der Bestätigung des Szenariorahmens 2016 wie folgt dar: In ihren „Eckpunkten für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ vom 01.07.2015 haben die Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD beschlossen, ab 2021 ein Segment von bis zu 2 GW neuer, schnell startfähiger und flexibler Kraftwerke in Süddeutschland als Teil einer Reservelösung zu errichten.

Dies wurde zunächst im Gesetzentwurf für das Strommarktgesetz vom 14.09.2015 (Gesetzentwurf der Bundesregierung für die Länder- und Verbändeanhörung)<sup>15</sup> konkretisiert. In § 13d Abs. 2 EnWG-E war vorgesehen, als Teil der Netzreserve ab dem Winterhalbjahr 2021/22 bis zu 2 GW neue Erzeugungsanlagen in Bayern und Baden-Württemberg zu errichten. Der Bedarf für diese Anlagen sollte durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Analysen nach der Netzreserveverordnung (bislang Reservekraftwerksverordnung) festgestellt und durch die Bundesnetzagentur bestätigt werden. Anschließend sollten die Anlagen in einem Ausschreibungsverfahren mit Gebotstermin 30.04.2017 beschafft und für den Erbringungszeitraum vom 01.10.2021 – 30.09.2036 vertraglich gebunden werden.

In der verabschiedeten Fassung des Strommarktgesetzes vom 26.07.2016 (BGBl. Teil I 2016 Nr. 37 vom 29.07.2016, S. 1786) fanden sich deutlich geänderte Regelungen. Der neu eingeführte § 13k EnWG sah vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber selbst Erzeugungsanlagen im Umfang von bis zu 2 GW als sog. Netzstabilitätsanlagen errichten und betreiben können. Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur am 15.02.2017 auf der Basis des § 13k EnWG einen Bericht zum Bedarf an Netzstabilitätsanlagen zur Prüfung vorgelegt.<sup>16</sup> Darin untersuchen die Übertragungsnetzbetreiber konkret die Situation im Winter 2022/23, da dieser netztechnisch den Worst Case der Jahre 2020 - 2025 darstelle, und kommen zu dem Ergebnis, dass ein Bedarf an Netzstabilitätsanlagen in

<sup>15</sup> Abrufbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

<sup>16</sup> Bericht der ÜNB – Bedarf an Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG, abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/UeNB\\_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/UeNB_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

Höhe von rund 2 GW (elektrisch) bestehe. Der Bericht macht keine konkreten Angaben zu möglichen Standorten. Um wirksam zu sein, müssten die Netzstabilitätsanlagen lediglich südlich der maßgeblichen Stromnetzengpässe belegen sein, in einem Gebiet, das Bayern, Baden-Württemberg und Südhessen umfasst. Im Anhang zu dem Bericht formulieren die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich die Anforderung, dass die Anlagen bis zum Winter 2021/22 realisierbar sein müssen. Die Bundesnetzagentur hat diesen Bericht geprüft und am 31.05.2017 einen Bedarf für Netzstabilitätsanlagen in Höhe von lediglich 1,2 GW (elektrisch) bestätigt.<sup>17</sup>

Kurze Zeit später änderte sich die gesetzliche Grundlage abermals. Mit dem am 22.07.2017 in Kraft getretenen Netzentgeltmodernisierungsgesetz wurde der § 13k EnWG in einen neuen § 11 Abs. 3 EnWG umgewandelt. Dieser sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber besondere netztechnische Betriebsmittel vorhalten können, um bei einem örtlichen Ausfall von Betriebsmitteln die Systemsicherheit wiederherzustellen. Dies können unter anderem Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie sein. Mit der Errichtung und dem Betrieb dieser Betriebsmittel sind Dritte zu beauftragen, wobei diese Aufträge in wettbewerblichen und transparenten Verfahren vergeben werden müssen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, vor einer solchen Beschaffung der Bundesnetzagentur Analysen zur Erforderlichkeit der Betriebsmittel sowie ein Beschaffungskonzept vorzulegen.

Eine Benennung von Bundesländern als mögliche Standorte erfolgt nicht. Das Beschaffungsverfahren ist noch nicht weiter konkretisiert. Der konkrete Erbringungszeitraum, für den die besonderen netztechnischen Betriebsmittel vorgehalten werden sollen, ist nicht mehr explizit geregelt.

Sollten die Übertragungsnetzbetreiber solche besonderen netztechnischen Betriebsmittel vorhalten wollen, müssten sie also ggf. erneute Bedarfsanalysen erstellen, ein Beschaffungsverfahren entwickeln und die Beschaffung durchführen. Solange diese Prozessschritte nicht abgeschlossen sind, kann noch keine Aussage über die konkreten Kraftwerksprojekte getroffen werden, die letztendlich ggf. realisiert werden sollen. Der Abschluss eines möglichen Beschaffungsverfahrens ist realistischerweise nicht vor Ende 2018 zu erwarten.

Für die Gasnetzentwicklungsplanung ergibt sich aus den neuen gesetzlichen Regelungen die Herausforderung, dass die Realisierung mehrerer Kraftwerksprojekte – insbesondere in

---

<sup>17</sup> Bericht der BNetzA – Bedarf an Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG, abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/BNetzA\\_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3)



Bayern und Baden-Württemberg – mit Unsicherheit behaftet ist. Zum Zeitpunkt der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 lagen den Fernleitungsnetzbetreibern Gasnetzanschlussanfragen für Kraftwerksprojekte in Süddeutschland mit einer Leistung von insgesamt rund 13,8 GWh/h (ca. 5,5 GW elektrische Leistung) vor.

Es muss einerseits sichergestellt werden, dass für in der Zukunft tatsächlich realisierte Kraftwerke rechtzeitig der notwendige Netzausbau durchgeführt wird, um diese Kraftwerke mit Gas zu versorgen. Andererseits ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur aber auch wichtig, das Gasnetz nur für solche Kraftwerke auszubauen, die auch tatsächlich realisiert werden, um die Netznutzer vor den sonst anfallenden Kosten zu schützen.

Welche in Planung befindlichen Kraftwerke die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung berücksichtigt haben, bestimmt sich vor diesem Hintergrund nach einem differenzierten Kriterienkatalog. Maßgeblich ist, ob die Kraftwerksbetreiber bis zum 14.08.2016 Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV gestellt haben. Gegenüber der Vorgehensweise in den Vorjahren wurde das Vorliegen von Anschlussbegehren nach § 9 KraftNAV nun nicht mehr betrachtet. Um die Berücksichtigung von Neubauprojekten in einem angemessenen Rahmen zu halten, hatte die Bundesnetzagentur in ihrer Bestätigung des Szenariorahmens aufgegeben, bei den Anfragen nach § 38 GasNZV zusätzlich ein zeitliches Ausschlusskriterium anzuwenden. Demnach sollten die Fernleitungsnetzbetreiber nur solche Kraftwerke mit Anfragen nach § 38 GasNZV berücksichtigen, bei denen die Inbetriebnahme vor 2020 geplant ist. Hierdurch sollte sichergestellt werden, dass nur solche Kraftwerksprojekte in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden, deren Realisierung hinreichend wahrscheinlich ist. Gegen diese Entscheidung waren zwei Unternehmen gerichtlich vorgegangen und haben mit der Bundesnetzagentur am 09.11.2016 einen Vergleich vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf geschlossen. Daraufhin hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern mit ihrer Teilneubescheidung der Bestätigung des Szenariorahmens 2016 vom 03.01.2017 aufgegeben, die beiden Kraftwerksprojekte Altbach und Heilbronn zusätzlich in den Netzentwicklungsplan 2016-2026 aufzunehmen. Dabei haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Modellierung eine von ihnen entwickelte Clusterbildung für die Kraftwerksprojekte im süddeutschen Raum zugrunde gelegt. Diese trägt dem Umstand Rechnung, dass die Projekte in Konkurrenz zueinander stehen und voraussichtlich nicht alle realisiert werden. Dabei haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf der Grundlage der netztechnischen Situation drei regionale Cluster gebildet. Sie haben für die Modellierung angenommen, dass in jedem der Cluster neue Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt maximal 1,8 GW elektrischer Leistung realisiert werden. In der Praxis führt diese Clusterbildung dazu, dass Kraftwerksanfragen im Raum Ulm (Projekte Leipheim, Gundelfingen, Alt-

bach) nicht mit ihrer vollen angefragten Leistung in der Modellierung berücksichtigt wurden. Die anderen berücksichtigten Kraftwerksprojekte wurden trotz der Clusterung de facto jeweils mit ihrer vollen Leistung angesetzt, da in den entsprechenden Clustern in der Summe jeweils nur Anfragen mit weniger als 1,8 GW elektrischer Leistung vorlagen.

Um der Unsicherheit über die Realisierung der Kraftwerksprojekte weiter Rechnung zu tragen, hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern in der Teilneubescheidung zum Szenariorahmen aufgegeben, im überarbeiteten Netzentwicklungsplan die Modellierungsergebnisse möglichst genau den jeweiligen Kraftwerksprojekten zuzuordnen. Es sollte zu erkennen sein, welche der modellierten Netzausbaumaßnahmen für welches Kraftwerksprojekt erforderlich sind.

Dem sind die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 7.3 des Netzentwicklungsplans teilweise nachgekommen und haben konkret folgende Ausbaumaßnahmen bzw. Änderungen an Ausbaumaßnahmen einem oder mehreren Kraftwerksprojekten des Clusters 2 (Region Ulm) zugeordnet:

- 401-01 Erweiterung GDRM-Anlage Wertingen: erforderlich im Zusammenhang mit den Projekten Leipheim, Gundelfingen und Altbach,
- 402-01 Leitung Wertingen-Kötz: erforderlich im Zusammenhang mit den Projekten Leipheim, Gundelfingen und Altbach,
- 450-01 Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule: erforderlich im Zusammenhang mit dem Projekt Altbach,
- 418-02 Erweiterung VDS Scharrenstetten, 2. Verdichtereinheit: ggf. erforderlich im Zusammenhang mit dem Projekt Altbach.

Darüber hinaus sind ausweislich der Ausführungen in Kapitel 7.2, in den Projektsteckbriefen sowie in den Gesprächen zwischen der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern folgende Maßnahmen bzw. Änderungen an Maßnahmen eindeutig einem Kraftwerksprojekt zuzuordnen:

- 116-02 GDRM-Anlage Raum Heilbronn, Erhöhung der Anlagenleistung von 150.000 m<sup>3</sup>/h auf 200.000 m<sup>3</sup>/h: erforderlich im Zusammenhang mit dem Projekt Heilbronn,
- 449-01 Verlängerung Anbindung Heilbronn: erforderlich im Zusammenhang mit dem Projekt Heilbronn,

- 451-01 Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein: erforderlich im Zusammenhang mit dem Projekt Heilbronn,
- 417-02 VDS Nordschwarzwaldleitung, 2. Verdichtereinheit: erforderlich im Zusammenhang mit dem Projekt Heilbronn.

Vor dem Hintergrund der weiterhin bestehenden Unsicherheit über die tatsächlichen Standorte der besonderen netztechnischen Betriebsmittel 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 Projekte würde auch der Bedarf für die entsprechenden Maßnahmen entfallen.

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 in der Regel auf einen sechsstelligen Betrag. Erst bei einer Bestellung von Anlagenteilen und anderen Assets 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 somit davon auszugehen, dass ein eventuelles Beschaffungsverfahren für besondere netztechnische Betriebsmittel abgeschlossen sein wird und somit auch die konkreten Standorte feststehen werden, bevor die Fernleitungsnetzbetreiber diese Investitionen tätigen müssten.

Würde die Bundesnetzagentur auf der Grundlage des unsicheren Bedarfs eine Ausnahme der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan fordern, so könnten sich im Falle einer Realisierung einzelner Kraftwerksprojekte unter Umständen Verzögerungen bei deren Gasnetzanbindung ergeben. Solche Verzögerungen könnten wiederum für die jeweils betroffenen Kraftwerksprojektierer zu Nachteilen in von den Übertragungsnetzbetreibern ggf. durchzuführenden Beschaffungsverfahren führen. Der Zeitplan bis zur bisher nach § 13k EnWG von den Übertragungsnetzbetreibern avisierten Realisierung der Netzstabilitätsanlagen im Winter 2021/22 ist knapp bemessen. Es ist bis auf weiteres davon auszuge-

hen, dass die Übertragungsnetzbetreiber auch unter der neuen gesetzlichen Grundlage versuchen werden, an diesem Zeitplan festzuhalten. Eine baldige Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen ist nach Aussage der jeweils zuständigen Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund der teilweise noch durchzuführenden Genehmigungsverfahren nur dann möglich, wenn im Sommer 2017 mit den Planungsarbeiten begonnen wird.

Zwar ist der Sachverhalt scheinbar ähnlich gelagert wie bei den Maßnahmen im Zusammenhang mit der Nord Stream-Erweiterung. In beiden Fällen handelt es sich um Gasnetzausbaumaßnahmen, für die ein Bedarf nur besteht, wenn ein anderes Infrastrukturprojekt, welches nicht Teil des Netzentwicklungsplans Gas ist, realisiert wird. In beiden Fällen besteht zum aktuellen Zeitpunkt noch Unsicherheit über die Realisierung des bedarfsauslösenden Infrastrukturprojektes. Dennoch bestehen zwischen den Sachverhalten so gravierende Unterschiede, dass sich die Bundesnetzagentur entschieden hat, der Unsicherheit in diesen beiden Fällen auf unterschiedlichem Wege Rechnung zu tragen.

Analog zum Vorgehen bei den Maßnahmen im Zusammenhang mit der Nord Stream-Erweiterung wäre grundsätzlich auch eine Herausnahme der Projekte aus dem Netzentwicklungsplan und deren Wiederaufnahme unter einer Bedingung denkbar gewesen. Eine sinnvolle Bedingung hätte dabei auf die erfolgte Auswahl einzelner Kraftwerksstandorte im Rahmen eines Beschaffungsverfahrens für besondere netztechnische Betriebsmittel abstellen müssen. Allerdings ist mit dem Abschluss eines solchen Beschaffungsverfahrens, wie oben ausgeführt, frühestens Ende 2018 zu rechnen. Wenn aber bis dahin keine weiteren Planungsschritte für die Gasnetzausbaumaßnahmen getätigt würden, weil die Projekte nicht Teil des verbindlichen Netzentwicklungsplans wären, wäre eine fristgerechte Fertigstellung des Gasnetzausbaus bis zu den Jahren 2021/22 sehr unwahrscheinlich. Eine rechtzeitige Verfügbarkeit der Kraftwerksprojekte mit entsprechender Brennstoffversorgung bis zu den Jahren 2021/22 könnte aber voraussichtlich im Rahmen des Beschaffungsverfahrens ein wichtiges Auswahlkriterium für die Kraftwerksstandorte sein. Somit könnte das Aufstellen einer Bedingung – zumindest bei einigen Kraftwerksprojekten und den damit verbundenen Netzausbaumaßnahmen – deren Eintritt unmöglich machen. Aus diesem Grunde kam ein solches Vorgehen im Falle der Kraftwerksprojekte in Süddeutschland nicht in Betracht.

Darüber hinaus sind die Anschlusspetenten von neuen Gaskraftwerken – anders als die Betreiber vorgelagerter Pipelinesysteme – nach dem derzeit geltenden Rechtsrahmen in § 39 GasNZV privilegierte Anschlusskunden. Für deren Kapazitätsbedarf müssen die Fern-

leitungsnetzbetreiber im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren den erforderlichen Netzausbau umsetzen.

§ 39 Abs. 3 GasNZV sieht eine Beteiligung des Kraftwerksprojektierers an den Planungskosten des Fernleitungsnetzbetreibers über eine Planungspauschale vor. Diese ist gemäß § 39 Abs. 3 S. 1 in dem Zeitraum zwischen Abschluss des Verfahrens zur Kapazitätsbedarfsermittlung nach § 17 GasNZV und dem Zeitpunkt der verbindlichen langfristigen Buchung der Kapazität zu zahlen. Das Verfahren zur Kapazitätsbedarfsermittlung nach § 17 GasNZV ist inzwischen im Prozess der Netzentwicklungsplanung aufgegangen. Es ist somit mit Eintritt der Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans abgeschlossen. Der Netzentwicklungsplan erlangt seine Verbindlichkeit unmittelbar nach Bekanntgabe eines Änderungsverlangens durch die Bundesnetzagentur bzw. bei Verzicht auf ein Änderungsverlangen drei Monate nach der Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses.

