

Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

20. Dezember 2018

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

Tulpenfeld 4
53113 Bonn

www.bundesnetzagentur.de

E-Mail: info@bnetza.de

Änderungsverlangen

Az. 8615-NEP Gas 2018-2028

Entscheidung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Änderung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 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 durch 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,

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

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

Pasteurallee 1, 30655 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,

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) -

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

Huttropstraße 60, 45138 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) -

10. NEL Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) -

11. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

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

Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) -

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

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

16. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 16) -

- im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber -

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

am 20.12.2018

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

A.

I. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 29.03.2018 vorgelegte Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ist gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt abzuändern:

1. Änderungen

- 1) Die Maßnahmen der Beteiligten zu 6. "Leitung Brunsbüttel - Hetlingen" (ID-Nr. 502-01a) und "GDRM-Anlage Hetlingen" (ID-Nr. 502-01b) sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.
- 2) Die Maßnahmen der Beteiligten zu 6. "Erweiterung GDRM-Anlage Wolfsburg KW Nord" (ID-Nr. 501-01b) und "Erweiterung GDRM-Anlage Wolfsburg HKW" (ID-Nr. 501-01c) sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.
- 3) Die Maßnahme der Beteiligten zu 5. "Leitung Bunde - Leer Mooräcker" (ID-Nr. 432-02a) ist aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

- 4) Die Maßnahme der Beteiligten zu 14. "Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2024-2029" (ID-Nr. 229-01) und die Maßnahme der Beteiligten zu 16. "Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gasumstellungen" (ID-Nr. 447-01) sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.
- 5) Die Maßnahme "Erweiterung der GDRM-Anlage Steinitz" (ID-Nr. 507-01i) der Beteiligten zu 6. und zu 12. ist um eine zusätzliche Mess- und Regelschiene zur Gewährleistung eines permanenten Gastransports aus der Ferngasleitung FGL 302 in Richtung der NETRA ist auf eine Anlagenleistung von 900.000 m³/h anzupassen.
- 6) Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, bei den Maßnahmen mit ID-Nr. 504-01a und 507-01k die Beteiligungsverhältnisse wie folgt anzupassen:
 - a) Verantwortlich für das Projekt "Leitungsverbindung EPT-Rysum - Rysum-Folmhusen" (ID-Nr. 504-01a) ist neben der Beteiligten zu 6. auch die Beteiligte zu 16., dies ist im Netzentwicklungsplan entsprechend zu ergänzen.
 - b) Die Beteiligte zu 12. ist für das Projekt "GDRM-Anlage Sülstorf" (ID-Nr. 507-01k) nicht mehr mitverantwortlich. Die Angaben für das Projekt sind im Netzentwicklungsplan dahingehend zu ändern, als dass die gemeinschaftliche Verantwortlichkeit für diese Maßnahme nur die Beteiligte zu 3., zu 6., sowie zu 10. umfasst.
- 7) Die Maßnahmen der Beteiligten zu 14. "Leitung Massenheim - Sulzbach" (ID-Nr. 506-01a) sowie "GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung" (ID-Nr. 506-01b) sind an den veränderten Kapazitätsbedarf des Kraftwerksprojektes Griesheim anzupassen.

2. Nebenbestimmungen

Das Änderungsverlangen wird im Hinblick auf Ziffer A.I.1. mit den folgenden Nebenbestimmungen verbunden:

- 8) Hinsichtlich der erforderlichen Maßnahmen zur zukünftigen Versorgung der Region Ostfriesland im Bereich Bunde / Leer mit H-Gas werden die folgenden Regelungen getroffen:
 - a) Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß § 15a Abs. 3 Satz 5 EnWG verpflichtet, zu prüfen, ob die Umstellung von L- auf H-Gas, sowie die zukünftige H-Gas-Versorgung ab 2024 im Bereich Bunde / Leer auch anhand alternativer Maßnahmen zum intendierten Projekt "Leitung Bunde - Leer Mooräcker" (ID-Nr. 432-02a) der Beteiligten zu 5. möglich ist. Diesbezüglich sind alle bestehenden Fernleitungsnetzinfrastrukturen in dieser Region und ihre individuelle Nutzbarkeit in die Prüfung miteinzubeziehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, anhand einer abgestimmten, gemeinsamen Modellierung die ggf. notwendigen, alternativen Ausbaumaßnahmen zu ermitteln und diese hinsichtlich der dazu erforderlichen Kosten, der möglichen Inbetriebnahmedaten, der technischen Charakteristika, sowie in Bezug auf ihr weiteres Potenzial in Relation zum bisher vorgeschlagenen Leitungsneubauprojekt zu setzen. Die Auswirkungen der möglichen alternativen Ausbaumaßnahmen auf andere Projekte sind ebenfalls zu untersuchen und darzustellen. Die zu dieser Modellierung erforderlichen Daten, insbesondere die durch die Maßnahme "Leitung Bunde - Leer Mooräcker" (ID-Nr.

432-02a) zu versorgenden Netzpunkte und die (netz-knotenpunktscharfen) Anforderungen an technische Parameter wie Drücke und H-Gas-Leistungen ab Umstellungszeitpunkt sind zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern auszutauschen, ebenso wie Angaben zur gegenwärtigen L-H-Gas-Umstellungsplanung bzgl. der Umstellbereiche und -zeitpunkte, sowie der Umstellungsabfolge und der Gerätezahlen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben darzulegen, dass eine vollumfängliche Betrachtung der Bestandsinfrastruktur der Region im Rahmen der Prüfung erfolgt ist. Sie haben außerdem zu erläutern, ob und auf welche Weise sich Änderungen hinsichtlich der gegenwärtigen L-H-Gas-Umstellungsplanung ergeben. Die Ergebnisse dieser Prüfung sind der Bundesnetzagentur bis zum 28.02.2019 in schriftlicher Form zu übermitteln.

- b) Die Bundesnetzagentur behält sich den Widerruf der Entscheidung gemäß Tenor 3) in Abhängigkeit des Ergebnisses des Prüfauftrags unter Tenorziffer zu 8)a) vor. Sollte die gemäß Tenor 8)a) vorgeschriebene Prüfung zu dem Ergebnis kommen, dass eine zumindest gleich geeignete, aber kostengünstigere und/oder effektivere Maßnahme zur Verfügung steht und erforderlich ist, um die Umstellung von L- auf H-Gas, sowie die nach erfolgter Umstellung notwendige Versorgung des Gebiets Ostfriesland im Bereich Bunde-Leer zu gewährleisten, wird die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber zur Aufnahme dieser Maßnahme in den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 verpflichten. Sollte die Prüfung zeigen, dass die Maßnahme mit ID-Nr. 432-02a im Vergleich zu den sich aus der Prüfung ergebenden Alternativ-Maßnahmen geeigneter und erforderlich ist, wird die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber zur Aufnahme der Maßnahme mit ID Nr. 432-02a in den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 verpflichten.
- 9) Die Beteiligten zu 2. und zu 14. werden verpflichtet, bis zum 06. März 2019 zu entscheiden, ob eine Wiederinbetriebsetzung der TENP I auf dem Leitungsabschnitt von Mittelbrunn nach Schwanheim erfolgen wird. Erfolgt keine Wiederinbetriebsetzung, so ist die Maßnahme der Beteiligten zu 2. und zu 14. "Leitung Mittelbrunn - Schwanheim" (ID-Nr. 552-01) bis spätestens zum 20. März 2019 in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, der Bundesnetzagentur die Entscheidung sowie die Aufnahme der Maßnahme in den Netzentwicklungsplan unverzüglich mitzuteilen.
- 10) Die Beteiligten zu 2. und zu 14. werden verpflichtet, bis zum 06. März 2019 zu entscheiden, ob eine Wiederinbetriebsetzung der TENP I auf dem Leitungsabschnitt von Hülgelheim nach Tannenkirch erfolgen wird. Erfolgt keine Wiederinbetriebsetzung, so ist die Maßnahme der Beteiligten zu 2. und zu 14. "Leitung Hülgelheim - Tannenkirch" (ID-Nr. 554-01) bis spätestens zum 20. März 2019 in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, der Bundesnetzagentur die Entscheidung sowie die Aufnahme der Maßnahme in den Netzentwicklungsplan unverzüglich mitzuteilen.
- 11) Die Maßnahme der Beteiligten zu 2. und zu 14. "Querverbindungen TENP I zu TENP II" (ID-Nr. 555-01) sind bis spätestens zum 20. März 2019 in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen, wenn eine Prüfung der Beteiligten zu 2. und zu 14. bis zum 06. März 2019 ergibt, dass diese Maßnahme erforderlich ist, um die in der Versorgungssicherheitsvariante angesetzten Kapazitäten darzustellen, weil auch weitere Leitungsabschnitte auf den von Korrosionsschäden betroffenen Leitungsabschnitten der TENP I nicht wieder in Betrieb gesetzt werden können, die nicht die Abschnitte von Mittelbrunn nach Schwanheim, sowie von Hülgelheim nach Tannenkirch umfassen. Sollte die Prüfung ergeben, dass nur ein Teil der Maßnahme der Beteiligten zu 2. und zu 14. "Querverbindungen TENP I zu TENP II" (ID-Nr. 555-01) erforderlich ist, so ist nur der erforderliche Teil in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber

werden verpflichtet, der Bundesnetzagentur die Aufnahme der Maßnahme oder Teile der Maßnahme unverzüglich mitzuteilen.

- 12) Sollte die Prüfung gemäß Tenor 11) darüber hinaus ergeben, dass auch die Maßnahmen der Beteiligten zu 2. und zu 14. "Leitung Mittelbrunn - Schwanheim" (ID-Nr. 552-01) oder "Leitung Hügelheim - Tannenkirch" (ID-Nr. 554-01) zu Teilen nicht erforderlich sind, um die in der Versorgungssicherheitsvariante angesetzten Kapazitäten darzustellen, so sind auch diese Maßnahmen ("Leitung Mittelbrunn - Schwanheim" (ID-Nr. 552-01) oder "Leitung Hügelheim - Tannenkirch" (ID-Nr. 554-01)) abweichend zu Tenor 9) und Tenor 10) nur im erforderlichen Umfang in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen.
- 13) Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die Bundesnetzagentur im Falle von Anfragen nach § 38 GasNZV unverzüglich über die Reservierung von Kapazitäten nach § 38 Abs. 1 GasNZV und die Zahlung der Reservierungsgebühr nach § 38 Abs. 4 GasNZV bzw. im Falle von Anfragen nach § 39 GasNZV über den Abschluss von Realisierungsfahrplänen nach § 39 Abs. 2 GasNZV und die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 Abs. 3 GasNZV zu informieren.

II. Im Übrigen wird von Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 abgesehen.

B.

Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

Änderungsverlangen.....	1
Inhaltsverzeichnis.....	7
I SACHVERHALT.....	9
A Verfahrensgegenstand.....	10
1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans.....	10
2. Inhalte der Modellierungsvarianten.....	10
2.1 Basisvariante.....	10
2.2 Speichervariante.....	11
2.3 Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem.....	12
B Verfahrensablauf.....	15
1. Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung.....	15
2. Netzentwicklungsplan.....	15
2.1 Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber.....	15
2.2 Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur.....	16
2.2.1 Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen.....	17
2.2.2 Wesentliche Ergebnisse aus dem öffentlichen Workshop.....	21
2.3 Konsultation der Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem seitens der Fernleitungsnetzbetreiber.....	21
2.4 Entwurfsdokument der Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem - Konsultation durch die Bundesnetzagentur.....	22
2.4.1 Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen.....	23
2.5 Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber.....	25
2.6 Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses.....	26
II ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE.....	27
A Zuständigkeit und Verfahren.....	28
B Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens.....	29
C Grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans.....	30
1. Formelle Voraussetzungen.....	30
2. Materielle Voraussetzungen.....	31
2.1 Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan.....	31
2.2 Grundlagen der Modellierung.....	31
2.2.1 Annahmen zum Gasbedarfsszenario.....	32
2.2.2 Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern.....	32
2.2.3 Annahmen zu Gaskraftwerken.....	33
2.2.4 Annahmen zu Gasspeichern.....	39
2.2.5 Annahmen zum Bedarf von Industriekunden.....	40
2.2.6 Annahmen zu LNG-Anlagen.....	40
2.2.7 Ergebnisse more capacity.....	41

2.2.8	Marktraumumstellung.....	41
D	Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans.....	42
1.	Leitung Brunsbüttel - Hetlingen (ID-Nr. 502-01a) und GDRM-Anlage Hetlingen (ID-Nr. 502-01b).....	42
2.	Erweiterungen GDRM-Anlagen Wolfsburg (ID-Nr. 501-01b und ID-Nr. 501-01c).....	48
3.	Zukünftige Versorgung der Region Ostfriesland im Bereich Bunde / Leer mit H-Gas: Prüfung von alternativen Maßnahmen zum Projekt „Leitung Bunde - Leer Mooräcker“ (ID-Nr. 432-02a).....	48
4.	Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung - ID-Nr. 229-01 und ID-Nr. 447-01.....	53
5.	Ausbaumaßnahme „GDRM-Anlage Steinitz“ (ID-Nr. 507-01i).....	55
6.	Änderungen hinsichtlich der Angaben zu den Verantwortlichkeiten an den Projekten mit ID-Nr. 504-01a und 507-01k.....	55
7.	Ausbaumaßnahmen „Leitung Massenheim – Sulzbach“ (ID-Nr. 506-01a) und „GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung“ (ID-Nr. 506-01b).....	56
8.	Maßnahmen aus der TENP-Versorgungssicherheitsvariante	57
9.	Mitteilungspflicht über die Zahlung der Planungspauschale und Realisierungsfahrpläne	62
E	Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens	64
	Hinweise zu den Kosten.....	65
III	RECHTSMITTELBELEHRUNG	67
	Abkürzungsverzeichnis	69
	Impressum	71

I Sachverhalt

A Verfahrensgegenstand

1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den nationalen Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, den die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung aus § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG gemeinsam erstellt und der Bundesnetzagentur am 29.03.2018 zur Prüfung vorgelegt haben. Der Netzentwicklungsplan basiert auf dem „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber“ (im Folgenden: Szenariorahmen 2018), den die Bundesnetzagentur am 12.12.2017 bestätigt hat.

Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG muss der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

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

2. Inhalte der Modellierungsvarianten

Mit der Bestätigung des Szenariorahmens 2018 wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 01. April 2018 zwei Modellierungsvarianten (Basisvariante und Speichervariante) zu berechnen. Der Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber gründet sich auf die Ergebnisse der Basisvariante. Die Speichervariante dient der Ermittlung erforderlicher Ausspeicherleistung aus Untergrundgasspeichern in einer Lastsituation am Ende eines Winters.

Weiterhin wurden die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Bestätigung verpflichtet, gemäß ihrem eigenen Vorschlag zusätzlich zu den beiden im Szenariorahmen enthaltenen Modellierungsvarianten eine separate Versorgungssicherheitsvariante zu berechnen, deren Gegenstand die aktuelle Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem ist. Die Ergebnisse dieser Modellierungsvariante waren der Bundesnetzagentur bis zum 01. August 2018 zu übermitteln.

2.1 Basisvariante

Entsprechend den Vorgaben der Bestätigung des Szenariorahmens 2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs die Modellierungsvariante Basisvariante berechnet.

Mit dem Rückgang der L-Gas-Produktion in den Niederlanden und in Deutschland steigt der deutsche H-Gas-Bedarf und Importquellen gewinnen an Bedeutung. Die Herkunft des in Deutschland zusätzlichen benötigten H-Gases ist Gegenstand der H-Gas-Quellenverteilung im Szenariorahmen. Im Szenariorahmen 2018 wurden erstmalig Ergebnisse einer Marktabfrage nach neu zu schaffenden Kapazitäten und verbindliche Buchungen dieser Kapazitäten (aus dem so genannten „more capacity“ Verfahren) bei der Erstellung der Quellenverteilung berücksichtigt und finden so Eingang in den Netzentwicklungsplan. Die verbindlichen Buchungen und die daraus resultierenden neu zu schaffenden Kapazitäten betreffen die an den Grenzübergangspunkten in der Modellierung der Basisvariante angesetzten Kapazitätswerte.

Der Bedarf der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber wurde in der Basisvariante bis einschließlich 2023 auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose berücksichtigt. In den Folgejahren bis 2028 wird dieser Wert konstant fortgeschrieben.¹

Unter Beachtung der gemäß §§ 38 und 39 GasNZV gestellten Anfragen sind die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke mit 100% fester dynamisch zuordenbarer Kapazität (fDZK) modelliert worden. Neue Gasspeicher(erweiterungen) haben mit 100% fester, temperaturabhängiger Kapazität (TaK) Eingang in die Modellierung gefunden. Die Kapazitätsansätze der übrigen Kraftwerke und Speicher sind dem Datenbank-Zyklus „2018-NEP Konsultation“ zu entnehmen.²

Erstmalig fanden in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Kapazitäten in Verbindung mit einem geplanten deutschen LNG-Terminal in Brunsbüttel Beachtung. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die angefragten Kapazitäten in der Modellierung als dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK) angesetzt.³

In dieser Modellierungsvariante ergibt sich ein Investitionsbedarf in Höhe von 7 Mrd. Euro bis 2028. Die FNB beabsichtigen, das Fernleitungsnetz gegenüber dem aktuellen Stand um 1390 km zu erweitern und neue Verdichterleistung in Höhe von 499 MW zu installieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen im Netzentwicklungsplan Startnetzmaßnahmen mit 328 km Leitungslänge und 203 MW Verdichterleistung aus. Das Investitionsvolumen dieser Maßnahmen beträgt rund 1,5 Mrd. Euro.⁴

Der Netzausbauvorschlag gründet sich auf die Ergebnisse dieser Modellierungsvariante.

2.2 Speichervariante

Entsprechend den Vorgaben der Bestätigung des Szenariorahmens 2018, zusätzlich zur Basisvariante eine seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagene weitere Modellierungsvariante, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die sog. Speichervariante berechnet. Zur grundsätzlichen Vorgehensweise wird auf die Ausführungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans insbesondere in Kapitel 3.4 (Prämissen der Speichervariante) verwiesen.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber besteht unter Versorgungssicherheitsaspekten eine Notwendigkeit, Leistungsbereitstellung durch Untergrundgasspeicher in Spitzenlastsituationen, bspw. am Ende einer Kälteperiode, im Rahmen der Netzentwicklungsplanung zu untersuchen. Insbesondere in solchen Lastsituationen wirken Speicher lokal und meist kurzreichweitig in dem Netzgebiet, in dem sie liegen.

Im Rahmen dieser Modellierungsvariante fassen die Fernleitungsnetzbetreiber die Gasspeicher in Netzgebieten zusammen und betrachten ihre Einflussbereiche somit regionalisiert. Es erfolgt eine Berechnung für drei Gaswirtschaftsjahre (2018/19, 2019/20, 2020/21). Die Fernleitungsnetzbetreiber weichen hierbei von ihrem

¹ Ausführlicher hierzu s.u. unter "Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern" (IIC2.2.2)

² Ausführlicher hierzu s.u. unter "Annahmen zu Gaskraftwerken" (IIC2.2.3) und "Annahmen zu Gasspeichern" (IIC2.2.4)

³ Ausführlicher hierzu s.u. unter "Annahmen zu LNG-Anlagen" (IIC2.2.6)

⁴ Siehe Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, S.145, Tabelle 7.2.2

ursprünglichen Vorschlag und den Vorgaben der Bestätigung des Szenariorahmens 2018 ab, die Leistungsbereitstellung als Funktion der Netzentwicklung in den Jahren 2018 bis 2023, sowie im Zieljahr 2028 zu betrachten. Sie begründen die abweichende Vorgehensweise mit der Marktgebietszusammenlegung und deren Einfluss auf die zu erwartenden Ergebnisse mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2021/22. Ferner sei der betrachtete Zeitraum für mögliche Ausschreibungen marktbasierter Instrumente zur Absicherung benötigter Speicherleistungen relevant.

Die Ergebnisse dieser Modellierungsvariante sind Gegenstand von Kapitel 7.3 des Entwurfs (Modellierungsergebnisse Speichervariante). Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen für eine Lastsituation zum Ende eines Winters für jedes der betrachteten Netzgebiete dar, ob die benötigte Leistung durch Speicher zur Verfügung gestellt werden müsste, oder ob ein etwaiges Leistungsfehl auch (ggf. anteilig) über andere Entry-Punkte kompensiert werden könnte. Für einige der betrachteten Netzgebiete ergeben sich in der betrachteten Lastsituation und unter Berücksichtigung der gewählten Annahmen lokale Speichererfordernisse. Diese Bedarfe können, wie die Fernleitungsnetzbetreiber darlegen, nicht anderweitig gedeckt werden. In der betrachteten Lastsituation wäre daher zur Versorgung des jeweiligen Netzgebiets aus Speichern eingespeiste Leistung erforderlich.

Die Fernleitungsnetzbetreiber betonen in ihrem Fazit zu dieser Modellierungsvariante, dass die ermittelten Ergebnisse nicht uneingeschränkt zu verstehen seien, da sie aus der exemplarischen Betrachtung einer Lastsituation resultieren. Insbesondere eine Differenzierung hinsichtlich deutschlandweit verschiedener möglicher Temperaturen Ende Februar und somit veränderter temperaturabhängiger Bedarfe könne deutliche Abweichungen zu den dargestellten Ergebnissen bedeuten. Die Fernleitungsnetzbetreiber führen aus, dass die lokale Leistungsbereitstellung aus Speichern insbesondere in bestimmten Versorgungssituationen nicht infrage gestellt werden dürfe, da Gasspeicher verbrauchsnahe wirken und somit wesentlich für eine wirtschaftlich optimierte Netzentwicklungsplanung zu verstehen seien.

Im Rahmen dieses Änderungsverlangens kann nur über Maßnahmen eines Ausbausvorschlages, wie er beispielsweise Ergebnis der Basisvariante ist, entschieden werden. Eine Bestätigung der Ergebnisse der Speichervariante ist daher mit dieser Entscheidung nicht verbunden. Weiterhin erfolgt im Rahmen dieses Änderungsverlangens keine Bewertung, ob die betrachtete Lastsituation wahrscheinlicher ist als das Auftreten anderer möglicher Lastsituationen. Die Ergebnisse, in welchen Netzregionen in der betrachteten Lastsituation zusätzliche Speichererfordernisse notwendig sind, sind außerdem nicht als Präjudiz für eine Anerkennung von Kosten marktbasierter Instrumente an anderer Stelle als in der Netzentwicklungsplanung zu verstehen.

2.3 Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem

Die Beteiligten zu 2. und 14. haben bei turnusmäßigen Wartungsmaßnahmen im Sommer 2017 Korrosionsschäden auf einem Strang der Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP) festgestellt. Bei der Errichtung der Pipeline in den 1970er Jahren wurde auf einem Leitungsstrang im Bereich von der Eifel bis nach Wallbach an der schweizerischen Grenze eine in Deutschland wenig gebräuchliche Umhüllung im Bereich der Schweißnähte verwendet. Es stellte sich im Zuge der Wartungsmaßnahmen heraus, dass diese Umhüllung unzureichend aufgebracht worden war, sodass sie sich teilweise von der Pipeline gelöst hatte. Bei dem zweiten Strang der Pipeline, sowie auf den Leitungsabschnitten der TENP I von Bocholtz bis Boxberg und von Barbelroth bis Büchelberg wurde diese Umhüllung nicht verwendet, sodass diese auch nicht von den Korrosionsschäden betroffen sind.

Daraufhin wurden die betroffenen Leitungsabschnitte der TENP I am 27.09.2017 zunächst befristet bis zum 31.03.2019 außer Betrieb genommen. Inzwischen wurde die Wartungsmaßnahme auf der Grundlage der bisherigen Erkenntnisse bis zum 30.09.2020 verlängert. Daher steht die Transportkapazität des TENP-Leitungssystems aktuell nur eingeschränkt zur Verfügung. Am Grenzübergangspunkt Wallbach stehen derzeit anstelle von ca. 24 GWh/h Exitkapazität lediglich ca. 13 GWh/h zur Verfügung.

