



## Az. 8615-NEP Gas 2018-2028 – Bestätigung Szenariorahmen

### Entscheidung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2018-2028 gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG

gegenüber der

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

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 1) -

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

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 2) -

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

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -

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

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -

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

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

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

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -

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

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -

8. jordgasTransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Pelikanplatz 5, 30177 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) -

9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Huttopstraße 60, 45138 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) -

10. NEL Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) -

11. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Anton-Bruchhausen-Str. 4, 48147 Münster

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

13. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) -

14. Open Grid Europe GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

16. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 16) -

– im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber –

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

am 12.12.2017

den von den Fernleitungsnetzbetreibern am 11.08.2017 vorgelegten Szenariorahmen nach § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG mit den folgenden Änderungen und Auflagen bestätigt:

## I.

1. In Bezug auf den Kapazitätsansatz an den Anschlusspunkten zu neuen Gas-kraftwerken werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im NEP Gas 2018-2028 die folgenden Vorgaben umzusetzen:
  - a. Die Kraftwerksprojekte Gasturbine Altbach (Kraftwerks-Nr. BNAP135/BNAP136) und Kraftwerk Gladbeck sind nicht in der Modellierung für den NEP Gas 2018-2028 zu berücksichtigen.
  - b. Das Kraftwerksprojekt KW Infrasil Griesheim (Kraftwerks-Nr. BNAP126) ist in der Modellierung für den NEP Gas zu berücksichtigen, sobald eine Einigung zwischen der PQ Energy und der Beteiligten zu 14. über den Netzanschlusspunkt für das Projekt stattgefunden hat. Für eine Aufnahme in die Modellierung zum NEP Gas 2018-2028 ist es erforderlich, dass eine Einigung spätestens bis zum 01.01.2018 erfolgt.

- c. Die Kapazität für das Kraftwerksprojekt Kraftwerk Karlsruhe (RDK 6S) ist auf 800 MWh/h anzupassen.
  - d. Die Kapazität für das Kraftwerksprojekt Gasturbine Heilbronn (Kraftwerksnr. BNAP137/BNAP138) ist auf 1200 MWh/h anzupassen.
  - e. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, aus Neubau-Kraftwerksprojekten resultierenden Netzausbau zu ermitteln und eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu den berücksichtigten Neubau-Kraftwerksprojekten vorzunehmen.
2. In Bezug auf den Kapazitätsansatz an den Anschlusspunkten zu neuen LNG-Anlagen werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im NEP Gas 2018-2028 die folgende Vorgabe umzusetzen:
- Das Projekt LNG-Anlage in Wilhelmshaven ist nicht in der Modellierung für den NEP Gas 2018-2028 zu berücksichtigen.
3. In Bezug auf den Kapazitätsansatz an den bestehenden Gasspeicheranschlusspunkten werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im NEP Gas 2018-2028 folgende Vorgaben umzusetzen:
- a. Am Speicheranschlusspunkt (USP) Inzenham-West im Netz der Beteiligten zu 1. ist ein Wert in Höhe von 1.403 MWh/h sowohl bezogen auf die Einspeise- als auch Ausspeiseleistung entsprechend der von den Fernleitungsnetzbetreibern im Szenariorahmen vorgeschlagenen temperaturabhängigen Kapazitäten (TaK) in der Modellierung zu Grunde zu legen.
  - b. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, hierdurch etwaig resultierenden Netzausbau zu ermitteln und dem zugrunde gelegten Kapazitätsansatz am Speicheranschlusspunkt (USP) Inzenham West so konkret wie möglich zuzuordnen.
4. In Bezug auf die von ihnen vorgeschlagene Modellierung der Speichervariante werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im NEP Gas 2018-2028 folgende Vorgaben zu erfüllen:

- a. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben detailliert zu erläutern, welche Annahmen der betrachteten Lastsituation zu Grunde liegen und mit welcher Methodik die von ihnen vorgeschlagenen Wirkungsbereiche ermittelt worden sind. Sie haben den jeweils ermittelten Leistungsbedarf pro Wirkungsbereich konkret auszuweisen. Ferner müssen sie für jeden Wirkungsbereich aufzeigen, ob und in welcher Höhe eine Differenz zwischen dem ermittelten Leistungsbedarf und der in der Basisvariante angesetzten Leistung, die einem mittleren Speicherfüllstand von 35% entspricht, besteht.
  - b. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zu analysieren, mit welchen Möglichkeiten das ermittelte Leistungsfehl oder etwaige Netzengpässe innerhalb der ermittelten Wirkungsbereiche behoben werden können. Hierbei haben sie insbesondere zu prüfen, ob die Grenzübergangspunkte höher als in der Basisvariante beschäftigt werden können. Hieraus etwaig entstehenden Netzausbaubedarf haben sie so konkret wie möglich zu identifizieren.
5. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, mit Wirkung ab dem 01.10.2017 für die Ermittlung und Veröffentlichung der historischen Unterbrechungen die sich aus dem Unterbrechungskonzept ergebenden und mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Vorgaben zu beachten (*AG Transparenz im FNB Gas, Konzept zur Veröffentlichung von tatsächlichen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten und ungeplanter Unterbrechungen fester Kapazitäten im Fernleitungsnetz, Stand: 07.12.2015, siehe Anlage 1*). Die historisierten Werte der Unterbrechungen sind gemäß Kapitel 7, Nummer 5 des Unterbrechungskonzepts zu ermitteln und zu veröffentlichen. Für den Zeitraum vom 01.10.2014 bis zum 30.09.2017 sind die historischen Unterbrechungen nach der bisherigen Vorgehensweise, also auf Basis des Algorithmus aus der Bestätigung des Szenariarahmens für den NEP Gas 2014, auszuwerten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die ermittelten und veröffentlichten historisierten Unterbrechungswerte zu analysieren. Sie müssen insbesondere untersuchen, welches die Ursachen für die Unterbrechungen sind und wie mögliche, zukünftige Unterbrechungen am betreffenden oder angrenzenden Netzkopplungspunkt minimiert oder beseitigt werden können. Ihre Untersuchungsergebnisse haben die Fernleitungsnetzbetreiber nachvollziehbar darzustellen.

6. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die Darstellung der Netzausbaumaßnahmen in allen Steckbriefen zum NEP Gas 2018-2028 entsprechend der in Abschnitt II.B.6.a) dieser Entscheidung enthaltenen Anforderungen umzusetzen.
7. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, der Bundesnetzagentur spätestens zur Vorlage des Entwurfs des NEP Gas 2018-2028 detaillierte Informationen zu dem im NEP Gas 2018-2028 im Rahmen der Leistungsbilanzen betrachteten Spitzenlastfall zu übermitteln. Hierfür sind Angaben zu den jeweils unterstellten Leistungen für jeden einzelnen Grenzübergangspunkt, Marktgebietsübergangspunkt, Marktgebietsaustauschpunkt, Verteilernetzbetreiber-Netzkoppelpunkt, Untergrundspeicher-Anschlusspunkt, Kraftwerksanschlusspunkt, Industrieanschlusspunkt, LNG-Anschlusspunkt, Produktionseinspeisepunkt, Biogaseinspeisepunkt sowie Wasserstoffeinspeisepunkt zu machen.
8. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, gemäß ihrem eigenen Vorschlag zusätzlich zu den im Szenariorahmen enthaltenen Modellierungsvarianten gemeinsam eine separate Versorgungssicherheitsvariante zu modellieren, welche die aktuelle Kapazitätssituation auf der Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP) I über den 01.04.2019 hinaus fortschreibt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die hierfür notwendigen Modellierungsparameter im Konsultationsdokument des NEP Gas 2018-2028 zu veröffentlichen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das Modellierungsergebnis nach vorheriger Konsultation spätestens am 01.08.2018 der Bundesnetzagentur zu übermitteln.

## II.

Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

## **Gliederung**

<b>GRÜNDE .....</b>	<b>9</b>
<b>I. SACHVERHALT .....</b>	<b>9</b>
<b>A. Verfahrensgegenstand.....</b>	<b>9</b>
1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Szenariorahmens .....	9
2. Inhalte des Szenariorahmens .....	10
<b>B. Verfahrensablauf .....</b>	<b>11</b>
1. Konsultation der Marktteilnehmer durch die Fernleitungsnetzbetreiber .....	11
a) Ergebnisse aus den Stellungnahmen .....	11
b) Überarbeitung des Konsultationsdokumentes .....	18
2. Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur .....	23
<b>II. ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE .....</b>	<b>25</b>
<b>A. Formelle Voraussetzungen der Entscheidung .....</b>	<b>25</b>
<b>B. Materielle Voraussetzungen der Entscheidung .....</b>	<b>25</b>
1. Annahmen zur Entwicklung der Erdgasversorgung in Deutschland .....	25
a) Gasbedarf .....	25
b) Gasaufkommen .....	29
c) Gasmengenbilanz – Importbedarf .....	30
2. Annahmen zur H-Gas Quellenverteilung .....	30
3. Leistungsbilanzen .....	34
4. Netzmodellierung .....	36
a) Eingangsgrößen für die Modellierung .....	36
(1) Grenzübergangspunkte .....	36
(2) Gaskraftwerke .....	38
(a) Bestehende Gaskraftwerke .....	38

(b) Neubauprojekte.....	39
i. Reservierungsanfragen nach § 38 GasNZV .....	40
ii. Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV .....	42
iii. Clusteransatz für neue Kraftwerke in Süddeutschland .....	45
(c) Kapazitätsansatz an Kraftwerken.....	46
(3) Gasspeicher .....	46
(a) Kapazitätsansatz an bestehenden Speichern .....	47
(b) Kapazitätsansatz an neuen Speichern .....	49
(c) BNetzA-Vorschlag zur Weiterentwicklung des Konzepts temperaturabhängig fester, frei zuordenbarer Kapazitäten (TaK) an Gasspeichern .....	50
(4) Verteilernetzbetreiber.....	52
(5) Industrie.....	52
(6) LNG-Anlagen.....	53
b) Umgang mit Lastflusszusagen.....	55
5. Berücksichtigung denkbarer Störungen der Versorgung.....	55
a) Umgang mit der zukünftig reduzierten Verfügbarkeit von L-Gas .....	55
b) Speichervariante.....	56
c) Zusätzliche Modellierung – Transporteinschränkung auf der TENP .....	60
d) Umgang mit historischen Unterbrechungen .....	62
6. Verbesserung der Transparenz .....	66
a) Anpassungen von tabellarischen und kartografischen Darstellungen im Dokument zum NEP in den Projektsteckbriefen.....	66
(1) Gegenstand und Umfang der Projektsteckbriefe .....	66
(2) Kartografische Darstellungen innerhalb der Projektsteckbriefe .....	68
b) Angaben zu betrachteten Netznutzungsfällen der Modellierungsvarianten, insbesondere der betrachteten Spitzenlastsituationen .....	70
<b>C. Hinweise zu den Kosten .....</b>	<b>71</b>
<b>III. RECHTSMITTELBELEHRUNG .....</b>	<b>72</b>



## GRÜNDE

### **I. Sachverhalt**

#### **A. Verfahrensgegenstand**

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

Gegenstand des vorliegenden Verwaltungsverfahrens ist der Szenariorahmen zum NEP Gas 2018-2028. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der Regulierungsbehörde unverzüglich vorzulegen. Basis eines jeden Netzentwicklungsplans ist der Szenariorahmen, den die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG bei der Erarbeitung des jeweiligen Netzentwicklungsplans zu Grunde zu legen haben. Den aktuellen Szenariorahmen für den NEP Gas 2018-2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 11.08.2017 in überarbeiteter Fassung vorgelegt.

Der Szenariorahmen muss gemäß § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinem Austausch mit anderen Ländern enthalten. Außerdem haben die Fernleitungsnetzbetreiber geplante Investitionsvorhaben in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastruktur sowie in Bezug auf Speicheranlagen und LNG-Wiederverdampfungsanlagen zu berücksichtigen. Schließlich sind die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung einzubeziehen.

Aufbauend auf dem Szenariorahmen muss der Netzentwicklungsplan gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Zur Identifizierung dieser Maßnahmen verlangt § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG von den Fernleitungsnetzbetreibern, im Rahmen der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans eine Modellierung der deutschen Fernleitungsnetze durchzuführen.

Nach § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG ist vorgesehen, dass die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt. Dem dient die vorliegende Entscheidung.

## **2. Inhalte des Szenariorahmens**

Wesentliche Inhalte des vorgelegten Szenariorahmens sind die Darstellungen zum Gasbedarf (Gasverbrauch) und Gasaufkommen (Erdgasförderung und Biogaseinspeisung) sowie der Vorschlag zu den Modellierungsvarianten für den NEP Gas 2018-2028. Zu den Schwerpunkten zählen neben der Frage der Einbindung der Gaskraftwerke, Gasspeicher und Verteilernetzbetreiber die H-Gas-Quellenverteilung sowie die Betrachtung der Versorgungssicherheit. Letztere erfolgt mit Blick auf die H-Gas- und L-Gas-Versorgung.

Gegenüber den Szenariorahmen der vergangenen Jahre haben die Fernleitungsnetzbetreiber diverse Änderungen und Ergänzungen vorgenommen. Hierzu zählt insbesondere, dass im Szenariorahmen wieder zwei Gasbedarfsszenarien enthalten und detailliert dargestellt sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ein mittleres und ein niedriges Gasbedarfsszenario vorgestellt (vgl. Abschnitt II.B.1.a)).

In Bezug auf die H-Gas-Quellenverteilung hingegen haben die Fernleitungsnetzbetreiber nur noch eine Option dargestellt. Hierbei haben sie nicht nur auf ihre bisherige Systematik zurückgegriffen, sondern auch ergänzend auf verbindliche Buchungen von Transportkunden an den jeweiligen Grenzübergangspunkten abgestellt.

Neu ist im Szenariorahmen auch eine sog. Speichervariante, die dazu dienen soll, in einer besonderen Starklastsituation die für die Versorgungssicherheit notwendigen Leistungen (ggf. aus Erdgasspeichern) zu identifizieren. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, diese neben einer Basisvariante zu betrachten.

Aktualisierte Prognosen und Berechnungen sind insbesondere in die Bereiche Endenergiebedarf und Gasverstromung eingeflossen. Ebenso wurden für die innerdeutsche Erdgasförderung sowie für die Biogaseinspeisung aktualisierte Prognosen verwendet. Zudem gab es Aktualisierungen, die die Auswahl der bei der Modellierung zu berücksichtigenden Gaskraftwerke und Gasspeicher betreffen. Hingewiesen sei auch auf die Erläuterungen zu den Entwicklungen an den deutschen Grenzübergangspunkten.

Erstmalig werden darüber hinaus zwei LNG-Projekte im Szenariorahmen behandelt. Nach gegenwärtigem Stand gibt es jeweils Planungen für den Standort Brunsbüttel und Wilhelmshaven.

Die ehemals bereits im Szenariorahmen enthaltene Analyse der historischen Unterbrechungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber nicht aufgenommen, sondern zur Konsultation gestellt.

Sämtliche Eingangsgrößen für die Modellierung mit Daten zu den Kapazitäten an Grenzübergangspunkten, Speichern, Kraftwerken, Produktion, Biogas/Wasserstoff, LNG und Industrie (aggregiert) finden sich in der Datenbank zum NEP Gas. Sie ist im Internet auf den Seiten des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber e.V. unter [www.nep-gas-datenbank.de](http://www.nep-gas-datenbank.de) online abrufbar.

## **B.       Verfahrensablauf**

### **1.       Konsultation der Marktteilnehmer durch die Fernleitungsnetzbetreiber**

Am 19.06.2017 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber“ auf der Internetseite [www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de).

Am 29.06.2017 fand ein begleitender Workshop zur Konsultation in Berlin statt, im Rahmen dessen die Fernleitungsnetzbetreiber den Marktteilnehmern, Verbandsvertretern, Behördenvertretern und weiteren Interessierten den Szenariorahmen vorstellten.

Bis zum 14.07.2017 hatten die Marktteilnehmer und die Öffentlichkeit Gelegenheit, Stellungnahmen zu den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen abzugeben.

#### **a)       Ergebnisse aus den Stellungnahmen**

Bei den Fernleitungsnetzbetreibern gingen insgesamt 21 Stellungnahmen von den folgenden Unternehmen und Institutionen ein:

<b>Name</b>	<b>Gruppe</b>
Wintershall Holding GmbH (Wintershall)	Händler
Vattenfall Europe Wärme AG	Kraftwerksbetreiber
Energie Baden-Württemberg (EnBW)	sonstiger Nutzer
Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein	sonstiger Nutzer
OMV Gas Marketing Trading & Finance B.V.	Händler
ENGIE Global Energy Management	Händler
Shell Energy Europe Limited	Händler
E.ON SE	sonstiger Nutzer
Stadtwerke Kiel AG (SWK)	VNB & Stadtwerk
Stadtwerke Bielefeld Netz GmbH (SWB Netz GmbH)	VNB
Netze Baden-Württemberg (Netze BW)	VNB
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	Verband
Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)	Verband
PQ ENERGY Luxembourg Services S.à.r.l.	Kraftwerksbetreiber
EWE GASSPEICHER GmbH	Speicherbetreiber
Uniper SE	Händler

Verband deutscher Energiehändler e.V. (EFET Deutschland)	Verband
Becker Büttner Held Consulting AG (bbh)	sonstiger Nutzer
Gazprom Export	Händler
Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)	Verband
Arbeitsgemeinschaft Erdgasumstellung (ARGE EGU)	sonstiger Nutzer

Die Stellungnehmer äußerten sich im Wesentlichen zu den folgenden Themenbereichen:

### **Grundsätzliches und Transparenz**

Die Transparenz habe sich insgesamt verbessert, wobei insbesondere die NEP-Datenbank von mehreren Stellungnehmern (VKU, Uniper) begrüßt wird. E.ON schlägt zur weiteren Verbesserung vor, unter der Rubrik „Kapazitäten“ ein Filterkriterium nach „Verteilernetzbetreiber“ zu ergänzen. Außerdem erachtet E.ON bei der Marktraumumstellung eine Filterung nach Fernleitungsnetzbetreiber sowie die Ergänzung aller nachgelagerten Verteilernetzbetreiber als sinnvoll. Der VKU fordert eine engere Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan Strom.

### **Szenarien (Kapitel 3 im Szenariorahmen)**

Den Wechsel zum EUCO30 Szenario sehen die SWK kritisch, denn die Risikoanalyse gehöre in den operativen Bereich der Fernleitungsnetzbetreiber und nicht in die Planung. Auch die EnBW hält die EUCO Szenarien für nicht nachvollziehbar. Einige Stellungnehmer merken an, dass EUCO30 und EUCO+40 sich negativ im Hinblick auf den Beitrag, den Gas zum Klimaschutz leisten kann, auswirken. Uniper dagegen findet die Verwendung von EUCO30 und EUCO+40 nachvollziehbar, weshalb sie auch konsequent in der Modellierung verwendet werden sollten, insbesondere für Grenzübergangspunkte und Verteilernetzbetreiber. E.ON begrüßt die beiden Szenarien und Green Evolution.

Der Speicherverband INES bittet darum, dem Szenario I mindestens das EUCO+40 Szenario zugrunde zu legen und nicht das EUCO30 Szenario. Dies sei vor dem Hintergrund der klimapolitischen Ziele Deutschlands und der erneuten Bestätigung dieser Ambitionen im Rahmen des Klimaschutzplans durch die Bundesregierung angemessen, da diese eine Treibhausgasreduktion von 55 % für 2030 anvisiert, sodass das EUCO+40 Szenario dem besser entsprechen könne.

## **Endenergiebedarf Gas (Kapitel 4 im Szenariorahmen)**

EnBW weist darauf hin, dass die Annahmen zum sinkenden Gasbedarf durch niedrige Werte aus der Wirtschaftskrise 2009 verzerrt seien. Bei einer Bereinigung müsse daher ein steigender Gasbedarf angenommen werden.

## **Gaskraftwerke (Kapitel 5 im Szenariorahmen)**

Vattenfall fordert eine bessere Berücksichtigung von Kraftwerksprojekten mit Anschluss an das Verteilernetz, insbesondere solcher, die sich noch nicht im Bau befinden. [REDACTED]

[REDACTED] Uniper schlägt vor, dass die Standorte für Reservekraftwerke nach ökonomischen Kriterien gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern gesucht werden sollten, wobei insbesondere bestehende Standorte vielversprechend seien. Ihr erscheint weiterhin eine Dimensionierung der Cluster mit mehr als 0,6 GW Leistung als zu hoch. Uniper bittet außerdem um die Korrektur der Leistung des Projekts Scholven auf 335 MWh/h.

EnBW fordert eine Berücksichtigung des zukünftig steigenden Gasbedarfs aufgrund von Umstellungen von Kohlekraftwerken auf Gaskraftwerke. Außerdem sei der Vermerk in Anlage 3 zum Kraftwerk Stuttgart/Gaisburg missverständlich, da das Projekt mit Anschluss im Verteilernetz realisiert wird und nicht am Fernleitungsnetz angeschlossen sei. Dieser Fall zeige, wie wichtig eine verbindliche Zusage von Kapazitäten für die internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber sei.

## **Gasbedarf (Kapitel 6 im Szenariorahmen)**

INES schlägt vor, die Stromproduktion aus Gaskraftwerken anhand der Volllaststunden und angenommenen Wirkungsgrade nachvollziehbar darzulegen und ggf. anzupassen, da der Gaseinsatz in Kraftwerken einen signifikanten Anteil am Gasbedarf insgesamt aufweise.

E.ON hält eine Erläuterung bezüglich des Erdgas-Primärenergieverbrauchs (Abbildung 4) für erforderlich. Fraglich sei, warum es im Jahr 2006 zu einem Peak kam und aus welchen Gründen dieser als Basis für den Gasverbrauch angenommen werde. Der Rückgang des Gasverbrauchs falle wesentlich geringer aus als prognostiziert. Ein Bevölkerungswachstum von weniger als einem Prozent scheine als Erklärung dafür nicht ausreichend.

EWE Gasspeicher kann die Veränderung des Gasbedarfs im Zeitraum 2018-2028 im Nordwesten (Ems/Weser/Elbe) im Nachfragesektor GHD um - 35 % nicht nachvollziehen.

## **Gasaufkommen (Kapitel 7 im Szenariorahmen)**

Das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein merkt an, dass die Bedarfe bzw. die Einspeisung von Power-to-Gas (PtG)-Anlagen ins Gasnetz im Szenariorahmen zu berücksichtigen seien, denn die Bedeutung von Power-to-Gas in der betrachteten Region im Zeitraum bis 2028 könne weiter ansteigen.

E.ON begrüßt die begonnenen Forschungsarbeiten und schlägt die Erstellung eines PtG-Potenzialatlases vor. Es solle nicht nur die Einspeisung von synthetischem Methan, sondern auch die reine Wasserstoffeinspeisung untersucht werden. INES fordert, dass die Rolle von PtG nicht auf den Überschussstrom reduziert werden solle. Außerdem wird zusätzlich zum Biogas-Monitoring-Bericht und dena-Ergebnissen eine Abfrage bei den Verteilernetzbetreibern empfohlen.

EWE Gasspeicher merkt an, dass die Gasspeicher das Potential haben, große Mengen erneuerbar erzeugter Energie zu speichern.

## **Erdgasspeicher (Kapitel 8 im Szenariorahmen)**

Uniper fordert eine stärkere Einbindung der Speicherbetreiber und -kunden in den NEP-Prozess. Die Netzplanung solle sich an realistischen Lastflüssen orientieren, um einen Ausbau zu vermeiden. Aus diesem Grund wird der Ansatz der Bundesnetzagentur zur temperaturabhängigen Modellierung begrüßt. Des Weiteren sollten die Flexibilität der Speicher und marktbasierende Instrumente in der Netzplanung eingesetzt werden, um den Ausbau z.B. für Grenzübergangspunkte zu reduzieren. Die Fernleitungsnetzbetreiber sollten dann eine Abwägung zwischen marktbasierenden Instrumenten und Netzausbau treffen und durch die Bundesnetzagentur auf Effizienz prüfen lassen.

INES begrüßt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber den Systemwert und Handelswert der Gasspeicher anerkennen und würdigen. Darüber hinaus sei den Speichern jedoch auch eine Reservefunktion zuzuschreiben, die im Falle von außergewöhnlichen Versorgungssituationen bzw. Notfallsituationen die Gasversorgung sicherstelle (Versicherungswert).

EnBW erklärt, dass der Winter 2016/17 milder war, als im Szenariorahmen suggeriert werde. Die Tatsache, dass im Gebiet NCG H-Gas Süd neben den MOL-4 Produkten zusätzliche 4 GWh/h kontrahiert wurden zeige aber, wie dringend Ausbaumaßnahmen in Richtung Süddeutschland benötigt werden.

INES merkt an, dass die L-Gas-Speicherkapazität im H-Gas nach der Umstellung unklar sei. Weiterhin müsse die L-Gas-Versorgungssicherheit im Hinblick auf den Ausfall großer Importpunkte untersucht werden. Es sollte eine Sicherheitsreserve in L-Gas-Speichern eingerichtet werden.

EWE Gasspeicher sieht die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgebrachten Sachverhalte und aufgezeigten Risiken in der L-Gas-Versorgung nicht als ein Problem an, welches im Netzentwicklungsplan gelöst werden könne. Vielmehr bestehe dort kurzfristig Handlungsbedarf durch den Einsatz marktbasierter Instrumente in der Netzbewirtschaftung, z.B. in Form von Long Term Options (LTOs).

Für die Basisvariante schlägt Uniper statt einer Modellierung aller Speicher mit TaK eine Modellierung von Mindestfüllständen vor. Auch der BDEW lehnt einen solchen pauschalen TaK-Ansatz ab. INES sieht eine TaKSi-Modellierungsvariante nur als teilweise geeignet an, da sie der Netzmodellierung keine netzdienliche Fahrweise der Speicher zugrunde lege. Daher schlagen INES und EWE Gasspeicher vor, dass die Speicher netzentlastend modelliert werden sollten. INES bittet außerdem darum, in der Netzmodellierung für Gasspeicher andere Kriterien als die langfristige Buchung gem. § 39 GasNZV zu finden und anzuwenden.

Der BDEW begrüßt die im Rahmen der Speichervariante geplante Ermittlung der Speicherfüllstände unter Versorgungssicherheitsaspekten grundsätzlich, erklärt jedoch, dass die Annahmen zur Füllstandsanalyse im Szenariorahmen konkret dargelegt werden sollten. Für EFET ist unklar, welche Funktion die Füllstandsanalyse hat. Der Verband lehnt regulatorische Eingriffe in Form von Mindestfüllständen am Ende eines Winters klar ab. Ziel sollte eher sein, die Speichernutzung attraktiver zu machen.

### **LNG-Anlagen (Kapitel 9 im Szenariorahmen)**

Das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein fordert den Ausbau von LNG-Bezugsquellen. Dadurch könnten die Diversifizierung von Gasbezügen und die Versorgungssicherheit in der Region „West/Südwest“ gestärkt werden.

INES ist der Meinung, dass die LNG-Anlagen nicht mit fester frei zuordenbarer Kapazität modelliert werden sollten, da dies ineffizient wäre, weil die LNG-Terminals nicht ausgelastet würden. Außerdem dürften Speicher gegenüber LNG-Terminals nicht diskriminiert werden.

Laut EFET sei weiterhin unklar, wie mit Kapazitätsanfragen von LNG-Terminals umgegangen werden solle. Der Verband empfiehlt daher, die Kapazität für diese Anlagen konkurrie-

rend mit anderen Grenzübergangspunkten in der entsprechenden Region in der Modellierung anzusetzen.

EWE Gasspeicher hält die Höhe der berücksichtigten Kapazität von 8,7 GWh/h der LNG-Anlage in Brunsbüttel für sehr hoch, angesichts dessen, dass es sich dabei um ein „Small Scale Terminal“ handele. Dabei sei insbesondere unklar, welcher Teil der Kapazität des Terminals tatsächlich für die Netzeinspeisung vorgesehen sei.

### **Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern (Kapitel 10 im Szenariorahmen)**

Wintershall, Engie, OMV, Shell und Gazprom Export fordern, dass die more-capacity-Ergebnisse im Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 enthalten sein sollten.

Die SWK sind der Ansicht, dass statt des Grenzübergangspunkts Ellund (Einspeisung aus Dänemark) ein anderer Zuordnungspunkt für das Kraftwerk in Kiel verwendet werden müsse, da dessen Liquidität in Zukunft nicht ausreichen werde.

INES macht deutlich, dass die im Szenariorahmen dargestellten zusätzlichen Importkapazitäten gar nicht gebraucht werden würden, weil die Flussrichtung sich mit der Nord Stream 2 maßgeblich verändern würde. Über die bestehenden Importkapazitäten bestünde bereits heute ein rechnerisches Potenzial zum Gasimport in Höhe von 1.279 TWh, welches durch die Nord Stream 2 sogar um mindestens 220 TWh erhöht würde. INES schlägt daher vor, die Importmengen nach Routen im Verhältnis zum deutschen Importbedarf und zu den erwarteten Transiten darzustellen. Auf dieser Grundlage sollten dann die von den Fernleitungsnetzbetreibern geschilderten Importoptionen kritisch überprüft werden.