Im vorliegenden Fall haben die Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur dargelegt, dass sie unmittelbar nach Bekanntgabe des Änderungsverlangens in die Planungs- und Genehmigungsverfahren für die Netzausbaumaßnahmen starten würden. Somit werden auch bereits kurzfristig entsprechende Kosten anfallen. Um die Kostenbelastung für die anderen Netznutzer abzumildern, sieht es die Bundesnetzagentur im vorliegenden Fall als sachgerecht an, dass die Kraftwerksprojektierer binnen zwei Monaten nach Bekanntgabe des Änderungsverlangens die Zahlung der Planungspauschale vornehmen. Durch diese Zahlung können die Kraftwerksprojektierer darüber hinaus angesichts der geschilderten Unsicherheiten ihr ernsthaftes Interesse an der Fortführung ihrer Projekte dokumentieren. Eine weitere Verzögerung der Planungs- und Genehmigungsverfahren dürfte, wie oben ausgeführt, auch nicht im Interesse der Kraftwerksprojektierer sein.

Die Bundesnetzagentur weist vorsorglich darauf hin, dass im Falle einer Nicht-Realisierung einzelner Kraftwerksprojekte auch der Bedarf für die entsprechenden Ausbaumaßnahmen entfällt. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei dem Wegfall von Kraftwerksprojekten von der Durchführung der durch diese ausgelösten Maßnahmen absehen. Dieses Verständnis haben die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber in diversen Erörterungsterminen auch bestätigt und zugesagt, das Gasnetz nur für verbindlich zu realisierende Kraftwerksprojekte auszubauen. Schließlich verweist die Bundesnetzagentur auf die Möglichkeit des Widerrufs dieser Entscheidung entsprechend des Tenors zu III. In diesem Zusammenhang wird die Bundesnetzagentur insbesondere würdigen, ob die Kraftwerksprojektierer ihrer Pflicht zur Zahlung der Planungspauschale gemäß § 39 Abs. 3 GasNZV innerhalb der oben genannten Frist nachkommen. Im Übrigen wird auf

die Auflage verwiesen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber diese Informationen der Bundesnetzagentur zur Kenntnis bringen müssen (vgl. im Einzelnen Tenor zu I.2.c. sowie Abschnitt E.).

In den Konsultationen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 haben mehrere Teilnehmer den Wunsch geäußert, die Fernleitungsnetzbetreiber sollten einzelne Maßnahmen schneller als geplant realisieren. Damit Kraftwerke eine realistische Chance hätten, als Netzstabilitätsanlage nach § 13k EnWG ausgewählt zu werden, müssten die entsprechenden Netzausbaumaßnahmen im Sommer 2021 fertiggestellt sein, um einen Dauerbetrieb der Kraftwerke rechtzeitig zum Beginn des Winters 2021/22 zu ermöglichen. Dies betrifft konkret die Maßnahmen Verlängerung Anbindung Heilbronn (449-01), Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein (451-01) und VDS Nordschwarzwaldleitung, 2. Verdichtereinheit (417-02) für das Kraftwerk Heilbronn (geplante Inbetriebnahme jeweils 12/2021) sowie die Maßnahme Leitung Wertingen-Kötz (402-01) (geplante Inbetriebnahme 12/2022) für die Kraftwerke des Clusters 2 (Region Ulm).

Die Fernleitungsnetzbetreiber begegnen dieser Forderung im 2. Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 mit dem Hinweis, ihr Vorgehen sei sachgerecht, denn sie hätten bei der Planung der Maßnahmen die in Kapitel 3.3 des Netzentwicklungsplans dargestellten Realisierungszeiträume zugrunde gelegt. Diese sehen für Leitungen und Verdichter eine Maßnahmenlaufzeit von fünf bis sieben Jahren vor.

Die Bundesnetzagentur hat zu den in Rede stehenden Maßnahmen Rücksprache mit den jeweils verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreibern gehalten. Diese haben nachvollziehbar dargelegt, dass eine frühzeitigere Realisierung der Maßnahmen insbesondere aufgrund der notwendigen Genehmigungsverfahren nicht umgesetzt werden kann. Vor diesem Hintergrund hält die Bundesnetzagentur es auch nicht für sachgerecht, eine frühzeitigere Realisierung der Maßnahmen zu verlangen. Darüber hinaus ist der Zeitplan zur möglichen Errichtung von neuen Gaskraftwerken als besonderen netztechnischen Betriebsmitteln zum aktuellen Zeitpunkt angesichts der gerade erst novellierten Gesetzesgrundlage noch mit deutlichen Unsicherheiten behaftet und die Notwendigkeit für Netzstabilitätsanlagen wurde im Bericht der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13k EnWG erst für den Winter 2022/2023 ermittelt.

**(b) Modellierung von Kraftwerken mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (fDZK)**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für das systemrelevante Bestandskraftwerk Rheinhausen-Dampfkraftwerk Karlsruhe Block 4 (Kraftwerksnr. BNA0514), für das am gleichen Standort geplante neue Kraftwerk Rheinhausen-Dampfkraftwerk Karlsruhe Block 6 (Kraftwerksnr. BNAP092) sowie für das geplante neue Kraftwerk Heilbronn in der Modellierung den Grenzübergangspunkt Wallbach als Zuordnungspunkt für das fDZK-Produkt verwendet. Die Verwendung des Grenzübergangspunktes Wallbach als Zuordnungspunkt für diese drei Kraftwerksblöcke ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht zu beanstanden.

Neue und systemrelevante Bestandskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz sind im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 wie auch schon in den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen mit fester dynamisch zuordenbarer Kapazität (fDZK) zu modellieren, sofern keine FZK verfügbar ist. Das fDZK-Produkt bedeutet einen unterbrechbaren Zugang zum virtuellen Handelspunkt des eigenen Marktgebietes sowie im Falle einer Unterbrechung dieses Zugangs eine feste Kapazität zu einem Speicher oder alternativen virtuellen Handelspunkt. Hierzu werden jedem Kraftwerk ein oder mehrere Punkte (Speicher/Grenzübergangspunkte/Marktgebietsübergangspunkte) zugeordnet, zu denen im Unterbrechungsfall eine feste Kapazität dargestellt werden muss. Erneut wird darauf hingewiesen, dass es im Netzentwicklungsplan um das fDZK-Produkt als Planungsprämisse geht. Die Vermarktung von fDZK-Produkten ist nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans.

In ihrer Entscheidung zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 vom 16.10.2013 hatte die Bundesnetzagentur die Verwendung des Grenzübergangspunktes Wallbach als Zuordnungspunkt für Kraftwerke abgelehnt. Dabei argumentierte die Bundesnetzagentur, dass bei dem fDZK-Produkt die Kraftwerke zur Gewährleistung einer festen Versorgung im Unterbrechungsfall eine valide und marktbasierte Möglichkeit zur Absicherung benötigen. Um dies zu gewährleisten, muss der gewählte Zuordnungspunkt, sofern es sich um einen Grenzübergangspunkt handelt, einen Zugang zu einem liquiden Handelsmarkt bieten. An dieser Einschätzung hält die Bundesnetzagentur im Grundsatz weiter fest. Der Zugang zu einem liquiden Handelsmarkt ist für Kraftwerke notwendig, damit sie im Wettbewerb am Strommarkt keine maßgeblichen Nachteile durch eine nicht sichere Gasversorgung bzw. durch signifikant höhere Gasbeschaffungskosten haben.

In ihrer Entscheidung zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 hat die Bundesnetzagentur diese Bedingung für den Grenzübergangspunkt Wallbach als nicht er-

füllt eingeschätzt. Der schweizerische Markt verfügte zum damaligen Zeitpunkt nicht über einen (liquiden) virtuellen Handelspunkt. Auch der mittelbare Zugang zum italienischen Markt unter Nutzung der schweizerischen Transitgaspipeline wurde durch die Bundesnetzagentur aufgrund der damaligen Marktkonditionen und Netzinfrastruktur als nicht gesichert angesehen.

Im Netzentwicklungsplan 2016-2026 argumentieren die Fernleitungsnetzbetreiber, dass sich die Situation am italienischen und schweizerischen Gasmarkt seit der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2014 geändert habe bzw. sich in naher Zukunft ändern werde. So hätten sich die Liquidität sowie das Produktangebot am italienischen virtuellen Handelspunkt PSV verbessert. Der italienische Handelsmarkt habe bereits im Jahr 2013 die Kriterien des Gas Target Models nahezu erfüllt. Durch das gemeinsame Reverse-Flow-Projekt der Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas, Flux-Swiss und Fluxys TENP von Italien über die Schweiz nach Deutschland würden zudem Einspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Wallbach in Höhe von bis zu 18 GWh/h zur Verfügung gestellt. Das schweizerische Bundesamt für Energie habe zudem im November 2015 eine Studie veröffentlicht, in der Grundlagen für einen Gesetzesentwurf zu regulatorischen Rahmenbedingungen für den schweizerischen Gasmarkt und Empfehlungen zur Einführung eines Entry-Exit-Systems in der Schweiz entwickelt wurden.

Die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) als Betreiberin bzw. Projektiererin der Kraftwerke in Karlsruhe und Heilbronn hingegen hat sich in einer Stellungnahme im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 durch die Bundesnetzagentur gegen eine Zuordnung der Kraftwerke zum Grenzübergangspunkt Wallbach ausgesprochen. Sie betrachtet die Annahme einer zukünftigen Flussumkehr aus Italien über die Schweiz nach Deutschland als spekulativ, da im Falle einer Kältewelle Gasmengen in Italien zur Versorgung sensibler Kunden zurückgehalten werden könnten. Zudem seien der Bau der notwendigen Deodorierungsanlage am Grenzübergangspunkt Wallbach und bei Ausfällen der Anlage resultierende Zusatzkosten kritisch zu sehen.

Für den schweizerischen Gasmarkt kann die Bundesnetzagentur zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine signifikante Verbesserung der Situation erkennen, ein liquider Handel findet dort weiterhin nicht statt. Für den mittelbar über die Schweiz zugänglichen italienischen virtuellen Handelspunkt PSV erkennt die Bundesnetzagentur an, dass er sich in den vergangenen Jahren positiv entwickelt hat.<sup>18</sup> So stuft etwa ACER auf Basis von Monitoring-

---

<sup>18</sup> Vgl. Monatsberichte auf <http://www.pegas-trading.com/pegas/news>



Daten aus dem Jahr 2015 den italienischen Markt ebenso wie die beiden deutschen Marktgebiete in die Gruppe „Advanced hubs“ ein.<sup>19</sup> Allerdings werden aktuell im börslichen Handel lediglich Terminkontrakte angeboten, der Spotmarkt findet ausschließlich außerbörslich (OTC) statt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich der Spotmarkt in den nächsten Jahren weiter entwickeln dürfte, u.a. forciert durch die kürzlich erfolgte Einführung eines untertägigen Bilanzierungssystems.<sup>20</sup> Zudem ist davon auszugehen, dass über die voraussichtlich im Jahr 2020 in Betrieb gehende TAP-Pipeline zusätzliche Gasmengen aus dem kaspischen Raum auf dem italienischen Markt gehandelt werden, die zu einer weiteren Steigerung der Liquidität beitragen werden.

Ein Transport von Gas vom italienischen virtuellen Handelspunkt nach Deutschland setzt den Zugang zum schweizerischen Transportsystem, konkret zur Transitgas-Pipeline vom Grenzübergangspunkt Griespass (IT-CH) zum Grenzübergangspunkt Wallbach (CH-DE) voraus. Diese wird derzeit nur in der Richtung Deutschland – Italien betrieben. Die Bundesnetzagentur geht aber davon aus, dass – wie auch von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgeführt – das Reverse Flow-Projekt in der Schweiz voraussichtlich im Jahr 2018 vollendet werden wird. Auf deutscher Seite werden mit der im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 enthaltenen Reversierung der TENP-Pipeline (ID-Nr. 305-02) voraussichtlich Ende 2020 die technischen Voraussetzungen für den Reverse Flow gegeben sein. Somit geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass in dem für die Modellierung maßgeblichen Jahr 2021 die physische Möglichkeit zum Gastransport von Italien über die Schweiz nach Deutschland bestehen wird.

Die in der Stellungnahme in der Konsultation eingebrachten Einwände der EnBW zu dieser Frage können aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht überzeugen. Für den Fall einer Krisensituation der Gasversorgung sehen die europäischen Regelwerke, insb. die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung Abhilfemaßnahmen wie z.B. eine Solidarität der Staaten untereinander vor. Würde man dem Argument stattgeben, so dürften im Übrigen nur noch innerdeutsche Zuordnungspunkte gewählt werden. Die Errichtung der Deodorierungsanlage am Grenzübergangspunkt Wallbach ist als Bestandteil des deutschen Netzentwicklungsplans Gas ebenfalls nicht als unsicher zu betrachten.

---

<sup>19</sup> Vgl. Präsentation von Bart Vereecke, ACER, Madrid Forum, 06.10.2016, abrufbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/en/events/madrid-forum>

<sup>20</sup> Vgl. <http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/barcelona/italy-approves-new-gas-balancing-market-for-october-26475135>

Schwieriger gestaltet sich hingegen aus Sicht der Bundesnetzagentur der vertragliche Zugang zur Transitgas-Pipeline. Derzeit unterliegt der Gasnetzzugang in der Schweiz keiner Regulierung, sondern geschieht auf verhandelter Basis. Zwar bereitet das schweizerische Bundesamt für Energie (BfE) derzeit einen Entwurf für ein Gasversorgungsgesetz vor, in dessen Rahmen u.a. Regeln für den Netzzugang und die Einführung eines Entry-Exit-Systems diskutiert werden. Es ist derzeit allerdings noch nicht absehbar, wann dieses Gesetz in Kraft treten wird, welche konkreten Inhalte es haben wird und ob die Regelungen auch auf die Transitgas-Pipeline Anwendung finden werden. Somit ist es auch noch nicht absehbar, auf welcher vertraglichen Basis die durch das Reverse Flow-Projekt neu geschaffenen Kapazitäten voraussichtlich vermarktet werden sollen.

Infolgedessen hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans weitere Informationen von der Beteiligten zu 14., der Beteiligten zu 2. sowie dem durchführenden Fernleitungsnetzbetreiber FluxSwiss eingeholt. Nach Aussage der FluxSwiss sind bereits zwei Drittel der durch das Reverse Flow-Projekt neu zu schaffenden Kapazitäten auf langfristiger Basis vermarktet. Die FluxSwiss beabsichtigt, die restlichen Kapazitäten auf kurzfristiger Basis über Auktionen und OTC zu vermarkten. Sie bietet in der Flussrichtung DE-IT bereits jetzt OTC-Produkte im vortägigen Handel an und beabsichtigt, auch untertägige Kapazitätsprodukte einzuführen. Die gleichen Produkte sollen in Zukunft auch für die Kapazitäten im Reverse Flow angeboten werden.