Die Beteiligten zu 2. und 14. haben bislang noch keine Aussage darüber getroffen, ob und wann die betroffenen Leitungsabschnitte wieder in Betrieb genommen werden können. Dies hänge von den Erkenntnissen aus den laufenden Untersuchungen ab. Sie haben allerdings angekündigt, bis Mitte 2019 eine Entscheidung darüber treffen zu wollen.

Angesichts dieser Situation haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur in ihrer Stellungnahme zur beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen 2018 vom 06.11.2017 vorgeschlagen, eine weitere Modellierungsvariante in den NEP Gas 2018-2028 aufzunehmen. Diese TENP-Versorgungssicherheitsvariante sollte den theoretisch denkbaren Fall betrachten, dass die gegenwärtige Kapazitätssituation auf dem TENP-Leitungssystem über den 30.09.2020 hinaus fortzuschreiben wäre. Dabei wollten sie den Fokus auf die Versorgung von Baden-Württemberg sowie die für die Versorgungssicherheit der über die TENP aufgespeisten Länder Schweiz und Italien legen.

Mit ihrer Bestätigung des Szenariorahmens 2018 vom 12.12.2017 hat die Bundesnetzagentur diesen Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber aufgegriffen. Sie hat die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenor 8 zur Modellierung einer TENP-Versorgungssicherheitsvariante und zu deren Vorlage nach vorheriger Konsultation bis zum 01.08.2028 verpflichtet. Zudem hat sie die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Eingangsparameter für diese Modellierungsvariante im Konsultationsdokument für den NEP Gas 2018-2028 aufzuführen, sodass der Markt im Rahmen der Konsultation zum NEP Gas 2018-2028 Gelegenheit haben würde, zu den geplanten Eingangsparametern Stellung zu nehmen.

Diesen Vorgaben sind die Fernleitungsnetzbetreiber weitestgehend nachgekommen. Sie haben im Konsultationsdokument zum NEP Gas 2018-2028 vom 12.02.2018 noch keine konkreten Eingangsparameter für die TENP-Versorgungssicherheitsvariante benannt. Bis zum Redaktionsschluss des Dokumentes sei es den kontaktierten Fernleitungsnetzbetreibern in der Schweiz und Italien noch nicht möglich gewesen, eine fundierte Bedarfsprognose aufzustellen. Auch für den baden-württembergischen Bedarf enthält das Konsultationsdokument zum NEP 2018-2028 noch keine konkreten Angaben.

Im Entwurf des NEP Gas 2018-2028 vom 29.03.2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber genauere Eingangsgrößen des TENP-Versorgungssicherheitsszenarios benannt. Sie haben auch einen entsprechenden Zyklus in die NEP-Datenbank aufgenommen. Demzufolge werden für Baden-Württemberg die gleichen Bedarfe angesetzt wie in der Basisvariante des NEP Gas 2018-2028. Für die Bedarfe der Schweiz und Italiens seien weiterhin keine belastbaren Prognosen eingegangen. Daher hätten die Fernleitungsnetzbetreiber aus den vorliegenden Stellungnahmen sowie eigener Auswertungen auf der Basis historischer Daten einen Exitbedarf für den Grenzübergangspunkt Wallbach in Höhe von rund 13 GW ermittelt, von denen 9 GW auf den Bedarf der Schweiz entfielen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 02.07.2018 das Konsultationsdokument der TENP-Versorgungssicherheitsvariante veröffentlicht und es vom 02.07. - 13.07.2018 mit dem Markt konsultiert. Begleitend dazu haben sie am 10.07.2018 einen Konsultationsworkshop veranstaltet.

Am 01.08.2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Entwurf der TENP-Versorgungssicherheitsvariante veröffentlicht und der Bundesnetzagentur zur Prüfung übermittelt.

In diesem haben die Fernleitungsnetzbetreiber am Grenzübergangspunkt Wallbach nach Auswertung der vorliegenden Stellungnahmen eine gegenüber der Basisvariante deutlich reduzierte Exitleistung in Richtung Schweiz und Italien angesetzt. Diese beträgt 13,3 GWh/h gegenüber 24,3 GWh/h in der Basisvariante. Auch die Entrykapazität an den Grenzübergangspunkten Bocholtz und Eynatten/Raeren wurde gegenüber der Basisvariante von in Summe 20,2 GWh/h auf 16,5 GWh/h abgesenkt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben sechs verschiedene Varianten zur Deckung der angesetzten Bedarfe betrachtet. Davon haben sie zwei Varianten im Detail modelliert und die resultierenden Netzausbaumaßnahmen ermittelt. Der Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber basiert auf der Variante 1, die eine Versorgung der terranets bw analog der Basisvariante beinhaltet. Hierfür ist ein Leitungsneubau auf einer Länge von 54 km auf den Abschnitten Mittelbrunn - Schwanheim sowie Hügelheim - Tannenkirch entlang der bisherigen Leitungstrasse der TENP erforderlich. Zudem sind bei den Armaturenstationen Boxberg, Barbelroth und Büchelberg Querverbindungen zwischen TENP I und TENP II erforderlich. Diese sollen dazu dienen, die konventionell umhüllten und damit nicht von den Korrosionsproblemen betroffenen Leitungsabschnitte der TENP I mit der TENP II zu verbinden und somit weiterhin nutzbar zu machen. Die Investitionskosten für den Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber betragen 171 Mio. €.

Daneben haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Variante berechnet, bei der die benötigten Zusatzkapazitäten für die terranets bw nicht mehr über mehrere Netzkopplungspunkte entlang der TENP, sondern komplett über den Netzkopplungspunkt Au am Rhein bereitgestellt werden. In dieser Variante ist ein Leitungsneubau entlang der bisherigen Trasse der TENP auf den Abschnitten von Mittelbrunn bis Merzalben sowie von Hügelheim und Tannenkirch erforderlich, sowie die auch im Ausbauvorschlag enthaltenen Querverbindungen zwischen TENP I und TENP II. Zudem sind zwei neue Leitungen im Netzgebiet der terranets bw zwischen Karlsruhe und Offenburg, Tunsel und Müllheim sowie die Erweiterung der GDRM-Anlage Au am Rhein erforderlich. Diese Variante umfasst einen Leitungsbau auf einer Länge von 121 km und ist mit Investitionskosten in Höhe von 291 Mio. € verbunden.

B Verfahrensablauf

1. Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung

Am 19.06.2017 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber“ auf der Internetseite ihres Verbandes. Bis zum 14.07.2017 hatten Marktteilnehmer und Öffentlichkeit die Möglichkeit, Stellungnahmen zu den im Szenariorahmen 2018 getroffenen Annahmen abzugeben. Insgesamt gingen 21 Stellungnahmen ein, die auch auf der genannten Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber⁵ veröffentlicht wurden. Des Weiteren fand am 29.06.2017 in Berlin ein öffentlicher Workshop der Fernleitungsnetzbetreiber zum Konsultationsdokument statt.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation überarbeiteten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument. Die überarbeitete Fassung wurde der Bundesnetzagentur am 11.08.2017 vorgelegt.

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen 2018 am 12.12.2017 gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG unter weitgehender Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse bestätigt.

2. Netzentwicklungsplan

2.1 Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens 2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 erarbeitet und am 12.02.2018 veröffentlicht. Dieses Dokument wurde in der Zeit vom 12.02. bis zum 02.03.2018 durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert. Insgesamt gingen hierzu 33 Stellungnahmen ein. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind im Entwurfsdokument auf einen großen Teil der in den Stellungnahmen aufgeworfenen Punkte in dem am 29.03.2018 vorgelegten Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 eingegangen.

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

Einige Konsultationsteilnehmer forderten, die aktuellen Entwicklungen im Zusammenhang mit der Erdgasförderung in den Niederlanden stärker zu berücksichtigen. Im Entwurfsdokument legen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, dass sie davon absehen, weitere Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Als wesentlichen Grund führen sie an, dass zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans keine belastbare Aussage der niederländischen Regierung zu den zukünftig erlaubten Produktionsmengen vorgelegen habe und etwaige Auswirkungen auf die niederländischen Exportmengen nach Deutschland nicht absehbar gewesen seien.

⁵ Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), <http://www.fnb-gas.de>

Bezüglich des geplanten LNG-Terminals in Brunsbüttel enthielten einige Stellungnahmen Anmerkungen zum Modellierungsansatz, sowie zur Berücksichtigung in der H-Gas-Leistungsbilanz und zur H-Gas-Quellenverteilung. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen im Entwurfsdokument darauf hin, dass der Ansatz der maximal technischen Einspeiseleistung in der H-Gas-Bilanz für das geplante Terminal in Brunsbüttel nicht im Widerspruch dazu stehe, dass für die im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung berücksichtigten LNG-Terminals ein moderater Auslastungsgrad betrachtet wurde.

Im Hinblick auf die Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz fordern verschiedene Stellungnehmer einen höheren bilanziellen Ansatz der Speicher. Aus Versorgungssicherheitsaspekten halten die Fernleitungsnetzbetreiber den gewählten Ansatz jedoch für angemessen.

Die Berücksichtigung der zusätzlichen TaK-Kapazität für den Bestandsspeicher Inzenham West wird in einigen Stellungnahmen kritisiert. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass sie damit die Vorgaben der Bundesnetzagentur in der Bestätigung des Szenariorahmens 2018 umsetzen.

Von einem Stellungnehmer wurde angemerkt, dass die Speicher während der Kälteperiode Ende Februar 2018 deutlich mehr ausgespeist hätten, als in der Speichervariante angenommen wurde. Dem entgegen die Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurfsdokument, dass ihnen bewusst sei, dass unter Berücksichtigung transporttechnischer und kommerzieller Gegebenheiten Speicher einen höheren Beitrag zur konkreten Bedarfsdeckung erbringen können als in der Modellierungsvariante unterstellt wird.

Das Thema der Zuordnung einzelner Netzausbaumaßnahmen zu Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung an den jeweiligen Netzkopplungspunkten und die Probleme der Darstellung waren wiederholt Gegenstand der Konsultation. Dazu äußern sich die Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurfsdokument folgendermaßen: Ausbaumaßnahmen entfalteteten ihre kapazitätserweiternde Wirkung ganzheitlich im Fernleitungsnetz. Eine belastbare Zuordnung ohne exponentiell ansteigenden Modellierungsaufwand sei nicht möglich. Die vorgenommene Zuordnung von Kraftwerken in Süd- und Norddeutschland könne aus den genannten Gründen nur als grobe Indikation verstanden werden.

2.2 Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur

Der Entwurf des Netzentwicklungsplanes Gas 2018-2028 wurde der Bundesnetzagentur am 29.03.2018 zur Prüfung vorgelegt.

Unter Hinweis auf einen zeitgleich veröffentlichten Fragenkatalog gab die Bundesnetzagentur den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern vom 16.04.2018 bis zum 25.05.2018 Gelegenheit zur Äußerung (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG). Insgesamt gingen 29 Stellungnahmen ein. Sie stehen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Download bereit. Folgende Konsultationsteilnehmer haben Stellung genommen:

Konsultationsteilnehmer

Name	Gruppe
Astora	Speicherbetreiber
BDEW Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.	Verband
Becker Büttner Held	Sonstiger Beteiligter
Chemergie UG	Sonstiger Beteiligter

E-Control Austria	Regulierungsbehörde
EnBW	Energiekonzern
E.ON	Energiekonzern
Erdgas Ostschweiz AG	Ausländischer Netzbetreiber
EWE NETZ GmbH	VNB
Olaf Franz	Sonstiger Beteiligter
Gazprom Export	Händler
German LNG Terminal GmbH	LNG-Projektgesellschaft
GRTgaz	Ausländischer Netzbetreiber
IHK Flensburg	Sonstiger Beteiligter
Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)	Verband
MELUND (Schleswig Holstein)	Ministerium
Netze BW	VNB
Nord Stream 2	Sonstiger Beteiligter
OMV Gas Marketing, Trading & Finance B.V.	Händler
PEGAS	Sonstiger Beteiligter
Shell Energy Europe Limited (SEEL)	Energiekonzern
Statkraft Markets GmbH	Energiekonzern
Storengy Deutschland GmbH	Speicher
Strategierat Maritime Wirtschaft / Weser - Ems	Verband
SWM Stadtwerke München	Energiekonzern
Uniper SE	Energiekonzern
VKU	Verband
Wintershall Holding GmbH	Energiekonzern

2.2.1 Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen

Mehrere Marktteilnehmer fordern den frühzeitigen und offenen Austausch von Informationen zum neuen Kapazitätsmodell für das gemeinsame deutsche Marktgebiet. Diesbezüglich wird eine Konsultation bzw. ein Workshop unter Einbeziehung aller betroffenen Marktteilnehmer gefordert. Falls sich durch die Marktgebietszusammenlegung Einschränkungen von Kapazitäten ergeben sollten, seien diese klar darzulegen und frühzeitig bekannt zu machen. INES und der BDEW sind der Meinung, dass die Sicherung der Bestandskapazität bei der Marktgebietszusammenlegung eine zentrale Rolle spiele. Sie fordern daher die Erhaltung und Fortschreibung der bisher geltenden planerischen Maßnahmen. EnBW erwünscht sich eine dezidierte Vergleichsberechnung aus den bestehenden Kapazitätsmodellen von NCG bzw. Gaspool und dem neuen gemeinsamen Kapazitätsmodell.

Hinsichtlich der Modellierungsvarianten zur Marktgebietszusammenlegung fordern mehrere Stellungnehmer marktbasierende Instrumente dem kostenintensiveren Netzausbau vorzuziehen und nur dort auszubauen, wo

langfristige Engpässe entstehen, um Netzkunden nicht zusätzlich zu belasten. PEGAS fordert darüber hinaus Engpassmanagementprodukte auch dem Einsatz von Lastflusszusagen und regulierten Speichereinsätzen vorzuziehen. GRTgaz empfiehlt ein Netzausbau-Szenario, das untersucht, welcher Ausbau notwendig wäre, um im Jahr 2025 wieder das FZK-Niveau von 2018 zu erreichen. Dieses könnte dann als Referenz dienen, um die Kosten marktbasierter Instrumente zu bewerten. Auch der BDEW spricht sich für eine Kosten-Nutzen-Analyse zur Marktgebietszusammenlegung aus. Zudem solle die Marktgebietszusammenlegung einen Schwerpunkt der Modellierungsvarianten des kommenden Szenariorahmens bilden, fordern INES und der BDEW. Ferner wird im NEP um eine anteilige Darstellung aller Kapazitätstypen des gemeinsamen Marktgebiets unter Einbeziehung bestätigter Ausbaumaßnahmen gebeten. E-Control Austria weist darauf hin, dass bei der Marktgebietszusammenlegung auch die Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel berücksichtigt werden sollten.

Bei der Bewertung der FNB-Datenbank wird mehrfach bemängelt, dass die Datenbank nur mit Mozilla Firefox und Google Chrome in der aktuellen Version aufrufbar ist. Dies grenze Marktteilnehmer bzw. mögliche Nutzer aus, die auf Grund des Unternehmensstandards keinen kompatiblen Browser nutzen können. SEEL merkt an, dass die Datenbank für Verbraucher hinsichtlich ihres Umstellungszeitpunktes intransparent sei. Daher wird die Erstellung einer Suchmaske zum Umstellungsjahr bspw. über Eingabe der Postleitzahl vorgeschlagen.

Bezüglich der Annahmen zur deutschen Gasbedarfsentwicklung moniert BBH, dass zu den Förderprognosen von BVEG Erläuterungen fehlen würden. Darüber hinaus seien weitere Risikoszenarien sinnvoll, die einen stärkeren Rückgang der deutschen bzw. niederländischen L-Gas-Produktion thematisieren sollten. Der Strategierat Maritime Wirtschaft / Weser – Ems befürchtet angesichts des Endes der Kohleverstromung durch die Regierung eine verstärkte Marktnachfrage für Gaskraftwerke in der Zukunft. Dieser erhöhte Gasbedarf werde das bestehende H-Gas-Leistungsdefizit vergrößern, weswegen Varianten mit erhöhtem Gasabsatz in Gaskraftwerken analysiert werden sollten.

Die Stadtwerke München geben zu bedenken, dass vor dem Hintergrund sinkender europäischer Eigenproduktion in Zukunft zusätzliche Modellierungsvarianten von Bedeutung wären, die politische und strategische Einflüsse thematisieren. Im Zusammenhang mit der Marktgebietszusammenlegung sieht es EnBW als zweckmäßig an, eine Modellierungsvariante mit stärkerer Einbindung von Speichern, inklusive Lastflusszusagen an Speichern, zu berechnen. Auch hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Effizienz sei eine solche Untersuchung sinnvoll.

EnBW gibt bei der Modellierung von Gaskraftwerksbedarfen zu bedenken, dass durch das Kraftwerksprodukt DZK Kosten für den Übertragungsnetzbetreiber von Strom entstünden. Den Betreibern sollte das sektorenübergreifend günstigste Kapazitätsprodukt angeboten werden. Mögliche Mehrkosten für den Gas-Netzbetreiber könnten auf den Strom-Netzbetreiber übertragen werden. Die Stadtwerke München erachten dagegen die transportstreckenbezogene Einschränkung von Kraftwerken aufgrund der geringen Laufzeiten und der Entlastung von Netzkunden als sinnvoll. Zu den schwankenden Einsätzen von Gaskraftwerken wünscht sich BBH eine zusätzliche Abbildung im Netzentwicklungsplan. EnBW und Netze BW hinterfragen das Festhalten an der Reduzierung des Absatzbedarfs um 21% gegenüber der Auslegungstemperatur vor dem Hintergrund der diesjährigen Kälteperiode zum Ende des Winters.

Bezüglich der Modellierung von Gasspeichern sieht Statkraft im ausschließlichen Abstellen auf die Nachfrage der aktuellen Buchungssituation sowie in den Kapazitätsreservierungen nach §§ 38, 39 GasNZV ein strukturel-

les Problem in der Netzentwicklungsplanung, da dies künftige Bedarfsentwicklungen nicht ausreichend berücksichtige. Die Astora hält die Modellierungsvorgabe einer temperaturabhängig festen Kapazität (TaK) am Speicheranschlusspunkt Inzenham West für intransparent und sieht darüber hinaus eine unbegründete Diskriminierung gegenüber dem Speicher Haidach. Sie erachtet daher eine einheitliche Modellierung mit TaK-Kapazitäten für die Speicher im süddeutschen Raum als wünschenswert. EFET Deutschland fordert Diskriminierungsfreiheit und Transparenz entsprechend den §§ 38, 39 GasNZV-Anfragen, sowohl bzgl. der Berücksichtigung von Kapazitäten im NEP, als auch in Bezug auf die verbindliche Kostenübernahme im OpenSeason Verfahren. Laut INES werde der Ansatz pauschaler Füllstandsannahmen dem Potential der Speicher nicht gerecht. Zudem betont INES das Potential der Speicher hinsichtlich der Vermeidung von Netzausbau und fordert daher eine bessere Berücksichtigung dieser.

Mehrere Stellungnehmer weisen darauf hin, dass nur eine Modellierung mit ffZK bei LNG-Terminals einen sicheren Abtransport von Gas in das Fernleitungsnetz ermöglichen könne und so einen fairen Wettbewerb gewährleiste. Für die German LNG Terminal GmbH bleibt unklar, welche Einschränkungen sich aufgrund der Berücksichtigung des Terminals mit DZK im Vergleich zu einer Berücksichtigung mit ffZK ergeben. Der Betreiber würde einen Zugang zum VHP ohne mögliche Nutzungsaufgaben begrüßen. Des Weiteren fordert die German LNG Terminal GmbH in Bezug auf diesen Kapazitätsansatz eine Beschreibung der FNB dahingehend, in welchen Fällen es zu Unterbrechungen kommen könnte und wie die Unterbrechungswahrscheinlichkeit zu quantifizieren sei. E.ON fordert, dass eine Berücksichtigung des LNG-Terminals in der Leistungsbilanz und Modellierung vor dem Hintergrund der noch ausstehenden finalen Investitionsentscheidung keinen anderen notwendigen Netzausbau verhindern dürfe. INES regt an, zu prüfen, ob statt eines Netzausbaus für ein neues LNG-Terminal, die Nutzung nicht ausgelasteter LNG-Terminals in Nachbarländern in Gestalt vorhandener Importkapazitäten effizienter wäre. Dies könnte auch unter Zuhilfenahme von Speichern geschehen.

INES und Uniper bitten darum, hinsichtlich der Prämissen der Speichervariante auf reale Lastflüsse abzustellen, um so die zu erwartenden Speichererfordernisse zu ermitteln. Laut INES seien die Prämissen im NEP zu konservativ und würden eine erforderliche Bereitstellung von Leistung und Menge aus Speichern ergeben, die unter den realen Erfordernissen lägen. Uniper bemängelt, dass zu viele Kapazitätsprodukte in der Modellierung und Vermarktung zu Intransparenz führen würden, insbesondere, wenn diese zusätzlich mit Auflagen versehen würden.

Mehrere Stellungnehmer geben bei der Vorgehensweise der Speichervariante zu bedenken, dass in Zukunft insbesondere kleinere Speicherbetreiber mangels Wirtschaftlichkeit aus dem Markt ausscheiden könnten. Daher wird um eine Analyse zu möglichen Speicherstillegungen und zu der damit einhergehenden Konsequenz einer weiteren Unterdeckung der H-Gas-Leistungsbilanzen gebeten. INES merkt an, dass die Bilanzen durch die Nichtberücksichtigung der kapazitiven L-Gas-Bilanz verfälscht seien und empfiehlt daher in einer neuen Modellierungsvariante die maximale Beschäftigung der Exit-Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten anzusetzen.

Sowohl EnBW als auch Netze BW empfehlen, den Anspruch auf Transparenz in der Netzentwicklungsplanung nicht nur auf Netzausbau, der aus Gaskraftwerksprojekten resultiert, zu beschränken. Insbesondere der Netzausbau, der aus den Langfristprognosen der VNB hervorgeht, sollte klarer ausgewiesen werden. EnBW und Netze BW fordern eine stärkere Verbindlichkeit hinsichtlich der im NEP angegebenen Daten zur Inbetriebnahme. Verzögerungen sind zur Stärkung der Planungssicherheit der Marktteilnehmer dezidiert und transpa-

rent zu begründen. Auch der BDEW montiert die fehlenden Erläuterungen zu Verzögerungen. Ferner sei von der Bundesnetzagentur sicherzustellen, dass es zu keinen weiteren Verzögerungen komme.

Bezüglich der Unterbrechungsanalyse fordert E-Control Austria eine Prüfung der vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen im bayrischen Raum vor dem Hintergrund, dass es zurzeit zu hohen Unterbrechungsraten an den Grenzübergangspunkten zu Österreich komme. Nicht behebbare Engpässe sollten frühzeitig identifiziert und mit entsprechenden Maßnahmen im zukünftigen NEP abgebildet werden. Der BDEW bittet weiterhin um eine konkrete Analyse der Unterbrechungen.

In der L-Gas Mengen- und Leistungsbilanz schlägt die EWE Netz GmbH die gezielte H-Gas-Umstellung von großen Industriekunden vor und empfiehlt, dabei die Potentiale bei den VNB zu berücksichtigen, um so der kapazitiven und mengenbezogenen Unterdeckung im Marktgebiet Gaspool im GWJ 2021/22 zu entsprechen.

Hinsichtlich des Einsatzes von Speichern im L-Gas fordert INES eine frühzeitige Abstimmung des Umstellungskonzepts inklusive aller Details mit den Speicherbetreibern. Storengy Deutschland GmbH hält eine Verpflichtung der FNB dahingehend, die ggf. veränderten Netzzugangsbedingungen im H-Gas-Netz als Bestandteil der Umstellungskonzepte vorzusehen, für wünschenswert. Dadurch hätten Speicherbetreiber die Möglichkeit frühzeitig eine Entscheidung über die Fortsetzung des Speicherbetriebs zu treffen.