EnBW bittet darum, das Verhältnis von Importbedarf aus dem Szenariorahmen und more capacity / Incremental Capacity-Prozess klarer darzustellen. Die in der Quellenverteilung erwähnte Westbelieferung der Ukraine sollte näher beleuchtet werden. Die Verlagerung nicht gebuchter fester frei zuordenbarer Kapazität am Punkt Medelsheim an Verteilernetzbetreiber wird begrüßt. Weiterhin dürfe die Reversierung des Grenzübergangspunktes Waidhaus nicht zu Lasten der deutschen Versorgungssicherheit gehen.

### **Versorgungssicherheit (Kapitel 11 im Szenariorahmen)**

Der BDEW sieht die detaillierte Betrachtung der L-Gas-Gebiete durch die Fernleitungsnetzbetreiber als gut und nötig an. Zweifel bestünden nur hinsichtlich der Mengenbereitstellung durch die Niederlande, insbesondere im Hinblick auf die Verschärfung der Erdbebensituati-



on dort. Daher fordert der BDEW die Berücksichtigung von Konvertierungsanlagen auf deutscher Seite, um so die rückläufige inländische Produktion und L-Gas-Importe zu kompensieren.

E.ON sieht die verstärkte Konvertierung in den Niederlanden als positiv an. Eine Straffung der Marktraumumstellung sei erforderlich, wobei dafür gesorgt werden müsse, dass ausreichend Anpassungsmonteure verfügbar seien.

Uniper sowie EFET fordern, die Kostentransparenz bei der Marktraumumstellung zu erhöhen. Außerdem informiert Uniper darüber, dass Gespräche mit den niederländischen Gesprächspartnern zeigten, dass die geplante schnellere Umstellung nicht notwendig sei, da in den Niederlanden Vorsorgemaßnahmen getroffen worden seien. Nach Ansicht der SWB Netz GmbH müsse die Umstellung innerhalb von zwei Kalenderjahren erfolgen, was sie mit der Netzkomplexität und der Größe ihres Netzes begründet. Die Umstellung solle demnach erst 2026 erfolgen.

Die ARGE EGU fordert, dass für die L-/H-Gas-Umstellung eine einheitliche Nomenklatur verwendet werden solle. Dies würde zu einer verbesserten Übersichtlichkeit führen. Weiterhin wünscht sie sich die Verwendung einer einheitlichen Benennung der Umstellungsprojekte und eindeutige Aussagen zur Verbindlichkeit der Umstellungszeitpunkte/-räume. Insbesondere empfiehlt die ARGE EGU die Einführung einer weiteren Rubrik, in welcher L-/H-Gas-Umstellungsprojekte benannt werden, die aufgrund möglicher außerordentlicher rückläufiger Kapazitäten aus den Niederlanden oder Speichern im Umstellungsfahrplan vorgezogen werden könnten oder gar zwingend vorgezogen werden müssten (insbesondere, wenn auf weitere Reduktionen der L-Gas-Importe aus den Niederlanden reagiert werden müsste), und wie sich dies auf die Versorgungssicherheit auswirke.

### **Modellierung und Modellierungsvarianten (Kapitel 12 im Szenariorahmen)**

Die Verwendung der Verteilernetzbetreiber-Langfristprognose wird von den Stellungnehmern begrüßt. EnBW schlägt vor, diese für den gesamten Betrachtungszeitraum anzusetzen. INES weist darauf hin, dass die Daten zu Lastflussszenarien mit veröffentlicht werden sollten, um die Modellierung nachvollziehen zu können. Auch E.ON wünscht sich eine höhere Transparenz der grundlegenden Informationen zum methodischen Vorgehen.

### **Unterbrechungen**

Die Stellungnehmer sprechen sich mehrheitlich für eine Beibehaltung der Unterbrechungsanalyse aus. So fordern neben Uniper unter anderem der BDEW, EFET und INES, dass weiterhin sowohl eine Auflistung als auch eine Analyse der jeweiligen Unterbrechungen

getätigt werden soll. Stellenweise wird dies auf Punkte mit hohem Unterbrechungsrisiko begrenzt (so Uniper und BDEW) oder aber gezielt für Punkte zu Gasspeichern gefordert. Im Sinne einer verständlicheren Darstellung wird beispielsweise von INES vorgeschlagen, Unterbrechungscluster zu bilden. Die Datenbank der Fernleitungsnetzbetreiber solle um die entsprechenden Angaben aus 2016 ergänzt werden, denn sie ende mit der Analyse aus 2015.

### **Marktgebietszusammenlegung**

EFET und EnBW sprechen sich dafür aus, die Marktgebietszusammenlegung bereits im NEP Gas 2018-2028 zu berücksichtigen bzw. voran zu bringen, um notwendige Ausbaumaßnahmen rechtzeitig umsetzen zu können. Es dürfe durch die Zusammenlegung nicht zu Kapazitätslücken kommen.

#### **b) Überarbeitung des Konsultationsdokumentes**

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation überarbeiteten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument. Der überarbeitete Szenariorahmen wurde am 11.08.2017 in neuer Fassung bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ein weiteres Kapitel unter dem Titel „Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung“ in den Szenariorahmen eingefügt und in diesem die in den Stellungnahmen zum Ausdruck gekommenen Aspekte abgehandelt. Folgende wesentlichen Ergänzungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber vorgenommen:

#### **Erörterung der Gründe für die Nicht-Berücksichtigung der Marktgebietszusammenlegung im NEP Gas 2018-2028**

Am 07.07.2017 hat der Bundesrat eine Novelle der Gasnetzzugangsverordnung verabschiedet, mit der die Zusammenlegung der beiden deutschen Gasmarktgebiete bis zum 01.04.2022 vorgegeben wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen hierauf in der Einleitung zum Szenariorahmen kurz ein, auch da das Thema in Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation angesprochen wurde. Die Fernleitungsnetzbetreiber planen nicht, die Marktgebietszusammenlegung im NEP Gas 2018-2028 zu berücksichtigen. Als Begründung tragen sie vor, dass zunächst ein gemeinsames Kapazitätsmodell als Grundlage für die Netzplanung entwickelt werden müsse. Dieses werde sich aufgrund der Größe des Marktgebietes und der innerhalb des neu zu schaffenden Marktgebietes unterschiedlichen Netzstrukturen deutlich vom heutigen Modell unterscheiden. Die Fernleitungsnetzbetreiber erwarten, dass der hierzu notwendige Abstimmungsprozess nicht rechtzeitig zur Modellierung des NEP Gas 2018-2028 abgeschlos-

sen sein wird. Hinzu komme, dass zum 01.11.2018 an den Grenzübergangspunkten Virtual Interconnection Points (VIP) eingeführt werden, die bei der Festlegung auf ein Kapazitätsmodell berücksichtigt werden müssten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber erwarten, dass sich die Marktgebietszusammenlegung vor allem auf den Anteil der festen frei zuordenbaren Kapazitäten auswirken wird. Dieser könnte sich durch die Marktgebietszusammenlegung reduzieren, was zusätzliche Netzausbaumaßnahmen erforderlich machen kann. Dass im NEP Gas 2018-2028 ermittelte Maßnahmen durch die Marktgebietszusammenlegung redundant würden, sei aus diesem Grund nicht zu erwarten. Im Übrigen führen die Fernleitungsnetzbetreiber aus, dass die Modellierungsergebnisse des NEP Gas 2018-2028 in wesentlichen Punkten auch nach der Marktgebietszusammenlegung Bestand haben würden. So sei die Marktgebietszusammenlegung insbesondere für die L-H-Gas-Umstellungsplanung, die Modellierung neuer und systemrelevanter Gaskraftwerke, die vorgeschlagene Speichervariante sowie die Berücksichtigung der Ergebnisse von more capacity nicht relevant.

Die Bundesnetzagentur kann dieser Argumentation folgen. Zwar wäre es im Interesse einer termingerechten Umsetzung möglicher zusätzlich notwendiger Ausbaumaßnahmen wünschenswert, die Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung bereits im NEP Gas 2018-2028 zu untersuchen. Allerdings setzt eine sinnvolle Modellierung zunächst die Einigung auf ein gemeinsames Vorgehen bei der Netzplanung, insbesondere bei der Modellierung von fester frei zuordenbarer Kapazität und der Modellierung von Kapazitäten an Marktgebietsaustauschpunkten, voraus. Eine mangelnde Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern in diesen Punkten könnte dazu führen, dass ein ineffizient hoher Netzausbaubedarf ermittelt wird. Die Bundesnetzagentur weist die Fernleitungsnetzbetreiber aber vorsorglich darauf hin, dass sie zügig mit der Entwicklung des gemeinsamen Kapazitätsmodells beginnen sollten. Es muss spätestens im Frühjahr 2019 zur Erarbeitung des nachfolgenden Szenariorahmens für den NEP Gas 2020-2030 feststehen.

### **Gasbedarfsszenarien und deren Einfluss auf die Modellierung**

Die Fernleitungsnetzbetreiber erörtern in Reaktion auf die Stellungnahmen, dass sie verschiedene Szenarien und diese auch aus unterschiedlicher Datenherkunft verwendet haben. Sie haben für den Endenergiebedarf auf die EUCO-Szenarien zurückgegriffen, die aus dem Januar 2017 stammen und damit aktueller sind als das bislang verwendete Prognos-Referenzszenario. Diese basieren auf dem aktuellen Referenzszenario der Europäischen Kommission und orientieren sich an den europäischen Klimaschutzziele. Daneben haben die Fernleitungsnetzbetreiber für die Zwecke der H-Gas-Quellenverteilung die Daten des

Ten Year Network Development Plan (TYNDP) (Green Evolution-Szenario) verwendet, da hierin auch künftige Infrastrukturmaßnahmen enthalten sind.

Zum Einfluss der Gasbedarfsszenarien auf die Modellierung gehen die Fernleitungsnetzbetreiber auf den Bedarf in den Verteilnetzen ein. Allerdings würden hier für die Modellierung die Werte der plausibilisierten Langfristprognose, ab dem Jahr 2024 konstant fortgeschrieben, angewendet und insofern sei ein Zusammenhang nicht gegeben. Der Gasbedarf werde aber in der L-Gas-Mengenbilanz berücksichtigt. Dies könne Auswirkungen auf die Modellierung im NEP Gas 2018-2028 haben.

### **Gaskraftwerke – Gasbedarfsermittlung sowie konkrete Kraftwerksprojekte**

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen nochmals klar, dass neue Gaskraftwerksprojekte regelmäßig dann in die Berechnungen des Netzentwicklungsplans aufgenommen werden, wenn sie die von ihnen aufgestellten Kriterien erfüllen. Nach der Konsultation haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Kraftwerksprojekte Griesheim und Karlsruhe (RDK 6S) wieder aufgenommen. Für das Kraftwerksprojekt Scholven ergab sich eine Modifizierung.

### **Erdgasspeicher in Deutschland – Füllstandsvariante**

Die Fernleitungsnetzbetreiber erörtern die bedeutende Rolle der Erdgasspeicher und vernehmen hinsichtlich der von ihnen vorgeschlagenen Speichervariante positive Rückmeldungen. Sie greifen die Forderung der Marktteilnehmer nach mehr Erläuterungen zur Zielrichtung dieser Variante auf. In Zusammenschau mit dem Wunsch einiger Stellungnehmer nach der Betrachtung von marktbasierten Instrumenten (angesprochen sind hier Lastflusszusagen) konkretisieren sie ihren Ansatz. Ziel sei zu ermitteln, welche Speicherfüllstände jeweils pro Jahr und auf Speichereinflussgebiete aggregiert gegen Ende des Winters noch erforderlich sind, um die Versorgung auch in langen kalten Wintern sicherstellen zu können. Die Grenzübergangspunkte würden in der Höhe beschäftigt, welche in den Leistungsbilanzen angesetzt wird.

Die Lastflusszusagen sollen hier die Funktion erhalten, die erforderlichen Ausspeicherleistungen an Speichern abzusichern. Sie werden ausdrücklich nicht benötigt, um das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen, sondern zur Leistungsbereitstellung durch die Speicher. Hierfür sei ein Mindestfüllstand der Speicher relevant. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die Höhen der Lastflusszusagen für die Jahre 2018 bis 2023 und für das Jahr 2028 ermitteln.

## **LNG-Anlagen in Deutschland**

Die Fernleitungsnetzbetreiber erläutern zur Anfrage des Projektes in Wilhelmshaven, dass während der laufenden Konsultation des Szenariorahmens ein Antrag nach § 38 GasNZV eingegangen ist. Dieses Projekt wurde daher zusätzlich aufgenommen und es war im Zeitpunkt der Übergabe des Szenariorahmens an die Bundesnetzagentur geplant, es mit seinem Kapazitätsbedarf im NEP Gas 2018-2028 zu berücksichtigen (zum weiteren siehe unter Abschnitt II.B.4.a)(6)).

Darüber hinaus geben die Fernleitungsnetzbetreiber an, die angefragten Kapazitäten als feste Kapazitäten zu berücksichtigen. Entsprechend der Forderung aus der Konsultation werden die Fernleitungsnetzbetreiber die angefragten LNG-Kapazitäten unter Berücksichtigung der bestehenden Einspeisepunkte und ggf. konkurrierend zu anderen Punkten ansetzen, um unnötigen Netzausbau zu vermeiden.

## **Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern**

Die Fernleitungsnetzbetreiber legen im Szenariorahmen dar, dass sie bei der Erstellung des NEP Gas 2018-2028 die im Rahmen des Projekts more capacity in der Jahresauktion von März 2017 versteigerten Kapazitäten berücksichtigen wollen.<sup>1</sup> Da einige Stellungnehmer diesbezüglich mehr Transparenz gefordert hatten, erläutern die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Vorgehensweise näher. Sie beschreiben, wie die verbindlichen Buchungen in die Zuordnung der Regionen bei der H-Gas-Quellenverteilung und die H-Gas-Bilanz einfließen sollen.

## **Erläuterungen zum Zusammenhang zwischen Bedarfsentwicklung, more capacity und Incremental Capacity sowie deren Bezugsgrößen**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zum Zusammenhang zwischen den Gasbedarfsszenarien und dem Bedarf an Grenzübergangspunkten klargestellt, dass die Leistungen an den Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkten von den Kapazitätsbedarfen an anderen Punkten abhängig sind. Bisher wurden modellhaft über das Instrument der H-Gas-Quellenverteilung die zusätzlich benötigten Einspeiseleistungen verteilt. Nunmehr erachten es die Fernleitungsnetzbetreiber als Fortschritt an, vermehrt auf verbindliche Buchungsergebnisse von Transportkapazitäten bei Verfahren zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs an

---

<sup>1</sup> Zu dem Projekt „more capacity“ siehe unter <https://www.more-capacity.eu/>.

Grenzübergangspunkten, wie bei dem Projekt more capacity und künftig bei den Incremental Capacity-Prozessen,<sup>2</sup> abstellen zu können.

Sie haben darüber hinaus betont, dass in dem more capacity-Projekt zusätzliche Kapazitäten geschaffen werden, die nicht in Konkurrenz zu anderen Bestandskapazitäten (z.B. zugunsten der nachgelagerten Netzbetreiber) stehen.

Bezogen auf die Forderung des Marktes, die Erkenntnisse aus dem aktuell laufenden Incremental-Verfahren zu berücksichtigen, legen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, dass nur verbindliche Kapazitätsbuchungen Eingang in die Modellierung finden sollen. Übertragen auf das derzeitige Verfahren bedeutet dies, dass erst nach der Jahresauktion in 2019 verbindlich feststeht, welcher zusätzliche Kapazitätsbedarf versteigert worden ist. Diese Erkenntnisse würden dann Eingang in den NEP Gas 2020-2030 finden.

### **Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten**

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen bezüglich des Kraftwerks Kiel klar, dass dieses nunmehr einen Anschluss im Verteilnetz erhält. Daher geht es über die interne Bestellung der Schleswig-Holstein Netz AG mit festen frei zuordenbaren Kapazitäten in die Modellierung ein. Damit erübrige sich die bisher vorgenommene Zuordnung des Projektes zum Grenzübergangspunkt Ellund.

### **Analyse der historischen Unterbrechungen**

Nachdem die Fernleitungsnetzbetreiber zur Konsultation gestellt hatten, auf die Analyse der historischen Unterbrechungen verzichten zu wollen, haben sie nunmehr angekündigt, den Umfang der Analyse auf die drei Punkte mit den höchsten historischen Unterbrechungen zu beschränken. Sie wollen auf die Daten der ENTSOG-Transparenzplattform zurückgreifen.

### **Power-to-Gas**

Schließlich haben die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Ausführungen zu Power-to-Gas ergänzt und verweisen unter anderem auf aktuelle Studien, die entweder bereits abgeschlossen sind oder an denen sie sich beteiligen werden.

---

<sup>2</sup> Zum marktbasierten Verfahren zur Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazitäten siehe unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html).

## **NEP Gas-Datenbank**

In Bezug auf die Eingangsgrößen für die Modellierung haben die Fernleitungsnetzbetreiber aktualisierte Daten zu den jeweiligen Anschlusspunkten in die Datenbank eingestellt. Die Datenbank enthält sowohl die Daten aus der Konsultation des Szenariorahmens (im Auswahlfeld Bezeichnung „2018 SR Konsultation“) als auch aus dem der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorgelegten Szenariorahmen (im Auswahlfeld Bezeichnung „2018 SR“).

### **Liste der zu berücksichtigenden Gaskraftwerke**

Auf Basis der Stellungnahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Liste der in der Modellierung zu berücksichtigenden Gaskraftwerke überarbeitet (s. Tabelle 4 im Szenariorahmen).

## **2. Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur**

Die Bundesnetzagentur hat die Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 19.10.2017 und im Rahmen einer am 09.11.2017 durchgeführten Telefonkonferenz zur beabsichtigten Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2018-2028 angehört. Über die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 06.11.2017 eine gemeinsame Stellungnahme eingereicht. Die Beteiligten zu 15. hat unter dem gleichen Datum eine ergänzende Stellungnahme abgegeben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen in Bezug auf die Aufnahme des Kraftwerkprojekts Griesheim (BNAP126) vor, dass eine Einigung über den Netzanschlusspunkt bis zum 17.11.2017 (anstatt des 01.01.2018) stattgefunden haben soll, damit das Projekt in der Modellierung berücksichtigt wird.

Zu den Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Erläuterung der Speicherwirkungsbereiche bei der Modellierung der Speichervariante wollen die Fernleitungsnetzbetreiber die Begrifflichkeit klarstellen. Außerdem wollen sie bei der geforderten Analyse und Ergebnisdiskussion erst eine Reduzierung der Ausspeiseleistung an den Grenzübergangspunkten betrachten. Ein alternativer Ausbau über die vorhandenen technisch verfügbaren Kapazitäten hinaus sei aus Effizienzgründen nicht angeraten, da die lokale Leistung der Speicher bereits vorhanden sei. Die Nutzung der Speicher als existierender Bestandteil der Infrastruktur führe bereits zu einer volkswirtschaftlich sinnvollen Lösung.

Die Analyse der historischen Unterbrechungen wollen die Fernleitungsnetzbetreiber erst ab dem 01.10.2017 auf Basis des sog. „Konzept zur Veröffentlichung von tatsächlichen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten und ungeplanter Unterbrechungen fester Kapazi-

täten im Fernleitungsnetz“ vornehmen (vgl. Anlage 1). Bis zum Stichtag des 30.09.2017 soll die Veröffentlichung auf Basis des Algorithmus aus der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2014 erfolgen. Außerdem verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber abermals auf ihr Verständnis zur Einordnung der historischen Unterbrechung.

Die Bundesnetzagentur hatte einige Überarbeitungen der Projektsteckbriefe gefordert. Die Fernleitungsnetzbetreiber wollen die Umsetzung der Anforderungen auf neue Maßnahmen beschränken. Für eine vollständige Umsetzung reiche der Zeitraum bis zur Übermittlung des Entwurfs des NEP Gas 2018-2028 am 01.04.2018 nicht aus.

Die Fernleitungsnetzbetreiber argumentieren außerdem gegen die geforderte Aufnahme der Daten des in den Leistungsbilanzen betrachteten Spitzenlastfalls in die NEP-Datenbank.

Gegenstand sowohl der Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber als auch der Beteiligten zu 15. ist der Vorschlag einer zusätzlichen Modellierung eines Versorgungssicherheitsszenarios. Dieses solle den theoretisch denkbaren Fall einer längerfristigen Einschränkung der TENP I abbilden. Den Schwerpunkt bilde die Ermittlung der erforderlichen Maßnahmen zur Sicherung der benötigten festen Kapazitäten für die Versorgung von Baden-Württemberg. Die Berechnungen zu diesem Versorgungssicherheitsszenario sollen nach Abgabe des Entwurfs des NEP Gas 2018-2028 am 01.04.2018 erfolgen. Ergänzend hierzu äußert sich die Beteiligte zu 15. Sie äußert die Einschätzung, dass die Ergebnisse der Berechnungen zum 30.06.2018 vorliegen könnten. Außerdem regt sie die Durchführung von weiteren Konsultationen an. Aus der Berechnung resultierende Maßnahmen könnten dann gegebenenfalls nachträglich in den NEP Gas 2018-2028 aufgenommen werden.



## **II. Entscheidungsgründe**

Die formellen und materiellen Voraussetzungen der Entscheidung sind erfüllt.

### **A. Formelle Voraussetzungen der Entscheidung**

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

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

### **B. Materielle Voraussetzungen der Entscheidung**

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

#### **1. Annahmen zur Entwicklung der Erdgasversorgung in Deutschland**

Die Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber zur künftigen Entwicklung des Erdgasverbrauchs und der Erdgasgewinnung in Deutschland beugen keinen Bedenken.

Im vorliegenden Szenariorahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber zwei Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs erstellt. Ein Szenario orientiert sich zur Ermittlung der Stromerzeugung aus Gas an dem Vorgehen für das im vorangegangenen Szenariorahmen für den NEP Gas 2016-2026 erstellte Szenario, während im zweiten Szenario ein schnellerer Kohleausstieg unterstellt wird. Ebenfalls unterscheiden sich die Szenarien bzgl. der Annahmen zum Endenergiebedarf an Gas.

In Hinblick auf das Gasaufkommen in Deutschland haben die Fernleitungsnetzbetreiber Annahmen zu einem einzigen Entwicklungspfad getroffen. Dies entspricht der Vorgehensweise aus den Vorjahren, da die Fernleitungsnetzbetreiber bereits in den früheren Szenariorahmen von identischen Annahmen zum Gasaufkommen in allen Szenarien ausgegangen sind.

##### **a) Gasbedarf**

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern dargelegten Annahmen zur Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland sind angemessen.

Der vorgelegte Szenariorahmen für den NEP Gas 2018-2028 enthält zwei Szenarien zur Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland. Dabei wird im Szenariorahmen der Gasbedarf in die folgenden vier Kategorien unterteilt:

- Endenergiebedarf Gas (Industrie, Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr)
- Nichtenergetischer Verbrauch von Gas
- Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Fernheizwerke und Kraftwerke)
- Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor

Der Endenergiebedarf Gas und der Gasbedarf im Umwandlungssektor werden auf unterschiedliche Art und Weise prognostiziert. Die Entwicklung des Endenergiebedarfs Gas basiert auf EUCO-Szenarien der Europäischen Kommission, wobei als Startpunkt eine Analyse des Erdgasverbrauchs im Jahr 2015 dient. Hierfür wurde auf die aktuelle Energiebilanz des BDEW und der AG Energiebilanzen zurückgegriffen. Zur Bestimmung des Gasbedarfs im Umwandlungssektor wurden Modellierungen des Strommarktes verwendet.

In Szenario I basiert der Entwicklungspfad des Endenergiebedarfs auf dem Szenario EUCO30, welches einen ähnlichen Entwicklungspfad wie das Referenzszenario aus dem Szenariorahmen für den NEP Gas 2016-2026 beschreibt. Zur Ermittlung des Gasbedarfs für die Stromerzeugung werden installierte Kraftwerksleistungen unterstellt, welche auf dem Szenario B des NEP Strom 2017-2030 basieren. Dabei wurde die prognostizierte installierte Leistung an Gaskraftwerken entsprechend der Gaskraftwerksliste des Szenariorahmens für den NEP Gas 2018-2018 angepasst. Bestandskraftwerke werden von den Fernleitungsnetzbetreibern gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur berücksichtigt. Neu zu bauende Kraftwerke werden nur berücksichtigt, wenn sie die zwischen der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmten Kriterien erfüllen (für eine ausführliche Erläuterung der berücksichtigten Gaskraftwerke siehe Kapitel II.B.4.a)(2)).

Gasbedarf Deutschland - Szenario I						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Darstellung Brennwert (H <sub>h</sub> )	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Gasbedarf insgesamt	TWh H <sub>h</sub>	860	884	847	785	-9%	-11%	-7%
Endenergiebedarf Gas	TWh H <sub>h</sub>	639	633	589	531	-17%	-16%	-10%
Industrie	TWh H <sub>h</sub>	246	241	218	196	-20%	-19%	-10%
Haushalte	TWh H <sub>h</sub>	266	267	254	229	-14%	-14%	-10%
GHD	TWh H <sub>h</sub>	125	122	112	98	-22%	-20%	-13%
Verkehr	TWh H <sub>h</sub>	2	3	5	9	285%	174%	79%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H <sub>h</sub>	34	35	36	36	7%	4%	1%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh H <sub>h</sub>	165	195	203	200	21%	3%	-1%
Fernheizwerke	TWh H <sub>h</sub>	27	27	27	26	-5%	-4%	-3%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 7)	TWh H <sub>h</sub>	138	168	177	174	26%	4%	-1%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh H <sub>h</sub>	21	21	19	17	-20%	-19%	-10%

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EC 2016b (PRIMES), Prognos AG

Quelle: Szenariorahmen, S. 32

Szenario II verwendet einen Entwicklungspfad für den Endenergiebedarf, der dem Szenario EUCO+40 entspricht. Die Ermittlung des Gasbedarfs für die Stromerzeugung erfolgt anhand installierter Kraftwerksleistungen, welche auf dem Szenario C des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030 basieren. Analog zum Vorgehen bei Szenario I wurde die prognostizierte installierte Leistung an Gaskraftwerken entsprechend der Gaskraftwerksliste des Szenariorahmens für den NEP Gas 2018-2018 angepasst.

Gasbedarf Deutschland - Szenario II					Veränderung	Veränderung	Veränderung	
- Darstellung Brennwert (H <sub>h</sub> )	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Gasbedarf insgesamt	TWh H <sub>h</sub>	860	891	840	693	-19%	-22%	-18%
Endenergiebedarf Gas	TWh H <sub>h</sub>	639	632	568	430	-33%	-32%	-24%
Industrie	TWh H <sub>h</sub>	246	240	220	184	-25%	-23%	-17%
Haushalte	TWh H <sub>h</sub>	266	267	235	161	-39%	-40%	-32%
GHD	TWh H <sub>h</sub>	125	122	107	74	-41%	-39%	-31%
Verkehr	TWh H <sub>h</sub>	2	3	5	11	375%	238%	105%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H <sub>h</sub>	34	35	36	36	7%	4%	0%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh H <sub>h</sub>	165	203	217	211	27%	4%	-3%
Fernheizwerke	TWh H <sub>h</sub>	27	27	26	20	-26%	-25%	-22%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 7)	TWh H <sub>h</sub>	138	176	191	191	38%	8%	0%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh H <sub>h</sub>	21	21	19	16	-25%	-23%	-17%

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EC 2016b (PRIMES), Prognos AG

Quelle: Szenariorahmen, S. 32

Aufgrund der notwendigen Zukunftsannahmen und der damit verbundenen Unsicherheiten ist es nicht möglich, die Richtigkeit der ermittelten Prognoseergebnisse zu überprüfen. Ob eine andere Prognose die tatsächliche Gasbedarfsentwicklung besser widerspiegeln würde, lässt sich nicht verlässlich beurteilen. Wenngleich die Bundesnetzagentur die gewählte Prognosegrundlage und die Prognosemethode für sachgerecht hält, appelliert sie an die Fernleitungsnetzbetreiber, die in den Konsultationen vorgebrachten Bedenken in den zukünftigen Szenariorahmen stets zu prüfen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen im Szenariorahmen darauf, dass seit dem Jahr 2006 bis zum Jahr 2016 grundsätzlich eine rückläufige Tendenz des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland festzustellen sei. Ein Konsultationsteilnehmer merkt jedoch an, dass diese Tendenz entscheidend vom gewählten Startpunkt abhängt. Wähle man als Startpunkt z.B. das Jahr 2009 bzw. das Jahr 2010, so sei eine konstante bis leicht steigende Entwicklung festzustellen. Dies gelte insbesondere für Süddeutschland.

Mehrere Stellungnehmer haben hinterfragt, warum ein „Szenarienwechsel“ vom Prognos-Referenzszenario (vgl. NEP Gas 2016-2026) zu den EUCO-Szenarien vorgenommen wurde. Die Bundesnetzagentur hält diesen Wechsel für nachvollziehbar und angemessen, da die EUCO-Szenarien einen deutlich aktuelleren Prognosestand aufweisen als das aus dem Jahr 2014 stammende Referenzszenario.