Somit wird aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich voraussichtlich ab 2018 die Möglichkeit bestehen, Gas auch kurzfristig in Italien zu beschaffen und über die Schweiz nach Deutschland zu transportieren. Allerdings sind die Kosten hierfür voraussichtlich höher, als dies bei einem direkten Zugang über einen Grenzübergangspunkt oder Marktgebietsübergangspunkt zu einem liquiden Handelsmarkt der Fall wäre, denn der Transportkunde muss an zwei Grenzen Kapazitäten buchen. Zudem sind die Kosten für den Netzzugang in der Schweiz angesichts des noch verhandelten Netzzugangs und der noch nicht absehbaren zukünftigen Regularien schlechter kalkulierbar. Ein am Strommarkt tätiges Kraftwerk müsste die gegenüber einer direkten Zuordnung zu einem liquiden Handelspunkt unter Umständen höheren Gasbeschaffungskosten in seine Gebote am Strommarkt einpreisen. Daraus würde dem Kraftwerk gegenüber anderen deutschen Gaskraftwerken gegebenenfalls ein Wettbewerbsnachteil entstehen. Für die drei in Rede stehenden Kraftwerksblöcke ergeben sich hieraus jedoch nach Einschätzung der Bundesnetzagentur keine maßgeblichen Nachteile, da diese gerade nicht bzw. in Zukunft nicht mehr am Strommarkt teilnehmen werden. Für das Bestandskraftwerk am Standort Karlsruhe (Block 4) hat die Betreiberin mit Schreiben vom 09.12.2016 die geplante endgültige Stilllegung bei der Bun-

desnetzagentur angezeigt. Es wurde vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber transnet bw als systemrelevant eingestuft und wird somit in die Netzreserve überführt. Als Reservekraftwerk steht es in Zukunft nicht mehr im Wettbewerb am Strommarkt und es kann seine Erzeugungsauslagen gemäß § 13c EnWG als Vergütung gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber geltend machen, sodass ihm auch aus ggf. höheren Gasbeschaffungskosten keine Nachteile entstehen.

Auch den geplanten Neubaukraftwerken entstehen durch die Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Wallbach nach Einschätzung der Bundesnetzagentur keine Nachteile. Sie werden ausweislich der Anfragen des Projektierers nach § 38 GasNZV gezielt im Hinblick auf die geplante Beschaffung von Neubau-Reservekraftwerken in Süddeutschland projiziert, sodass eine Teilnahme am Strommarkt von vornherein nicht vorgesehen war.

Für ein geplantes Kraftwerk in Kiel verwenden die Fernleitungsnetzbetreiber als Zuordnungspunkte für das fDZK-Produkt den Grenzübergangspunkt Ellund, Speicher sowie den Grenzübergangspunkt Greifswald. Die Stadtwerke Kiel AG und die SW Kiel Netz GmbH bemängeln in mehreren Stellungnahmen im Rahmen der Konsultationsverfahren die unzureichende Liquidität am Grenzübergangspunkt Ellund, der deshalb nicht als Zuordnungspunkt für das fDZK-Produkt verwendet werden dürfe. Da in diesem Fall das Kraftwerk zudem über eine Wärmeauskopplung zur Versorgung von Haushaltskunden verfüge, dürfe es überhaupt nicht mit fDZK modelliert werden. Nach Informationen der Bundesnetzagentur finden hierzu Gespräche zwischen den Stadtwerken Kiel als Projektträger und dem betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber statt. Die Bundesnetzagentur sieht im Übrigen eine Modellierung mit dem fDZK-Produkt auch für Kraftwerke mit Wärmeauskopplung als sachgerecht an. Wie oben bereits dargelegt wurde, ist über das fDZK-Produkt eine feste Versorgung der Kraftwerke sichergestellt.

#### **(4) Annahmen zu Gasspeichern**

Auch die Annahmen, die die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Modellierung des Netzausbaus in Bezug auf die Gasspeicher getroffen haben, sind nicht zu beanstanden. Ihre Vorgehensweise bei der Auswahl der in der Modellierung berücksichtigten Gasspeicher entspricht den Vorgaben der Bundesnetzagentur. Gleiches gilt für den gewählten Modellierungsansatz.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben diejenigen Speicher in die Modellierung einbezogen, die gemäß der Inputliste in der Bestätigung des Szenariorahmens 2016 zu berücksichtigen waren. Demnach haben sie neben den bestehenden Speichern – einschließlich der im Bau

befindlichen – auch solche neuen Speicher in der Modellierung angesetzt, für die die Speicherbetreiber Anfragen nach § 39 GasNZV gestellt haben. Der Stichtag für die Einbeziehung der Kapazitätsausbauansprüche war der 14.08.2015.

In Bezug auf die Modellierung der Gasspeicher in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 sind die Fernleitungsnetzbetreiber den Vorgaben der Bundesnetzagentur aus der Bestätigung des Szenariorahmens 2016 nachgekommen. Sie haben der Bundesnetzagentur die individuellen Funktionen und deren nähere Annahmen und Randbedingungen, die sie bei der Modellierung von bestehenden Speichern zu Grunde legen, vorgelegt. In Bezug auf die Modellierung der neuen Speicher – einschließlich der zu erweiternden Speicher –, die bis zum o.a. Stichtag Anfragen nach § 39 GasNZV gestellt hatten, haben sie die bereits in den vergangenen Netzentwicklungsplänen verwendeten Temperaturkurven angewendet.

Der weiteren Verpflichtung, zusätzlich zu den beiden Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 eine separate Variante – die TaK-Versorgungssicherheitsvariante (TaKSi) – zu modellieren, sind die Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls nachgekommen. Sie haben das Modellierungsergebnis am 01.07.2016 an die Bundesnetzagentur übermittelt. Der Hintergrund dieser Variante ist, dass ein zukünftiger Ansatz für die Modellierung der Gasspeicher gefunden werden soll, der folgenden Aspekten Rechnung trägt: Speicher sollen hinreichend zur Versorgungssicherheit beitragen können, indem sie gerade bei niedrigen Temperaturen und hoher Last ausreichend in das Netz eingebunden werden und ausspeichern können. Die bestehenden Speicher sollen mit neuen Speichern gleichgestellt werden. Bislang nur unzureichend versorgte (d.h. nur unterbrechbar angebundene) Speicher sollen nicht nur mit unterbrechbaren Kapazitäten modelliert werden. Hinsichtlich der weiteren Vorgaben zu den verwendeten Parametern, individuellen Temperaturkurven und der Frage des Anschlusses von Speichern an mehrere Fernleitungsnetze sei auf die Bestätigung des Szenariorahmens 2016 verwiesen.<sup>21</sup>

Wie die Gasspeicher künftig kapazitiv (sowohl bezogen auf das Kapazitätsprodukt als auch bezogen auf die Höhe der anzusetzenden Kapazitäten) in der Netzentwicklungsplanung angesetzt werden sollen und wie dabei auch dem Versorgungssicherheitsaspekt ausreichend Rechnung getragen werden kann, wird derzeit in Abstimmungen zwischen der Bundesnetzagentur und den betroffenen Akteuren weiter erörtert.

---

<sup>21</sup> Bestätigung zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016, S. 62 ff.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2016/Szenariorahmen2016/NEP\\_Gas\\_Szenario\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/Szenariorahmen2016/NEP_Gas_Szenario_node.html)

## **(5) Annahmen zum Bedarf von Industriekunden**

Die dem Netzentwicklungsplan zugrundeliegenden Annahmen zum Bedarf der Industriekunden sind nicht zu beanstanden. Dies gilt sowohl bezüglich der Frage, welche Industriebedarfe die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung berücksichtigt haben, als auch für die Frage, wie die Modellierung erfolgte.

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 2016 ist auch in der angefragten Höhe in die Netzentwicklungsplanung eingegangen.

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass ein von ihm nach der Bestätigung des Szenariorahmens 2016 angemeldeter Kapazitätsbedarf nicht im Netzentwicklungsplan berücksichtigt wurde. Gerade vor dem Hintergrund des nunmehr zweijährigen Turnus müssten auch neuere Erkenntnisse in die Netzentwicklungsplanung einfließen. Zudem solle die Methodik zur Berücksichtigung des Bedarfs von Industriekunden überarbeitet werden. Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung, dass beim Zugangsmodell für Industriekunden Optimierungspotential besteht. Diese sind derzeit die einzige Gruppe von Letztverbrauchern, für deren zusätzliche Kapazitätsbedarfe es kein klar geregeltes Verfahren gibt.

Was den konkret in Rede stehenden Zusatzbedarf angeht, so ist das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber sachgerecht. Der Modellierung im Netzentwicklungsplan sind nur solche Bedarfe zugrunde zu legen, die im von der Bundesnetzagentur bestätigten Szenariorahmen berücksichtigt sind. Ansonsten wäre die Bestätigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur von vornherein obsolet.

Im vorliegenden Fall steht die Bundesnetzagentur im Austausch mit dem betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber und dem Industriekunden. Die im nach diesem Änderungsverlangen verbindlichen Netzentwicklungsplan vorgesehenen Ausbaumaßnahmen reichen bereits aus, um die angefragte Kapazität abzudecken.

## **D. Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans**

Die im Folgenden genannten Maßnahmen des Netzausbauvorschlags sind von den Fernleitungsnetzbetreibern in der unter 1. bis 4. aufgezeigten Weise abzuändern.

Im Übrigen sieht die Bundesnetzagentur keinen Anlass zu Änderungen am Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026. 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 im Zusammenhang mit der Nord Stream-Erweiterung**

Von den im Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber enthaltenen Maßnahmen stehen insgesamt sechs Maßnahmen im unmittelbaren Zusammenhang mit der Nord Stream Erweiterung. Sie sind nur dann bedarfsgerecht, wenn die Nord Stream 2 Pipeline tatsächlich gebaut wird.

Fünf dieser Maßnahmen sind gemäß Tenor zu A.I.1.a. aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen. Hierbei handelt es sich um die Maßnahme der Beteiligten zu 2., zu 6. und zu 10. Erweiterung NEL (ID-Nr. 110-08), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL GRDM-Anlagen (ID-Nr. 410-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL Verdichter (ID-Nr. 411-01), die Maßnahme der Beteiligten zu 4. Anlandestation Vierow (ID-Nr. 412-01) und die Maßnahme der Beteiligten zu 14. und zu 16. VDS Legden (ID-Nr. 416-01). Grund für die Herausnahme ist, dass ihre nach § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG erforderliche Bedarfsberechtigung gegenwärtig nicht gegeben ist. Denn zum jetzigen Zeitpunkt ist nicht mit hinreichender Sicherheit abzuschätzen, ob der geplante Bau der Nord Stream 2 Pipeline tatsächlich umgesetzt wird.<sup>22</sup>

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben diese fünf Maßnahmen wieder in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen, wenn die in Tenor zu A.I.2.a. genannten Genehmigungen erteilt sind. Diese Verpflichtung ist damit zu begründen, dass mit Genehmigungserteilung der Bau der Pipeline als hinreichend sicher zu erachten ist und in Folge die Bedarfsberechtigung der Maßnahmen bejaht werden kann.<sup>23</sup>

Bei der sechsten Maßnahme – nämlich der Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL-Leitung (ID-Nr. 409-01) – sind Besonderheiten zu beachten. Sie unterfällt nicht der aufge-

---

<sup>22</sup> Siehe hierzu unter II.D.1.b) und II.D.1.c)(1).

<sup>23</sup> Siehe hierzu unter II.D.1.c)(2).

zeigten, tenorisierten Regelung. Hierauf wird unter Gliederungspunkt II.D.1.d) näher eingegangen.

**a) Bedarfsgerechtigkeit der Maßnahmen auf Basis der Quellenverteilung**

Die angesprochenen innerdeutschen Maßnahmen sind nur dann bedarfsgerecht, wenn die Nord Stream 2 tatsächlich gebaut wird. Dies ergibt sich aus dem Folgenden:

Die sechs Maßnahmen sind nur in Modellierungsvariante Q.2 enthalten. Sie sind kein Ergebnis der in Modellierungsvariante Q.1 durchgeführten Modellierungsberechnungen.

Grund hierfür sind die beiden unterschiedlichen H-Gas-Quellenverteilungen, die den Modellierungsvarianten zu Grunde liegen. Während die H-Gas-Quellenverteilung in Q.2 auf der Annahme basiert, dass der geplante Bau der Nord Stream 2 Pipeline tatsächlich erfolgt, wird in Q.1 angenommen, dass die Nord Stream 2 Pipeline nicht gebaut wird.

Nur wenn es zu einer Realisierung der Nord Stream 2 Pipeline kommt, wird eine entsprechend hohe Leistung aus dem Offshore-System im Raum Greifswald zur Verfügung stehen. Wie unter Zugrundelegung dieser Annahme die Berechnungsergebnisse in Q.2 zeigen, besteht nur in diesem Fall ein Bedarf für den Abtransport des ankommenden Gases und damit für die genannten innerdeutschen Maßnahmen. Wenn hingegen – wie in Q.1 – eine weniger hohe Leistung im Raum Greifswald angenommen wird, besteht kein Bedarf für diese Maßnahmen.

Es ist gerechtfertigt, bei der Nord Stream 2 Pipeline höhere Anforderungen an die Realisierungswahrscheinlichkeit zu stellen als bei den übrigen im Rahmen der Quellenverteilung betrachteten Infrastrukturprojekten.

Bei den der Quellenverteilung zugrundeliegenden Infrastrukturprojekten wird zwischen LNG-Terminals und Pipelines unterschieden. In der Gruppe der Pipelines werden neben der Nord Stream 2 Pipeline (60 bcm/a) die Nord Stream 1 Pipeline (5 bcm/a) sowie einige Pipelines aus der süd-/südöstlichen Region betrachtet. Hierzu gehören die TAP/TANAP (11 bcm/a), GALSI (8 bcm/a), AGRI (8 bcm/a), EASTRING (19,25 bcm/a), TESLA (41 bcm/a) und die White Stream (16 bcm/a).

Damit diese Pipelines im Rahmen der Quellenverteilung berücksichtigt werden können und Ausgangspunkt für die Ermittlung der Kapazitätsbedarfe an den verschiedenen Grenzüber-

gangspunkten sein können, muss die Realisierung der Pipelines hinreichend wahrscheinlich sein.

Zwar bringen die Fernleitungsnetzbetreiber in der Anhörung zum Tenor vor, dass Prognosen über die Umsetzungswahrscheinlichkeit von vor- oder nachgelagerten Infrastrukturprojekten keine Kriterien für die Bedarfsgerechtigkeit des Netzausbaus sein dürften. Dieser Einschätzung ist aber jedenfalls in Bezug auf die der Quellenverteilung zugrundeliegenden Infrastrukturprojekte zu widersprechen. Wenn nicht vorausgesetzt würde, dass die angenommenen Pipelines mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit realisiert werden, liefe das Instrument der Quellenverteilung ins Leere. Denn die Frage, welche Infrastrukturprojekte zu berücksichtigen sind, ist eines der Kernelemente der Quellenverteilung. Ihre Aussagekraft ginge verloren, wenn mit Blick auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte bloße Vermutungen genügten.

Entgegen der Äußerungen der Fernleitungsnetzbetreiber<sup>24</sup> ist in diesem Zusammenhang folgende Klarstellung erforderlich: Die drei tenorierten, für die Nord Stream 2 erforderlichen nationalen Genehmigungen sind nicht *unmittelbarer* Anknüpfungspunkt für die Frage der Bedarfsgerechtigkeit der Maßnahmen. Diese beurteilt sich allein danach, ob die Nord Stream 2 entsprechend den Annahmen der Quellenverteilung realisiert wird. Für die Frage der Realisierungswahrscheinlichkeit wiederum spielt die Genehmigungserteilung eine Rolle. Hier ist die Genehmigungserteilung ein hilfreiches Indiz für die Einschätzung, wie wahrscheinlich es ist, dass die Nord Stream 2 gebaut wird.

Anders als die Nord Stream 2 Pipeline sind die übrigen oben aufgeführten Pipelines Bestandteil des TYNDP 2015. Sie sind in der Infrastrukturliste enthalten. Dies ist ein Hinweis, darauf, dass die Realisierung der süd-/südöstlichen Pipelines hinreichend wahrscheinlich ist. Warum die Nord Stream 2 Pipeline nicht in der Infrastrukturliste des TYNDP 2015 enthalten ist, lässt sich darauf zurückführen, dass die Nord Stream-Erweiterung zum Zeitpunkt der Aufstellung des TYNDP 2015 noch nicht in Planung bzw. die interne Planung der Betreiber nicht öffentlich bekannt war. Aus dem TYNDP 2015 können also keine Rückschlüsse auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der Pipeline gezogen werden.