In der Marktraumumstellung wünscht sich BBH im Plan und der dazugehörigen Datenbank Angaben zur Planung der Umstellungsbereiche in Monats- oder Quartalschärfe. Für ein transparenteres Bild sollten Umstellzeitpunkte von VNB, welchen ihrerseits VNB nachgelagert sind, in der Datenbank mitaufgelistet werden. Allgemein weist EWE Netz GmbH darauf hin, dass die Gasbeschaffenheit in den VNB-Netzen umso heterogener sei, je mehr Gasmengen über Konvertierungsanlagen, Beimischungsanlagen und aus verschiedenen FNB-Netzen kommen würden.

Bei den Maßnahmen zur Entwicklung in den Niederlanden sollte bei der frühzeitigen Umstellung von großen Industriekunden darauf geachtet werden, dass kein Leitungsneubau in nennenswerter Größe erforderlich wird, so E.ON. INES fordert die Erstellung eines L-Gas-Versorgungssicherheitsszenarios, um die Leistungsfähigkeit in Spitzenlastzeiten zu sichern. BBH hält zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit den Einsatz von festen oder mobilen Konvertierungsanlagen zur Spitzenlastkappung an Knotenpunkten für sinnvoll.

Hinsichtlich der Berücksichtigung von LNG-Kapazitäten wird von mehreren Stellungnehmern darauf hingewiesen, dass das Ansetzen der vollen LNG-Kapazitäten in der H-Gas Bilanz sich in der Praxis als zu hoch erwiesen habe. INES empfiehlt eine Betrachtung entsprechend durchschnittlicher Auslastungsgrade innersuropäischer LNG-Terminals. Der BDEW schlägt die Berücksichtigung der Anschlussleistung mit 50 % vor. Laut GRTgaz könnte eine aufkommende Versorgungslücke in der H-Gas-Bilanz via Obergailbach/Medelsheim und dem damit verbundenen Zugang zu LNG-Terminals in Frankreich und Spanien geschlossen werden. Die französischen LNG-Terminals bieten in Verbindung mit großen Speicherkapazitäten eine robuste Versorgung. Das MELUND und die IHK Flensburg unterstützen das LNG-Terminal-Projekt Brunsbüttel. Es stärke den Markt und sei ein Wirtschaftsjahrprojekt von entscheidender industriepolitischer Bedeutung für Schleswig-Holstein.

Hinsichtlich nicht notwendiger Netzausbaumaßnahmen ist Storengy Deutschland GmbH der Meinung, dass die GUD verpflichtet werden sollte, das kapazitätssteigernde Potential von Lastflusszusagen am Speicher Harfeld zu nutzen und die Erweiterung der Verdichterstation Embsen erst danach und im dann ggf. noch benö-

tigten Umfang zu realisieren. Die Chemergie UG schlägt zur Ableitung von Kapazitäten der Nord Stream 2 ein alternatives Konzept vor, welches durch die Errichtung zusätzlicher Verdichterleistung ohne den zweiten Leitungsstrang der EUGAL auskomme.

Mehrere Stellungnehmer fordern im Hinblick auf den Umsetzungsbericht detaillierte Angaben zu Projektfortschritten und Erläuterungen dazu, inwieweit sich etwaige Verzögerungen auf die Kapazitätsbereitstellung auswirken würden. Des Weiteren sollten auch Entwicklungen bei der Marktraumumstellung und der Marktgebietszusammenlegung dargestellt werden.

Bei der Bewertung der Wichtigkeit der Gasinfrastruktur für die Energiewende merken die Stellungnehmer an, dass die sich entwickelnde Erzeugung bzw. Einspeisung von Gas aus Power-to-Gas im NEP weiter vertieft werden sollte. Es sollte zudem geprüft werden, ob der Aufbau eines eigenen Wasserstoffnetzes für die direkte Nutzung insbesondere in der Industrie erforderlich und sinnvoll sei.

Im Allgemeinen fordern einige Stellungnehmer, dass aufgrund der internationalen Bedeutung des deutschen Marktes der NEP sowohl in deutscher als auch englischer Sprache erscheinen sollte. Der BDEW fordert die Konsultationsfrist auf mindestens 6 Wochen auszuweiten.

2.2.2 Wesentliche Ergebnisse aus dem öffentlichen Workshop

Am 15.05.2018 fand in Bonn ein öffentlicher Workshop zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 statt. Zu den Inhalten und Diskussionsthemen zählten die Methodik der Netzmodellierung und Ausbausermittlung, die Gasmarktentwicklung und die Bedeutung von LNG, die Verzahnung von Incremental Capacities und Netzentwicklungsplanung sowie das weitere Vorgehen zum NEP Gas 2018-2028.

2.3 Konsultation der Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem seitens der Fernleitungsnetzbetreiber

Am 02.07.2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Versorgungssicherheitsvariante TENP veröffentlicht. Bis zum 13.07.2018 wurde diese den Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ergänzende Modellierungsvariante konsultiert. Hierzu gingen elf Stellungnahmen ein. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind auf zahlreiche der in den Stellungnahmen adressierten Punkte in dem am 01.08.2018 vorgelegten Entwurfsdokument zu dieser Modellierungsvariante eingegangen.

Einige Stellungnahmen baten um eine Darstellung der in der Modellierung berücksichtigten Abschnitte der TENP I und nähere Auskünfte über den aktuellen Stand der technischen Untersuchungen der Leitung. Ferner waren die Kapazitätsbedarfe der Terranets BW und ihrer nachgelagerten Netzbetreiber, sowie des exitseitigen Bedarfs am GÜP Wallbach für die Schweiz und Italien Thema der Stellungnahmen. Der Umgang mit den vollständig modellierten, sowie den indikativ betrachteten Varianten war ebenso Gegenstand weiterer Stellungnahmen wie die Aufforderung, die für die ermittelten Netzausbaumaßnahmen Inbetriebnahmedaten zu ergänzen.

Anlässlich der Konsultation dieser Versorgungssicherheitsvariante haben die Fernleitungsnetzbetreiber außerdem am 10.07.2018 einen Workshop in Frankfurt durchgeführt.

2.4 Entwurfsdokument der Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem - Konsultation durch die Bundesnetzagentur

Das Entwurfsdokument der Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem wurde der Bundesnetzagentur am 01.08.2018 zur Prüfung vorgelegt. Die Bundesnetzagentur gab den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern zwischen dem 03.08. und 31.08.2018 Gelegenheit zur Äußerung (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG). Folgende Konsultationsteilnehmer haben Stellung genommen:

Konsultationsteilnehmer

Name	Gruppe
2B Energia	Händler
Axpo Trading	Händler
Bdew	Verband
BFE Schweizer Bundesamt für Energie	Ministerium
Duferco Energie	Händler
DXT Commodities	Händler
EnBW	Energiekonzern
Enerprice	Energiekonzern
ENET	Händler
ENI	Händler
FluxSwiss	Ausländischer Netzbetreiber
GRTgaz	Ausländischer Netzbetreiber
Meta Energia	Händler
Netze bw	VNB
Umweltministerium Baden-Württemberg	Ministerium
Uniper	Energiekonzern
Verband Schweizer Gasindustrie (VSG)	Verband
VKU	Verband

Der verringerte Ansatz der Exitkapazitäten am GÜP Wallbach, daraus resultierende Aufschläge bei jüngsten Kapazitätsauktionen, sowie die Forderung, das originäre Kapazitätsniveau (insbesondere vor dem Hinblick der Versorgung der Schweiz und von Italien) baldmöglich wieder herzustellen, stellen inhaltliche Schwerpunkte der im Rahmen der Konsultation dieser Modellierungsvariante seitens der Bundesnetzagentur eingegangenen 18 Stellungnahmen dar. Weiterhin steht insbesondere die verspätete Verfestigung vor dem Hintergrund weiterhin ansteigender Kapazitätsbedarfe in Baden-Württemberg im Fokus zahlreicher Stellungnahmen. Aus

Transparenzgesichtspunkten wird außerdem eine regelmäßige, deutlichere Information der Öffentlichkeit durch die das TENP-System betreibenden Fernleitungsnetzbetreiber gefordert.

2.4.1 Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen

Hinsichtlich der Kapazitäten für den süddeutschen Raum wird von mehreren Stellungnehmern um eine nähere Erläuterung dazu gebeten, wie die neu zu schaffenden Kapazitäten vertraglich zwischen den FNB verankert werden. Zudem wird von mehreren Stellungnehmern gefordert, dass sich die zugesagte Umwandlung von bislang befristeten in feste Kapazitäten aufgrund des Ausfalls der TENP I nicht verzögern dürfe. Netze BW, BDEW und EnBW monieren konkret, dass durch den Ausfall der TENP I Zusatzbedarfe, die 2011 Eingang in den NEP-Prozess gefunden haben, erst zwischen Ende 2024 und 2026 bereitgestellt werden. Solch eine Verzögerung verhindere es Großkunden, die feste Kapazitäten benötigen, zu beliefern und füge dem süddeutschen Gasmarkt massiven Schaden zu. Es wird daher gefordert, auch kurzfristige Alternativen zur Überbrückung zu prüfen. Grundsätzlich sind EnBW und Netze BW der Ansicht, dass eine Außerbetriebnahme der TENP mangels unzureichender Ummantelung keine Form von höherer Gewalt darstelle und somit die Betreiber nicht von der Leistungspflicht zur Bereitstellung der Kapazität befreie. VKU fordert zur Wahrung der Versorgungssicherheit und um den Energieträger Gas in seiner Wettbewerbssituation nicht zu schwächen, jeglicher schwierigen Kapazitätssituation im Engpass behafteten süddeutschen Raum vorzubeugen.

VKU und EnBW weisen darauf hin, dass aufgrund des angestrebten Ausstiegs aus der Kohlenutzung eine Zunahme der Stromerzeugung aus Gas, insbesondere durch KWK-Anlagen, zu erwarten sei. Es wird darum gebeten diesen Umstand, in zukünftige Planungen miteinzubeziehen. Des Weiteren bittet EnBW zu berücksichtigen, dass aufgrund von Engpässen im System für neue systemrelevante Gaskraftwerke nur noch frei dynamisch zuordenbare Kapazitätsprodukte vergeben werden. Eine Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Wallbach sei jedoch mit sehr hohen zusätzlichen Kosten zur Sicherung von Gaskapazitäten aus Italien oder Schweiz verbunden. Vor diesem Hintergrund spricht sich EnBW für eine Gegenüberstellung der Kosten für eine Absicherung in Wallbach und den Kosten einer freien Zuordenbarkeit aus.

Hinsichtlich der Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Wallbach weisen Gashändler aus der Schweiz und Italien in ihren Stellungnahmen auf die große Bedeutung des TENP-Systems für die jeweiligen Märkte hin. ENET betont, dass das TENP-Leitungssystem angesichts geopolitischer Spannungen zwischen der Ukraine und Russland für den europäischen Markt eine wichtige Alternativroute für aus der Ukraine kommendes Gas darstelle.

Aus Sicht von BFE und VSG stellen die in Wallbach angesetzten 13,3 GW Exit-Kapazitäten das untere Ende einer möglichen Bandbreite benötigter Kapazitäten dar. Zudem wird darum gebeten aktuelle Entwicklungen mit zu berücksichtigen. Im Rahmen einer energiepolitischen Neuausrichtung in der Schweiz hätte die Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Winter eine vorrangige Bedeutung erlangt. Das BFE weist darauf hin, dass das italienische Wirtschaftsministerium im Rahmen eines Liquiditätskorridors anvisiere, bedeutende Gasmengen von Deutschland und den Niederlanden über die Schweiz nach Italien zu transportieren.

Aus Sicht mehrere Stellungnehmer übersteige aktuell die Nachfrage das Angebot in Wallbach. Aus Sicht von FluxSwiss und ENET deuten die Ergebnisse der Jahresauktion 2018 in Wallbach einen aktuellen Mehrbedarf von 3,6 GW an. Die Stellungnehmer merken an, dass diese Mangellage in hohe Auktionszuschläge resultiere und sich negativ auf die Versorgungssicherheit der betroffenen Länder auswirke. Vor diesem Hintergrund dürfen die Ausbauvarianten kein Fortbestehen des aktuellen außerordentlichen Zustands beinhalten. Duferco

Energia sieht in der Verknappung die Gefahr einer Marktkonzentration, außerdem verhindere die gegenwärtige Lage neuen Teilnehmern praktisch den Zugang zum Markt. Zur Stärkung des Wettbewerbs müsse dem dringend entgegengewirkt werden. Es wird daher gefordert das vormalige Kapazitätsniveau vollumfänglich wiederherzustellen. ENET ist der Meinung, dass aufgrund der großen Bedeutung des TENP-Systems für die Liquidität im europäischen Binnenmarkt eine Wiederinstandsetzung der TENP I durch europäische Fördermittel unterstützt werden könnte.

Hinsichtlich Unterbrechungen führt das BFE an, dass der GÜP Wallbach gemäß ACER-Report⁶ zu Grenzübergangspunkten von Mai 2018 schon seit 2016 einen Engpass in der europäischen Gasinfrastruktur darstelle. Die angespannte Lage in Wallbach führe laut Duferco Energia und Axpo Trading zu Unterbrechungen und extremen Preisvolatilitäten, wodurch das ordentliche Marktgeschehen bedroht werde. Dieser Umstand wirke sich auch auf die Beschaffungspreise in der Schweiz aus und erschwere die ausreichende Buchung fester Kapazitäten. Duferco Energia erwartet daher, dass die Tendenz zu mehr Kapazitäten auf unterbrechbarer Basis in Wallbach fortbestehe. Die angebotenen unterbrechbaren Kapazitäten seien aufgrund des Engpasses als unzureichend sicher einzuschätzen, kritisiert 2B Energia.

Hinsichtlich der Ausbauvarianten wird von mehreren Stellungnahmen gefordert, dass zur Beschleunigung der Prozesse schon parallel zu weiteren Prüfungen einer möglichen Reparatur mit erforderlichen Planungsarbeiten begonnen werden solle. Zudem solle bei der Wahl der umzusetzenden Ausbauvariante das Kriterium des Realisierungszeitraums eine angemessene Gewichtung erfahren, da es sich um eine Versorgungssicherheitsvariante handle, fordern EnBW und Netze BW. Das Umweltministerium Baden-Württemberg merkt an, dass die Ausbauvariante den mittel- und langfristigen sich abzeichnenden Mehrbedarf an Gas für Baden-Württemberg berücksichtigen müsse. Das Umweltministerium präferiere daher die Variante 2, die die netzspezifische Situation in Baden-Württemberg stärker berücksichtige. Nähere Erläuterung dazu, wie die durch die vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen zu schaffenden Leistungen verbindlich für die nachgelagerten Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werde, wird von mehreren Stellungnehmern vermisst.

Die Variante 5, die eine Kapazitätsverlagerung an den Grenzübergangspunkt Oltingue betrachtet, wird von mehreren Stellungnehmern vor dem Hintergrund vermutlich geringerer Kosten und kurzer Realisierungszeiträume begrüßt. GRTgaz weist daraufhin, dass die Bereitstellung der exakten Kapazitätshöhe und die Verteilung der damit verbundenen Kosten noch mit den beteiligten Netzbetreibern erörtert werden müsse. Detailliertere Kenntnisse zur technischen, planerischen Umsetzung und zu geschätzten Kosten kündigt GRTgaz zum Herbst 2018 an.

Mit Hinblick auf die Versorgungssicherheit steht VSG der Variante zur Verlagerung an einen neuen Übergangspunkt in der Bodenseeregion positiv gegenüber. Hierdurch oder durch die Verlagerung an den Grenzübergangspunkt Oltingue geschaffene Kapazitäten sollen jedoch nicht zu weiteren Absenkungen am Grenzübergangspunkt Wallbach führen, sondern zusätzliche für die italienischen und schweizerischen Bedarfe bereitgestellt werden, fordern BFE und VSG.

⁶ <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-reports-on-contractual-gas-congestion-at-interconnection-points.aspx>

Im Sinne eines möglichst transparenten Verfahrens wären umfassendere Erläuterungen zum Zustand der TENP I und zum geplanten weiteren Vorgehen wünschenswert. Zudem sollen die beteiligten FNB im weiteren Verlauf regelmäßig über neuere Erkenntnisse informieren, wie mehrere Stellungnehmer fordern. Uniper wünscht sich diesbezüglich einen deutlich detaillierteren Realisierungsfahrplan inklusive konkreter Daten zur Inbetriebnahme von Einzelabschnitten. Hinsichtlich der aktuellen Einschränkungen auf der TENP I wird von mehreren Stellungnehmern moniert, dass etwaige Rückwirkungen auf andere NEP-Maßnahmen nicht dargestellt seien. Netze BW kritisiert, dass es nicht ersichtlich sei, weshalb es einer zweijährigen Untersuchung bedürfe, um eine Entscheidung darüber zu treffen, ob Instandsetzungsmaßnahmen an der TENP I eingeleitet werden sollen.

2.5 Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber

Zwischen dem 03.12.2018 und 14.12.2018 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die Gelegenheit, sich schriftlich zur beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan zu äußern. Die Bundesnetzagentur hat während des Anhörungszeitraums in einer Telefonkonferenz mit allen Beteiligten am 06.12.2018 die näheren Erwägungen zu den jeweiligen beabsichtigten Entscheidungen erörtert. Innerhalb des oben aufgeführten Zeitraums gingen bei der Bundesnetzagentur Stellungnahmen von dem Verband der Fernleitungsnetzbetreiber (am 13.12.2018) sowie der Beteiligten zu 6. (am 14.12.2018) ein.

Der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber weist darauf hin, dass bei der Maßnahme "Erweiterung der GDRM-Anlage Steinitz" (ID-Nr. 507-01i) neben der Beteiligten zu 12. auch die Beteiligte zu 6. durchführender Fernleitungsnetzbetreiber ist.

Zudem sind aus Sicht des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber die Maßnahmen der TENP-Versorgungssicherheitsvariante "Leitung Mittelbrunn - Schwanheim" (ID-Nr. 552-01), „Leitung Hülgelheim - Tannenkirch“ (ID-Nr. 554-01) und „Querverbindungen TENP I zu TENP II“ (ID-Nr. 555-01) Ergebnis der verpflichtenden Modellierungsvarianten des NEP Gas 2018-2028. Daher seien diese auch in den gemeinsamen Netzausbauvorschlag des NEP Gas 2018-2028 aufgenommen worden (NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2018 – TENP Entwurf“). Im Änderungsverlangen sei daher, anstelle der bisher formulierten Aufnahme die Herausnahme der jeweiligen Maßnahmen im Falle einer negativen Entscheidung zu einer Wiederinbetriebsetzung der entsprechenden Abschnitte der TENP I zu verfügen. In der Telefonkonferenz wurde zudem von Seiten der FNB angemerkt, dass die Umsetzungspflicht von drei Monaten für Änderungen gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG bei der Entscheidung für oder gegen Maßnahmen der TENP-Versorgungssicherheitsvariante berücksichtigt werden sollte. Fristen, die nahe dem Datum für die Umsetzungspflicht liegen, könnten zu einem zusätzlichen unnötigen Arbeitsaufwand führen.

Darüber hinausfordert der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Änderungen im Kapitel IIC2.2.8.

Die Beteiligte zu 6. äußert sich in ihrer Stellungnahme im Wesentlichen kritisch zu der Änderung, gemäß Tenor 1) die Maßnahmen "Leitung Brunsbüttel - Hetlingen" (ID-Nr. 502-01a) und "GDRM-Anlage Hetlingen" (ID-Nr. 502-01b) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen. Laut der Beteiligten zu 6. seien diese Maßnahmen als Maßnahmen des bedarfsgerechten Ausbaus des Netzes i.S.d. § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG zu verstehen. Aufgrund der Begriffsbestimmung des § 3 Nr. 5a EnWG sei der Fernleitungsnetzbetreiber verantwortlich für Anbindungsleitungen von LNG-Anlagen im Sinne eines Ausbaus des Netzes. Zudem werde die Leitung durch alle Händler genutzt, die LNG im Terminal anlanden und nicht etwa durch einen exklusiven Anschlussnehmer. Ebenfalls gebe es laut der Beteiligten zu 6. weitere Netzanschlusspetenten, die in unmittelbarer Nähe zur

LNG-Anlage Anschluss begehren. Darüber hinaus sei aufgrund der §§ 38, 39 GasNZV die Aufnahme der Maßnahme in den Netzentwicklungsplan notwendig.

Bezüglich des Tenors 2) führt die Beteiligte zu 6. aus, dass die Maßnahmen lediglich aus Gründen der Vollständigkeit in den Entwurf des Netzentwicklungsplans aufgenommen wurden. Es bestünden keine Einwände gegen eine Streichung.

2.6 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.⁷ Änderungsbedarf besteht jedoch bezüglich einzelner Maßnahmen.⁸

⁷ Siehe Abschnitt C.

⁸ Siehe Abschnitt D.

A Zuständigkeit und Verfahren

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

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

B Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens

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

C Grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans

1. Formelle Voraussetzungen

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

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

Vor der Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans bei der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Die hierfür erforderlichen Informationen haben sie auf der Internetseite ihres Verbandes zur Verfügung gestellt. Seit Beginn der Konsultationsphase am 12.02.2018 stehen neben dem Konsultationsdokument auch die dazugehörigen Anlagen bzw. die Angaben dazu in der Datenbank sowie der Netzausbauvorschlag, zum Download bereit.

Kapitel 1.4 des am 29.03.2018 vorgelegten Entwurfs zum Netzentwicklungsplan enthält eine zusammenfassende Darstellung, wie die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt haben. Zugleich äußern sie sich zu den Gründen, warum sie sich für den vorliegenden Netzausbauvorschlag entschieden haben. Die Bundesnetzagentur hat in den Anhörungsgesprächen mit den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern festgestellt, dass punktuell Unklarheiten unter den Fernleitungsnetzbetreibern zu einzelnen Maßnahmen herrschen. Diese hat die Bundesnetzagentur im Nachgang der Gespräche durch weitere Nachfragen bei den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern aufgeklärt. In diesem Zusammenhang erinnert sie an die gesetzliche Vorgabe, dass bei der Erstellung des Planes die Fernleitungsnetzbetreiber darlegen müssen, aus welchen Gründen sie sich nach Abwägung mit anderweitig in Betracht kommenden Planungsmöglichkeiten für die jeweiligen Maßnahmen entschieden haben. Dies bedeutet, dass dort wo vorhanden, auch Alternativen zu den vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen aufgezeigt werden müssen. Die Bundesnetzagentur erinnert nicht zuletzt auch daran, dass der Sinn und Zweck der Netzentwicklungsplanung darin besteht, einen gemeinsam erarbeiteten und unter den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmten Netzentwicklungsplan vorzulegen, der den mit den geringsten Kosten verbundenen Netzausbau zur Deckung des Bedarfs enthält.

2. Materielle Voraussetzungen

2.1 Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 15a Abs. 1 S. 5 EnWG die derzeitigen Erkenntnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009⁹ ausreichend berücksichtigt. Bei der in den Szenariorahmen 2018 und den vorliegenden Netzentwicklungsplan eingegangenen Fassung handelt es sich um den Ten-Year Network Development Plan 2017 (TYNDP). Der von der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) erstellte TYNDP wurde am 05.01.2017 an die europäische Regulierungsbehörde ACER übermittelt, welche dann ihre Stellungnahme am 15.03.2017 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.¹⁰ Wegen des bisher noch bestehenden Zeitverzugs der europäischen und nationalen Prozesse sind allerdings punktuell Aktualisierungen angezeigt.

Unter Rückgriff auf die Konsultationsergebnisse zum Szenariorahmen 2018-2028 und zum gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan 2016 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.