Weiterhin wurde von Konsultationsteilnehmern angemerkt, dass die beiden verwendeten EUCO-Szenarien nicht das von der Bundesregierung gesetzte Ziel erreichten, den Ausstoß von Treibhausgasen bis zum Jahr 2030 um 55% gegenüber dem Jahr 1990 zu mindern. Zudem sei das bei der H-Gas-Quellenverteilung verwendete TYNDP Green Evolution-Szenario nicht kompatibel zu den EUCO-Szenarien und den klimapolitischen Zielen Deutschlands.

Die EUCO-Szenarien (EUCO30, EUCO+40), sowie das verwendete TYNDP Green Evolution-Szenario orientieren sich an den europäischen Klimazielen und erfüllen bzw. übererfüllen diese. Die Reduktion der Treibhausgasemissionen wird in den EUCO-Szenarien jedoch auch länderspezifisch aufgeführt. Hier werden die deutschen Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen für das Jahr 2030, wie von einigen Konsultationsteilnehmern angemerkt, nicht erfüllt. Die Szenarien im Szenariorahmen für den NEP Gas 2018-2028 entsprechen aber keineswegs vollständig den EUCO-Szenarien. Lediglich die Entwicklung für den Endenergiebedarf Gas wurde aus den EUCO-Szenarien übernommen. Der Gaseinsatz im Umwandlungssektor weist z.B. deutliche Abweichungen zu den EUCO-Szenarien auf. Der Szenariorahmen Gas macht eine Prognose für den Bedarf an Gas. Aus dieser reinen Betrachtung des Erdgasverbrauchs lassen sich jedoch keine direkten Aussagen herleiten, ob die deutschen Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen für das Jahr 2030 erfüllt werden oder nicht.

Mehrere Stellungnehmer kritisieren, dass nicht ersichtlich sei, welchen Einfluss die im Szenariorahmen erstellten Gasbedarfsszenarien für die Modellierung haben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen auf S. 6 des Szenariorahmens auf diese Thematik ein. Sie geben an, dass die Gasbedarfsszenarien lediglich bei der Erstellung der L-Gas-

Mengenbilanz Verwendung finden und somit einen Einfluss auf die L-H-Gas-Umstellungsplanung und die Modellierung dieser Umstellung haben. Davon abgesehen geben sie aber nicht an, dass die Gasbedarfsszenarien Einfluss auf die Modellierung haben.

Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur ist dieses Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber nicht zu beanstanden. Für die Modellierung im Rahmen des Netzentwicklungsplanes sind Kapazitäten maßgeblich und nicht Gasmengenbedarfe. Da die Gasbedarfsentwicklung keinen direkten Einfluss auf die im Szenariorahmen angenommenen Einspeise- und Ausspeisekapazitäten hat, entfaltet sie folgerichtigerweise auch keine Wirkung auf die Modellierungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans zur Bestimmung von Netzausbaumaßnahmen. Allgemein existiert kein direkt proportionaler Zusammenhang zwischen dem Gesamtgasbedarf (Energie) und den notwendigen Einspeise- und Ausspeisekapazitäten (Leistung). Unterstellt man z.B. eine große installierte Leistung an Gaskraftwerken, welche aber nur eine geringe Anzahl an Volllaststunden aufweisen, so folgt aus einer hohen benötigten Kapazität kein großer Bedarf an Gasmengen (Details zur Ermittlung und Festlegung der im Szenariorahmen angenommenen Kapazitäten befinden sich in dem Abschnitt II.B.4.).

## **b) Gasaufkommen**

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern dargelegten Annahmen zur Entwicklung des Gasaufkommens in Deutschland sind angemessen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Erdgasförderung sowie die Biogaseinspeisung berücksichtigt. Der Prognose der Erdgasförderung liegt im Wesentlichen die Vorausschau des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG, ehemals Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.) bis zum Jahr 2028 zugrunde. Die Einschätzung über die Biogaseinspeisung basiert in erster Linie auf dem zum Zeitpunkt der Vorlage des Szenariorahmens aktuellen Monitoringbericht 2016 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt und der von der Deutschen Energie-Agentur veröffentlichten Projektliste zur Biogaseinspeisung 2017. Bei der Entwicklung des Zuwachses von Biogasanlagen wurde in zutreffender Weise auch der mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes einhergehende verhaltene Zuwachs berücksichtigt. Ob jene Annahmen so eintreten, ist allerdings offen.

Wie in den Vorjahren ist eine Nichtberücksichtigung der Förderung nicht-konventionellen Gases sachgerecht. Bislang gibt es weder zuverlässige Aussagen zum wirtschaftlich förderbaren Potenzial noch eine realistische Perspektive, gesetzlich die Erlaubnis zur Nutzung dieses Potenzials zu erhalten.

Das Verfahren zur Erzeugung von Gas aus Strom („Power-to-Gas“) bildet aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und vieler Marktteilnehmer eine vielversprechende und technisch verfügbare Option zur beabsichtigten Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem. Die Fernleitungsnetzbetreiber unterstützen daher die Entwicklung eines Power-to-Gas-Potenzialatlas und beteiligen sich an Forschungsaktivitäten verschiedener Institute und Organisationen. Die Bundesnetzagentur unterstützt die Ankündigung der Fernleitungsnetzbetreiber, das Thema verstärkt in den Prozess der Netzentwicklungsplanung einzubinden, sobald es den Netzausbau betreffende, relevante Neuerungen gibt.

### **c) Gasmengenbilanz – Importbedarf**

Der sich für Deutschland ergebende Importbedarf resultiert aus der Differenz zwischen dem prognostizierten nationalen Gasbedarf und dem prognostizierten nationalen Gasaufkommen. In den bisherigen Szenariorahmen hatten die Fernleitungsnetzbetreiber stets eine entsprechende Gasmengenbilanz aufgestellt und in die jeweils nachfolgenden Netzentwicklungspläne übernommen. Die Bundesnetzagentur fordert die Fernleitungsnetzbetreiber auf, weiterhin eine entsprechende Mengenbilanz in die zukünftigen Szenariorahmen und Netzentwicklungspläne zu integrieren. Ihre Darstellung sollte wie im NEP Gas 2016-2026 tabellarischer und graphischer Art sein.<sup>3</sup>

## **2. Annahmen zur H-Gas Quellenverteilung**

In Zukunft entsteht in Deutschland durch den Rückgang der heimischen und niederländischen L-Gas-Förderung sowie der damit verbundenen Marktraumumstellung ein Zusatzbedarf an H-Gas-Kapazitäten. Dies hat zur Folge, dass sich die Aufkommensquellen und Transportwege für das nach Deutschland importierte Gas ändern und an einigen Grenzübergangspunkten die einspeiseseitigen H-Gas-Kapazitäten erhöht werden müssen. Über die im Szenariorahmen aufgestellte H-Gas-Quellenverteilung leiten die Fernleitungsnetzbetreiber her, über welche Regionen der zukünftige Zusatzbedarf an H-Gas-Kapazität befriedigt werden wird. Die H-Gas-Quellenverteilung liefert eine prozentuale Verteilung der benötigten Einspeiseleistungen auf drei H-Gas-Einspeiseregionen.

Für die Entwicklung dieser prozentualen Vorgaben führen die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Prozessschritte durch: Ausgangspunkt ist der prognostizierte europäische Zusatzimportbedarf für das Jahr 2035 und die Frage, über welche Regionen der benötigte

---

<sup>3</sup> Vgl. Abb. 3 und Tab. 7, S. 32 im NEP Gas 2016-2026.

Gasbedarf gedeckt werden kann. Zu diesem Zweck bestimmen die Fernleitungsnetzbetreiber die zu berücksichtigenden Infrastrukturprojekte und deren Transportleistung und ordnen die durch die Infrastrukturen verfügbaren Gasmengen anschließend den drei Regionen „West/Südwest“, „Süd/Südost“ und „Nordost“ zu.

Die auf diese Weise ermittelten, anteiligen Gasmengen wandeln die Fernleitungsnetzbetreiber dann in Prozentwerte pro Region um. Nach der im Szenariorahmen vorgelegten Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber ergibt sich für die Region Nordost ein Anteil in Höhe von 2%, für die Region West/Südwest 33% und für die Region Süd/Südost 65%.

Eine Übertragung dieser Prozentwerte auf die Einspeisekapazitätswerte der H-Gas-Grenzübergangspunkte in Deutschland erfolgt anschließend im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Dabei verteilen die Fernleitungsnetzbetreiber den zusätzlich in Deutschland benötigten Kapazitätsbedarf gemäß den ermittelten Prozentwerten auf die in der jeweiligen Region liegenden H-Gas-Grenzübergangspunkte. Im konkreten Fall bedeutet dies, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf in Deutschland zu 2% über die Einspeisepunkte in der Region Nordost, zu 65% aus der Region Süd/Südost und zu 33% aus der Region West/Südwest gedeckt wird. Wie hoch wiederum der zu verteilende, zusätzliche Kapazitätsbedarf in Deutschland ist, ergibt sich nicht aus dem Szenariorahmen, sondern aus der im Netzentwicklungsplan zu erstellenden kapazitativen H-Gas Bilanz.

Wenngleich die Quellenverteilung ein Instrument ist, das die Fernleitungsnetzbetreiber seit der Netzentwicklungsplanung 2013 anwenden, bedarf es weiterhin einer kritischen Auseinandersetzung mit ihr.

Ein wesentlicher Kritikpunkt betrifft die Ermittlung des Importbedarfs für Europa. Im Vergleich zur vorangegangenen Netzentwicklungsplanung 2016-2026 ist der von den Fernleitungsnetzbetreibern angegebene Importbedarf für das Jahr 2035 deutlich gesunken. Die Fernleitungsnetzbetreiber selbst merken an, dass sie damals auf Basis des TYNDP 2015 einen zusätzlichen Importbedarf in Höhe von 170 bcm/a angenommen haben. Auf Basis des TYNDP 2017 gehen sie nun von lediglich 76 bcm/a aus. Grund für die stark divergierenden Werte ist, dass die dem europäischen Importbedarf zugrundeliegenden Prognosen über die Gasmengenentwicklung im Vergleich von 2015 und 2017 sehr unterschiedlich ausfallen. Dies gilt für die originären TYNDP-Werte und demzufolge auch für die von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Quellenverteilung zu Grunde gelegten, modifizierten TYNDP-Werte. Zu beachten ist, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die TYNDP-Werte in beiden betreffenden Jahren vom Grundsatz her nach der gleichen Methodik modifiziert haben.

Bei den Modifikationen der TYNDP-Werte ist auffällig, dass die Fernleitungsnetzbetreiber abweichende LNG-Werte darstellen. Während der TYNDP 2017 bereits für das Jahr 2017 von einem durchschnittlichen LNG-Angebot in Höhe von 56,5 bcm/a ausgeht, nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber laut Abbildung 16 des Szenariorahmens lediglich 20 bcm/a LNG an. Eine ähnliche Abweichung gab es auch in der vorangegangenen Netzentwicklungsplanung 2016-2026. Während der hierfür maßgebliche TYNDP 2015 ein LNG-Angebot für 2015 in Höhe von 99 bcm/a benennt, legten die Fernleitungsnetzbetreiber 46 bcm/a LNG zu Grunde.

Aus den Erläuterungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen gehen die LNG-Annahmen des TYNDP 2017 und damit die Differenz zum aktuell angenommenen LNG-Anteil jedoch nicht explizit hervor. Der im vorangehenden Absatz genannte Wert von 56,5 bcm/a lässt sich erst durch eigenständige Analyse des TYNDP 2017 ermitteln. Ebenso wenig vorhanden ist eine Begründung dazu, warum die Fernleitungsnetzbetreiber das LNG-Angebot für das Jahr 2017 in Höhe von 20 bcm/a annehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden aufgefordert, die fehlenden Informationen und Begründungen im Netzentwicklungsplan nachzuholen.

Der ermittelte europäische Importbedarf wirkt sich auf die Annahmen zu den berücksichtigten Infrastrukturprojekten aus. Auf Basis des Importbedarfes haben die Fernleitungsnetzbetreiber im aktuellen Szenariorahmen die berücksichtigten Pipelines mit einer Auslastung in Höhe von 100% angesetzt, die LNG-Terminals aber nur mit einem Auslastungsgrad in Höhe von 19%. Im Gegensatz dazu ergab sich in der Netzentwicklungsplanung 2016-2026 aufgrund des höheren zusätzlichen Importbedarfs eine Auslastung der LNG-Terminals in Höhe von über 40%. Die neue geringere Auslastungsquote ist damit zu erklären, dass sich die Auslastung der LNG-Terminals aus dem nun geringeren Importbedarf abzüglich der berücksichtigten Pipelineprojekte ergibt. Die LNG-Auslastungsquote steht also in Abhängigkeit zum angenommenen Importbedarf. Je größer oder je niedriger der Importbedarf bei gleichbleibender Pipelineberücksichtigung ist, desto größer bzw. niedriger ist der jeweils berücksichtigte LNG-Anteil. Diese Zusammenhänge gelten jedoch nur dann, solange die Auslastung aller betreffenden Pipelines kontinuierlich mit 100% angenommen wird. Eine explizite Begründung für diese Annahme fehlt jedoch. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan nachvollziehbar zu erläutern, warum sie die angenommenen Auslastungsgrade für die Pipelines und LNG-Anlagen für sinnvoll erachten.

Wenngleich die H-Gas-Quellenverteilung methodisch einige Schwächen aufweist, sind derzeit keine geeigneteren Alternativen ersichtlich. Zugleich sei aber darauf hingewiesen, dass die H-Gas-Quellenverteilung ohnehin immer weiter an Bedeutung verliert. Grund dafür ist, dass die Quellenverteilung zwar Vorgaben dafür liefert, über welche Grenzübergangspunk-



te der deutsche Zusatzbedarf gedeckt werden kann, sich aber der über dieses Instrument zu verteilende Zusatzbedarf zukünftig verringert. Dies liegt daran, dass verbindliche Kapazitätsbuchungen an Grenzübergangspunkten direkt in der H-Gas-Bilanz berücksichtigt werden und damit den auf die Grenzübergangspunkte zu verteilenden deutschen Zusatzbedarf mindern. In der aktuellen Netzentwicklungsplanung finden bereits die über more capacity erfolgten verbindlichen Buchungen direkten Eingang in die H-Gas-Bilanz. In die H-Gas-Bilanz des nächsten NEP-Prozesses 2020-2030 werden die verbindlichen Buchungen eingehen, die im Rahmen des Incremental Capacity-Verfahrens getätigt wurden.

Im Szenariorahmen für den NEP Gas 2016-2026 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber zwei Modellierungsvarianten vorgeschlagen, denen unterschiedliche Quellenverteilungen (Q.1 und Q.2) zugrunde liegen. Diese hat die Bundesnetzagentur mit Modifikationen bestätigt. Die Varianten unterscheiden sich im Wesentlichen darin, dass die in Planung befindliche Nord Stream 2-Pipeline nur in Variante Q.2 und nicht in Variante Q.1 berücksichtigt wird. Die anschließend von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführte Modellierung ergab für die Modellierungsvariante Q.2 sechs zusätzliche Maßnahmen gegenüber der Modellierungsvariante Q.1. Mit der Begründung, dass zum Zeitpunkt der Entscheidung über den NEP Gas 2016-2026 die Realisierung der Nord Stream 2 unsicher war, knüpfte die Bundesnetzagentur im Änderungsverlangen die Aufnahme dieser Maßnahmen in den NEP Gas 2016-2026 an die Bedingung, dass der Bau der Nord Stream 2 Pipeline als hinreichend wahrscheinlich erachtet wird. Dies ist der Fall, wenn die für die Errichtung und den Betrieb der Pipeline auf deutschem Hoheitsgebiet erforderlichen Genehmigungen vorliegen.<sup>4</sup>

Die Bundesnetzagentur schätzt die Realisierung der Nord Stream 2 nach wie vor als unsicher ein. So hat die EU-Kommission am 08.11.2017 einen Vorschlag zur Änderung der Gas-RL (EG) 2009/73<sup>5</sup> eingebracht, der vorsieht, die Regelungen des 3. Binnenmarktpakets auf Verbindungsleitungen zu Drittstaaten auszuweiten. Davon wäre die geplante Nord Stream-Erweiterung betroffen. Dennoch hält die Bundesnetzagentur zum jetzigen Zeitpunkt eine erneute Modellierungsberechnung auf Basis einer Quellenverteilungsvariante, die die Nord Stream 2 *nicht* mit einbezieht, für entbehrlich. Denn nach den im NEP Gas 2016-2026 erfolgten Berechnungen sind die in der Variante Q.2 enthaltenen Maßnahmen, die nicht unter der oben genannten Bedingung stehen, nahezu identisch mit der Maßnahmen der Variante Q.1. Auch diese Variante genügt den Anforderungen an die Versorgungssicher-

---

<sup>4</sup> Änderungsverlangen zum NEP Gas 2016-2026, Tenorziffer A.I.2.a.

<sup>5</sup> Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.

heit. Es ist davon auszugehen, dass die Modellierungsergebnisse im NEP Gas 2018-2028 es ermöglichen werden, die im direkten Zusammenhang mit der Nord Stream 2 stehenden Maßnahmen zu identifizieren und im Bedarfsfall aus dem NEP zu streichen, ohne dass es dadurch zu Einschränkungen der Versorgungssicherheit käme.

### **3. Leistungsbilanzen**

In Kapitel 12 des Szenariorahmens stellen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, wie sie im Netzentwicklungsplan die Leistungsbilanzen im L- und H-Gas bis zum Jahr 2030 ermitteln und darstellen wollen. Diesbezüglich fordert die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber auf, die folgenden Hinweise zu beachten und umzusetzen.

Nach den Ausführungen der Fernleitungsnetzbetreiber in den bisherigen Netzentwicklungsplänen stellt die Leistungsbilanz eine Spitzenlastsituation dar, die durch eine hohe Beschäftigung der Ausspeisekapazitäten gekennzeichnet ist.<sup>6</sup> Diese Spitzenlastsituation wurde jedoch in den bisherigen Netzentwicklungsplänen nur grob umrissen. Um die Nachvollziehbarkeit zu erhöhen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber konkreter zu beschreiben, welche Situation die jeweilige Leistungsbilanz im L- und H-Gas abbildet. Hierzu gehören insbesondere Angaben über die zugrundeliegenden Temperaturen und über die betrachteten Zeitpunkte. Auch haben die Fernleitungsnetzbetreiber darzustellen, welche Auslastung der verschiedenen Kategorien von Ausspeisepunkten sie unterstellen. Tenorziffer 7 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber zudem, konkrete Angaben zu den in den Leistungsbilanzen jeweils angesetzten Leistungen an jedem einzelnen Ein- und Ausspeisepunkt zu machen. Hierzu wird auf die Ausführungen in Abschnitt II.B.6.b) verwiesen.

Die Bundesnetzagentur fordert die Fernleitungsnetzbetreiber dazu auf, transparenter darzustellen, wie die Grenzübergangspunkte in den Leistungsbilanzen angesetzt werden. Zu diesem Zweck fordert sie sie insbesondere dazu auf, auch die an den Grenzübergangspunkten angesetzten Ausspeisekapazitäten aufgeschlüsselt nach Ausspeisepunkten darzustellen. Daneben haben die Fernleitungsnetzbetreiber zu erläutern, ob die in den Leistungsbilanzen angesetzten Werte an den Grenzübergangspunkten Nominierungen oder Kapazitäten darstellen.

Im Zusammenhang mit der H-Gas-Leistungsbilanz haben die Fernleitungsnetzbetreiber im vergangenen NEP Gas 2016-2026 tabellarisch dargestellt, wie sich die technisch verfügba-

---

<sup>6</sup> Vgl. S.133 im NEP Gas 2016-2026.

ren Einspeise-Kapazitäten der H-Gas-Grenzübergangspunkte im Vergleich zu den jeweiligen in der H-Gas-Bilanz angesetzten Werten verhalten.<sup>7</sup> Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen die Abweichungen zwischen den in den Inputlisten enthaltenen TVK-Werten und den in den Leistungsbilanzen angesetzten Werten im Einzelfall erläutern. Die hierzu im vergangenen Netzentwicklungsplan enthaltenen Erläuterungen waren nicht vollständig.

Außerdem werden die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, im NEP Gas 2018-2028 eine entsprechende Tabelle nicht nur für die H-Gas-Grenzübergangspunkte, sondern auch für die L-Gas-Grenzübergangspunkte vorzulegen. Im Rahmen dessen sollen sie verständlich erklären, warum die bilanziellen Annahmen zu den L-Gas-Grenzübergangspunkten teils deutlich von den entsprechenden Annahmen in der Inputliste abweichen. Während beispielsweise die Werte für den Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl in der L-Gas-Bilanz von 10,3 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 bis auf 2,2 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2028/2029 abnehmen,<sup>8</sup> weist die Inputliste im Jahr 2018 eine technisch verfügbare Kapazität von 11,2 GWh/h und im Jahr 2028 eine solche in Höhe von 5,7 GWh/h aus.<sup>9</sup> Bei den beiden Grenzübergangspunkten Elten/Zevenaar und Winterswijk/Vreden fällt der Unterschied wie folgt aus: Bilanziell gehen die Fernleitungsnetzbetreiber im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 von insgesamt 37,5 GWh/h und in 2028/2029 von 2,6 GWh/h aus, während die technisch verfügbare Kapazität laut Inputliste 26,4 GWh/h für 2018 und 26,8 GWh/h für 2028 beträgt. Abgesehen von der Erläuterung der aufgezeigten Unterschiede sollen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf achten, dass sie – soweit sachlich zutreffend – alle L-Gas-Grenzübergangspunkte ebenso wie die H-Gas-Grenzübergangspunkte in der jeweiligen Bilanz separat ausweisen. Die beiden Grenzübergangspunkte Elten/Zevenaar und Winterswijk/Vreden erscheinen bislang als gemeinsamer Wert.

Um die Leistungsbilanzen im H- und L-Gas besser vergleichbar zu machen, ist der Betrachtungszeitraum zu vereinheitlichen. Während die Kapazitäten in den L-Gas-Bilanzen bislang pro Gaswirtschaftsjahr angegeben werden, sind die Kapazitäten in den H-Gas-Bilanzen nach Kalenderjahren aufgegliedert. Die Bundesnetzagentur schreibt eine einheitliche Gliederung vor, überlässt den Fernleitungsnetzbetreibern aber die Wahl, ob sie zukünftig für beide Bilanzen die Gliederung nach Gaswirtschaftsjahr oder Kalenderjahr vornehmen.

---

<sup>7</sup> Vgl. Tab. 34, S.136 im NEP Gas 2016-2026.

<sup>8</sup> Identische Werte in Tab. 20, S. 79 im Szenariorahmen für den NEP Gas 2018-2028 und Tab. 21, S. 97 im NEP Gas 2016-2026.

<sup>9</sup> Vgl. NEP-Gas-Datenbank – Zyklus „SR 2018“.

#### **4. Netzmodellierung**

##### **a) Eingangsgrößen für die Modellierung**

##### **(1) Grenzübergangspunkte**

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern für die Grenzübergangspunkte angesetzten Kapazitätswerte sind nicht zu beanstanden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die im Vergleich zur Inputliste des NEP Gas 2016-2026 geänderten Kapazitätswerte gekennzeichnet und die Gründe für die Änderungen genannt. Allerdings besteht stellenweise Verbesserungsbedarf bei Umfang und Tiefe der Erläuterungen und Begründungen.

Im Szenariorahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Grenzübergangspunkte für eine potenzielle Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung identifiziert und angekündigt, die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum NEP Gas 2018-2028 zu prüfen:

- Bunde/Oude Statenzijl
- Elten/Zevenaar
- Eynatten/Raeren/Lichtenbusch
- Medelsheim
- Wallbach
- Überackern, Überackern 2

Damit die identifizierten Grenzübergangspunkte auf den ersten Blick erkennbar sind, wäre es hilfreich, wenn die Fernleitungsnetzbetreiber zusätzlich zu ihren textlichen Ausführungen eine Auflistung oder Überblickstabelle mit den betreffenden Grenzübergangspunkten erstellen. Wenngleich der letzte NEP Gas 2016-2026 eine solche Auflistung enthält, sollte dies in Zukunft bereits im Rahmen der Szenariorahmen-Dokumente erfolgen.

Der Grenzübergangspunkt Elten/Zevenaar wurde im NEP Gas 2016-2026 nicht in der Quellenverteilung angesetzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber begründeten dies damit, dass „eine Übernahme von H-Gas aus den Niederlanden am Grenzübergangspunkt Elten/Zevenaar vor 2027 (...) nach heutigem Planungsstand einen Netzausbaubedarf des nördlichen NETG-Transportsystems nach sich ziehen“ würde. Im Szenariorahmen für den NEP Gas 2018-2028 kündigen die Fernleitungsnetzbetreiber hingegen an, dass sie den Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung ansetzen werden. Ob diese Änderung (allein) auf den veränderten Zeithorizont zurückzuführen ist oder ob es andere Gründe hierfür gibt, wird nicht ersichtlich. Die Fernleitungsnetzbetreiber sollten dies klarstellen.

Die Grenzübergangspunkte Überackern und Überackern 2 sollen mit dem Hinweis auf den österreichischen Netzentwicklungsplan (KNEP) 2017-2026 in der Quellenverteilung angesetzt werden. Denn im KNEP werde für die beiden Grenzübergangspunkte eine technische Ausspeisekapazität (Ausspeisung Österreich/Einspeisung Deutschland) in Höhe von 7,3 GWh/h ausgewiesen.<sup>10</sup> Diese Begründung führen die Fernleitungsnetzbetreiber im aktuellen Szenariorahmen an und erklärten dies auch bereits im vorangegangenen Szenariorahmen für den NEP Gas 2016-2026, hier allerdings in Bezug auf den KNEP 2015-2024.<sup>11</sup> Die Fernleitungsnetzbetreiber setzen sich jedoch nicht nachvollziehbar damit auseinander, warum sie die Situation anscheinend anders einschätzen als im NEP Gas 2016-2026. Hier schrieben sie, dass in Spitzenlastszenarien zusätzlich zu den Gasmengen für die zugeordneten Gaskraftwerke kein Gasfluss von Österreich nach Deutschland angesetzt wird und keine zusätzlichen Einspeisekapazitäten in der Quellenverteilung berücksichtigt werden. Als Begründung hierfür gaben die Fernleitungsnetzbetreiber an, dass im Zusammenhang mit den geführten Diskussionen zur Versorgungssicherheit in Osteuropa und der Ukraine bei sehr kalten Temperaturen eher Flüsse in Richtung Südosten zu erwarten seien.<sup>12</sup> Die Fernleitungsnetzbetreiber werden um klarstellende Erläuterungen zu den unterschiedlichen Begründungen in den beiden Szenariorahmen einerseits und dem NEP Gas 2016-2026 andererseits gebeten.

Die angesetzten Einspeise-Kapazitätswerte für den Grenzübergangspunkt Wallbach unterscheiden sich deutlich von den Werten des NEP Gas 2016-2026. So wurde bislang ab 2019 Einspeise-Kapazität in Wallbach angesetzt. Diese wird nun erst ab 2024 angenommen. In der Erläuterung verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf den neu zu schaffenden Marktgebietsübergangspunkt TENP-MIDAL. Es erfolgt jedoch keine Erklärung, woraus die zeitliche Verschiebung resultiert. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden aufgefordert, diese Erläuterung nachzuliefern.

In Kapitel 12.2 des eingereichten Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber angekündigt, dass sie ihre Vorgehensweise zur Aufteilung des Zusatzbedarfs gemäß der H-Gas-Quellenverteilung auf die identifizierten Grenzübergangspunkte erläutern werden. Hierbei sollten insbesondere die beiden folgenden Aspekte verständlich werden:

---

<sup>10</sup> S. 71 im Szenariorahmen für den NEP Gas 2018-2028.

<sup>11</sup> S. 49 im Szenariorahmen für den NEP Gas 2016-2026.

<sup>12</sup> S. 161 im NEP Gas 2016-2026.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im NEP Gas 2018-2028 genau anzugeben, nach welchen Kriterien die Verteilung des Zusatzbedarfs auf die einzelnen H-Gas-Grenzübergangspunkte erfolgt. Die zugrundeliegenden Erwägungen der Fernleitungsnetzbetreiber müssen ausreichend transparent sein.

Im Rahmen ihrer Erläuterungen zu den kapazitativen Auswirkungen der H-Gas-Quellenverteilung auf die Grenzübergangspunkte wiesen die Fernleitungsnetzbetreiber im NEP Gas 2016-2026 darauf hin, dass es sich bei den genannten Werten „nicht zwangsläufig um zusätzliche – über die bereits bestehende TVK hinausgehende – feste Kapazitäten handelt.“ Im NEP Gas 2018-2028 sollten die Fernleitungsnetzbetreiber die entsprechende Textpassage konkreter fassen. Es sollte ersichtlich werden, bei welchen der in der H-Gas-Quellenverteilung berücksichtigten Grenzübergangspunkte sich die in der Inputliste angegebene technische Kapazität tatsächlich ändert und in welcher Höhe. Insbesondere bei denjenigen Grenzübergangspunkten, bei denen es nicht oder nur zu einer geringeren Änderung der Werte in der Inputliste kommt, ist dies einzelfallspezifisch zu begründen.

## **(2) Gaskraftwerke**

### **(a) Bestehende Gaskraftwerke**

Das geplante Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Modellierung der Bestands-gaskraftwerke ist angemessen.