Vielmehr erfordert dies eine besondere Abwägung und die Aufstellung der tenorierten, strengeren Bedingung. Neben dem Umstand, dass eine Vorab-Einschätzung durch den TYNDP 2015 fehlt, spricht auch der folgende Aspekt für die Sonderbehandlung der Nord

---

<sup>24</sup> Siehe S. 2 der ersten Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber zum beabsichtigten Änderungsverlangen der BNetzA zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026.



Stream 2 Pipeline und die Erforderlichkeit eines verlässlicheren Nachweises für die Realisierungswahrscheinlichkeit:

Im Gegensatz zu den anderen genannten Pipelines soll die Nord Stream 2 Pipeline unmittelbar in Deutschland anlanden. Auf diese Weise ist eine unmittelbar punktspezifische Zuordnung zu dem betreffenden Grenzübergangspunkt möglich. Bei den anderen Pipelines ist es hingegen so, dass sich eine Nichtrealisierung nicht unbedingt und unmittelbar auf den Kapazitätsbedarf an einem bestimmten Grenzübergangspunkt auswirkt. Dies liegt nicht nur daran, dass die Pipelines nicht direkt mit einem deutschen Grenzübergangspunkt verbunden werden sollen, sondern auch an dem Umstand, dass sich die Pipelines allesamt in der süd-/südöstlichen Region befinden und die etwaige Nichtrealisierung eines oder mehrerer Pipelineprojekte durch die verbleibenden Pipelines aufgefangen werden könnte.

Die Bundesnetzagentur hat sich im Kontext der Bedarfsgerechtigkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen auch mit dem Vorliegen von verbindlichen langfristigen Kapazitätsbuchungen aus der more capacity-Auktion am 06.03.2017 auseinandergesetzt.<sup>25</sup>

#### **b) Unsicherheiten über den Bau der Nord Stream 2 Pipeline**

Wie im vorangegangenen Abschnitt dargestellt, ist ein Bedarf für die Maßnahmen Erweiterung NEL (ID-Nr. 110-08), NOWAL GRDM-Anlagen (ID-Nr. 410-01), NOWAL Verdichter (ID-Nr. 411-01), Anlandestation Vierow (ID-Nr. 412-01) und VDS Legden (ID-Nr. 416-01) nur dann gegeben, wenn die Nord Stream 2 Pipeline gebaut wird. Aus mehreren Gründen bestehen jedoch Unsicherheiten darüber, ob das Projekt tatsächlich realisiert wird.

Bei der Nord Stream 2 Pipeline handelt es sich um eine Pipeline, die durch die Ostsee von Russland nach Deutschland verlaufen soll. Ausgehend von der Region Sankt Petersburg ist ihre Anlandung im Raum Greifswald vorgesehen. Die circa 1.200 Kilometer lange Pipeline soll aus zwei Strängen bestehen und weitestgehend parallel zur bereits vorhandenen Nord Stream 1 Pipeline verlegt werden. Ihre jährliche Gesamtkapazität wird mit 55 bcm/a angegeben.

Da die Nord Stream 2 Pipeline nicht nur durch die deutschen und russischen Gewässer, sondern auch durch die Gewässer von Dänemark, Schweden und Finnland verlaufen soll, sind Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb der Pipeline von jedem dieser fünf Länder erforderlich. Neben den Genehmigungen auf nationaler Ebene sind Vorgaben auf

---

<sup>25</sup> Siehe II.D.1.c)(2)(a)(aa).

internationaler Ebene zu beachten. Als grenzüberschreitendes Projekt unterliegt die Nord Stream 2 der Espoo-Konvention. Im Rahmen des Espoo-Konsultationsprozesses informieren sich die betroffenen Länder gegenseitig über mögliche grenzüberschreitende Auswirkungen und Umwelteinflüsse der Nord Stream 2. Da alle Ostseeanrainer von der Pipeline betroffen sein können, werden zusätzlich zu den fünf genannten Staaten die Länder Polen, Litauen, Lettland und Estland in den Konsultationsprozess einbezogen.

Im März 2013 veröffentlichte die Nord Stream AG ein Projektinformationsdokument (PID). Dieses Dokument enthält neben einer Projektbeschreibung die Darstellung des Projektziels sowie Ausführungen zu den rechtlichen Rahmenbedingungen und zur erforderlichen Umweltverträglichkeitsprüfung. Im September 2015 wurde der Gesellschaftervertrag für das Nord Stream 2-Projekt unterzeichnet. Danach beteiligte sich die PJSC Gazprom mit 51 Prozent an der Gesellschaft. Die Gesellschafter E.ON SE, Royal Dutch Shell plc, OMV AG und BASF SE/Wintershall Holding GmbH stiegen mit jeweils 10 Prozent ein und ENGIE S.A. übernahm den verbleibenden Gesellschaftsanteil in Höhe von 9 Prozent.

Im August 2016 gaben die Gesellschafter bekannt, ihre fusionskontrollrechtliche Anmeldung bei der polnischen Wettbewerbsbehörde zurückzuziehen. Anlass für diese Entscheidung war, dass die polnische Behörde im Juli 2016 in einer Stellungnahme Vorbehalte gegen die Bildung des Nord Stream 2-Konsortiums geäußert hatte. Die Behörde befürchtet eine Beschränkung des Wettbewerbs in Polen und eine Stärkung der ohnehin schon dominanten Stellung von Gazprom. In ihrer gemeinsamen Pressemitteilung teilten die Gesellschafter jedoch mit, dass sie dem Projekt weiterhin entscheidende Bedeutung für das europäische Energiesystem zuschreiben. Sie würden Partner des Projekts bleiben und nach alternativen Möglichkeiten suchen, wie sie zur Umsetzung beitragen können. Im April 2017 unterschrieben sie gemeinsam mit der Nord Stream 2 AG Finanzierungsvereinbarungen. Hiernach wird jedes der europäischen Unternehmen einen Anteil von bis zu 950 Millionen Euro finanzieren. Gazprom ist und bleibt alleiniger Gesellschafter der Projektgesellschaft Nord Stream 2 AG.

Die Nord Stream 2 AG hat bereits verschiedene Aufträge für die bauliche Realisierung der Pipeline vergeben. So gab sie im März 2016 die Unternehmen bekannt, die für die Lieferung von Großrohren mit einer Gesamtlänge von circa 2.500 Kilometern ausgewählt wurden. Hierzu gehören mit einem Anteil von 40 Prozent die Europipe GmbH (Mülheim an der Ruhr, Deutschland), sowie die United Metallurgical Company JSC (Moskau, Russland) mit einem Anteil von 33 Prozent und die Chelyabinsk Pipe-Rolling Plant JSC (Tscheljabinsk, Russland) mit einem Anteil von 27 Prozent. Daran anschließend erteilte die Nord Stream 2

AG im Juli 2016 den Zuschlag für die Betonummantelung und die Logistik von über 200.000 Rohren. Bei dem ausgewählten Auftragnehmer handelt es sich um das niederländische Unternehmen Wasco Coatings Europe BV (Wasco). Plangemäß werden die ersten Rohre seit September 2016 von den Rohrherstellern zum Betonummantelungsunternehmen geliefert. Für die Betonummantelung der Nord Stream 2-Stahlrohre betreibt Wasco zwei Werke. Das eine befindet sich in Kotka (Finnland), das andere in Mukran auf Rügen (Deutschland). Die Betonummantelungsarbeiten haben im März 2017 begonnen. Im April 2017 hat die Nord Stream 2 AG mit dem schweizerischen Unternehmen Allseas Group S.A. einen Vertrag über die Rohrverlegung geschlossen.

Das Bauvorhaben Nord Stream 2 Pipeline ist ein aus diversen Gründen umstrittenes Projekt. Neben wirtschaftlichen und rechtlichen Bedenken werden politische Bedenken geäußert.

So ist umstritten, ob die Pipeline aus energiewirtschaftlicher Sicht überhaupt benötigt wird. Denn in welche Richtung sich der Erdgasbedarf in den nächsten Jahren entwickelt, wird unterschiedlich beurteilt. Manche sind der Auffassung, dass der Erdgasbedarf in Europa zukünftig ansteige. Begründet wird dies damit, dass es im Zuge der Energiewende und in Folge der Abschaltung der Atomkraftwerke einen höheren Bedarf an Gaskraftwerken gäbe. Außerdem sei die Eigenproduktion in Europa rückläufig, was wiederum zu einem höheren Importbedarf führe. Andere hingegen vertreten die Meinung, dass der Erdgasbedarf in Europa zukünftig abnehme. Grund hierfür sei insbesondere der geringere Heizbedarf in Gebäuden, da immer mehr Gebäude mit einer besseren Isolierung versehen würden.

Rechtliche Bedenken beziehen sich vor allem auf die Frage, ob die Nord Stream 2 den Regeln des dritten Energiebinnenmarktpaketes unterfällt. Während die Bundesregierung und die Bundesnetzagentur die Aussage getroffen haben, dass eine Offshore-Verbindungsleitung wie die Nord Stream 2 nicht vom Anwendungsbereich des Binnenmarktpaketes erfasst sei, wird in Teilen des Bundestages und der Europäischen Union die gegenteilige Meinung vertreten. Die Europäische Kommission scheint sich inzwischen dem Standpunkt der Bundesregierung und Bundesnetzagentur angeschlossen zu haben. Gleichwohl versucht sie zurzeit, ein Mandat der betroffenen Mitgliedstaaten für Vertragsverhandlungen mit Russland zu bekommen, um einen rechtlichen Rahmen für die Nord Stream 2 zu schaffen.

Besonders umstritten ist die Nord Stream 2 Pipeline im politischen Bereich. Zahlreiche Kritiker finden sich nicht nur in Deutschland, sondern auch in den Institutionen der Europäi-

schen Union und in den Mitgliedstaaten. Vor allem die osteuropäischen Mitgliedstaaten äußern sich verärgert und sehen sich durch das Projekt in ihrer Sicherheit bedroht. Die Ukraine, Polen und die baltischen Staaten befürchten, dass sie durch die Nord Stream 2 beim Gastransport umgangen und so erpressbar würden. Insbesondere mit Blick auf die Ukraine wird die Gefahr gesehen, dass das Land mit dem Wegfall einer auf Transitgebühren beruhenden Einnahmequelle zusätzlich destabilisiert werde.

Ende Oktober 2016 hat das Europäische Parlament eine Resolution gegen das Projekt verabschiedet. Die Nord Stream 2 liege nicht im gesamteuropäischen Interesse. Sie stünde dem bisherigen Bemühen der Europäischen Union, eine größere Diversifizierung in den Erdgas-Lieferbeziehungen zu erreichen, entgegen. Des Weiteren wirke sich die Pipeline nachteilig auf den Grundsatz der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten aus. Zudem würde durch die zusätzliche Transportkapazität einem einzelnen Unternehmen eine beherrschende Stellung auf dem europäischen Gasmarkt verschafft.

### **c) Lösung zum Umgang mit den Unsicherheiten über den Pipeline-Bau**

Angesichts der geschilderten Bedenken ist die Realisierung der Nord Stream 2 Pipeline zum jetzigen Zeitpunkt unsicher. Allerdings kann sich dieser Zustand ändern. So etwa ist der Bau der Nord Stream 2 Pipeline umso wahrscheinlicher, je mehr Planungsaktivitäten hierfür unternommen werden. Eine endgültige Sicherheit über den Bau der Pipeline besteht erst dann, wenn die Leitungsstränge verlegt sind.

Wie sich aus den vorstehenden Erläuterungen ergibt, zeigt sich dahingehend ein Dilemma, dass die Bedarfsgerechtigkeit der innerdeutschen Maßnahmen von der Nord Stream 2 Pipeline abhängt, ihr Bau aber zu unterschiedlichen Zeitpunkten unterschiedlich wahrscheinlich sein kann.

Dieser Konflikt wird durch die in Tenor zu A.I.1.a verlangte Änderung in Verbindung mit der in Tenor zu A.I.2.a enthaltenen Nebenbestimmung gelöst.

### **(1) Gegenwärtige Entscheidung unter Unsicherheit des Baus**

Da das Maß der Unsicherheit des Pipeline-Baus zum gegenwärtigen Zeitpunkt zu groß ist, um eine Aufnahme der innerdeutschen Maßnahmen in den aktuellen Netzentwicklungsplan als bedarfsgerecht einstufen zu können, sind die Maßnahmen entsprechend Tenor zu A.I.1.a aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

Auf diese Weise wird dem Risiko überflüssiger Investitionen begegnet. Ein solches Risiko bestünde, wenn die Maßnahmen zum jetzigen Zeitpunkt in den Netzentwicklungsplan aufgenommen würden. Sollte sich später herausstellen, dass die Pläne für die Nord Stream 2 Pipeline doch nicht umgesetzt werden, wären für die innerdeutschen Maßnahmen bereits getätigte Investitionen unbegründet.

Auch die Fernleitungsnetzbetreiber sprechen sich gegen überflüssige Investitionen aus. In ihrer im Rahmen der ersten Anhörung eingereichten Stellungnahme schreiben sie, dass sie das Ziel der Bundesnetzagentur, „stranded investments“ zu verhindern, nachvollziehen können und unterstützen. Allerdings halten sie die in Bezug auf die Erteilung der nationalen Genehmigungen tenorierte Bedingung weder für notwendig noch für hilfreich. Sie erläutern, dass monetäre Risiken für die Netznutzer bereits durch eine erfolgreiche Auktion der neuen Kapazitäten in Vierow aufgefangen würden.

Alternativ schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber unter Ziffer 9 ihrer ersten Stellungnahme eine Auflage vor, mit Hilfe derer die Projekte im Netzentwicklungsplan verbleiben könnten. Auf diese Weise könnten nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber nicht nur „stranded investments“ minimiert, sondern auch Projektverzögerungen mit nachteiliger Wirkung auf die Versorgungssicherheit in Deutschland vermieden werden.

Die vorgeschlagene Regelung hatte zum Inhalt, dass die Umsetzung der Maßnahmen bis zu den Kapazitätsbuchungen in der Jahresauktion im März 2017 in Höhe von 12 GWh/h auf die Kosten für Planung und Genehmigung begrenzt werden sollte. Der genaue Wortlaut ist wie folgt:

*„Die Projekte bleiben im NEP Gas 2016-2026 mit der folgenden Auflage:*

*a. Bis zu den Kapazitätsbuchungen in der Jahresauktion im März 2017 in Höhe von 12 GWh/h (im Weiteren „Kapazitätsbuchung“) wird die Umsetzung der Maßnahmen nur auf Planungskosten und Kosten für die Genehmigungen begrenzt.*

*b. Weitere kostenauslösende Maßnahmen, die über die Planung und Genehmigung hinausgehen und für eine rechtzeitige Inbetriebnahme der Maßnahmen erforderlich sind, sind erst nach der Kapazitätsbuchung zulässig. Die vorgeschlagenen Nebenbestimmungen A.1.2.a.i und ii sollen dementsprechend gestrichen werden.“*

In ihrer Stellungnahme im Rahmen der zweiten Anhörung zum Tenor verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf ihre erste Stellungnahme und wiederholen im Kern den zweiten Teil der oben zitierte Auflage (siehe Buchstabe b.).<sup>26</sup>

Mit ihren Darlegungen erwecken die Fernleitungsnetzbetreiber den Anschein, dass Kapazitätsbuchungen im Rahmen des more-capacity-Projekts ausreichend dafür wären, den Bau der innerdeutschen Maßnahmen zu rechtfertigen. Diese Argumentation lässt allerdings den Umstand außer Acht, dass die innerdeutschen Maßnahmen letztlich nur im Fall einer genehmigten und vorhandenen Nord Stream 2 erforderlich sind.