2.2 Grundlagen der Modellierung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzausbaubedarf auf Basis der im Szenariorahmen vorgeschlagenen Modellierungsvariante "Basisvariante" für die Anforderungen an das Fernleitungsnetz in den Jahren 2024 und 2029 berechnet und schlagen die resultierenden Ausbaumaßnahmen vor.

Hinsichtlich des Gasbedarfsszenarios, das der Modellierung der Basisvariante zugrunde liegt, sieht die Bundesnetzagentur keinen Änderungsbedarf. Dies gilt ebenfalls für die Annahmen und Eingangsparameter der Modellierung dieser Variante.

Bei Betrachtung der Versorgungssicherheitsvariante, deren Gegenstand die aktuelle Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem ist, haben die Fernleitungsnetzbetreiber zwei der zunächst sechs indikativ geprüften Varianten vollständig modelliert. Der resultierende Ausbauvorschlag wurde nach Prüfung seitens der Fernleitungsnetzbetreiber definierter Bewertungskriterien ermittelt. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen hier aufgrund des ausschlaggebenden Kriteriums signifikant niedrigerer Investitionskosten die Netzausbaumaßnahmen der Variante 1 (TENP V.1) vor.

Die Eingangsgrößen der beiden vollständig modellierten Varianten (TENP V.1, TENP V.2) sind gegenüber denen der Basisvariante weitgehend unverändert. Abweichungen ergeben sich lediglich hinsichtlich der ange-

⁹ 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.

¹⁰ Siehe Bestätigung zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014, S. 43.

nommenen TVK-Werte an den GÜP Bocholtz (Entry), Eynatten / Raeren (Entry) sowie Wallbach (Exit) aufgrund der veränderten Transportkapazität des TENP-Systems.

Konkrete Eingangsparameter zu den in dieser Modellierung angesetzten GÜP-Kapazitäten haben die Fernleitungsnetzbetreiber erstmalig mit dem Entwurf des NEP Gas 2018-2028 veröffentlicht. Nach näherer Analyse der Bedarfe der Schweiz und Italien sowie der Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen ergeben sich wie seitens der Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurfsdokument zu dieser Modellierungsvariante dargelegt¹¹ einige Änderungen hinsichtlich der kapazitiven Ansätze an den zuvor genannten GÜP. Der Bedarf der terranets bw ist gegenüber der Basisvariante unverändert. Die vollständig berechneten Modellierungsvarianten TENP V.1 und V.2 unterscheiden sich lediglich hinsichtlich der betrachteten Aufspeisesituation, über welche der vier TENP-Netzkopplungspunkte der eingeplante Zusatzbedarf der terranets bw bereitgestellt wird. Die Aufspeisesituation analog der Basisvariante fungiert als Basis der Modellierungsvariante TENP V.1, in der zweiten berechneten Variante TENP V.2 wird eine Verlagerung und folglich eine vollständige Bereitstellung des Zusatzbedarfs am TENP-Netzkopplungspunkt Au am Rhein betrachtet.

Hinsichtlich der dieser Versorgungssicherheitsvariante zugrundeliegenden Eingangsparameter sieht die Bundesnetzagentur keinen Änderungsbedarf.

2.2.1 Annahmen zum Gasbedarfsszenario

Im Planungsprozess des NEP 2018-2028 wurden von den FNB zwei Gasbedarfsszenarien untersucht. Dabei werden der Endenergiebedarf Gas und der Gasbedarf im Umwandlungssektor auf unterschiedliche Art und Weise prognostiziert.

Die Entwicklung des Endenergiebedarfs Gas basiert auf EUCO-Szenarien der Europäischen Kommission. In Szenario I basiert der Entwicklungspfad des Endenergiebedarfs auf dem Szenario EUCO30 und in Szenario II auf dem Szenario EUCO+40. Als Startpunkt dient in beiden Fälle eine Analyse des Erdgasverbrauchs im Jahr 2015 basierend auf der aktuellen Energiebilanz des BDEW und der AG Energiebilanzen.

Zur Bestimmung des Gasbedarfs im Umwandlungssektor wurden Modellierungen des Strommarktes verwendet. Grundlage für den verwendeten Kraftwerkspark bildet dabei die Kraftwerksliste der BNetzA. Zu- und Rückbau in den Szenarien erfolgte entsprechend den Szenarien B (für Szenario I) und C (Szenario II) des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030. Insbesondere wurde dadurch im Szenario II eine im Vergleich zum Szenario I kürzere Nutzungsdauer von Kohlekraftwerken angenommen.

2.2.2 Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern

Die Modellierung der Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber durch die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgte gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens 2018-2028.

Als Startwert haben die Fernleitungsnetzbetreiber die internen Bestellwerte für das Jahr 2018 angesetzt. Für die zukünftige Entwicklung im Zeitraum von 2019-2023 wurde die plausibilisierte Langfristprognose der Ver-

¹¹ Entwurfsdokument Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem: H-Gas-Leistungsbilanz und H-Gas-Quellenverteilung, S.11f.

teilnetzbetreiber gemäß § 16 Absatz 1 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen zu Grunde gelegt. Ab dem Jahr 2024 wird diese bis zum Jahr 2028 konstant auf den Wert des Jahres 2023 fortgeschrieben.

Die Methodik zur Modellierung der Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber entspricht dem Vorgehen im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026. Hierbei vernimmt die Bundesnetzagentur weitgehend Einigkeit zu der Frage, auf welche Weise der Kapazitätsbedarf der Verteilnetzbetreiber adäquat prognostiziert werden kann. Laut Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber wird dabei bei den Modellierungen das Ziel verfolgt, nach der Fertigstellung der geplanten Netzausbaumaßnahmen die von den Verteilnetzbetreibern benötigten Kapazitäten unbefristet und auf fester Basis zur Verfügung zu stellen. Die Bundesnetzagentur wird die Einhaltung dieser Zielsetzung überprüfen.

Weiterhin wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht dargestellt, 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.

2.2.3 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 2028 weitergeführt, es sei denn, es erfolgt ein Rückbau gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Dabei haben die Fernleitungsnetzbetreiber je nach aktueller Kapazitätsversorgung entweder die bestehende feste Kapazität bis zu den Jahren 2023 und 2028 fortgeführt bzw. bei nicht fester Versorgung das Kraftwerksprodukt fDZK der Modellierung der jeweiligen Zieljahre 2023/2028 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 Fern-

wärmeversorgung 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.

Im Rahmen der Konsultation hat Statkraft zum Kapazitätsansatz für Bestandskraftwerke Stellung genommen. Sie führt aus, dass Bestandskraftwerke nur dann mit FZK modelliert würden, wenn sie diese langfristig gebucht hätten. Hier liegt ein Missverständnis vor: die Kraftwerke werden mit dem aktuell angebotenen Kapazitätsprodukt in der Modellierung berücksichtigt, unabhängig von einer eventuellen Buchung. Darüber hinaus fordert Statkraft, auch Kraftwerke, die aktuell nur unterbrechbar an das Netz angebunden sind, sollten mit festen Kapazitäten modelliert werden. Eine verbindliche Buchung als Grundlage für diesen Anspruch lehnt Statkraft hingegen mit dem Hinweis ab, dass diese im aktuellen Marktumfeld nicht wirtschaftlich sei. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kann diese Argumentation nicht überzeugen. Allen Bestandskunden steht es frei, im Rahmen einer Einzelfallprüfung beim Fernleitungsnetzbetreiber höherwertige Kapazitäten anzufordern. Sofern diese Kapazitäten jedoch nicht ausbaufrei dargestellt werden können, ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur legitim, dass der Fernleitungsnetzbetreiber vom Kunden eine Verbindlichkeit in Form einer längerfristigen Kapazitätsbuchung verlangt. Andernfalls würden Bestandskraftwerke gegenüber anderen Bestandskunden wie z.B. Industriekunden oder Speichern ungerechtfertigt bevorzugt.

Das Kraftwerk Staudinger 4 (Kraftwerksnr. BNA0374) ist derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant ausgewiesen. Allerdings wird es bis zum Jahr 2023 eine Laufzeit von über 45 Jahren erreicht haben. Zudem liegt für dieses Kraftwerk eine Stilllegungsanzeige vor. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Angaben in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur deshalb dahingehend interpretiert, dass das Kraftwerk nicht mehr in der Modellierung für die Jahre 2023 und 2028 zu berücksichtigen sei. Allerdings ist Staudinger 4 aktuell Teil der Netzreserve und somit gesetzlich an der vom Betreiber beabsichtigten Stilllegung gehindert. Es lässt sich derzeit nicht absehen, bis wann dieser Status fortbestehen wird. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur wäre es daher sachgerecht, das Kraftwerk weiterhin in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas zu berücksichtigen. Allerdings ist diese Diskrepanz erst mit der Veröffentlichung des Konsultationsdokumentes zum NEP Gas 2018-2028 und damit nach Abschluss der Modellierung offenbar geworden, da der Szenariorahmen 2018 noch keine Liste der in der Modellierung zu berücksichtigenden systemrelevanten Gaskraftwerke enthielt. Nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber wirkt sich die Nicht-Berücksichtigung von Staudinger 4 in der Modellierung lediglich auf die H-Gas-Leistungsbilanz auf, in der hierdurch eine Abweichung in Höhe von 1.914 MWh/h entsteht. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur, in Rücksprache mit den Fernleitungsnetzbetreibern, rechtfertigt dies keine erneute Modellierung. Um solche Diskrepanzen in Zukunft zu vermeiden, hat die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, künftig bereits in den Szenariorahmen eine Liste der in der Modellierung zu berücksichtigenden systemrelevanten Gaskraftwerke aufzunehmen.

Zu den Neubaukraftwerken zählen die in Bau sowie die in Planung befindlichen Kraftwerke. Gemäß der Bestätigung zum Szenariorahmen 2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber für die Modellierung der Neubaukraftwerke das fDZK-Produkt verwendet.

Im Rahmen des Konsultationsverfahrens zur TENP-Versorgungssicherheitsvariante hat die EnBW angemerkt, dass die Verwendung des Grenzübergangspunktes Wallbach als Zuordnungspunkt für das fDZK-Produkt mit

hohen Zusatzkosten verbunden sei, da hierfür Transportkapazitäten von Italien über die Schweiz nach Deutschland erforderlich sind. Sie fordert, dass die Kosten für diese Absicherung den Kosten einer freien Zuordenbarkeit gegenübergestellt werden sollten. Die Bundesnetzagentur ist weiterhin der Ansicht, wie bereits im Änderungsverlangen zum NEP Gas 2016-2026 ausgeführt, dass der Grenzübergangspunkt Wallbach für Kraftwerke, die nicht am Markt, sondern in der Netzreserve aktiv sind, als Zuordnungspunkt für das fDZK-Produkt geeignet ist. Sie erkennt jedoch an, dass die hierfür aufzuwendenden Kosten in der Praxis deutlich höher ausfallen als bei einer Zuordnung zu einem Speicher oder einem Grenzübergang zu einem liquiden Handelsmarkt. Daher wird sie das Thema weiterhin gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern adressieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Vorgaben zur Modellierung der neuen Gaskraftwerke aus der Bestätigung des Szenariorahmens (Tenor 1) umgesetzt. So haben sie gemäß Tenor 1.a die Kraftwerksprojekte Gasturbine Altbach (Kraftwerksnr. BNAP135/BNAP136) und Kraftwerk Gladbeck nicht in der Modellierung berücksichtigt. Das Kraftwerksprojekt Griesheim (Kraftwerksnr. BNAP126) haben sie gemäß Tenor 1.b in der Modellierung berücksichtigt, da vor dem 01.01.2018 eine Einigung über den Netzanschlusspunkt für das Projekt vorlag. Bei den Kraftwerksprojekten Kraftwerk Karlsruhe (RDK 6S) sowie Gasturbine Heilbronn (Kraftwerksnr. BNAP137/BNAP138) haben sie die in der Modellierung angesetzte Kapazität gemäß der Tenorziffern zu 1.c und 1.d angepasst.

Der Anforderung aus Tenor 1.e sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen, indem sie in Kapiteln 7.2.3 und 7.2.4 des Netzentwicklungsplans Gas jeweils tabellarische Übersichten aufgenommen haben, welche eine - zumindest indikative - Zuordnung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zu den einzelnen Kraftwerksprojekten jeweils für Süd- und Norddeutschland enthalten.

Modellierung von Neubaukraftwerken in Süddeutschland

Bei der Modellierung von Neubaukraftwerken ist das aktuell laufende Beschaffungsverfahren der Übertragungsnetzbetreiber für besondere netztechnische Betriebsmittel gemäß § 11 Absatz 3 EnWG zu berücksichtigen.

Mit dem Strommarktgesetz vom 26.07.2016 (BGBl. Teil I 2016 Nr. 37 vom 29.07.2016, S. 1786) wurde im neu eingeführten § 13k EnWG geregelt, dass die Übertragungsnetzbetreiber 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 sog. Netzstabilitätsanlagen zur Prüfung vorgelegt.¹² Darin untersuchen die Übertragungsnetzbetreiber konkret die Situation im Winter 2022/23 und kommen zu dem Ergebnis, dass ein Bedarf an Netzstabilitätsanlagen in 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. Im Anhang zu dem Bericht formulieren die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich die Anforderung, dass die Anlagen bis zum Winter 2021/22 realisierbar sein

¹² 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

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.¹³

Kurze Zeit später änderte sich die gesetzliche Grundlage abermals. Mit dem am 22.07.2017 in Kraft getretenen Netzentgeltmodernisierungsgesetz wurde die Vorschrift in § 13k EnWG in abgewandelter Form in § 11 Abs. 3 EnWG n.F. überführt. Diese neue Vorschrift 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 vorzulegen. Diese Analysen hatten die Übertragungsnetzbetreiber mit dem oben genannten Bericht zum Bedarf an Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG bereits vorgelegt. Daraus ergibt sich die Erforderlichkeit von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln in einem Umfang von 1,2 GW (elektrisch).

Die Übertragungsnetzbetreiber Tennet, Amprion und TransnetBW haben am 29.06.2018 eine gemeinsame Ausschreibung zur Beschaffung von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln nach § 11 Abs. 3 EnWG initiiert. Dabei haben sie insgesamt den festgestellten Bedarf von 1,2 GW (elektrisch) ausgeschrieben. Das Gebiet, in dem der Bedarf ausgeschrieben wurde, erstreckt sich auf Bayern, Baden-Württemberg sowie Teile von Hessen. Dieses wurde nochmals unterteilt in vier sog. Losgruppen, die sich an den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber orientieren. In jeder Losgruppe ist eine Leistung von 300 MW (elektrisch) ausgeschrieben. Der Erbringungszeitraum erstreckt sich vom 01.10.2022 bis zum 30.09.2032.¹⁴

Bis Mitte August haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Vorauswahl aus den eingegangenen Geboten getroffen. Die Ergebnisse dieser Vorauswahl sind nicht öffentlich. Die finale Zuschlagserteilung soll bis April 2019 erfolgen. Daher ist zum Zeitpunkt dieser Entscheidung noch nicht absehbar, welche konkreten Kraftwerksprojekte einen Zuschlag erhalten werden.

Für die Gasnetzentwicklungsplanung ergibt sich aus dem aktuell laufenden Beschaffungsverfahren der Übertragungsnetzbetreiber die Herausforderung, dass die Realisierung mehrerer Kraftwerksprojekte – insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg – mit Unsicherheit behaftet ist. Auf Basis des von den Fernleitungsnetzbetreibern entwickelten Kriterienkatalogs im Szenariorahmen wurden in der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 Kraftwerksprojekte in Süddeutschland mit einer Gesamtleistung von rund 4,07 GW (elektrisch) berücksichtigt. Dabei ist natürlich nicht auszuschließen, dass einige Projekte auch unabhängig von einem möglichen Zuschlag im Beschaffungsverfahren für besondere netztechnische Betriebsmittel realisiert werden könnten. Angesichts der nun ausgeschrieben 1,2 GW (elektrisch) erscheint es jedoch als

¹³ 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

¹⁴ Die Details des Ausschreibungsverfahrens sind veröffentlicht unter https://ausschreibungen-deutschland.de/454736_Besondere_netztechnische_Betriebsmittel_bnBm_2018_Bayreuth sowie

<https://platform.negometrix.com/PublicBuyerProfile/PublishedTenderInformation.aspx?isPublicProfile=false&tenderId=90695&tab=&page=1&searchParam=&sortParam=Id&sortDirection=False>.

unwahrscheinlich, dass alle Projekte in der ursprünglich bei den Fernleitungsnetzbetreibern angefragten Dimensionierung realisiert werden. Insbesondere weisen alle in den Netzentwicklungsplan aufgenommenen Projekte in Süddeutschland eine elektrische Leistung von über 300 MW auf. Somit würden sie im Falle einer Zuschlagserteilung voraussichtlich nicht in der bislang geplanten Größe realisiert.

Es muss vor diesem Hintergrund 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.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben 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 1,2 GW elektrischer Leistung realisiert werden. In der Praxis führt diese Clusterbildung dazu, dass Kraftwerksanfragen im Cluster 1 (Projekte Griesheim, Heilbronn, Karlsruhe) sowie im Cluster 2 (Projekte Leipheim, Gundelfingen, Gundremmingen) nicht mit ihrer vollen angefragten Leistung in der Modellierung berücksichtigt wurden. Das Kraftwerksprojekt Zolling wurde trotz der Clusterung mit seiner vollen Leistung angesetzt, da im Cluster 3 keine weiteren Anfragen vorlagen. Die Clusterbildung ist sachgerecht, da zum Zeitpunkt der Bestätigung des Szenariorahmens nur der gesamte Bedarf an besonderen netztechnischen Betriebsmitteln in Höhe von 1,2 GW (elektrisch) bekannt war, nicht aber die regionale Aufteilung der auszureichenden Leistung auf vier Losgruppen mit jeweils 300 MW Leistung. Daher konnte diese Aufteilung bei der Clusterbildung nicht berücksichtigt werden.

Um der Unsicherheit über die Realisierung der Kraftwerksprojekte weiter Rechnung zu tragen, hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern in der Bestätigung des Szenariorahmens aufgegeben, im Netzentwicklungsplan eine möglichst genaue Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen zu den Kraftwerkprojekten vorzunehmen. Dem sind die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 7.2 des Netzentwicklungsplans nachgekommen und haben in Tabelle 39 auf S. 148 eine Übersicht der Kraftwerksprojekte und der ihnen zuzuordnenden Netzausbaumaßnahmen erstellt.

Vor dem Hintergrund der weiterhin bestehenden Unsicherheit über die tatsächlichen Standorte der besonderen netztechnischen Betriebsmittel schätzt die Bundesnetzagentur den Bedarf für die in der Tabelle aufgeführten Maßnahmen zum heutigen Zeitpunkt als weniger sicher ein als bei anderen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans. Bei einer Nicht-Realisierung bzw. einer kleineren Dimensionierung einzelner Kraftwerksprojekte würde auch der Bedarf für die entsprechenden Maßnahmen entfallen bzw. deren Dimensionierung wäre anzupassen.

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. Insbesondere für die relativ kostenintensiven Maßnahmen Leitung Wertingen - Kötz (ID 402-01a), VDS Nordschwarzwaldleitung Stufe 2 (ID 417-02), Verlängerung Anbindung Heilbronn (ID 449-01) sowie Leitung Massenheim - Sulzbach (ID 506-01a) geht aus den Projektsteckbriefen hervor, dass für 2019 noch keine Material- und Leistungsbestellung vorgesehen ist. Es ist somit davon auszugehen, dass das laufende Beschaffungsverfahren für besondere netztechnische Betriebsmittel abgeschlossen sein wird und somit auch die konkreten Standorte feststehen werden, bevor die Fernleitungsnetzbetreiber diese Investitionen tätigen müssten. Der überwiegende Teil der in der Tabelle aufgeführten Maßnahmen wäre zudem nach Einschätzung der Bundesnetzagentur unabhängig von der Realisierung der Kraftwerke aufgrund anderer Kapazitätsbedarfe sowieso zu realisieren, allerdings ggf. in einer kleineren Dimensionierung. In diesen Fällen können die Planungsverfahren zunächst für die nun im Netzentwicklungsplan vorgesehene Dimensionierung angestoßen werden. Eine spätere Realisierung in kleinerer Dimensionierung stellt dann in der Regel kein Problem dar.

Würde die Bundesnetzagentur auf der Grundlage des unsicheren Bedarfs eine Herausnahme 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 im Beschaffungsverfahren für besondere netztechnische Betriebsmittel führen. Der Zeitplan bis zur von den Übertragungsnetzbetreibern avisierten Realisierung der besonderen netztechnischen Betriebsmittel zum 01.10.2022 ist knapp bemessen. Daher sieht die Bundesnetzagentur es als sachgerecht an, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die weiteren Schritte zur Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen ergreifen.

Um die Kostenbelastung für die anderen Netznutzer abzumildern, sieht es die Bundesnetzagentur im vorliegenden Fall als sachgerecht an, dass die Kraftwerksprojektierer, sofern dies nicht bereits erfolgt ist, binnen zwei Monaten nach Bekanntgabe des Änderungsverlangens die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 Abs. 3 GasNZV vornehmen. Durch diese Zahlung können die Kraftwerksprojektierer darüber hinaus angesichts der geschilderten Unsicherheiten ihr ernsthaftes Interesse an der Fortführung ihrer Projekte dokumentieren.

Die Bundesnetzagentur weist vorsorglich darauf hin, dass im Falle einer Nicht-Realisierung bzw. kleineren Dimensionierung einzelner Kraftwerksprojekte auch der Bedarf für die entsprechenden Ausbaumaßnahmen entfällt bzw. diese in ihrer Dimensionierung anzupassen sind. 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 in der dann erforderlichen Dimensionierung auszubauen. Im Übrigen wird auf die Auflage verwiesen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber diese Informationen der Bundesnetzagentur zur Kenntnis bringen müssen (vgl. im Einzelnen Tenorziffer zu 13), sowie Abschnitt D9).

2.2.4 Annahmen zu Gasspeichern

Die Annahmen, die die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Modellierung der Basisvariante in Bezug auf die Gasspeicher getroffen haben, sind nicht zu beanstanden. Die Vorgehensweise entspricht den Vorgaben der Bundesnetzagentur. Gleiches gilt für den gewählten Modellierungsansatz. Hier wurden die in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesenen Kapazitäten angesetzt. Neben den bestehenden Speichern wurden auch Speicher-Neubauten und -Erweiterungen in der Modellierung mit 100 Prozent fester, temperaturabhängiger Kapazität (TaK) berücksichtigt. Zusätzlich zu den bereits im Bau befindlichen Projekten sind auch Kapazitäten solcher Speicher Eingangsgrößen der Modellierung, für die die Speicherbetreiber Anfragen nach § 39 GasNZV gestellt haben. Stichtag für die Einbeziehung dieser Kapazitätsausbauansprüche war der 14.07.2017.

Gemäß Tenor 3 der Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2018-2028 sollte der im Netz der Beteiligten zu 1. angeschlossene Speicher Inzenham West anders als gemäß der Angaben des NEP-Gas-Datenbankzyklus „2018-SR“ nicht mit unterbrechbarer Kapazität, sondern mit einem festen, temperaturabhängigen Kapazitätsansatz (TaK) in Höhe von 1.403 MWh/h in der Modellierung der Basisvariante erfolgen. Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen. Bezogen auf die Einspeise-, als auch auf die Ausspeiseleistung wurde, wie im NEP-Gas-Datenbankzyklus „2018-NEP Entwurf“ erkennbar ist, der vorgegebene Ansatz in der Modellierung berücksichtigt.

Es zeigt sich im Ergebnis der Modellierung, dass durch den Ansatz des Speicher Inzenham West mit TaK keine zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 benötigt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber führen aus, dass nach Inbetriebnahme der entsprechenden Ausbaumaßnahmen mit Auswirkungen auf den genannten Speicher zum 01. Januar 2020 eine Zuteilung dieser Kapazität möglich sei.