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

Für derzeit als systemrelevant nach § 13f EnWG ausgewiesene Gaskraftwerke nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber an, dass diese bis 2028 weiter laufen werden, es sei denn, diese sollen laut BNetzA-Kraftwerksliste zurückgebaut werden. Diejenigen Kraftwerke, die derzeit gesetzlich an einer geplanten Stilllegung gehindert werden und stattdessen als Netzreserve den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehen, sollen bis 2028 in der Modellierung berücksichtigt werden. Sofern diese Kraftwerke aktuell nicht über feste Kapazitäten verfügen, werden sie mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten in der Modellierung angesetzt.

Zum 01.10.2018 wird ein Engpassmanagement im Stromhandel an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt werden. Dieses dient dazu, die derzeit häufig beste-

henden Engpässe im Stromnetz zu reduzieren und wird somit aller Voraussicht nach die zukünftig erforderliche Menge an Netzreservekraftwerken und ggf. auch systemrelevanten Kraftwerken in Süddeutschland reduzieren. Es ist jedoch zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht absehbar, wie groß dieser Effekt sein wird und welche konkreten Kraftwerke dies betreffen könnte. Daher erscheint es derzeit zunächst als angemessene Annahme, die bestehenden Kraftwerke mit ihrem aktuellen Status bis 2028 fortzuschreiben. Zur Erstellung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2020-2030 wird dieses Vorgehen auf der Basis der dann vorliegenden Erkenntnisse erneut zu überprüfen sein.

## **(b) Neubauprojekte**

Unter Tenorziffer 1 macht die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern Vorgaben zur Berücksichtigung von Neubau-Gaskraftwerken in der Modellierung. Von diesen konkreten Punkten abgesehen ist das geplante Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Berücksichtigung von Neubauprojekten angemessen. Im Folgenden wird das geplante Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber kurz dargestellt und im Einzelnen auf die erforderlichen Anpassungen gemäß Tenorziffer 1 eingegangen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen grundsätzlich solche Neubau-Kraftwerksprojekte in der Modellierung, die an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden sollen und für die Reservierungsanfragen nach § 38 GasNZV bzw. Kapazitätsausbaubegleichen nach § 39 GasNZV gestellt wurden. Kraftwerksprojekte mit Anschluss an das Gasverteilernetz werden über die jeweilige interne Bestellung des Anschlussnetzbetreibers berücksichtigt.

Um den Kreis der modellierten Kraftwerksprojekte einzugrenzen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber wie bereits in den Vorjahren zusätzliche Kriterien aufgestellt. Diese zielen darauf ab, nur solche Projekte zu berücksichtigen, welche aktuell vom Projektierer nachweisbar weiterverfolgt werden. Die Kriterien sind auf den S. 21 und 22 im Szenariorahmen im Detail dargestellt.

Tabelle 4 im Szenariorahmen enthält diejenigen Gaskraftwerks-Neubauplanungen, die anhand dieser Kriterien in der Modellierung des Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden sollen. Sie enthält auch Angaben darüber, mit welcher angefragten Kapazität die Kraftwerke in der Modellierung angesetzt werden sollen.

Diese Annahmen sind gemäß den Tenorziffern 1a bis 1d zu modifizieren. Die geforderten Anpassungen beruhen im Wesentlichen auf neuen Erkenntnissen, die seit der Vorlage des Szenariorahmens durch die Fernleitungsnetzbetreiber hinzugekommen sind. Damit die Modellierung des Netzentwicklungsplanes auf möglichst aktuellen Daten basiert, ist eine ent-

sprechende Änderung der Tabelle sachgerecht. Daneben hat die Bundesnetzagentur geprüft, ob die von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgestellten Kriterien tatsächlich im Einzelfall erfüllt sind und ob sie auf alle Kraftwerksprojekte diskriminierungsfrei angewendet wurden. Dies war bei einzelnen Kraftwerksprojekten nicht der Fall. Zur Begründung der Änderungen im Einzelnen wird auf die Ausführungen in den folgenden Abschnitten verwiesen.

Unter Tenorziffer 1e verpflichtet die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber zudem, aus Neubau-Kraftwerksprojekten resultierenden Netzausbau zu ermitteln und eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu den berücksichtigten Neubau-Kraftwerksprojekten vorzunehmen.

Damit trägt die Bundesnetzagentur den Entwicklungen der vergangenen Jahre Rechnung. Es hat sich gezeigt, dass die Planung von neuen Gaskraftwerken mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Die inzwischen bereits seit ca. zwei Jahren laufende Diskussion um den Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland (inzwischen als „besondere netztechnische Betriebsmittel“ gesetzlich angelegt in § 11 Abs. 3 EnWG) verschärft diese Situation noch zusätzlich. Flankierend zu den von den Fernleitungsnetzbetreibern mit einer ähnlichen Zielsetzung aufgestellten Kriterien fordert die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber auf, im Netzentwicklungsplan eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu den berücksichtigten Kraftwerksprojekten vorzunehmen. Dadurch wird eine spätere Reaktion auf sich ändernde Planungen vereinfacht und ggf. im Zeitablauf überflüssig werdende Maßnahmen können leichter identifiziert werden. Die Bundesnetzagentur hatte in der Teilneubescheidung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2016-2026 bereits für die im süddeutschen Raum geplanten Kraftwerke eine solche Zuordnung gefordert. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern – wenn auch nicht vollständig – umgesetzt. Daher sieht es die Bundesnetzagentur als erwiesen an, dass eine direkte Zuordnung von Netzausbaumaßnahmen zu Kraftwerksprojekten in vielen Fällen möglich ist. Da auch außerhalb des süddeutschen Raumes in der Vergangenheit im Netzentwicklungsplan berücksichtigte Kraftwerksprojekte doch nicht realisiert wurden, erachtet die Bundesnetzagentur es für angemessen, dass diese Zuordnung für alle Projekte vorgenommen wird.

#### **i. Reservierungsanfragen nach § 38 GasNZV**

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgestellten Kriterien sehen wie bereits in den Vorjahren vor, ältere Reservierungsanfragen nach § 38 GasNZV nur dann in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen, wenn eine Reservierung der Kapazitäten stattgefunden hat. Aktuelle Anfragen sind nur dann zu berücksichtigen, wenn die Anfra-



ge entweder positiv beschieden wurde und der Anschlusspetent nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist oder wenn die Anfrage negativ beschieden wurde bzw. noch in Bearbeitung ist. Für eine detaillierte Darstellung der Kriterien wird auf S. 21 f. des Szenariorahmens verwiesen.

Im Folgenden wird nur auf diejenigen Kraftwerksprojekte eingegangen, bei denen gemäß Tenorziffer 1 Änderungen gegenüber dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber vorzunehmen sind. Zudem werden kurz einige Projekte aufgegriffen, bei denen die Darstellung in Tabelle 4 im Szenariorahmen missverständlich ist.

Das Projekt der INEOS Phenol GmbH in Gladbeck ist gemäß Tenorziffer 1a in der Modellierung nicht zu berücksichtigen. [REDACTED]

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

Die Kapazität für das Kraftwerksprojekt Kraftwerk Karlsruhe (RDK 6S) ist gemäß Tenorziffer 1c auf 800 MWh/h anzupassen. [REDACTED]

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

Die Bundesnetzagentur wird auch im Rahmen der Prüfung des Entwurfs zum Netzentwicklungsplan 2018-2028 würdigen, inwiefern in der Zwischenzeit bei denjenigen Projekten, deren Reservierungsanfragen nach § 38 GasNZV vom Fernleitungsnetzbetreiber positiv beschieden wurden, tatsächlich eine Reservierung der Kapazitäten erfolgt ist.

Bei dem Kraftwerk der RheinEnergie AG in Köln-Niehl handelt es sich ausweislich der Tabelle 4 im Szenariorahmen um ein Bestandskraftwerk. Eine Fortschreibung dieses Projektes in der Liste der Neubauplanungen ist daher nicht weiter erforderlich. Dies hat keinen Einfluss auf seine Berücksichtigung in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan.

## ii. **Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV**

Gegenüber dem Vorgehen im Szenariorahmen für den NEP Gas 2016-2026 haben die Fernleitungsnetzbetreiber bei den Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV ein zusätzliches Kriterium neu aufgenommen. Demnach sind Kraftwerksprojekte mit älteren Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV nur dann zu berücksichtigen, wenn zumindest konkrete Verhandlungen zwischen Anschlusspetent und Fernleitungsnetzbetreiber über den Realisierungsfahrplan und den Netzanschluss stattfinden und der Anschlusspetent einen konkreten Planungsfortschritt nachgewiesen hat. Zudem werden ältere Ausbaubegehren wie im vorangegangenen Szenariorahmen berücksichtigt, wenn der Anschlusspetent eine Planungspauschale gezahlt hat und nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Ausbaubegehren, die nach dem 19.06.2016 gestellt wurden, werden berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent nicht von seiner Planung zurückgetreten ist. Für eine exakte Darstellung der Kriterien wird auf S. 22 im Szenariorahmen verwiesen.

Die Bundesnetzagentur begrüßt das Bemühen der Fernleitungsnetzbetreiber, einen höheren Grad an Verbindlichkeit bei den Ausbaubegehren zu gewährleisten. Die Erfahrungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass die Schwelle für eine Antragstellung nach § 39 GasNZV niedrig ist. Häufig sind nach der Antragstellung von Seiten des Kraftwerksprojektierers für längere Zeit keine nennenswerten weiteren Schritte zur Fertigstellung des Gasnetzanschlusses zu verzeichnen. Von den aktuell vorliegenden Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV wurde bislang lediglich bei zwei Projekten die Planungspauschale nach § 39 GasNZV bezahlt und ein Realisierungsfahrplan zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Kraftwerksprojektierer abgeschlossen. Die Verhandlungen zum Realisierungsfahrplan ziehen sich teilweise über mehrere Jahre hin, ohne dass es zu einem Abschluss kommt. Aus diesem Grund ist die Bundesnetzagentur skeptisch, ob das nun von den Fernleitungsnetzbetreibern neu eingebrachte Kriterium, dass konkrete Verhandlungen zum Realisierungsfahrplan stattfinden müssen, eine nennenswerte Verbesserung der Situation erreichen kann. Insbesondere bei solchen Projekten, die bereits in vergangenen Netzentwicklungsplänen enthalten waren, sind die zur Kapazitätsbereitstellung erforderlichen Ausbaumaßnahmen bekannt. Die Bundesnetzagentur erwartet in diesen Fällen, dass der Realisierungsfahrplan, wie auch in § 39 GasNZV n.F. vorgesehen, unverzüglich erarbeitet wird und von den Parteien unterzeichnet wird. Sie wird auch im Rahmen der Prüfung des Entwurfs zum Netzentwicklungsplan 2018-2028 würdigen, inwiefern in der Zwischenzeit konkrete Fortschritte wie der Abschluss von Realisierungsfahrplänen und/oder die Zahlung der Planungspauschale gemäß § 39 GasNZV erfolgt sind. Für die Zukunft regt die Bundesnetzagentur an, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Wirksamkeit der verwendeten Kriterien

überprüfen und die Kriterien bei Bedarf so abändern, dass eine höhere Verbindlichkeit von Seiten der Kraftwerksprojektierer erreicht wird.

Im Folgenden wird auf diejenigen Projekte eingegangen, bei denen gemäß Tenor zu 1. Änderungen vorzunehmen sind. Daneben erfolgen einige klarstellende Anmerkungen zu den von den Fernleitungsnetzbetreibern in Tabelle 4 im Szenariorahmen gemachten Angaben.

Das Projekt der EnBW AG in Altbach ist gemäß Tenorziffer 1a nicht in der Modellierung zu berücksichtigen. [REDACTED]

Beim Projekt der EnBW AG in Heilbronn ist die geplante Leistung gemäß Tenorziffer 1d auf 1200 MWh/h anzupassen. [REDACTED]

Das Kraftwerksprojekt KW Infrasil Griesheim ist gemäß Tenorziffer 1b in der Modellierung für den NEP Gas zu berücksichtigen, sobald eine Einigung zwischen dem Kraftwerksprojektierer PQ Energy und der Beteiligten zu 14. über den Netzanschlusspunkt für das Projekt stattgefunden hat. Für eine Aufnahme in die Modellierung zum NEP Gas 2018-2028 ist es erforderlich, dass eine Einigung spätestens bis zum 01.01.2018 erfolgt.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Solange diese Frage nicht geklärt ist, kann aber auch keine sinnvolle Modellierung des Projektes im Netzentwicklungsplan erfolgen. Zur Ermittlung der ggf. notwendigen Ausbaumaßnahmen ist es zwingend erforderlich, dass die genaue Lage des geplanten Anschlusspunktes im Fernlei-

tungsnetz bekannt ist. Auch die Ansprüche nach §§ 38, 39 GasNZV beziehen sich jeweils auf einen konkreten Ausspeisepunkt, der somit zur weiteren Bearbeitung eines Antrags zunächst zwischen Anschlusspetent und Fernleitungsnetzbetreiber abzustimmen ist.

Die Frage nach dem Netzanschlusspunkt kann auch nicht im Verfahren der Netzentwicklungsplanung geklärt werden. Es handelt sich hierbei um eine Frage des Netzanschlusses nach § 17 EnWG. Hieraus resultierende rechtliche Streitfragen wären in einem Einzelverfahren nach den §§ 30 ff. EnWG zu klären. In der vorliegenden Entscheidung hat die Bundesnetzagentur lediglich zu prüfen, ob der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Szenariorahmen genehmigungsfähig ist. Hierzu prüft die Bundesnetzagentur, ob die von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgestellten Kriterien tatsächlich erfüllt sind und auf alle Kraftwerksprojekte diskriminierungsfrei angewendet wurden. Im vorliegenden Fall ist das von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgestellte Kriterium offensichtlich nicht erfüllt.

[REDACTED]

Vor diesem Hintergrund sieht die Bundesnetzagentur es als sachgerecht an, dass das Projekt Griesheim dann in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen ist, wenn eine Einigung über den Netzanschlusspunkt zwischen der Beteiligten zu 14. und der PQ Energy erfolgt ist. Für die Aufnahme in den NEP Gas 2018-2028 muss die Einigung bis zum 01.01.2018 erfolgen. Durch diese Frist soll sichergestellt werden, dass den Fernleitungsnetzbetreibern noch hinreichend Zeit bleibt, die notwendigen Modellierungen durchzuführen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben sich in ihrer Stellungnahme im Rahmen der Anhörung des geplanten Tenors der Bundesnetzagentur zu dieser Frist geäußert und sich dafür ausgesprochen, die Frist auf den 17.11.2017 vorzuverlegen. Dies sei für eine Berücksichtigung in der Modellierung erforderlich.

Die Bundesnetzagentur kann nachvollziehen, dass eine möglichst frühzeitige Information darüber, ob das Kraftwerksprojekt zu berücksichtigen ist, für die Modellierung von Vorteil

wäre. Sie sieht es jedoch als erforderlich an, auch dem Kraftwerksprojektierer eine gewisse Reaktionszeit auf die Entscheidung der Bundesnetzagentur einzuräumen. Die Frist 01.01.2018 ist vor diesem Hintergrund bereits relativ knapp bemessen.

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] Es steht den Fernleitungsnetzbetreibern daher frei, das Projekt auch vor dem 01.01.2018 zunächst in die Modellierung aufzunehmen, wenn sie eine Einigung für wahrscheinlich halten. Erforderlichenfalls müssten sie die entsprechenden Maßnahmen bis zur Vorlage des NEP Gas 2018-2028 wieder aus dem Netzausbauvorschlag entfernen.

Beim Projekt der VW Kraftwerk GmbH in Wolfsburg ist das Datum des Antrags nach § 39 GasNZV zu korrigieren. [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

Das Projekt ist somit wie geplant in der Modellierung zu berücksichtigen.

### **iii. Clusteransatz für neue Kraftwerke in Süddeutschland**

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Clusteransatz für neue Kraftwerke in Süddeutschland ist sachgerecht.

Wie bereits im NEP Gas 2016-2026 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die geplanten Kraftwerke in Süddeutschland für die Netzmodellierung in Clustern zu gruppieren. Dabei orientiert sich die Zuordnung zu einem Cluster an den Haupttransportsystemen. Für jedes dieser Cluster soll in der Modellierung maximal eine elektrische Leistung von 1,2 GW berücksichtigt werden. Darüber hinaus soll in der Leistungsbilanz in Summe 1,2 GW<sub>el</sub> an neuer Kraftwerksleistung in Süddeutschland berücksichtigt werden.

Damit tragen die Fernleitungsnetzbetreiber dem Umstand Rechnung, dass die Bundesnetzagentur in ihrem Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13k EnWG vom 31.05.2017 einen Bedarf für einen Neubau von Netzstabilitätsanlagen in Süddeutschland in Höhe von 1,2 GW<sub>el</sub> ausgewiesen hat. In der Zwischenzeit wurde die gesetzliche Grundlage novelliert, der mögliche Neubau von Kraftwerken zur Stabilisierung der Übertragungsnetze ist nun in § 11 Abs. 3 EnWG (besondere netztechnische Betriebsmittel) geregelt. Die Bedarfsfeststellung der Bundesnetzagentur hat auch unter der neuen

gesetzlichen Grundlage weiterhin Bestand. Somit stehen die aktuell geplanten Kraftwerksprojekte in Süddeutschland auch weiterhin in einem offensichtlichen Konkurrenzverhältnis. Die Bundesnetzagentur begrüßt vor diesem Hintergrund die Bemühungen der Fernleitungsnetzbetreiber, den Gasnetzausbau für diese Kraftwerksprojekte auf das notwendige Minimum zu begrenzen.

### **(c) Kapazitätsansatz an Kraftwerken**

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern geplante Kapazitätsansatz für Kraftwerke ist nicht zu beanstanden. Auch die in der NEP-Datenbank veröffentlichten Zuordnungspunkte für den Ansatz mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (fDZK) sind sachgerecht gewählt.

Für das geplante Kraftwerk in Kiel werden in der NEP-Datenbank weiterhin Zuordnungspunkte aufgeführt. Dazu wird aber klargestellt, dass diese in der Modellierung keine Anwendung finden, da der Anschluss des Kraftwerks im nachgelagerten Netz erfolgt und der Kapazitätsbedarf somit über die interne Bestellung der Schleswig-Holstein Netz AG berücksichtigt wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber planen, Bestandskraftwerke wie gehabt in der Modellierung mit dem aktuellen Kapazitätsprodukt anzusetzen. Systemrelevante Bestandskraftwerke und durch §§ 38, 39 GasNZV privilegierte Neubauprojekte mit Anschluss an das Fernleitungsnetz sollen ebenfalls wie gehabt mit fDZK modelliert werden.

### **(3) Gasspeicher**

Die Auswahl der zu berücksichtigenden Speicher ist angemessen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dargelegt, welche Speicher sie in der Modellierung der Basisvariante berücksichtigen und mit welcher Kapazitätsart sie diese Speicher modellieren werden. Maßgeblich hierfür ist die Liste mit den Eingangsgrößen zur Modellierung der Speicheranschlusspunkte zum Szenariorahmen für den NEP Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Datenbank-Zyklus „2018-SR“, welcher in der NEP-GAS-Datenbank enthalten ist. Neben den bestehenden Speichern werden die Fernleitungsnetzbetreiber auch solche Speicher in den Modellierungsvarianten berücksichtigen, für die die Speicherbetreiber Anfragen nach § 39 GasNZV gestellt haben. Stichtag hierfür war der 14.07.2017.

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Kapazitätsansatz ist im Grundsatz sachgerecht. Es sind dennoch die folgenden Vorgaben zu beachten.

### **(a) Kapazitätsansatz an bestehenden Speichern**

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, die Kapazitäten für Netzanschlusspunkte zu Bestandsspeichern gemäß der Eingangsgrößen wie im NEP-Gas-Datenbankzyklus „2018 – SR“ für die entsprechenden Punkte zu modellieren. Dieses Vorgehen ist in Bezug auf die Modellierung der Basisvariante angemessen.

Der im Netz der Beteiligten zu 1. angeschlossene Speicher Inzenham West ist anders als gemäß der Angaben im o.g. Datenbankzyklus nicht mit unterbrechbarer Kapazität, sondern gemäß Tenor zu 3. mit einem temperaturabhängigen Kapazitätsansatz in Gestalt von temperaturabhängig fester, frei zuordenbarer Kapazität (TaK) in Höhe von 1.403 MWh/h in der Modellierung der Basisvariante aufgrund nachfolgender Begründung anzusetzen.

Vertreter der Initiative Erdgasspeicher (INES) und des Speicherbetreibers, der DEA Speicher GmbH, haben der Bundesnetzagentur bereits in der Vergangenheit und letztmalig am 19. Juli 2017 die Zugangssituation an diesem Speicher erläutert. Der bestehende Anschluss kann ausschließlich auf unterbrechbarer Basis genutzt werden. In der ersten Jahreshälfte 2017 wurde der Netzzugang deutlich häufiger unterbrochen als in den vorangegangenen Jahren. Es seien bereits Indizien für eine zukünftig vermiedene Nutzung seitens der Speicherkunden zu erkennen, da ein vorsichtigeres Nominierungsverhalten identifizierbar sei. Dies begründe sich in den Kosten für die Buchung der unterbrechbaren Kapazität, welche im Unterbrechungsfall nicht erstattet würden. Außerdem bestehe das Risiko für den Speicherkunden, wegen der nicht einspeicherbaren Mengen den Bilanzkreis anderweitig ausgleichen zu müssen. Auch müsse damit gerechnet werden, dass durch die häufigen Unterbrechungen eine saisonal typische Befüllung des Speichers zukünftig nicht mehr voll gewährleistet werden könne und als Folge dessen besagter Speicher in der Ausspeicherperiode einen zunehmend geringeren Beitrag leisten könne als in der Vergangenheit. Auch könnten sich Unterbrechungen nachteilig auf die betriebscharakteristisch notwendige Befüllung und Entleerung auswirken, was sich ebenfalls auf die künftige Funktionsweise des Speichers auswirken könne.

Weiterhin waren die gegenwärtige und zukünftige Situation des Speichers Inzenham West Gegenstand eines Erörterungstermins am 03. August 2017 mit Vertretern der Beteiligten zu 1., an deren Netz der Speicher angeschlossen ist, und der Bundesnetzagentur. Im Rahmen dieses Gesprächs wurden Bauarbeiten aufgrund in vergangenen Netzentwicklungsplänen bestätigter Maßnahmen in dem Netz der Beteiligten zu 1. vorgelagerten Fernleitungsnetzen im südostdeutschen Raum als hauptsächliche Ursachen für die gegenwärtig gehäuften Unterbrechungen dieses Speichers genannt. In Bezug auf das hauptsächliche Transportsystem der Beteiligten zu 1. sei der Speicher jedoch engpassfrei angebunden. Mit diesem

Einfluss auf das Unterbrechungsrisiko müsse bis zur Fertigstellung einiger Maßnahmen in dieser Region, laut geplanter Inbetriebnahmedaten des NEP Gas 2016-2026 bis 2019, gerechnet werden. Dennoch sei es auch zukünftig nicht auszuschließen, dass weiterhin vermehrt Unterbrechungen aufträten und sich somit die Situation des Speichers verschärfe.

Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur kann sich die Situation weiter negativ verändern. Die für das Jahr 2018 geplante Inbetriebnahme der MONACO-Leitung hat nach Aussage von Vertretern der Beteiligten zu 1. eine engpassfreie Anbindung der ebenfalls in der Region angesiedelten Untergrundspeicher Haidach und 7Fields zur Folge. Diese Untergrundspeicher werden in der Modellierung mit Kapazitäten höherer Festigkeit berücksichtigt, wodurch der Speicher Inzenham West aufgrund der höheren Unterbrechungswahrscheinlichkeit gegenüber den genannten Speichern schlechter gestellt wäre. Ein verbesserter Kapazitätsansatz für den Speicher Inzenham West erscheint daher unter Gleichbehandlungsgesichtspunkten naheliegend.

Um ein sog. „Level Playing Field“ zu schaffen und einer möglichen Ungleichbehandlung entgegenzuwirken, erscheint es der Bundesnetzagentur daher unter Berücksichtigung der vorgebrachten Argumente und eigener Auswertungen sachgerecht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung der Basisvariante den Speicher Inzenham West kapazitiv mit einem Ansatz höherer Festigkeit in Gestalt von TaK berücksichtigen.

Aus den Gesprächsinhalten zur gegenwärtigen Situation anlässlich der gehäuften Unterbrechungen am Speicher Inzenham West folgert die Bundesnetzagentur, dass ein Ansatz von TaK in einer Höhe von mindestens 50% der maximalen Ausspeicherleistung gemäß der Untertage-Gasspeicher-Liste des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (Stand 01.01.2015) angemessen ist. Dies entspricht einem Wert von 1.403 MWh/h, der 100% der Einspeise-Kapazität am betreffenden Speicher bei tiefen Temperaturen, sowie 100% der Exit-Kapazität bei hohen Temperaturen entsprechen soll. Für die Modellierung ist die bislang von den Fernleitungsnetzbetreibern verwendete TaK-Stufenfunktion heranzuziehen.

Die Vorgabe dieses Wertes entspricht in der Höhe auch dem Ansatz für die Ausspeicherleistung am Speicher Inzenham West, wie ihn die Bundesnetzagentur in der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2016-2026 vom 11.12.2015 den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben hatte. Hierbei hatten die Fernleitungsnetzbetreiber in einer zusätzlichen und separaten Modellierung, der TaK-Versorgungssicherheitsvariante (TaKSi), den Netzausbau unter Zugrundelegung von temperaturabhängigen Kapazitäten zu ermitteln (s.u.). Die Ergebnisse dieser Modellierungsvariante hatten die Fernleitungsnetzbetreiber fristgerecht zum 01.07.2016 vorgelegt. Verglichen mit den Ergebnissen der Modellierungs-



variante Q.1 des NEP Gas 2016-2026 bewirkt eine Berücksichtigung der Kriterien zusätzlichen Netzausbaubedarf in Höhe von ca. 1,4 Mrd. Euro. In der enthaltenen Ergebnisdiskussion werden der Umwandlung von zuordnungsbeschränkten Kapazitäten und der Aufhebung von konkurrierend angesetzten Kapazitäten an Bestandsspeichern signifikante Einflüsse auf das Ergebnis zugeschrieben. Die Bundesnetzagentur wertet dies als Indiz dafür, dass eine Umwandlung von unterbrechbaren in temperaturabhängig feste Kapazitäten in den betrachteten Fällen ausbaufrei möglich ist. Sie ist sich nach Diskussionen mit den Fernleitungsnetzbetreibern sowie nach eigenen Auswertungen dennoch bewusst, dass die Anforderungen an die Modellierungsfunktionen der Einspeiseleistung in der TaKSi-Variante, insbesondere an die dadurch abgedeckten Vollbenutzungstage, weniger restriktiv sind als bei Verwendung der bisherigen TaK-Stufenfunktion. Somit bedarf es einer Prüfung durch die Fernleitungsnetzbetreiber, ob ein verbesserter Kapazitätsansatz für bisher unterbrechbar angebundene Speicher ausbaufrei dargestellt werden könnte.

Sollte im Falle des Speichers Inzenham West der Ansatz mit einer temperaturabhängig festen Kapazität in Höhe von 1.403 MWh/h nicht ausbaufrei darstellbar sein, so sind entsprechende, sich als Ergebnis der Modellierung ergebende Ausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 auszuweisen und dem verbesserten Kapazitätsansatz zuzuordnen.

#### **(b) Kapazitätsansatz an neuen Speichern**

Neben den bestehenden Speichern – einschließlich der in Bau befindlichen – werden die Fernleitungsnetzbetreiber auch solche Speicher in der Modellierung berücksichtigen, für die die Speicherbetreiber Anfragen nach § 39 GasNZV gestellt haben. Der Stichtag für die Einbeziehung der Kapazitätsausbauansprüche ist der 14.07.2017. Die Ausbaubegehren für den Speicher Inzenham West und den Speicher Kiel Rönne werden dabei nicht berücksichtigt, da zu diesen Projekten momentan keine konkreten Verhandlungen stattfinden. Bezüglich der drei Anfragen 7Fields (Haiming 2-RAGES/bn) sowohl für Einspeisung als auch Ausspeisung der RAG Energy Storage und bezüglich der Anfrage für den Speicher Empelde (Exit) der Gasspeicher Hannover GmbH führen die Anschlusspetenten weiterhin mit den jeweiligen Anschlussnetzbetreibern Gespräche mit dem Ziel, jeweils gemeinsame Realisierungsfahrpläne zu erarbeiten. Dadurch ist eine hinreichende Wahrscheinlichkeit für die Realisierung dieser Projekte gegeben, um diese für die Netzmodellierung zu berücksichtigen.

Wie in den Planungsprozessen zu den vergangenen Netzentwicklungsplänen haben die Fernleitungsnetzbetreiber in dem eingereichten Szenariorahmen vorgeschlagen, die gemäß

§ 39 GasNZV angefragte Leistung für neue Speicher und Speichererweiterungen zu 100 % mit temperaturabhängig festen Kapazitäten (TaK) zu modellieren.