## **(2) Spätere Entscheidung unter hinreichender Sicherheit des Baus**

Wie ausgeführt, können die innerdeutschen Maßnahmen derzeit angesichts der Unsicherheit über die Nord Stream 2 nicht Bestandteil des verbindlichen Netzentwicklungsplans werden. Zugleich ist sich die Bundesnetzagentur darüber bewusst, dass ein Abwarten auf den nachfolgenden Netzentwicklungsplan und eine endgültige Sicherheit des Pipeline-Baus ebenfalls nicht sachgerecht ist. Denn wenn die innerdeutschen Maßnahmen erst in den nächsten Netzentwicklungsplan aufgenommen würden, bestünde das Risiko, dass die Maßnahmen zu spät umgesetzt werden und einen eventuell schon früher bestehenden Bedarf nicht rechtzeitig erfüllen können.

Um zu verhindern, dass solche unerwünschten Verzögerungen eintreten, hält es die Bundesnetzagentur für erforderlich, dass die innerdeutschen Maßnahmen schon früher Bestandteil des Netzentwicklungsplans werden. Sobald eine hinreichende Sicherheit über den Bau der Pipeline besteht, sind die innerdeutschen Maßnahmen als bedarfsgerecht einzustufen und gemäß Tenor zu A.I.2.a in den aktuellen Netzentwicklungsplan aufzunehmen.

Neben dem Zweck, unerwünschte Verzögerungen zu vermeiden, gibt es noch weitere Gründe, die dafür sprechen, dass eine bestimmte Wahrscheinlichkeit des Baus ausreichend für die Annahme der Bedarfsgerechtigkeit ist. Der wesentlichste Aspekt betrifft das Charakteristikum einer jeden Planung. Denn jedwede Planung beinhaltet eine Zukunftsbeurteilung und dies impliziert üblicherweise den Umgang mit nur hinreichend sicheren aber nicht gänzlich feststehenden Parametern. Auch der Netzentwicklungsplanung und den spezifischen Netzausbaumaßnahmen ist eine gewisse Unsicherheit immanent. Ohne die Inkaufnahme bestimmter Unsicherheitsfaktoren ließe sich die Planung nicht durchführen. Außerdem wäre es unverhältnismäßig, wenn auf die gänzliche Fertigstellung der Nord

---

<sup>26</sup> Zum genauen Wortlaut siehe I.B.g).

Stream 2 gewartet würde. Denn die Fernleitungsnetzbetreiber müssen die Chance erhalten, die innerdeutschen Maßnahmen in möglichst großer zeitlicher Nähe zur beabsichtigten Inbetriebnahme der Nord Stream 2 fertigstellen zu können.

Der Bau der Nord Stream 2 Pipeline ist hinreichend wahrscheinlich, wenn die für die Errichtung und den Betrieb der Pipeline auf deutschem Hoheitsgebiet erforderlichen Genehmigungen vorliegen. Mit Hilfe dieses in Tenor zu A.I.2.a aufgestellten Kriteriums wird die Wahrscheinlichkeit des Baus konkretisiert. Diese Vorgabe ist rechtmäßig und zweckmäßig. Dies gilt für die gesamte in Tenor zu A.I.2.a enthaltene Auflage.

#### **(a) Recht- und Zweckmäßigkeit der Auflage**

Nach § 36 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG darf ein Verwaltungsakt nach pflichtgemäßem Ermessen mit einer Auflage verbunden werden. Eine Auflage im Sinne dieser Vorschrift ist eine Bestimmung, durch die dem Begünstigten ein Tun, Dulden oder Unterlassen vorgeschrieben wird.

In der hier betrachteten Fallkonstellation handelt es sich bei der Verpflichtung, die fünf in A.I.2.a tenorierten Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen, um eine solche Auflage. Der Hauptverwaltungsakt ist das Änderungsverlangen und die Adressaten dieses Änderungsverlangens sind die Fernleitungsnetzbetreiber. Damit sind sie zugleich Begünstigte im Sinne der oben genannten Vorschrift, da mit der Entscheidung das Verwaltungsverfahren abgeschlossen wird und zugleich durch die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans eine Grundlage für weitere Verwaltungsentscheidungen, wie zum Beispiel die Genehmigung von Investitionsmaßnahmeanträgen nach § 23 ARegV, geschaffen wird. Indem die Fernleitungsnetzbetreiber zur Aufnahme der Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan aufgefordert werden, wird ihnen ein Tun vorgeschrieben.

Die Verpflichtung zur Aufnahme der Maßnahmen ist zugleich an die Voraussetzung geknüpft, dass die drei in Tenor zu A.I.2.a. genannten Genehmigungen erteilt werden. Zwar ist die eigentliche Voraussetzung, die gedanklich hinter dem Erfordernis der Genehmigungserteilung steht, der Umstand, dass die Nord Stream 2 Pipeline tatsächlich gebaut wird. Eine solche Voraussetzung würde jedoch nicht den Anforderungen des Bestimmtheitsgebotes genügen. Es wäre etwa unklar, ob mit der Formulierung „Bau der Nord Stream 2 Pipeline“ der Planungs- oder Baubeginn gemeint wäre. Ebenso könnte sich diese Formulierung auf die Fertigstellung beziehen. Aus diesem Grund war es erforderlich, entsprechend des Bestimmtheitsgebotes die Grundannahme „Bau der Nord Stream 2 Pipeline“ in der dargestellten Weise zu konkretisieren.

Das Änderungsverlangen ist in recht- und zweckmäßiger Weise mit der bedingten Auflage versehen worden. Entsprechend des generellen Zwecks von Nebenbestimmungen dient die Auflage der Anpassung der mit dem Hauptverwaltungsakt beabsichtigten Regelung an die besonderen Gegebenheiten des Einzelfalls. Die Bundesnetzagentur hat die gesetzlichen Vorgaben des § 36 VwVfG eingehalten, einschließlich einer fehlerfreien Ermessensausübung:

Warum das Erfordernis der Auflage besteht, wurde bereits eingangs unter II.D.1.c)(2) erläutert. Im Übrigen ist der Kern dieser Anordnung – nämlich die Aufnahme der Maßnahme – im Sinne der Fernleitungsnetzbetreiber. In ihrer Stellungnahme haben sie zum Ausdruck gebracht, dass sie es befürworten, die Maßnahmen direkt in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen und nicht gemäß Tenor A.I.1.a zu streichen. Warum aber diese Option nicht sachgerecht ist, wurde wiederum unter II.D.1.c)(1) beschrieben. Diese Beurteilung ändert sich auch nicht dadurch, dass die Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagen haben, den Verbleib der Maßnahmen mit der von ihnen selbst entwickelten Auflage zu verknüpfen. Denn dieser Vorschlag bietet keine adäquate Lösung für das oben aufgezeigte Dilemma. Vielmehr läuft er den bereits geschilderten sowie noch folgenden Erwägungen zuwider.

Auch die Entscheidung, die Erteilung der drei in Tenor zu A.I.2.a genannten Genehmigungen als Kriterium für den Grad der Wahrscheinlichkeit des Baus auszuwählen, ist sachgerecht:

#### **(aa) Begründung für ausgewähltes Kriterium**

Mit der in A.I.2.a. formulierten Voraussetzung wird ein elementarer Hinweis geliefert, ob die Nord Stream 2 überhaupt gebaut werden darf. Für den innerhalb der deutschen Jurisdiktion liegenden Teilabschnitt der Nord Stream 2 Pipeline sind insgesamt drei Genehmigungen erforderlich. Hierbei handelt es sich um den nach § 43 S. 1 Nr. 2 EnWG erforderlichen Planfeststellungsbeschluss sowie um die beiden bergrechtlichen Genehmigungen nach § 133 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und Nr. 2 BBergG. Der Planfeststellungsbeschluss und die Genehmigung nach § 133 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BBergG werden vom Bergamt Stralsund erteilt. Die Genehmigung nach § 133 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BBergG liegt im Zuständigkeitsbereich des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie. Während die Planfeststellung den Teilabschnitt der Nord Stream 2 Pipeline betrifft, der innerhalb der 12-Seemeilen-Zone – einschließlich des Landfalls – gebaut werden soll, richten sich die bergrechtlichen Genehmigungen auf denjenigen Teilabschnitt der Pipeline, der durch den Festlandsockel verlaufen soll.



Es ist rechtlich nicht zulässig, die Nord Stream 2 ohne die beschriebenen Genehmigungen des Bergamts Stralsund und des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie zu realisieren. Im gesamten Verfahren rund um den Bau der Nord Stream 2 gibt es eine Reihe von Mindestvoraussetzungen, die zwingend vorliegen müssen und ohne die die Vorhabenträgerin nicht zum Bau und Betrieb der Leitung ermächtigt ist. Neben entsprechenden Genehmigungen der anderen durch die Pipeline betroffenen Staaten gehören hierzu in jedem Fall die drei betreffenden Genehmigungen der deutschen Behörden. Für den Bau und Betrieb der Pipeline sind sie unabdingbar.

Zwar genügen die drei Genehmigungen für sich allein genommen noch nicht für die Berechtigung der Nord Stream 2 AG, die Pipeline tatsächlich zu bauen. Für den hier verfolgten Zweck ist es aber ausreichend und angemessen, lediglich auf diese drei Genehmigungen abzustellen. Wenngleich eine höhere Anzahl von erteilten Genehmigungen oder sogar die Erteilung aller denkbaren Genehmigungen mit einer die Bauwahrscheinlichkeit erhöhenden Wirkung verbunden wäre, bedeutete eine entsprechende Anforderung zur Vorlage einen unverhältnismäßigen Aufwand.

Dies gilt in Anbetracht dessen, dass eine Einbeziehung etwa der Genehmigungen von Dänemark, Schweden, Finnland und Russland keinen relevanten Mehrwert brächte. Denn im Zusammenhang mit dem deutschen Planfeststellungsverfahren erfolgt ohnehin eine Abstimmung mit diesen betroffenen Ländern. Wenn es von deren Seite merkliche Einwände gäbe, erschwerte dies die Erteilung der deutschen Genehmigung. Das Abstellen auf viele weitere Genehmigungen wäre auch deswegen unverhältnismäßig, da dies nicht nur zu einem gegebenenfalls aufwändigen Abstimmungsbedarf mit den übrigen beteiligten Behörden führte, sondern auch die Fernleitungsnetzbetreiber mehr Aufwand betreiben müssten, um die relevanten Informationen über die erteilten Genehmigungen zu erhalten.

Schließlich ist noch zu bedenken, dass selbst die Erteilung sämtlicher Genehmigungen auf nationaler und internationaler Ebene keine abschließende Aussage zu dem tatsächlichen Bau der Pipeline beinhalten würde. Denn allein aus dem Umstand, dass die Nord Stream 2 AG über die vollständige rechtliche Möglichkeit zur Baudurchführung verfügt, folgt nicht automatisch die tatsächliche Umsetzung. Ob die Nord Stream 2 AG die Pipeline – unter Annahme ihrer rechtlichen Zulässigkeit – wirklich baut, hängt vielmehr und insbesondere davon ab, ob sie den Bau unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten für sinnvoll hält.

Letztlich zeigen die vorangehenden Schilderungen, dass allein das Vorliegen der in A.I.2.a. formulierten Bedingung zwar kein ausreichendes, aber ein hilfreiches Indiz für die Frage

des tatsächlichen Baus der Pipeline ist. Hiergegen äußern die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme, dass die Erteilung der erforderlichen Genehmigungen die tatsächliche Errichtung der vorgelagerten Infrastruktur nicht sicherstellen könne. Wie bereits dargelegt, geht es nicht um die Frage, welche alleinigen Kriterien den Bau sicherstellen, sondern ab welchem Zeitpunkt der Bau als hinreichend wahrscheinlich anzusehen ist. Letzteres wiederum setzt zwingend voraus, dass die rechtlichen Zulässigkeitsanforderungen erfüllt sind.

Ein weiteres wichtiges Indiz für die Wahrscheinlichkeit des Baus ist die ursprünglich von der Bundesnetzagentur vorgesehene und mittlerweile erfüllte Bedingung in Bezug auf das more-capacity-Projekt. In dem Tenor, der den Fernleitungsnetzbetreibern in ihrer ersten Anhörung am 22.09.2016 übermittelt worden war, hatte die Bundesnetzagentur für den geplanten Grenzübergangspunkt Vierow gefordert, dass ein bestimmtes Ergebnis in der Jahreskapazitätsauktion erreicht werden müsse, was auf einen hinreichend hohen Bedarf zur Nutzung der deutschen Transportinfrastruktur schließen lässt. Während die oben angesprochenen Genehmigungen der deutschen Behörden einen Hinweis dazu geben, ob die Nord Stream 2 AG die Pipeline bauen *darf*, war mit der Einbeziehung der Ergebnisse der Marktabfrage intendiert, Erkenntnisse zu erlangen, ob die Nord Stream 2 AG die Pipeline überhaupt bauen *will*. Die ursprüngliche die Marktabfrage betreffende Bedingung ist in der Hinsicht als erfüllt zu betrachten, als in der Jahreskapazitätsauktion vom 06.03.2017 ausreichend Kapazitäten langfristig gebucht wurden. Im Einzelnen haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Auktion in dem Bericht nach § 17 GasNZV vom 31.03.2017 dargestellt.

Unabhängig von der weiteren, im Einzelnen noch ausstehenden Bewertung des zusätzlichen Transportkapazitätsbedarfs und dessen Folgen auf einen gegebenenfalls notwendig werdenden Netzausbau wäre zumindest die von der Bundesnetzagentur ursprünglich erwogene Bedingung bereits eingetreten. Ob und inwiefern ein weitergehender Ausbau des Fernleitungsnetzes notwendig ist, wird im kommenden Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ermittelt.

Im Vergleich zu den erläuterten Kriterien stehen auch keine geeigneteren Kriterien für die Abschätzung der Bauwahrscheinlichkeit zur Verfügung. Denkbar wäre zwar, auf den Baubeginn abzustellen. Wie oben bereits skizziert, stellt sich hier aber die Frage, wie der Baubeginn definiert werden müsste, ohne willkürlich zu erscheinen. Beispielsweise erscheint die Anforderung, dass in Russland eine bestimmte Strecke an Rohrleitungen verlegt sein muss, genauso wenig tauglich, wie die Anforderung, dass die erforderlichen Baumaschinen und Verlegungsschiffe bereit stehen müssen.

Auch wäre es nicht sachgerecht, auf interne unternehmerische Entscheidungen der Vorhabenträgerin selbst abzustellen. Es ist etwa schwer zu beurteilen, mit welcher verbindlichen Aussagekraft eine einmal getroffene endgültige Investitionsentscheidung verknüpft ist. Dies sind Unternehmensentscheidungen, die nach eigenen Vorgaben und Voraussetzungen getroffen werden. Externe Faktoren, wie beispielsweise ein durch eine Marktabfrage nicht ausreichend nachgewiesener Bedarf, müssen sich nicht zwingend auf die Unternehmensentscheidung auswirken. Ob, wann und wie ein Unternehmen eine endgültige Investitionsentscheidung trifft, liegt in der Sphäre des Unternehmens und ist für Außenstehende nicht eindeutig vorhersagbar.

Die Frage der Wahrscheinlichkeit des Baus an sonstige, außerhalb des unmittelbaren Bauprozesses erforderliche Genehmigungen zu knüpfen, erscheint ebenso wenig zielführend. Dies gilt etwa in Bezug auf kartellrechtliche Behördenentscheidungen.

Wenngleich selbst bei Eintritt der noch ausstehenden Bedingung in A.I.2.a. nicht abschließend sichergestellt ist, dass die Nord Stream 2 tatsächlich gebaut wird, ist ihr Bau mit diesem Kriterium und dem im Rahmen des more-capacity-Projekts erzielten Marktabfrageergebnis zumindest hinreichend wahrscheinlich.

**(bb) Kritik der Fernleitungsnetzbetreiber zu Verzögerungen von Projekten und Gefährdung der Versorgungssicherheit**

In ihrer gemeinsamen Stellungnahme vom 18.10.2016 kritisieren die Fernleitungsnetzbetreiber den angehörten Tenor in verschiedener Hinsicht. In erster Linie bezieht sich ihre Kritik auf die Bedingung, dass die drei Genehmigungen des Bergamts Stralsund und des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie erteilt sein müssen.