Es ist der Bundesnetzagentur ein Anliegen, erneut zu betonen, dass die geforderte Prüfung der TaK-Kapazität in Höhe von 1.403 MWh/h am Netzanschlusspunkt des Speichers Inzenham-West keine Präjudizierung implizierte, dass aus dem veränderten Planungsansatz resultierende evtl. notwendige Netzausbaumaßnahmen automatisch bestätigt worden wären. Durch die Verpflichtung der FNB seitens der Bundesnetzagentur, einen geänderten planungskapazitiven Ansatz am Speicher Inzenham-West in der Modellierung der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zugrunde zu legen, ist ebenfalls keine präjudizierende Aussage darüber getroffen worden, dass eine möglicherweise zukünftige Vermarktung dieser zusätzlichen Kapazität am Speicheranschlusspunkt Inzenham-West zu erfolgen habe.

Für die Erstellung des Netzentwicklungsplans werden Kapazitäten als Planungsansätze verwendet. Diese bilden als Gegenstand des Szenariorahmens die Grundlage für die planerische Ausgestaltung und Dimensionierung des Netzes. Ausdrücklich nicht wird im Rahmen der Netzentwicklungsplanung festgelegt, ob die in der zugrundeliegenden Modellierung berücksichtigten, kapazitiven Planungsansätze in der anschließenden Vermarktung der Kapazitäten Anwendung finden.

Die Beteiligte zu 1. hat gegenüber der Bundesnetzagentur dargelegt, dass zu dem genannten Zeitpunkt vorbehaltlich der bis dahin planmäßig zu erfolgenden Inbetriebnahmen der Maßnahmen in ihrem Netz diese zusätzlichen Kapazitäten an jedem der in ihrem Netz angeschlossenen Speicher, namentlich Speichern Wolfersberg, Inzenham-West, Haidach, 7Fields (Haiming 2-7F/bn), und Nussdorf/Zagling (Haiming 2-RAGES/bn), gleichermaßen darstellbar seien.

Die Bundesnetzagentur erwartet aufgrund dessen, dass diese temperaturabhängig feste, frei zuordenbare Kapazität in Höhe von 1.403 MWh/h als Planungsprämisse Eingang in den kommenden Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 findet. Es ist den Fernleitungsnetzbetreibern überlassen, zu entscheiden, ob die planungskapazitive Berücksichtigung in der Modellierung an nur einem Untergrundspeichernetzanschlusspunkt im Netz der Beteiligten zu 1. erfolgen soll, oder ob eine rätierliche Aufteilung der Kapazität auf mehrere der möglichen Netzanschlusspunkte erfolgen soll.

Unabhängig davon obliegt es der Beteiligten zu 1. die entsprechende Kapazität diskriminierungsfrei an allen Speicheranschlusspunkten in ihrem Netzgebiet zu vermarkten. Die Vergabe der Kapazitäten erfolgt über die Primärkapazitätsplattform entweder im Standardverfahren durch voneinander unabhängige Auktionsverfahren oder mittels einer konkurrierenden Kapazitätsvergabe gemäß Art. 8 NC CAM. Einen entsprechenden Antrag auf konkurrierende Kapazitätsvergabe hat die Beteiligte zu 1. bei der zuständigen Beschlusskammer 7 am 10.09.2018 gestellt. Den seitens eines Stellungnehmers geäußerten Vorwurf, durch den veränderten planungskapazitiven Ansatz würden andere Speicher in der Region diskriminiert, erachtet die Bundesnetzagentur dadurch als unbegründet.

Der Bundesnetzagentur ist es ein Anliegen, erneut zu betonen, dass ihr bezüglich der zukünftigen netzplanerischen Berücksichtigung von (Bestands-)Speichern weiterhin an einem möglichst einheitlichen und transparenten Ansatz in der Netzentwicklungsplanung gelegen ist. In der Vergangenheit herrschte unter Einbeziehung des Markts vielfach Konsens darüber, dass eine temperaturkorrelierte Betrachtung der Speicher, grundsätzlich sachgerecht sei, um saisonalen Gegebenheiten gerecht zu werden. Auch einige Stellungnehmer haben sich im Rahmen der Konsultation des Plans entsprechend geäußert. Weitere Entwicklungen und Vereinheitlichungen in diese Richtung durch die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher seitens der Bundesnetzagentur ausdrücklich begrüßt.

2.2.5 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 für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ist auch in der angefragten Höhe in die Netzentwicklungsplanung eingegangen.

2.2.6 Annahmen zu LNG-Anlagen

Die für das LNG-Terminal in Brunsbüttel angefragten Kapazitäten in Höhe von 8700 MWh/h haben als dynamisch zuordenbare Kapazitäten Eingang in die Modellierung der Basisvariante gefunden. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht.

Der H-Gas-Bedarf wird gemäß Quellenverteilung im Wesentlichen über die Grenzübergangspunkte gedeckt. Dieses wird sich nach Realisierung eines LNG-Terminals nicht signifikant ändern. Unter der Prämisse, unnötigen Netzausbau zu vermeiden, erscheint daher eine kapazitive Berücksichtigung mit einer Nutzungsaufgabe wie für die Modellierung der Basisvariante gemäß Datenbankzyklus „2018 – NEP Konsultation“ erfolgt, angemessen.

2.2.7 Ergebnisse more capacity

Um einen möglichen Bedarf neuer Transportkapazitäten von H-Gas an den Grenzen des Marktgebietes GASPOOL zu ermitteln, führten die Beteiligten zu 4., 6. und 12. vom 21.08.2015 bis zum 16.10.2015 eine europaweite Marktbefragung (sog. "more capacity-Projekt") durch. Für dieses Projekt wurde analysiert, ob die von Transportkunden zunächst unverbindlich nachgefragten Kapazitätsbedarfe generell einen Ausbau des Fernleitungsnetzes notwendig machen würden. Anschließend wurden für die Ausbau generierenden Kapazitätsbedarfe technische Studien je Marktraumgrenze erstellt, um verschiedene Angebotslevel im Zuge der Jahresauktion am 06.03.2017 auf der europäischen Kapazitätsplattform PRISMA anbieten zu können.

Kapazitätsbedarfe, die durch ausreichende verbindliche Buchungen bestätigt wurden, also für die wirtschaftliche Betrachtung des Angebotslevels sich als positiv erwies, wurden in den Szenariorahmen 2018 aufgenommen.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 eingebrachten Ausbaumaßnahmen berücksichtigen demnach die sich aus dem more capacity Projekt ergebenden Kapazitäten. Die Ausbaumaßnahmen 412-03, 507-01a, 507-01b, 507-01c, 507-01d, 507-01e, 507-01f, 507-01g, 507-01h, 507-01i, 507-01j, 507-01k, 507-01l und 507-01m sind u.a. Folge dieser Kapazitäten und umfassen damit insbesondere die EUGAL.

Gemäß den der BNetzA übermittelten Modellierungsdaten sind die geplanten Ausbaumaßnahmen geeignet, um die sich aus dem more capacity Projekt ergebenden Kapazitäten darzustellen.

Zwar wären alternative Konzepte zur Darstellung der Kapazitäten möglich. So wäre es prinzipiell technisch möglich, wie in der Stellungnahme der Chemergie UG gefordert, die Kapazitäten ohne einen zweiten Leitungsstrang der EUGAL, dafür aber durch den Bau weiterer Verdichter, zu realisieren. Aufgrund der in diesem Fall benötigten höheren Verdichterleistungen ergeben sich dabei aber keine geringeren Plankosten. Zudem würden durch den vermehrten Einsatz von Verdichtern die operativen Kosten deutlich steigen.

2.2.8 Marktraumumstellung

In Kapitel 5 des Entwurfs des NEP Gas 2018-2028 setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Entwicklung der L-Gas-Versorgung auseinander. Neben der Darstellung der deutschland- und marktgebietsweiten Mengen- und Leistungsbilanzen im L-Gas geben sie detaillierte Erläuterungen zum Prozess der L-H-Gas-Umstellung (Marktraumumstellung). Dies umfasst Angaben zu den jährlichen Geräteanpassungen sowie eine Beschreibung der Umstellungsbereiche in den Netzgebieten der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber.

Der Zeitplan des Marktraumumstellungsprozesses ist eng gestrickt. Verzögerungen im Umstellungsprozess können zu einer nachhaltigen Belastung der Mengenzbilanz führen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden aufgefordert, mögliche Risiken zu identifizieren, die zu Verzögerungen im Gesamtprozess führen können und gemeinsam mögliche Abhilfemaßnahmen zu diskutieren. Die wesentlichen Untersuchungsergebnisse sollen im Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 dargestellt werden.

D Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans

Die im Folgenden genannten Maßnahmen des Netzausbauvorschlags sind von den Fernleitungsnetzbetreibern in der unter 1) bis 13) aufgezeigten Weise abzuändern.

Im Übrigen sieht die Bundesnetzagentur keinen Anlass zu Änderungen am Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. 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. Leitung Brunsbüttel - Hetlingen (ID-Nr. 502-01a) und GDRM-Anlage Hetlingen (ID-Nr. 502-01b)

Die Maßnahme der Beteiligten zu 6. "Leitung Brunsbüttel - Hetlingen" (ID-Nr. 502-01a) ist für die Anbindung des in Brunsbüttel geplanten LNG-Terminals an das Fernleitungsnetz der Beteiligten zu 6. vorgesehen. Sie ist gemäß Tenor 1) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen, da Anbindungsleitungen nicht die Tatbestandsvoraussetzungen des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG erfüllen. Sie gehören nicht zu den Maßnahmen, die ein Netzentwicklungsplan enthalten kann. Dies beruht auf den folgenden Erwägungen:

In Umsetzung der Gasrichtlinie¹⁵ wurde der § 15a EnWG im Jahr 2011 durch eine Novellierung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften¹⁶ in das Energiewirtschaftsgesetz integriert. Anlass zur Schaffung dieser Vorschrift war dabei auch, dass der Gesetzgeber eine gemeinsam abgestimmte Netzentwicklungsplanung unter den Fernleitungsnetzbetreibern erreichen wollte. Die neue Regelung sollte dazu beitragen, unnötige Parallelinvestitionen in benachbarten Fernleitungsnetzen zu vermeiden. Laut der Gesetzesbegründung wird auf Grund der engen Vermaschung der Fernleitungsnetze eine gemeinsame nationale Planung für erforderlich gehalten, um im Interesse der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz angemessene Investitionen in die jeweiligen Netze zu gewährleisten. Auf welche Weise die Fernleitungsnetzbetreiber eine solche effiziente Netzentwicklungsplanung erreichen sollen, wird in § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG konkretisiert. Hiernach sind die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans eine geeignete und allgemein nachvollziehbare Modellierung der deutschen Fernleitungsnetze zu nutzen. Des Weiteren ist dem § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG zu entnehmen, dass nur solche Maßnahmen Bestandteil des Netzentwicklungsplans sein können, die aus dem Kapazitätsbedarf des Netzes resultieren. Konkret wird gefragt nach Maßnahmen zum „Ausbau des Netzes“, die netztechnisch für einen "sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind". Voraussetzung ist also, dass die erforderliche Kapazität innerhalb des bestehenden Netzes nicht zur

¹⁵ Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. EG L211 v. 14.08.2009, S. 94).

¹⁶ Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften v. 26.07.2011, BGBl I 2011, S. 1554.

Verfügung steht und die Maßnahme in der Folge dazu beiträgt, diesen Kapazitätsengpass zu beseitigen oder zumindest abzumildern. Nur dann kann es sich um eine Netzausbaumaßnahme im Sinne des Netzentwicklungsplans (im Folgenden: NEP-Maßnahme) handeln. Durch die Aufnahme solcher Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan entsteht für die Fernleitungsnetzbetreiber zugleich eine Verpflichtung zur Umsetzung dieser Maßnahmen. Diese Bau- bzw. Umsetzungspflicht ergibt sich aus § 15a Abs. 1 S. 2 und 3 EnWG i.V.m. § 65 Abs. 2a S. 1 EnWG.

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

Das gesetzgeberische und systematisch verankerte Verständnis einer Pflichtentrennung wird in Bezug auf die Netzentwicklungsplanung vom Wortlaut des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG gestützt. Hier geht es – wie bereits erwähnt – um den „Ausbau des Netzes“. Anknüpfungspunkt für die Prüfung ist dabei stets das vorhandene Fernleitungsnetz. Für die hier betreffende Anbindungsleitung des geplanten LNG-Terminals Brunsbüttel bedeutet dies, dass der Netzanschlusspunkt in Hetlingen im Netz der Beteiligten zu 6. maßgeblich ist. Ausgehend von diesem Punkt haben die Fernleitungsnetzbetreiber geprüft, ob und welche Netzausbaumaßnahmen erforderlich sind. Aber nicht nur der § 15a EnWG, sondern auch die Regelungen zum Netzanschluss und zum Netzzugang zeigen, dass das bestehende Fernleitungsnetz der relevante Anknüpfungspunkt für die Prüfung einer zum Pflichtenkreis der Fernleitungsnetzbetreiber zählenden NEP-Maßnahme ist. So geht es in § 17 EnWG darum, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Gasversorgungsnetze und andere Anschlussnehmer an ihr bestehendes Netz anschließen müssen. Die Pflicht zum Netzanschluss wiederum umfasst nur die Herstellung des tatsächlichen Verbindungspunktes in dem Bereich des Netzes, in dem die jeweilige Anbindungsleitung ankommt. Die Errichtung der Anbindungsleitung selbst gehört nicht zu der Pflicht des Fernleitungsnetzbetreibers nach § 17 EnWG. Etwas anderes gilt nur, wenn dies explizit im Gesetz geregelt ist. So gehört beispielsweise nach der spezialgesetzlichen Regelung des § 33 Abs. 1 S. 1, Abs. 7 S. 3 GasNZV i.V.m. § 32 Nr. 2 GasNZV die Herstellung einer Leitung, die eine Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet, zum Pflichtenkreis des Fernleitungsnetzbetreibers. Auch dem für den Netzzugang relevanten § 20 EnWG liegt das bestehende Fernleitungsnetz als Anknüpfungspunkt zu Grunde.

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

druck. Reservierungen für neu anzuschließende Petenten können nach § 38 GasNZV nur bis zur vom Fernleitungsnetzbetreiber ausgewiesenen technischen Kapazität des betreffenden Netzes vorgenommen werden. Auch hier wird deutlich, dass Anbindungsleitungen an das Netz einerseits und kapazitative Netzausbaumaßnahmen andererseits strikt zu trennen sind.

Mit den §§ 38, 39 GasNZV hat der Gesetzgeber privilegierte Sonderregelungen für Betreiber von Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen sowie für Gaskraftwerke geschaffen und damit zum Ausdruck gebracht, dass LNG-Anlagen in puncto Zugang zum Netz genauso wie die übrigen in den §§ 38, 39 GasNZV genannten Anschlusswilligen zu behandeln sind. In den Sonderregelungen geht es darum, dass die hier genannten Anlagenbetreiber einen privilegierten Anspruch auf Kapazitätsreservierung bzw. Kapazitätsausbau in demjenigen Fernleitungsnetz haben, an das sie angeschlossen werden sollen. Wenn die Anlagenbetreiber nicht nur hinsichtlich der erforderlichen Kapazität im vorgelagerten Fernleitungsnetz hätten privilegiert werden sollen, sondern auch eine Freistellung bezüglich ihrer Verantwortung für die Anbindungsleitung selbst beabsichtigt gewesen wäre, hätte der Gesetzgeber dies entsprechend geregelt.¹⁷ Dies hat er aber nicht getan.

Vielmehr sind die §§ 38, 39 GasNZV spezielle Sondervorschriften zu den Regelungen des Netzzugangs nach § 20 EnWG. Es geht allein um die erforderliche Ein- oder Ausspeisekapazität, die im bereits bestehenden oder gegebenenfalls noch auszubauenden Netz reserviert bzw. bereitgestellt werden muss. Ein Ausbau des Netzes im Sinne des § 39 GasNZV wiederum ist genauso wie ein Ausbau des Netzes im Sinne des § 15a EnWG zu verstehen. Im Übrigen würde eine Einbeziehung von Anbindungsleitungen zu dem fragwürdigen Ergebnis führen, dass bei einem Neuanschluss das Kapazitätsbegehren des Anschlusswilligen nach § 38 GasNZV immer abgelehnt werden müsste. Der § 38 GasNZV wäre also entsprechend überflüssig. Auch die Formulierung in § 39 Abs. 1 S. 1 GasNZV, dass "die an der Speicher-, LNG- oder Produktionsanlage (...) benötigte Ein- oder Ausspeisekapazität" bereitgestellt werden muss, ändert nichts an der rechtlichen Zuordnung der §§ 38, 39 GasNZV. Die Worte "an der (...)anlage" sind nicht räumlich, sondern funktional zu verstehen. Gemeint ist die Ein- oder Ausspeisekapazität, die von bzw. für die jeweilige Anlage benötigt wird und zwar in Bezug auf den jeweiligen Netzanschlusspunkt und nicht den jeweiligen Standort der Anlage.

Für die Maßnahmeneinstufung rund um das Brunsbütteler LNG-Terminal ergibt sich aus den bisherigen Ausführungen Folgendes: Nur diejenige Maßnahmen, die zu einer Kapazitätserhöhung des bestehenden Fernleitungsnetzes führen, um einen am Netzanschlusspunkt Hetlingen bestehenden Kapazitätsbedarf zu decken, können der Beteiligten zu 6. über den Netzentwicklungsplan als verpflichtende Netzausbaumaßnahmen auferlegt werden. Genau solche Maßnahmen sind im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans jedenfalls nicht explizit vorgeschlagen. Angesichts dessen ist nicht ersichtlich, warum die Beteiligte zu 6. den Antrag des LNG-Terminalbetreibers nach § 38 GasNZV auf Kapazitätsreservierung verneint hat. In dem Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber ist keine kapazitätserhöhende Netzausbaumaßnahme ausgewiesen, um den am Netzanschlusspunkt Hetlingen angefragten Einspeisekapazitätsbedarf zu befriedigen. Demnach kann davon ausgegangen werden, dass das Fernleitungsnetz der Beteiligten zu 6. sowie die Netze der übrigen Fernleitungsnetzbetreiber hierfür ausreichend sind und keines zusätzlichen Ausbaus bedürfen. Insbesondere erfüllt auch die geplante LNG-Anbindungsleitung die genannten Voraussetzungen nicht. Anstatt dass sie einen Einspeisekapazitätsbedarf am Netzanschlusspunkt Hetlingen decken würde, ist sie genau umgekehrt ursächlich für einen solchen. Die Anbindungsleitung ist also Ursache und nicht Folge des Kapazitätsbedarfs. Sie wird

¹⁷ Vgl. die Regelungen zu den Offshore-Anbindungsleitungen (§§ 17a ff. EnWG) oder Biogasaufbereitungsanlagen (§ 33 GasNZV).

allein für das LNG-Terminal benötigt, aber nicht für den Netzbetrieb des bestehenden Netzes. Damit ist sie im Sinne des § 15a Abs 1 S. 2 EnWG nicht für den Ausbau des Netzes der Beteiligten zu 6. erforderlich und kann nicht als Netzausbaumaßnahme im Sinne des Netzentwicklungsplans eingestuft werden.

Im Weiteren sei darauf hingewiesen, dass sich die Erforderlichkeit und Dimensionierung einer Anbindungsleitung nicht aus einer Modellierung, sondern schlicht aus dem Anschlussbegehren des Anschlussnehmers ergibt. Um also zu wissen, wo und welche Anbindungsleitungen benötigt werden, bedarf es keiner Netzmodellierung und keines Netzentwicklungsplans. Auch im Falle der Brunsbütteler Anbindungsleitung gibt es am Standort des geplanten LNG-Terminals einen vorgegebenen Startpunkt der Leitung und an dem gegenüber der Beteiligten zu 6. angefragten Netzanschlusspunkt Hetlingen einen vorgegebenen Endpunkt der Leitung. Die Dimensionierung der Leitung richtet sich ebenfalls nach den vom Anschlussnehmer gewünschten Leistungsbedarf. Wenngleich die Beteiligte zu 6. Einfluss auf den konkreten Netzanschlusspunkt nehmen kann und es sicherlich Alternativen bezüglich des konkreten Trassenverlaufs gibt, ändert dies nichts an der originären Verantwortung des Anschlussnehmers, selbst für die Schaffung der Anbindungsleitung zum bestehenden Netz zu sorgen. Unabhängig davon besteht nach § 17 EnWG selbstverständlich die Pflicht des Fernleitungsnetzbetreibers, unter Berücksichtigung benachbarter Fernleitungsnetze einen geeigneten Netzanschlusspunkt anzubieten. Sofern andere Fernleitungsnetze für den Anschluss ans Netz in Betracht kommen, sollte mit diesen Fernleitungsnetzbetreibern die Abstimmung gesucht werden. Für einen solchen Abstimmungsprozess ist aber keine Netzmodellierung und damit auch keine Netzentwicklungsplanung im Sinne des § 15a EnWG erforderlich.

Neben den bisher angeführten Argumenten spricht auch der Aspekt der Kostentragung gegen eine Aufnahme von Anbindungsleitungen in den Netzentwicklungsplan. Nach Sinn und Zweck des § 15a EnWG ist mit der verbindlichen Aufnahme einer Leitung in den Netzentwicklungsplan zugleich die Aussage verbunden, dass durch die damit geltende Umsetzungspflicht die mit der Maßnahme verbundenen Kosten über die Netzentgelte von den Netznutzern getragen werden sollen. Bei Anbindungsleitungen ist eine solche Kostentragung gesetzgeberisch jedoch nicht vorgesehen. So zeigt die Auslegung der relevanten energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften, dass für die Kostentragung bei Anbindungsleitungen grundsätzlich das Verursachungsprinzip gilt. Anbindungsleitungen kommen ausschließlich einem bestimmten Anschlussnehmer zu Gute, die Kosten hierfür werden allein durch diesen verursacht und rechtfertigen eine individuelle Kostentragung. Aus dem Verursachungsprinzip, das dem § 17 EnWG und den auf ihm basierenden Verordnungen zu Grunde liegt, ergibt sich, dass grundsätzlich bei allen Anschlüssen an das Gasversorgungsnetz - oder auch Elektrizitätsversorgungsnetz - die Kosten seitens des Anschlussnehmers getragen werden sollten. Dies gilt unabhängig davon, ob ein Einspeiser oder Ausspeiser den Anschluss begehrt. Ebenso ist es irrelevant, an welche Druckstufe bzw. Spannungsebene der Anschluss begehrt wird. Spezialgesetzliche Regelungen wie beispielsweise die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung oder Niederdruckanschlussverordnung schreiben diesen Grundsatz lediglich ausdrücklich fest, begründen ihn jedoch nicht erst. Eine echte Ausnahme wird hingegen in der Gasnetzzugangsverordnung hinsichtlich der Biogasaufbereitungsanlagen normiert, wonach in Abweichung von den allgemeinen Grundsätzen ausnahmsweise der Netzbetreiber die Kosten des Anschlusses - zumindest teilweise - zu tragen hat. Allerdings wird selbst dort eine Begrenzung dahingehend vorgenommen, dass diese Ausnahme lediglich für Anbindungsleitungen mit einer Länge von bis zu 10 km gilt.