**(c) BNetzA-Vorschlag zur Weiterentwicklung des Konzepts temperaturabhängig fester, frei zuordenbarer Kapazitäten (TaK) an Gasspeichern**

Das Konzept der temperaturabhängig festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (TaK) an Untergrundgasspeichern wurde im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 erstmalig vorgestellt. Mehrfach weiterentwickelt und konkretisiert, findet es seither in der Modellierung des NEP hauptsächlich für neue Speicher Anwendung. Beim Kapazitätsansatz für die Modellierung von Bestandsspeichern zeigte sich in den bisherigen Netzentwicklungsplänen ein sehr heterogenes Bild. Aus Gründen der Gleichbehandlung und vor allem im Hinblick auf eine effiziente sowie gesamtwirtschaftlich angemessene Netzplanung erscheint es der Bundesnetzagentur jedoch grundsätzlich sinnvoll, auch bestehende Speicher mit der Kapazitätsart TaK zu modellieren. Insbesondere soll dadurch vermieden werden, dass es ungenutzte feste Kapazitäten an Punkten zu Bestandsspeichern gibt, während an anderer Stelle benötigte feste Kapazitäten nur auf unterbrechbarer Basis zur Verfügung gestellt werden können. Diese Bestrebungen mündeten im Rahmen der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2016-2026 vom 11.12.2015 in die Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber, im Rahmen des NEP Gas 2016-2026 die TaK-Versorgungssicherheitsvariante (TaKSi) zu berechnen.

Wie bereits oben erwähnt, halten die Fernleitungsnetzbetreiber in der Ergebnisdiskussion der Versorgungssicherheitsvariante fest, dass das Konzept TaK grundsätzlich geeignet sei, feste Kapazitäten an Gasspeichern effizient bereitzustellen. Pauschale Modellierungsvorgaben anstatt netzspezifisch individueller, differenzierter Betrachtung führten allerdings zu unterschiedlichen Auswirkungen auf die jeweiligen Netze.

Auch infolge eigener Auswertungen hat die Bundesnetzagentur einige Ergebnisse der TaKSi-Modellierungsvariante als geeignete Grundlage verstanden, um die Fragestellung, wie Gasspeicher zukünftig Eingang in die Modellierung des Netzentwicklungsplans finden sollen, weitergehend zu betrachten. Aus diesem Grund war angedacht, die Fernleitungsnetzbetreiber zu einer separaten TaK-Modellierungsvariante zu verpflichten, um – auch im Vergleich zur Basismodellierung des NEP-Gas 2018-2028 – die Eignung und Auswirkungen der entsprechenden Vorgaben beurteilen zu können. Diesbezüglich war es der Bundesnetzagentur ein Anliegen, die geplanten Vorgaben mit den Verbänden INES, EFET und

BDEW zu diskutieren und ihnen diesbezüglich Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Das entsprechende Schreiben ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden<sup>13</sup>. Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen in Abschnitt 9.5 des Szenariorahmendokuments, „Vorschlag der BNetzA zur Weiterentwicklung des Konzepts temperaturabhängig fester, freizuordenbarer Kapazitäten (TaK) an Gasspeichern im Prozess der Netzentwicklungsplanung“ darauf Bezug.

In den bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Stellungnahmen zu den angedachten Kriterien und Vorgaben hat der Markt die Einschätzung der Bedeutung der Speicher unter Aspekten der Versorgungssicherheit geteilt. Ebenfalls herrschte Konsens darüber, dass Netzausbau volkswirtschaftlich sinnvoll sein sollte. Auch wurde eine temperaturkorrelierte Betrachtung als grundsätzlich sachgerecht für die Netzausbauplanung verstanden. Die Stellungnahmen legten jedoch auch nahe, dass die angedachten Kriterien als Planungsprämissen nicht weitreichend genug seien, um individuellen netztechnischen Charakteristika ausreichend gerecht zu werden.

Aus diesem Grund und infolge mehrerer Diskussionen mit den Fernleitungsnetzbetreibern sieht die Bundesnetzagentur zum jetzigen Zeitpunkt davon ab, die Fernleitungsnetzbetreiber zu einer solchen, separaten Modellierungsvariante zu verpflichten. Jedoch ist dies nicht als Beendigung der Diskussionen zum Thema zu verstehen. Es ist der Bundesnetzagentur vielmehr ein Anliegen, erneut zu betonen, dass ihr weiterhin an einem möglichst einheitlichen und transparenten Ansatz, wie Bestandsspeicher zukünftig kapazitiv in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Berücksichtigung finden, gelegen ist, und sie weitergehende Diskussionen diesbezüglich außerordentlich begrüßt. Die Bundesnetzagentur strebt eine Weiterentwicklung der Kriterien an. Hierbei werden Erkenntnisse der geplanten Füllstandsanalyse der Fernleitungsnetzbetreiber sowie die anstehende Marktgebietsintegration mit möglichen Auswirkungen auf die Art und Höhe des Kapazitätsansatzes zu berücksichtigen sein.

Ferner beabsichtigt die Bundesnetzagentur, hinsichtlich des Kapazitätsansatzes an Bestandsspeichern Einzelfälle zu prüfen und gegebenenfalls Kriterien vorzugeben, in welcher Höhe und mit welchem Kapazitätsansatz der entsprechende Speicher in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Berücksichtigung finden soll. Die im vorangegangenen Ab-

---

<sup>13</sup> Abrufbar unter:  
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP\\_2018/Szenariorahmen/BNetzA\\_TaK\\_Konzept.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2018/Szenariorahmen/BNetzA_TaK_Konzept.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

schnitt angeordnete Betrachtung des Speichers Inzenham West mit TaK als netzplanerischem Ansatz ist als ein solcher Einzelfall zu verstehen.

#### **(4) Verteilernetzbetreiber**

Die Herangehensweise der Fernleitungsnetzbetreiber zur Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber ist sachgerecht. Die Fernleitungsnetzbetreiber legen als Startwert die internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2018 zu Grunde. Diese werden bis einschließlich 2023 entsprechend der Entwicklung der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung verwendet und für den restlichen Zeitraum in konstanter Höhe fortgeschrieben.

Dem Hinweis der Fernleitungsnetzbetreiber, dass hiermit ein direkter Bezug zum Gasbedarfsszenario des Szenariorahmens entfalle, ist zwar zuzustimmen. Allerdings fehlt in der Darstellung der Fernleitungsnetzbetreiber der dahinter liegende Grundgedanke. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in der Vergangenheit allein für die Gruppe der Verteilernetzbetreiber einen Rückgang des Kapazitätsbedarfs annehmen wollen. In der Gesamtschau von fünf Netzentwicklungsplänen sind die (Kapazitäts-)Bedarfe der Verteilernetzbetreiber jedoch kontinuierlich angestiegen. Stellenweise sind die tatsächlichen Bedarfe gegenwärtig sogar höher als ursprünglich prognostiziert. Rein faktisch ist also allein auf Grund der tatsächlichen Kapazitätsentwicklung ein absinkender Pfad nicht begründbar. Aus Sicht der Bundesnetzagentur würde es darüber hinaus eine Diskriminierung dieser Nutzergruppe darstellen, wenn allein dieser Nutzergruppe ein sinkender Kapazitätsbedarf zugeschrieben würde.

#### **(5) Industrie**

Das geplante Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber zur Berücksichtigung der Industrie in der Netzmodellierung ist sachgerecht. Die bestehenden Kapazitätsbedarfe der Industriekunden sollen fortgeschrieben werden. Daneben sollen verbindliche Zusatzbedarfe in der Modellierung berücksichtigt werden.

Zwar sieht das von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgestellte Szenario I einen Rückgang des Gasbedarfs der Industriekunden von 2018 bis 2028 um 19 % vor. Demnach besteht hier, ebenso wie bei den Bedarfen der Verteilernetzbetreiber, kein direkter Zusammenhang zwischen der angenommenen Gasbedarfsentwicklung und den konkreten in der Modellierung berücksichtigten Kapazitätsbedarfen. Dies wird auch von den Fernleitungsnetzbetreibern auf S. 6 des Szenariorahmens bestätigt. Die Bundesnetzagentur sieht das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber dennoch als sachgerecht an. Solange es keine konkreten Anhaltspunkte dafür gibt, dass einzelne Industriekunden ihren Gasbedarf und damit ggf.

auch ihren Kapazitätsbedarf reduzieren möchten, können auch die Fernleitungsnetzbetreiber keine genaueren Annahmen dazu treffen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber machen keine konkrete Angabe dazu, welche Kapazitätsprodukte in der Modellierung für die Bedarfe der Industriekunden angesetzt werden sollen. Daher geht die Bundesnetzagentur davon aus und erachtet es für sachgerecht, dass diese ebenso wie die Höhe der Kapazitätsbedarfe auf dem aktuellen Stand, in der Regel als feste frei zuordenbare Kapazitäten, fortgeschrieben werden.

In der Datenbank zum NEP Gas sind die Kapazitätswerte der Industriekunden lediglich aggregiert je Fernleitungsnetzbetreiber aufgeführt, um die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Industriekunden zu schützen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur zu Prüfzwecken auch eine detaillierte Auflistung der Netzanschlusspunkte zu Industriekunden am Fernleitungsnetz zur Verfügung gestellt.

## **(6) LNG-Anlagen**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in Kapitel 10 des Szenariorahmens angekündigt, die zwei in Brunsbüttel und Wilhelmshaven geplanten LNG-Projekte im NEP Gas 2018-2028 zu berücksichtigen.<sup>14</sup> Dieses Vorgehen ist vom Grundsatz her nicht zu beanstanden, sofern die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Art und Weise der Berücksichtigung zwischen den beiden LNG-Terminals differenzieren: Während das LNG-Terminal Wilhelmshaven lediglich informatorisch in den Netzentwicklungsplan Eingang finden darf, sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, das LNG-Terminal Brunsbüttel im Rahmen der Modellierung in den Netzentwicklungsplan einzubeziehen.

Für das LNG-Terminal Wilhelmshaven hat der Anschlusspetent bei der Beteiligten zu 14. fristgerecht einen Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV gestellt. Die angefragte Anschlusskapazität beträgt 10.000 MWh/h. Diese Kapazität ist gemäß Tenor zu 2. allerdings nicht in der Modellierung für den NEP Gas 2018-2028 zu berücksichtigen. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

---

<sup>14</sup> Vgl. S. 56, Szenariorahmen für den NEP Gas 2018-2028.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Angesichts des Fehlens einer wirksamen Reservierung nach § 38 GasNZV für das LNG-Terminal Wilhelmshaven darf es nicht in der Modellierung für den Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden. Wie die Fernleitungsnetzbetreiber selbst vorgeschlagen haben, soll das Projekt jedoch nachrichtlich in den Netzentwicklungsplan aufgenommen werden. Es sollte ersichtlich werden, wie der aktuelle Projektstand des LNG-Terminals Wilhelmshaven ist.

Für das LNG-Terminal Brunsbüttel hat der Anschlusspetent bei der Beteiligten zu 6. fristgerecht einen Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV eingereicht. Die für den Einspeisezeitpunkt ab 01.01.2022 angefragte Anschlusskapazität beträgt 8.700 MWh/h. Die Beteiligte zu 6. informierte den Anschlusspetenten darüber, dass die angefragte Kapazität in dem betreffenden Zeitraum im Rahmen der bestehenden technischen Kapazität nicht verfügbar sei und lehnte den Antrag ab. Die Kapazitätsbereitstellung lasse sich nur mittels Netzausbau realisieren. Daraufhin stellte der Anschlusspetent einen Antrag auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV. Die für den gleichen Einspeisezeitpunkt angefragte Anschlusskapazität beläuft sich erneut auf 8.700 MWh/h.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den für das LNG-Terminal Brunsbüttel nach § 39 GasNZV gestellten Antrag in der Netzmodellierung zu berücksichtigen. Sie sind aufgefordert, neben der modellierten Kapazitätshöhe über die modellierte Kapazitätsart Auskunft zu geben und diese näher zu begründen. Die gewählte Kapazitätsart muss sowohl den betrieblichen Erfordernissen des LNG-Terminals an die Netzeinspeisung genügen als auch eine effiziente Nutzung des Fernleitungsnetzes ermöglichen. Außerdem sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, möglichst konkret diejenigen Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren und zu benennen, die sich unmittelbar dem Anschluss für das LNG-Terminal Brunsbüttel zuordnen lassen und für die entsprechende Kapazitätsbereitstellung erforderlich sind. Dies ermöglicht es der Bundesnetzagentur, die zuvor identifizierten Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan zu streichen oder nur bedingt in diesen aufzunehmen, falls die Pläne für das LNG-Terminal aufgegeben werden oder sich verzögern sollten.

## **b) Umgang mit Lastflusszusagen**

Es ist weiterhin angemessen, wie bereits in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen, für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs Lastflusszusagen nur für den kontrahierten Zeitraum in der Modellierung zu berücksichtigen. Insofern wird auf die in der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2015 getroffenen Aussagen verwiesen.<sup>15</sup> Nicht kontrahierte Lastflusszusagen dürfen somit bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs nicht unterstellt werden. Es entspricht nach wie vor dem Verständnis der Bundesnetzagentur, dass der Einsatz von Lastflusszusagen keine zuverlässige und vorausschauende Netzplanung ermöglicht.

## **5. Berücksichtigung denkbarer Störungen der Versorgung**

Der Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber, die reduzierte Verfügbarkeit von L-Gas weiterhin im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zu betrachten, ist sachgerecht. Die Betrachtung einer Variante zur Analyse von Speicherfüllständen unter Aspekten der Versorgungssicherheit bedarf noch weitergehender Erläuterungen im NEP Gas 2018-2028. Außerdem haben die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend ihres eigenen Vorschlags eine weitere Versorgungssicherheitsvariante zur Kapazitätseinschränkung auf der TENP zu modellieren.

### **a) Umgang mit der zukünftig reduzierten Verfügbarkeit von L-Gas**

Der Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit wird im Hinblick auf die reduzierte L-Gas-Verfügbarkeit von den Fernleitungsnetzbetreibern im Szenariorahmen angemessen berücksichtigt, indem die Fernleitungsnetzbetreiber die Prämissen darlegen, unter denen der L-Gas-Rückgang im NEP Gas 2018-2028 betrachtet werden soll.

Der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, zur Erfüllung des Auftrags des § 15a EnWG als denkbare Störung der Versorgungssicherheit die reduzierte Verfügbarkeit von L-Gas zu prüfen, ist im Ergebnis nicht zu beanstanden. Der Netzentwicklungsplan Gas hat einen bedarfsgerechten Netzausbau mit der Gewährleistung von Versorgungssicherheit zum Ziel. Die Einhaltung der Versorgungssicherheit – insbesondere die der schützenswerten Gasnetzanschlusskunden gemäß § 53a EnWG – wird allerdings in allen Modellierungsvarianten zur Vorgabe gemacht. Der akut vorliegende Rückgang der L-Gas-Versorgung hat eine un-

---

<sup>15</sup> Vgl. S. 71, Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2015, (Az. 8615-NEP Gas 2015 – Bestätigung Szenariorahmen vom 06.11.2014, abrufbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2015/Szenariorahmen2015/Netzentwicklungsplan\\_Gas\\_2015\\_SzenarioR\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2015/Szenariorahmen2015/Netzentwicklungsplan_Gas_2015_SzenarioR_node.html)).

mittelbare Bedeutung für die Versorgungssicherheit im Gasnetz und den damit zusammenhängenden Ausbaubedarf. In diesem Sinne versteht die Bundesnetzagentur den Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber nicht als eigenständiges „Versorgungssicherheitsszenario“, sondern vielmehr als eine zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ohnehin gebotene Aufgabe und daher als notwendigen Bestandteil der im NEP Gas 2018-2028 zu berechnenden Modellierungsvarianten. Das hat die Bundesnetzagentur auch in vergangenen Bestätigungen zum Szenariorahmen schon betont.

Im von den Fernleitungsnetzbetreibern so bezeichneten Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas 2030“ sollen in gleicher Weise wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen sowohl die L-Gas-Leistungs- als auch die L-Gas-Mengenbilanz der nächsten Jahre bis einschließlich 2030 dargestellt und analysiert werden. Da die Verfügbarkeit von L-Gas aus deutscher und niederländischer Produktion kontinuierlich zurückgeht, die Versorgung von H-Gas aus verschiedenen Quellen hingegen langfristig gesichert erscheint, hält die Bundesnetzagentur die anvisierten Berechnungen mit den im Szenariorahmen zugrundeliegenden Eingangsprämissen für angemessen. Ziel soll sein, im NEP Gas 2028-2028 konkrete Projekte zur Sicherstellung der Versorgung im Zeitraum bis 2028 zu identifizieren. Insbesondere sollen konkrete Projekte für eine Umstellung der Netze von L- auf H-Gas identifiziert sowie aus den vergangenen Netzentwicklungsplänen fortgeschrieben und gegebenenfalls aktualisiert werden.

In diesem Zusammenhang unterstreicht die Bundesnetzagentur auch den Hinweis der Fernleitungsnetzbetreiber, dass in der langfristigen Netzentwicklungsplanung kurzfristig eintretende Entwicklungen zu den Förderungen in den Niederlanden wie auch in Deutschland nur bedingt Platz greifen können. Sofern kurzfristige Optionen in Reaktion hierauf bestehen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber diese zu prüfen. Mit Blick auf die Netzentwicklungsplanung denkbar erscheint u.a. das Vorziehen der Anpassung von großen Anschlusskunden, sofern dies mit vertretbarem Aufwand möglich, d.h. netztechnisch umsetzbar und volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Eine vorzeitige Umstellung von nachgelagerten Netzgebieten ist – dort wo hinreichend zeitlicher Vorlauf besteht – eine weitere Option, die dann auch Anpassungen der indikativen Umstellungszeitpunkte im Netzentwicklungsplan bzw. Umsetzungsbericht zur Folge haben kann.

## **b) Speichervariante**

Tenorziffer 4 enthält Vorgaben zu der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Modellierung der Speichervariante.



Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen neben der Basisvariante (BV) eine zweite Modellierungsvariante in Form der Speichervariante (SV) vor, deren Fokus auf der Leistungsbereitstellung durch Untergrundgasspeicher in einer Spitzenlastsituation, bspw. am Ende einer Kälteperiode, liegen soll. Besagte Speichervariante wird daher von den Fernleitungsnetzbetreibern als Modellierungsvariante unter Versorgungssicherheitsaspekten zusätzlich zur Basisvariante in den Szenariorahmen eingebracht.

Ausgehend von dem Ausbauvorschlag als Ergebnis der Basisvariante beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber in dieser Modellierungsvariante die erforderliche Ausspeicherleistung bzw. den Füllstand von Speichern zu ermitteln, der in einer exemplarisch ausgewählten Lastsituation zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt wird. Diese Betrachtung umfasst die Untersuchung der Leistungsbereitstellung in einer Spitzenlastsituation als Funktion der Netzentwicklung für die Jahre 2018-2023 sowie für das Zieljahr 2028 und soll nicht speicherindividuell, sondern regionalisiert für sogenannte Speicherwirkungsbereiche durchgeführt werden. Unter Speicherwirkungsbereichen sind Netzgebiete zu verstehen, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit Leistung aus Speichern benötigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, solche Speicherwirkungsbereiche zu ermitteln und die erforderliche Einspeiseleistung ins Netz, die aus den aggregiert betrachteten Speichern der jeweiligen Wirkungsbereiche benötigt wird, zu berechnen. Bei dieser Untersuchung werden die Grenzübergangspunkte in gleicher Höhe wie in der Leistungsbilanz, die Grundlage der Basisvariante ist, beschäftigt. Die notwendige Ausspeicherleistung, die durch die Speicher bereitgestellt werden muss, soll aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber im Wesentlichen durch Lastflusszusagen abgesichert werden. Dies diene jedoch nicht der Angebotsmaximierung frei zuordenbarer Kapazitäten gemäß § 9 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 GasNZV, sondern einzig der Sicherstellung der Leistungsbereitstellung aus Speichern. Zur Bereitstellung der benötigten Leistungen sei ein Mindestfüllstand der Speicher erforderlich.

Ergebnis dieser Modellierungsvariante soll folglich die Höhe der erforderlichen Lastflusszusagen in den einzelnen Wirkungsbereichen für die Jahre 2018 bis 2023 sowie 2028 sein. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber stelle diese Modellierungsvariante einen wichtigen Schritt in Richtung eines volkswirtschaftlich sinnvollen Einsatzes marktbasierter Instrumente dar. Ferner ließen sich so überhöhte Kosten vermeiden, die sonst in Gestalt von Ausschreibungsergebnissen die Endverbraucher belasteten.

Die Bundesnetzagentur gibt den Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenor zu 4a. auf, die nachfolgenden Informationen zu dieser Modellierungsvariante im NEP Gas 2018-2028 aufzuführen.

Bei der Darstellung der Ergebnisse dieser Modellierungsvariante sollen die Fernleitungsnetzbetreiber die betrachtete Spitzenlastsituation detailliert erläutern. Dies umfasst Angaben zur Art und Dauer der betrachteten Lastsituation sowie eine genaue Darlegung der Methodik, mit der die Wirkungsbereiche ermittelt wurden. Es erscheint der Bundesnetzagentur angebracht, dass diesbezüglich eine einheitliche Vorgehensweise angewendet wird. Da der Leistungsbedarf innerhalb eines Wirkungsbereichs temperaturabhängig ist, gilt es zu überprüfen, ob die Betrachtung maximaler Tagesbedarfe entsprechend tagesscharfer Minimaltemperaturen oder alternativ von Bedarfen, ermittelt auf Grundlage einer jeweiligen Tagesmitteltemperatur, sinnvoller erscheint. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ihren gewählten Ansatz zu begründen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind im Rahmen dieser Modellierungsvariante verpflichtet, den von den Speichern zu gewährleistenden Leistungsbedarf in jedem Wirkungsbereich zu ermitteln, der notwendig ist, um für die betrachtete Lastsituation eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu erreichen. Ferner soll die etwaige Differenz zu der Leistung, die dem Ansatz eines 35%igen Speicherfüllstands wie in der Basisvariante des Netzentwicklungsplans für die H-Gas-Speicher angesetzt, entspricht, aufgezeigt werden.

Originär ist von den Fernleitungsnetzbetreibern beabsichtigt, Einspeisungen aus Grenzübergangspunkten wie in der Basisvariante berücksichtigt anzusetzen. Die Bundesnetzagentur erachtet es als sachgerecht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber dennoch gemäß Tenor zu 4b. für jeden der ermittelten Speicherwirkungsbereiche prüfen, ob mehr Leistung über die Grenzübergangspunkte und aus den zugehörigen Quellen, sowie aus gegebenenfalls im jeweiligen Wirkungsbereich liegenden Marktgebietsübergangspunkten zur Deckung des ermittelten Leistungsbedarfs dargestellt werden könnte. In den Fällen, wo dies möglich erscheint, soll in der Ergebnisdiskussion entsprechend darauf eingegangen werden. Daran anschließend gilt es in einem weiteren Schritt zu untersuchen, über welches Instrument der zusätzliche Leistungsbedarf abgesichert werden könnte, der nicht aus einer veränderten Beschäftigung der Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte gemäß dem Ansatz der Basisvariante ausgeglichen werden kann.

In der Anhörung zum Tenor äußerten die Fernleitungsnetzbetreiber, dass vorrangig eine eventuelle Reduzierung von Grenzübergangspunkt-Exit-Leistungen in den jeweiligen Wirkungsbereichen zu prüfen sei. Diese sei insbesondere aus Effizienzgründen vor einem alternativen Ausbau als Folge einer jeweils erhöhten Grenzübergangspunkt-Einspeiseleistung zu betrachten, da die lokale Leistung der Speicher im jeweiligen Wirkungsbereich bereits vorhanden sei. Eine Nutzung der Speicher als bereits existierender Bestandteil der Infrastruktur führe daher zu einer volkswirtschaftlich sinnvollen Lösung.

Die Bundesnetzagentur begrüßt es, dass die Fernleitungsnetzbetreiber auch das Potential, das eine mögliche Reduktion von Grenzübergangspunkt-Exit-Leistungen birgt, in die Ergebnisdiskussion dieser Modellierungsvariante miteinbeziehen möchten. Sie erachtet es nichtsdestotrotz als angebracht, dass die Untersuchungen im Rahmen dieser Modellierungsvariante auch eine mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen aus den Grenzübergangspunkten verglichen mit den originären Werten der technisch verfügbaren Kapazitäten wie in der Basisvariante umfassen. Damit gegebenenfalls verbundene, unter diesen Parametern erforderliche Ausbaumaßnahmen zu ermitteln, erscheint in diesem Zusammenhang folgerichtig und soll einer Quantifizierung etwaiger Kosten des Netzausbaus dienen.

Es ist der Bundesnetzagentur ein Anliegen, erneut zu betonen, dass unsachgemäßer, nicht-bedarfsgerechter Netzausbau nicht forciert werden soll. Es geht lediglich um die Ermittlung etwaiger Maßnahmen. Dies ermöglicht es, die zur Verfügung stehenden Optionen – Netzausbau oder der Einsatz marktbasierter Instrumente wie beispielsweise Lastflusszusagen – miteinander zu vergleichen. Es erscheint nicht sachgerecht, wenn im Falle eines Leistungsfehls innerhalb eines Wirkungsbereichs nur auf die Leistungsbereitstellung aus Speichern abgestellt wird. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auch Lösungsmöglichkeiten in Form von Netzausbauvorschlägen aufzuzeigen.

Weiterhin soll die Frage beantwortet werden, ob die zu ermittelnden Speicherwirkungsbereiche mit dem Grundsatz des Entry-Exit-Systems konform sind oder ob sich aufgrund des Wirkungsbereichszuschnitts regionale Netzengpässe in der betrachteten Lastsituation ergeben. Sollten die ermittelten Wirkungsbereiche dahingehend nicht engpassfrei sein, sollte dies ebenfalls Teil der Ergebnisdiskussion sein. Ferner sind in diesem Fall von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechende Lösungsmöglichkeiten, insbesondere in Gestalt denkbarer, engpassauflösender Ausbaumaßnahmen, auszuweisen.

Der Bundesnetzagentur ist es wichtig zu betonen, dass die vorliegende Entscheidung über den Szenariorahmen nur die Angemessenheit der Annahmen und den Modellierungsansatz für den NEP Gas 2018-2028 betrifft. Über den vorzulegenden Entwurf des Netzentwicklungsplans kann verfahrensmäßig im Rahmen des sog. Änderungsverlangens im Wesentlichen nur über Maßnahmen eines Ausbauvorschlages, wie er Ergebnis der Basisvariante sein soll, entschieden werden. Eine Bestätigung der Ergebnisse, insbesondere möglicherweise ermittelter Lastflusszusagen, welche die Fernleitungsnetzbetreiber in der vorgeschlagenen Speichervariante betrachten wollen, ist mit dieser Entscheidung nicht verbunden. Sie würde auch keine für diesen Fall notwendige Ermächtigungsgrundlage darstellen können.

Die Forderung der Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 3 des Szenariorahmens (S. 9), dass sicherzustellen sei, „dass die Beschaffung dieser durch die [Lastflusszusagen] durch die Fernleitungsnetzbetreiber als effizient anerkannt wird und keinen negativen Einfluss auf den Effizienzvergleich hat“, geht fehl. Im Verfahren der Netzentwicklungsplanung werden keine Aussagen oder Genehmigungen hinsichtlich der Anerkennung von Kosten eventuell auszuschreibender Lastflusszusagen oder anderer marktbasierter Instrumente sowie über deren Effizienz getroffen. Die Ergebnisse dieser Betrachtung können, wenn überhaupt, lediglich als eine Grundlage für an anderer Stelle und mit anderer Zwecksetzung als der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas zu führende Diskussionen sein.

Festzuhalten ist ferner, dass mit der Betrachtung und somit der Auswahl des angedachten Versorgungssicherheitsszenarios keine Bewertung einhergeht, dass das Auftreten der ausgewählten Lastsituation wahrscheinlicher ist als das Auftreten anderer möglicher, unter Versorgungssicherheitsaspekten extremer Lastsituationen.

Unter Transparenzgesichtspunkten und damit insbesondere konform mit den Erläuterungen in Kapitel II.B.6.b) dieser Entscheidung sollen die Fernleitungsnetzbetreiber die Parameter, die in diese Modellierungsvariante Eingang gefunden haben, darlegen. Diese Vorgabe umfasst auch Angaben zum Leistungsbedarf pro Wirkungsbereich als Funktion der Temperatur, sowie die Nennung der betrachteten Temperaturen für die Dauer der betrachteten Spitzenlastsituation.

### **c)        Zusätzliche Modellierung – Transporteinschränkung auf der TENP**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenor zu 8. auf ihren Vorschlag vom 06.11.2017 hin verpflichtet, zusätzlich zu den in den Szenariorahmen eingebrachten Modellierungsvarianten eine Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem zu modellieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Anhörung zur beabsichtigten Entscheidung über den Szenariorahmen vorgetragen, eine weitere Modellierung eines Versorgungssicherheitsszenarios durchführen zu wollen. Anlass sind sicherheitstechnische Untersuchungen auf einem Leitungsabschnitt der TENP I, die in einer Außerbetriebsetzung in diesem Abschnitt mündeten. Das TENP-Transportsystem steht somit zunächst bis zum 31.03.2019 nur noch eingeschränkt zur Verfügung. Die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber (Beteiligte zu 2. und Beteiligte zu 14.) haben daraufhin kapazitätseinschränkende Maßnahmen veröffentlicht. Vor dem Hintergrund des theoretisch möglichen Falls, dass die ge-

genwärtigen, kapazitativen Einschränkungen über den 01.04.2019 hinaus fortzuschreiben sind, sollen die Auswirkungen dessen Gegenstand einer zusätzlichen Modellierungsvariante sein. Der Schwerpunkt dieses Versorgungssicherheitsszenarios soll auf der Ermittlung der erforderlichen Maßnahmen zur Sicherung der benötigten festen Kapazitäten für die Versorgung Baden-Württembergs liegen. Die Überspeisung aus der TENP in das Netzgebiet der Beteiligten zu 15. ist, wie von ihr während der Anhörung vorgetragen, wesentlich für die Kapazitätsversorgung in Baden-Württemberg und somit essentieller Beitrag zur Versorgungssicherheit im süddeutschen Raum. Auf Grund der historisch gewachsenen Infrastruktur ist ihr Netz deutlich auf eine Aufspeisung über die Netzkopplungspunkte zur TENP ausgelegt. Wie von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagen, haben sie die notwendigen Kapazitäten an den entsprechenden Netzkopplungspunkten, die in diese Modellierungsvariante eingehen sollen, verbindlich abzustimmen.

Neben dem Fokus auf die Versorgung Baden-Württembergs wollen die Fernleitungsnetzbetreiber die relevanten Transportkapazitäten der Grenzübergangspunkte in Abstimmung mit den Netzbetreibern in der Schweiz und Italien ermitteln. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind angehalten, die Inputparameter und Randbedingungen, die in diese Modellierungsvariante einfließen, vergleichbar zu denen der beiden anderen Modellierungsvarianten darzulegen, auch konform mit den in Kapitel II.B.6.b) enthaltenen Erläuterungen und Anforderungen dieser Entscheidung.

Die Bundesnetzagentur erachtet es in Anbetracht der gesetzlichen Anforderung in § 15a Abs. 1 S. 6 EnWG für erforderlich, dass der Markt in diesen Prozess eingebunden wird. So haben die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst im Konsultationsdokument des NEP Gas 2018-2028 die für die Berechnung dieses Szenarios notwendigen Parameter, insbesondere die Kapazitätswerte an den Grenzübergangspunkten, zu konsultieren. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass bisher keine Konsultation hierzu stattgefunden hat. Regulär werden sämtliche den NEP Gas betreffende Eingangsgrößen und Annahmen im Szenariorahmen für den NEP Gas dargestellt und veröffentlicht. Diese Informationen konnten jedoch aufgrund der Aktualität der Entwicklungen noch nicht im Szenariorahmen veröffentlicht werden. Der Markt soll aber rechtzeitig vor Beginn der Berechnungen der Fernleitungsnetzbetreiber Gelegenheit haben, sich zu den relevanten Annahmen zu äußern. Diese Informationen sollen durch eine Veröffentlichung im Konsultationsdokument des NEP Gas 2018-2028 dem Markt zugänglich gemacht werden. Dabei soll Gelegenheit bestehen, die Fernleitungsnetzbetreiber auf bisher nicht berücksichtigte Tatsachen hinweisen zu können.

Die Bundesnetzagentur folgt darüber hinaus dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, diese Berechnungen erst nach Vorlage des Entwurfs des NEP Gas 2018-2028 nach dem

01.04.2018 zu beginnen. In Anbetracht der Anforderung in § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG erachtet die Bundesnetzagentur es darüber hinaus als notwendig, dass das Berechnungsergebnis vor der Übergabe an die Bundesnetzagentur mit dem Markt konsultiert wird. Eine ähnlich lautende Anregung hat auch die Beteiligte zu 15. im Rahmen der Anhörung vorgetragen, indem sie eine separate Konsultation fordert. Die Bundesnetzagentur erachtet den 01.08.2018 als Frist zur Vorlage des vorab konsultierten Ergebnisses als möglich. Diese Frist soll sicherstellen, dass die Ergebnisse der Modellierungsvariante erforderlichenfalls noch in einem Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur zum NEP Gas 2018-2028 gewürdigt werden könnten. Die Bundesnetzagentur empfiehlt den Fernleitungsnetzbetreibern bereits mit der o.a. Konsultation der Modellierungsparameter den weiteren zeitlichen Verfahrensverlauf zu skizzieren, damit der Markt sich auf eine gegebenenfalls kürzere Frist zur Stellungnahme zu den Modellierungsergebnissen einstellen kann.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben mit Vorlage des Modellierungsergebnisses auch die zugrundeliegenden Leistungsbilanzen vorzulegen.

Sie haben der Bundesnetzagentur außerdem punktscharfe Angaben zu den im Leistungsbilanzfall unterstellten Leistungen an den Marktgebietsaustausch-, Grenzübergangs-, Marktgebietsübergangs-, Untergrundspeicher-Anschluss-, Kraftwerksanschluss-, Industrieanschluss-, LNG-Anschluss-, Produktionseinspeise-, Biogaseinspeise-, Wasserstoffeinspeise- sowie Verteilernetzbetreiber-Netzkoppelpunkten zu übermitteln (vgl. Tenor zu 7.).

Ob und inwieweit die in dieser Modellierungsvariante ermittelten Maßnahmen dann auch in den verbindlichen Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 Eingang finden, braucht zum jetzigen Zeitpunkt nicht entschieden zu werden.

#### **d) Umgang mit historischen Unterbrechungen**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenor zu 5. verpflichtet, die historischen Unterbrechungen zu ermitteln, zu veröffentlichen und zu analysieren. Bei der Ermittlung und Veröffentlichung der Daten gelten mit Wirkung ab dem 01.10.2017 die zwischen der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern auf Basis des Unterbrechungskonzepts getroffenen Vereinbarungen. Für den Zeitraum vom 01.10.2014 bis zum 30.09.2017 ist der Algorithmus aus der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2014 maßgeblich. Bei der Analyse der Unterbrechungsdaten können sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf die drei Punkte mit den höchsten historischen Unterbrechungen beschränken.

Seit der Netzentwicklungsplanung 2013 analysieren die Fernleitungsnetzbetreiber die historischen Unterbrechungen. Die Analyse erfolgte bislang jeweils sowohl im Szenariorahmen als auch im Netzentwicklungsplan und umfasste eine punktspezifische Auflistung von Un-

terbrechungen sowohl unterbrechbarer als auch fester Kapazitäten. Der Betrachtungszeitraum begann bei den ab dem 01.10.2010 aufgetretenen Unterbrechungen und reicht aktuell bis zum 30.09.2015. In den Netzentwicklungsplänen wurden die Unterbrechungen pro Gaswirtschaftsjahr angegeben. Bei den Szenariorahmen wurden neben den Daten für das zuletzt zurückliegende Gaswirtschaftsjahr auch die Daten für den Zeitraum bis Ende Mai eines jeweiligen Jahres berücksichtigt. Für Unterbrechungen vom 01.10.2013 bis zum 30.09.2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein modifiziertes, mit der Bundesnetzagentur abgestimmtes Auswertungsverfahren angewendet. Hauptmerkmal der modifizierten Auswertung ist, dass auch Aufforderungen zur Renominierung als tatsächliche Unterbrechung der zu transportierenden Gasmenge betrachtet werden. Somit beziehen sich die angegebenen Unterbrechungen auf den Wert der letzten gültigen Nominierung des Transportkunden vor der ersten durch den Fernleitungsnetzbetreiber ausgesprochenen Mitteilung einer reduzierten Verfügbarkeit einer beliebigen Stunde des Gastages.

Im aktuellen Szenariorahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber erstmalig auf die bislang übliche Analyse der Unterbrechungen verzichtet. Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens verwiesen sie auf ihre bereits mehrfach in den Dokumenten der Netzentwicklungsplanung geäußerte Einschätzung, dass sich aus den historischen Unterbrechungen allenfalls Indikationen zu weitergehenden Untersuchungen der zukünftigen Entwicklung an den betreffenden Grenzübergangspunkten ergeben könnten. Isoliert betrachtet stellten historische Unterbrechungen keine Basis für eine Ausbauentcheidung dar. Auch in ihrer Stellungnahme, die die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Anhörung zum geplanten Tenor dieser Entscheidung abgaben, wiesen sie nochmals auf diese Bewertung hin.

In der Konsultation des Szenariorahmendokumentes stellte sich jedoch heraus, dass die Mehrheit der Stellungnehmer für eine Beibehaltung der Unterbrechungsanalyse ist. Von den sieben zum Themenkomplex abgegebenen Stellungnahmen hat lediglich ein Stellungnehmer dargelegt, dass der Wegfall der Unterbrechungsanalyse unkritisch sei. Die restlichen Stellungnehmer haben sich dafür ausgesprochen, dass weiterhin sowohl eine Auflistung als auch eine Analyse der jeweiligen Unterbrechungen erfolgen soll. Stellenweise wird dies auf Punkte mit hohem Unterbrechungsrisiko begrenzt oder aber gezielt für Punkte zu Gasspeichern gefordert. Im Sinne einer verständlicheren Darstellung wird auch vorgeschlagen, Unterbrechungscluster zu bilden. Die Datenbank sei um die entsprechenden Angaben aus 2016 zu ergänzen, denn sie ende mit der Analyse aus 2015.

Insgesamt hat die Konsultation gezeigt, dass Unterbrechungen als wichtiger Indikator bezüglich realer Engpässe angesehen werden. Würde eine Analyse entfallen, seien Trends und Entwicklungen nicht mehr sichtbar. Der Markt beansprucht Informationen darüber, ob

sich durch den fortschreitenden Netzausbau Verbesserungen zeigen oder aber wo gegebenenfalls Verschlechterungen auftreten.

Die Bundesnetzagentur teilt die mehrheitlich geäußerte Auffassung der Stellungnehmer. Aus den oben genannten Gründen ist insbesondere die Ermittlung und Veröffentlichung von Unterbrechungsdaten unverzichtbar. Dies muss auch im Rahmen der Netzentwicklungsplanung erfolgen. Denn zum Bestandteil der Netzentwicklungsplanung gehört die Betrachtung, ob die Gasversorgung über die vorhandene Transportnetzinfrastruktur gut funktioniert. Ohne das Wissen darüber, ob, wo und in welchem Ausmaße Engpässe im bestehenden Netz existieren, lässt sich keine sinnvolle Netzentwicklungsplanung durchführen. Außerdem ist wichtig, dass es bei der Betrachtung um Unterbrechungen an allen Netzkoppungspunkten geht. Neben Grenzübergangspunkten betrifft dies vor allem Anschlusspunkte zu Speichern. Gerade für die Frage, ob rein unterbrechbar angeschlossene Speicher eine feste Kapazität zugewiesen bekommen sollten, sind Informationen über die Unterbrechungsdauer und -häufigkeit essentiell. Generell muss ersichtlich sein, ob und inwieweit Transportwünsche der Kunden in der Vergangenheit tatsächlich realisiert werden konnten oder ob und in welchem Umfang Unterbrechungen stattgefunden haben.

Unabhängig von den vorstehenden Argumenten zum Erfordernis der Unterbrechungsanalyse im Rahmen der Netzentwicklungsplanung ist die Durchführung einer entsprechenden Untersuchung bereits normativ im § 17 GasNZV vorgeschrieben. In dieser Vorschrift heißt es, dass die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet sind, marktgebietsweit im Verfahren der Netzentwicklungsplanung den langfristigen Kapazitätsbedarf in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu ermitteln. Dabei haben sie insbesondere Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz zu berücksichtigen.

Während die Fernleitungsnetzbetreiber weder im Konsultationsdokument noch im Entwurf des Szenariorahmens ein Kapitel zur Analyse der historischen Unterbrechung verfasst haben, kündigen sie an, in den NEP Gas 2018-2028 ein vereinfachtes Kapitel aufzunehmen. Sie haben angegeben, den Umfang der Analyse auf die drei Punkte mit den höchsten Unterbrechungen begrenzen zu wollen.

Die Bundesnetzagentur hat bereits in der Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2016-2026 darauf hingewiesen, dass für das Kapitel zu den historischen Unterbrechungen die Entwicklung neuer Vorgaben beabsichtigt sei. Dabei nahm sie Bezug auf die sich aus



der Fernleitungsnetzverordnung (EG) Nr. 715/2009<sup>16</sup> und der REMIT-Verordnung (EU) Nr. 1227/2011<sup>17</sup> ergebenden Anforderungen an die Ermittlung und Veröffentlichung von Unterbrechungen.<sup>18</sup> Diese beiden Verordnungen liegen auch dem sogenannten Unterbrechungskonzept<sup>19</sup> der Fernleitungsnetzbetreiber zu Grunde, das sie in ihrer Arbeitsgruppe Transparenz entwickelt haben. In diesem Konzept ist in Kapitel 7 unter Nummer 5 festgelegt, dass an D+1 zwischen 06:00 Uhr und 07:00 Uhr die historisierten Werte für alle Stunden des Gastages und für den Gastag als Summe aller Stundenwerte veröffentlicht werden und in der Veröffentlichung an die Stelle der Live-Werte treten. Für die weiteren Details wird auf Kapitel 7 des Unterbrechungskonzepts verwiesen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in ihrem 2. quartalsmäßigen Fortschrittsbericht 2017 zu den Änderungen an der ENTSOG Transparency Platform mitgeteilt, dass sie in Bezug auf die Berechnung und Veröffentlichung von historisierten Werten noch an der Umsetzung des Unterbrechungskonzeptes arbeiten. Als maximale Umsetzungsfrist hatte die Bundesnetzagentur den 01.10.2017 vorgegeben. In ihrem 3. quartalsmäßigen Fortschrittsbericht 2017 äußern sich die Fernleitungsnetzbetreiber dahingehend, dass die vollständige Umsetzung des Unterbrechungskonzeptes voraussichtlich im 4. Quartal 2017 abgeschlossen werden könne.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die auf Basis des Unterbrechungskonzeptes getroffenen Vereinbarungen schnellstmöglich und vollständig umsetzen. Bei der für den NEP Gas 2018-2028 erforderlichen Ermittlung und Veröffentlichung der Unterbrechungsdaten müssen sich die Fernleitungsnetzbetreiber nach den vereinbarten Vorgaben richten. Wichtig ist, dass insgesamt eine kontinuierliche Datenreihe vorliegt. Die aktuelle NEP-Datenbank endet mit Unterbrechungsdaten aus dem Monat September 2015. Sie muss ohne Lücken fortgeschrieben werden. Dabei hat die Fortschreibung bis zur Umsetzung des Unterbrechungskonzeptes nach der bisherigen Verfahrensweise zu erfolgen. Für den Zeitraum vom 01.10.2014 bis zum 30.09.2017 findet die Auswertung also auf Basis des Algorithmus aus der Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2014 statt. Die Fernleitungsnetzbetreiber selbst hatten hierzu einen klarstellenden Hinweis in

---

<sup>16</sup> Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

<sup>17</sup> Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts.

<sup>18</sup> Vgl. S. 76, Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2016, (Az. 8615-NEP Gas 2016 – Bestätigung Szenariorahmen vom 11.12.2015).

<sup>19</sup> Konzept zur Veröffentlichung von tatsächlichen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazität und ungeplanter Unterbrechungen fester Kapazität im Fernleitungsnetz, Stand: 07.12.2015, vorlegende Arbeitsgruppe: AG Transparenz im FNB Gas.

ihrer Anhörung zum Tenor dieser Entscheidung gegeben. Spätestens sobald das Unterbrechungskonzept umgesetzt ist, finden dessen Vorgaben Anwendung. Hierbei steht es den Fernleitungsnetzbetreibern frei, ob sie die auf der ENTSOG Transparency Platform veröffentlichten Werte in die NEP-Datenbank integrieren oder ob sie auf die Plattform verweisen.

Während die Ermittlung und Veröffentlichung der Unterbrechungswerte vollständig und über alle Netzkopplungspunkte erfolgen muss, können sich die Fernleitungsnetzbetreiber bei der weiteren Analyse jedenfalls im NEP Gas 2018-2028 auf die drei Punkte mit den höchsten historischen Unterbrechungen beschränken. Hier haben sie sich detailliert und ausführlich damit auseinanderzusetzen, worin die Gründe für die aufgetretenen Unterbrechungen bestehen und wie mögliche, zukünftige Unterbrechungen am betreffenden oder angrenzenden Netzkopplungspunkt minimiert oder beseitigt werden können. Ihre Untersuchungsergebnisse haben die Fernleitungsnetzbetreiber nachvollziehbar darzustellen.

## **6. Verbesserung der Transparenz**

Bei der Erstellung der Projektsteckbriefe als Anlage zum NEP Gas 2018-2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die im Folgenden dargelegten Aspekte umzusetzen. Weiterhin haben sie der Bundesnetzagentur die jeweiligen Leistungsangaben zu der im NEP Gas 2018-2028 betrachteten Spitzenlastsituation zu übermitteln.

### **a) Anpassungen von tabellarischen und kartografischen Darstellungen im Dokument zum NEP in den Projektsteckbriefen**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenor zu 6. verpflichtet, die Projektsteckbriefe gemäß den folgenden Maßgaben anzupassen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben seit dem NEP Gas 2014 zusätzlich zum eigentlichen NEP-Dokument sogenannte Projektsteckbriefe zu den Ausbaumaßnahmen veröffentlicht. Die Erläuterungen zu den Projekten und die kartografischen Übersichten tragen bereits deutlich zur Transparenzerhöhung bei. Für eine zukünftig noch bessere Transparenz und höhere Verständlichkeit sind bei der Erstellung des NEP Gas 2018-2028 die folgenden Anforderungen zu berücksichtigen. Sie gelten für die Erstellung aller Projektsteckbriefe.

#### **(1) Gegenstand und Umfang der Projektsteckbriefe**

Die Bundesnetzagentur hat bei der Durchsicht und Prüfung vergangener Projektsteckbriefe, insbesondere des NEP Gas 2016-2026, festgestellt, dass der Umfang, welche Bestandteile geplanter Ausbaumaßnahmen Gegenstand der einzelnen Steckbriefe sind, nicht einheitlich ist. Es besteht vielmehr eine uneinheitliche Vorgehensweise, da einzelne Fernleitungsnetz-

betreiber geplante Neubauvorhaben aufteilen, indem sie diese in Teilprojekte unterteilen und durch einen die Projekt-ID ergänzenden, alphabetischen Zusatz gliedern. Jedes dieser Teilprojekte wird mit einem eigenen Projektsteckbrief in der Anlage zum NEP Gas aufgeführt.

Andere Fernleitungsnetzbetreiber fassen hingegen eine mehrere Teilprojekte umfassende Maßnahme, beispielsweise bestehend aus einer neuen Gasdruckregel- und -messanlage, der Erweiterung einer solchen Anlage sowie der Neuerrichtung einer Verbindungsleitung zwischen diesen beiden Anlagen in einem Projektsteckbrief zusammen. Insbesondere bei den Tabellen, die Teil der Projektsteckbriefe sind und einen kurzen, aber dennoch wichtigen Überblick über technische Parameter sowie die geplante Inbetriebnahme des jeweiligen Maßnahmenvorschlages ermöglichen sollen, ist diese Praxis irreführend, da bei einer zusammengefassten tabellarischen Darstellung nicht unmittelbar ersichtlich ist, um welche Art der Maßnahme es sich handelt. Ferner entfällt in diesem Fall zumeist die Möglichkeit zu erkennen, welche technischen Parameter für einzelne Maßnahmenbestandteile gleicher Art geplant sind.

Aus diesem Grund sind die Projektsteckbriefe des NEP Gas 2018-2028 derart zu erstellen, dass bei Maßnahmen, die aus mehreren Teilprojekten an räumlich getrennten Standorten bestehen, eine Aufteilung erfolgt. Dies gilt auch für den Fall, dass eine Maßnahme beispielsweise aufgrund verschiedener, zeitlich versetzt zu realisierender Ausbaustufen, verschiedene Teil-Inbetriebnahmedaten aufweist. In diesen Fällen soll ebenfalls eine Aufteilung in Teilprojekte gemäß den anvisierten Inbetriebnahmen erfolgen, sofern die Inbetriebnahmedaten in unterschiedlichen Jahren liegen.

Jedes dieser Teilprojekte soll einen die Projekt-ID ergänzenden, alphabetischen Zusatz und folglich einen eigenen Projektsteckbrief erhalten. Die Angaben in der den Steckbrief ergänzenden Tabelle sollen wie bisher Angaben zum Bundesland, zur Gasqualität, zur planerischen Inbetriebnahme, sowie zu den technischen Parametern des vorgeschlagenen Teilprojektes enthalten. Daneben sollen die Steckbriefe sowohl zu den einzelnen Teilprojekten als auch zur gesamten Maßnahme beschreibende und begründende Erläuterungen beinhalten.

In ihrer Stellungnahme äußerten die Fernleitungsnetzbetreiber dahingehend Kritik an diesen Vorgaben, dass der damit verbundene, hohe Aufwand für Maßnahmen, die kurz vor der Inbetriebnahme ständen, d.h. wo eine Fertigstellung bis 2018 erfolge, oder für die bereits eine IMA-Genehmigung nach § 23 ARegV vorläge, nicht angemessen sei. Nach Prüfung der Bundesnetzagentur sind die geforderten Anpassungen derart, dass eine Aufteilung gemäß den ausgeführten Kriterien zu erfolgen habe, jedoch nur bei wenigen Projektsteck-

briefen notwendig. Der genannte Einwand eines hohen Aufwands erscheint somit nicht gerechtfertigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher die Vorgaben für alle Maßnahmensteckbriefe anzuwenden und nicht nur, wie in ihrer Stellungnahme vorgeschlagen, für die neuen Maßnahmen des NEP Gas 2018-2028.

Weiterhin sind für die Titel aller Projektsteckbriefe der Maßnahmenvorschläge als Anlage zum NEP Gas 2018-2028 Bezeichnungen zu wählen, die einen unmittelbaren Rückschluss auf die Kategorie der Maßnahme erlauben. Bezugnehmend auf die Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber während der Anhörung möchte die Bundesnetzagentur diesbezüglich konkretisieren, dass die Bezeichnung der Maßnahme keinen Zweifel daran lassen soll, welcher Gestalt der Projektvorschlag ist. Im von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählten Beispiel („ZEELINK“) bedeutet dies, dass der Titel gemäß den Vorgaben mindestens auf „Leitung ZEELINK“ abgeändert werden sollte. Eine noch präzisere Bezeichnung könnte „ZEELINK 1: Leitung Aachen-Lichtenbusch nach St. Hubert“ mit inkludierten Ortsbezeichnungen von Anfangs- und Endpunkt des Projekts lauten. Nicht alle Steckbriefe der bisherigen Netzentwicklungspläne enthalten Titel, die einen unmittelbaren Rückschluss erlauben, ob es sich um ein Leitungsbauvorhaben oder einen Neubau bzw. eine Erweiterung von Verdichterstationen bzw. GDRM-Anlagen handelt, oder ob die Maßnahme der Marktraumumstellung zuzuschreiben ist, weshalb die Bezeichnungen einiger der bereits in vorherige Netzentwicklungspläne eingebrachten Projektvorschläge anzupassen sind. Nach Prüfung der Bundesnetzagentur ist dies nur für wenige der bereits in Planung oder Errichtung fortgeschrittenen Maßnahmen durchzuführen, weshalb hier kein hoher Arbeitsumfang für die Fernleitungsnetzbetreiber zu erwarten ist. Ebenso sind diese Vorgaben bei der Erstellung der Maßnahmensteckbriefe für die neuen Maßnahmen des NEP Gas 2018-2028 zu berücksichtigen. Folglich sollen die dargelegten Vorgaben darin resultieren, dass alle Projektsteckbriefe des kommenden Netzentwicklungsplans in ihren Titeln direkt erkennen lassen, ob es sich um Leitungen, Verdichterstationen oder GDRM-Anlagen handelt oder ob die Projekte der Marktraumumstellung dienlich sein sollen. Nicht erforderlich ist eine Unterscheidung nach Neubau oder Erweiterung.

## **(2) Kartografische Darstellungen innerhalb der Projektsteckbriefe**

Die Bundesnetzagentur begrüßt ausdrücklich, dass die Maßnahmenvorschläge seit dem NEP Gas 2014 Projektsteckbriefe mit kartografischen Übersichten umfassen. Jedoch sind die für die Kartendarstellung verwendeten Maßstäbe, die enthaltenen Informationen, sowie die generelle Übersichtlichkeit sehr heterogen. Insbesondere die in Vergangenheit aufgetretene Abbildung von Netzinfrastrukturen nachgelagerter Verteilnetzbetreiber in einigen Projektsteckbriefen ohne entsprechende Kennzeichnung konterkariert aus Sicht der Bun-

desnetzagentur die Zwecksetzung, mit der Kartendarstellung die Orientierung und Transparenz zu verbessern.

Aus diesen Gründen hält es die Bundesnetzagentur für sinnvoll, vereinheitlichende Vorgaben für die Erstellung aller Projektsteckbriefe zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zu formulieren. Die Fernleitungsnetzbetreiber äußern sich in ihrer Stellungnahme zustimmend, dass einzelne kartografische Darstellungen innerhalb der Steckbriefe von den in einem Großteil der Darstellungen angewendeten Standards abweichen. Sie erachten es jedoch als zu umfangreich, bei der Erstellung der Projektsteckbriefe für den NEP Gas 2018-2028 eine einheitliche Ausgestaltung für alle Steckbriefe anzuwenden. Stattdessen erachten sie es als möglich, einige vereinheitlichende Vorgaben bei der Erstellung der Projektsteckbriefe für die neu in den Plan eingebrachten Maßnahmen anzuwenden. Dies erscheint der Bundesnetzagentur jedoch insbesondere aufgrund der bisherigen Heterogenität der unterschiedlichen Darstellungen nicht weitreichend genug, weshalb die folgenden, konkretisierenden Vorgaben bei der Erstellung bzw. Aktualisierung aller Projektsteckbriefe Anwendung finden sollen.

Neben einer einheitlichen Darstellung und Beschriftung der Netzinfrastrukturen soll aus den Kartenausschnitten insbesondere hervorgehen, welche anderen Fernleitungsnetzbetreiber neben dem Projektverantwortlichen im betrachteten Gebiet Netzinfrastrukturen betreiben. Dies ist durch unterschiedliche farbliche Darstellung und entsprechende Beschriftung innerhalb der Karten zu erreichen. Die Fernleitungsnetzbetreiber erwarten diesbezüglich wie während der Anhörung dargelegt einige Einschränkungen. Es ist der Bundesnetzagentur ein Anliegen, hier auf den in § 15a EnWG gesetzlich festgeschriebenen Charakter der *gemeinsamen* Netzentwicklungsplanung zu verweisen. Es sollte dem jeweils projektverantwortlichen Netzbetreiber daher möglich sein, andere Fernleitungsnetzinfrastrukturen jedenfalls schematisch in der entsprechenden Karte einzuzichnen. Dies ergibt sich dem Verständnis der Bundesnetzagentur zufolge auch aus der gemäß § 15a Abs. 2 S. 4 EnWG verpflichtenden Prüfung anderweitig in Betracht kommender Planungsmöglichkeiten.

Weiterhin sind in den Kartenausschnitten H- und L-Gas-Netzinfrastrukturen aus Gründen der Übersichtlichkeit verschieden darzustellen und entsprechend zu beschriften. Sofern es nicht aufgrund der Zwecksetzung der Maßnahme sinnvoll ist, sollen die Kartenausschnitte nur die Fernleitungsinfrastruktur in der konkret betroffenen Region abbilden. Insbesondere sollen mindestens die Ortsnamen zu finden sein, die in der Maßnahmenbezeichnung und der Beschreibung der Maßnahme genannt werden.

Die Maßstäbe der Karten für alle GDRM-Anlagen, Verdichterstationen und -erweiterungen sowie Armaturenstationen und jeweils zugehörige, kurze Verbindungsleitungen sind für jede Maßnahmenkategorie einheitlich und adäquat zu wählen.

Bei den Kartendarstellungen von Maßnahmen zur Umsetzung der Marktraumumstellung sind ebenfalls angemessene Kartenmaßstäbe zu verwenden. Ferner sollen in den hier verwendeten Karten insbesondere die Ortsnamen ersichtlich sein, die in der zugehörigen Beschreibung der Maßnahme im Steckbrief sowie in der Bezeichnung des Umstellgebiets genannt werden. Werden im Zuge der Umstellung des betreffenden Netzgebietes auf H-Gas Netzkopplungspunkte mit einem anderen Transportsystem verbunden, sind die Umbindungsmaßnahmen im Kartenausschnitt kenntlich zu machen.

Für die Kartenausschnitte, die Leitungsbauprojekte darstellen, sind möglichst vergleichbare Maßstäbe zu verwenden. Der Bundesnetzagentur ist bewusst, dass es abhängig von der Länge der geplanten Leitung sinnvoll sein kann, unterschiedliche Maßstäbe zu verwenden. Hier ist es dem Ermessen und der Abstimmung der Fernleitungsnetzbetreiber untereinander überlassen, geeignete Maßstäbe zu verwenden, die eine Übersicht über die Region ermöglichen, in der das beschriebene Leitungsbauprojekt geplant ist. In jedem Fall soll in den Karten der geplanten Leitungen der jeweilige Anfangs- und Endpunkt (Ortsname), wie in der Bezeichnung bzw. Beschreibung der Maßnahme genannt, erkennbar sein. Diese Ortsnamen zu nennen erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern umsetzbar.

Hinsichtlich der Kartenmaßstäbe erachten die Fernleitungsnetzbetreiber es ebenfalls als möglich, bei der kartografischen Darstellung der Projekte, deren Gegenstand Verdichterstationen oder GDRM-Anlagen sind, einheitliche Maßstäbe zu verwenden. Sie geben dennoch zu bedenken, dass eine generelle Vereinheitlichung der Maßstäbe für jede Maßnahmenkategorie nur eingeschränkt zu realisieren sei. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind daher angehalten, sich hier abzustimmen.

**b)      Angaben zu betrachteten Netznutzungsfällen der Modellierungsvarianten, insbesondere der betrachteten Spitzenlastsituationen**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur gemäß Tenor zu 7. weitere Angaben zu den Leistungen an den jeweiligen Netzkopplungspunkten in Bezug auf die im NEP Gas 2018-2028 betrachteten Leistungsbilanzfälle spätestens mit der Vorlage des Entwurfs des NEP Gas 2018-2028 zu übermitteln. Dem Verständnis der Bundesnetzagentur zufolge erstellen die Fernleitungsnetzbetreiber für jede Modellierungsvariante für die L- und H-Gas-Gebiete jeweils eine Leistungsbilanz, die eine Spitzenlastsituation abbildet. Zu diesem Zweck wird ein Gesamtausspeisebedarf ermittelt, der durch entsprechende Ein-

speisungen in das Netz gedeckt werden muss. In den bisherigen Netzentwicklungsplänen wurden in diesem Zusammenhang an zahlreichen Textstellen die Begriffe Spitzenlastfall bzw. Spitzenlastsituation verwendet und qualitativ erläutert. Meist dienten die in Zusammenhang damit stehenden Erläuterungen der Definition eines Netznutzungsfalles. Für eine vollständig transparente und eindeutige Definition – und auch Prüfung – der jeweils betrachteten, konkreten Netznutzungssituation hält die Bundesnetzagentur es für erforderlich, die Parameter der Leistungsbilanzen für L-Gas und H-Gas punktscharf anzugeben. Gegenstand dieser ergänzenden Angaben sollen die jeweilig unterstellten Leistungen für jeden einzelnen Grenzübergangspunkt, Marktgebietsübergangspunkt, Marktgebietsaustauschpunkt, Verteilernetzbetreiber-Netzkoppelpunkt, Untergrundspeicher-Anschlusspunkt, Kraftwerksanschlusspunkt, Industrieanschlusspunkt, LNG-Anschlusspunkt, Produktionseinspeisepunkt, Biogaseinspeisepunkt sowie Wasserstoffeinspeisepunkt sein.

Die Bundesnetzagentur hatte ursprünglich gefordert, die NEP-Gas-Datenbank um die jeweiligen Angaben zu den Leistungsbilanzen zu ergänzen. In der Anhörung zum Tenor vertraten die Fernleitungsnetzbetreiber die Auffassung, dass eine solche Aufnahme der Bilanzen in die NEP-Gas-Datenbank sowie eine Veröffentlichung weder sinnvoll noch im gegebenen Zeitraum umsetzbar sei. Insbesondere müsste eine Wahrung von Geschäftsgeheimnissen Dritter gewährleistet sein. Zum jetzigen Zeitpunkt kann seitens der Bundesnetzagentur der Aufwand und Nutzen einer Veröffentlichung der Daten in der NEP-Gas-Datenbank nicht bewertet werden, da ihr bisher diese Daten selbst nicht vorliegen. Im Rahmen des NEP Gas 2018-2028 verzichtet die Bundesnetzagentur daher auf die Forderung einer Veröffentlichung in der NEP-Gas-Datenbank. Für eine sachgerechte Überprüfung des NEP Gas 2018-2028 erachtet sie aber eine Übermittlung der Daten für zwingend notwendig. Auch bei den bereits in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlichten Daten wird der Wahrung von Geschäftsgeheimnissen Dritter Sorge getragen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die entsprechenden Daten der Bundesnetzagentur detailliert zur internen Verwendung übermittelt, aber nur aggregiert veröffentlicht. Der Bundesnetzagentur ist folglich nicht ersichtlich, warum eine Berücksichtigung der Interessen Dritter nicht auch für Daten der Leistungsbilanzen erfolgen kann.

### **C. Hinweise zu den Kosten**

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

### **III. Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diese Entscheidung kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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

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

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

Bonn, den 12.12.2017



**Anlage 1 zur Entscheidung**



# **FNB Gas**

**DIE FERNLEITUNGSNETZBETREIBER**

---

Konzept zur  
Veröffentlichung von  
tatsächlichen  
Unterbrechungen  
unterbrechbarer Kapazität  
und ungeplanter  
Unterbrechungen fester  
Kapazitäten im  
Fernleitungsnetz

---

Stand: 7.12.2015

---

Ansprechpartner:

Vereinigung der  
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.  
Georgenstraße 23  
10117 Berlin

---

## Inhalt

1.	Einleitung .....	2
2.	Nutzen einer einheitlichen Veröffentlichungslösung .....	3
3.	Zielsetzung dieses Konzepts .....	3
4.	Vorgehensweise .....	4
5.	Rechtlich verbindlich festgelegte Anforderungen an die Ermittlung und Veröffentlichung von Unterbrechungen .....	4
5.1.	Annex I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 .....	4
5.2.	Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 (REMIT) .....	5
5.3.	§ 17 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV sowie Entscheidung der Bundesnetzagentur Az. 8615-NEP Gas 2014 - Bestätigung Szenariorahmen, S. 73ff .....	6
5.4.	Festlegung BEATE .....	7
6.	Ergebnisse der Abstimmungen zwischen Bundesnetzagentur, Netznutzerseite und FNB .....	8
6.1.	Einigung auf einen gemeinsamen Bezugspunkt zur Berechnung der Unterbrechung.....	8
6.2.	Zwei unterschiedliche Methoden zur Berechnung der Unterbrechungswerte .....	9
6.3.	Veröffentlichung von „Live Werten“ und spätere Überschreibung durch „Historisierte Werte“ .....	11
7.	Beschreibung der umzusetzenden Lösung im Detail.....	12

## 1. Einleitung

Die Notwendigkeit zur Ermittlung und Veröffentlichung von Unterbrechungen des Gastransports im Fernleitungsnetz ergibt sich aus verschiedenen nationalen und unionsrechtlichen Rechtsquellen. In erster Linie handelt es sich hierbei um Veröffentlichungspflichten aufgrund der europäischen Fernleitungsnetzverordnung (EG) Nr. 715/2009. Ferner erfordert die Verordnung über die Integrität und Transparenz der Energiegroßhandelsmärkte (EU) Nr. 1227/2011 („REMIT“) die Veröffentlichung von „Nichtverfügbarkeiten“ im Fernleitungsnetz. Auf nationaler Ebene sollen „Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe“ bei der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs gem. § 17 GasNZV im Rahmen der Netzausbauplanung berücksichtigt werden. Schließlich enthält die Festlegung der Bundesnetzagentur zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV (BEATE) verbindliche Vorgaben zur Ermittlung von Unterbrechungswerten, welche bei der Bepreisung unterbrechbarer Kapazitäten im Rahmen der Ermittlung der Unterbrechungswahrscheinlichkeiten zugrunde zu legen sind.

Für die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) ergeben sich daher aus vier verschiedenen Rechtsquellen – und der jeweils durch die Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde vorgenommenen Auslegung – Vorgaben für die Berechnung von Unterbrechungsmengen und aus drei der genannten Rechtsquellen Veröffentlichungspflichten. Wenngleich die Festlegung BEATE über die Berechnungsvorgaben hinaus keine Veröffentlichungspflicht enthält, so ist doch wahrscheinlich, dass der momentan in Entwicklung befindliche Netzkodex Tarife (Network Code Tariffs, kurz: NC TAR) umfassende Veröffentlichungspflichten enthalten wird, welche auch die Daten zur Bildung der Tarife (d.h. Unterbrechungswerte zur Ermittlung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit) umfassen.

Rechtsquelle	Vorgaben zur Ermittlung von Unterbrechungswerten	Veröffentlichungspflicht
<b>Ziff. 3.3.1 lit. f) und g) Annex I VO (EG) Nr. 715/2009 (EU-Fernleitungsverordnung)</b>	Rechtsquelle nein, durch Auslegung BNetzA (BK7) ja.	ja
<b>Art. 4 Abs. 1 i.V.m. Art. 2 Abs. 1 lit. b) VO (EU) Nr. 1227/2011 (REMIT)</b>	Rechtsquelle nein, durch Auslegung BNetzA (Markttransparenzstelle, MTS) ja.	ja
<b>§ 17 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV; Bestätigung Szenariorahmen NEP Gas 2014, S. 73ff</b>	§ 17 GasNZV nein, durch Bestätigung Szenariorahmen NEP Gas 2014 ja.	ja
<b>BNetzA-Festlegung BEATE</b>	ja	nein (Veröffentlichungspflicht durch künftigen EU-Netzkodex Tarife aber wahrscheinlich)

Übersicht 1: Vorgaben zur Ermittlung von Unterbrechungswerten und Veröffentlichungspflichten.

Die verschiedenen Rechtsquellen verfolgen zwar konvergente Ziele, verwenden aber weder einheitliche Begrifflichkeiten noch wird jeweils definiert, was genau unter dem Begriff der „Unterbrechung“ bzw. der jeweiligen Entsprechung zu verstehen ist.

Die FNB haben daher gegen Ende des Jahres 2014 umfassende Gespräche mit den verschiedenen in der Bundesnetzagentur zuständigen Stellen auf der einen und Marktteilnehmern auf der anderen Seite gestartet, um ein eindeutiges Verständnis zum Berechnung und Veröffentlichung von Unterbrechungswerten herzustellen.

## **2. Nutzen einer einheitlichen Veröffentlichungslösung**

Ein konsistentes Verständnis des Begriffs der Unterbrechung und eine einheitliche Veröffentlichungslösung sind für den Markt von nicht zu unterschätzender Bedeutung. Lediglich eine einheitliche Umsetzung der Veröffentlichungspflicht durch die FNB gewährleistet, dass die veröffentlichten Werte für die Netznutzer als Zielgruppe der Veröffentlichungen vergleichbar sind und somit als verlässliche Grundlage für deren Handlungsentscheidungen herangezogen werden können.

Aus Sicht der FNB ermöglicht die eindeutige Klärung der Berechnungs- und Veröffentlichungsweise der Unterbrechungen nicht nur eine rechtssichere Erfüllung der gesetzlichen Transparenzpflichten. Ein einheitliches Verständnis des Begriffs der Unterbrechung, der Berechnungsmethodik sowie der Veröffentlichungslösung sorgt zudem dafür, dass bei der IT-technischen Umsetzung der vier gesetzlichen Pflichten Synergien gehoben und nicht etwa vier verschiedene technische Lösungen implementiert werden müssen. Dies spart wiederum Aufwand, Zeit und Kosten in der Umsetzung und kommt somit allen beteiligten Akteuren zugute.

## **3. Zielsetzung dieses Konzepts**

Ziel dieses Konzepts ist die Zusammenfassung der Ergebnisse der umfangreichen Abstimmungen zwischen Bundesnetzagentur, Netznutzervertretern und FNB zur eindeutigen Bestimmung der Ermittlung und Veröffentlichung von Unterbrechungswerten hinsichtlich

- tatsächlichen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazität und
- ungeplanter Unterbrechungen fester Kapazitäten<sup>1</sup>

mit Blick auf die folgenden Rechtsquellen:

- Ziff. 3.3.1 lit. f) und g) Annex I VO (EG) Nr. 715/2009 (EU-Fernleitungsverordnung)<sup>2</sup>
- Art. 4 Abs. 1 i.V.m. Art. 2 Abs. 1 lit. b) VO (EU) Nr. 1227/2011 (REMIT)
- § 17 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV (vgl. auch Vorgaben der Bundesnetzagentur in Entscheidung Az. 8615-NEP Gas 2014 - Bestätigung Szenariorahmen, S. 73ff).
- Festlegung der Bundesnetzagentur zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV (BEATE).

---

<sup>1</sup> Zur Begrifflichkeit vgl. Ziff. 3.3.1 lit. f) und g) Annex I VO (EG) Nr. 715/2009 (EU-Fernleitungsverordnung), d.h. ausgeklammert aus diesem Konzept wird die Veröffentlichung „geplanter“ Unterbrechungen, welche nicht Gegenstand der Abstimmungsgespräche waren und speziellen Veröffentlichungsanforderungen unterliegen (z.B. hinsichtlich des Zeitpunktes, d.h. 42 Tage im Voraus). Die Darstellung der Vorgehensweise zur Berechnung und Veröffentlichung geplanter Unterbrechungswerte bleibt daher einem gesonderten Konzept vorbehalten.

<sup>2</sup> Exklusive „geplanter“ Unterbrechungen, vgl. FN 1.

Das Vorliegende Konzept schafft folglich Transparenz für alle Beteiligten hinsichtlich der Umsetzung der gesetzlichen Pflichten und versetzt die FNB in die Lage, die abgestimmten Lösungen technisch einheitlich und kosteneffizient umzusetzen.

## **4. Vorgehensweise**

Im Folgenden werden zunächst die genaueren Anforderungen an die Ermittlung und Veröffentlichung von Unterbrechungswerten getrennt nach jeweiliger Rechtsquelle dargestellt (5.). Sodann werden die Ergebnisse der Abstimmungen zwischen Bundesnetzagentur, Netznutzerseite und FNB zusammengefasst (6.). Schließlich erfolgt eine detaillierte Beschreibung der Berechnungs- und Veröffentlichungslösung von Unterbrechungen unter Verweis auf die ergänzende Excel-Datei 20151207 Unterbreungskonzept Beispiele freigegeben.xlsx, welche Bestandteil dieses Konzepts ist (7.).

## **5. Rechtlich verbindlich festgelegte Anforderungen an die Ermittlung und Veröffentlichung von Unterbrechungen**

### **5.1. Annex I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009**

Die umfassendsten Vorgaben zur Veröffentlichung von Unterbrechungen lässt sich Ziff. 3.3.1 lit. f) und g) Annex I VO (EG) Nr. 715/2009 entnehmen. Danach müssen tatsächliche und geplante Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten (lit. f), sowie ungeplante und geplante Unterbrechungen (lit. g) fester Kapazitäten veröffentlicht werden.<sup>3</sup>

Satz 2 der Ziff. 3.3.1 besagt, dass die Veröffentlichungsperiode der kleinsten Referenzperiode hinsichtlich Kapazitätsbuchung, (Re-)Nominierung und des Abrechnungszeitraums für Ausgleichsentgelte zu entsprechen hat. Zudem bestimmt Satz 3 in Ziff. 3.3.1, dass – sofern vorgenannte Referenzperiode von der täglichen abweicht – die Werte auch in täglicher Periode veröffentlicht werden müssen. Veröffentlichungsperiode meint dabei die zeitliche Auflösung<sup>4</sup> der veröffentlichten Werte. Da in Deutschland insofern hinsichtlich Buchung und (Re-)Nominierung eine stündliche Referenzperiode gilt, sind folglich Stunden- und Tageswerte von den deutschen FNB zu veröffentlichen.

Hinsichtlich der örtlichen Granularität gibt Ziff. 3.3.1 Satz 1 vor, dass die Werte je „maßgeblichen Punkt“<sup>5</sup> und Flussrichtung zu veröffentlichen sind.

Schließlich macht Ziff. 3.3.1 Satz 4 noch Vorgaben hinsichtlich der Veröffentlichungsfrequenz, d.h. in welchen Abständen die veröffentlichten Tages- und Stundenwerte jeweils zu aktualisieren sind. Dies muss geschehen, sobald die Informationen und Aktualisierungen dem Netzbetreiber vorliegen, d.h. „nahezu in Echtzeit“. Damit hängt die Veröffentlichungsfrequenz der FNB davon ab, in welchen zeitlichen Abständen sie in ihren Systemen die Unterbrechungen berechnen. Dies geschieht bei den deutschen FNB i.d.R. stündlich.

---

<sup>3</sup> Zur Ausklammerung geplanter Unterbrechungen aus der Betrachtung vgl. bereits FN 1.

<sup>4</sup> Synonym wird als terminus technicus auch „Granularität“ verwendet.

<sup>5</sup> Welche Netzpunkte als maßgebliche Punkte im Netz des jeweiligen FNB definiert werden, bestimmt die Bundesnetzagentur gem. Art. 18 Abs. 4 VO (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Ziff. 3.3.2 Annex I VO (EG) Nr. 715/2009.

Weitere Vorgaben lassen sich der VO (EG) 715/2009 nicht entnehmen, insbesondere definiert die Verordnung den Begriff der „Unterbrechung“ selbst nicht und auch zur Art und Weise der Ermittlung der Unterbrechungswerte werden keine Vorgaben gemacht.

## 5.2. Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 (REMIT)

Im Zusammenhang mit dem Verbot des Handels von Insiderinformationen sieht Art. 4 Abs. 1 REMIT vor, dass Insiderinformationen „effektiv und rechtzeitig“ veröffentlicht werden müssen. So wird verhindert, dass ein ungerechtfertigter Wissensvorsprung Einzelner für ein marktmissbräuchliches Verhalten missbraucht werden kann. Wesentliches Bestimmungsmerkmal von Insiderinformationen gem. Art. 2 REMIT ist die Preiserheblichkeit der Information für den Energiegroßhandelsmarkt.

Art. 2 Abs. 1 lit. b) REMIT stuft die „Nichtverfügbarkeit“ von Anlagen zum Transport von Erdgas explizit als preisrelevante Insiderinformation ein.

Eine genaue Definition der „Nichtverfügbarkeit“ enthält die REMIT-Verordnung nicht. Fraglich ist daher, ob der Begriff der „Nichtverfügbarkeit“ gem. REMIT insoweit inhaltlich entsprechend des in VO (EG) Nr. 715/2009 enthaltenen Begriffs der „Unterbrechung“ auslegbar ist.

Die Verwendung unterschiedlicher Begriffe in beiden Verordnungen spricht zunächst nicht gegen eine inhaltlich konsistente Auslegung: In Art. 2 Abs. 1 lit. b) REMIT wird der Begriff der „Nichtverfügbarkeit“ als Sammelbegriff für das Nicht-zur-Verfügung-Stehen auch von anderen Anlagen wie Produktions-, LNG-Anlagen und Speichern verwendet. Der Anwendungsbereich von REMIT reicht schlicht weiter als derjenige der VO (EG) Nr. 715/2009, denn REMIT erstreckt sich auf alle Wertschöpfungsstufen des Energiegroßhandelsmarktes. Im Zusammenhang mit diesen Wertschöpfungsstufen wird aus Sicht der Anlagenbetreiber die vorübergehende Nicht-Nutzbarkeit üblicherweise nicht als „Unterbrechung“ bezeichnet. Es verwundert daher nicht und ist aufgrund der Zusammenfassung mit anderen Anlagen der Wertschöpfungskette sachgerecht, dass im Rahmen der REMIT-Verordnung die Begrifflichkeit der „Nichtverfügbarkeit“ gewählt wurde.

Auch in zeitlicher Hinsicht ist der Verordnung keine genaue Vorgabe zu entnehmen, wann eine Veröffentlichung als „effektiv und rechtzeitig“ anzusehen ist oder wie die „Nichtverfügbarkeits-“, respektive Unterbrechungsmengen zu berechnen sind.

Jedoch fingiert Art. 4 Abs. 4 REMIT eine Veröffentlichung nach VO (EG) Nr. 715/2009 – auch in aggregierter Form – als „zeitgleiche, vollständige und tatsächliche Bekanntgabe“. Die Wortwahl „zeitgleich, vollständig und tatsächlich“ scheint sich zwar aufgrund derselben Wortwahl in Art. 4 Abs. 3 REMIT nur auf diesen Absatz und nicht auf die „effektive und rechtzeitige“ Bekanntgabe in Art. 4 Abs. 1 REMIT zu beziehen. Allerdings ist schon fraglich, ob eine Veröffentlichung überhaupt „effektiver und rechtzeitiger“ sein kann als „gleichzeitig, vollständig und tatsächlich“. Dies gilt besonders vor dem Hintergrund, dass Ziff. 3.3.1 Satz 4 Annex I VO 715/2009 eine Veröffentlichung „nahezu in Echtzeit“ fordert und sehr detaillierte Anforderungen an die Veröffentlichung von Unterbrechungen aufstellt. Schließlich liegt auch nach der Sichtweise ACERs eine „rechtzeitige“ Veröffentlichung vor, wenn die Insiderinformation innerhalb von einer Stunde veröffentlicht wird.<sup>6</sup> Jedenfalls für den Fall von Unterbrechungen, die nach deutschem System in stündlicher Veröffentlichungsfrequenz veröffentlicht

---

<sup>6</sup> ACER, Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency, 3<sup>rd</sup> ed., 03.06.2015, p. 46.

werden müssen<sup>7</sup> kann daher davon ausgegangen werden, dass REMIT in diesem konkreten Fall keine über VO (EG) 715/2009 hinausgehende Anforderungen aufstellt.<sup>8</sup>

### **5.3. § 17 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV sowie Entscheidung der Bundesnetzagentur Az. 8615-NEP Gas 2014 - Bestätigung Szenariorahmen, S. 73ff**

§ 17 GasNZV verpflichtet die FNB, jährlich zum 1. April marktgebietsweit den langfristigen Kapazitätsbedarf in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu ermitteln. Dabei sollen nach § 17 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV insbesondere „Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz“ berücksichtigt werden. Der langfristige Kapazitätsbedarf ist gem. § 17 Abs. 1 Satz 4 GasNZV auf den Internetseiten der FNB zu veröffentlichen.

Der Begriff der Unterbrechung wird hier zwar auch in der GasNZV nicht ausdrücklich definiert. Es liegt jedoch auf der Hand, dass Unterbrechungen von Gastransporten auf „bestehende physische Engpässe im Netz“ hindeuten und dass sich bis zu einem gewissen Grade aus bestehenden Unterbrechungen im Zusammenhang mit der langfristigen Buchungssituation (§ 17 Abs. 1 Nr. 5 GasNZV), anderen in § 17 GasNZV genannten Größen und insbesondere dem geplanten Ausbau des Netzes im Rahmen des NEP auch Prognosen über künftige physische Engpässe ableiten lassen. Es ist daher nur folgerichtig, wenn die FNB den langfristigen Kapazitätsbedarf im Rahmen der Erstellung des NEP anhand der in § 17 GasNZV vorgegebenen Größen ermitteln und hinsichtlich § 17 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV eine „Unterbrechungsliste“ als Excel-Datei zusammen mit dem NEP veröffentlichen und so die entsprechende Veröffentlichungspflicht gem. § 17 Abs. 1 Satz 4 GasNZV erfüllen.

Vorgaben zur Ermittlung der Unterbrechungswerte ergeben sich diesbezüglich aus einer Entscheidung der Bundesnetzagentur zur Bestätigung des Szenariorahmens des NEP Gas 2014, welche aufgrund ihrer Verwaltungsaktqualität die FNB unmittelbar bindet.<sup>9</sup>

Die Bundesnetzagentur legt hierin dezidiert ihre Auffassung zur künftigen Ermittlung von Unterbrechungsdaten dar: „[...] Die Bundesnetzagentur teilt die Ansicht der Marktteilnehmer, dass auch die vom Transportkunden nach Bekanntgabe der Unterbrechung verringerte Nominierung (zum Beispiel mittels einer von ihrem jeweiligen Transportwunsch abweichenden Re-Nominierung) als Unterbrechung anzusehen ist. [...] Für Unterbrechungsanalysen in künftigen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen (ab Szenariorahmen 2015) sind von den Fernleitungsnetzbetreibern auch alle Aufforderungen zur (Re-)Nominierung, die faktisch eine Unterbrechung der zu transportierenden Gasmenge (=des ursprünglichen Transportwunsches) darstellen, in die Betrachtung einzubeziehen. [...]“<sup>10</sup>

Aufforderungen zur (Re-)Nominierung werden zwar von den FNB nicht ausgesprochen. Die Netznutzer erhalten jedoch am Tag vor dem Transporttag eine Bestätigung ihrer (Re-)Nominierung im Wege der automatisierten bilateralen Datenkommunikation, in der die ihnen am Transporttag voraussichtlich zur Verfügung stehende Transportmenge bestätigt wird. Liegt die bestätigte verfügbare Menge unter der nominierten Menge, so kann dies dazu führen, dass die Netznutzer ihre Nominierung auf die verfügbare Menge reduzieren. Insofern stellt die Bestätigung des Szenariorahmens die Anforderung

---

<sup>7</sup> Vgl. hierzu oben unter 5.1.

<sup>8</sup> Art. 4 Abs. 6 REMIT greift daher hinsichtlich der Veröffentlichung von Unterbrechungen gem. VO (EG) Nr. 715/2009 ins Leere.

<sup>9</sup> Bundesnetzagentur, Entscheidung, Az. 8615-NEP Gas 2014 - Bestätigung Szenariorahmen, S. 73ff.

<sup>10</sup> Ebd. S. 75.



auf, den „ursprünglichen Transportwunsch“ der Netznutzer zu berücksichtigen und nicht die am Ende des Tages final vom Netznutzer (re-)nominierte Menge der letztlich zugeteilten Menge gegenüberzustellen.

Damit stuft die Bundesnetzagentur ausdrücklich noch nicht tatsächlich erfolgte Unterbrechungen des Gastransportstroms am Vortag des Transports, die von den Netznutzern aufgrund der Bestätigungsnachricht befürchtet werden, als tatsächliche/ungeplante Unterbrechung ein. Anders ausgedrückt werden (Re-)Nominierungen, welche zeitlich nach der Mitteilung einer geringeren Verfügbarkeit erfolgen, als Unterbrechung gewertet.

#### **5.4. Festlegung BEATE**

Schließlich ergibt sich aus regulatorischer Sicht eine weitere Notwendigkeit zur einheitlichen Ermittlung von Unterbrechungen aus der Festlegung BEATE.<sup>11</sup> Mit der Festlegung wird der Zweck verfolgt, unterjährig buchende Netznutzer stärker an den von ihnen verursachten Leerstandskosten des Netzes zu beteiligen (Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit), sowie eine sachgerechte einheitliche Entgeltbildung gem. § 13 Abs. 3 S. 2 GasNEV hinsichtlich unterbrechbarer Kapazitäten sicherzustellen. Danach sollen unterbrechbare Kapazitäten in Relation zur Unterbrechungswahrscheinlichkeit bepreist werden, d.h. je höher die Unterbrechungswahrscheinlichkeit, desto günstiger das entsprechende Entgelt.

Gem. Gliederungspunkt VII. der Festlegung sind Unterbrechungen der letzten drei Jahre auf Tagesbasis für die Ermittlung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit heranzuziehen und anhand einer in der Festlegung vorgegebenen Formel bei der Ermittlung der rabattierten Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten zu Grunde zu legen. Ausdrückliches Ziel der Festlegung ist, dass die Ermittlung sachgerechter Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten durch alle Fernleitungsnetzbetreiber einheitlich erfolgt.<sup>12</sup> Dies impliziert, dass die Tageswerte der Unterbrechungen, die Eingang in die genannte Rechenformel finden, einheitlich ermittelt werden.

Außerdem enthält die Festlegung weitere Vorgaben zur Ermittlung der genannten historischen Unterbrechungsmengen.<sup>13</sup> Anders als die Bundesnetzagentur im Hinblick auf die Berechnung im Rahmen des NEP, fordert sie in der Festlegung BEATE Renominierungen ausdrücklich nicht als Unterbrechungen zu werten. Die zuständige Beschlusskammer erkennt dabei durchaus an, „[...] dass gerade solche Renominierungen, die der Netznutzer auf Anfrage des Netzbetreibers vornimmt, um nicht unterbrochen zu werden, aus Sicht des Netznutzers einer tatsächlichen Unterbrechung in ihrer Wirkung zumindest teilweise entsprechen. [...]“ Zutreffend und differenzierter als in der Bestätigung des Szenariorahmens NEP Gas 2014 wird jedoch anerkannt, dass der Netzbetreiber systemseitig nicht zwischen Renominierungen aus anderen Motiven und solchen, welche durch die Mitteilung einer geringeren Verfügbarkeit durch den FNB veranlasst wurden, unterscheiden kann. Schließlich erhält der Netzbetreiber vom Netznutzer mitunter mehrfach am Vortag des Transportes von der ursprünglichen Nominierung abweichende Renominierungen, die durch eine sich ändernde Bedarfssituation des Netznutzers veranlasst ist. Entgeltseitig wird die Problematik zwar dadurch entschärft, dass der Netzbetreiber einen Sicherheitsabschlag von 10% bei der Entgeltberechnung zugrunde legen muss.

---

<sup>11</sup> Bundesnetzagentur, Beschluss v. 24.03.2015, hinsichtlich Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV, BK9-14/608.

<sup>12</sup> Ebd. S. 26, Gliederungspunkt VII., 4.

<sup>13</sup> Vgl. zum Folgenden ebd. S. 30, Gliederungspunkt VII., 14.

Dies ändert aber nichts daran, dass sich hier aus zwei für den Netzbetreiber verbindlichen Rechtsakten der Bundesnetzagentur zwei grundsätzlich verschiedene Ermittlungsmethoden für die Berechnung der Unterbrechungsmengen zugrunde gelegt werden müssen.

## 6. Ergebnisse der Abstimmungen zwischen Bundesnetzagentur, Netznutzerseite und FNB

Basierend auf den verbindlich in oben beschriebenen Rechtsakten vorgegebenen Eckpunkten wurden zwischen den beteiligten Akteuren folgendes Vorgehen abgestimmt:<sup>14</sup>

### 6.1. Einigung auf einen gemeinsamen Bezugspunkt zur Berechnung der Unterbrechung

Ausgangspunkt der Beratungen war zunächst die Frage, in Abhängigkeit welcher Bezugsgröße Unterbrechungen grundsätzlich als solche definiert werden können. Theoretisch bestehen hier drei verschiedene (in Europa praktizierte) Möglichkeiten:

- **Variante 1: Abstellen allein auf die Reduzierung technisch verfügbarer Kapazität:** Eine Unterbrechung läge danach vor, wenn die technische Kapazität an einem Punkt reduziert ist, unabhängig davon, ob an diesem Punkt überhaupt Buchungen bestehen und unabhängig davon, ob bzgl. etwaiger vorliegende Buchungen auch konkrete Anmeldungen eines Transports (Nominierungen) vorliegen.
- **Variante 2: Abstellen auf einen Abgleich zwischen technisch verfügbarer Kapazität und gebuchter Kapazität:** Eine Unterbrechung läge danach vor, wenn an einem Punkt die Summe der gebuchten festen und unterbrechbaren Kapazitäten die verfügbare technische Kapazität überschreitet. Nicht berücksichtigt würde dabei, in welcher Höhe die gebuchte Kapazität durch die Netznutzer überhaupt genutzt wird bzw. werden soll, d.h. inwiefern für den entsprechenden Punkt überhaupt Nominierungen vorliegen.
- **Variante 3: Abstellen auf einen Abgleich der letzten gültigen (Re-)Nominierung des Netznutzers und deren Bestätigung durch den Ferngasnetzbetreiber im Rahmen der gebuchten (bzw. genauer: in den Bilanzkreis eingebrachten<sup>15</sup>) Kapazitäten:** Eine Unterbrechung läge hiernach vor, wenn der Netznutzer durch die Nominierung innerhalb seiner gebuchten Kapazität einen Transport anmeldet, der nicht oder nicht in voller Höhe vom

---

<sup>14</sup> Sollte es zwischen der hier zusammengefassten allgemeinen Beschreibung des Abstimmungsprozesses in Kapitel 6 und der Detailbeschreibung in Kapitel 7 zu Unklarheiten in der Auslegung kommen, geht die Detailbeschreibung in Kapitel 7 vor.

<sup>15</sup> Zur Vereinfachung des ohnehin nicht unkomplizierten Sachverhalts wird in diesem regulatorischen Konzept von „innerhalb der gebuchten“ Kapazität gesprochen. Tatsächlich kann ein Transportkunde aber auch nur einen Teil seiner gebuchten Kapazität in einen Bilanzkreis einbringen bzw. die gebuchte Kapazität auf verschiedene Bilanzkreise verteilen. Technisch kann die Unterbrechungsermittlung nur auf (Sub-) Bilanzkreisebene stattfinden, so dass technisch Nominierungen im Rahmen der „eingebrachten“ Kapazitäten berücksichtigt werden. Da die so ermittelten Unterbrechungen je Netznutzer aber letztlich sowieso je Netzknoten aggregiert werden, nähert sich die Menge der „eingebrachten“ der „gebuchten“ Kapazität je Netzknoten stark an bzw. stimmt insgesamt überein. Liegt die ggf. auf mehrere (Sub-) Bilanzkreise verteilte „eingebrachte“ Kapazität unterhalb der „gebuchten“ Kapazität, liegt dies jedenfalls in der freien Entscheidung des Netznutzers begründet, nicht die komplette gebuchte Kapazität in Bilanzkreise einzubringen, um sie später nutzen zu können. Da es im Rahmen der Unterbrechungsveröffentlichung darauf ankommt, die tatsächliche Netznutzung abzubilden (siehe dazu im Folgenden), ist eine Nichtberücksichtigung entsprechender (ohnehin marginaler) Differenzen insofern unschädlich.

Netzbetreiber bestätigt werden kann. Danach würde in der Höhe eine Unterbrechung ausgewiesen, in der der vom Netznutzer tatsächlich begehrte Transport zurückgewiesen wird bzw. seine Nominierungen „eingekürzt“ werden.

Im Ergebnis einigten sich die Marktakteure für Variante 3. Ausschlaggebend hierfür war zum einen, dass eine Unterbrechung begriffsnotwendig zunächst etwas voraussetzt, was unterbrochen werden kann. Eine Unterbrechung eines Gastransports kann nur vorliegen, wenn auch ein Gastransport begehrt, d.h. mittels (Re-)Nominierung angemeldet wurde. Ein Vorgehen nach Variante 1 oder 2 würde hingegen unterstellen, dass die volle technische (Variante 1) bzw. gebuchte/eingebrachte Kapazität (Variante 2) zu 100% nominiert würde, was letztlich realitätsfern wäre.

## **6.2. Zwei unterschiedliche Methoden zur Berechnung der Unterbrechungswerte**

Nachdem zum Ende der Abstimmungen zwischen den Marktakteuren die Festlegung BEATE in finaler Fassung vorlag, war letztlich klar, dass es in jedem Falle zweier gesonderter Ermittlungsmethoden für Unterbrechungswerte bedarf: Es muss eine Zeitreihe gebildet werden, welche Renominierungen gem. BEATE-Vorgaben nicht als Unterbrechung wertet und eine gesonderte Zeitreihe gebildet werden, welche gem. Vorgaben aus der Bestätigung zum Szenariorahmen Gas 2014 Renominierungen als Unterbrechungen wertet.

Man einigte sich letztlich auf folgendes grundsätzliches Vorgehen:

### **Berechnungsmethode 1: Zeitreihe, welche (Re-)Nominierungen nicht als Unterbrechung wertet**

Der Unterbrechungswert wird je Netznutzer und Prozessdurchlauf nach der Formel

$$\text{Unterbrechungsmenge} = (\text{re-})\text{nominierte Menge abzüglich Verfügbarkeit (processed quantity)}$$

berechnet und dann je Flussrichtung und maßgeblichem Punkt aggregiert.

### **Berechnungsmethode 2: Zeitreihe, welche Renominierungen als Unterbrechungen wertet**

Der Unterbrechungswert wird je Netznutzer am Ende des Gastages berechnet als

$$\text{Unterbrechungsmenge} = \text{maximal bis 2 Stunden vor Transport (re-)nominierte Menge abzüglich Verfügbarkeit (processed quantity)}$$

und dann je Flussrichtung und maßgeblichem Punkt aggregiert.

**Hinsichtlich der maximal bis 2 Stunden vor Transport (re-)nominierte Menge** wird dabei berücksichtigt:

- der im jeweiligen Prozessdurchlauf bei erstmaliger Unterbrechung nominierte Wert
- bei weiteren Unterbrechungen das Maximum des initial protokollierten Wertes und des im aktuellen Prozessdurchlaufs nominierten Wertes

Begründung: So soll die maximal bis 2 Stunden vor Transport vom Netznutzer (re-)nominierte Menge abgebildet werden und ggf. erfolgende Höhernominierungen nach der initialen Nominierung werden berücksichtigt.

**Hinsichtlich der Verfügbarkeit (processed quantity) wird berücksichtigt:**

- Tritt im jeweiligen Prozessdurchlauf eine Unterbrechung auf, wird als verfügbare Menge in jedem Fall die in diesem Prozessdurchlauf ermittelte verfügbare Menge angesetzt und protokolliert.
- Tritt in dem Prozessdurchlauf keine Unterbrechung auf,
  - und wurde bisher kein Wert protokolliert, wird weiterhin kein Wert protokolliert.
  - und wurde bereits ein Wert protokolliert, wird das Maximum des zuvor protokollierten Wertes und des in diesem Durchlauf zugeteilten Wertes (processed) protokolliert.

Begründung: Die Verfügbarkeit kann sich während des Tages auch zugunsten des Netznutzers erhöhen. Sofern die erhöhte Verfügbarkeit durch den Netznutzer genutzt wird, wird dies berücksichtigt.

Der am Ende des Gastages protokollierte Wert wird für die Berechnung herangezogen. Ergibt die Berechnung einen negativen Wert, wird 0 als Ergebnis festgehalten. Die netznutzerscharf berechneten Werte werden je Flussrichtung und maßgeblichem Punkt aggregiert.

**Daneben wurden folgende Randbedingungen abgestimmt:**

- Unterbrechungen fester und Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten sollen getrennt ermittelt werden. Begründung: Notwendig, um gem. Ziff. 3.3.1 lit. f) und g) Annex I VO 715/2009 getrennt veröffentlichen zu können und um unterschiedliche Unterbrechungsreihenfolge gem. KOV für feste und unterbrechbare Kapazitäten zu berücksichtigen.
- Als Unterbrechungen sind nur solche zu erfassen, die auf den jeweiligen TSO zurückzuführen sind. Das heißt, dass vertragliche Kürzungen – also Unterbrechungen aus der Vertragsprüfung (Kürzung der Nominierung auf die Menge gebuchter/eingebrachter Kapazität in Fällen in denen der Übernominierungsprozess nicht greift) – und Kürzungen des Matchingpartners nicht aufzunehmen sind. Begründung: Es sollen nur Unterbrechungen gewertet werden, die in der jeweiligen Sphäre des berechnenden/veröffentlichenden Netzbetreibers begründet liegen und nicht solche, die durch ein Unvermögen des angrenzenden Infrastrukturbetreibers (z.B. Speicher, angrenzender TSO) begründet sind bzw. das Unvermögen des Netznutzers selbst, gem. vertraglicher Verpflichtung für korrespondierende (Re-)Nominierungen zu sorgen.
- Hinsichtlich Punkten, an denen nur ein virtueller Gegenstrom angeboten wird, wird die Berechnung ausschließlich nach der Zeitreihe vorgenommen, welche Renominierungen nicht als Unterbrechung wertet. Begründung: Die Verfügbarkeit hängt an solchen Punkten typischerweise von den (Re-)Nominierungen in Hauptstromrichtung ab, d.h. mit den zunehmenden (re-)nominierten Mengen in Hauptstromrichtung steigt auch die Verfügbarkeit in die Gegenstromrichtung, so dass hier Unterbrechungen typischerweise gegen Ende hin kleiner werden bzw. wieder verschwinden.

### 6.3. Veröffentlichung von „Live Werten“ und spätere Überschreibung durch „Historisierte Werte“

Hinsichtlich der Veröffentlichung haben die beteiligten Akteure wechselseitig anerkannt, dass letztlich beide, nach den oben beschriebenen Methoden berechnete Werte veröffentlicht werden sollen:

- Es sollte eine „Live-Veröffentlichung“ geschaffen werden, welche die nach der Berechnungsmethode 1 berechneten Werte gekoppelt an die Nominierungsverarbeitung berechnet und je Flussrichtung und maßgeblichem Punkt aggregiert veröffentlicht, d.h. veröffentlicht werden für den Gastag jeweils Stunden- und Tageswerte, die gekoppelt an die Nominierungsverarbeitung mit jedem Nominierungszyklus aktualisiert werden (Überschreiben der jeweils vorher angezeigten Werte).
- Am Ende des Gastages sollen die zuletzt aktualisierten Stunden- und Tageswerte mit Werten überschrieben werden, die nach der Berechnungsmethode 2 berechnet wurden (sog. „Historisierte Werte“).

Hintergrund für diese Lösung war letztlich die Erkenntnis, dass beide Berechnungsmethoden sinnvolle Ergebnisse in der jeweiligen Situation liefern.

Bis zwei Stunden vor Transport zeigt die Unterbrechungsveröffentlichung die aktuelle Netzauslastung anhand der (Re-)Nominierungssituation an. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der ab 01.11.2015 gem. NC CAM verpflichtend einzuführenden Within-Day Vermarktung von Bedeutung. Die Netznutzer können so insbesondere beim Erwerb dieser Within-Day Kapazitäten, welche für den Rest des Tages noch nutzbar sind, ersehen, wie die aktuelle Auslastung im Moment aussieht und besser abschätzen, ob sich ein Erwerb (noch) lohnt.

Hinsichtlich der Einschätzung der Unterbrechungswahrscheinlichkeiten, die für die Netzplanung oder auch die längerfristige Planung des Erwerbs von längerfristigen Kapazitäten zugrunde gelegt werden, ist es von Bedeutung, „vermiedene Unterbrechungen“, welche durch ein Herunter-Renominieren auf die verfügbare Menge entfallen, positiv abzubilden.

Somit vereint die Veröffentlichungslösung zumindest zeitlich präferenzgemäß beide Berechnungsmethoden: Bis zwei Stunden vor Transport wird die aktuelle Netzauslastung angezeigt, am Ende des Gastages werden die Werte überschrieben mit den Werten, welche als historische Werte für Prognoseauswertungen im Hinblick auf künftige Unterbrechungswahrscheinlichkeiten herangezogen werden.

Anmerkung zur Festlegung BEATE: Eine Veröffentlichung der zur Berechnung der Entgelte unterbrechbarer Kapazitäten herangezogenen Unterbrechungswerte ist gem. Festlegung nicht verpflichtend. Die Daten sind jedoch mit Berechnungsmethode 1 in den Systemen der FNB vorhanden und könnten beispielsweise auf freiwilliger Basis in einer Excel zusammen mit dem Preisblatt veröffentlicht werden.

## 7. Beschreibung der umzusetzenden Lösung im Detail

Im Folgenden wird die umzusetzende Lösung (Berechnung und Veröffentlichung) detailliert beschrieben. Ergänzend wird auf die Excel-Datei 20151207 Unterbrechungskonzept Beispiele freigegeben.xlsx verwiesen, welche die beschriebenen Lösungen beispielhaft verdeutlicht.

Es bestehen die folgenden grundlegenden Anforderungen an die Veröffentlichung von Unterbrechungen:

- Unterbrechungen fester und Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten sollen getrennt ermittelt und veröffentlicht werden.
- Die Summe der Unterbrechung je Zeiteinheit wird je Flussrichtung und maßgeblichen Punkt aggregiert veröffentlicht.
- Als Unterbrechungen sind nur solche zu erfassen, die auf den jeweiligen TSO zurückzuführen sind. Das heißt, dass vertragliche Kürzungen – also Unterbrechungen aus der Vertragsprüfung (Kürzung der Nominierung auf die Menge gebuchter Kapazität in Fällen in denen der Übernominierungsprozess nicht greift) – und Kürzungen des Matchingpartners nicht als Unterbrechung zu werten sind.
- Neben den an die Nominierungsverarbeitung gekoppelten Unterbrechungswerten („Live-Werte“, i.d.R. wegen stündlicher Nominierungsverarbeitung stündliche Veröffentlichung), sind zudem historisierte Unterbrechungen („Historisierte-Werte“) zu veröffentlichen. Sowohl Live-Werte, als auch historisierte Werte, sind in stündlicher und täglicher Auflösung zu veröffentlichen:
  - Die „Live-Werte“ werden mit einem vereinfachten Verfahren als Differenz zwischen nominierten und zugewiesenen Mengen ermittelt („Nom-Int“ abzüglich „Processed Quantity“). Die Veröffentlichung beginnt D-1 14:00 Uhr und wird bis in den Transporttag D hinein bis zwei Stunden vor Transport ((Re-)Nominierungs-Leadtime) gekoppelt an die Nominierungsverarbeitung aktualisiert (d.h. i.d.R. stündlich).
  - Die „Historisierten-Werte“ umfassen auch Unterbrechungen, die durch Renominierungen des BKV letztlich vermieden wurden, aber durch das zwischenzeitliche Engpass-Signal eine Veränderung des Verhaltens des BKV herbeigeführt haben könnten. Die historisierten Werte überschreiben den letzten Stand der Live-Werte (Zeitpunkt der Überschreibung: D+1, zwischen 06:00 und 07:00 Uhr; überschrieben werden sowohl die Werte in stündlicher, als auch in täglicher Auflösung). Bei Gegenstrom Kapazität erfolgt keine Berechnung und Veröffentlichung der „Historisierten-Werte“ und die zuletzt ermittelten „Live-Werte“ bleiben bestehen.

Die folgende Beschreibung bezieht sich auf die Berechnungs- und Veröffentlichungslogik der „Live-Werte“ und der „Historisierten Werte“, beschrieben in der Datei 20151207 Unterbrechungskonzept Beispiele freigegeben.xlsx.

Mit jedem Prozessdurchlauf wird für jeden Punkt bzw. jede Zone pro BKV (u. U. mit mehreren Shippercodepaaren) und Stunde die Unterbrechung fester und unterbrechbarer Kapazität wie folgt ermittelt und je Flussrichtung und maßgeblichem Punkt aggregiert veröffentlicht:

1. Die eingegangene Nominierung wird gemäß den Kürzungsreihenfolgen auf gebuchte Kapazitäten aufgeteilt. Dadurch ergeben sich ein „Fester Teil der Nominierung“ und ein „Unterbrechbarer Teil der Nominierung“. Diese sind u.U. =0.

2. Für beide Nominierungsanteile wird geprüft, inwieweit diese erfüllt werden können. Kann ein Anteil aufgrund eines Engpasses im eigenen Netz nicht voll erfüllt werden, gilt der jeweilige Nominierungsanteil als unterbrochen. Überschreitet der unterbrechbare Anteil die gebuchte unterbrechbare Kapazität wird dies abhängig vom Buchungsstand der festen Kapazität als Vertragsverletzung oder Übernominierung gewertet. Vertragliche Kürzungen und Unterbrechungen von tolerierten Vertragsüberschreitungen (KÜ) gelten nicht als Unterbrechung. Gekürzte Übernominierungen gelten als Unterbrechung.

3. Wird ein Nominierungsanteil unterbrochen,

a) wird die Höhe der Unterbrechung als Stundenwert und die Summe aller Stundenwerte als Tageswert („Live-Werte“) umgehend veröffentlicht. Die Werte werden berechnet auf Basis einer vereinfachten Rechnung von „Nom-Int“ abzüglich „Processed Quantity“

b) wird zum Zwecke der späteren historisierten Veröffentlichung am Ende von D+1 zwischen 06:00 und 07:00 Uhr

i) bei erstmaliger Unterbrechung dieses Anteils der nominierte Wert bzw.

ii) bei weiteren Unterbrechungen dieses Anteils das Maximum des zuvor protokollierten und des im jeweiligen Prozessdurchlauf ermittelten nominierten Wertes

als „Maximale Nominierung [fester/unterbrechbarer] Kapazität“ festgehalten.

4. In jedem Prozessdurchlauf wird zudem die diesem BKV und diesem Nominierungsanteil zur Verfügung stehende Menge festgehalten. Dabei gilt:

a) Tritt in dem Prozessdurchlauf eine Unterbrechung des jeweiligen Anteils auf, wird als verfügbare Menge in jedem Fall die in diesem Durchlauf ermittelte verfügbare Menge protokolliert.

b) Tritt in dem Prozessdurchlauf keine Unterbrechung des jeweiligen Anteils auf,

i) und wurde bisher kein Wert festgehalten, wird weiterhin kein Wert protokolliert.

ii) und wurde bereits ein Wert festgehalten, wird das Maximum des zuvor festgehaltenen Wertes und des in diesem Durchlauf zugeteilten Wertes (processed) protokolliert.

5. An D+1 zwischen 06:00 und 07:00 Uhr werden die „Historisierten-Werte“ für alle Stunden des Gastages und für den Gastag als Summe aller Stundenwerte veröffentlicht und treten in der Veröffentlichung an Stelle der „Live-Werte“. Der „Historisierte Wert“ je Stunde, BKV und Anteil (Fest/Unterbrechbar) ergibt sich aus der Differenz der „Maximalen Nominierung“ aus 3., b) und der zur Verfügung stehenden Menge aus 4., wobei Werte kleiner 0 als 0 veröffentlicht werden.

Bei Punkten mit lediglich virtuellem Gegenstrom erfolgt keine Berechnung und Veröffentlichung der „Historisierten-Werte“ und die zuletzt ermittelten „Live-Werte“ bleiben bestehen.

Rechenbeispiel zum Unterbrechungskonzept des FNB Gas e. V. (20151207 Unterbrechungskonzept Beispiele freigegeben.xlsx)

Voraussetzungen:

Es wird nur ein einzelner Stundenwert betrachtet. Tageswerte ergeben sich durch Aufsummieren sämtlicher Stundenwerte eine Tages.

In der Tabelle wird der Einfachheit halber unterbrechbare Kapazitäten immer zuerst bei BKV 2 unterbrochen. Im Fall von späteren Buchungen unterbrechbarer Kapazität durch BKV 1 oder Übernominierungen durch BKV 1 kann dies ggf. fachlich inkorrekt sein.

In der Tabelle wird davon ausgegangen, dass feste Kapazität ausverkauft ist und jede Nominierung eines BKV, welche die gebuchte Kapazität dieses BKV überschreitet, zu einer Übernominierung wird.

Erläuterungen:

Erläuterung:  
Die stündlich pro BKV für den Netzknoten und Richtung ermittelten Stundenwerte werden hierfür aufsummiert.

Erläuterung:  
Pro BKV wird die maximale Nominierung unterbrechbarer Kapazität über alle Prozessdurchläufe ermittelt. Hierbei werden nur Nominierungen in Prozessdurchläufen berücksichtigt, in welchen eine Unterbrechung dieses BKV erfolgt.

Erläuterung:  
Pro BKV wird die diesem BKV mitgeteilte minimale Verfügbarkeit unterbrechbarer Kapazität über alle Prozessdurchläufe ermittelt. Hierbei werden nur Nominierungen in Prozessdurchläufen berücksichtigt, in welchen eine Unterbrechung dieses BKV erfolgt.

Erläuterung:  
Die zu historisierende Unterbrechungsmenge unterbrechbarer Kapazität pro BKV ist die Differenz der in den ersten beiden Schritten ermittelten maximalen Nominierung unterbrechbarer Kapazität und der minimalen Verfügbarkeit.

gemäß Gliederungspunkt 7. des Konzepts beschriebenen Schritte

Prozessdurchlauf	Zur Verfügung stehende TVK																														
	Stündlich veröffentlichte Unterbrechung fester Kapazität für betrachteten Netzknoten und Richtung =Live-Werte																														
	Stündlich veröffentlichte Unterbrechung unterbrechbarer Kapazität für betrachteten Netzknoten und Richtung = Live-Werte																														
Systemwerte / Summen				Bilanzkreisverantwortlicher 1 (BKV 1)																											
1, z.B.: 14:25; initiale Nominierungsverarbeitung	101	0	30	1	100	81	1	1	0	0		0	80	80	0	FALSCH	0		81	0											
2, z.B.: 15:25; keine neue Nominierung	101	0	0	1	100	81	1	1	0	0		0	80	80	0	FALSCH	0		81	0											
3, z.B.: 16:25; keine neue Nominierung	101	0	0	1	100	21	1	1	0	0		0	20	20	0	FALSCH	0		21	0											
4, z.B.: 17:25; keine neue Nominierung	101	0	0	1	100	21	1	1	0	0		0	20	20	0	FALSCH	0		21	0											
5, z.B.: 18:25; keine neue Nominierung	101	0	0	1	100	51	1	1	0	0		0	50	50	0	FALSCH	0		51	0											
6, z.B.: 19:25; Unterbrechung unterbrechbarer Kapa bei BKV2	101	0	0	1	100	21	1	1	0	0		0	20	20	0	FALSCH	0		21	0											
7, z.B.: 20:25; Renominierung BKV2 auf in 6 unterbrochenen Wert	101	0	0	1	100	21	1	1	0	0		0	20	20	0	FALSCH	0		21	0											
8, z.B.: 21:25; erneute Unterbrechung unterbrechbarer Kapa bei BKV2	101	0	5	1	100	46	1	1	0	0		0	45	45	0	FALSCH	0		46	0											
9, z.B.: 22:25; Renominierung BKV2; Unterbrechung unterbrechbarer und fester Kapa bei BKV 1 und 2	101	0	10	1	100	51	1	1	0	0		0	50	50	0	FALSCH	0		51	0											
10, z.B.: 23:25; Renominierung BKV1 unterhalb und BKV2 auf unterbrochenen Wert; erhöhte Verfügbarkeit für BKV2	101	0	10	1	100	51	1	1	0	0		0	50	50	0	FALSCH	0		51	0											

Bilanzkreisverantwortlicher 2 (BKV 2)																														
	0	200	50	0	0	0	0	0		0	50	20	30	WAHR	50	20	20	30												
	0	200	20	0	0	0	0	0		0	20	20	0	FALSCH	50	20	20	30												
	0	200	20	0	0	0	0	0		0	20	20	0	FALSCH	50	20	20	30												
	0	200	30	0	0	0	0	0		0	30	30	0	FALSCH	50	30	30	20												
	0	200	30	0	0	0	0	0		0	30	30	0	FALSCH	50	30	30	20												
	0	200	70	0	0	0	0	0		0	70	70	0	FALSCH	50	70	70	0												
	0	200	70	0	0	0	0	0		0	70	70	0	FALSCH	50	70	70	0												
	0	200	60	0	0	0	0	0		0	60	55	5	WAHR	60	55	55	5												
	0	200	60	0	0	0	0	0		0	60	50	10	WAHR	60	50	50	10												
	0	200	60	0	0	0	0	0		0	60	50	10	WAHR	60	50	50	10												

			Folgende Werte werden gemäß Unterbrechungskonzept für die historisierte Veröffentlichung pro Netzknoten und Flussrichtung für alle betrachteten BKV aufsummiert und veröffentlicht:																											
Nach dem Gastag veröffentlichter historisierter Wert der Unterbrechungsmenge unterbrechbarer Kapazitäten		10																												
Nach dem Gastag veröffentlichter historisierter Wert der Unterbrechungsmenge fester Kapazitäten		0																												

Prozessbeschreibung:

- Mit jedem Prozessdurchlauf wird für jeden Punkt bzw. jede Zone pro BKV (u. U. mit mehreren Shippercodepaaren) und Stunde die Unterbrechung fester und unterbrechbarer Kapazität wie folgt ermittelt und je Flussrichtung und maßgeblichem Punkt aggregiert veröffentlicht:
- Die eingegangene Nominierung wird gemäß den Kürzungsreihenfolgen auf gebuchte Kapazitäten aufgeteilt. Dadurch ergeben sich ein „Fester Teil der Nominierung“ und ein „Unterbrechbarer Teil der Nominierung“. Diese sind u.U. =0.
- Für beide Nominierungsanteile wird geprüft, inwieweit diese erfüllt werden können. Kann ein Anteil aufgrund eines Engpasses im eigenen Netz nicht voll erfüllt werden, gilt der jeweilige Nominierungsanteil als unterbrochen. Überschreitet der unterbrechbare Anteil die gebuchte unterbrechbare Kapazität wird dies abhängig vom Buchungsstand der festen Kapazität als Vertragsverletzung oder Übernominierung gewertet. Vertragliche Kürzungen und Unterbrechungen von tolerierten Vertragsüberschreitungen (KÜ) gelten nicht als Unterbrechung. Gekürzte Übernominierungen gelten als Unterbrechung.
  - Wird ein Nominierungsanteil unterbrochen, wird die Höhe der Unterbrechung als Stundenwert und die Summe aller Stundenwerte als Tageswert („Live-Werte“) umgehend veröffentlicht. Die Werte werden berechnet auf Basis einer vereinfachten Rechnung von „Nom-Int“ abzüglich „Processed Quantity“.
  - wird zum Zwecke der späteren historisierten Veröffentlichung am Ende von D+1 zwischen 06:00 und 07:00 Uhr i) bei erstmaliger Unterbrechung dieses Anteils das Maximum des zuvor protokollierten und des im jeweiligen Prozessdurchlauf ermittelten nominierten Wertes als „Maximale Nominierung fester (unterbrechbarer) Kapazität“ festgehalten.
  - In jedem Prozessdurchlauf wird zudem die diesem BKV und diesem Nominierungsanteil zur Verfügung stehende Menge festgehalten. Dabei gilt:  
Tritt in dem Prozessdurchlauf eine Unterbrechung des jeweiligen Anteils auf, wird als verfügbare Menge in jedem Fall die in diesem Durchlauf ermittelte verfügbare Menge protokolliert.
  - An D+1 zwischen 06:00 und 07:00 Uhr werden die „Historisierten-Werte“ für alle Stunden des Gastages und für den Gastag als Summe aller Stundenwerte veröffentlicht und treten in der Veröffentlichung an Stelle der „Live-Werte“. Der „Historisierte Wert“ je Stunde, BKV und Anteil (Fest/Unterbrechbar) ergibt sich aus der Differenz der „Maximalen Nominierung“ aus 3., b) und der zur Verfügung stehenden Menge aus 4., wobei Werte kleiner 0 als 0 veröffentlicht werden.
  - Bei Punkten mit lediglich virtuellem Gegenstrom erfolgt keine Berechnung und Veröffentlichung der „Historisierten-Werte“ und die zuletzt ermittelten „Live-Werte“ bleiben bestehen.