Auf Grund von miteinander verbundenen Planungsverfahren befürchten die Fernleitungsnetzbetreiber erhebliche Verzögerungen und die gegenseitige Ausbremsung von zusammenhängenden Netzausbauprojekten. Die von den beiden zuständigen Behörden zu erteilenden Genehmigungen werden jedoch auf Basis eigenständiger Prüfungs- und Entscheidungskompetenz erlassen werden. Zwar ist der bundesweite, nationale Netzentwicklungsplan ein wesentliches Entscheidungskriterium, auf das die Genehmigungsbehörden ihre Beurteilung stützen sollten. Da aber die im Entwurf des Netzentwicklungsplans vorgesehenen Maßnahmen – bei Erfüllung der Bedingung – als voraussichtlich bedarfsgerecht eingestuft werden und die Bundesnetzagentur als Beteiligte in den bisherigen Anhörungsverfahren ein positives Signal gegeben hat, ist ein Abwarten auf das Änderungsverlangen bzw.

die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans in dem hier vorliegenden, die Nord Stream 2 betreffenden Fall entbehrlich.

Auch unabhängig von etwaigen, aus zusammenhängenden Planungsverfahren resultierenden Verzögerungen rechnen die Fernleitungsnetzbetreiber damit, dass sie ihre Projekte nicht rechtzeitig realisieren können. Laut ihrer Stellungnahme gehen sie derzeit von einer Verzögerung von mindestens zwei bis drei Jahren aus.

Hiergegen ist zunächst einzuwenden, dass die Fernleitungsnetzbetreiber einen solchen Verzug nicht ausreichend substantiiert dargelegt haben. Ihre Stellungnahme ist dahingehend auszulegen, dass sie die von ihnen vermuteten, voraussichtlichen Daten der Genehmigungserteilung für die geplanten innerdeutschen Maßnahmen vergleichen. Das eine Mal nehmen sie den Zeitpunkt an, zu dem mit einer Genehmigungserteilung gerechnet werden könnte, wenn die Maßnahmen *ohne* Bedingung in den verbindlichen Netzentwicklungsplan 2016-2026 aufgenommen würden. Selbst nach damaligem Stand hätten die Maßnahmen frühestens im ersten Quartal 2017 verbindlich werden können. Das andere Mal gehen sie von dem Zeitpunkt aus, zu dem die Maßnahmen unter Beachtung der tenorierten Genehmigungsbedingung verbindlicher Bestandteil des Netzentwicklungsplans 2016-2026 werden könnten. Nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber wäre hier mit dem letzten Quartal 2018 zu rechnen. Die Jahresdifferenz kann also allenfalls und maximal zwei Jahre betragen. Wie die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Berechnung der behaupteten Verzögerung von bis zu drei Jahren kommen, bleibt hingegen unklar.

Bei ihren Annahmen zur Verzögerung der Maßnahmen unterstellen die Fernleitungsnetzbetreiber, dass die jeweiligen Genehmigungsbehörden ihre Entscheidungen davon abhängig machen, ob die zu genehmigenden Maßnahmen Bestandteil des verbindlichen Netzentwicklungsplans 2016-2026 sind. Diesbezüglich lässt sich jedoch auf die weiter oben ausgeführten Erläuterungen verweisen, wonach die Genehmigungsbehörden auf Basis eigenständiger Prüfungs- und Entscheidungskompetenz handeln. Die Schlussfolgerung, dass die Genehmigungsbehörden ihre Entscheidung über die innerdeutschen Maßnahmen erst im Anschluss an die verbindliche Aufnahme der Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan 2016-2026 treffen, geht also fehl.

Des Weiteren ist das Vorbringen der Fernleitungsnetzbetreiber zu möglichen Projektverzögerungen in Folge neuer Zeitpläne nicht mehr aktuell. Denn entgegen der ursprünglichen Planungen verschiebt sich das Änderungsverlangen um etwa ein halbes Jahr nach hinten, bis Mitte 2017. Um dieses halbe Jahr verkürzt sich damit der maximal nachvollziehbare, auf

die Aufnahme der Genehmigungsbedingung zurückzuführende Verzögerungszeitraum. Wenn überhaupt, kann also nicht mehr von zwei Jahren, sondern nur von eineinhalb Jahren die Rede sein. Eine weitere Reduzierung der behaupteten Verzögerung kann zudem eintreten, wenn die beantragte Genehmigung der Nord Stream 2 früher als von den Fernleitungsnetzbetreibern angenommen erfolgt.

Zudem sollte folgender Aspekt beachtet werden: Wenn die Nord Stream 2 erst später genehmigt wird als geplant und sich dementsprechend sowohl die Fertigstellung der Nord Stream 2 als auch der Eintritt der tenorierten Bedingung verzögern, werden sich auch etwaig verspätete Inbetriebnahmen der innerdeutschen Maßnahmen nicht oder nur geringfügig auswirken.

Die Fernleitungsnetzbetreiber kritisieren, dass im Falle verzögerter Maßnahmen die Versorgungssicherheit gefährdet werde. Doch selbst wenn die tatsächliche Inbetriebnahme der Vorhaben später erfolgen sollte als zurzeit geplant, wäre dies nicht mit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit verbunden. Denn die in diesem Falle verbleibenden Maßnahmen wären nahezu identisch zu dem Maßnahmenkatalog der Variante Q.1 und auch diese Variante genügt den Anforderungen an die Versorgungssicherheit.<sup>27</sup>

Insoweit hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die Aufgabe, die erforderlichen Maßnahmen zu berechnen, um den für Deutschland prognostizierten Zusatzbedarf befriedigen zu können. Diese Vorgabe galt gleichermaßen für Q.1 und Q.2. Der Unterschied liegt allein darin, dass die Herkunft des Gases in Variante Q.1 vornehmlich aus dem Süden/Südosten Europas und in Q.2 vornehmlich aus dem Nordosten angenommen wurde. Aber in jedem Fall war die Bedingung, dass zum Zwecke der Gewährleistung der Versorgungssicherheit der für Deutschland festgestellte Zusatzbedarf abgedeckt werden sollte. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern auch umgesetzt.

Wenngleich die Fernleitungsnetzbetreiber die Modellierungsvariante Q.2 als Netzausbauvorschlag ausgewählt haben, bedeutet dies also nicht, dass die Variante Q.1 nicht zumindest ausreichend für die Versorgungssicherheit ist. In beiden Entwürfen des Netzentwicklungsplans begründen die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Entscheidung für Q.2 mit dem Argument, dass diese die robustere bezüglich der Versorgungssicherheit sei.<sup>28</sup> Sie schrei-

<sup>27</sup> Die einzige Maßnahme, die die Q.1 zusätzlich zur Q.2 enthält, ist die Maßnahme „Erweiterung NEL“ mit der ID-Nr. 110-08a. Diese Maßnahme wurde im Rahmen des 2. Entwurfs zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 nachträglich ergänzt. Sie fällt mit einer Verdichterleistung von (1+1) x 6 MW deutlich kleiner aus, als die in der Q.2 enthaltene Variante „Erweiterung NEL“ mit der ID-Nr. 110-08, die mit einer Verdichterleistung von (3+1) x 25 MW ausgewiesen ist.

<sup>28</sup> Siehe 1. Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, S. 184 und 2. Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, S. 191.

ben aber nicht, dass die Variante Q.1 unter diesem Blickwinkel untauglich wäre. Im Vergleich zu Q.2 halten sie die Variante Q.1 lediglich für weniger geeignet, aber nicht für ungeeignet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber wenden allerdings ein, dass im Falle der Realisierung der Nord Stream 2 insbesondere die südeuropäischen Import-Pipelines kleiner ausgelegt werden oder gänzlich entfallen. Aus diesem Grunde könne die Modellierungsvariante Q.1 nur stark bedingt als „Rückfallvariante“ zu der in der öffentlichen Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber und Marktteilnehmer präferierten und empfohlenen Modellierungsvariante Q.2 dienen.

Hiergegen ist zunächst einzuwenden, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nicht einmal vorbringen, um welche Import-Pipelines es sich konkret handeln könnte. Da sie pauschal von den südeuropäischen Projekten sprechen, wird nicht klar, bei welchen Projekten genau das behauptete Abhängigkeitsverhältnis zur Nord Stream 2 besteht. Zwar beziehen sie sich auf „insbesondere die südeuropäischen Projekte[...], die bisher in Q.1 zur Deckung des ermittelten Zusatzbedarfs berücksichtigt wurden“. Die Fernleitungsnetzbetreiber benennen explizit aber weder die beiden nur in Modellierungsvariante Q.1 angenommenen Pipelines TESLA und White Stream, noch gehen sie auf die übrigen Pipelines TAP/TANAP, GALSI, EASTRING und AGRI ein, also diejenigen, die auch Modellierungsvariante Q.2 zu Grunde liegen.

Geht es um die TESLA und die White Stream, so ist darauf hinzuweisen, dass diese beiden Pipelineprojekte in der von einer Realisierung der Nord Stream 2 ausgehenden Quellenverteilung Q.2 ohnehin keine Berücksichtigung finden. Werden sie nicht gebaut, hat dies nach der Q.2 also keine Auswirkungen auf die erforderlichen innerdeutschen Maßnahmen. Die übrigen Pipelines TAP/TANAP, GALSI, AGRI und EASTRING sind zwar Teil der Annahmen in Q.2, aber zusammen *mit* der Nord Stream 2 und nicht *ohne* sie. Gemäß der Quellenverteilung in Q.2 werden sie also zusätzlich zur angenommenen Nord Stream 2 berücksichtigt und stehen eben gerade nicht in dem von den Fernleitungsnetzbetreibern eingewandten gegenseitigen Ausschließlichkeitsverhältnis.

Ungeachtet dessen, welche konkreten südeuropäischen Pipelines nach den Vorstellungen der Fernleitungsnetzbetreiber derart von der Nord Stream 2 abhängig sind, dass im Falle des Baus der Nord Stream 2 auf deren eigene Realisierung verzichtet oder eine kleinere Dimensionierung vorgenommen wird, genügte es nach der Quellenverteilung ohnehin, wenn nur ein Teil der angenommenen süd-/südöstlichen Import-Pipelines gebaut wird.

Denn nach den in der Quellenverteilung zugrundeliegenden Annahmen ist eine Reduzierung der kalkulierten Gesamtkapazität für das Modellierungsergebnis nicht relevant, solange die Gesamtkapazität der südeuropäischen Import-Pipelines mindestens 46 bcm/a beträgt. Bei diesem Wert handelt es sich um die gerundete Summe der in beiden Quellenverteilungen zugrundeliegenden Pipelines TAP/TANAP (11 bcm/a), GALSI (8 bcm/a), AGRI (8 bcm/a) und EASTRING (19,25 bcm/a).

Wie die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme weiter ausführen, könne sich in der rollierenden Netzentwicklungsplanung herausstellen, dass die Ausbaumaßnahmen nicht mehr notwendig sein könnten. Dies habe die Bundesnetzagentur in ihren bisherigen Änderungsverlangen stets betont.<sup>29</sup> An dieser Aussage hält die Bundesnetzagentur auch weiterhin fest. Auch bei Maßnahmen, die bereits Bestandteil des verbindlichen Netzentwicklungsplans sind, können sich nachträglich Änderungen in den zugrundeliegenden Bedarfsannahmen ergeben, die einer Realisierung der Maßnahmen in der geplanten Weise entgegenstehen. Vorliegend verhält sich die Situation aber anders. Denn in Bezug auf die betreffenden innerdeutschen Maßnahmen bestehen ja bereits hier und jetzt Zweifel über die Bedarfsgerechtigkeit. Schon im aktuellen Zeitpunkt der Entscheidung sind der Bau der Nord Stream 2 und die damit zusammenhängenden Bedarfe für die innerdeutschen Maßnahmen unsicher. Diese Situation ist eine andere als die, bei der sich erst im Nachgang zu der behördlichen Entscheidung herausstellt, dass für eine Maßnahme der Bedarf fehlt.

Schließlich verfangen auch die Äußerungen in der ergänzenden Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber vom 23.05.2017 zur L-Gas Versorgung nicht. Dort legen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, dass durch die Herausnahme der Maßnahmen Verzögerungen bei den Projekten entstünden. Dies habe angesichts der kürzlich kommunizierten weiteren Produktionskürzungen in den Niederlanden und der kürzlich bekannt gewordenen Prognose der heimischen Gasproduktion nachteilige Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

Auch hier gilt das oben Gesagte. Sämtliche Annahmen und der Netzausbau beruhen in der Modellierungsvariante Q.2 auf der Prämisse, dass die Nord Stream 2 realisiert wird. Sollte dies nicht der Fall sein, müssten die Fernleitungsnetzbetreiber mit ihren Planungen in der Modellierungsvariante Q.1 ohnehin hinreichend Ausbaumaßnahmen für den Antransport des H-Gases im Zusammenhang mit der Marktraumumstellung ermittelt haben.

---

<sup>29</sup> Siehe S. 7 der ersten Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber zum beabsichtigten Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026.

**(cc) Planfeststellung nach § 43 S. 1 Nr. 2 EnWG und Genehmigungen nach § 133 BBergG**

Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen die fünf in A.I.2.a tenorierten Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan aufnehmen, wenn der für die Errichtung und den Betrieb der geplanten Nord Stream 2 Pipeline erforderliche Planfeststellungsbeschluss nach § 43 S. 1 Nr. 2 EnWG sowie die nach § 133 Abs. 1 BBergG erforderlichen Genehmigungen erteilt sind.

Nach § 43 S. 1 Nr. 2 EnWG bedürfen die Errichtung und der Betrieb von Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 Millimeter der Planfeststellung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde. Bei der hier in Rede stehenden Nord Stream 2 Pipeline handelt es sich um eine Gasversorgungsleitung, deren Durchmesser nach den derzeitigen Planungen mehr als 300 Millimeter betragen soll. Die nach Landesrecht zuständige Behörde ist das Bergamt Stralsund. Diese Zuständigkeitszuweisung ist in § 2 EnWZustLVO M-V geregelt.

Gibt das Bergamt Stralsund dem Antrag statt und erteilt den Planfeststellungsbeschluss, ist die im Tenor zu A.I.2.a. genannte Bedingung in Bezug auf den nach § 43 S. 1 Nr. 2 EnWG erforderlichen Planfeststellungsbeschluss erfüllt. Das für die Erteilung des Beschlusses maßgebliche Datum ist das auf dem Beschlusskopf angegebene Datum. Die Information darüber, dass und zu welchem Datum der Planfeststellungsbeschluss erteilt wurde, wird auf der Internetseite des Bergamt Stralsund unter <http://www.bergamt-mv.de> veröffentlicht.

Nach § 133 Abs. 1 S. 1 BBergG bedürfen die Errichtung und der Betrieb einer Transit-Rohrleitung in oder auf dem Festlandsockel zweier Genehmigungen. Eine der Genehmigungen gilt nach Nr. 1 der genannten Vorschrift in bergbaulicher Hinsicht und die andere Genehmigung bezieht sich nach Nr. 2 auf die Ordnung der Nutzung und Benutzung der Gewässer über dem Festlandsockel und des Luftraumes über diesen Gewässern. Für die Erteilung der Genehmigung nach § 133 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BBergG ist das Bergamt Stralsund zuständig. Diese Zuständigkeit ergibt sich aus §§ 133 Abs. 1 S. 2, 136 BBergG i.V.m. § 1 BBergGZuVO. Die Zuständigkeit für die Erteilung der Genehmigung nach § 133 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BBergG bestimmt sich nach § 133 Abs. 1 S. 2 BBergG. Hiernach ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die zuständige Behörde.

Werden die Genehmigungsbescheide erteilt, wird die Information darüber, dass und zu welchem Datum die Erteilung erfolgte, auf der Internetseite des Bergamts Stralsund unter



<http://www.bergamt-mv.de> bzw. auf der Internetseite des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie unter <http://www.bsh.de> veröffentlicht.