Die Netzanschlussverpflichtung in § 17 EnWG sagt lediglich aus, dass Netzbetreiber Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Gasversorgungsnetze und andere Anschlussnehmer anschließen müssen. Die Vorschrift enthält aber keine Aussage dahingehend, dass die Kosten für die jeweils erforderliche Anbindungsleitung von

dem den Anschluss herzustellenden Netzbetreiber zu tragen sind. Der Netzbetreiber ist nur verpflichtet, dem Anschlussnehmer einen geeigneten Netzanschlusspunkt zur Verfügung zu stellen und dort die physikalische Verknüpfung vorzunehmen oder zu dulden. Für alles weitere, insbesondere die Planung, Beschaffung, Errichtung und Wartung der bis zum Anschlusspunkt erforderlichen Betriebsmittel ist der Anschlussnehmer allein verantwortlich. Dem Anschlussnehmer, der eine Anbindungsleitung in eigenem Namen und auf eigene Kosten errichtet, betreibt und im Eigentum hält, steht es allerdings frei, im Rahmen des Netzanschlussvertrages den Netzbetreiber mit dem "Geschäft des Anschlussnehmers" zu beauftragen. Ohne eine solche vertragliche Regelung besteht aber keine Pflicht des Netzbetreibers, die Errichtung einer Anbindungsleitung zu übernehmen.¹⁸

Diesen Regelungen zur Kostentragung von Anbindungsleitungen steht auch nicht die Definition des Gasversorgungsnetzes in § 3 Nr. 20 EnWG entgegen. So sind LNG-Anlagen nach § 3 Nr. 20 EnWG zwar als Gasversorgungsnetz einzustufen, Kraftwerke oder Industrieunternehmen hingegen nicht. Jedoch hat der Gesetzgeber mit den Regelungen des § 3 Nr. 20 EnWG i.V.m. § 3 Nr. 26 EnWG lediglich beabsichtigt, LNG-Anlagen zur Ermöglichung eines regulierten Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen zu zählen. Als bottleneck-Infrastrukturen sollen die LNG-Anlagen Adressaten bestimmter rechtlicher Verpflichtungen sein, insbesondere der Zugangs- und Entgeltregulierung. Mehr wollte der Gesetzgeber mit der Definition des Gasversorgungsnetzes in § 3 Nr. 20 EnWG nicht erreichen.

Ebenso wenig lässt sich eine Anbindungsleitung für ein LNG-Terminal mit einer Leitung vergleichen, die einen Grenzübergangspunkt mit dem übrigen Fernleitungsnetz verbindet. Zunächst lässt sich feststellen, dass es sich bei LNG-Terminals und Grenzübergangspunkten um unterschiedliche Infrastrukturen handelt, für die unterschiedliche rechtliche Regelungen gelten. Während LNG-Anlagen marktlich betriebene Anlagen sind, die das angelandete LNG in flüssiger oder regasifizierter Form weiterverteilen und ebenso wie Speicher-, Produktionsanlagen und Gaskraftwerke als Anschlussnehmer einzustufen sind, sind Grenzübergangspunkte als Netzkopplungspunkte integraler Bestandteil des jeweiligen Netzes. Ein weiterer Unterschied liegt darin, dass Grenzübergangspunkte im Gegensatz zu LNG-Anlagen die Gasinfrastruktur Deutschlands mit der eines bestimmten Nachbarlandes verbinden.

Die faktischen Unterschiede zeigen sich auch in der rechtlichen Wertung. Sowohl nach den europäischen als auch den nationalen Vorschriften verbietet sich eine Gleichstellung von LNG-Anlagen und Grenzübergangspunkten. Beispielsweise heißt es in Art. 2 Abs. 1 des europäischen Netzkodex zur Kapazitätszuweisung¹⁹, dass diese Verordnung für Kopplungspunkte gilt, aber explizit nicht für Einspeisepunkte von LNG-Anlagen. Im nationalen Rechtsregime zeigen nicht nur die §§ 38, 39 GasNZV, sondern etwa auch die diversen Begriffsbestimmungen des § 3 EnWG, dass ein relevanter Unterschied zwischen Grenzübergangspunkten und LNG-Anlagen besteht. Diese Differenzierung setzt sich in der rechtlichen Einstufung der jeweiligen weiterführenden Leitungen fort.

Wenngleich der Begriff der Anbindungsleitung in § 3 EnWG nicht legaldefiniert ist, wird er in diversen energierechtlichen Vorschriften verwendet und ist auch in der Verwaltungspraxis sowie bei den Marktteilneh-

¹⁸ Vgl. BNetzA, Beschluss v. 27.10.2015, BK6-12-152, S. 8.

¹⁹ Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013.

mern ein gängiger Begriff. Für die Frage, ob es sich bei einer Leitung um eine Anbindungsleitung handelt, ist primär die zugewiesene Funktion entscheidend. Maßgeblich ist, dass die Leitung zum Zwecke der Anbindung des antragstellenden Anschlussnehmers an ein Fernleitungsnetz - oder auch Verteilernetz - eine physische Verbindung zwischen der Infrastruktur des Anschlussnehmers und dem jeweiligen anschließenden Netz schafft. Eine Anbindungsleitung wird auch nicht dadurch zu einer NEP-Maßnahme, dass Anschlusswillige nachträglich – d.h. nach Einreichung einer insoweit unzulässigen Maßnahme im NEP – den Anschluss an eben jene Anbindungsleitung begehren. Unabhängig davon wurden formale Anschlussbegehren an die Anbindungsleitung bislang nicht darlegt, sondern lediglich ohne weitere Angaben seitens der Beteiligten zu 6. – erstmalig mit Stellungnahme vom 14.12.2018 – behauptet.

Des Weiteren ist unerheblich, wie die Druckverhältnisse der Anbindungsleitung ausgestaltet sind, welche Länge sie hat und welchen Durchmesser sie aufweist. Technische Parameter haben keinerlei Einfluss auf die Einstufung einer Leitung und die damit verbundene Frage, ob über den Netzentwicklungsplan eine Bauverpflichtung ausgesprochen werden kann. Entsprechendes gilt für die "Nutzungsrichtung" der Leitung. Entgegen der Auffassung der Beteiligten zu 6. macht es keinen Unterschied, ob der jeweilige Anschlussnehmer die Leitung zur Ein- oder Ausspeisung von Gas nutzen möchte. Dies ändert nichts an der Art der Leitung. Es ist und bleibt eine Anbindungsleitung. Im Übrigen hinkt der Einwand der Beteiligten zu 6., dass Anbindungsleitungen zu Gaskraftwerken anders als Anbindungsleitungen zu LNG-Terminals nicht dem gesamten Markt zu Gute kämen. Ginge es um den übergreifenden Nutzen der Leitungen, so wären sie gleichermaßen wichtig. In dem einen Fall dienen sie dem Strommarkt, im anderen Fall dem Gasmarkt.

Genauso wenig greift die Argumentation der Beteiligten zu 6., dass durch die Leitung die gewünschte Diversifizierung der Gasversorgung möglich sei und mithin die Gasversorgungssicherheit in Deutschland gesteigert werde. Denn die Frage nach der Bedarfsgerechtigkeit einer Leitung und ihrer Bedeutung für die Versorgungssicherheit stellt sich erst dann, wenn es um eine Maßnahme geht, die von ihrer Art her vom Anwendungsbereich des Netzentwicklungsplans umfasst ist.

Ähnlich wie der bereits angesprochene § 3 Nr. 20 EnWG ändert auch § 3 Nr. 5 lit. a EnWG nichts an dem Umstand, dass die LNG-Anbindungsleitung nicht als NEP-Maßnahme eingestuft werden kann. Die Beteiligte zu 6. weist in ihrer Stellungnahme zwar richtigerweise darauf hin, dass Fernleitungsnetzbetreiber nach § 3 Nr. 5 lit. a EnWG für den Ausbau eines Netzes, das der Anbindung von LNG-Anlagen an das deutsche Fernleitungsnetz dient, verantwortlich sind. Aus dieser Vorschrift folgt jedoch nicht, dass den Fernleitungsnetzbetreibern über den Netzentwicklungsplan eine Baupflicht für die jeweilige LNG-Anbindungsleitung aufzuerlegen ist. Zum einen lassen sich aus Begriffsbestimmungen keine unmittelbaren Handlungspflichten ableiten. Sie treffen lediglich eine Zuordnung. Sie sagen nur aus, wer oder was von den materiellen Regelungen anderer Vorschriften erfasst ist. Begriffsbestimmungen können zwar als Auslegungshilfe herangezogen werden, aber in dieser Funktion auch durch vorrangige Auslegung verdrängt werden. Konkret bedeutet dies, dass für die Frage nach einer NEP-Maßnahme in erster Linie auf die §§ 15a, 17 EnWG und nicht den § 3 Nr. 5 lit. a EnWG abzustellen ist. Zum anderen sei darauf hingewiesen, dass die Merkmale der Begriffsdefinition § 3 Nr. 5 lit. a EnWG nach der Gesetzesbegründung ausdrücklich dem Zweck dienen, eine europäische Dimension bestimmter Netze zu begründen. Nur in diesem Fall ist die Anwendung der schärferen europäischen Entflechtungsvorga-

ben mit ihren erheblichen strukturellen und wirtschaftlichen Wirkungen auf die betroffenen Unternehmen gerechtfertigt.²⁰

Die Maßnahme der Beteiligten zu 6. "GDRM-Anlage-Hetlingen" (ID-Nr. 502-01b) ist gemäß Tenor 1) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen, da diese Anlage ebenso wie die Anbindungsleitung nicht die Tatbestandsvoraussetzungen des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG erfüllt. Die Anlage ist dem Pflichtenkreis des Anschlussnehmers zuzuordnen, da sie allein für den Anschluss des LNG-Terminals an das bestehende Netz erforderlich ist. Für die Schaffung der notwendigen technischen Anschlussvoraussetzungen, wie beispielsweise die richtigen Druckverhältnisse, ist der Anschlussnehmer verantwortlich. Im Übrigen sei auf die obigen Ausführungen zur Pflichtentrennung zwischen Anschlussnehmer und Fernleitungsnetzbetreiber verwiesen.

2. Erweiterungen GDRM-Anlagen Wolfsburg (ID-Nr. 501-01b und ID-Nr. 501-01c)

Die Maßnahmen der Beteiligten zu 6. "Erweiterung GDRM-Anlage Wolfsburg KW Nord" (ID-Nr. 501-01b) und "Erweiterung GDRM-Anlage Wolfsburg HKW" (ID-Nr. 501-01c) sind gemäß Tenor 2) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen. Sie erfüllen nicht die Tatbestandsvoraussetzungen des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG, da die Erweiterung der beiden GDRM-Anlagen allein der Anschlussenerweiterung der VW-Kraftwerksblöcke an das bestehende Netz dient und mithin dem Pflichtenkreis des Anschlussnehmers zuzuordnen ist. Für diese Anlagen gilt nichts anderes wie für die GDRM-Anlage-Hetlingen. Auf die diesbezügliche Begründung sei hier verwiesen (siehe unter Nr. 1).

3. Zukünftige Versorgung der Region Ostfriesland im Bereich Bunde / Leer mit H-Gas: Prüfung von alternativen Maßnahmen zum Projekt „Leitung Bunde - Leer Mooräcker“ (ID-Nr. 432-02a)

Die Maßnahme der Beteiligten zu 5. "Leitung Bunde - Leer Mooräcker" (ID-Nr. 432-02a) ist gemäß Tenor 3) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen, da zum Zeitpunkt dieser Entscheidung nicht feststeht, ob sie die Tatbestandsvoraussetzungen des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG erfüllt. Denn die Fernleitungsnetzbetreiber sind hinsichtlich dieser Maßnahme der gesetzlichen Verpflichtung nach § 15a Abs. 2 S. 4 EnWG, Alternativen zu den vorgeschlagenen Planungsmöglichkeiten zu prüfen und zu erläutern, welche Gründe ausschlaggebend für die im Plan enthaltenden Maßnahmen sind, auch gestützt durch eine geeignete Modellierung der Netze, vgl. § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG, bisher nicht nachgekommen.

Die Beteiligte zu 5. hat das Projekt einer von Oude/Bunde nach Leer Mooräcker geplanten Leitung erstmalig in den NEP Gas 2016-2026 eingebracht (ID-Nr. 432-01). Dieses Projekt ist im Entwurf des NEP Gas 2018-2028 erneut Gegenstand des Ausbauvorschlages der Basisvariante (ID-Nr. 432-02a). Ursprünglich mit einem geringeren Durchmesser (400 mm) geplant, sieht die Planung gegenwärtig einen größeren Durchmesser (600 mm) bei unveränderter Leitungslänge (19 km) vor. Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2023 geplant. Die Maßnahme soll der Übernahme von H-Gas-Mengen aus den Niederlanden durch Schaffung eines neuen Grenzübergangspunktes (Oude Statenzijl H-Gas) und anschließendem Abtransport der Mengen in Richtung des

²⁰ BT-Drs. 17/6072, S. 50.

hauptsächlich Ringnetzes der Beteiligten zu 5. im Raum Leer dienen. Der Bau ist in Parallelführung zu einer bestehenden, gegenwärtig seitens der Beteiligten zu 5. im L-Gas betriebenen Leitung geplant.

Die Bundesnetzagentur hatte bereits bei der Prüfung des Netzentwicklungsplanes Gas 2016-2026 Zweifel, ob der mit dem genannten Projekt seitens der Beteiligten zu 5. intendierte Leitungsneubau notwendig ist oder ob der während und nach Abschluss der L-H-Gas-Umstellung bestehende Bedarf an H-Gas der Beteiligten zu 5. anderweitig und insbesondere durch bestehende Infrastrukturen auch anderer Fernleitungsnetzbetreiber gedeckt werden kann. Dem Steckbrief der geplanten Ausbaumaßnahme ist zu entnehmen, dass mehrere Fernleitungsnetzbetreiber neben der Beteiligten zu 5., nämlich auch die Beteiligten zu 4., 6., 14. und 16. Netzinfrasturktur in dieser Region betreiben.

Im Anhörungsgespräch zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 im Juni 2016 erklärte die Beteiligte zu 5. auf Nachfrage bzgl. der Zweifel hinsichtlich der Erforderlichkeit des Projekts, dass eine Verbindung an Netzinfrasturkturen anderer Fernleitungsnetzbetreiber vergleichbare Kosten wie der Leitungsneubau und die damit verbundene Schaffung eines neuen Grenzübergangspunktes bedeute. Dies wertete die Bundesnetzagentur als Indiz, dass eine Prüfung alternativer Maßnahmen bei der Erstellung des gemeinsamen Plans erfolgt sei. Sie sah daher davon ab, die Fernleitungsnetzbetreibern im Änderungsverlangen hinsichtlich des Projekts zu einer Prüfung alternativer Maßnahmen zu verpflichten.

Im Dezember 2017 äußerte die Beteiligte zu 6. der Bundesnetzagentur gegenüber, dass sie für die Umstellung von L- auf H-Gas und die anschließende H-Gas-Versorgung im Raum Leer grundsätzlich andere, deutlich weniger kostenintensive Möglichkeiten sähe als das seitens der Beteiligten zu 5. intendierte Leitungsneubauvorhaben. Diesbezüglich nannte die Beteiligte zu 6. die Erhöhung von Austauschleistungen ohne signifikantes Ausbauerfordernis an bestehenden Marktgebietsaustauschpunkten (MAP) zum Netz der Beteiligten zu 5., sowie die Schaffung eines neuen MAP durch den Neubau einer GDRM-Anlage im Bereich Bunde / Leer als mögliche alternative Maßnahmen. Die Investitionskosten für eine neue GDRM-Anlage würden gemäß den Plankostenansätzen, die im Prozess der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden²¹, deutlich geringer ausfallen als die voraussichtlichen Kosten für das Leitungsprojekt. Da Kenntnisse über konkrete Bedarfe zur Versorgung des Bereichs Bunde / Leer mit H-Gas in das Geschäftsfeld der Beteiligten zu 5. und der ihr nachgelagerten Netzbetreiber fallen, sind die Ausführungen zu Umfang und Bedarfsgerechtigkeit der genannten Maßnahmenalternativen, sowie der Angabe möglicher Kosten, lediglich als indikative Abschätzungen der Beteiligten zu 6. zu werten.

Die Bundesnetzagentur lud die Beteiligten zu 5. und 6. am 10. Januar 2018 zu einem gemeinsamen Gesprächstermin ein, um über das Leitungsprojekt und mögliche Alternativen zu diskutieren. Im Anschluss an dieses Gespräch hat die Bundesnetzagentur den Beteiligten gegenüber mit Mail vom 12. Januar 2018 einen schriftlichen Prüfauftrag formuliert, gemeinsam und ggf. unter Einbeziehung weiterer Fernleitungsnetzbetreiber, insbesondere derjenigen, die Netzinfrasturktur in der betroffenen Region betreiben, zu eruieren, ob eine alternative Anbindung, Umstellung und H-Gas - Versorgung insbesondere der dem Netz der Beteiligten zu 5. nachgelagerten Verteilnetzbetreiber EWE NETZ / EWE NETZ RVN möglich wäre, als durch das bisher intendierte Projekt 432-01, der Leitung von Oude / Bunde nach Leer Mooräcker. Gemäß der Ausführungen seitens

²¹ Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, S.161ff: 8.1 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten

der Beteiligten zu 5. diene die geplante Leitung insbesondere der Versorgung von Netzkopplungspunkten in der EWE Zone VIII, sowie dem NKP Bunde-Bunderhee in EWE Zone V.

Beim Konsultationsworkshop der Fernleitungsnetzbetreiber zum NEP Gas 2018-2028 am 20. Februar 2018 hat ein Vertreter der EWE Netz die Erforderlichkeit des Projekts mit ID-Nr. 432-02a im Anschluss an den Vortrag zu den Modellierungsergebnissen der Basisvariante / des resultierenden Ausbauvorschlags per Wortmeldung infrage gestellt. Die Bundesnetzagentur hat dies als weiteres Indiz gewertet, die Bedarfsgerechtigkeit bzw. Erforderlichkeit des genannten Projektvorhabens zu hinterfragen und die Fernleitungsnetzbetreiber im Anschluss daran den bisherigen Stand der Prüfungsergebnisse erfragt (vgl. Mail vom 21. Februar 2018).

Bei der abgestimmten, gemeinsam durchzuführenden Prüfung sollte der Fokus insbesondere auf technische Erforderlichkeiten, bspw. Übergabedrucke, benötigte Leistungen, anderweitige technische und/oder vertragliche Restriktionen gelegt werden. Auch sollte die L-H-Gas-Umstellungsplanung für die betroffenen Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkte beachtet und unter Wahrung der bereits abgestimmten Umstellungsjahre beibehalten werden, insofern diese nicht durch denkbare Alternativen beschleunigt werden könnte. Laut der Angaben in der NEP-Gas-Datenbank²² ist geplant, dass die Punkte der EWE Zonen V und VIII sukzessive in 2024 und 2027 umgestellt werden sollen. Der Bundesnetzagentur ist bewusst, dass die Umstellungsplanung ein iterativer Prozess ist und dass die gegenwärtige Planung das Potential des Leitungsneubauprojekts nutzt. Dennoch ist es aus Gründen der Bedarfsgerechtigkeit dringend erforderlich, zu prüfen, ob bei einer Planung ohne den Leitungsneubau die Umstellungsplanung nicht gleichermaßen oder mit nur geringfügigem Anpassungsbedarf aufrechterhalten werden könne.

Aus den bisherigen Antworten auf den Prüfauftrag geht hervor, dass diesbezüglich bisher weder eine ausreichende Abstimmung, noch eine geeignete, gemeinsame Modellierung mit Alternativenprüfung stattgefunden haben. Weiterhin wurden in den Erörterungsterminen mit den Beteiligten zu 5. und zu 6. im Juni und Juli 2018 zum Teil widersprüchliche Aussagen zu den als Folge des formulierten Prüfauftrags erfolgten Gesprächen offenkundig. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind somit der gesetzlichen Grundlage gemäß § 15a Abs. 2 S. 4 EnWG, nach der sie verpflichtet sind, Alternativen zu den vorgeschlagenen Planungsmöglichkeiten zu prüfen und zu erläutern, welche Gründe ausschlaggebend für die im Plan enthaltenen Maßnahmen sind, auch gestützt durch eine geeignete Modellierung der Netze, vgl. § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG, nicht nachgekommen. Die im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 enthaltene Aussage²³ „Die Versorgung der EWE-Zone Teil V bis VIII setzt entsprechend den Planungen die Zuführungen höherer Leistungen im H-Gas aus Richtung Westen mittels einer Loop-Leitung voraus (vgl. Maßnahmen ID 432-02a und ID 432-02b).“ stellt dem Verständnis der Bundesnetzagentur zufolge kein eindeutiges Indiz dafür dar, dass der gesetzlichen Pflicht in Bezug auf das in Rede stehende Leitungsprojekt ausreichend nachgekommen wurde (vgl. Mail vom 11. April 2019).

Die Bundesnetzagentur muss ihre Entscheidung, welche Maßnahmen für die Optimierung, Verstärkung und den Ausbau des Netzes aus netztechnischer Sicht erforderlich sind, an den Maßstäben der Bedarfsgerechtigkeit und Versorgungssicherheit messen. Diesen Maßstäben wird dadurch Rechnung getragen, dass eine nach

²² https://www.nep-gas-datenbank.de:8080/app/?_escaped_fragment_=#!/umstellbereiche

²³ Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, S.111: 5.8 Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber von 2018-2029, 5.8.3 Netzgebiet der gtg Nord

§ 15a Abs. 2 S. 3 EnWG gesetzlich vorgeschriebene, geeignete und allgemein nachvollziehbare Modellierung zugrunde gelegt wird und die seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen im Rahmen der gemeinsamen Netzentwicklungsplanung Ergebnis dieser Modellierung sind. Eine aus dem Gesamtkontext losgelöste Betrachtung von Maßnahmen eines einzelnen Fernleitungsnetzbetreibers widerspricht der gesetzlichen Zielvorgabe einer gemeinsamen Netzentwicklungsplanung.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher gemäß Tenor 8)a) verpflichtet zu prüfen, ob die Umstellung von L- auf H-Gas sowie die nach erfolgter Umstellung erforderliche H-Gas-Versorgung des Bereichs Ostfriesland im Bereich Bunde / Leer auch mit alternativen Ausbaumaßnahmen zur Maßnahme „Leitung Bunde - Leer Mooräcker“ (ID-Nr. 432-02a) gewährleistet werden kann (§ 15a Abs. 3 S. 5 EnWG i.V.m. § 36 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG). In diese gemeinsame Prüfung miteinzubeziehen sind alle bestehenden Fernleitungsnetzinfrastrukturen in der Region und ihre individuelle Nutzbarkeit hinsichtlich der Zwecksetzung, die bisher dem Projekt mit ID-Nr. 432-02a zugeschrieben wurde. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die zur Prüfung erforderlichen Daten, insbesondere die durch die Maßnahme "Leitung Bunde - Leer Mooräcker" (ID-Nr. 432-02a) zu versorgenden Netzpunkte und die (netzknottenpunktscharfen) Anforderungen und Restriktionen an technische Parameter wie Drücke und H-Gas-Leistungen ab Umstellungszeitpunkt auszutauschen, ebenso wie Angaben zur gegenwärtigen L-H-Gas-Umstellungsplanung bzgl. der Umstellbereiche und -zeitpunkte, sowie der Umstellungsabfolge und der Gerätezahlen. Anhand einer abgestimmten, gemeinsamen Modellierung sind daran anschließend die ggf. notwendigen, alternativen Ausbaumaßnahmen zu ermitteln und diese hinsichtlich der dazu erforderlichen Kosten, der möglichen Inbetriebnahmedaten, sowie der technischen Charakteristika in Relation zum bisher vorgeschlagenen Leitungsneubauprojekt zu setzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben außerdem alle zur zukünftigen Versorgung der Region Ostfriesland im Bereich Bunde / Leer mit H-Gas infrage kommenden Maßnahmen auch hinsichtlich des weiterreichenden Potenzials der jeweiligen Projekte, bspw. in Bezug auf eine dadurch stärker diversifizierte, verbesserte Aufspeisesituation einzelner Netzbereiche im Marktgebiet, zu untersuchen und zu vergleichen. Weiterhin obliegt es den Fernleitungsnetzbetreibern, darzulegen, dass eine vollumfängliche Betrachtung der bestehenden Netzinfrastruktur in der betrachteten Region in die Prüfung Eingang gefunden hat. Sie haben ferner zu erläutern, ob und auf welche Weise sich durch die alternativ ermittelten Maßnahmen Änderungen hinsichtlich der gegenwärtigen L-H-Gas-Umstellungsplanung ergeben würden. Die Ergebnisse dieser Prüfung und ggf. ermittelte alternative Maßnahmen zum Projekt mit ID-Nr. 432-02a sind der Bundesnetzagentur bis zum 28.02.2019 in schriftlicher Form zu übermitteln.

Für die Prüfung sind auch Abstimmungen der Fernleitungsnetzbetreiber mit den betroffenen nachgelagerten Netzbetreibern EWE Netz / EWE NETZ RVN durchzuführen. Diese sind nach § 15a Abs. 4 S. 1 EnWG verpflichtet, mit den Betreibern von Fernleitungsnetzen in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um eine sachgerechte Erstellung der Netzentwicklungspläne zu gewährleisten; sie sind insbesondere verpflichtet, den Betreibern von Fernleitungsnetzen für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderliche Informationen unverzüglich zur Verfügung zu stellen.

Mögliche Auswirkungen der aus dieser Modellierung resultierenden Maßnahmen auf andere intendierte Projekte sind ebenfalls in die Untersuchung miteinbeziehen und darzustellen, insbesondere wenn sich hinsichtlich der technischen Dimensionierung dieser Projekte Anpassungsbedarf ergäbe.

Die den Fernleitungsnetzbetreibern auferlegte Prüfung alternativer Maßnahmen zum in Rede stehenden Leitungsprojekt (ID-Nr. 432-02a) steht auch nicht in Widerspruch zu einer geplanten Realisierung des Projek-

tes „GDRM-Anlage und H-L-Gas-Mischanlage in Bunde“ (ID-Nr. 432-02b). Die untrennbare Verbindung der „Leitung Bunde - Leer Mooräcker“ (ID-Nr. 432-02a) zur „GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage“ (ID-Nr. 432-02b), die den beiden Projekten gemäß der Projektsteckbriefe zugeschrieben wird, ist für die Bundesnetzagentur nicht ersichtlich. Allein schon die deutlich unterschiedlich geplanten Inbetriebnahmen (Leitung: 12/2023; GDRM-Anlage: 06/2019) stellen eine untrennbare Verbindung der beiden Projekte in Frage. Zudem hat die Beteiligte zu 5. im Erörterungstermin zum Netzentwicklungsplan im Juli 2018 auf Nachfrage hin dargelegt, dass aus technischer Sicht eine unabhängige Betrachtung der beiden Maßnahmen möglich sei. Sie sind somit getrennt voneinander realisierbar.

Falls die Prüfung der Fernleitungsnetzbetreiber ergibt, dass eine oder mehrere alternativ ermittelte Maßnahmen die gleiche Zwecksetzung wie das seitens der Beteiligten zu 5. intendierte Leitungsprojekt vor dem Hintergrund geringerer Investitionskosten und ohne andere nachteilige Folgen, bspw. hinsichtlich der Umstellungsplanung nachgelagerter Netzbetreiber, erfüllen können, behält sich die Bundesnetzagentur vor, die Fernleitungsnetzbetreiber zur Aufnahme einer solchen Maßnahme in den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zu verpflichten. In diesem Fall wäre die Maßnahme mit ID-Nr. 432-02a in der bislang vorgelegten Form nicht erforderlich i.S.d. § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG.

Sollte die von den Fernleitungsnetzbetreiber vorgenommene, konsensual abgestimmte Prüfung ergeben, dass die Maßnahme mit ID-Nr. 432-02a doch erforderlich ist, behält sich die Bundesnetzagentur vor, die Entscheidung über die Herausnahme des Projekts aus dem Netzentwicklungsplan gemäß Tenor 3) zu widerrufen.

Hinsichtlich der Herausnahme des Projekts Leitung Bunde nach Leer Mooräcker gemäß Tenor 3) greift der Einwand der die Beteiligten zu 5. nicht, dass das Projekt bereits Bestandteil des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 war.

Es können sich im Zeitablauf neue Erkenntnisse ergeben, bspw. wenn sich bedarfsauslösende Faktoren nicht realisieren oder zeitlich verzögern. Änderungen und Anpassungen des Netzentwicklungsplans und der erhaltenen Maßnahmen als solches sind vom Gesetz- und Richtliniengeber erkannt und gerade gewollt. Dies ist sowohl in Art. 22 Abs. 1 S. 1 der Gasrichtlinie²⁴ als auch in § 15a EnWG erkennbar, die beide eine regelmäßige Erstellung neuer und damit Überprüfung der bestehenden Netzentwicklungspläne vorsehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben somit auch für bereits in vorherige Pläne eingebrachte Maßnahmenvorschläge neue Erkenntnisse und Entwicklungen zu berücksichtigen. Diese können sowohl zu veränderter Ausgestaltung hinsichtlich technischer Parameter, als auch zu einem Wegfall gegenüber dem vorangegangenen Netzentwicklungsplan führen.

Etwas anderes könnte sich unter Umständen ergeben, wenn die geplante Leitung von Bunde nach Leer Mooräcker Teil des Startnetzes der dem Ausbauvorschlag der Basisvariante zugrundeliegenden Modellierung wäre. Das Startnetz umfasst den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, die seit dem letzten verbindlichen Netzentwicklungsplan Gas in Betrieb genommenen, sowie sich derzeit im Bau befindliche Maßnahmen. Kann die Realisierung eines Projekts als gesichert unterstellt werden, da zu einem durch die Fernleitungsnetzbetreiber festgelegten Stichtag sämtliche öffentlich-rechtlichen und privat-rechtlichen Genehmigungen erteilt wurden

²⁴ Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. EG L211 v. 14.08.2009, S. 94).

und der projektverantwortende Fernleitungsnetzbetreiber die finale Investitionsentscheidung getroffen hat, ist das betreffende Projekt ebenfalls Bestandteil des Startnetzes.²⁵

Dem Projektsteckbrief zum in Rede stehenden Leitungsvorhaben ist zu entnehmen, dass sich das Projekt gegenwärtig in der Genehmigungsplanung befindet. Bis zum 01. April 2019 ist die Vorbereitung des Planfeststellungsverfahrens geplant. Die finale Investitionsentscheidung für das Leitungsprojekt ist zudem noch nicht erfolgt, vielmehr hat die Beteiligte zu 5. im Erörterungstermin zum Netzentwicklungsplan im Juli 2018 erläutert, dass die planerischen Aktivitäten vor dem Hintergrund des schriftlichen Prüfauftrages vom 12. Januar 2018 seither auf ein Minimum beschränkt wurden, um keine weiteren Investitionen zu erzeugen, solange Zweifel seitens der Bundesnetzagentur an der Notwendigkeit des Leitungsbauvorhabens bestehen.

Die Fristsetzung zur Vorlage der Ergebnisse des Prüfauftrags bis zum 28.02.2019 ist angemessen, da hiermit die rechtzeitige Aufnahme etwaiger Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 sichergestellt wird. Die Bundesnetzagentur sieht die generelle Erforderlichkeit einer Maßnahme zur Versorgung der Region Ostfriesland mit H-Gas in Folge der Marktraumumstellung. Um unnötige Verzögerungen bei der Realisierung erforderlicher Maßnahmen zur H-Gas-Versorgung im umzustellenden Gebiet zu vermeiden, erscheint es sachgerecht, etwaige Maßnahmen noch nachträglich in den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 und nicht erst in den folgenden Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 aufzunehmen.

Für den Fall, dass die Fernleitungsnetzbetreiber der Verpflichtung, alternative Maßnahmen zu prüfen und das Ergebnis der Bundesnetzagentur schriftlich vorzulegen, nicht bis zum 28.02.2019 nachkommen, behält sich die Bundesnetzagentur vor, zur Durchsetzung der Verpflichtung von der Möglichkeit Gebrauch zu machen, ein Zwangsgeld anzudrohen und aufzuerlegen.

4. Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung - ID-Nr. 229-01 und ID-Nr. 447-01

Unter der ID-Nr. 229-01 plant die Beteiligte zu 14. das Projekt „Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2024-2029“. Ein ähnlich lautendes Projekt hat die Beteiligte zu 16. unter der Bezeichnung „Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gasumstellungen“ (ID-Nr. 447-01) in den Plan eingebracht. Diese Maßnahmen entsprechen nicht den gesetzlichen Anforderungen und sind daher gemäß Tenor 4) aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

In der Maßnahmenbeschreibung in Tabelle 47 im Entwurfsdokument des Netzentwicklungsplans geben die beiden Beteiligten zu 14. und 16. an, dass es sich bei den Projekten um Anpassungen ihrer Transportsysteme handle, die zur Umstellung von L- auf H-Gas im Zeitraum von 2024 bis 2029 erforderlich sind. Es ist nicht ersichtlich, um welche Netzgebiete oder konkrete Standorte von Armaturenstationen es hierbei geht. Den aktuellen Entwicklungsstand benennen die Beteiligten mit „Projektidee“, in beiden Fällen steht die finale Investitionsentscheidung noch aus. Welche Maßnahmen innerhalb der nächsten Jahre geplant sind, haben die Beteiligten nicht abschließend entschieden. Bei der Maßnahme ID-Nr. 229-01 ist für den Netzentwicklungsplan 2020-2030 ähnlich wie in vergangenen Plänen die Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung ange-

²⁵ Bestätigung zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016, S. 76.

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2016/Szenariorahmen/NEP_Gas2016_Bescheid_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=1

kündigt. Nach Schätzungen der Beteiligten zu 14. werden sich die Kosten für ihre Anpassungsmaßnahmen auf 50 Mio. Euro belaufen. Die Beteiligte zu 16. geht für ihre Maßnahmen von einem Kostenvolumen in Höhe von 11,6 Mio. Euro aus. Ergänzend weisen die Beteiligten darauf hin, dass die angegebenen Kosten lediglich eine 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 111ff. (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 „ZEE-LINK 1 und 2“ (ID-Nr. 204-02a und 205-02a) und „Leitung Voigtlach - Paffrath“ (ID-Nr. 067-02a), werden jedoch keine konkreten Angaben getätigt.

Die von den Beteiligten zu 14. und 16. eingebrachten Projekte weisen in der gegenwärtig bestehenden Form noch nicht den zur Genehmigung erforderlichen Präzisierungsgrad auf. Die Projekte sind in diesem Status nicht vollstreckbar, sie bedürfen noch weiterer Ausgestaltung hin zu konkreten Maßnahmen. Hierzu liegen bislang keine ausreichenden Informationen vor. Nicht nur die diesbezüglichen Ausführungen in der erwähnten Textpassage und Maßnahmentabelle der Datenbank zum Netzentwicklungsplan sind zu wenig detailliert, auch die Steckbriefe der beiden Projekte enthalten keine 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 14. die Maßnahmen mit den ID-Nr. 224-03, 225-04, 226-03, 227-05, 228-03, 306-02, 311-02, 314-01, 322-02, 324-01, 327-02, 328-03, 329-03, 330-02, 331-01, 333-01, 334-02, 335-02a, 335-02b, 335-02c, 336-01, 337-01, 338-01, 420-01, 435-02, 436-02, 437-01, 438-01, 439-01, 440-01, 441-01, 442-02, 443-01, 444-01, 445-01b, 448-01, 525-01, 526-01, 527-01, 528-01 und für die Beteiligte zu 16. die Maßnahmen mit den ID-Nr. 320-01, 323-02, 419-01, 446-01, 530-01, 531-01a und 531-01b, sowie in gemeinschaftlicher Verantwortung der Beteiligten zu 14. und 16. die Maßnahmen mit den ID-Nr. 067-02a, 067-02b, 203-02, 204-02a, 204-02b, 204-02c, 204-02d, 205-02a, 205-02b, 325-01, 326-02, 422-01, 445-01a und 529-01)²⁶.

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

²⁶ Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, S.166 ff: Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen, Tabelle 47.

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

5. Ausbaumaßnahme „GDRM-Anlage Steinitz“ (ID-Nr. 507-01i)

Unter der ID-Nr. 507-01i planen die Beteiligten zu 6. und zu 12. die Erweiterung einer bestehenden GDRM-Anlage in Steinitz um eine weitere Regelschiene. Dieser Ausbau dient der Gewährleistung eines permanenten Gastransports in Richtung der Ferngasleitung NETRA.

Im Erörterungstermin zum NEP Gas 2018-2028 hat die Beteiligte zu 12. im Juli 2018 dargelegt, dass die im Projektsteckbrief angegebene Auslegung der Anlage auf einen maximalen Volumenstrom von 1.200.000 m³/h aufgrund veränderter Überspeiseanforderungen aus ihrem Netz über die Leitung FGL 302 in Richtung der NETRA nicht mehr dem aktuellen Planungsstand entspräche. Dieser sähe eine Reduktion der Anlagenleistung auf einen maximalen Volumenstrom von 900.000 m³/h vor. Gemäß Tenor 5) werden die Beteiligten zu 6. und zu 12. daher verpflichtet, die Maßnahme in verringerter Dimensionierung umzusetzen und die Parameterangaben im Netzentwicklungsplan entsprechend anzupassen.

6. Änderungen hinsichtlich der Angaben zu den Verantwortlichkeiten an den Projekten mit ID-Nr. 504-01a und 507-01k

In den Erörterungsterminen zum NEP Gas 2018-2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich der Projekte „Leitungsverbindung EPT Rysum – Rysum Folmhusen“ (ID-Nr. 504-01a) und „GDRM-Anlage Sülstorf“ (ID-Nr. 507-01k) dargelegt, dass diese, anders als im Entwurf des Plans angegeben, in veränderter Beteiligungszusammensetzung geplant seien.

Die Leitungsverbindung EPT Rysum - Rysum Folmhusen dient der zukünftigen Absicherung des aktuellen Bedarfs an Exitkapazitäten in Richtung der Niederlande. Aufgrund der für 2019 erwarteten Novellierung der TA Luft müsste die Verdichterstation VDS Bunder Tief angepasst werden, um diese Kapazitäten auch zukünftig bereit zu stellen. Das in den Plan eingebrachte Leitungsprojekt mit der ID-Nr. 504-01a stellt zusammen mit den beiden Teilprojekten 504-01b und 504-01c eine kostengünstigere Alternative zur TA Luft - konformen Anpassung der genannten Verdichterstation dar und bietet zudem die Möglichkeit, in Abhängigkeit eines eventuellen, zukünftig nachgefragten zusätzlichen Bedarfs an grenzüberschreitenden Exitkapazitäten in die Niederlande skalierbar erweitert zu werden.

Im Erörterungstermin im Juni 2018 hat die Beteiligte zu 16. dargestellt, dass sie für das Projekt mit ID-Nr. 504-01a gemeinsam mit der Beteiligten zu 6. verantwortlich sei. Diese gemeinschaftliche Beteiligung sei bisher jedoch nur im Steckbrief des Projekts erkennbar. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher gemäß Tenor 6)a) verpflichtet, die Beteiligungsverhältnisse für das intendierte Projekt mit ID-Nr. 504-01a im Netzentwicklungsplan entsprechend anzupassen.

Die Maßnahme „GDRM-Anlage Sülstorf“ (ID-Nr. 507-01k) ist gemäß der Angaben im Netzentwicklungsplan für den Austausch von Gasmengen zwischen den Leitungen NEL und FGL 219 vorgesehen. Hinsichtlich dieses

Projekts hat die Beteiligte zu 12. der Bundesnetzagentur gegenüber dargelegt, dass sie anders als im Entwurf des Plans²⁷ angegeben, an dieser Maßnahme nicht mehr beteiligt wäre. Die planerische und durchführende Verantwortlichkeit für dieses Projekt läge einzig bei der Beteiligten zu 3., zu 6. sowie zu 10., den Betreibern der NEL.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher gemäß Tenor 6)b) verpflichtet, die Angaben zu den Beteiligungsverhältnissen am genannten Projekt „GDRM-Anlage Sülstorf“ (ID-Nr. 507-01k) entsprechend zu korrigieren.

7. Ausbaumaßnahmen „Leitung Massenheim – Sulzbach“ (ID-Nr. 506-01a) und „GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung“ (ID-Nr. 506-01b)

Unter der ID-Nr. 506-01a plant die Beteiligte zu 14. den Neubau einer Fernleitung zwischen Massenheim und Sulzbach zur Verbindung der H-Gas Leitung Wicker - Flörsheim und der H-Gas Leitung Frankfurter Leitung. Die Leitung wurde in den Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber mit einem Normdurchmesser von 400 mm und einer Länge von 25 km eingebracht. Des Weiteren plant die Beteiligte zu 14. unter der ID-Nr. 506-01b die Erweiterung der bestehenden GDRM-Anlage Massenheim um eine Anlagenleistung von 150.000 m³/h. Als Bedarfsbegründung für beide Maßnahmen wird angegeben, dass diese zur Versorgung des Neubau-Kraftwerks Griesheim sowie zur Erhöhung der Überspeisekapazitäten zu Verteilernetzbetreibern benötigt werden.

Für das Neubau-Kraftwerksprojekt Griesheim (Kraftwerksnr. BNAP126) hatte der Projektierer PQ Energy ursprünglich einen Antrag nach § 39 GasNZV über eine Kapazität in Höhe von 1700 MWh/h gestellt. Mit dieser Leistung wurde das Kraftwerk auch in der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas berücksichtigt. Aus der Modellierung resultierte die oben genannte Dimensionierung der Leitung Massenheim - Sulzbach sowie der GDRM-Anlage Massenheim II.

Mit Schreiben vom 31.07.2018 hat die PQ Energy der Beteiligten zu 14. mitgeteilt, nunmehr lediglich eine Kapazität in Höhe von [REDACTED] zu benötigen. Die Beteiligte zu 14. hat daraufhin im Rahmen ihrer jährlichen Gesamtnetzrechnung die entsprechenden Eingangsparmeter angepasst. Dabei zeigte sich im Ergebnis, dass eine kleinere Dimensionierung der Leitung Massenheim - Sulzbach sowie der GDRM-Anlage Massenheim II ausreicht, um die benötigte Kapazität für das Kraftwerk Griesheim zur Verfügung zu stellen. Die Ergebnisse dieser Berechnungen hat die Beteiligte zu 14. der Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 09.10.2018 mitgeteilt. Demnach wird voraussichtlich eine kürzere Leitungslänge ausreichen, um die benötigten Kapazitäten bereitzustellen. Ebenfalls wird die benötigte GDRM-Anlagenleistung voraussichtlich kleiner ausfallen als im Ausbauvorschlag vorgesehen. Eine genaue Dimensionierung der Maßnahmen 506-01a und 506-01b war der Beteiligten zu 14. allerdings zum 09.10.2018 noch nicht möglich. Sie hat allerdings zugesagt, die Details der Dimensionierung bis zur Vorlage des verbindlichen Netzentwicklungsplanes ermitteln zu können.

Auf der Grundlage dieser neu vorliegenden Informationen über den gesunkenen Kapazitätsbedarf des Kraftwerksprojektes Griesheim erachtet die Bundesnetzagentur die Maßnahmen „Leitung Massenheim – Sulzbach“

²⁷ Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, S.166ff: Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen, Tabelle 47.

(ID-Nr. 506-01a) sowie die „GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung“ (ID-Nr. 506-01b) in ihrer im Netzentwicklungsplan vorgeschlagenen Dimensionierung nicht für bedarfsgerecht. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher gemäß Tenor 7) verpflichtet, die Dimensionierung der beiden Maßnahmen an den gesunkenen Kapazitätsbedarf des Kraftwerksprojektes Griesheim anzupassen.

8. Maßnahmen aus der TENP-Versorgungssicherheitsvariante

Die Tenorziffern zu 9), 10), 11) und 12) verpflichten die Fernleitungsnetzbetreiber zur Aufnahme von Maßnahmen aus der TENP-Versorgungssicherheitsvariante in den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Damit bestätigt die Bundesnetzagentur die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen aus der TENP-Versorgungssicherheitsvariante unter der Bedingung, dass von Korrosionsschäden betroffene Leitungsabschnitte nicht wieder in Betrieb gesetzt werden können.

Die Erforderlichkeit einer zumindest teilweisen Wiederherstellung der bislang durch die TENP I bereitgestellten Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit - sei es durch Reparatur des bestehenden Leitungssystems oder durch die in der TENP-Versorgungssicherheitsvariante vorgeschlagenen Maßnahmen - steht außer Frage. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern berücksichtigten Bedarfe im Rahmen der TENP-Versorgungssicherheitsvariante stellen bereits einen relativ konservativen Ansatz dar, der für die Schweiz und Italien lediglich diejenigen Bedarfe berücksichtigt, die aus Versorgungssicherheitsperspektive unbedingt erforderlich sind. Die aktuellen Auktionsergebnisse am Grenzübergangspunkt Wallbach zeigen eine hohe Nachfrage an Exitkapazitäten in Richtung Schweiz. Die Kapazitätssituation in Baden-Württemberg war bereits im vergangenen Winter angespannt und wird es auf absehbare Zeit bleiben. Auch in den Konsultationen zum TENP-Versorgungssicherheitszenario haben zahlreiche Teilnehmer die Bedeutung der bisher über die TENP I bereitgestellten Leistungen für die sichere Versorgung von Baden-Württemberg, der Schweiz und Italiens hervorgehoben.

Die Bundesnetzagentur hatte im Rahmen ihrer Entscheidung abzuwägen, welche der in der TENP-Versorgungssicherheitsvariante dargestellten Varianten sie als vorzugswürdig einschätzt. Dabei war insbesondere eine Abwägung zwischen den Varianten 1 (Versorgung der Beteiligten zu 15. analog zur Basisvariante) sowie 2 (geänderte Aufspeisesituation: Bezug des eingeplanten Zusatzbedarfs aus der TENP in das Netzgebiet der Beteiligten zu 15. einzig über den Netzkopplungspunkt "Au am Rhein") zu treffen. Im Ergebnis folgt die Bundesnetzagentur dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber und bestätigt die Maßnahmen der Variante 1. Die Maßnahmen der Variante 2 sind mit deutlich höheren Investitionskosten verbunden. Hinsichtlich der voraussichtlichen Inbetriebnahmedaten der Ausbaumaßnahmen kann die Bundesnetzagentur ebenso wie die Fernleitungsnetzbetreiber keine Unterschiede zwischen den beiden Varianten erkennen. Auch kann die in der Variante 2 betrachtete Verlagerung zusätzlicher Leistung nach Au am Rhein gerade keine höhere Unabhängigkeit der Beteiligten zu 15. vom TENP-Leitungssystem bewirken. Der dieser Variante zugeschriebene Effekt einer größeren Unabhängigkeit lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt auch anhand der Modellierungsdaten, die der Bundesnetzagentur zu dieser Variante übermittelt wurden, nicht erkennen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen im Entwurf der TENP-Versorgungssicherheitsvariante aus, die Variante 2 habe das Potential, im Netz der Beteiligten zu 15. Voraussetzungen zur Darstellung eines sich abzeichnenden weiter steigenden Kapazitätsbedarfs zu schaffen. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur hat jedoch auch die Variante 1 dieses Potential. So haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Anhörungsgesprächen mit der Bundesnetzagentur ausgeführt, dass bei einem weiteren Anstieg der Kapazitätsbedarfe - seien es die Bedarfe im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. oder die Exitbedarfe am Grenzübergangspunkt Wallbach - die Maßnahmen

der Variante 1 skalierbar wären. In diesem Falle müssten weitere Leitungsabschnitte entlang des bisherigen Leitungsverlaufs der TENP I ersetzt werden. Da hierdurch auch auf erhöhte Transitbedarfe in Richtung Schweiz und Italien reagiert werden könnte und nicht nur auf erhöhte Bedarfe im Netz der Beteiligten zu 15., ist die Variante 1 auch im Hinblick auf ggf. künftig steigende Kapazitätsbedarfe gegenüber der Variante 2 vorzugswürdig. Die der Variante 1 zugrundeliegenden Modellierungsdaten, die der Bundesnetzagentur ebenfalls übermittelt wurden, stützen den Vortrag der Fernleitungsnetzbetreiber bezüglich der Skalierbarkeit.

Die weiteren indikativ betrachteten Varianten konnten von der Bundesnetzagentur nicht im Detail geprüft werden, da sie von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht modelliert wurden und somit auch keine konkreten Maßnahmen vorgeschlagen wurden. Die Bundesnetzagentur kann aber die Begründungen der Fernleitungsnetzbetreiber nachvollziehen, warum die Varianten 3, 4 und 6 nicht weiterverfolgt wurden.

Die Variante 5 (Verlagerung an den Grenzübergangspunkt Oltingue) hingegen sollte - wie es auch von den Fernleitungsnetzbetreibern im Entwurf der TENP-Versorgungssicherheitsvariante in Aussicht gestellt wird - weiterverfolgt werden. Diese Variante ist jedoch als Ergänzung zu verstehen und kann die Maßnahmen der Varianten 1 oder 2 nicht ersetzen, da hierdurch voraussichtlich nur relativ geringe zusätzliche Leistungen bereitgestellt werden könnten. So vermarktet der französische Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz ab Dezember 2018 zusätzliche Kapazitäten am GÜP Oltingue in Höhe von 1,3 GWh/h.²⁸ Damit erhöht sich die insgesamt vermarktete Kapazität von bisher ca. 9,3 GWh/h auf ca. 10,5 GWh/h.

Die Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Ergebnisse der TENP-Versorgungssicherheitsvariante erfolgt unter der Unsicherheit, ob die von den Korrosionsschäden betroffenen Leitungsabschnitte der TENP I ganz oder teilweise wieder in Betrieb genommen werden können. Die Entscheidung, ob die betroffenen Leitungsabschnitte ganz oder teilweise wieder in Betrieb genommen werden kann, obliegt den Betreibern der TENP, den Beteiligten zu 2. und zu 14. Die Bundesnetzagentur verfügt nicht über detaillierte Kenntnisse zum Zustand der Pipeline und ist auch nicht die für die technische Sicherheit des Gashochdrucknetzes zuständige Behörde. Sie kann daher die Entscheidung der Beteiligten zu 2. und zu 14. im Rahmen dieses Änderungsverlangens nicht vorwegnehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Entwurf der TENP-Versorgungssicherheitsvariante angekündigt, voraussichtlich bis Mitte 2019 eine Entscheidung über die Wiederinbetriebsetzung der TENP I zu fällen.

Bei zwei Maßnahmen aus dem Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zur TENP-Versorgungssicherheitsvariante, den Maßnahmen Leitung Mittelbrunn - Schwanheim (ID 552-01) sowie Leitung Hügelheim - Tannenkirch (ID 554-01) handelt es sich um einen Leitungsbau entlang der bestehenden Trasse der TENP I. Die Notwendigkeit dieser Maßnahmen ist also direkt davon abhängig, ob die entsprechenden Leitungsabschnitte der TENP I wieder in Betrieb genommen werden können. Sollte dies der Fall sein, so wäre ein Leitungsbau entlang dieser Leitungsabschnitte redundant und nicht als bedarfsgerecht im Sinne von § 15a EnWG anzusehen.

Um die konventionell umhüllten Abschnitte der TENP I, die nicht von den Korrosionsproblemen betroffen sind, mit der TENP II zu verbinden und somit wieder nutzbar zu machen, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber

²⁸ Siehe Angaben auf der Auktionsplattform PRISMA zum GÜP Oltingue (Exit), (Stand 19.11.2018): <https://platform.prisma-capacity.eu/#/network-point/details/2129954>

treiber als Teil des Ausbauvorschlages der TENP-Modellierungsvariante die Maßnahme „Querverbindungen TENP I zu TENP II“ (ID-Nr. 555-01) vor. Diese Maßnahme umfasst Verbindungsleitungen an den Armaturenstationen Boxberg, Barbelroth und Büchelberg und dient der Maximierung der Transportkapazität des gesamten Leitungssystems. Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, vorbehaltlich einer Entscheidung zur Wiederinbetriebsetzung der TENP I, diese Maßnahme zeitgleich mit den beiden anderen Maßnahmen des Ausbauvorschlages zu realisieren.

Die Entscheidung der Bundesnetzagentur sieht vor, dass die für Mitte 2019 angekündigte Entscheidung der Fernleitungsnetzbetreiber bereits bis zum 06.03.2019 getroffen werden soll. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden aufgefordert, bis zum 06. März 2019 eine Entscheidung zu treffen, ob eine Wiederinbetriebsetzung der gemäß Variante 1 für die Versorgungssicherheit notwendigen Leitungsabschnitte der TENP I möglich ist. Sollte zu diesem Zeitpunkt noch nicht feststehen, ob eine Wiederinbetriebsetzung der notwendigen Leitungsabschnitte möglich ist, so werden die Fernleitungsnetzbetreiber dennoch zur Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen („Leitung Mittelbrunn – Schwanheim“ (ID-Nr. 552-01), „Leitung Hügelheim – Tannenkirch“ (ID-Nr. 554-01)) verpflichtet. Diese Maßnahmen sind dann bis zum 20. März 2019 in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Aufgrund der Erforderlichkeit der Maßnahmen für die Versorgungssicherheit von Baden-Württemberg, der Schweiz und Italien ist aus Sicht der Bundesnetzagentur eine unverzügliche Entscheidung der Fernleitungsnetzbetreiber erforderlich, insbesondere da die weitere Umsetzung der Maßnahmen voraussichtlich 5-7 Jahre dauern wird. Zwar kündigen die Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurf der TENP-Versorgungssicherheitsvariante an, voraussichtlich bis Mitte 2019 eine Entscheidung treffen zu wollen. Sie geben jedoch aus Sicht der Bundesnetzagentur keine hinreichende Begründung an, warum ein Abwarten bis zu diesem Zeitpunkt gerechtfertigt wäre. So führen sie insbesondere nicht aus, welche weiteren Untersuchungsschritte in diesem Zeitraum geplant sind und welchen zusätzlichen Erkenntnisgewinn gegenüber dem jetzigen Kenntnisstand sie sich erhoffen. Die Bundesnetzagentur hält daher eine Entscheidungsfrist bis zum 06. März 2019 für angemessen. Auch die Fernleitungsnetzbetreiber haben in der Telefonkonferenz zur Anhörung der beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur am 06. Dezember 2018 vorgeschlagen, die Frist so zu legen, dass die Maßnahmen ggf. direkt in den verbindlichen Netzentwicklungsplan aufgenommen werden können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber kündigen im Entwurf der TENP-Versorgungssicherheitsvariante selbst an, bei der Leitung Mittelbrunn - Schwanheim mit der Umsetzung der Maßnahme beginnen zu wollen, wenn bis zum 30. Juni 2019 noch keine Entscheidung über den Weiterbetrieb der TENP I erfolgt ist. Dies entspricht im Wesentlichen dem durch die Entscheidung der Bundesnetzagentur vorgegebenen Vorgehen, mit den Unterschieden, dass die Fernleitungsnetzbetreiber eine eindeutige Aussage über den Weiterbetrieb des betroffenen Leitungsabschnittes treffen müssen und dies bereits zum 06. März 2019. Für die Leitung Hügelheim - Tannenkirch werden die Fernleitungsnetzbetreiber durch die Entscheidung der Bundesnetzagentur verpflichtet, ebenso vorzugehen. Unter Umständen kann auch eine Wiederinbetriebnahme anderer Leitungsabschnitte auf der TENP I dazu führen, dass die Maßnahmen „Leitung Mittelbrunn - Schwanheim“ (ID-Nr. 552-01) und/oder „Leitung Hügelheim - Tannenkirch“ (ID-Nr. 554-01) nicht bzw. nicht in dem vorgeschlagenen Umfang erforderlich sind, um die im Versorgungssicherheitsszenario berücksichtigten Kapazitäten darzustellen. Daher sieht Tenor 12) vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Maßnahmen mit ID-Nr. 552-01 und 554-01 nur in dem auf Basis der zum 06. März 2019 vorliegenden Erkenntnisse notwendigen Umfang zur Bereitstellung der in der Versorgungssicherheitsvariante angesetzten Kapazitäten in den Netzentwicklungsplan aufnehmen dürfen.

Ob und in welchem Umfang die Maßnahme „Querverbindungen TENP I zu TENP II“ (ID-Nr. 555-01) erforderlich ist, hängt davon ab, ob und in welchem Umfang die TENP I wieder in Betrieb genommen werden kann. Im Fall einer vollständigen Wiederinbetriebnahme der TENP I sind zusätzliche Verbindungen der beiden Leitungsstränge aus kapazitiver Sicht nicht notwendig. Bei einer teilweisen Wiederinbetriebsetzung der TENP I sind ggf. Teile der Maßnahme mit ID-Nr. 555-01 redundant. Für den Fall, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nicht bis zum 06. März 2019 entscheiden, dass es ihnen möglich ist, die TENP I wieder vollständig in Betrieb zu setzen, ist die Maßnahme mit ID-Nr. 555-01 bis spätestens zum 20. März 2019 in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Sollten die Fernleitungsnetzbetreiber bis zum 06. März 2019 zu der Erkenntnis gelangen, dass Teilabschnitte der TENP I wieder in Betrieb gesetzt werden können und dadurch nur ein Teil der Maßnahme erforderlich ist, um die in der Versorgungssicherheitsvariante angesetzten Kapazitäten darzustellen, so sind gemäß Tenor 11) nur die erforderlichen Teile der Maßnahme in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen.

Im Rahmen der Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber zur geplanten Entscheidung der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber vorgebracht, die Maßnahmen „Leitung Mittelbrunn – Schwanheim“ (ID-Nr. 552-01), „Leitung Hügelsheim – Tannenkirch“ (ID-Nr. 554-01) sowie „Querverbindungen TENP I zu TENP II“ (ID-Nr. 555-01) seien bereits Teil ihres Netzausbauvorschlags zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Die TENP-Versorgungssicherheitsvariante sei zwar zeitlich vom Netzentwicklungsplan entkoppelt worden, sie gehöre aber zu den verpflichtenden Modellierungsvarianten des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028. Daher sei es nicht erforderlich, die Maßnahmen nachträglich in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Stattdessen sei im Falle einer Wiederinbetriebsetzung der betroffenen Leitungsabschnitte die Herausnahme der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan zu verfügen.

Dieser Argumentation folgt die Bundesnetzagentur nicht. Aus Sicht der Bundesnetzagentur handelt es sich bei der TENP-Versorgungssicherheitsvariante und dem daraus resultierenden Netzausbauvorschlages der FNB eben um eine Variante, die zusätzlich zum auf der Basisvariante basierenden Netzausbauvorschlages ermittelt wurde. Aus Sicht der Bundesnetzagentur können die Maßnahmen der TENP-Versorgungssicherheitsvariante schon deshalb nicht unmittelbar Teil des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 sein, da die Annahmen der Basisvariante und der TENP-Versorgungssicherheitsvariante sich gegenseitig ausschließen. In der Basisvariante wird unterstellt, dass die TENP I ab 2021 und damit in den für die Modellierung relevanten Jahren mit ihrer vollen Leistung in Betrieb ist und es werden entsprechend höhere Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten Bocholtz, Eynatten / Raeren sowie Wallbach angesetzt. In der TENP-Versorgungssicherheitsvariante hingegen wird angenommen, dass die TENP I nur mit der derzeit verfügbaren Leistung in Betrieb ist. Eine Entscheidung über die Wiederinbetriebsetzung der von Korrosionsschäden betroffenen Abschnitte der TENP I haben die Fernleitungsnetzbetreiber aber im Rahmen der TENP-Versorgungssicherheitsvariante nicht getroffen. Folgte man der Argumentation der Fernleitungsnetzbetreiber, so würde dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 die in sich widersprüchliche Annahme zugrunde liegen, dass die TENP I gleichzeitig voll und eingeschränkt in Betrieb sei. Gegen die Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber spricht zudem die Tatsache, dass sie im Dokument der TENP-Versorgungssicherheitsvariante vorschlagen, nicht unmittelbar mit der Umsetzung der Maßnahmen zu beginnen, sondern bis Mitte 2019 abzuwarten. Eine solche Wartefrist ist bei Maßnahmen, die Teil des Netzentwicklungsplans sind, aber nicht vorgesehen. Wären die Maßnahmen also Teil des Netzentwicklungsplans und würde die Bundesnetzagentur keine Änderungen an den Maßnahmen verlangen, so wären die Fernleitungsnetzbetreiber mit Ergehen des Änderungsverlangens verpflichtet, unmittelbar mit deren Umsetzung zu beginnen.

Daher bleibt die Bundesnetzagentur bei ihrer Auffassung, dass die Maßnahmen aus der TENP-Versorgungssicherheitsvariante erst dann in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen sind, wenn eine Entscheidung über den Weiterbetrieb der betroffenen Leitungsabschnitte der TENP I erfolgt ist. Im Ergebnis deckt sich dies auch mit dem von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Anhörung vorgetragenen Vorgehen.

Im Rahmen der Konsultation der Bundesnetzagentur zur TENP-Versorgungssicherheitsvariante haben zahlreiche Stellungnehmer, insbesondere Händler, sich für einen höheren Exit-Kapazitätsansatz am Grenzübergangspunkt Wallbach ausgesprochen. Die Forderungen reichen bis hin zur Wiederherstellung des bisherigen Kapazitätsniveaus (ca. 24 GWh/h). Demgegenüber haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der TENP-Versorgungssicherheitsvariante lediglich das Exit-Kapazitätsniveau am Grenzübergangspunkt Wallbach berücksichtigt, das aus ihrer Sicht für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und in Italien erforderlich ist (13,3 GWh/h).

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber in diesem Punkt nicht zu beanstanden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Anfang Dezember 2017 die schweizerischen und italienischen Fernleitungsnetzbetreiber, den Verband der schweizerischen Gasindustrie sowie das italienische Energieministerium kontaktiert und um eine Stellungnahme gebeten, welche konkreten Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Wallbach benötigt werden.

Mit Schreiben vom 29.03.2018 hat der schweizerische Fernleitungsnetzbetreiber Swissgas den Fernleitungsnetzbetreibern konkrete Angaben zum schweizerischen Kapazitätsbedarf für die Jahre 2018-2028/30 übermittelt. Demnach liegt der Kapazitätsbedarf für 2018 im "best estimate"-Szenario bei 9,944 GWh/h, für 2028 prognostiziert die Swissgas im gleichen Szenario einen Bedarf von 10,057 GWh/h. Daneben gibt sie auch Schätzwerte für ein "Maximal"-Szenario an, bei dem der Bedarf bis 2028 auf 11,752 GWh/h ansteigt. Diese stelle ein Wachstumsszenario unter Annahmen dar, die vom Energiemarkt zukünftig noch bestätigt werden müssten. Vor dem Hintergrund dieser Stellungnahme haben die Fernleitungsnetzbetreiber für den Kapazitätsbedarf der Schweiz einen Wert in Höhe von 10 GWh/h berücksichtigt.

Bezüglich des italienischen Kapazitätsbedarfs liegt nach den Informationen der Bundesnetzagentur keine Stellungnahme des italienischen Fernleitungsnetzbetreibers Snam Rete Gas vor. Mit Schreiben vom 26. März 2018 hat sich jedoch das italienische Energieministerium an die Bundesnetzagentur und das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sowie abschriftlich auch an die Beteiligte zu 2. gewandt. In dem Schreiben legt das Ministerium dar, dass die Kapazität der TENP in ihrer aktuellen, reduzierten Höhe unbedingt notwendig für die Versorgungssicherheit Italiens sei. So könne im N-1-Fall derzeit noch 101% der italienischen Nachfrage gedeckt werden. Eine Wiederherstellung der vollen Kapazität der TENP I sei hingegen wünschenswert, aber nicht von strategischer Bedeutung. Sie könne zu einer höheren Liquidität und stabileren Preisen beitragen.

In der Zeit seit der Konsultation der TENP-Versorgungssicherheitsvariante durch die Bundesnetzagentur haben weitere Abstimmungen zwischen der Bundesnetzagentur, dem schweizerischen Bundesamt für Energie, der italienischen Regulierungsbehörde ARERA sowie dem italienischen Energieministerium stattgefunden. Dabei zeigte sich, dass von schweizerischer und italienischer Seite weiterhin Bedenken bestehen, ob die 13,3 GWh/h Exitkapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach ausreichend sind. Gleichzeitig wurde jedoch auch deutlich, dass zum aktuellen Zeitpunkt keine konkreten Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass die 13,3 GWh/h unter Versorgungssicherheitsgesichtspunkten zu niedrig sind. Daher sieht die Bundesnetzagentur

zum derzeitigen Zeitpunkt keine Erforderlichkeit, Änderungen an dem in der TENP-Versorgungssicherheitsvariante unterstellten Kapazitätsniveau am Grenzübergangspunkt Wallbach vorzunehmen. Sollten in Zukunft konkrete neue Erkenntnisse vorliegen, die nahelegen, dass für die Versorgungssicherheit der Schweiz und Italiens ein höherer Kapazitätsansatz in Wallbach geboten ist, so können diese Erkenntnisse in den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2020 eingehen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in Gesprächen mit der Bundesnetzagentur sowie in dem öffentlichen Konsultationsworkshop zur TENP-Versorgungssicherheitsvariante angekündigt, für darüber hinausgehende Bedarfe am Grenzübergangspunkt Wallbach ein Verfahren zu Incremental Capacities gemäß Art. 22 ff. NC CAM durchführen zu wollen. Dieses Vorgehen ist aus Sicht der Bundesnetzagentur sachgerecht, um mögliche über das für die Versorgungssicherheit erforderliche Niveau hinausgehende Bedarfe des Marktes zu erfassen. Die Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation der Bundesnetzagentur zum TENP-Versorgungssicherheitszenario zeigen, dass es von Händlerseite ein deutliches Interesse an einer Erhöhung der Exitkapazitäten am Grenzübergangspunkt Wallbach gibt. Gleichzeitig dokumentieren die Stellungnahmen der Swissgas sowie das Schreiben des italienischen Energieministeriums an die Bundesnetzagentur vom 26. März 2018, dass eine solche Kapazitätserhöhung gegenüber den in der TENP-Versorgungssicherheitsvariante angesetzten Bedarfen aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht erforderlich ist. Nach dem derzeitigen Kenntnisstand wäre eine Wiederherstellung des ursprünglichen Kapazitätsniveaus am Grenzübergangspunkt mit erheblichen Investitionskosten verbunden. Es erscheint daher sachgerecht, den Marktakteuren im Rahmen eines Incremental Capacities-Verfahrens die Möglichkeit zu geben, ihre Zahlungsbereitschaft durch langfristige verbindliche Buchungen für diese zu schaffenden Kapazitäten zu artikulieren. Die Bereitstellung dieser Kapazitäten erfolgte dementsprechend nur bei einer ausreichend hohen Zahlungsbereitschaft.

Auch vor dem Hintergrund eines möglichen Incremental Capacities-Verfahrens war es der Bundesnetzagentur ein wichtiges Anliegen, die Skalierbarkeit der vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen aus der TENP-Versorgungssicherheitsvariante zu überprüfen. Wie oben ausgeführt, können die Maßnahmen der Variante 1 sowohl bei einer erhöhten Kapazitätsnachfrage am Grenzübergangspunkt Wallbach als auch bei einem erhöhten Bedarf in Baden-Württemberg problemlos skaliert werden, auch wenn diese Bedarfe erst zu einem späteren Zeitpunkt bekannt werden.

Mehrere Stellungnehmer fordern zudem, es sollten temporäre Maßnahmen zur Überbrückung des Zeitraums geprüft werden, bis der vorgeschlagene Leitungsbau wirksam würde. Die mit dieser Entscheidung bestätigten Netzausbaumaßnahmen sind so dimensioniert, dass nach ihrer Umsetzung die derzeit bereits implementierten temporären Maßnahmen abgelöst werden können. Dabei handelt es sich insbesondere um die derzeitige Druckabsenkung am Grenzübergangspunkt Wallbach sowie die Lastflusszusagen, welche die Beteiligte zu 15. einsetzt. Auch die in Variante 5 angesprochene und inzwischen implementierte Erhöhung der Leistungen am Grenzübergangspunkt Oltingue stellt zusätzliche Leistungen zur Entlastung des Grenzübergangspunktes Wallbach zur Verfügung.

9. Mitteilungspflicht über die Zahlung der Planungspauschale und Realisierungsfahrpläne

Die Bundesnetzagentur hat den Fernleitungsnetzbetreibern unter Tenor 13) 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 Real-

sierungsfahrplänen nach § 39 Abs. 2 GasNZV sowie die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 Abs. 3 GasNZV (in den Fällen von Anfragen nach § 39 GasNZV) zu unterrichten (§ 15a Abs. 3 S. 5 EnWG i.V.m. § 36 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG).

Die Regelungen in §§ 38, 39 GasNZV sehen jeweils Verpflichtungen für die Fernleitungsnetzbetreiber und die Anschlusspetenten vor. Erstere sind hiernach zur Reservierung von Kapazitäten bzw. ggf. zum Ausbau des Gasfernleitungsnetzes (siehe oben unter C2.2.3) 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 Auflage an. Die Mitteilung soll sicherstellen, dass die Bundesnetzagentur über einen umfassenden Kenntnisstand über die Planungen der jeweiligen Projekte verfügt. Damit wird sie in die Lage versetzt, etwaige Verzögerungen des Netzausbaus frühzeitig zu erkennen und darauf zu reagieren. Gleichzeitig kann sie dadurch besser nachvollziehen, wenn Projektierer Abstand von ihren Planungen nehmen. Damit soll verhindert werden, dass ein Ausbau des Fernleitungsnetzes erfolgt, für den der Bedarf entfallen ist. Auf diese Weise soll dem Risiko versunkener Investitionen begegnet werden und die übrigen Netznutzer sollen vor den hiermit verbundenen Kosten geschützt werden.

E Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens

Nach Bekanntgabe dieses Änderungsverlangens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die geforderten Änderungen gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG innerhalb von drei Monaten umzusetzen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wird mit Bekanntgabe dieser Entscheidung gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich. Dies folgt aus einem Umkehrschluss aus § 15a Abs. 3 S. 7 EnWG und der unbedingten Umsetzungsverpflichtung 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 2018-2028 beläuft sich nach eigenen Berechnungen der Bundesnetzagentur insgesamt auf einen Leitungszubau von 992 km und einen Verdichterzubau von 296 MW. Aus den insgesamt 121 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 5,298 Mrd. € in den nächsten zehn Jahren. Nach Eintritt der Bedingungen gemäß der Tenorziffern zu 9), 10) und 11) (Maßnahmen aus der TENP-Versorgungssicherheitsvariante) würde sich der Leitungszubau auf 1046 km, der Verdichterzubau auf 296 MW und die Kosten auf 5,469 Mrd € belaufen. Der ursprüngliche Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (ohne Maßnahmen aus der TENP-Versorgungssicherheitsvariante) umfasste 128 Maßnahmen mit einem Leitungszubau von 1061 km, einem Verdichterzubau von 296 MW und einem Kostenvolumen von 5,485 Mrd. €.

Hinweise zu den Kosten

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

III Rechtsmittelbelehrung

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

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

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

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

Bonn, den 20.12.2018

Abkürzungsverzeichnis

DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazitäten
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
fFZK	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
LNG	Flüssigerdgas (liquefied natural gas)
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
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
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

VDS

Verdichterstation

VwVfG

Verwaltungsverfahrensgesetz

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

NetzentwicklungsplanGas@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Stand

Dezember 2018

Text

Referat 609