#### **(b) Mitteilungspflicht und Änderungsoption**

Sobald die drei als Bedingung genannten Genehmigungen für die Nord Stream 2 Pipeline erteilt sind, müssen die Fernleitungsnetzbetreiber die fünf in A.I.2.a. tenorierten Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan aufnehmen. Im Anschluss sind sie verpflichtet, dies der Bundesnetzagentur unverzüglich mitzuteilen.

Die Aufnahme der Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan soll dadurch erfolgen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ein Addendum erstellen, welches dem verbindlichen Dokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 als Anhang beigefügt wird. Das verbindliche Dokument ist der von den Fernleitungsnetzbetreibern zur Umsetzung dieses Änderungsverlangens überarbeitete und aktualisierte Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026. Das Addendum soll neben einem kurzen Erläuterungstext zum Hintergrund, Anlass und Inhalt eine vollständige Maßnahmenübersichtstabelle sowie Projektsteckbriefe zu den neu hinzugekommenen Maßnahmen enthalten.

Ihrer Mitteilungspflicht über die Aufnahme der Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 kommen die Fernleitungsnetzbetreiber nach, indem sie das Addendum auf der Internetseite ihres Verbandes<sup>30</sup> veröffentlichen und die Bundesnetzagentur hierüber informieren.

Nach erfolgter zweiter Tenoranhörung nimmt die Bundesnetzagentur von der ursprünglich vorgesehenen dreimonatigen Prüffrist Abstand. Hiermit trägt sie zugleich den Bedenken der Fernleitungsnetzbetreiber Rechnung, dass durch die 3-Monatsfrist weitere Verzögerungen entstehen könnten.

#### **d) Besonderheit in Bezug auf die Maßnahme NOWAL-Leitung (ID-Nr. 409-01)**

Obwohl die Maßnahme der Beteiligten zu 4. NOWAL-Leitung (ID-Nr. 409-01) in unmittelbarem Zusammenhang mit der Nord Stream 2 Pipeline steht und bei strikter Anwendung der Ergebnisse der H-Gas-Quellenverteilung nur dann bedarfsgerecht ist, wenn die Nord Stream 2 Pipeline gebaut wird, unterfällt sie nicht der in Tenor zu A.I.1.a. und A.I.2.a. getroffenen Regelung.

---

<sup>30</sup> Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), <http://www.fnb-gas.de>.

Die NOWAL-Leitung bleibt entsprechend des von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Netzausbauvorschlags Bestandteil des Maßnahmenkatalogs. Bezüglich dieser Maßnahme verlangt die Bundesnetzagentur keine Änderungen.

Bei der NOWAL-Leitung handelt es sich um den Bau einer Gasleitung von Rehden nach Drohne. Die für eine Länge von 26 km geplante Leitung soll einen Durchmesser von 1.000 mm haben. Der Betriebsdruck wird mit 90 bar angegeben. Neben der eigentlichen Leitung umfasst die NOWAL-Leitungsmaßnahme auch die Erweiterung einer bestehenden Verdichterstation in Rehden um eine Verdichtereinheit. Die Leistung der Anlage soll 8 MW betragen. Zweck der gesamten Maßnahme, deren Inbetriebnahme Ende 2017 erfolgen soll, ist die Übergabe von Gasmengen aus dem Marktgebiet GASPOOL an das Marktgebiet NCG. Der Bedarf resultiert im Wesentlichen aus der L-H-Gas-Umstellung des NCG-Marktgebiets und erhöhten Übergaben innerhalb dieses Gebiets.

Die NOWAL-Leitung ist nicht nur unter der ID-Nr. 409-01 im Netzausbauvorschlag enthalten, sondern sie ist zugleich unter der ID-Nr. 083-07 Bestandteil des Startnetzes. Die Maßnahme gehörte in ähnlichen Varianten zum Modellierungsergebnis aller vorangegangenen Netzentwicklungspläne und wurde im Netzentwicklungsplan Gas 2015 in das Startnetz übernommen. Als Startnetzmaßnahme soll der Durchmesser der NOWAL-Leitung allerdings 700 mm betragen anstatt – wie im aktuellen Netzausbauvorschlag – 1.000 mm. Die geringere Dimensionierung resultiert daraus, dass die Annahmen in der Modellierung ohne eine Einbeziehung der damals noch nicht geplanten Nord Stream 2 getroffen wurden.

Aus den dem Startnetz und dem Netzausbauvorschlag zugrundeliegenden Modellierungen folgt, dass der Bau der NOWAL-Leitung mit einem Durchmesser von mindestens 700 mm in jedem Fall erforderlich ist. Also unabhängig davon, ob die Nord Stream 2 tatsächlich gebaut wird oder nicht, ist die NOWAL-Leitung mit diesem kleineren Durchmesser bedarfsgerecht.

Wenn nun die im Netzausbauvorschlag enthaltene Variante der NOWAL-Leitung der in Tenor zu A.I.1.a. und A.I.2.a. geregelten Systematik unterfallen würde, ergäbe sich folgender Konflikt: Streng formal wäre es geboten, dass die Beteiligte zu 4. die im Startnetz enthaltene Variante der NOWAL-Leitung mit einem Durchmesser von 700 mm baut. Sobald aber die in Tenor zu A.I.2.a. aufgestellte Bedingung erfüllt wäre, müsste die Beteiligte zu 4. die NOWAL-Leitung mit einem Durchmesser von 1.000 mm bauen. In der Praxis könnte dies dazu führen, dass die Vorhabenträgerin bereits verlegte Rohrleitungen aus dem Boden herausholen und durch neue, größere Rohrleitungen ersetzen müsste.

Selbst wenn die Nord Stream 2 nicht gebaut werden sollte, wäre die NOWAL-Leitung mit einem Durchmesser von 1.000 mm nur geringfügig überdimensioniert. Gleichzeitig wären die im Vergleich zum Bau einer 700 mm Leitung entstehenden Mehrkosten nicht so erheblich, wie die alternativen Mehrkosten in Folge eines nachträglichen Austausches von Rohren. Vor diesem Hintergrund erachtet die Bundesnetzagentur es für zweckmäßig, die Maßnahme mit der aktuell vorgeschlagenen Dimensionierung von 1.000 mm Durchmesser zu bestätigen.

## **2. Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung – ID-Nr. 229-01, ID-Nr. 433-01 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 2023-2027“. Ähnlich lautende Projekte haben sowohl die Beteiligte zu 16. unter der Bezeichnung „Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellungen 2023-2027“ (ID-Nr. 447-01) als auch die Beteiligte zu 5. unter der Bezeichnung „Systemanpassung am Leitungsnetz für die L-H-Gas-Umstellung“ (ID-Nr. 433-01) vorgeschlagen. Diese Maßnahmen entsprechen nicht den gesetzlichen Anforderungen und sind daher aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

In der Maßnahmenbeschreibung in Tabelle 45 im Dokument des Netzentwicklungsplans geben die beiden Beteiligten zu 14. und 16. an, dass es sich bei den Projekten um Anpassungen ihrer Transportsysteme handelt, die zur Umstellung von L- auf H-Gas im Zeitraum von 2023 bis 2027 erforderlich sind. Die Beteiligte zu 5. gibt an, dass es sich um Systemanpassungen bzw. die Errichtung von mehreren Armaturenstationen handelt und die Maßnahme gegen Ende des Jahres 2029 planerisch in Betrieb gehen soll. Um welche Netzgebiete oder konkrete Standorte von Armaturenstationen es hierbei geht, ist im Weiteren nicht ersichtlich. Den aktuellen Entwicklungsstand benennen die Beteiligten mit „Projektidee“, in allen drei 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 Netzentwicklungsplan 2018-2028 ähnlich wie im vergangenen Jahr die Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung angekündigt. Nach Schätzungen der Beteiligten zu 14. werden sich die Kosten für ihre Anpassungsmaßnahmen auf 100 Mio. Euro belaufen. Die Beteiligte zu 16. geht für ihre Maßnahmen von einem Kostenvolumen in Höhe von 21,5 Mio. Euro aus. Die Beteiligte zu 5. geht von einem Kostenvolumen in Höhe von 2 Mio. Euro aus. Ergänzend weisen die Beteiligten darauf hin, dass die angegebenen Kosten lediglich eine grobe Indikation darstellen.

In der Maßnahmenübersicht in der Datenbank zum Netzentwicklungsplan haben die Beteiligten 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 auf den Seiten 116 (Umstellungsbereiche der Beteiligten zu 5.) und den Seiten 117ff. (Umstellungsbereiche der Beteiligten zu 14. und 16.) des Netzentwicklungsplans entnehmen. Hier führen die Beteiligten aus, in welchen Regionen und in welcher Reihenfolge die Marktraumumstellung realisiert werden soll. Abgesehen von einem Verweis auf die im Netzausbauvorschlag bereits enthaltenen Maßnahmen zur Bereitstellung von H-Gas-Kapazitäten und die gesonderte Nennung der geplanten Leitungsneubauten „ZEELINK 1 und 2“ (ID-Nr. 204-02a und 205-02a) und „Voigtslach-Paffrath“ (ID-Nr. 067-02), werden jedoch keine konkreten Angaben getätigt. Die Beteiligte zu 5. erwähnt die zu errichtenden Netzkopplungspunkte, um ihr Netz aufzutrennen und die H-Gas-Versorgung sicherzustellen. Durch die Erwähnung der Netzkopplungspunkte kann zwar ein Zusammenhang zu den im Netzentwicklungsplan enthaltenen GDRM-Anlagen Posthausen, Wiefelstede und Emstek gesehen werden (ID-Nr. 430-01, 339-01, 431-01), weitere Armaturen sind aber nicht benannt.

Die von den Beteiligten zu 5., 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 der erwähnten Textpassage und Maßnahmentabelle der Datenbank zum Netzentwicklungsplan sind zu wenig detailliert, es fehlen auch weiterhin die Projektsteckbriefe mit den konkreten Maßnahmenbeschreibungen. 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 5. die Maßnahmen mit den ID-Nr. 339-01, 430-01 bis 432-01; für die Beteiligte zu 14. die Maßnahmen mit den ID-Nr. 224-02 bis 228-02; 306-02; 311-01; 314-01; 322-01; 324-01; 326-02 bis 338-01; 434-01, 435-01, 438-01 bis 444-01, 448-01 und für die Beteiligte zu 16. die Maßnahmen mit den ID-Nr. 230-01; 320-01; 323-01; 419-

01; 446-01 und 447-01 sowie in gemeinschaftlicher Verantwortung der Beteiligten zu 14. und 16. die Maßnahmen mit den ID-Nr. 067-02; 203-02 bis 205-02b; 325-01; 422-01 und 445-01)<sup>31</sup>.

Welche baulichen, netztechnischen Maßnahmen zum gegenwärtigen Zeitpunkt über die bisher genannten Maßnahmen in den Maßnahmen ID-Nr. 229-01, 433-01 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 5., 14. und 16. aus den bislang allgemein gehaltenen Projekten konkrete Maßnahmen entwickeln und diese über die künftigen Netzentwicklungspläne einer Überprüfbarkeit zugänglich machen.

### **3. Maßnahmen – ID-Nr. 308-02a und ID-Nr. 434-01**

Unter der ID-Nr. 308-02a planen die Beteiligten zu 7. und zu 14. eine Gasdruckregel- und Messanlage in Gernsheim (MEGAL). Die Beteiligte zu 14. plante die Maßnahme Armaturenstation Birlinghoven und Verbindungsleitung (ID-Nr. 434-01).

Die eben genannten Maßnahmen sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen, da die Fernleitungsnetzbetreiber ausweislich der im Umsetzungsbericht 2017 enthaltenen Informationen diese Maßnahmen durch effizientere Ausbaukonzepte ersetzen können.

Die Bundesnetzagentur unterstreicht, dass sich der den Ausbaumaßnahmen zu Grunde liegende Bedarf nicht grundsätzlich geändert hat. Allerdings sind die Fernleitungsnetzbetreiber inzwischen in einer fortgeschrittenen Detailplanung der Maßnahmen. Hierbei hat sich ergeben, dass der Bedarf durch effizientere Lösungsmöglichkeiten befriedigt werden kann. Daher sind die Maßnahmen entbehrlich.

Gegenstand der Maßnahme ID-Nr. 308-02a war die Erweiterung einer Gasdruckregel- und Messanlage in Gernsheim für die Überspeisung von Gasmengen in Richtung MEGAL. Die Inbetriebnahme war für Dezember 2020 geplant. Zwei weitere, in der Funktionsweise ähnliche Projekte plant auch die Beteiligte zu 14. am Standort Gernsheim. Hier sollen unter der Bezeichnung „GDRM-Anlage Gernsheim“ bis zum Dezember 2019 auch Gasdruckregel-

---

<sup>31</sup> Maßnahmenübersicht Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 – Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen, Tabelle 46.

und Messanlagen errichtet werden, die entweder von der MEGAL in Richtung Scheidt (ID-Nr. 209-02b) bzw. vice versa (ID-Nr. 308-02b) transportieren sollen. Die Bundesnetzagentur hatte bereits im Erörterungstermin mit den Beteiligten zu 7. am 08.07.2016 und der Beteiligten zu 14. am 16.06.2016 die Frage aufgeworfen, welche unterschiedlichen Funktionsweisen die verschiedenen GDRM-Anlagen aufweisen und inwiefern eine Auftrennung bzw. Doppelung dieser Maßnahmen angezeigt ist. Verwiesen wurde zunächst auf die jeweiligen Beteiligungsverhältnisse an der MEGAL. Im Umsetzungsbericht 2017 der Fernleitungsnetzbetreiber<sup>32</sup> führen diese nunmehr aus, dass sie im Rahmen der Grundlagenermittlung und der Machbarkeitsprüfung festgestellt hätten, dass die transporttechnischen Anforderungen bereits durch die Umsetzung der Maßnahmen 209-02b und 308-02b abgedeckt seien und die Maßnahme daher entfallen könne.

Unter der ID-Nr. 434-01 plante die Beteiligte zu 14. eine neue Armaturenstation zur Verbindung der Leitung Paffrath-Rüsselsheim (METL-L) und eine neue Gasdruckregelanlage Birlinghoven sowie die hierzu notwendigen Verbindungsleitungen zu errichten. Die Inbetriebnahme war für Dezember 2021 geplant. Auch diese Maßnahme ist nicht bestätigungsfähig, da der Bedarf anderweitig befriedigt werden kann. Ausweislich der Darlegungen im Umsetzungsbericht 2017 kann die Umstellungsreihenfolge im Umstellungsbereich Mittelrhein so optimiert werden, dass auf die Maßnahme ersatzlos verzichtet werden kann.

#### **4. Projekt Mengensteuerung**

Die Beteiligte zu 5. plant ein Projekt unter der sogenannten Bezeichnung „Mengensteuerung“. Hierzu hat sie am 31.03.2015 bei der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV gestellt (Aktenzeichen BK4-15-119).

Dieses Projekt umfasste in der ursprünglichen Form des Antrages die Planung und Errichtung von insgesamt vier Gasdruckregel- und -messanlagen (GDRM-Anlagen) zur Flusssteuerung an vier räumlich verschiedenen Standorten im Netzgebiet der Beteiligten zu 5. Der Bau dieser Stationen war nicht zeitgleich, sondern sukzessive zwischen 2016 und 2019 bei jährlicher Realisierung einer Station gemäß dem Umsetzungszeitplan, der auch Gegenstand des o.g. Antrages ist, avisiert. Im Einzelnen sollten voneinander unabhängige Anlagen in Nüttermoor/Landschaftspolder/Leer Mooräcker (im Jahr 2016); in Wiefelstede (im Jahr 2017), in Cappeln (im Jahr 2018) und in Huntorf (im Jahr 2019) errichtet werden. Mit

---

<sup>32</sup> Umsetzungsbericht 2017 der Fernleitungsnetzbetreiber vom 31.03.2017; abrufbar unter [http://www.fnb-gas.de/files/2017\\_03\\_31\\_umsetzungsbericht\\_2017.pdf](http://www.fnb-gas.de/files/2017_03_31_umsetzungsbericht_2017.pdf)

Schreiben vom 23.01.2017 hat die Beteiligte zu 5. bei der Beschlusskammer 4 den o.g. Antrag dahingehend abgeändert, dass das Projekt zur Mengensteuerung nun einzig aus einer GDRM-Anlage am Standort Nüttermoor/Landschaftspolder/Leer Mooräcker besteht, deren Regelbetrieb im Februar 2017 aufgenommen wurde. Die Beteiligte zu 5. betont in ihrem Schreiben, dass der Erfolg des Projekts unabhängig von der Anzahl der zu errichtenden Stationen und die technischen Ziele der Anlage am betrachteten Standort unabhängig von der (Nicht-)Realisierung der ursprünglich geplanten, drei weiteren Stationen seien. Sie begründet die Anpassung des Antrages mit veränderten Rahmenbedingungen dahingehend, dass aufgrund einer beschleunigten Marktraumumstellung im Zuge reduzierter L-Gas-Importmengen in ihrem Netzgebiet und hin zu nachgelagerten Verteilernetzbetreibern die ursprünglich erwarteten Defizite hinsichtlich Überspeisedrücken und -leistungen teilweise vermieden würden, da durch Schaffung neuer Netzkoppelpunkte zu H-Gas-Systemen anderer Fernleitungsnetzbetreiber alternative Aufspeisemöglichkeiten geschaffen würden. Im Netzgebiet, auf das die Station Nüttermoor/Landschaftspolder/Leer Mooräcker hauptsächlich wirke, erfolge jedoch keine zeitliche Anpassung des geplanten Umstellungsfahrplans, sodass die Station an diesem Standort die ihr zugeschriebene Wirkweise auf die Netzsituation im L-Gas voll entfalten könne und dies für einen netztechnisch sicheren Betrieb auch müsse.

Diese GDRM-Anlage diene gemäß der Ausführungen im genannten Antrag der zielgerichteten Gasregelung in Druck, Menge und Flussrichtung im Netz der Beteiligten zu 5. Insbesondere wird die bedarfsgerechte Bereitstellung von Gasmengen im Fernleitungsnetz der Beteiligten zu 5. als Zielsetzung genannt. Weiterhin sei die Maßnahme vorteilsbringend hinsichtlich einer verbesserten L-Gas-Leistungsbilanz durch bessere Einbindung der L-Gas-Speicher im Netzgebiet, sowie bzgl. der Erhöhung vermarktbarer fester und frei zuordenbarer Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl und der Speicherzone EWE L-Gas. Ebenfalls solle die Maßnahme der zielgerichteten Erhöhung der Drücke im Leitungsnetz der Beteiligten zu 5. und damit zur Stützung der Übergabedrucke in nachgelagerte Verteilnetze dienen. Das Fernleitungsnetz der Beteiligten zu 5. weist eine Ringstruktur auf. Die Transportfähigkeit wird laut Ausführungen im o.g. Antrag physikalisch durch die Übergabedrucke der dieses Netz aufspeisenden Fernleitungsnetzbetreiber gewährleistet. Die Übergabe an diesem Netz nachgelagerte Verteilernetze erfolgt an den Netzkopplungspunkten ungeregelt, d.h. ohne Mengen- oder Drucksteuerung. Die Errichtung der Station am Standort Nüttermoor/Landschaftspolder/Leer Mooräcker bewirke somit eine – begrenzte – Möglichkeit der Steuerung dieser beiden Parameter und komme somit einer Flussteuerung gleich.

Im Nachgang der Antragsstellung hat die Beschlusskammer 4 die Beteiligte zu 5. aufgefordert, den o.g. Antrag um zusätzliche Informationen zu ergänzen, die die Zielsetzung des Projektes anhand von Simulationsergebnissen belegen. Dieser Aufforderung ist die Beteiligte zu 5. mit Schreiben vom 18.08.16 nachgekommen. In der diesem Schreiben beigelegten technischen Notiz werden die Auswirkungen der GDRM-Anlage am Standort Nüttemoor/Landschaftspolder/Leer Mooräcker für drei unterschiedliche Regelventilstellungen der Anlage betrachtet. Vorgegeben für die Simulationen wurden stündliche Ein- und Ausspeisemengen in das Netz der Beteiligten zu 5., sowie die zu Beginn des 72-stündigen Betrachtungszeitraumes gemessenen Drücke an den Einspeisepunkten des Netzes, anhand derer ein stationärer Anfangszustand berechnet wurde. Der Fall einer 100% geöffneten Ventilstellung entspricht der bestehenden (ungeregelten) Netzsituation. Unter der betrachteten Lastsituation ist eine Konkurrenzsituation an den beiden betrachteten Einspeisungen in das Netz der Beteiligten zu 5. erkennbar. Das simulierte Druckverhalten legt den Schluss nahe, dass in dieser Lastsituation nominierte Einspeisungen nicht mehr realisiert werden könnten. Für eine vollständig geschlossene Ventilstellung zeigt sich ein unzulässiger Druckanstieg im Simulationsergebnis, der den Abtransport der am betroffenen Netzkoppelpunkt nominierten Einspeisemengen verhinderte. Abschließend wird der Fall einer an der GDRM-Anlage ausgangsdruckseitigen Regelung betrachtet und dessen Auswirkungen auf die Druckverläufe an den beiden betrachteten Einspeisungen, sowie an einem Ausspeisepunkt zu einem nachgelagerten Netzbetreiber untersucht. Für die betrachtete Regelungsart ließen sich aufgrund der sich einstellenden Drucksituation höhere Gasmengen an den nachgelagerten Netzbetreiber übergeben. Ferner tritt anders als im Fall der vollständig geschlossenen Ventilstellung keine Druckverletzung mehr im betrachteten Netzbereich auf. Ebenfalls vermieden wird eine Konkurrenzsituation wie im Fall der vollständig geöffneten Ventilstellung.

Insgesamt stützen die Ausführungen zu den verschiedenen als exemplarisch zu verstehenden Netzsituationen im Fall der betrachteten GDRM-Anlage die im Antrag dargelegten Projektziele. Erste Testbetriebe der im Jahr 2016 fertig gestellten Anlage zeigten eine Verträglichkeit mit den o.g. Simulationsergebnissen, wie die Beteiligte zu 5. der Bundesnetzagentur gegenüber am 31.01.2017 telefonisch bekundete. Ebenfalls sei nach Auskunft der Beteiligten zu 5. zu diesem Zeitpunkt mit einem Regelbetrieb der genannten GDRM-Anlage noch im ersten Quartal 2017 zu rechnen.

Das Projekt „Mengensteuerung“ war nicht als Maßnahmenvorschlag im Netzentwicklungsplan 2015 enthalten. Dennoch war eine Vorstellung des Konzepts und der geplanten (technischen) Umsetzung Gegenstand des Erörterungstermins mit der Bundesnetzagentur am



22.07.2015 mit der Beteiligten zu 5. In der anknüpfenden Diskussion wurden insbesondere Fragen zu den Auswirkungen auf das betroffene Fernleitungsnetz sowie die nachgelagerten Netze besprochen. Konsistent zu den Inhalten des o.g. Antrags nannte die Beteiligte zu 5. das Ermöglichen von Netzsteuermöglichkeiten, die Aufrechterhaltung bisher zugesagter interner Bestellungen, die Beibehaltung bedarfsgerechter Ausspeisemengen und -drücke, sowie die Auflösung von Konkurrenzsituationen zwischen zwei Einspeisepunkten des Netzes als Zielsetzungen des geplanten Projektes. Auf die Frage der Bundesnetzagentur, aus welchen Gründen keine Aufnahme des geplanten Projekts in den Netzentwicklungsplan 2015 erfolgt sei, hat die Beteiligte zu 5. vorrangig auf dessen vergleichsweise geringen Umfang verwiesen. Während des Termins und schriftlich im Nachgang dazu hat die Bundesnetzagentur der Beteiligten zu 5. aufgegeben, die Notwendigkeit der Maßnahmen gemessen an dem im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 bzw. in einem zukünftigen Szenariorahmen bestätigten Bedarf zu prüfen, sowie ggf. zukünftig darzulegen, ob sich die Einzelmaßnahmen anhand der verwendeten, geeigneten Netzmodellierungspraxis an allen vier geplanten Standorten ergeben. Das Bestreben, die Einzelmaßnahmen des o.g. Antrages zukünftig in den Netzentwicklungsplan einzubringen, hat die Beteiligte zu 5. am 23.07.2015 schriftlich bekundet.

In den Netzentwicklungsplan 2016-2026 hat die Beteiligte zu 5. insgesamt fünf Maßnahmenvorschläge eingebracht, die sich aus der im Netzgebiet in den kommenden Jahren avisierten L-H-Gas- Umstellung ergeben. Die Einzelmaßnahmen des Projektes „Mengensteuerung“ gemäß dem o.g. Antrag in seinem ursprünglichen Umfang sind im Plan hingegen nicht enthalten. Dennoch waren die Motivation und die netztechnische Relevanz des Projekts auch Gegenstand des Erörterungstermins mit der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 am 03.06.2016. Hier hat die Beteiligte zu 5. insbesondere auf die Signifikanz des Gesamtprojekts bzw. der Teilprojekte an den einzelnen Standorten für den sicheren Weiterbetrieb des L-Gas-Netzes während des Umstellungszeitraumes hingewiesen.

Die dargelegten Ergebnisse der o.g. technischen Notiz als Anlage zum Antrag auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV können als Indiz für die Ausführungen hinsichtlich der Einzelmaßnahme am betrachteten Standort verstanden werden.

Es ist der Bundesnetzagentur 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 5. in den Erörterungsterminen zum Netzentwick-

lungsplan 2015 und zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 aufgeführten Aspekte des Projekts „Mengensteuerung“ sowie der Simulationsergebnisse für die GDRM-Anlage am o.g. Standort kommt die Bundesnetzagentur zu der Einschätzung, dass die Voraussetzungen für eine Aufnahme dieser Maßnahme in den Netzentwicklungsplan gegeben sind. Dem Verständnis der Bundesnetzagentur zufolge handelt es sich um eine in den Plan einzubringende Maßnahme im Sinne des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG, wenn sie der Optimierung, der Verstärkung oder dem Ausbau des Netzes dient und eine Maßnahme des Fernleitungsnetzes gemäß der Definition der Fernleitung in § 3 Nr. 19 EnWG ist. Eine exakte Abgrenzung, ob der Zweck der Maßnahme Optimierung, Verstärkung oder Ausbau ist, ist nicht von Relevanz. Vielmehr ist bedeutsam, dass es sich mindestens um eine Maßnahme zur Optimierung des Fernleitungsnetzes handelt. Ferner muss der Maßnahme einzeln betrachtet Bedarfsgerechtigkeit oder die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zugeschrieben werden können, und sie muss in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich und wirksam sein. Letzteres setzt eine Gesamtbetrachtung des entsprechenden Netzes und insbesondere einen Vergleich mit anderen denkbaren Maßnahmen(alternativen) voraus.

Die Bundesnetzagentur fordert die Fernleitungsnetzbetreiber auf, auch zukünftig die genannten gesetzlichen Definitionen und insbesondere die enthaltenen Kriterien bei der Entscheidung zu beachten, welche Maßnahmenvorschläge in den Netzentwicklungsplan eingebracht werden.

Diese Voraussetzungen sind bei dem in Rede stehenden Projekt Mengensteuerung aus Sicht der Bundesnetzagentur erfüllt. Von vornherein nicht trägt jedenfalls der Hinweis der Beteiligten zu 5. in der im Rahmen der ersten Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber abgegebenen Stellungnahme vom 06.10.2016, das Projekt habe sie nicht in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da es nicht Ergebnis der Modellierung sei. Die obige Definition spricht jedenfalls nicht dagegen. Im Netzentwicklungsplan sind Maßnahmen anderer Fernleitungsnetzbetreiber enthalten, die ebenfalls nicht Ergebnis der Modellierung sind, aber gleichwohl aus Gründen der Versorgungssicherheit als notwendig erachtet werden, z.B. die Maßnahme Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus, ID Nr. 304-01.

Daher ordnet die Bundesnetzagentur an, dass das Projekt in den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 aufgenommen wird. Darüber hinaus geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass das Projekt im künftigen Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 Bestandteil der Startnetzmaßnahmen sein wird.

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

Die Bundesnetzagentur hat den Fernleitungsnetzbetreibern unter dem Tenor zu A.I.2.c. 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.

Nach § 36 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG darf ein Verwaltungsakt nach pflichtgemäßem Ermessen mit einer Auflage verbunden werden. Eine Auflage im Sinne dieser Vorschrift ist eine Bestimmung, durch die dem Begünstigten ein Tun, Dulden oder Unterlassen vorgeschrieben wird. Wie oben dargelegt, stellt das Änderungsverlangen eine Begünstigung dar (vgl. II.D.1.c)(1)).

Die Regelungen in §§ 38, 39 GasNZV sehen jeweils Verpflichtungen für die Fernleitungsnetzbetreiber und die Anschlusspetenten vor. Insbesondere erstere sind hiernach zur Reservierung von Kapazitäten bzw. ggf. zum Ausbau des Gasfernleitungsnetzes (siehe oben unter II.C.2.b)(3)) 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 obiger Auflage an. Die Mitteilung soll sicherstellen, dass die Bundesnetzagentur über einen umfassenden Kenntnisstand über die Planungen der jeweiligen Kraftwerks-, Speicher- und LNG-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 Kraftwerks-, Speicher- oder LNG-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.

### **F. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens**

Nach Bekanntgabe dieses Änderungsverlangens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die geforderten Änderungen gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG innerhalb von drei Monaten umzusetzen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 wird mit Bekanntgabe dieser Ent-

scheidung 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 Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 beläuft sich nach eigenen Berechnungen der Bundesnetzagentur insgesamt auf einen Leitungszubau von 822,6 km und einen Verdichterzubau von 429 MW. Aus den insgesamt 113 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 3,891 Mrd. € in den nächsten zehn Jahren. Nach Eintritt der Bedingung unter Tenorziffer A.I.2.a (Implementierung der im Zusammenhang mit der Nord Stream 2 stehenden Maßnahmen) würde sich der Leitungszubau auf 826,6 km, der Verdichterzubau auf 567 MW und die Kosten auf 4,353 Mrd. € belaufen. Der ursprüngliche Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber umfasste 122 Maßnahmen mit einem Leitungszubau von 826,6 km, einem Verdichterzubau von 567 MW und einem Kostenvolumen von 4,4797 Mrd. €.

#### **G.       Widerruf**

Die Bundesnetzagentur behält sich gem. § 36 Abs. 2 Nr. 3 VwVfG den Widerruf der Entscheidung vor. Dieser Vorbehalt soll sicherstellen, dass neue Erkenntnisse berücksichtigt werden können, soweit dies erforderlich ist. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass nunmehr nicht mehr jährlich eine Aktualisierung des Netzentwicklungsplans Gas stattfindet, erscheint es angezeigt, aktuellen Erkenntnissen, die Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung haben, wie z.B. bei den Anschlussanfragen für neue Gaskraftwerksprojekte, Rechnung zu tragen.

#### **H.       Hinweise zu den Kosten**

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

### III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich 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 26.07.2017

## Abkürzungsverzeichnis

DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazitäten
Exit/Entry	Ausspeise- / Einspeisetransportkapazitäten
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
fZK	Feste frei zuordenbare Kapazitäten
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Hochkalorisches (high-calorific) Gas
ID-Nr.	Identifikationsnummer gemäß Maßnahmenliste im Netzentwicklungsplan Gas
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
L-Gas	Niederkalorisches (low-calorific) Gas
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung
NEP	Netzentwicklungsplan
PCI	Projekte von gemeinschaftsweitem Interesse (Projects of Common Interest) gemäß Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur
TaK	Temperaturabhängige Kapazitäten
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, gemeinschaftsweiter zehnjähriger Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009
uFZK	Unterbrechbar frei zuordenbare Kapazitäten
VHP	Virtueller Handelspunkt
VS	Verdichterstation
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz