

# **Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030**

05. Dezember 2019

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

Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

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

# Bestätigung

Az. 8615-NEP Gas 2020-2030

## Entscheidung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030 gemäß  
§ 15a Abs. 1 S. 7 EnWG

gegenüber der

1. bayernets GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Poccistraße 7, 80336 München

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 1) -

2. Ferngas Netzgesellschaft mbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 2) -

3. Fluxys TENP GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Elisabethstrasse 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -

4. Fluxys Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Elisabethstrasse 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -

5. GASCADE Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

6. Gastransport Nord GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -

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

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -

8. GRTgaz Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Zimmerstraße 56, 10117 Berlin

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) -

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

Huttropstraße 60, 45138 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) -

10. NEL Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) -

11. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

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

Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) -

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

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

16. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 16) -

– im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber –

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

am 05. Dezember 2019

den von den Fernleitungsnetzbetreibern am 16. August 2019 vorgelegten Szenariorahmen nach § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG mit den folgenden Änderungen und Auflagen bestätigt:

## I.

### 1.

- a. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 sowohl bei der Modellierung der Basisvariante für 2025 als auch bei der Modellierung der Basisvariante für 2030, ausschließlich Kapazitäten der bestehenden Grüngas-Anlage aus der NEP-Gas-Datenbank, konkret ID 1989, für die Einspeisung von Wasserstoff zu berücksichtigen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die unzutreffende Angabe in der Datenbank, wonach die bestehende Grüngas-Anlage mit der ID 2357 am Netz der Beteiligten zu 11. angeschlossen ist, zu korrigieren.

- b. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden zudem verpflichtet, in einer zusätzlichen, gesonderten Modellierungsvariante für die Jahre 2025 und 2030 (Grüngasvariante) auch die geplanten Grüngas-Projekte aus der Marktpartnerabfrage unter Beachtung der im Folgenden und Abschnitt IIB4.6.2 dieser Entscheidung näher genannten Maßgaben zu berücksichtigen. Bei der Modellierung der Grüngasvariante

für das Jahr 2025 ist wie in Kapitel 10.3 des Szenariorahmens beschrieben zu verfahren. Bei der Modellierung für das Jahr 2030 sind Kapazitäten für eine Elektrolyseleistung in Höhe von maximal 2,8 GW<sub>el</sub> anzusetzen.

- c. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden weiter verpflichtet, in der Grüngasvariante zu b. den aus Grüngas-Projekten resultierenden Kapazitäts- und Ausbaubedarf sowie die möglicherweise erforderliche Ertüchtigung oder Umwidmung von bestehender Gasinfrastruktur zu ermitteln und dabei eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Infrastrukturmaßnahmen zu den berücksichtigten Projekten vorzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das Vorgehen bei der Modellierung nachvollziehbar und transparent darzulegen. Bei der Modellierung muss die kapazitative Berücksichtigung der einzelnen Grüngas-Projekte erkennbar werden. Zudem muss die Zuordnung der einzelnen Projekte zu den hierfür erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen möglich sein. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dabei zu erläutern, von welchen grundlegenden Annahmen sie ausgehen, also insbesondere, ob die Einspeisung von synthetischem Methan oder Wasserstoff als Beimischung ins Fernleitungsnetz (und hier ggf. ob L- oder H-Gas) vorgesehen ist oder der Transport von Wasserstoff in einer gesonderten Infrastruktur erfolgen soll. Zudem haben die Fernleitungsnetzbetreiber darzulegen und zu begründen, welche Kapazitätsprodukte sie für die Grüngas-Projekte zugrunde gelegt haben.
  - d. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden darüber hinaus verpflichtet, unter Beachtung der in Abschnitt IIB4.6.2 und IIB4.6.3 dieser Entscheidung genannten Anforderungen, verbindliche Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Grüngas- und vergleichbaren Projekten in zukünftige Netzentwicklungsplanprozesse zu entwickeln und diese mit dem Markt zu konsultieren. Die Kriterien sind im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu entwickeln und im Konsultationsdokument darzustellen und zu erläutern. Soweit über konkrete Grüngas-Projekte hinausgehende Prognosen bzw. Quellen zur Erzeugung oder der Import von Wasserstoff berücksichtigt werden sollen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber auch hierfür einen methodischen Ansatz zu entwickeln und im Konsultationsdokument darzustellen.
2. Die Bundesnetzagentur bestätigt das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 in Bezug auf den Kapazitätsansatz am Grenzübergangspunkt Wallbach (Exit) eine technisch verfügbare Kapazität in Höhe von insgesamt 16,2 GWh/h ab 2026 in der Modellierung zugrunde zu legen, und verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, den daraus resultierenden Netzausbau zu ermitteln.
  3. Die Bundesnetzagentur bestätigt das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, zusätzlich zu den im Datenbankzyklus 2020-SR an den Grenzübergangspunkten Greifswald und Lubmin II (Entry) anteilig und Bunde/Oude Statenzijl (H, Exit) enthaltenen Bestandskapazitäten dynamisch zuordnenbare Kapazitäten in Höhe von je 12 GWh/h für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 an diesen Punkten zu berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden diesbezüglich verpflichtet, im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 folgende Vorgaben zu erfüllen:
    - a. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den resultierenden Netzausbau zu ermitteln und eine genaue Zuordnung dieser Maßnahmen zu diesem Kapazitätsansatz vorzunehmen.
    - b. Weiterhin haben die Fernleitungsnetzbetreiber transparent und für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar zu begründen, weshalb die Kapazitätserhöhung an den genannten Grenzüber-

gangspunkten und die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen gegenüber anderen Lösungsmöglichkeiten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der relevanten Region (Nordwesteuropa) vorzugswürdig sind.

4. In Bezug auf den Kapazitätsansatz an den Anschlusspunkten zu neuen Gaskraftwerken werden die Fernleitungsbetreiber verpflichtet, im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 die folgenden Vorgaben umzusetzen:
  - a. Die Fernleitungsbetreiber werden verpflichtet, auch [REDACTED] im Clusteransatz zu berücksichtigen. [REDACTED] ist zusammen mit dem bereits berücksichtigten Kraftwerk Biblis dem Cluster 1 zuzuordnen. Im Cluster 1 ist die angesetzte elektrische Leistung auf 0,3 GW<sub>el</sub> zu deckeln. In der gesamtdeutschen H-Gas Bilanz sind in Summe 0,9 GW<sub>el</sub> für besondere netztechnische Betriebsmittel zu berücksichtigen.
  - b. Die Fernleitungsbetreiber werden verpflichtet, den aus Gaskraftwerksneuplanungen resultierenden Netzausbau zu ermitteln, gesondert auszuweisen und eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu den berücksichtigten Gaskraftwerksneuplanungen vorzunehmen.
5. In Bezug auf die Betrachtung der im Szenariorahmen enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Terminals werden die Fernleitungsbetreiber verpflichtet, im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 die folgenden Vorgaben umzusetzen:
  - a. Die Bundesnetzagentur bestätigt das von den Fernleitungsbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, die vier im Szenariorahmen enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Terminals planerisch konkurrierend in der Modellierung anzusetzen. Sie haben hierbei das Verlagerungspotential auszunutzen, die Konkurrenzonen und die enthaltenen, zu den jeweiligen LNG-Einspeisepunkten in Konkurrenz stehenden Grenzübergangs- und Speicheranschlusspunkte auszuweisen und im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 transparent darzustellen. Die Fernleitungsbetreiber haben den aus dieser Betrachtung resultierenden Netzausbau so konkret wie möglich den jeweiligen Konkurrenzonen bzw. den LNG-Projekten zuzuordnen.
  - b. Weiterhin werden die Fernleitungsbetreiber verpflichtet, indikativ abzuschätzen, welche Ausbaukosten eine Betrachtung der vorliegenden vier Anfragen mit DZK als Planungsprämisse bedeuten würde.
6. Die Fernleitungsbetreiber haben das von ihnen entwickelte Marktgebietsmodell *NewCap* bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 zu berücksichtigen. Die Kapazitäten des Datenbankzyklus 2020-SR werden als Planungskapazitäten unterstellt. Die Fernleitungsbetreiber haben außerdem die folgenden Vorgaben zu erfüllen:
  - a. Die Fernleitungsbetreiber haben detailliert zu erläutern, welche Annahmen den im Modell betrachteten Lastsituationen zugrunde liegen. Sie haben ferner zu ermitteln und zu begründen, ob und weshalb zur Behebung der in den betrachteten Lastszenarien auftretenden Engpässe der Einsatz marktbasierter Instrumente (*Wheeling*, Drittnetznutzung und börsenbasiertes *Spreadprodukt*) gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist. Die diesbezüglichen Annahmen und Bewertungskriterien sind transparent darzulegen, so dass sie für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar sind.

- b. Sofern die Prüfung ergibt, dass ein Netzausbau gegenüber dem Einsatz von marktbasierenden Instrumenten netztechnisch effizienter und preisgünstiger und insoweit vorzugswürdig ist, um die betrachtete Transportaufgabe zu lösen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die zur Engpassbehebung erforderlichen Ausbaumaßnahmen zu ermitteln und mit ihren technischen Charakteristika, den möglichen Inbetriebnahmedaten, den voraussichtlichen Investitionskosten sowie ihren Auswirkungen auf andere Netzbereiche darzustellen.
7. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die Modellierungsvariante Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zusätzlich zur Basisvariante für das Betrachtungsjahr 2030 zu berechnen. In dieser Variante haben sie einen Kapazitätsbedarf in Höhe von 35,6 GWh/h im Netz der Beteiligten zu 15. anzusetzen. Die aus dieser Betrachtung resultierenden Ausbaumaßnahmen im Netz der Beteiligten zu 15. sind zu ermitteln und die zugehörigen technischen Charakteristika, die erforderlichen Investitionskosten und mögliche Inbetriebnahmedaten auszuweisen. Weiterhin sind mögliche Auswirkungen, bspw. hinsichtlich ihrer technischen Dimensionierung, auf andere intendierte Projekte im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. darzustellen. Zusätzlich sind die Auswirkungen auf andere, insbesondere strömungsmechanisch vorgelagerte Netzgebiete, insbesondere resultierende Ausbaumaßnahmen in diesen Netzen und zugehörige Investitionskosten indikativ abzuschätzen und darzustellen.
8. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 für die Bedarfe der Industriekunden im Netz der Beteiligten zu 15. einen aggregierten Wert in Höhe von 186 MWh/h zu berücksichtigen.
9. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, der Bundesnetzagentur spätestens zur Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 detaillierte Informationen zu dem im Plan im Rahmen der Leistungsbilanzen der Basisvariante betrachteten Spitzenlastfall zu übermitteln. Hierfür sind Angaben zu den jeweils unterstellten Leistungen für jeden einzelnen Grenzübergangspunkt, Marktgebietsaustauschpunkt, Verteilernetzbetreiber-Netzkoppelpunkt, Untergrundspeicher-Anschlusspunkt, Kraftwerksanschlusspunkt, Industrieanschlusspunkt, LNG-Anschlusspunkt, Produktionseinspeisepunkt, Biogaseinspeisepunkt sowie Wasserstoffeinspeisepunkt zu machen.
10. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, den im NEP-Gas-Datenbankzyklus 2020-SR enthaltenen Wert der technisch verfügbaren und der frei zuordenbaren Kapazität am Grenzübergangspunkt Ey-natten, konkret ID 541, anzupassen und bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 einen Wert in Höhe von 5395 MWh/h zu berücksichtigen.

## II.

Die Entscheidung über die Gebühren bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Bestätigung .....</b>	<b>1</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>7</b>
<b>I SACHVERHALT .....</b>	<b>9</b>
<b>A Verfahrensgegenstand .....</b>	<b>10</b>
1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Szenariorahmens.....	10
2. Inhalte des Szenariorahmens.....	10
<b>B Verfahrensablauf .....</b>	<b>15</b>
1. Konsultation der Marktteilnehmer durch die Fernleitungsnetzbetreiber .....	15
1.1 Ergebnisse aus den Stellungnahmen .....	15
1.2 Überarbeitung des Konsultationsdokuments.....	21
2. Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur.....	21
<b>II ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE .....</b>	<b>25</b>
<b>A Formelle Voraussetzungen der Entscheidung .....</b>	<b>26</b>
<b>B Materielle Voraussetzungen der Entscheidung.....</b>	<b>27</b>
1. Annahmen zur Entwicklung der Erdgasversorgung in Deutschland.....	27
1.1 Gasbedarf: .....	27
1.2 Gasaufkommen .....	28
1.3 Gasmengenbilanz - Importbedarf.....	28
2. Annahmen zur H-Gas Quellenverteilung.....	28
3. Leistungsbilanzen.....	30
4. Eingangsgrößen in die Netzmodellierung .....	31
4.1 Grundlegende Betrachtungen der Bundesnetzagentur zur integrierten Strom- und Gasnetzplanung .....	31
4.2 Grenzübergangspunkte .....	34
4.2.1 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Wallbach in Richtung Schweiz und Italien.....	35
4.2.2 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl in Richtung Niederlande.....	38
4.3 Gaskraftwerke .....	41
4.3.1 Bestehende Gaskraftwerke .....	41
4.3.2 Gaskraftwerksneuplanungen.....	41
4.4 Gasspeicher .....	44
4.5 LNG-Anlagen .....	45
4.6 Wasserstoff und synthetisches Methan / grüne Gase .....	47
4.6.1 Modellierung der Basisvariante .....	48
4.6.2 Modellierung der Grüngasvariante .....	49
4.6.3 Entwicklung von verbindlichen Kriterien für die Berücksichtigung von Grüngas-Projekten.....	54
4.7 Verteilernetzbetreiber .....	56
4.8 Industrie .....	56
4.9 Umgang mit Lastflussszusagen .....	57
5. Versorgungssicherheit .....	57

5.1	Entwicklung L-Gas-Versorgung .....	57
5.2	Umgang mit historischen Unterbrechungen.....	58
6.	Marktgebietszusammenlegung.....	58
7.	Zusätzliche Modellierung: Auslegungsvariante für Baden-Württemberg.....	63
8.	Verbesserung der Transparenz.....	67
<b>C</b>	<b>Hinweise zu den Gebühren .....</b>	<b>68</b>
<b>III</b>	<b>RECHTSMITTELBELEHRUNG .....</b>	<b>69</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>71</b>

# **I Sachverhalt**

# A Verfahrensgegenstand

## 1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Szenariorahmens

Gegenstand des vorliegenden Verwaltungsverfahrens ist der Szenariorahmen (SR) für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020-2030. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der Regulierungsbehörde vorzulegen. Basis eines jeden Netzentwicklungsplans ist der Szenariorahmen. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG muss dieser angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinen Austausch mit anderen Ländern enthalten. Auch haben die Fernleitungsnetzbetreiber geplante Investitionsvorhaben in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastruktur sowie in Bezug auf Speicheranlagen und Wiederverdampfungsanlagen von *liquefied natural gas* (LNG) zu berücksichtigen. Weiterhin sind die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung in die Inhalte des Szenariorahmens miteinzubeziehen.

Basierend 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. Bei der Erarbeitung des Plans haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine geeignete und allgemein nachvollziehbare Modellierung der deutschen Fernleitungsnetze zu nutzen, vgl. § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG.

Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen den Szenariorahmen und stellen ihn der Öffentlichkeit und nachgelagerten Netzbetreibern zur Konsultation. Anschließend legen sie den Entwurf des Szenariorahmens der Regulierungsbehörde vor. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt diese gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG den Szenariorahmen. Dem dient die vorliegende Entscheidung.

## 2. Inhalte des Szenariorahmens

Wesentliche Inhalte des vorgelegten Szenariorahmens sind die Darstellungen zum Gasbedarf (Gasverbrauch) und Gasaufkommen (Erdgasförderung, Aufkommensentwicklung grüner Gase und Biomethaneinspeisung). Des Weiteren enthält der Szenariorahmen den Vorschlag der Modellierungsvarianten für den NEP Gas 2020-2030 und die dazu gehörigen Eingangsgrößen (Kapazitätsbedarfe) für die Modellierung. Neben der Basisvariante, die für die Jahre 2025 und 2030 vollständig berechnet werden soll, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, dem kontinuierlich steigenden Kapazitätsbedarf in Baden-Württemberg durch die Betrachtung einer zusätzlichen Modellierungsvariante, der Auslegungsvariante Baden-Württemberg, im NEP Gas 2020-2030 Rechnung zu tragen.

Um die Entwicklung des deutschen Gasbedarfs zu beschreiben, betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber die Szenarien dena-TM95<sup>1</sup> und EUCO30<sup>2</sup>. Das erste Szenario stellt ein Szenario mit einem Schwerpunkt Grüne

---

<sup>1</sup> dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Technologiemiixszenario -95% (dena-TM95), <https://www.dena.de/integrierte-energiawende>

Gase dar und ist das von den Fernleitungsnetzbetreibern präferierte Szenario. Das zweite Szenario orientiert sich zur Ermittlung der Gasstromerzeugung an dem Vorgehen für das im vorangegangenen SR für den NEP Gas 2018-2028 erstellte Szenario. In beiden bis zum Jahr 2030 blickenden Szenarien wird der Kohleausstiegspfad wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission) empfohlen abgebildet. Die Annahmen der beiden Szenarien unterscheiden sich in Bezug auf den Endenergiebedarf an Gas.

Der Gasbedarf wird dabei in folgende drei Kategorien unterteilt:

- Endenergiebedarf Gas (Industrie, Haushalte/ Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Verkehr),
- Nichtenergetischer Verbrauch von Gas,
- Gaseinsatz im Umwandlungssektor.

Der Endenergiebedarf Gas, der nicht-energetische Verbrauch und der Gasbedarf im Umwandlungssektor werden auf unterschiedliche Art und Weise prognostiziert. Die Entwicklung des Endenergiebedarfs und der nicht-energetische Verbrauch basieren auf einer Analyse des Ausgangsjahres 2017 des dena-TM95-Szenarios und des EUCO30 Szenarios. Es erfolgt eine Prognose bis zum Jahr 2030. Das dena-TM95-Szenario bietet darüberhinausgehend einen Ausblick auf den Gasbedarf bis 2050, hier werden die wesentlichen Ergebnisse präsentiert. Der Gasbedarf im Umwandlungssektor (inklusive Eigenbedarf) wurde hingegen aus Modellierungen des Strommarktes abgeleitet. Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurde der Entwicklungspfad der Gasverstromung mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG analysiert. Hierfür wurde die Liste der BNetzA zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zum Zu- und Rückbau in Deutschland sowie die vorliegenden aktuellen Kapazitätsreservierungen nach § 38 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und Kapazitätsausbauansprüchen nach § 39 GasNZV verwendet. Zusätzlich wurden Informationen aus der BDEW-Kraftwerksliste und aus dem zuletzt genehmigten SR für den NEP Strom 2019-2030 miteinbezogen. Hinsichtlich der Bedarfsentwicklung von Wasserstoff wird laut der FfE-Studie<sup>3</sup> bis 2050 mit einer Verdopplung gegenüber 2030 gerechnet, so dass von einer nachhaltigen und fortdauernden Bedarfsentwicklung auszugehen ist. Die genannte FfE-Studie ist eine Studie zur Regionalisierung von *Power-to-Gas*-Leistungen für den SR für den NEP Gas 2020-2030, die die FNB Gas bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) beauftragt hat. Diese Studie analysiert insbesondere geeignete Standorte für *Power-to-Gas*-Anlagen sowie Aufkommensquellen und Abnahmeregionen für Grüne Gase.

Hinsichtlich des Gasaufkommens (konventionelles Erdgas, Biomethan, *Power-to-Gas*) in Deutschland erfolgt keine Unterscheidung in den Szenarien. Dies entspricht der Vorgehensweise aus den Vorjahren, da die Fernleitungsnetzbetreiber bereits in den früheren Szenariorahmen von identischen Annahmen in allen Szenarien ausgegangen waren. Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen bei der Gasaufkommensentwicklung in Deutschland die konventionelle Erdgasförderung, die Biomethaneinspeisung sowie die Entwicklung Grüner

---

<sup>2</sup> Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios (EUCO 30),  
[http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125\\_-\\_technical\\_report\\_on\\_euco\\_scenarios\\_primes\\_corrected.pdf](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf)

<sup>3</sup> Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, Veröffentlichung am 17. Juni 2019

Gase. Der Prognose der Erdgasförderung liegt im Wesentlichen die Vorschau des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) bis zum Jahr 2030 zugrunde. Die Einschätzung über die Biomethaneinspeisung basiert auf der Auswertung der FfE-Studie. Die deutschlandweite Regionalisierung der Biomethannutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung basiert auf der Auswertung der zum Zeitpunkt der Vorlage des Szenariorahmens aktuellen Monitoringberichts 2018<sup>4</sup> von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt und von der Deutschen Energie-Agentur veröffentlichten Projektliste zur Biomethaneinspeisung. Auf Basis der FfE-Studie und weiterer Annahmen wird eine Abschätzung zur Aufkommensentwicklung Grüner Gase vorgenommen. Wie in den Vorjahren erfolgt keine Berücksichtigung der Förderung nicht-konventioneller Gase.

Bezüglich der Entwicklung von Biomethaneinspeisungen werden nur die projektierten Anlagen aus dem Einspeiseatlas der dena berücksichtigt. Im Vergleich zum NEP Gas 2018-2028 ergibt sich ein leichter Anstieg.

Bei der Aufkommensentwicklung Grüner Gase betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber auch die Möglichkeiten der *Power-to-Gas*-Technologie. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern in Auftrag gegebene FfE-Studie untersucht mögliche Aufkommensquellen und Abnahmeregionen für Wasserstoff und synthetisches Methan.

Bezüglich der H-Gas-Quellenverteilung haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf ihre bisherige Systematik zurückgegriffen. Anhand der H-Gas-Quellenverteilung leiten sie her, über welche Regionen der zukünftige Zusatzbedarf an H-Gas-Kapazitäten befriedigt werden wird. Die Datengrundlage für den Zusatzbedarf ist der *Ten-Years Network Development Plan* (TYNDP) 2018.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben anknüpfend an die TENP-Versorgungssicherheitsvariante des NEP Gas 2018-2028 die zukünftig aus Gründen der Versorgungssicherheit erforderliche Exitleistung am Grenzübergangspunkt (GÜP) Wallbach überprüft. Auf Basis ihrer Analyse schlagen sie vor, in der Modellierung des NEP Gas 2020-2030 eine um 2,9 GWh/h erhöhte Exitleistung an diesem Punkt von insgesamt 16,2 GWh/h zu betrachten.

Zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit von Nordwesteuropa legen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, dass grundsätzlich höhere Exitleistungen am GÜP Bunde / Oude-Statenzijl erforderlich seien und kündigen weitere Untersuchungen an. Nach Vorlage des SR für den NEP Gas 2020-2030 haben sie weitere Analysen durchgeführt. Das Ergebnis haben sie der Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 09.10.2019 mitgeteilt. Sie teilen die Einschätzung des niederländischen Transportnetzbetreibers GTS, dass eine Erhöhung der Exitleistungen um 12 GWh/h eine Möglichkeit darstellt, die Versorgungssicherheit in der betroffenen Region zukünftig sicherzustellen und beabsichtigen diese für den NEP Gas 2020-2030 zu berücksichtigen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüchen gemäß §§ 38, 39 GasNZV in der Modellierung überarbeitet. Für die Kraftwerksprojekte in Süddeutschland, die als mögliche Standorte für besondere netztechnische Betriebsmittel gelten, schlagen sie ähnlich wie im NEP Gas 2018-2028 einen Clusteransatz zur regionalen Einteilung vor. Hinsichtlich der für die Erstellung des NEP Gas 2020-2030 zu berücksichtigenden Reservierungen/Ausbauansprüche für geplante

---

<sup>4</sup> Monitoringbericht 2018 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand 29. Mai 2019

LNG-Anlagen streben die Fernleitungsnetzbetreiber eine planerisch-konkurrierende Betrachtung der Kapazitäten zu anderen Einspeisepunkten in das Netz an.

Die Fernleitungsnetzbetreiber betrachten im Netzentwicklungsplan-Prozess erstmals auch Wasserstoff und synthetisches Methan (SNG) als sog. Grüne Gase. Sie verweisen vor dem Hintergrund der Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die zunehmende Bedeutung der Integration Grüner Gase in die bestehende Gasinfrastruktur. Denkbar seien sowohl die Ertüchtigung der bestehenden Gasinfrastruktur auf steigende Wasserstoffanteile als auch die Umwidmung bestehender Gas- und Speicherinfrastrukturen von Erdgas auf Wasserstoff sowie der Aufbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur. Im Rahmen einer Marktabfrage hatten Unternehmen und Projektverantwortliche bis Mitte Juli 2019 die Gelegenheit, den FNB die Grüngas-Projekte zu melden, für die konkrete Umsetzungsabsichten vorliegen, um diese bei der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 ggf. zu berücksichtigen. Insgesamt wurden 31 Projekte gemeldet, davon haben 25 einer Veröffentlichung im Szenariorahmen zugestimmt. Diese Projekte sind, klassifiziert nach den Parametern Gasbeschaffenheit, Quelle/Senke, geplante Inbetriebnahme sowie angeschlossene Netzebene und zuständiger Fernleitungsnetzbetreiber, aufgeführt. Zur Berücksichtigung der Grüngas-Projekte in der Netzmodellierung haben die Fernleitungsnetzbetreiber Kriterien entwickelt. Anhand der beschriebenen Kriterien würden noch 21 Projekte Eingang in die Modellierung zum NEP Gas 2020-2030 finden. Die Fernleitungsnetzbetreiber erläutern, welchen Modellierungsansatz sie für die Grüngas-Projekte vorgesehen haben. Für das Jahr 2025 sollen demnach bestehende Anlagen sowie Grüngas-Projekte mit einer geplanten Realisierung bis 2025 berücksichtigt werden. Für das Jahr 2030 solle der Modellierungsansatz der bestehenden und geplanten Projekte um eine Prognose der *Power-to-Gas*-Anlagenleistung ergänzt werden, die sich aus verschiedenen Studien ergibt.

Die gemäß § 21 GasNZV vorgesehene Zusammenlegung der beiden bisherigen deutschen Marktgebiete, die zum 01. Oktober 2021 ansteht, findet ebenfalls über den Szenariorahmen Eingang in den Netzentwicklungsplan-Prozess. Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen das von ihnen entwickelte Kapazitätsmodell *New Cap* vor und erläutern, um welche Prozessschritte die Ermittlung von Ausbaumaßnahmen, wie sie Gegenstand des NEP Gas 2020-2030 sein soll, ergänzt werden müsse. Aufgrund der verhältnismäßig geringen Austauschleistung zwischen den bisherigen Marktgebieten wird die freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten im gemeinsamen Marktgebiet erschwert, sodass eine Überführung der Planungskapazitäten aus den Marktgebieten NetConnect Germany und Gaspool in das deutschlandweite Marktgebiet nicht ohne weiteres bzw. nur in einem sehr beschränkten Umfang möglich erscheint.

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es nicht für erforderlich, ähnlich wie in vorangegangenen Netzentwicklungsplan-Prozessen eine fiktive Versorgungsstörung zu modellieren. Sie beabsichtigen entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG dem Thema derart Rechnung zu tragen, dass sie die zukünftige Entwicklung der Versorgung mit hochkalorischem (H-Gas) und insbesondere niederkalorischem Gas (L-Gas) detaillierter betrachten.

Weiterhin beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber, die in den vergangenen Netzentwicklungsplan-Prozessen durchgeführte Auswertung historischer Unterbrechungen im diesjährigen Prozess nicht durchzuführen. Diese Analyse sei in der Vergangenheit bestenfalls als Indikator für die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen zu verstehen gewesen und im Hinblick auf anstehende regulatorische Änderungen wie die Einführung von *virtual interconnections points* (VIP) und die Marktgebietszusammenlegung gegenwärtig wenig aussagekräftig.

Sämtliche Eingangsgrößen für die Modellierung finden sich in der Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas im Zyklus 2020 - SR. Die Datenbank ist im Internet auf den Seiten des Verbandes der Fernleitungsnetzbetrei-

ber e.V. unter [www.nep-gas-datenbank.de](http://www.nep-gas-datenbank.de) online abrufbar. Sie enthält Angaben zu den Planungskapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, VIP, Speichern, Kraftwerken, Produktion, Biogas, Wasserstoff, synthetisches Methan, LNG und Industrie (aggregiert).



## B Verfahrensablauf

### 1. Konsultation der Marktteilnehmer durch die Fernleitungsnetzbetreiber

Am 17. Juni 2019 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument „Szenariorahmen für den NEP Gas 2020-2030“ auf der Internetseite [www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de).

Ab diesem Zeitpunkt hatten die Öffentlichkeit und nachgelagerte Netzbetreiber bis zum 12. Juli 2019 die Gelegenheit, Stellungnahmen zu den im Szenariorahmen enthaltenen Inhalten und getroffenen Annahmen an die Fernleitungsnetzbetreiber zu adressieren.

Am 01. Juli 2019 fand im Rahmen der Konsultation ein Workshop in Berlin statt. Auf dieser Veranstaltung haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Marktteilnehmern, Verbands- und Behördenvertretern sowie weiteren Interessierten den Szenariorahmen vorgestellt.

#### 1.1 Ergebnisse aus den Stellungnahmen

Bei den Fernleitungsnetzbetreibern gingen insgesamt 27 Stellungnahmen ein.

#### Konsultationsteilnehmer

Name	Gruppe
Austrian Gas Grid Management AG (AGGM)	ausländischer Marktgebietsmanager
Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)	ausländische Regulierungsbehörde
B. Schuler	sonstiger Beteiligter
BDEW	Verband
Chemergie UG	sonstiger Beteiligter
Verband Deutscher Energiehändler e.V. (EFET Deutschland)	Verband
EnBW	Energiekonzern
ENET Energy SA	Energiekonzern
E.ON	Energiekonzern
equinor	Energiekonzern
Erdgas Ostschweiz	ausländischer Netzbetreiber
FluxSwiss	ausländischer Netzbetreiber
German LNG Terminal GmbH	LNG-Projektgesellschaft
grt Gaz France	ausländischer Netzbetreiber
Gasunie Transport Services B.V. (GTS)	ausländischer Netzbetreiber
Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)	Verband
LVI, FVSHK, VFEW	Verbände
MWIDE NRW	Landesministerium
Netze BW	VNB
RWE	Energiekonzern
swissgas	Energiekonzern
Thuega	Stadtwerke

thyssenkrupp	Industriekonzern
Ministerium für Umwelt Baden-Württemberg	Landesministerium
Uniper	Energiekonzern
VKU	Verband
Worldenergy	ausländischer Transportkunde

Die Stellungnehmer äußerten sich hauptsächlich zu den folgenden Themenbereichen:

### **Gasbedarfsentwicklung und Gasaufkommen**

Die Wahl des Szenarios dena-TM95 wird in verschiedenen Stellungnahmen begrüßt, so etwa von E.ON, EnBW und dem VKU. Dagegen wird von weiteren Stellungnehmern (INES und dem MWIDE NRW) eingewendet, dass es sich um das Szenario mit dem höchsten zukünftigen Gasbedarf handle, was die Gefahr eines überdimensionierten Netzausbaubedarfs berge.

Auch in den zustimmenden Stellungnahmen wird teilweise (u. a. von E.ON und EnBW) angemerkt, dass unklar bleibe, wie sich die Szenarien letztlich in der Modellierung niederschlagen. Ein direkter Zusammenhang zwischen den betrachteten Gasbedarfsszenarien und der Modellierung sei nicht erkennbar und entfalle damit – entgegen der Aussage des Konsultationsdokuments in Kapitel 9.2 – nicht nur in Bezug auf den Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber (VNB). In der Langfristprognose der VNB, die sich in der Praxis als recht genau und verlässlich bewiesen habe, werde im Übrigen sehr wohl auch die Änderung politischer Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Insbesondere durch den Kohleausstieg werde der Zubau neuer Gaskraftwerke bzw. Kapazitäten erforderlich, was bei der Modellierung durch die FNB Berücksichtigung finden solle. Mit weiteren Reservierungen bzw. Anträgen nach §§ 38, 39 GasNZV sei auch für den Zeitraum von 2020 bis 2025 zu rechnen (EnBW).

### **Betrachtung der Situation in Baden-Württemberg**

Im Zusammenhang mit der Bedarfsentwicklung bilden Stellungnahmen zur aktuellen Situation und erwarteten Entwicklung von Gasbedarf und Kapazitäten in Baden-Württemberg einen gesonderten Schwerpunkt. So erwarten beispielsweise die Verbände LVI, FVSHK und VfEW einen weiterhin steigenden Gasbedarf, der einen signifikanten Netzausbau erforderlich mache, auch um negative wirtschaftliche Folgen für Baden-Württemberg zu verhindern. Insoweit werden die Aussagen der FNB im Konsultationsdokument hierzu allgemein begrüßt. Allerdings solle, entgegen dem geplanten Vorgehen der FNB, die Langfristprognose der VNB in der Basisvariante bis 2030 voll Eingang finden.

### **Power-to-Gas – Grüngasprojekte aus der Marktabfrage und Wasserstoff**

Eine Vielzahl der Stellungnehmer begrüßt grundsätzlich, dass die FNB erstmals so umfangreich die zukünftige Rolle und Bedeutung von Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom erzeugt wird (Grüngas, auch *Power-to-Gas*), im Rahmen des Prozesses zum NEP Gas 2020-2030 betrachten. Der Netzentwicklungsplan sei dafür die richtige Stelle (so etwa der BDEW) und die notwendige Diskussion mit den Marktteilnehmern, aber auch in der Politik werde so ausreichend früh angestoßen. Dies gelte umso mehr, als die Rahmenbedingungen und die Dimension der berührten Aspekte der Energiewirtschaft unklar sind. In den allgemein positiven Re-

aktionen zum Thema Grüngas weisen daher nahezu alle Stellungnehmer auf die offenen Fragestellungen hin und ziehen vielfach in Zweifel, ob die im Konsultationsdokument beschriebene Methodik und die herangezogenen Kriterien zur Berücksichtigung von Grüngas-Projekten bei der Modellierung im laufenden Netzentwicklungsplan-Prozess bereits tragfähig sind.

Die insoweit geäußerte Kritik bzw. gegebenen Hinweise betreffen, über die vorstehenden Punkte hinaus, insbesondere die nach Ansicht der Stellungnehmer nicht ausreichende Verbindlichkeit der von den FNB initiierten Marktpartnerabfrage und die dadurch bestehende Ungleichbehandlung z. B. gegenüber Speichern und Kraftwerken, die bestehende Unsicherheit bzw. das Fehlen eines Regulierungs- und Rechtsrahmens sowie die nicht ausreichende Befassung mit dem Thema Wasserstoff-Beimischung, evtl. erforderlichen Umwidmungen und dem Aufbau einer eigenständigen Wasserstoff-Infrastruktur. Vor dem Hintergrund der zahlreichen offenen Fragen wird schließlich angeregt, gesonderte Szenarien zum Grüngas bzw. Wasserstoff allgemein zu betrachten, in denen u. a. auch der Import von Wasserstoff und die europäische Bedeutung des Themas berücksichtigt werden solle (so bspw. der BDEW).

Mit Blick auf die aus Sicht verschiedener Stellungnehmer mangelnde Verbindlichkeit der Marktpartnerabfrage und die herangezogenen Kriterien zur Berücksichtigung von Grüngas-Projekten bei der Modellierung, wird gefordert, einen dem *Incremental Capacity*-Verfahren (gemäß Art. 22 ff. der Verordnung (EU) 2017/459<sup>5</sup>, im Folgenden: NC CAM) oder den Regelungen in §§ 38, 39 GasNZV vergleichbaren Mechanismus zu schaffen, um so Transparenz, Planungssicherheit und Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten (z. B. EFET). Wenngleich nach Auffassung verschiedener Stellungnehmer gerade auch im Kontext der Integration von Grüngas-Projekten die Bedeutung der Sektorenkopplung zunehme, weisen zudem etwa das MWIDE NRW sowie E.ON darauf hin, dass die Annahmen der FNB im Konsultationsdokument deutlich über die der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, Strom) im NEP Strom 2019-2030 hinausgehen, was die Elektrolysekapazitäten angehe.

### **Marktgebietszusammenlegung**

Die Aufnahme eines eigenen Kapitels zur Marktgebietszusammenlegung in den Szenariorahmen wird von einer Vielzahl der Stellungnehmer begrüßt (z. B. VKU und EnBW).

Ebenso zahlreich wird aber auch die Forderung erhoben, dass die Zusammenlegung der beiden aktuell verbleibenden Marktgebiete zu keiner Reduzierung fester Kapazitäten (FZK) führen darf (z. B. MWIDE NRW). Eine merkliche Reduzierung der angebotenen festen Kapazitäten führe, entgegen der gesetzgeberischen Zielsetzung, zu einer deutlichen Beeinträchtigung der Liquidität und des Wettbewerbs sowie der Versorgungssicherheit; daraus resultierende Kostensteigerungen für Transportkunden und Verbraucher seien auszuschließen, so etwa der BDEW.

Die Stellungnehmer verweisen diesbezüglich auf ihre Eingaben im Rahmen des Verfahrens KAP+ für zusätzliche Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur und äußern die Erwartung, dass das langfristige Kapazitätsniveau, wie bisher geschehen und bewährt, im Netzentwicklungsplan-Prozess bestimmt werden wird (u. a. Netze BW und RWE).

---

<sup>5</sup> Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission, vom 16. März 2017, zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013, Abl. der EU, vom 17.03.2017, L 72/1.

Einige Stellungnehmer weisen zudem auf den möglichen Nutzen von marktbasierten Instrumenten (MBI) wie bspw. die Nutzung von Speichern hin, deren Einsatz dem Netzausbau gleichgestellt und gleichwertig sei, so INES. Die Kosten hierfür sollen als Laut BDEW könne mit Hilfe von MBI die Marktgebietszusammenlegung ohne eine Reduzierung FZK und damit ohne eine Beeinträchtigung der Liquidität gelingen.

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

- ***Kapazitätsbedarf am Grenzübergangspunkt Wallbach***

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Erhöhung der Exit-Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Wallbach um 2,9 GWh/h wird mehrheitlich befürwortet, insbesondere von den Stellungnehmern aus der Schweiz und Italien, oder zumindest im Ergebnis nicht in Frage gestellt. So unterstützen beispielsweise die baden-württembergischen Verbände LVI, FVSHK und VfEW in ihrer gemeinsamen Stellungnahme den Ausbau, wenngleich die vorliegende Begründung nur schwer nachvollziehbar sei. Einige Stellungnehmer aus dem Inland führen an, dass eine Kapazitätserhöhung am Grenzübergangspunkt Wallbach jedenfalls nicht zu Lasten der Kapazitätsbereitstellung in Baden-Württemberg gehen dürfe. Der BDEW sowie die grt Gaz France stellen zudem die Frage, weshalb am Grenzübergangspunkt Wallbach nicht vorrangig ein *Incremental Capacity*-Verfahren durchgeführt werden soll, wodurch der Kapazitätsnutzer dazu verpflichtet werde, die zusätzliche Kapazität auch langfristig zu buchen.

- ***Kapazitätsbedarf Ostschweiz***

Versorgungssicherheitsgründe machen aus Sicht der Erdgas Ostschweiz einen neuen GÜP in der Bodenseeregion erforderlich. Ein Bedarf in Höhe von 2 GWh/h solle daher bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden. Analog zum seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Vorgehen am GÜP Wallbach bzgl. des dort zu erhöhenden Kapazitätsbedarfs sei der genannte Mehrbedarf in der Bodenseeregion nicht über ein *Incremental Capacity*-Verfahren zu decken.

- ***Kapazitätsbedarf am Grenzübergangspunkt Bunde/Oude Statenzijl***

Um den schnelleren Produktionsrückgang in den Niederlanden zu kompensieren, bestehe zukünftig ein höherer H-Gas-Importbedarf aus Deutschland in die Niederlande am Grenzübergangspunkt Bunde / Oude Statenzijl, konstatiert Gasunie Transport Services in ihrer Stellungnahme. Mit Verweis auf Simulationen von ENTSOG müsse die Exportkapazität daher um mindestens 12 GWh/h erhöht werden, um die Versorgungssicherheit in Nordwesteuropa auch zukünftig gewährleisten zu können.

- ***Kapazitätsbedarf am Grenzübergangspunkt Medelsheim***

Laut eigener Marktanalyse präferieren Marktteilnehmer unterbrechbare Kapazitäten gegenüber der Investition in feste Kapazitäten; GRTgaz streicht das Projekt zur Reversierung des Grenzübergangspunkts Medelsheim / Obergailbach daher vom nationalen Ausbauplan und aus dem TYNDP 2020. Sofern Bedarf auf deutscher Seite gesehen wird, sei man zur Fortführung aber bereit.

## Modellierung und Modellierungsvarianten

E.ON und der VKU begrüßen die Methodik, anhand derer zukünftige Bedarfe der Verteilnetzbetreiber berücksichtigt werden. Auch EnBW und Netze BW äußern sich zu diesen Bedarfen. Sie betonen die Eignung der Langfristprognose, um regionalen Besonderheiten und Entwicklungen in Bezug auf die Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber Rechnung zu tragen. Aufgrund des fehlenden, direkten Bezugs zwischen Gasbedarfsszenarien und Kapazitätsbedarfen werden politische Vorgaben wie bspw. die Klimaschutzziele entgegen der Ausführungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen jedoch nicht nur für die VNB-Bedarfe, sondern auch für alle anderen Eingangsgrößen nicht berücksichtigt.

EnBW fordert, den Kohleausstieg in der Basisvariante anhand einer angemessenen Prognose zu berücksichtigen. Aus Sicht von AGGM sei außerdem auch der Ausstieg aus der Kernenergie bei der NEP-Erstellung angemessen zu betrachten.

Ein einheitliches Lastflussmodell solle in der Modellierung des Netzentwicklungsplans zugrunde gelegt werden, so B. Schuler. Dies erfordere eine umfassende Kooperationstiefe, die es zu gewährleisten gelte. Weiterhin sei zu prüfen, welche Folgen die hohe Anzahl der Netzknoten, an denen planerisch eine Kapazität mit Auflage betrachtet werden solle, hinsichtlich der Modellierung haben könnte. Diese Kapazitätsarten reduzieren außerdem die Liquidität und sollten daher vor dem Hintergrund einer Kosten-Nutzen-Analyse überprüft werden.

## Neue Gaskraftwerke

Mehrere Stellungnehmer kritisieren den Ansatz von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) für neue Kraftwerke aufgrund des nicht gesicherten Zugangs zum virtuellen Handelspunkt. Diese Vorgehensweise stehe im Widerspruch zur Entschließung des Bundesrats<sup>6</sup> vom 07.06.2019, bedeute einen Wettbewerbsnachteil und verstoße gegen die GasNZV. Eine planerische Betrachtung mit frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) sei dem DZK-Ansatz gegenüber auch deshalb vorzugswürdig, um den Kohleausstieg und infolgedessen die Energiewende nicht zu behindern. Insbesondere im Hinblick auf die erreichte Leistungsfähigkeit des Gasnetzes in Baden-Württemberg bedeute der DZK-Ansatz außerdem einen Wettbewerbsnachteil für mögliche dortige Kraftwerksprojekte.

In mehreren Stellungnahmen findet sich außerdem die Forderung, den Kohleausstieg stärker abzubilden. Die etablierten Prozesse seien hierfür nicht ausreichend, um den daraus resultierenden Anforderungen an die Gasnetzinfrastuktural gerecht zu werden. Die Berücksichtigung der Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV gemäß der etablierten Vorgehensweise greife zu kurz, da infolge des anstehenden „fuel switch“ auf Erdgas kurzfristig neue Kraftwerksanfragen nach sich ziehe, um das Funktionieren des Strommarktes auch weiterhin sicherzustellen. Auch sei ein Clusteransatz nicht mit den diesbezüglichen Anforderungen vereinbar, wie EnBW erläutert.

Dass länger nicht mehr verfolgte / ruhende Projekte, für die zu früheren Zeitpunkten Anträge nach §§ 38, 39 GasNZV gestellt wurden, nicht für die Planerstellung berücksichtigt werden, begrüßt Uniper. Jedoch solle

---

<sup>6</sup> BR Drucksache 138/19 (Beschluss) vom 07.06.19

im Gegensatz dazu ein kürzerer Turnus für die Aufnahme neuer Projekte etabliert werden. Der Zeitraum von zwei Jahren sei insbesondere vor dem Hintergrund von Realisierungsdauern des erforderlichen Gasnetzausbaus zwischen fünf und sieben Jahren deutlich zu lang und verzögere oder gefährde gar die Projektrealisierung.

MWIDE NRW schlägt in diesem Zusammenhang vor, dass für die Kraftwerke, deren Berücksichtigung für im Rahmen der Modellierung des NEP zum Zeitpunkt der Konsultation des Szenariorahmens noch offen ist, ein separates Szenario betrachtet wird, um Unsicherheiten hinsichtlich der Realisierung der Projekte angemessen Rechnung zu tragen. Uniper fordert die Berücksichtigung der Kraftwerksprojekte Heyden und Staudinger im Netzentwicklungsplan.

### **Rolle von LNG**

Mehrere Stellungnehmer (EFET, Equinor, German LNG Terminal GmbH) fordern, den seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Ansatz einer planerisch konkurrierenden Betrachtung für mögliche LNG-Standorte ausführlicher zu erläutern und die daraus resultierenden Auswirkungen transparent darzulegen. Aus Sicht der RWE und German LNG GmbH sollen die zu berücksichtigen Anfragen gemäß §§ 38, 39 GasNZV mit Verweis auf die Novellierung der GasNZV mit frei zuordenbaren Kapazitäten modelliert werden.

Uniper fordert, das am Standort Wilhelmshaven geplante LNG-Terminal für die NEP-Modellierung zu berücksichtigen.

### **Rolle von Erdgasspeichern**

Mehrere Stellungnehmer (INES, AGGM, MWIDE NRW, Uniper) kritisieren das beabsichtigte Vorgehen, einen durchschnittlichen Speicherfüllstand von 35 % für H-Gas-Speicher als Planungsprämisse anzusetzen. Antizipiere man einen höheren Wert, würde man der netzdienlichen Rolle der Speicher besser gerecht. Auch könne Netzausbau so möglicherweise vermieden werden.

### **Versorgungssicherheit**

- ***Umstellung von L- auf H-Gas***

Der BDEW äußert die Sorge, dass weitergehende Reduzierungen der Produktion in Groningen zu Problemen mit der Belieferung mit L-Gas führen könnten. E.ON fordert eine transparentere Erläuterung für die im Rahmen der BVEG-Prognose antizipierten Sicherheitsabschläge. Weiterhin sei die gegenwärtige Umstellungsplanung nicht zu beschleunigen. Insgesamt begrüßt E.ON das seitens der Fernleitungsnetzbetreiber geplante Vorgehen, um die Entwicklung der L-Gas-Versorgung im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 zu betrachten.

- ***Analyse der historischen Unterbrechungen***

Zahlreiche Stellungnehmer plädieren für eine Beibehaltung der Analyse der historischen Unterbrechungen. Einige Stellungnehmer erhoffen sich aus der Analyse Erkenntnisse darüber, wo Netzengpässe bestehen, die über die Netzausbauplanung behoben werden sollten. Auch die Forderung, die Analyse nicht nur auf die Unterbrechungen von unterbrechbaren Kapazitäten (uFZK) zu beschränken, sondern auf Kapazitäten mit Aufla-

gen auszuweiten, wird von mehreren Stellungnehmern geäußert (BDEW, EFET, EnBW, Equinor, Netze bw). Uniper kann den Wegfall der Unterbrechungsanalyse in diesem Planungszyklus vor dem Hintergrund der Marktgebietszusammenlegung nachvollziehen, empfiehlt jedoch eine zukünftige Wiederaufnahme der Betrachtung.

## 1.2 Überarbeitung des Konsultationsdokuments

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation haben die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationsdokument des Szenariorahmens überarbeitet. Den Entwurf des Szenariorahmens haben sie der Bundesnetzagentur am 16. August 2019 zur Bestätigung durch die Regulierungsbehörde eingereicht. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ein weiteres Kapitel unter dem Titel „Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung“ aufgenommen. Gegenstand dessen sind die Inhalte der eingegangenen Stellungnahmen sowie eine Auseinandersetzung mit den wesentlichen enthaltenden Aspekten.

## 2. Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur hat den Fernleitungsnetzbetreibern mit Schreiben vom 24. Oktober 2019 die Gelegenheit gegeben, sich schriftlich zur beabsichtigten Entscheidung über den SR für den NEP Gas 2020-2030 zu äußern. Innerhalb des Anhörungszeitraums ging bei der Bundesnetzagentur am 07. November 2019 eine gemeinsame Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber über die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. ein. Da bezüglich Tenorziffer 5 noch Klärungsbedarf bei den Fernleitungsnetzbetreibern bestand, wie ein planerisch konkurrierender Ansatz der LNG-Terminals in der Modellierung konkret ausgestaltet werden soll, baten sie um eine Fristverlängerung bis zum 22. November 2019. Die Bundesnetzagentur gewährte die Fristverlängerung, bat aber um eine Telefonkonferenz, um einen Überblick über den Fortschritt und das mögliche Ergebnis der angestrebten Sachverhaltsklärung zu erhalten. Bei der Telefonkonferenz, die am 11. November 2019 stattfand, kam die Frage auf, für LNG-Terminals DZK in der Modellierung anzusetzen. Am 21. November 2019 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Stellungnahme um Anmerkungen zu Tenorziffer 5 ergänzt. Die Beteiligte zu 7. hat unter dem gleichen Datum ein zusätzliches Schreiben übersandt.

In Bezug auf die Bestimmungen in Tenorziffer 1.a weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass die bestehende Grüngas-Anlage mit der ID 2357 am Netz eines Verteilernetzbetreibers angeschlossen ist, ihr Anschluss an das Netz der Beteiligten zu 11 mache Ausbaumaßnahmen erforderlich.

Mit Blick auf die Verpflichtung zur Modellierung der zusätzlichen, gesonderten Grüngasvariante nach Tenorziffer 1.b wenden die Fernleitungsnetzbetreiber ein, dass jedenfalls eine Erzeugungsleistung von 4,4 GW<sub>el</sub> erforderlich sei, um den Exit-Bedarf von Wasserstoff aus der Marktpartnerabfrage in Höhe von 3.306 MW im Jahr 2030 zu decken. Eine Kürzung auf maximal 2,8 GW<sub>el</sub>, wie von der Bundesnetzagentur bestimmt, habe zur Folge, dass die vorliegenden Grüngas-Projekte nur bis zu zwei Drittel durch Elektrolyse gedeckt werden könnten und sei nicht angemessen. Die Differenz zwischen der erforderlichen *Power-to-Gas*-Anlagenleistung in Höhe von 4,4 GW<sub>el</sub> zur Deckung des Bedarfs aus der Marktpartnerabfrage und der verschnittenen *Power-to-Gas*-Anlagenleistung in Höhe von 2,8 GW<sub>el</sub> solle anhand der Potenziale, die in der FfE-Studie festgestellt worden seien, auf die Cluster-Regionen verteilt werden. Sie kündigen an, in dem Fall, dass aufgrund räumlicher Nichterreichbarkeit oder durch unterschiedliche Benutzerstrukturen von Erzeugung und Bedarf diese Leistung nicht herangezogen werden kann, auf alternative Quellen der Erzeugung oder den Import von Wasserstoff zurückzugreifen. Hinsichtlich der Übereinstimmung mit den Angaben und Prognosen des Szenariorah-

mens Strom 2019-2030 weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass dieser nur begrenzt herangezogen werden könne. Zum einen beabsichtigen auch die Übertragungsnetzbetreiber würden, die Erzeugungsleistung von *Power-to-Gas*-Anlagen im NEP 2025-2035 im Vergleich zum Szenariorahmen 2019-2030 deutlich zu erhöhen. Zum anderen weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass Erzeugungsanlagen Erneuerbarer Energien mit *Power-to-Gas*-Anlagen auch direkt, ohne Anbindung an das Stromnetz, an die Netze der FNB angeschlossen werden können und in diesem Fall im NEP Strom-Prozess unberücksichtigt bleiben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen ferner Bezug auf die Aussage der Bundesnetzagentur, wonach der Aufbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur nicht von der Ausbauplanung des Fernleitungsnetzes nach § 15a EnWG erfasst ist, und kritisieren dieses, aus ihrer Sicht zu enge, aus einer reinen Begriffsdefinition abgeleitete Verständnis. Die betreffenden Vorschriften der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG<sup>7</sup> (Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie) ließen es durchaus zu, unter bestimmten Voraussetzungen, unter den Begriff „Erdgas“ auch andere Gasarten zu fassen. Unabhängig von der Auslegung der aktuell geltenden Vorschriften sei jedenfalls der Gesetzgeber gefordert, für die notwendigen Änderungen im EnWG zu sorgen, um für alle Marktteilnehmer einen verlässlichen Rahmen zu schaffen.

Weiter führen sie in Hinblick auf die Entwicklung verbindlicher Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Grüngas- und vergleichbaren Projekten in zukünftige Netzentwicklungsplanprozesse aus, dass sie den festgelegten Zeitpunkt für zu früh halten und eine Aufnahme von Kriterien im Prozess für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022 – 2032 vorsehen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber merken in Bezug auf die geplante Erhöhung der Exit-Kapazität am GÜP Bundes/Oude Statenijl (H) an, dass damit einseitig eine Erhöhung sowohl am GÜP Lubmin II, wie auch am GÜP Greifswald korrespondiere.

Die Fernleitungsnetzbetreiber bestätigen in ihrer Stellungnahme, dass sie die vier Anfragen der möglichen LNG-Terminals bei der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 planerisch konkurrierend betrachten werden. Da jedoch das Verlagerungspotential geringer sei als die Gesamthöhe der Anfragen, beabsichtigen sie, den darüberhinausgehenden Ausbau zu ermitteln und diesen den entsprechenden Konkurrenzonen bzw. LNG-Projekten zuzuordnen. Weiterhin regen die Fernleitungsnetzbetreiber die Entwicklung eines möglichen Kapazitätsproduktes zur Darstellung der angefragten festen Kapazitäten an.

Die Beteiligte zu 7. führt an, dass eine Anwendung des DZK-Produkts für LNG-Anlagen die intendierten Ziele des Gesetzgebers hinsichtlich der GasNZV-Novelle konterkariere. Dieses Kapazitätsprodukt bedeute einen Wettbewerbsnachteil für LNG-Terminals und verhindere eine Gleichstellung der LNG-Terminals zu anderen Aufkommensquellen. Dies erfordere eine Betrachtung der Anfragen mit FZK.

Hinsichtlich des für die Auslegungsvariante Baden-Württemberg anzusetzenden Kapazitätsbedarfs verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Ergebnisse der „Wie heizt Deutschland 2019“-Studie des BDEW. Sie folgern daraus, dass ihr originärer Vorschlag, die Langfristprognose für 2030 um einen zusätzlichen, pauschalen Wert in Höhe von 1 GW anzupassen, um zukünftig weiter steigenden Bedarfen der Verteilnetzbetreiber in

---

<sup>7</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, Abl. Der EU, vom 18.08.2009, L 211/94.



Baden-Württemberg zu begegnen, angemessen sei. Sie legen dar, dass es nicht ausgeschlossen sei, dass die infolge der beabsichtigten behördlichen Entscheidung über den SR zu berücksichtigenden, prognostizierten Bedarfe von 35,6 GW überschritten 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 Verwaltungsverfahrensgesetz (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 tenorierten 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

§ 15a Abs. 1 S. 4 EnWG verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, im Szenariorahmen angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas zu betrachten. Dieser Pflicht sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen.

#### 1.1 Gasbedarf:

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

Auf Grund der mit Zukunftsannahmen 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. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der zum Konsultationsdokument des vorliegenden Szenariorahmens eingereichten Stellungnahmen.

In einigen Stellungnahmen wird kritisch angemerkt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber den Szenariorahmen mit dem Szenario I auf ein Szenario mit dem höchsten zukünftigen Gasbedarf ausrichten und somit ein überdimensionierter Netzausbaubedarf abgeleitet werden könnte. Weiterhin sei der Zusammenhang zwischen dem aufgezeigten Gasbedarf und den Modellierungsvarianten des NEP Gas 2020-2030 nicht eindeutig erkennbar.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen auf S. 13 des Szenariorahmens auf die vorgetragenen Anmerkungen der Stellungnehmer ein und stellen erneut heraus, dass die Gasbedarfsentwicklung keinen direkten Einfluss auf die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber habe. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur ist dieses Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber, wie auch schon im vorangegangenen NEP Gas 2018-2028 angemerkt, nicht zu beanstanden.

Kapazitäten und nicht Gasmengenbedarfe sind maßgeblich für die Modellierung im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Es besteht kein direkter Einfluss der Gasbedarfsentwicklung auf die im Szenariorahmen angenommenen Ein- und Ausspeisekapazitäten und somit kein Einfluss auf die Modellierung. Allgemein besteht kein direkt proportionaler Zusammenhang zwischen dem Gasmengenbedarf (Energie) und den notwendigen Ein- und Ausspeisekapazitäten (Leistung).

## 1.2 Gasaufkommen

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern dargelegten Annahmen zur Entwicklung des Gasaufkommens in Deutschland sind angemessen. Wie für die Gasbedarfe ist es auch für die betrachteten Prognosen bzgl. des Gasaufkommens nicht möglich, deren Richtigkeit zu beurteilen und zu bewerten, ob andere Prognosen die zukünftige Entwicklung trefflicher beschreiben würden. Die Bundesnetzagentur hält die Auswahl der betrachteten Prognosegrundlagen für Erdgasförderung, Biomethannutzung und der Biomethanprojekte sowie der Aufkommensentwicklung Grüner Gase für sachgerecht. Die tatsächliche Entwicklung der Erdgasförderung blieb in den vergangenen Jahren hinter den prognostizierten Kapazitäten gemäß BVEG-Prognose zurück. Die Vorgehensweise, mit einem Sicherheitsabschlag angepasste Kapazitäten statt der originären Planungskapazitäten zu berücksichtigen, ist daher sachgerecht. Dass wie in den Vorjahren keine Berücksichtigung der Förderung nicht-konventioneller Gase erfolgt, ist ebenfalls sachgerecht, da es bislang weder belastbare Aussagen zum vorhandenen Potential noch eine realistische Perspektive gibt, gesetzlich die Erlaubnis zur Nutzung des Potentials zu erhalten. Die Bundesnetzagentur begrüßt die Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich des *Power-to-Gas*-Potentials, gibt jedoch zu bedenken, dass insbesondere die Umstellung bestehender Systeme auf Wasserstoff noch viele regulatorische Fragen aufwirft, die nicht Gegenstand der Bestätigung des Szenariorahmens sind.

## 1.3 Gasmengenbilanz - Importbedarf

Der sich für Deutschland ergebende Importbedarf resultiert aus der Differenz zwischen dem prognostizierten nationalen Gasbedarf und prognostizierten nationalen Gasaufkommen. Die Fernleitungsnetzbetreiber zeigen anhand einer einfachen Mengenbilanz einen Anstieg von 914 TWh im Jahr 2020 auf 968 TWh im Jahr 2030 im Szenario I. Eine Unterscheidung zwischen L-Gas und H-Gas-Mengen erfolgt nicht. Erst im NEP Gas 2020-2030 werden die für die Netzmodellierung relevanten Bilanzen dargestellt werden.

## 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 GÜP 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. Grundlage für die Herleitung des zukünftigen Zusatzbedarfs an H-Gas-Kapazität sind die Daten aus dem TYNDP 2018. Eine Berücksichtigung von neuen Leitungsbauprojekten erfolgt nur bei Vorliegen einer finalen Investitionsentscheidung.

Für die Entwicklung dieser prozentualen Vorgaben führen die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Prozessschritte durch: Ausgangspunkt ist der prognostizierte europäische Zusatzimportbedarf für das Jahr 2030 und die Frage, über welche Regionen der benötigte 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 übersetzen die Fernleitungsnetzbetreiber dann in Prozentwerte pro Region. Nach der im Szenariorahmen vorgelegten Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber ergibt sich für die Region West/Südwest ein Anteil in Höhe von 49,4 %, für die Region Süd/Südost 48,2 % und für die Region Nordost 2,4%. Im Vergleich zum SR für den NEP Gas 2018-2028 sind die verfügbaren Gasmen-gen der Region West/Südwest gestiegen und die der Region Süd/Südost gesunken.

Eine Übertragung dieser Prozentwerte auf die Einspeisekapazitätswerte der H-Gas-GÜP 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-GÜP. Im konkreten Fall bedeutet dies, dass der zusätzliche Kapazitätsbe-darf in Deutschland zu 2,4 % über die Einspeisepunkte in der Region Nordost, zu 49,4 % aus der Region West/Südwest und zu 48,2 % aus der Region Süd/Südost 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.

Insgesamt ergibt sich für das Jahr 2030 im Vergleich zum Startjahr 2020 ein zusätzlicher Importbedarf für Europa in Höhe von 57 bcm/a. Der planerisch unterstellte zusätzliche Importbedarf wurde auf Basis des TY-NDP 2018 ermittelt und ist niedriger als der im vorangegangenen NEP Gas 2018-2028 ermittelte Bedarf in Höhe von ca. 61,5 bcm/a aus dem TYNDP 2017 (Wert für 2030). Aufgrund des weiter anhaltenden Rückgangs des Importbedarfs für Europa gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass immer weniger zusätzliche Infrastrukturprojekte für die Versorgung Europas benötigt werden. Deshalb werden im SR für den NEP Gas 2020-2030 nur Projekte mit finaler Investitionsentscheidung berücksichtigt. Da die deutschen LNG-Terminals direkt in der H-Gas-Bilanz im NEP Gas 2020-2030 angesetzt werden, werden diese nicht in der H-Gas-Quellenverteilung berücksichtigt. Weiterhin wird die Baltic Pipe nicht in der H-Gas-Quellenverteilung be-rücksichtigt, da die Fernleitungsnetzbetreiber davon ausgehen, dass durch die Baltic Pipe keine zusätzlichen Erdgasmengen verfügbar sind.

Unter Berücksichtigung des erwarteten LNG-Bedarfs von rund 12 bcm in 2020 beläuft sich der gesamte LNG-Bedarf im Jahr 2030 auf 34 bcm. Dies führt zu einem Auslastungsgrad aller Neu- und Bestandsanlagen von rund 15 %. Die ratierte Auslastung ist damit niedriger als im SR für den NEP Gas 2018-2028. Dies liegt an dem geringeren Zusatzbedarf (57 bcm verglichen mit vormals rund 61 bcm, jeweils für das Jahr 2030) und den angestiegenen, berücksichtigten europäischen LNG-Kapazitäten (222,7 bcm/a verglichen mit vormals 219,9 bcm/a bis zum Jahr 2030).

Wie in dem vorangegangenen SR für den NEP Gas 2018-2028 ist die von den FNB getroffene Annahme zum Bedarf von Erdgasmengen aus LNG-Regasifizierungsanlagen nicht ausreichend dargelegt. Gemäß der in Kapi-tel 8.2.1 genannten Methode zur Berücksichtigung von LNG-Bestandsanlagen lassen sich die angesetzten Werte für 2020 und 2030 nur schwer nachvollziehen, die Angaben im TYNDP 2018 weisen einen durch-schnittlichen Wert in Höhe von 72,8 bcm/a für das LNG-Angebot im Stützjahr 2020 aus. Wie in der Entschei-dung über den SR für den NEP Gas 2018-2028 werden die Fernleitungsnetzbetreiber daher aufgefordert, dies-bezüglich ausführliche Begründungen im NEP Gas 2020-2030 nachzuholen.

Die H-Gas-Quellenverteilung ermöglicht eine Aussage darüber, über welche GÜP der deutsche Zusatzbedarf gedeckt werden kann. Allerdings ist davon auszugehen, dass sich dieser Bedarf zukünftig aufgrund der direk-ten Berücksichtigung von verbindlichen Kapazitätsbuchungen in der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungs-

plans, die im Rahmen des *Incremental Capacity*-Verfahren an GÜP erfolgen, vermindern wird. Zukünftig ist daher davon auszugehen, dass die H-Gas-Quellenverteilung an Bedeutung verlieren wird.

### 3. Leistungsbilanzen

In Kapitel 9 des Szenariorahmens stellen die Fernleitungsnetzbetreiber dar, wie sie im Netzentwicklungsplan die Leistungsbilanzen im L- und im H-Gas bis zum Jahr 2030 ermitteln und darstellen wollen. Diesbezüglich beabsichtigen sie die von ihnen vorgeschlagenen Vorgehensweisen für L-Gas gemäß Abschnitt 9.1.4 und für H-Gas wie in Abschnitt 9.2 skizziert umzusetzen. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht. Für einen besseren Vergleich der H- und L-Gas-Leistungsbilanzen ist ein einheitlicher Betrachtungszeitraum, also bezogen auf ein Kalender- oder Gaswirtschaftsjahr anzusetzen.

Gemäß Tenorziffer 9 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur weitere Angaben zu den Leistungen an den jeweiligen Netzkopplungspunkten in Bezug auf die im NEP Gas 2020-2030 betrachteten Leistungsbilanzfälle der Basisvariante spätestens mit Vorlage des Entwurfs zum NEP Gas 2020-2030 zu übermitteln. Für jede Modellierungsvariante erstellen die Fernleitungsnetzbetreiber jeweils eine Leistungsbilanz für L- und H-Gas, die eine Spitzenlastsituation abbildet. Zu diesem Zweck wird der Gesamtausspeisebedarf ermittelt, der durch korrespondierende Einspeisungen in das Netz zu decken ist. Für eine vollständig transparente und eindeutige Definition und auch Prüfung der jeweils konkreten Netznutzungssituation hält die Bundesnetzagentur es für erforderlich, die Parameter der Leistungsbilanzen für L-Gas und für H-Gas punkscharf anzugeben. Gegenstand dieser ergänzenden Angaben sollen die jeweilig unterstellten Leistungen für jeden einzelnen GÜP, Marktgebietsaustauschpunkt (MAP), Verteilernetzbetreiber-Netzkoppelpunkt, Untergrundspeicher-Anschlusspunkt, Kraftwerksanschlusspunkt, Industrieanschlusspunkt, LNG-Anschlusspunkt, Produktionseinspeisepunkt, Biogaseinspeisepunkt sowie Wasserstoffeinspeisepunkt sein.

Erstmalig haben die Fernleitungsnetzbetreiber die detaillierten Bilanzdaten mit Entwurf des NEP Gas 2018-2028 an die Bundesnetzagentur übermittelt. Die Bundesnetzagentur hatte ursprünglich gefordert, die Angaben zu den Leistungsbilanzen in die NEP-Gas-Datenbank aufzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben jedoch in der Anhörung zur beabsichtigten Entscheidung über den SR für den NEP Gas 2018-2028 dargelegt, dass eine solche Veröffentlichung zeitnah nicht zu realisieren sei, ferner sei sie im Hinblick auf die Wahrung von Geschäftsgeheimnissen Dritter auch nicht sinnvoll. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin von ihrer ursprünglichen Forderung abgesehen und die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Bestätigung des SR für den NEP Gas 2018-2028<sup>8</sup> dazu verpflichtet, ihr die Daten detailliert zur internen Verwendung bereitzustellen. Daran anknüpfend werden die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenorziffer 9 verpflichtet, der Bundesnetzagentur die detaillierten Angaben zu den Leistungen in Bezug auf die im NEP Gas 2020-2030 betrachteten Bilanzdaten der Basisvariante spätestens mit Vorlage des Netzentwicklungsplan-Entwurfs zu übermitteln.

---

<sup>8</sup> Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2018-2028 vom 12.12.2017



## 4. Eingangsgrößen in die Netzmodellierung

### 4.1 Grundlegende Betrachtungen der Bundesnetzagentur zur integrierten Strom- und Gasnetzplanung

Seit einiger Zeit fordern unterschiedliche Akteure des Energiemarktes eine so genannte integrierte Netzplanung von Strom- und Gasnetz, mitunter auch noch gekoppelt mit der Wärmeversorgung. Das Thema Sektorenkopplung erfordere demnach eine gemeinsame Planung, um die Integration von Strom und Gas als „hybrides technologieoffenes“ Energiesystem voranzubringen. Denn Gas werde zunehmend nicht mehr als Problem, sondern als Teil der Lösung einer langfristigen Dekarbonisierung der Energiewirtschaft gesehen. In den letzten Monaten und Jahren haben mehrere Gutachten dargelegt, dass grünes Gas als Biomethan, aber vor allem auch als synthetisches Gas oder als Wasserstoff einen Beitrag zu einer volkswirtschaftlich effizienten Dekarbonisierungsstrategie leisten könne.

In den meisten Fällen wird allerdings die praktische Umsetzung dieser integrierten Netzplanung nicht näher erläutert. Es bleibt offen, ob eine integrierte Berechnung der Gas- und Stromnetze (1) in einem gemeinsamen Simulationsprozess gemeint ist, ob es darum geht eine ganzheitliche Energiesystemplanung (2) durchzuführen oder ob die Szenarien und damit lediglich die Eingangsdaten der Strom- und Gasnetzberechnung möglichst vereinheitlicht (3) werden sollen.

Eine integrierte Netzberechnung (1) wird im gegenwärtigen System der beiden Prozesse Szenariorahmen/Netzentwicklungsplan Strom und Gas nicht durchgeführt, da die beiden Simulationsprozesse grundverschieden sind. Für die Stromnetzberechnung erfolgt innerhalb der deutschen Strompreiszone keine Handelsbeschränkung durch die innerdeutsche Netzkapazität. Es werden Annahmen über die installierten Leistungen der Erzeuger und Verbraucher sowie die Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern getätigt und anhand von Strommarktsimulationen Netznutzungsfälle für alle 8760 Stunden des Zieljahres ermittelt, um zu bestimmen, was das Stromnetz (zukünftig) leisten muss. Es wird somit nicht explizit vorgegeben, welche Kapazitäten das Netz haben soll.

Das ist im Gasmarkt anders. Zentraler Punkt des Entry-Exit-Systems ist der Erwerb von Netzkapazitäten, deswegen finden diese Kapazitäten Eingang in die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas. In der Gasnetzberechnung werden einzelne Lastsituationen maximaler Kapazitätsauslastung der Entry- und Exitpunkte des Gasnetzes gemäß vertraglicher Vereinbarungen zwischen den Marktakteuren betrachtet. Die Gasnetzentwicklungsplanung erfolgt unter der Prämisse, dass (diese) Kapazitätsbedarfe erfüllt werden können. Die prognostizierte Kapazitätsbedarfsentwicklung von Verteilnetzbetreibern sowie konkrete Anfragen nach Netzkapazität für den Anschluss bspw. neuer Gaskraftwerke an konkreten Standorten sind somit ausschlaggebend für den Umfang des Netzausbaus. Es erfolgt keine Marktsimulation, da explizite Kapazitätsannahmen für jeden Entry- und Exitpunkt des Netzes zugrunde gelegt werden.

Die netzausbaudimensionierenden Situationen und Kriterien bei der Strom- und der Gasnetzplanung sind daher nicht miteinander in Einklang zu bringen.

Unter einer ganzheitlichen Energiesystemplanung (2) verstehen die vorhandenen Studien eine nahezu vollständig durchgeführte Energiewende für das Jahr 2050. Für eine solche Planung müssten Erzeugungskapazitäten und Bedarf des Strom- und des Gasmarktes sowie die eingesetzten Technologien feststehen oder über die kommenden 31 Jahre prognostiziert werden. Schon allein aufgrund des langfristigen Prognosehorizonts und

der damit verbundenen Unsicherheiten resultieren Bedenken, aus einer ganzheitlichen Energiesystemplanung konkrete Netzausbaumaßnahmen im Strom- und Gasnetz abzuleiten. Dafür müsste von staatlicher Seite eine technologische Entwicklung festgelegt werden. So werden z. B. häufig ein rein elektrisches Energiesystem und ein weiterhin auf Gas basierendes Energiesystem diskutiert, die deutlich unterschiedliche Anforderungen an die Infrastruktur stellen.

In der sog. *all electric society* wird die erzeugte elektrische Energie möglichst direkt genutzt. Hier käme es zu einer starken Verbreitung von elektrischer Mobilität und elektrischer Wärmerzeugung und anderen Formen einer direkten Sektorenkopplung. Für dieses Szenario wäre ein massiver Ausbau des Stromnetzes notwendig. Die Bundesnetzagentur ist allerdings sehr skeptisch, ob es überhaupt eine *all electric society* geben wird, da sehr zweifelhaft ist, ob es in Deutschland für die Abdeckung des gesamten Primärenergieverbrauchs genügend Stromerzeugungskapazitäten auf der Basis von Erneuerbaren Energien geben würde.

In einem vorrangig Gasbasierten Energiesystem wird die in erneuerbaren Erzeugungsanlagen gewonnene elektrische Energie mittels *Power-to-X*-Technologien in Wasserstoff und synthetisches Methan oder andere synthetische Kraftstoffe umgewandelt. Ein solches Szenario wird von Wasserstoffantrieben, synthetischen Brennstoffen und von der Nutzung grüner Gase definiert. Auf Grund der hohen Energiewandlungsverluste bei der Herstellung grüner Gase wird sich der Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten und den dafür benötigten Flächen im Vergleich zur *all electric society* noch mehr erhöhen. Es stellt sich also die Frage, wie viel der benötigten Mengen in Gänze überhaupt in Deutschland erzeugt werden können oder vielmehr importiert werden müssen. Weiterhin stellt sich die Frage, ob das benötigte Transportsystem auf Methan oder Wasserstoff basieren wird oder sich parallele Infrastrukturen entwickeln werden. Im Gasbasierten Energiesystem kann es zu einem weiteren Ausbau des Gasnetzes kommen und/oder zu einer komplett oder teilweise neuen Infrastruktur eines Wasserstoffnetzes.

Wahrscheinlich sind eher Entwicklungen, die zwischen diesen beiden Extrem-Szenarien liegen werden und eine Kombination beider Systeme darstellen. Je nach angenommener Entwicklung, resultiert daraus ein unterschiedlich starker Ausbau des Strom- und Gasnetzes.

Die für einen solchen Ansatz auch für Stützjahre wie 2030 oder 2040 notwendige staatliche Vollplanung des Energiesystems ist weder Aufgabe der Bundesnetzagentur noch wünschenswert. Die Entwicklung wie die definierten Ziele der Energiewende zu erreichen sind, sollte möglichst technologieoffen gehalten werden und grundsätzlich den Marktakteuren obliegen. Eine staatliche Vollplanung würde dagegen planwirtschaftliche Vorgaben bezüglich der Anzahl und Allokation sämtlicher Erzeugungsanlagen voraussetzen, um so die richtige Dimensionierung des Strom- und Gasnetzes zu gewährleisten. Einen solchen Schritt kann die Bundesnetzagentur nicht im Rahmen der Netzentwicklungsplanung tun, sondern allenfalls auf Grundlage eines klaren gesetzlichen Auftrags.

Das bedeutet nicht, dass die Bundesnetzagentur dort, wo ganzheitliche Ansätze möglich sind, diese außer Acht lässt. Strom- und Gasnetze werden im Rahmen der gesetzlichen vorgegebenen Zieljahre für eine möglichst wahrscheinliche Entwicklung der Energielandschaft ausgelegt. Die absehbare Entwicklung des Energiemarktes wird ausgehend von konkreten Planungen der Marktakteure und basierend auf geltenden Gesetzen bzw. absehbaren Änderungen prognostiziert. Hierbei folgt der Netzausbau immer dem konkret abschätzbaren Bedarf und zwar nach einem konservativen *no-Regret* Prinzip, nach dem Fehlplanungen in der Netzentwicklung weitestgehend vermieden werden sollen.

Maßgebliche Eingangsgrößen, die in beiden Netzentwicklungsprozessen benötigt werden, werden integriert betrachtet, d. h. aufeinander abgestimmt und vereinheitlicht:

- In beiden Prozessen wird der Rückbau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten nach einer durchschnittlichen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer angenommen. Jenseits dessen werden konkrete Stilllegungsanzeigen, die der Bundesnetzagentur bekannt sind, vollumfassend berücksichtigt.
- Geplante Gaskraftwerksneubauten der Kraftwerksbetreiber werden in beiden Prozessen gemäß den Vorgaben des Szenariorahmens Gas berücksichtigt. Hierbei sind Anschlussanträge der Kraftwerksbetreiber an das Gas-Fernleitungsnetz nach den §§ 38, 39 GasNZV ausschlaggebend.
- Zukünftig werden bei Gas-Fernleitungsnetzbetreibern und Gas-Verteilnetzbetreibern gemeldete *Power-to-Gas*-Anlagen anlagenscharf ermittelt und in beiden Prozessen berücksichtigt. Bereits in diesem Zyklus der Netzentwicklungsplanung sind die Annahmen aus beiden Prozessen zur *Power-to-Gas*-Anlagenleistung von der Bundesnetzagentur abgestimmt worden (s. Kapitel 4.6).

Weiterhin existierende Unterschiede in den Annahmen sind bewusst ausgestaltet und begründet.

Gaskraftwerksneubauten, die nach Planungen der Kraftwerksbetreiber an das Gasverteilsnetz angeschlossen werden sollen, werden im Szenariorahmen Gas gemäß der internen Bestellungen der Gasverteilsnetzbetreiber bei den Gas-Fernleitungsnetzbetreibern lediglich summiert berücksichtigt. Im Szenariorahmen Strom werden diese Gaskraftwerksneubauten anlagenscharf berücksichtigt. Dieser Unterschied resultiert aus den verschiedenen Netzberechnungsverfahren. Im Gasnetzberechnungsverfahren wirken die Kapazitäten der Verteilsnetzbetreiber für das Fernleitungsnetz wie ein einzelner Verbraucher. Im Stromnetzberechnungsprozess wird die Einspeisung der Gaskraftwerke unabhängig von der Netzebene gemäß der Merit-Order ermittelt, weshalb eine blockscharfe Simulation notwendig ist.

Im Szenariorahmen Strom wird jenseits der konkreten Planung der Gaskraftwerksbetreiber ein weiterer Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken < 10 MW und weiteren Gas-KWK-Anlagen unterstellt. Der Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken < 10 MW basiert auf Fortschreibungen der Entwicklung des Zubaus der Vergangenheit. Beim Zubau weiterer Gas-KWK-Anlagen handelt es sich um angenommene Umstellungen von Kohle- und Öl-KWK Anlagen auf Gas-KWK-Anlagen gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Dieser Zubau wird im Szenariorahmen Gas nur teilweise und indirekt über die internen Bestellungen der Verteilsnetzbetreiber bei den Fernleitungsnetzbetreibern berücksichtigt. Der angenommene Zubau im Szenariorahmen Gas ist also im Vergleich zum Szenariorahmen Strom kleiner. Diese Differenz ist auf den konservativen *no-Regret* Ansatz der Netzplanung im Strom- und Gasbereich zurückzuführen. Während der angenommene Zubau genannter KWK-Gaskraftwerke im Stromnetz unter den gegenwärtigen Marktverhältnissen nicht zwingend ausbaudimensionierend ist, gilt dies nicht für die Gasnetzinfrastruktur. Spätestens bei einer konkreten Nachfrage nach Kapazitäten im Gasnetz finden die Gas-KWK-Anlagen auch Eingang in die Gasnetzplanung.

Ein Kritikpunkt an den Szenariorahmen Strom und Gas sind die im Vergleich zu verschiedenen Studien niedrigen Annahmen zu verfügbaren Gaskraftwerkskapazitäten in den betrachteten Zieljahren. Es wird kritisiert, dass im Szenariorahmen Strom ein massiver Ausbau der netzausbaudefinierenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen angenommen wird, bei Gaskraftwerken, die das Maß des gaseitigen Netzausbaus beeinflussen, in

beiden Prozessen jedoch eher moderate Zubauzahlen angesetzt werden. Dieser unterschiedliche Umgang mit netzausbautreibenden Erzeugungsanlagen hat einen berechtigten Grund. Im Szenariorahmen Strom stützen sich die Annahmen auf konkrete jährliche Ausbaupfade der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen, die gesetzlich im EEG verankert sind. Diese Ausbaukorridore sind erklärte energiepolitische Ziele der Bundesregierung, die im Szenariorahmen laut EnWG zu berücksichtigen sind. Da aus dem EEG jedoch nur bundesweite Mantelzahlen abgeleitet werden können, ist eine Regionalisierung – also eine Standortbestimmung – der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen durchzuführen. Diese Regionalisierung orientiert sich an den für Windkraft- und Photovoltaikanlagen einschlägigen rechtlichen und behördlichen Vorgaben der gängigen Genehmigungspraxis. Somit können sowohl die Höhe der im Zieljahr anzunehmenden installierten Leistung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen als auch deren Standortermittlung abgeleitet werden. Bei der Zubauprognose und fiktiven Standortbestimmung von Gaskraftwerken kann nicht auf entsprechende Gesetze oder Verordnungen abgestellt werden, da solche nicht existieren. Die Annahme eines massiven Gaskraftwerkszubaus kann angesichts einer gegenwärtig zurückhaltenden Investitionsbereitschaft auch nicht aus einer aktuellen Marktentwicklung abgeleitet werden. Die Annahme eines erheblichen Zubaus würde also nicht auf konkreten Indikatoren beruhen.

Systemrelevante Gaskraftwerke werden bei der Gasnetzberechnung berücksichtigt, während sie auf die Stromnetzentwicklung keinen Einfluss haben. Gaskraftwerke können als systemrelevant ausgewiesen werden, wenn ohne sie der sichere Betrieb des Stromnetzes nicht mehr gewährleistet werden kann. In diesem Fall wird dem Betreiber eine geplante Stilllegung untersagt und die betroffene Gaskraftwerkskapazität wird jenseits des Energiemarktes vorgehalten (und vergütet). In der Stromnetzplanung werden systemrelevante Gaskraftwerke nicht berücksichtigt, da das Stromnetz nach erfolgtem Netzausbau ohne diese Kraftwerke stabil funktionieren soll. Weiterhin werden in der Marktsimulation zur Stromnetzentwicklung nur solche Kraftwerke berücksichtigt, die am *Energy-Only*-Markt teilnehmen, was bei systemrelevanten Gaskraftwerken häufig nicht der Fall ist. In der Gasnetzberechnung wird keine Marktsimulation durchgeführt, sondern es wird ermittelt, ob die Kapazitäten der berücksichtigten Verbraucher dargestellt werden können. Dabei müssen auch nicht am *Energy-Only*-Markt agierende, systemrelevante Gaskraftwerke berücksichtigt werden. Dies gewährt einen Sicherheitspuffer für den Fall, dass der benötigte Stromnetzausbau verzögert realisiert wird und besagte systemrelevante Gaskraftwerke weiterhin benötigt werden.

## 4.2 Grenzübergangspunkte

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 10 verpflichtet, den im NEP-Gas-Datenbankzyklus 2020 - SR enthaltenen Wert der technisch verfügbaren und der frei zuordenbaren Kapazität am GÜP Eynatten, konkret ID 541, anzupassen und bei der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 einen Wert in Höhe von 5395 MWh/h zu berücksichtigen.

Die Beteiligte zu 5. hat der Bundesnetzagentur am 14.10.2019 mitgeteilt, dass der Zyklus 2020 - SR der NEP-Gas-Datenbank falsche Angaben für den GÜP Eynatten, ID 541, enthält. Sie erklärte, dass irrtümlicherweise ein zu geringer Wert in Höhe von 3595 MWh/h für die Angaben zu TVK und FZK übermittelt wurde. Die Werte für TVK und FZK müssen an diesem Punkt jedoch 5395 MWh/h betragen; dieser Wert stehe auch im Einklang mit den Planungskapazitäten, die Grundlage des NEP Gas 2018-2028 waren. Nach Prüfung der in der NEP-Gas-Datenbank angegebenen Werte folgt die Bundesnetzagentur dem Hinweis der Beteiligten zu 5.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern für die GÜP angesetzten Kapazitätswerte sind im Übrigen nicht zu beanstanden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben alle GÜP zu den Regionen West/Südwest, Süd/Südost und Nordost in den Abschnitten 8.2.4 bis 8.2.6 des Szenariorahmens zugeordnet und die GÜP identifiziert, die für eine potentielle Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung (vgl. auch Abschnitt 2) betrachtet werden. Bei Erstellung des NEP Gas 2020-2030 wird geprüft werden, in welcher Höhe Leistungen an diesen Punkten in der H-Gas-Bilanz angesetzt werden. Diese Punkte sind nachfolgend aufgelistet:

- Bunde / Oude Statenzijl
- Vreden
- Elten/Zevenaer
- Bocholtz-Vetschau
- Eynatten/Raeren/Lichtenbusch
- Medelsheim
- Wallbach
- Überackern
- Überackern 2
- Oberkappel
- Waidhaus

Verglichen mit dem SR für den NEP Gas 2018-2028 soll die Betrachtung für den zu erstellenden Plan um die GÜP Vreden, Bocholtz-Vetschau, Oberkappel und Waidhaus erweitert werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber begründen diese geänderte Vorgehensweise. Die um die Punkte Vreden und Bocholtz-Vetschau erweiterte Betrachtung steht in Zusammenhang mit dem Fortschreiten der Umstellung von L- auf H-Gas. Zukünftig ist es möglich, H-Gas-Leistungen über diese GÜP zu beziehen. Via Oberkappel und Waidhaus stehen zukünftig über die TAP und die Transitmengen der Nord Stream 2 zusätzliche Leistungen zur Verfügung. Hinsichtlich der genaueren Erläuterungen wird auf die genannten Abschnitte 8.2.4-8.2.6 des Szenariorahmens verwiesen. Sie sind aus Sicht der Bundesnetzagentur nachvollziehbar.

Es obliegt den Fernleitungsnetzbetreibern, die Kriterien für die Verteilung des Zusatzbedarfs auf die einzelnen H-Gas-GÜP genau zu erläutern. Aus Gründen der Transparenz sind diese Erwägungen umfangreich in die Darstellung der H-Gas-Quellenverteilung im NEP Gas 2020-2030 aufzunehmen.

#### **4.2.1 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Wallbach in Richtung Schweiz und Italien**

Die Bundesnetzagentur bestätigt das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, bei der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 in Bezug auf den Kapazitätsansatz am Grenzübergangspunkt Wallbach (Exit) eine technisch verfügbare Kapazität in Höhe von insgesamt 16,2 GWh/h ab 2026 in der Modellierung zugrunde zu legen, und verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in Tenorziffer 2, den daraus resultierenden Netzausbau zu ermitteln.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Erstellung des NEP Gas 2018-2028 neben der Basisvariante eine weitere, separate Versorgungssicherheitsvariante modelliert. Gegenstand dieser Modellierungsvariante war die temporäre Transporteinschränkung auf der *Trans-Europa-Naturgas-Pipeline* (TENP) I infolge von Korrosi-

onsschäden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ermittelt, welche Maßnahmen erforderlich sind, um den zusätzlichen Bedarf der Terranets bzw. in Höhe von 5,2 GWh/h entlang der TENP, sowie die für die Versorgungssicherheit der Schweiz und Italiens erforderliche Exitkapazität in Höhe von 13,3 GWh/h am GÜP Wallbach bereitzustellen. Infolge der behördlichen Entscheidung über den Plan wurden die für die Darstellung dieser Bedarfe erforderlichen Projekte in den verbindlichen NEP Gas 2018-2028 aufgenommen.

Der Wert von 13,3 GWh/h resultiert aus einer Analyse historischer Daten für vier Gaswirtschaftsjahre ab dem 01. Oktober 2013. Ob dieser Wert auch zukünftig unter Aspekten der Versorgungssicherheit ausreichend ist, war Gegenstand der weitergehenden, gemeinsamen Untersuchung, zu der die Bundesnetzagentur, das schweizerische Bundesamt für Energie, das eidgenössische Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, der italienische Ministero per lo Sviluppo Economico und die italienische Regulierungsbehörde ARERA, die Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas, Swissgas, FluxSwiss, Transitgas, sowie die Beteiligte zu 3. und zu 14. mit Schreiben vom 18. Januar 2019 aufgefordert haben, auch vor dem Hintergrund, dass mögliche Zusatzbedarfe ggf. in den SR für den NEP Gas 2020-2030 Eingang finden können. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen haben die genannten Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur im Mai 2019 übermittelt und vorgestellt. Sie haben mögliche zukünftige Spitzenlastsituationen analysiert. Anhand getrennter, bilanzieller Betrachtungen wurden diesbezüglich drei verschiedene Szenarien zu möglichen Bezugsquellen und Verbrauchswerten getrennt für die Schweiz und Italien aufgestellt. Die Analyse möglicher zukünftiger Versorgungsszenarien für die beiden Länder hat einen zukünftigen Gesamtkapazitätsbedarf mit einer Bandbreite von -8,4 GWh/h bis zu 22,3 GWh/h am Punkt Wallbach (Exit) für das Gaswirtschaftsjahr 2025/26 ergeben. Für die genauen Angaben und Annahmen zu den betrachteten Spitzenlastsituationen wird auf Anlage 3 des Szenariorahmens<sup>9</sup> verwiesen. Die Fernleitungsnetzbetreiber empfehlen, den in der Versorgungssicherheitsvariante des NEP Gas 2018-2028 antizipierten Wert am Punkt Wallbach (Exit) anzupassen und zur weiteren Gewährleistung der Versorgungssicherheit das Ergebnis des *Scenario 2* bei der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 zu berücksichtigen. Unter Betrachtung der relevanten einspeiseseitigen Versorgungsrestriktionen für die Schweiz und für Italien ergibt sich in *Scenario 2* ein zukünftiger Ausspeisekapazitätsbedarf in Wallbach in Höhe von 16,2 GWh/h, also einer zusätzlichen Kapazität in Höhe von 2,9 GWh/h.

Die Bundesnetzagentur folgt dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber und verpflichtet sie, die Erkenntnisse über den zukünftigen Bedarf an Ausspeisekapazität in Wallbach (Exit) laut der Ergebnisse aus *Scenario 2* zu berücksichtigen und gemäß Tenorziffer 2 bei der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 eine technisch verfügbare Kapazität in Höhe von 16,2 GWh/h an diesem GÜP in die Modellierung ab 2026 einfließen zu lassen.

Wie zuvor dargelegt, resultierten die Annahmen, die der Modellierungsvariante zur Transporteinschränkung auf der TENP des NEP Gas 2018-2028 für die zukünftige Versorgung der Schweiz und für Italien zugrunde gelegt wurden, aus einer Analyse historischer Daten. Damals erfolgte keine detaillierte Analyse zukünftiger Einflussfaktoren und Entwicklungen der Bedarfe in beiden Ländern, sondern lediglich eine konservative Abschätzung der aus Versorgungssicherheitsaspekten unbedingt erforderlichen Bedarfe. Dies war hauptsächlich der Tatsache geschuldet, dass die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in verhältnismäßig kurzer Zeit geeignete Eingangsparameter für diese zusätzliche Modellierungsvariante ermitteln mussten, damit sie im Einklang mit § 15a Abs. 1 S.6 EnWG noch zur Konsultation gestellt werden konnten. Eine detaillierte Analyse wurde erst infolge des Schreibens vom 18. Januar 2019 nachgeholt. Es erscheint der Bundesnetzagentur folge-

<sup>9</sup> Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Anlage 3 vom 16.08.2019, S. 121ff.

richtig, dass diese neuen Erkenntnisse über zukünftige Bedarfe nun Eingang in die Erstellung des NEP Gas 2020-2030 finden. Solche Änderungen und Anpassungen sind vom Gesetz- und Richtliniengeber erkannt und gerade gewollt. Dies ist sowohl in Art. 22 Abs. 1 S. 1 der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie als auch in § 15a EnWG erkennbar, die beide eine regelmäßige Erstellung neuer und damit Überprüfung bestehender Netzentwicklungspläne vorsehen. Dies umfasst auch Anpassungen hinsichtlich der Eingangsparameter für die Erstellung eines jeden Plans, der Kapazitäten in Art und Höhe.

In der Konsultation des vorliegenden Szenariorahmens haben sich einige Stellungnehmer kritisch dazu geäußert, den ermittelten zusätzlichen Bedarf bei der Erstellung des Plans zu berücksichtigen. Für zusätzliche Transportbedarfe, die über das aus Gründen der Versorgungssicherheit hinausgehende Maß erforderlich sind, kann infolge einer Anfrage seitens der Transportkunden ein Verfahren gemäß Art. 22 ff. NC CAM (*Incremental Capacity Process*) durchgeführt werden. Das zyklische, zweijährige *Incremental Capacity*-Verfahren ist ein Prozess, der auf konkrete Nachfragen von Transportkunden ausgerichtet ist. Sie können durch langfristige, verbindliche Buchungen die Schaffung neuer Kapazitäten an einer Marktgebietsgrenze auslösen. Netznutzer melden in diesem Verfahren unmittelbar nach Abschluss der Jahresauktion mit einer unverbindlichen Nachfrage ihren Bedarf nach zusätzlichen Kapazitäten an einer Marktgebietsgrenze an. Wenn eine Nachfrageanalyse der Fernleitungsnetzbetreiber den Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten bestätigt und dieser nicht über die bestehende Netzinfrastruktur gedeckt werden kann, erstellen die Fernleitungsnetzbetreiber Projektvorschläge inklusiver technischer Studien. Diese müssen durch die Bundesnetzagentur und die beteiligte benachbarte Regulierungsbehörde genehmigt werden. Erst nach anschließender, verbindlicher Buchung der Kapazitäten durch die Netznutzer und einem erfolgreich bestandenen Wirtschaftlichkeitstest werden die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen realisiert und damit die zusätzlichen Kapazitäten geschaffen.

Im Falle der für die Modellierung des NEP Gas 2020-2030 zusätzlich zu berücksichtigenden Kapazitäten am GÜP Wallbach (Exit) in Höhe von 2,9 GWh/h handelt es sich jedoch um eine Anpassung der Eingangsparameter der TENP-Versorgungssicherheitsvariante des Netzwirkungsplans Gas 2018-2028. Diese sind nicht Gegenstand eines *Incremental Capacity*-Verfahrens, sondern resultieren aus Kapazitätsbedarfsprognosen unter Versorgungssicherheitsaspekten. Sollten zukünftig darüberhinausgehend zusätzliche Kapazitäten in einem nachfrageinitiierten *Incremental Capacity*-Verfahren verbindlich festgestellt werden, werden diese in einen späteren Netzentwicklungsplanungsprozess berücksichtigt. Die im Rahmen der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen deuten auf ein erkennbares Interesse an einer weiteren Erhöhung der Exitkapazitäten am GÜP Wallbach, zusätzlich zu den aus Gründen der Versorgungssicherheit resultierenden 2,9 GWh/h hin. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in den Anhörungsgesprächen im Rahmen der Prüfung des NEP Gas 2018-2028 nachvollziehbar dargelegt, dass die Maßnahmen des Ausbauvorschlags der Modellierungsvariante zur Transporteinschränkung auf der TENP skalierbar und folglich geeignet sind, um zukünftig auf mögliche zusätzliche Kapazitätsbedarfe am Punkt Wallbach zu reagieren. In diesem Fall müssten weitere Leitungsabschnitte entlang des bisherigen Leitungsverlaufs der TENP I ersetzt werden. Eine sukzessive Erhöhung der Exitkapazitäten in Wallbach aus Gründen der Versorgungssicherheit oder im Rahmen des nachfrageorientierten *Incremental Capacity*-Verfahrens steht daher nicht im Widerspruch zu effizienter Netzplanung.

In der Konsultation des Szenariorahmens hatte GRTgaz eine längerfristig erhöhte Mehrleistung in Höhe von 1,5 GWh/h am GÜP Oltingue zur Deckung der Schweizer Bedarfe in Aussicht gestellt. Dies hätte möglicherweise eine geringfügigere Erhöhung der Exitkapazitäten als den o. g. 2,9 GWh/h am GÜP Wallbach zur Folge gehabt. Die Beteiligten zu 3. und zu 14. haben diese Option im Anschluss an die Konsultation des Szenariorahmens mit GRTgaz, Fluxswiss, Swissgas und Transitgas geprüft und sich über die netztechnischen Randbe-

dingungen ausgetauscht. Eine langfristige Absenkung der Vertragsdrücke, die für die zusätzliche Leistung am Punkt Oltingue erforderlich wäre, steht nach Auskunft der Schweizer Fernleitungsnetzbetreiber im Widerspruch zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in der Schweiz. Die Beteiligten zu 3. und zu 14. haben der Bundesnetzagentur daher mitgeteilt, dass der Bedarf am GÜP Wallbach in Höhe von 16,2 GWh/h unverändert bestehen bleibt.

Die Bundesnetzagentur sieht die Annahmen, die dem von den FNB präferierten *Scenario 2* zugrunde liegen, als ausreichende Erkenntnisse dafür an, dass zukünftig unter Versorgungssicherheitsaspekten ein höherer Kapazitätswert am GÜP Wallbach (Exit) anzusetzen ist. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG sind Maßnahmen, die aus Gründen der Versorgungssicherheit erforderlich sind, vom Anwendungsbereich des Netzentwicklungsplans Gas umfasst. Bei dessen Erarbeitung sind folglich die zugehörigen Annahmen zugrunde zu legen, vgl. § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG. Die Bundesnetzagentur hatte bereits in ihrer Entscheidung über den NEP Gas 2018-2028 vom 20. Dezember 2018 die Möglichkeit in Aussicht gestellt, weitere Erkenntnisse zu zukünftigen, aus Versorgungssicherheitsbetrachtungen resultierenden Bedarfen für den kommenden Netzentwicklungsplanzyklus zu berücksichtigen<sup>10</sup>. Die vorliegende Entscheidung knüpft daran an.

Die Beteiligten zu 3. und zu 14. haben der Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 05. November 2019 schließlich mitgeteilt, dass eine Wiederinbetriebnahme großer Teilabschnitte der TENP I nicht möglich sei. Infolgedessen können die gegenwärtigen Kapazitätseinschränkungen am Punkt Wallbach nicht durch eine Reparatur der schadhaften Leitungsabschnitte behoben werden. Die aus Gründen der Versorgungssicherheit erforderliche Kapazität am GÜP Wallbach (Exit) in Höhe von 16,2 GWh/h kann somit ebenfalls nur durch entsprechende Ausbaumaßnahmen erreicht werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher gemäß Tenorziffer 2 verpflichtet, diese im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 zu ermitteln.

#### **4.2.2 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl in Richtung Niederlande**

Die Bundesnetzagentur bestätigt in Tenorziffer 3 den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, zusätzlich zu den im Datenbankzyklus 2020 - SR an den GÜP Greifswald und Lubmin II (Entry) anteilig und Bunde/Oude Statenzijl (H, Exit) enthaltenen Bestandskapazitäten DZK in Höhe von je 12 GWh/h für die Erstellung des NEP Gas 2020-2030 an diesen Punkten zu berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden in Tenorziffer 3.a diesbezüglich allerdings verpflichtet, den daraus resultierenden Netzausbau zu ermitteln und eine genaue Zuordnung dieser Maßnahmen zu diesem Kapazitätsansatz vorzunehmen. Weiterhin haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenorziffer 3.b transparent und für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar zu begründen, weshalb die Kapazitätserhöhung an den genannten GÜP und die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen gegenüber anderen Lösungsmöglichkeiten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der relevanten Region (Nordwesteuropa) vorzugswürdig sind.

Aufgrund des Rückgangs der dortigen L-Gas-Produktion besteht aus Sicht des niederländischen Fernleitungsnetzbetreibers Gas Transport Services (GTS) ein erhöhter Bedarf an H-Gas-Kapazität in Richtung Niederlande. Das Ende der Produktion in Groningen wurde infolge von Erdbeben auf 2022 vorgezogen. Die Versorgung der deutschen L-Gas-Kunden soll bis 2030 mit dem Export von konvertiertem H-Gas gewährleistet werden. Anders als in Deutschland steht in den Niederlanden keine Marktraumumstellung von L- auf H-Gas an. Stattdessen ist dort eine dauerhafte Konvertierung zur Deckung der L-Gas-Bedarfe vorgesehen. Lediglich die

---

<sup>10</sup> Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vom 20. Dezember 2018, S. 62



neun größten Industriekunden in den Niederlanden wurden verpflichtet, bis 2022 kein L-Gas mehr zu verbrauchen und werden zukünftig vermutlich H-Gas beziehen. Verschiedene Szenarien, die in Zusammenarbeit mit ENTSOG berechnet wurden, zeigten im Ergebnis einen Versorgungsengpass auf niederländischer Seite an. Diese bilanziellen Spitzenlastbetrachtungen wurden im Rahmen der Versorgungssicherheitsbetrachtung nach der Verordnung (EU) 2017/1938<sup>11</sup> für die Betrachtungsjahre 2025 und 2030 aufgestellt und infolge der jüngsten Entwicklungen in Zusammenhang mit dem vorgezogenen Ende der Groningen-Produktion aktualisiert. Im Rahmen der Konsultation forderte GTS eine notwendige Erhöhung der Exportkapazitäten in die Niederlande in Höhe von 12 GWh/h zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Raum Nordwesteuropa. Neben weiteren Befürwortern dieser Erhöhung merken jedoch einige Marktteilnehmer an, dass verbindliche Kapazitätsbuchungen von Netznutzern die Voraussetzung für eine Erhöhung von Kapazitäten sind und diese im Rahmen des *Incremental Capacity*- Prozesses angezeigt werden müssen. Im Datensatz des Datenbankzyklus 2020 - SR wird am GÜP Bunde/ Oude Statenzijl (H) Bestandskapazität in Höhe von 2,1 GWh/h angegeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen im Weiteren vor, dass GTS und die Fernleitungsnetzbetreiber zu einer gemeinsamen Einschätzung der Konsequenzen der durchgeführten Analysen kommen müssen und eine daraus abgeleitete Empfehlung und den ggf. zusätzlich zu berücksichtigenden Kapazitäten im Laufe des Genehmigungsprozesses zum Szenariorahmen Beachtung findet.

Dieser Ankündigung sind die Fernleitungsnetzbetreiber in einem gemeinsamen Schreiben vom 09. Oktober 2019 nachgekommen. Sie haben darin der Bundesnetzagentur gegenüber den Sachverhalt erneut dargelegt. Mit Verweis auf die durchgeführten Simulationen von ENTSOG und GTS erklären sie, dass die betrachteten Szenarien realistische Ausfallszenarien darstellen. Sie teilen die Einschätzung der GTS, dass eine Erhöhung der Exportkapazitäten am GÜP Bunde / Oude Statenzijl (H) eine von mehreren möglichen Lösungen darstelle, um insbesondere in Spitzenlastsituationen die Versorgungssituation auch über Ländergrenzen hinweg zu wahren. Zusätzliches H-Gas wird in den Niederlanden auch zum Zweck der Konvertierung in L-Gas benötigt, um im relevanten Umfang auch zur Versorgung deutscher Endverbraucher zu dienen. Da jedoch in den Niederlanden keine flächendeckende Marktraumumstellung erfolgen wird, besteht der Bedarf an zusätzlichen H-Gas-Kapazitäten deutlich über 2030 hinaus. Die Fernleitungsnetzbetreiber erläutern, dass die Erhöhung der Exitkapazitäten am GÜP Bunde / Oude Statenzijl (H) planerisch an eine Erhöhung der Einspeisekapazitäten an den GÜP Greifswald und Lubmin II geknüpft sei. Sie schlagen daher infolge ihrer gemeinsam durchgeführten Analyse vor, für die Modellierung des NEP Gas 2020-2030 zusätzliche DZK-Kapazität an den GÜP Greifswald und Lubmin II zum Exit Oude Statenzijl und dort entsprechende DZK-Exit-Kapazität in Höhe von jeweils 12 GWh/h anzusetzen.

Die Bundesnetzagentur bestätigt das vorgeschlagene Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber und verpflichtet sie gemäß Tenorziffer 3, zusätzliche Kapazitäten an den GÜP Greifswald und Lubmin II entry-seitig anteilig, sowie exit-seitig am GÜP Bunde / Oude Statenzijl (H) als DZK in Höhe von je 12 GWh/h für die Erstellung des NEP Gas 2020-2030 zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur sieht es als erwiesen an, dass aufgrund aktueller und zukünftiger Entwicklungen, der Förderreduktion und Außerbetriebsetzungen von Gasspeichern, zukünftig aus Gründen der Versorgungssicherheit ein erhöhter Bedarf an Exitkapazitäten in die Niederlande am Punkt Bunde / Oude Statenzijl (H) besteht.

---

<sup>11</sup> Verordnung (EU) Nr. 2017/1938, vom 25. Oktober 2017, über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr.994/2010, Abl. der EU, vom 28.10.2017, L 280/1.

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

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, den zusätzlichen Kapazitätsbedarf als DZK zu modellieren. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht, da mit diesem Kapazitätsansatz die Versorgungssicherheit durchgängig über den festgelegten Bezugspunkt sichergestellt wird, insofern nicht sogar – abhängig von der jeweiligen Lastsituation – ohne festgelegten Transportpfad ein Zugang zum VHP auf unterbrechbarer Basis möglich ist.

Ebenfalls offenkundig ist das Interesse der Transportkunden an zusätzlichen Kapazitäten an den GÜP bzw. den zugehörigen Marktraumgrenzen, wie Anfragen im vergangenen (2017-2019), sowie im aktuellen Zyklus (2019-2021) des *Incremental Capacity*-Verfahrens gemäß Art. 22 ff. NC CAM indizieren. Sollte im Fortgang dieses Verfahrens – vorbehaltlich der erforderlichen Prozessschritte und insbesondere der behördlichen Genehmigung der Projektvorschläge, über die im Rahmen des Verfahrens zum Netzentwicklungsplan nicht entschieden werden kann – eine verbindliche Buchung der nachgefragten Transportkapazitäten in der Jahresauktion 2021 erfolgen, die Versorgungssicherheit also über ein marktliches Verfahren sichergestellt werden, ist das aus Sicht der Bundesnetzagentur der präferierte Weg. Die entsprechenden Anfragen nach zusätzlichen Kapazitäten an den genannten Punkten bzw. Marktraumgrenzen, die im aktuellen Verfahren nach Art. 22 ff. NC CAM an die Fernleitungsnetzbetreiber adressiert wurden, nicht oder nur in modifizierter Form weiterzuverfolgen, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur keine Option. Grundlage für den Prozess der Netzentwicklungsplanung ist § 15a EnWG, das *Incremental Capacity*-Verfahren ist gemäß Art. 22 ff. NC CAM geregelt. Wo es möglich und erforderlich erscheint, wird eine Verzahnung der beiden Prozesse von der Bundesnetzagentur begrüßt und bereits wiederholt eingefordert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß Tenorziffer 3.a den Netzausbau, der aus den zusätzlichen Kapazitäten an den Punkten Greifswald und Lubmin II und Bunde / Oude Statenzijl (H) in Höhe von je 12 GWh/h resultiert, zu ermitteln und die Ausbaumaßnahmen diesem Kapazitätsansatz bestmöglich zuzuordnen. Dieses Vorgehen erlaubt es der Bundesnetzagentur insbesondere, zu einem späteren Zeitpunkt im Verfahren der Netzentwicklungsplanung auf ein positiv abgeschlossenes Verfahren gemäß Art. 22 ff. NC CAM zu reagieren. Die Fernleitungsnetzbetreiber bleiben verpflichtet, dieses Verfahren gemäß Art. 22 ff. NC CAM fortzuführen. Dieses Vorgehen trägt auch den Vorbehalt der Beteiligten zu 6., zu 8. und zu 11. Rechnung. Laut des gemeinsamen Schreibens vom 09.10.2019 tragen sie eine Kapazitätserhöhung an den genannten Punkten nur mit, sofern die Kosten für die Bereitstellung der Kapazitäten, also die Kosten für die aus den geänderten Planungsansätzen resultierenden Maßnahmen, nicht von den übrigen Netznutzern getragen werden. In Folge eines erfolgreich bestandenem Wirtschaftlichkeitstests und somit positiv abgeschlossenen Verfahrens gemäß Art. 22 ff. NC CAM tragen diejenigen Netznutzer die Kosten zur Schaffung der angefragten Kapazitäten, die diese gebucht haben.

Die Berücksichtigung der zusätzlichen Kapazitäten zum gegenwärtigen Zeitpunkt zu Beginn des Netzentwicklungsplans-Prozesses ermöglicht es außerdem, der Versorgungssicherheit rechtzeitig Rechnung zu tragen. Es ist keine Option, den Abschluss des nach *Incremental Capacity*-Verfahrens abzuwarten. Denn wenn dieses nicht zur Schaffung der zusätzlichen Kapazitäten führt, bedeutet dies eine Verzögerung von bis zu zwei Jahren. Die aus Gründen der Versorgungssicherheit resultierenden Kapazitätsbedarfe könnten dann erst im Pro-

zess des NEP Gas 2022-2032 Berücksichtigung finden. Vor dem Hintergrund der Entwicklungen in den Niederlanden ist dies zu spät, sodass die erforderlichen Maßnahmen bereits im NEP Gas 2020-2030 ermittelt werden müssen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber deuten in ihrem Schreiben vom 09.10.2019 an, dass die Erhöhung der Exportkapazitäten am GÜP Bunde / Oude Statenzijl nur eine von mehreren Lösungen darstelle, die Versorgungssicherheit in kritischen Situationen zu gewährleisten. Sie werden daher gemäß Tenorziffer 3.b verpflichtet, im NEP Gas 2020-2030 die anderen Lösungen zu beschreiben und diese in Relation zu der Kapazitätserhöhung und den daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen zu stellen. Sie haben außerdem zu begründen, warum die Kapazitätserhöhung und die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen gegenüber anderen Lösungsmöglichkeiten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorzugswürdig sind. Dies ermöglicht der Bundesnetzagentur bei Prüfung des Plans nicht nur zu prüfen, ob die Fernleitungsnetzbetreiber der gesetzlichen Grundlage gemäß § 15a Abs. 2 S. 4 EnWG, nach der sie verpflichtet sind, Alternativen zu den vorgeschlagenen Planungsmöglichkeiten zu prüfen und zu erläutern, welche Gründe ausschlaggebend für im Plan enthaltenden Maßnahmen sind, nachgekommen sind, sondern auch zu entscheiden, welche der Maßnahmen tatsächlich zu welchem Zeitpunkt realisiert werden müssen.

### **4.3 Gaskraftwerke**

#### **4.3.1 Bestehende Gaskraftwerke**

Das geplante Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Modellierung der Bestandsgaskraftwerke 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 ausgewiesene Gaskraftwerke gemäß § 13 b und 13 f EnWG nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber an, dass diese bis 2030 weiterlaufen werden, es sei denn, diese sollen gemäß BNetzA-Kraftwerksliste zurückgebaut werden. Dies trifft jedoch auf keines der in Kapitel 3.2.1 des Szenariorahmens aufgelisteten Kraftwerke zu. Sofern diese Kraftwerke aktuell nicht über feste Kapazitäten verfügen, werden sie mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (fDZK) bzw. beschränkt zuordenbarer Kapazität (BZK) im Fall des Dampfkraftwerks Burghausen in der Modellierung angesetzt.

#### **4.3.2 Gaskraftwerksneuplanungen**

Unter Tenorziffer 4 verpflichtet die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber, in Bezug auf den Kapazitätsansatz an den Anschlusspunkten zu neuen Gaskraftwerken im NEP Gas 2020-2030 bestimmte Vorgaben umzusetzen. Das geplante Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Berücksichtigung von Neubauprojekten ist im Übrigen angemessen. Sie berücksichtigen die geplanten Kraftwerksprojekte in der Modellierung, für die ein Anschluss an das Fernleitungsnetz ersucht wird und für die Reservierungsanfragen gemäß § 38 GasNZV bzw. Kapazitätsausbaubegehren nach § 39 GasNZV gestellt wurden. Kraftwerksprojekte mit Anschluss an das Gasverteilernetz werden über die jeweilige interne Bestellung des Anschlussnetzbetreibers berücksichtigt.

Hierfür haben die Fernleitungsnetzbetreiber Kriterien und Stichtage definiert, um die Betrachtung auf Projekte zu beschränken, für die ein Planungsfortschritt und damit verbunden eine höhere Wahrscheinlichkeit der Realisierung besteht, beispielsweise ein Nachweis über die Zahlung der Planungspauschale gemäß § 38 Abs. 3 GasNZV bzw. der Abschluss des gemäß § 39 Abs. 2 GasNZV zu erarbeitenden Realisierungsfahrplan bereits erfolgt ist. Die Kriterien und Stichtage sind Gegenstand von Abschnitt 3.1 des Szenariorahmens, auf den hier verwiesen wird. Die Bundesnetzagentur begrüßt die Weiterentwicklung und Verfeinerung der Kriterien. Sie hat geprüft, ob die von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgestellten Kriterien tatsächlich im Einzelfall erfüllt sind und ob sie auf alle Kraftwerksprojekte diskriminierungsfrei angewendet wurden. Dies ist der Fall.

Uniper hat [REDACTED] für das Kraftwerk Heyden bei der OGE einen Antrag auf Kapazitätsreservierung gem. § 38 GasNZV für 2021 im L-Gas gestellt. [REDACTED]

[REDACTED] Ob Uniper einen Anspruch auf Netzanschluss nach § 17 EnWG im L-Gas hat, ist für die vorliegende Entscheidung irrelevant. Grundsätzlich hat der Gesetzgeber in § 17 Abs. 1 S. 2 EnWG die Pflicht des Netzbetreibers, einen Letztverbraucher ans L-Gasversorgungsnetz anzuschließen, ausgeschlossen. Die Netzmodellierung für den NEP Gas 2020-2030 erfolgt für die Jahre 2025 und 2030. Der Netzbereich, für den die Uniper den Kraftwerksanschluss ersucht, wird im Jahr 2025 auf H-Gas umgestellt. Dementsprechend erfolgt die Modellierung im H-Gas. Die Bundesnetzagentur hat geprüft, ob die von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgestellten Kriterien für eine Berücksichtigung des Kraftwerks Heyden erfüllt sind. Uniper hat [REDACTED] für das Kraftwerk Heyden einen Antrag auf Kapazitätsreservierung gem. § 38 GasNZV gestellt, der bis zum 12. Juli 2019 noch nicht von der OGE beschieden wurde. Im vorliegenden Fall ist das von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgestellte Kriterium für die Berücksichtigung offensichtlich erfüllt.

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern geplante Kapazitätsansatz für Kraftwerke ist nicht zu beanstanden. Auch die in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlichten Zuordnungspunkte für den Ansatz mit DZK sind sachgerecht gewählt. In verschiedenen Stellungnahmen wird dieses Vorgehen zwar kritisiert und die Modellierung mit FZK gefordert. Die Bundesnetzagentur erachtet die Modellierung mit DZK indes weiterhin als angemessen, insbesondere da zwischen der diskriminierungsfreien Anwendung des Kapazitätsproduktes DZK und dem konkreten standortabhängigen Zuordnungspunkt, mit dem modelliert wird, zu unterscheiden ist.

Bei dem Kapazitätsprodukt DZK handelt es sich um ein Kapazitätsprodukt, bei welchem der Anschlusskunde, hier also der Kraftwerksbetreiber, grundsätzlich Zugang zum virtuellen Handelpunkt des jeweiligen Gasmarktgebietes hat. In Abhängigkeit bestimmter Netzsituationen kann der Zugang zum virtuellen Handelpunkt durch den Fernleitungsnetzbetreiber unterbrochen werden. In diesem Fall wird dem Kraftwerksbetreiber jedoch der Zugang zu einem festen alternativen Bezugspunkt (Speicher oder benachbarter virtueller Handelpunkt) garantiert. Somit ist bei diesem Kapazitätsprodukt nicht vorgesehen, dass der Gasbezug vom Netzbetreiber unterbrochen werden kann. Im Gegensatz dazu garantiert das Kapazitätsprodukt FZK einen unterbrechungsfreien Zugang zum virtuellen Handelpunkt des jeweiligen Gasmarktgebietes, wodurch für den Kraftwerksbetreiber nicht die Gefahr besteht, an die Konditionen eines festen Bezugspunktes gebunden zu sein. Aus früheren Betrachtungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas ist bekannt, dass eine Versorgung aller Anschlusskunden mit FZK zu übermäßigem Netzausbau führen würde. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dies in einer Modellierungsvariante im Rahmen des NEP Gas 2013 untersucht. Die damals abgeschätzten Investitionskosten für diesen Vollausbau hätten um den Faktor 10 höher gelegen als der damalige Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber. Auf Basis des heutigen Netzes dürften die entsprechenden

Kosten mittlerweile noch höher ausfallen. Es ist zudem davon auszugehen, dass bei einer Berücksichtigung mit FZK Netzausbaubedarf selbst für Kraftwerksprojekte entstehen würde, für die DZK-Kapazitäten sofort zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund stellt das Kapazitätsprodukt DZK für die Anbindung neuer Gaskraftwerke einen guten, kosteneffizienten Kompromiss dar, der in der Regel einen Zugang zum virtuellen Handelspunkt des Marktgebietes ermöglicht und gleichzeitig jederzeit die Versorgung des Kraftwerks sicherstellt. Daher werden sämtliche neuen Kraftwerksprojekte im Netzentwicklungsplan Gas – unabhängig von ihrem Standort – mit DZK angesetzt.

Lediglich die Wahl des Zuordnungspunktes (der feste alternative Bezugspunkt) kann aufgrund der möglicherweise teureren Beschaffung bei einer Unterbrechung des Zugangs zum virtuellen Handelspunkt durch den Fernleitungsnetzbetreiber zu einem Wettbewerbsnachteil für Marktkraftwerke führen. Ein am Strommarkt tätiges Kraftwerk müsste die gegenüber einem permanenten Zugang zum virtuellen Handelspunkt unter Umständen höheren Gasbeschaffungskosten in seine Gebote am Strommarkt einpreisen. Entsprechend höhere Gasbeschaffungskosten entstünden wenn die Liquidität und das daraus resultierende Preisniveau der alternativen Bezugspunkte stark unterschiedlich ausgeprägt wären. Daraus könnte dem Kraftwerk gegenüber anderen Gaskraftwerken gegebenenfalls tatsächlich ein Wettbewerbsnachteil entstehen.

Für einige Kraftwerksprojekte, die bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans berücksichtigt und mit DZK modelliert werden sollen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen bereits Zuordnungspunkte benannt. In diesen Fällen kann die Bundesnetzagentur keine nachhaltigen Wettbewerbsnachteile erkennen. Für die Kraftwerksprojekte, für die der Zuordnungspunkt durch die Fernleitungsnetzbetreiber erst im Rahmen der Modellierung festgelegt wird, legt die Bundesnetzagentur Folgendes fest: Für Kraftwerke, die am Markt aktiv sein sollen bzw. für die feststeht, dass sie nicht als Netzreserve geplant sind, ist ein Zuordnungspunkt zu wählen, der Zugang zu einem liquiden Handelsmarkt sowie ausreichend Kapazitäten gewährleistet. Diese Anforderungen hat die Bundesnetzagentur auch in vergangenen Entscheidungen festgelegt.

Demgegenüber erachtet die Bundesnetzagentur eine entsprechende Vorgabe für die Wahl von Zuordnungspunkten bei Netzreservekraftwerken als nicht erforderlich, da sich daraus keine Nachteile für die betreffenden Kraftwerke ergeben. Denn diese Kraftwerke dürfen nicht mehr im Markt agieren, sie stehen daher nicht mehr im Wettbewerb mit anderen Kraftwerken und erhalten gleichzeitig ihre nachgewiesenen Gasbeschaffungskosten durch die Strom-Übertragungsnetzbetreiber ersetzt. Der gewählte Zuordnungspunkt GÜP Wallbach für das Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe ist deshalb sachgerecht. Es ist eine gesamtwirtschaftliche Abwägung zu treffen zwischen den höheren Kosten, die möglicherweise durch eine Beschaffung an einem alternativen Bezugspunkt mit nicht ausreichender Liquidität des Handelsmarktes anfallen und den Netzausbaukosten, die bei Vorgabe zur Wahl eines liquideren Zuordnungspunktes entstünden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 4.b verpflichtet, aus Gaskraftwerksneuplanungen resultierenden Netzausbau zu ermitteln, gesondert auszuweisen und eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu den berücksichtigten Gaskraftwerksneuplanungen vorzunehmen. Mit dieser Vorgehensweise soll der trotz der Kriterien und Stichtagsregelungen bestehenden Restunsicherheit, ob Projekte tatsächlich im Umfang der gegenwärtigen Planung realisiert werden, Rechnung getragen werden. Mit dieser Vorgehensweise wird den Entwicklungen der vergangenen Jahre Rechnung getragen. Es hat sich gezeigt, dass die Planungen von neuen Gaskraftwerken mit hohen Unsicherheiten behaftet sind, insbesondere vor dem Hintergrund der noch laufenden Ausschreibungen für besondere netztechnische Betriebsmittel (gemäß § 11 Abs. 3 EnWG).

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden in Tenorziffer 4.a verpflichtet, [REDACTED] zusammen mit dem bereits berücksichtigten Kraftwerk Biblis dem Cluster 1 zuzuordnen. Im Cluster 1 ist die angesetzte elektrische Leistung dabei auf 0,3 GW<sub>el</sub> zu deckeln. Konkret bedeutet dies, dass sie für das Kraftwerk Biblis den Ausbaubedarf ermitteln müssen, [REDACTED]

Im Hinblick auf die Ausschreibungen für besondere netztechnische Betriebsmittel haben die Fernleitungsnetzbetreiber erneut einen Clusteransatz entwickelt, der Gegenstand des Kapitels 3.2.3 des Szenariorahmens ist. Auf Nachfrage der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber ausgeführt, dass sie im Clusteransatz diejenigen Kraftwerksprojekte berücksichtigen, die nur dann gebaut werden, wenn sie einen Zuschlag als besondere netztechnische Betriebsmittel erhalten. Daher umfasst der von den Fernleitungsnetzbetreibern entwickelte Clusteransatz geplante Kraftwerke an den Standorten Biblis, Leipheim und Irsching. [REDACTED]

[REDACTED] Die Bundesnetzagentur erachtet dieses Vorgehen als angemessen, da lediglich die Projekte in Konkurrenz zueinanderstehen, die nur im Rahmen der Ausschreibungen realisiert werden würden. Die Fernleitungsnetzbetreiber führen aus, dass noch im vorherigen Prozess des NEP Gas 2018-2028 im Rahmen der Ausschreibungen zu besonderen netztechnischen Betriebsmitteln eine Häufung von Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV vorlag, die in Konkurrenz zueinander standen. Mit nun fortgeschrittenem Ausschreibungsprozess und dem erfolgten Zuschlag am Standort Irsching (Losgruppe D) und Marbach (Losgruppe B) hat sich die Anzahl der Anfragen jedoch reduziert. Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten im Szenariorahmen daher vorgesehen, dass die berücksichtigten Kraftwerksprojekte ohne Deckelung ihrer elektrischen Leistung Eingang in die Clusterbetrachtung finden. [REDACTED]

Im Übrigen sind in der gesamtdeutschen H-Gas Bilanz in Summe noch 0,9 GW<sub>el</sub> für besondere netztechnische Betriebsmittel zu berücksichtigen. Denn im Bericht der Bundesnetzagentur zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen vom 31. Mai 2017 wird ein Bedarf für einen Neubau an Netzstabilitätsanlagen (inzwischen „besondere netztechnische Betriebsmittel“) in Höhe von insgesamt 1,2 GW<sub>el</sub> ausgewiesen. [REDACTED]

[REDACTED]. Dies bedeutet, dass 0,3 GW<sub>el</sub> der neu zu errichtenden besonderen netztechnischen Betriebsmittel nicht mit Gas befeuert werden.

#### 4.4 Gasspeicher

Die Auswahl der im Datenbankzyklus 2020 - SR enthaltenen Speicher, die als Eingangsgrößen für die Modellierung der Basisvariante betrachtet werden sollen, ist angemessen. Neben den bestehenden Speichern beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber, auch zwei Speichererweiterungen, für die Anfragen gemäß § 39 GasNZV gestellt wurden, bei der Erstellung des Plans zu berücksichtigen. Infolge der beiden Anfragen des Speichers Nussdorf/Zagling (7F) in Höhe von 648 MWh/h (Entry) bzw. 432 MWh/h (Exit), sowie 346 MWh/h (Entry) bzw. 230 MWh/h (Exit) wurde gemäß § 39 Abs. 2 GasNZV ein Realisierungsfahrplan zwischen dem Anschlusspetenten und der Beteiligten zu 1. stichtagskonform abgeschlossen. Eine Berücksichtigung dieser Anfragen für die Modellierung des NEP Gas 2020-2030 ist daher sachgerecht. Wie in bisherigen Planungsprozessen schlugen die Fernleitungsnetzbetreiber diesbezüglich vor, die gemäß § 39 GasNZV angefragte Leistung für die Speichererweiterungen zu 100% mit temperaturabhängig festen Kapazitäten (TaK) zu modellieren.

Die im Datenbankzyklus hinterlegten Kapazitätsarten und -höhen für die Netzanschlusspunkte der Gasspeicher sind nicht zu beanstanden.

#### 4.5 LNG-Anlagen

Unter Tenorziffer 5 verpflichtet die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber, in Bezug auf die im Szenariorahmen enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Terminals im NEP Gas 2020-2030 bestimmte Vorgaben umzusetzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in Kapitel 3.4 des Szenariorahmens angekündigt, vier Anfragen gemäß §§ 38, 39 GasNZV für mögliche LNG-Terminals an den drei Standorten in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade zu berücksichtigen. Dieses Vorgehen ist nicht zu beanstanden.

Für das Terminal in Wilhelmshaven hat der Anschlusspetent bei der Beteiligten zu 14. einen Antrag auf Kapazitätsreservierung gemäß § 38 GasNZV gestellt. Die Beteiligte zu 14. hat diesen Antrag positiv beschieden: die angefragte Kapazität in Höhe von 12.500 MWh/h ist ausbaufrei darstellbar. Die Reservierung wurde mit Zahlung der Reservierungsgebühr entsprechend § 38 Abs. 3 GasNZV wirksam.

Für das am Standort Brunsbüttel geplante Terminal liegen zwei Anfragen vor. Der Antrag auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 GasNZV in Höhe von 8.700 MWh/h fand bereits in die Modellierung des NEP Gas 2018-2028 Eingang. Die u. a. aus diesem Kapazitätsbedarf resultierende Netzausbaumaßnahme, die Überspeisung in Embsen (ID-Nr. 301-01), war Teil des Ausbauvorschlags und ist im verbindlichen Plan enthalten. Die Anschlussleitung für das Terminal war infolge der Entscheidung über den NEP Gas 2018-2028<sup>12</sup> aus diesem herauszunehmen, da Anbindungsleitungen nicht in den Anwendungsbereich des Netzentwicklungsplans gemäß § 15a EnWG fallen. Netzausbaupflichten durch die Fernleitungsnetzbetreiber beginnen erst dann, wenn sich am Netzverknüpfungspunkt herausstellt, dass das Gasfernleitungsnetz die Transportaufgaben nicht erfüllen kann. Durch eine Änderung der GasNZV im vergangenen Jahr hat der Verordnungsgeber die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Errichtung der LNG-Infrastruktur in Deutschland verbessert. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind nun verpflichtet, die Leitungen zwischen LNG-Anlagen und dem Fernleitungsnetz zu errichten und dadurch LNG-Anlagen an das Gasnetz anzuschließen. Sie sind jedoch nach wie vor nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans. Es bleibt den Fernleitungsnetzbetreibern unbenommen, sie informatorisch im Netzentwicklungsplan zu erwähnen.

Hinsichtlich des geplanten Terminals am Standort Brunsbüttel wurde über die Kapazitäten in der genannten Höhe inzwischen ein Realisierungsfahrplan gemäß § 39 Abs. 2 GasNZV abgeschlossen. Zusätzlich dazu hat der Anschlusspetent bei der Beteiligten zu 7. rechtzeitig zum diesbezüglichen Berücksichtigungsstichtag am 12. Juli 2019 noch einen Antrag auf Kapazitätsreservierung gemäß § 38 GasNZV über zusätzliche Kapazität in Höhe von 1.975 MWh/h gestellt. Dieser Antrag war zum Zeitpunkt der Vorlage des Szenariorahmens bei der Bundesnetzagentur noch nicht beschieden. Daher ist diese Kapazität in der Modellierung des Netzentwicklungsplans zu berücksichtigen.

Gleiches gilt für den Antrag auf Kapazitätsreservierung gemäß § 38 GasNZV am Standort Stade. Ob die bei der Beteiligten zu 7. angefragte Anschlusskapazität in Höhe von 9.300 MWh/h ausbaufrei darstellbar ist, war zum

---

<sup>12</sup> Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vom 20. Dezember 2018

entsprechenden Stichtag noch nicht geprüft, der Antrag noch nicht beschieden. Die angefragte Kapazität ist daher ebenfalls für die Modellierung des NEP Gas 2020-2030 zu berücksichtigen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, für die Berücksichtigung der vorliegenden Anfragen im NEP Gas 2020-2030 einen planerisch konkurrierenden Ansatz zu betrachten. Sie beabsichtigen, die einzelnen LNG-Anlagen in Konkurrenz zu anderen Einspeisepunkten in den Netzgebieten der Beteiligten zu 7. und zu 14. anzusetzen. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht. Die Fernleitungsnetzbetreiber tragen damit dem Umstand Rechnung, dass LNG im Gasmarkt mit Gas aus anderen Quellen konkurriert, abhängig davon, ob Pipeline-Gas und somit die Versorgung via GÜP oder der Bezug als LNG preisgünstiger ist. Das beabsichtigte Vorgehen stellt sicher, dass für geplante LNG-Anlagen der notwendige Netzausbau ermittelt und durchgeführt wird und gleichzeitig im Sinne einer effizienten Netzentwicklungsplanung verhindert wird, dass die Infrastruktur für gleichzeitige Einspeisungen von Gas via GÜP und aus LNG-Terminals ertüchtigt wird, für die jedoch kein gleichzeitiger Absatzbedarf besteht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber legen dar, dass eine genaue Ausgestaltung der planerisch konkurrierenden Betrachtung erst mit bzw. im Anschluss an die Modellierung des Netzentwicklungsplans erfolgen kann. Eine Ermittlung der strömungsmechanisch gleichwirkenden Punkte erfolge erst im Rahmen der Netzmodellierung. Hierbei obliegt es ihnen gemäß Tenorziffer 5.a, das Verlagerungspotential auszunutzen, die Konkurrenzonen und die enthaltenen, zu den jeweiligen LNG-Einspeisepunkten in Konkurrenz stehenden Grenzübergangs- und Speicheranschlusspunkten auszuweisen und im NEP Gas 2020-2030 transparent darzustellen und zu erläutern. Einige Stellungnehmer haben diese Forderung nach Transparenz auch im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens zum Ausdruck gebracht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden außerdem gemäß Tenorziffer 5.a verpflichtet, eine möglichst genaue Zuordnung der ermittelten und vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu den jeweiligen Konkurrenzonen bzw. den berücksichtigten LNG-Projekten vorzunehmen. Mit dieser Vorgehensweise soll der trotz der Kriterien und Stichtagsregelungen bestehenden Restunsicherheit, ob Projekte tatsächlich im Umfang der gegenwärtigen Planung realisiert werden, Rechnung getragen werden.

Tenorziffer 5.b verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, zusätzlich zu dem von ihnen vorgeschlagenen Vorgehen einer planerisch konkurrierenden Betrachtung, dem gemäß der Angaben des Datenbankzyklus „2020-SR“ ein planungskapazitiver Ansatz mit FZK zugrunde liegt, indikativ abzuschätzen, welche Ausbaurkosten eine Betrachtung der vorliegenden vier Anfragen mit DZK bedeuten würde.

Die indikative Abschätzung soll einen Beitrag dazu leisten, zu beurteilen, wie LNG-Terminals in zukünftigen NEP-Prozessen planungskapazitiv berücksichtigt werden sollen, um dem Erfordernis einer bedarfsgerechten Netzentwicklungsplanung gemäß § 15a Abs. 1 S.2 EnWG Rechnung zu tragen. Die Bundesnetzagentur hält es für sinnvoll, unter breiter Beteiligung des Marktes darüber zu diskutieren, welcher planungskapazitative Ansatz für LNG-Terminals der Prämisse einer effizienten Netzentwicklungsplanung gerecht wird, vergleichbar zum planerisch vereinheitlichten Ansatz für neue Gaskraftwerksprojekte mit DZK und Speicherneubauten und -erweiterungen mit TaK. Diese finden bei Vorliegen entsprechender Anfragen gemäß §§ 38, 39 GasNZV mit der gleichen Systematik wie Anschlussbegehren möglicher LNG-Terminals Berücksichtigung in der Netzentwicklungsplanung. Die Diskussion soll dabei ausdrücklich nicht auf die Kapazitätsarten DZK und FZK beschränkt sein, sondern soll auch bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten (bFZK) umfassen. Die Ausbaurkosten, die eine Anbindung der LNG-Terminals mit DZK verursachen würden, helfen bei der Bewertung, ob DZK ein geeignetes Kapazitätsprodukt sein könnte, eine effiziente Netzentwicklungsplanung zu gewährleisten. Die



Verpflichtung diese Kosten abzuschätzen, greift damit Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber auf und konkretisiert ihn.

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wird nicht über die Vermarktung der Kapazitäten entschieden. Gemäß § 13 Abs. 3 GasNZV erfolgt die Vergabe von Einspeisekapazitäten aus LNG-Anlagen in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen (*first come, first served*). Der in der Modellierung betrachtete Ansatz konkurrierender Planungskapazitäten ist daher nicht auf die anschließende Vermarktung übertragbar. Aufgrund der sich unterscheidenden Vergabemethoden der in der planerischen Konkurrenzzone enthaltenen Punkte kann es sich aus Sicht der Bundesnetzagentur allenfalls um eine Konkurrenz im ausschließlich planerischen Sinne handeln. Vermarktungsseitig kann die Kapazität nicht an beiden Punkten in Konkurrenz zueinander angeboten werden.

#### 4.6 Wasserstoff und synthetisches Methan / grüne Gase

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 1.a verpflichtet, im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 bei der Modellierung der Basisvariante für 2025 als auch 2030, ausschließlich Kapazitäten der bestehenden Anlage aus der NEP-Gas-Datenbank, konkret ID 1989, für die Einspeisung von Wasserstoff zu berücksichtigen. Die in Ansatz gebrachten Kapazitäten der geplanten Projekte aus der Marktpartnerabfrage (im Folgenden: Grüngas-Projekte<sup>13</sup>) (Kapitel 5.3 des Szenariorahmens) sind nicht in die Modellierung der Basisvariante einzubeziehen. In der Basisvariante für das Modellierungsjahr 2030 sind im Übrigen auch nicht die weiteren Annahmen, wie in Kapitel 10.3.4 des Szenariorahmens beschrieben, zugrunde zu legen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden ferner dazu verpflichtet, die unzutreffende Angabe in der Datenbank, wonach die betreffende Anlage mit der ID 2357 am Netz der Beteiligten zu 11. angeschlossen ist, zu korrigieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 1.b zudem verpflichtet, in einer zusätzlichen, gesonderten Modellierungsvariante für die Jahre 2025 und 2030 (Grüngasvariante) auch die geplanten Grüngas-Projekte aus der Marktabfrage unter Beachtung der im Folgenden genannten Maßgaben zu berücksichtigen. Bei der Modellierung dieser Grüngasvariante für das Jahr 2025 ist wie in Kapitel 10.3 des Szenariorahmens beschrieben zu verfahren. Bei der Modellierung für das Jahr 2030 sind Kapazitäten für eine Elektrolyseleistung in Höhe von maximal 2,8 GW<sub>el</sub> anzusetzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 1.c weiter verpflichtet, aus Grüngas-Projekten resultierenden Kapazitäts- und ggf. Ausbaubedarf sowie die möglicherweise erforderliche Ertüchtigung oder Umwidmung von bestehender Gasinfrastruktur zu ermitteln und dabei eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Infrastrukturmaßnahmen zu den berücksichtigten Projekten vorzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das Vorgehen bei der Modellierung nachvollziehbar und transparent darzulegen. Bei der Modellierung muss die kapazitative Berücksichtigung der einzelnen Grüngas-Projekte erkennbar werden. Zudem muss die Zuordnung der einzelnen Projekte zu den hierfür erforderlichen Infrastrukturmaß-

---

<sup>13</sup> Die Grüngas-Projekte aus der Marktpartnerabfrage umfassen sowohl Projekte zur Herstellung von Wasserstoff oder synthetischem Methan aus erneuerbarem Strom mittels des sog. *Power-to-Gas* Verfahrens (Quellen) als auch Projekte zum Verbrauch von Wasserstoff (Senken). Mit dem *Power-to-Gas*-Verfahren wird allgemein die Herstellung von Wasserstoff sowie synthetischem Methan per Elektrolyse bzw. anschließender Methanisierung beschrieben, unabhängig von der Herkunft des verwendeten Stroms (d. h. der Strom kann grundsätzlich aus konventionellen oder erneuerbaren Quellen stammen). Die FNB verwenden im Szenariorahmen die Begriffe „Grüngas“ und „*Power-to-gas*“ um solche Projekte bzw. Verfahren zu beschreiben, bei denen der Wasserstoff bzw. das synthetische Methan mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird.

nahmen möglich sein. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dabei zu erläutern, von welchen grundlegenden Annahmen sie ausgehen, also insbesondere, ob die Einspeisung von synthetischem Methan oder Wasserstoff als Beimischung ins Fernleitungsnetz (und hier ggf. ob L- oder H-Gas) vorgesehen ist oder der Transport von Wasserstoff in einer gesonderten Infrastruktur erfolgen soll. Zudem haben die Fernleitungsnetzbetreiber darzulegen und zu begründen, welche Kapazitätsprodukte sie für die Grüngas-Projekte in der Modellierung zugrunde gelegt haben.

Es bleibt hinsichtlich der grundlegenden Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber zur zukünftigen Integration von Grüngas-Projekten unklar, an welcher Stelle ein neuer Kapazitätsbedarf entsteht oder der Ausbau des Fernleitungsnetzes absehbar vermieden wird (etwa durch Berücksichtigung von Wasserstoff-Senken unmittelbar an *Power-to-Gas*-Anlagen selbst). Daher sind diese grundlegenden Fragestellungen bei der Modellierung der Grüngasvariante zu beantworten und im Konsultationsdokument des NEP Gas 2020-2030 darzustellen.

Tatsächlich werden erste Ansätze hierzu, insbesondere zu Umwidmungen und dem Aufbau einer gesonderten Wasserstoffinfrastruktur, bereits dargestellt (vgl. Kapitel 1 des Szenariorahmens). Die Auseinandersetzung mit diesen Ansätzen und deren Weiterentwicklung werden dementsprechend auch in zahlreichen Stellungnahmen zum Thema Grüngas gefordert. Der Ausblick auf die Entwicklung und Integration neuer Technologien bzw. die Rolle neuer Akteure in der Energiewirtschaft entsprechen der prognostischen Natur des Szenariorahmens. Denn einzelne der skizzierten Lösungen dürften in der Regel eine Optimierung bzw. Verstärkung des Netzes i. S. d. § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG darstellen und damit auch originärer Gegenstand des Netzentwicklungsplans sein. Von solchen Maßnahmen sind indes die Umwidmung und vor allem der Aufbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur zu unterscheiden, da letztere nicht Gegenstand der Ausbauplanung des Fernleitungsnetzes sind.

Schließlich haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenorziffer 1.d verbindliche Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Grüngas- und vergleichbaren Projekten in zukünftige Netzentwicklungspläne zu entwickeln und diese mit dem Markt zu konsultieren. Die Kriterien sind im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu entwickeln und im Konsultationsdokument darzustellen und zu erläutern. Soweit über konkrete Grüngas-Projekte hinausgehende Prognosen berücksichtigt werden sollen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber auch hierfür einen methodischen Ansatz zu entwickeln.

Die Berücksichtigung von *Power-to-Gas*-Anlagen bei der Modellierung in zukünftigen Netzentwicklungsplänen soll hinsichtlich ihrer elektrischen Leistungswerte konsistent zu den Annahmen der Stromnetzentwicklungsplanung erfolgen. Hierzu ist es notwendig, dass sich Fernleitungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber abstimmen.

#### **4.6.1 Modellierung der Basisvariante**

Gemäß Tenorziffer 1.a haben die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Modellierung auf Grundlage der Basisvariante für die Jahre 2025 und 2030 nur die bereits bestehende Anlage zur Einspeisung von Wasserstoff (ID 1989 aus der NEP-Gas-Datenbank), nicht jedoch die geplanten Projekte aus der Marktpartnerabfrage (Kapitel 3.5.1 des SR für den NEP 2020-2030) zu berücksichtigen.

In ihrer Stellungnahme vom 07. November 2019 weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass die bestehende Grüngasanlage mit der ID 2357 am Netz eines Verteilernetzbetreibers angeschlossen ist. Somit wird diese Anlage über die internen Bestellungen bereits berücksichtigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber wer-

den daher dazu verpflichtet, die unzutreffende Angabe in der Datenbank, wonach die betreffende Anlage mit der ID 2357 am Netz der Beteiligten zu 11. angeschlossen ist, zu korrigieren.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern in den Kapiteln 3.5.2, 10.3.3. und 10.3.4. des Szenariorahmens genannten Kriterien zur Berücksichtigung von geplanten Grüngas-Projekten sind nicht hinreichend konkret, um die betreffenden Projekte bei der Modellierung bereits kapazitatativ berücksichtigen zu können. Dies betrifft insbesondere die in Kapitel 3.5.2. aufgeführten Kriterien, „erforderliche Angaben lagen vor“ und „hinreichende Datenqualität erreicht“, die zu diesem Zweck zu unbestimmt und nicht nachvollziehbar sind. Zudem fehlt vor allem ein Kriterium zur Beurteilung der konkreten Umsetzungsabsichten. Die Berücksichtigung der betreffenden Projekte würde daher eine Ungleichbehandlung gegenüber anderen Anschlusspetenten (Kraftwerke, LNG-Terminals und Speicher) bedeuten, die ihre Realisierungsabsicht durch Zahlung einer Reservierungsgebühr bzw. durch Erstellung von Realisierungsfahrplänen konkret nachweisen müssen. Gegen die Berücksichtigung bei der Modellierung in der vorgeschlagenen Form spricht überdies, dass die tatsächliche Umsetzung einiger Projekte aktuell noch mit rechtlichen Unsicherheiten behaftet ist. Insbesondere bestehen erhebliche Zweifel, ob einige Projektmodelle entflechtungsrechtlich zulässig sind. Die vorbeschriebenen Unsicherheiten sind, sowohl hinsichtlich der allgemeinen Rahmenbedingungen als auch der konkreten Umsetzungsabsichten, zudem Gegenstand verschiedener Stellungnahmen, denen die Bundesnetzagentur, nicht zuletzt auch in der Forderung nach einer gesonderten Betrachtung der Grüngasprojekte aus der Marktabfrage (vgl. Stellungnahme des BDEW), folgt.

Darüber hinaus wird der Zusammenhang zwischen den – aus vorgenannten Gründen bereits für sich – nicht hinreichend konkreten Kriterien bzw. Daten in den Kapiteln 3.5, 10.3.3 und 10.3.4. des Szenariorahmens und den in der NEP-Gas-Datenbank hinterlegten Daten nicht deutlich. So erlauben die Daten in Tabelle 9 des Szenariorahmens nur zum Teil einen Abgleich mit der NEP-Gas-Datenbank, da einige Kapazitäten der aufgeführten Projekte in der NEP-Gas-Datenbank doppelt Berücksichtigung finden, indem sie bei zwei Fernleitungsnetzbetreibern gleichzeitig in Ansatz gebracht werden, und es fehlt eine Angabe zum angesetzten Kapazitätsprodukt. Zudem ist der Zusammenhang zwischen der installierten elektrischen Leistung der Elektrolyseure und der korrespondierenden Entry-Leistungen in das Erdgasnetz, bezogen auf die einzelnen Projekte, nicht hinreichend deutlich. Denn während die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen (S. 104) bereits methodische Annahmen u. a. zum Wirkungsgrad von *Power-to-Gas*-Anlagen allgemein treffen, fehlen hierzu noch Angaben in Bezug auf die einzelnen Projekte aus der Marktabfrage.

#### **4.6.2 Modellierung der Grüngasvariante**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 1.b verpflichtet, die geplanten Grüngas-Projekte aus der Marktabfrage (Kapitel 3.5.1 des SR für den NEP Gas 2020-2030) in einer zusätzlichen, gesonderten Variante für die Jahre 2025 und 2030 zu berücksichtigen (Grüngasvariante) und dabei die im Folgenden genannten Maßgaben zu beachten.

Die Modellierung der zusätzlichen, separaten Grüngasvariante dient dazu, die Auswirkungen bewerten zu können, die eine Berücksichtigung von Grüngas-Projekten im Fernleitungsnetz hätte und die Höhe der Kosten dafür zu ermitteln – und zwar abgrenzbar von dem Ausbau, der aus der Berücksichtigung anderer Bedarfe, beispielsweise aus Anfragen gemäß §§ 38, 39 GasNZV und internen Bestellungen resultiert. Für eine gesonderte Behandlung der betreffenden Grüngas-Projekte im weiteren Netzentwicklungsplan-Prozess spricht sich schließlich u. a. auch der BDEW in seiner Stellungnahme zum Konsultationsdokument aus.

Die separate Modellierungsvariante ermöglicht zudem eine genauere Bestimmung der für die angesetzten Grüngas-Projekte erforderlichen Netzausbaumaßnahmen und der dadurch entstehenden Kosten. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher gemäß Tenorziffer 1.c weiter verpflichtet, aus Grüngas-Projekten resultierenden Netzausbau zu ermitteln und eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu den berücksichtigten Projekten vorzunehmen. Die Bundesnetzagentur erachtet die Zuordnung von Ausbaumaßnahmen zu einzelnen Grüngas-Projekten als ebenso angemessen wie etwa bei der Neuplanung von Gaskraftwerken. Aufgrund der bestehenden Unsicherheit im Hinblick auf die Umsetzung einiger Projekte (vgl. oben, Kapitel 4.5.1.), ist es notwendig, einzelne Ausbaumaßnahmen individuell hinsichtlich ihrer Bestätigungsfähigkeit im Netzentwicklungsplan zu bewerten.

Infolge der separaten Einbeziehung und Betrachtung von Grüngas-Projekten können zudem rechtliche und speziell regulatorische Fragen, die im Zusammenhang mit ihrer Berücksichtigung stehen und von den Fernleitungsnetzbetreibern auch schon aufgeworfen wurden (vgl. Kapitel 1 des Szenariorahmens), bereits identifiziert und bedacht werden. Die Modellierung verschiedener Varianten ermöglicht es den Fernleitungsnetzbetreibern, wie in der Vergangenheit, die aus ihrer Sicht vorzugswürdige Modellierungsvariante ihrem Vorschlag konkreter Netzausbaumaßnahmen im NEP Gas 2020-2030 zugrunde zu legen und zugleich zukünftige Entscheidungen, die etwa aus einer nationalen und internationalen Wasserstoffstrategie resultieren und konkrete Projekte, die im Rahmen der Reallaborförderung festgelegt werden, in der kommenden Netzentwicklungsplanung ohne Vorfestlegung zu berücksichtigen.

#### ***Zugrundelegung einer angenommenen Elektrolyseleistung von 2,8 GW<sub>el</sub> für das Jahr 2030***

Abweichend vom vorgeschlagenen Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen ist bei der Modellierung der Grüngasvariante für das Jahr 2030 die Elektrolyseleistung auf 2,8 GW<sub>el</sub> zu beschränken. Die Bundesnetzagentur erachtet die Methode der Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung dieser verschnittenen *Power-to-Gas*-Anlagenleistung im Übrigen als sachgerecht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen für 2030 ein Potenzial an Elektrolyseleistung von 7,5 GW<sub>el</sub>. Für diese Prognose gehen sie davon aus, dass bis zum Jahr 2025 eine installierte *Power-to-Gas*-Leistung von insgesamt 1,5 GW<sub>el</sub> möglich ist. Für den Zeitraum ab 2025 bis 2030 wird ein Zubau von jährlich 1,2 GW<sub>el</sub> unterstellt, womit sich im Zieljahr 2030 in Summe 7,5 GW<sub>el</sub> Elektrolyseleistung ergeben. Diese Summe wird mit einem Verweis auf diverse Studien, jedoch ohne weitere Erläuterung abgeschätzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber erachten die Berücksichtigung einer über die Elektrolyseleistung der konkreten Grüngas-Projekte aus der Marktpartnerabfrage hinausgehenden Prognose von *Power-to-Gas*-Anlagenleistung als notwendig, um den künftigen Wasserstoffbedarf (Exit-Kapazitäten) zu decken, wenn davon ausgegangen wird, dass der benötigte Wasserstoff ausschließlich aus *Power-to-Gas* Anlagen mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird. Sie geben an, dass für das Jahr 2030 bereits aus der Marktpartnerabfrage ein höherer jährlicher Wasserstoffbedarf folgt, als *Power-to-Gas*-Anlagen mit 7,5 GW<sub>el</sub> unter den angenommenen Annahmen zu produzieren in der Lage sind. Für die Modellierung müssen die Fernleitungsnetzbetreiber Annahmen zur regionalen Verteilung der 7,5 GW<sub>el</sub> treffen. Hierfür greifen sie auf Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber sowie auf ihre eigene Marktpartnerabfrage zurück. Sie gehen für 2030 zunächst von einer verschnittenen Anlagenleistung von 2,8 GW<sub>el</sub> aus, die sich wie folgt berechnet: Ausgangspunkt ist die von den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) im Szenariorahmen 2019-2030 (Szenario B 2030) angenommene landkreisscharfe Elektrolyseleistung von 1,6 GW<sub>el</sub> für Wasserstoff und 0,4 GW<sub>el</sub> für Methan. Die Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen die Annahmen für die einzelnen Landkreise, es sei denn, die Marktpartnerabfrage ergibt für einen Landkreis eine höhere Elektrolyseleistung. In diesem Fall wird für den Landkreis der höhere Wert aus der Marktpartnerabfrage an-

genommen. Die Verschneidung der beiden Datensätze ergibt in Summe eine Elektrolyseleistung von 2,8 GW<sub>el</sub>. Die Differenz in Höhe von 4,7 GW<sub>el</sub> zur angenommenen *Power-to-Gas*-Anlagenleistung von 7,5 GW<sub>el</sub> wird so auf Produktions-Cluster aufgeteilt, dass die insgesamt angesetzte *Power-to-Gas*-Anlagenleistung proportional zur relativen Standorteignung gemäß FfE-Studie ist.

Die Bundesnetzagentur erachtet die von den Fernleitungsnetzbetreibern angenommene Erhöhung der Elektrolyseleistung auf 7,5 GW<sub>el</sub> bis zum Jahr 2030 – vor dem Hintergrund der zum heutigen Zeitpunkt vorliegenden belastbaren Anhaltspunkte – für unwahrscheinlich. Sie legt daher den aus der oben beschriebenen Methode resultierenden Wert von 2,8 GW<sub>el</sub> verschnittener Anlagenleistung für eine Modellierung in der Grün-gasvariante fest.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass bis 2030 nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, um eine Elektrolyseleistung von 7,5 GW<sub>el</sub> zu gewährleisten. Gleiches gilt auch für eine gegenüber den Annahmen des Szenariorahmens reduzierte Elektrolyseleistung in Höhe von 4,4 GW<sub>el</sub>, die von den Fernleitungsnetzbetreibern in ihrer Stellungnahme vom 07. November 2019 als notwendig erachtet wird, um den Exit-Bedarf von Wasserstoff aus der Marktpartnerabfrage decken zu können.

Das Geschäftskonzept von Elektrolyseanlagen basiert auf der Herstellung von preiswertem Wasserstoff, der auf dem Markt preislich mit Wasserstoff konkurrieren kann, der mit konventionellen Verfahren (z. B. Dampfreformierung) erzeugt wird. Die variablen Kosten der Wasserstoffproduktion sind in erster Linie von den Strompreisen abhängig, womit die Wasserstoffelektrolyse tendenziell bei günstigen bzw. negativen Strompreisen wirtschaftlich betrieben werden kann. Diese Situation ist absehbar aber nur dann gegeben, wenn ein hohes Stromangebot auf eine niedrige Marktnachfrage trifft. Das Auftreten solcher Situationen in ausreichender Höhe für eine flächendeckende Elektrolysewirtschaft ist perspektivisch erst mit deutlich steigenden Anteilen von Strom aus erneuerbaren Energien von mehr als 65 % nach dem Jahr 2030 zu erwarten.

Außerdem würde durch eine installierte elektrische Elektrolyseleistung in Höhe von 7,5 GW<sub>el</sub> sowie auch schon in Höhe von 4,4 GW<sub>el</sub> ein zusätzlicher Strombedarf entstehen, der aus dem in 2030 existenten Strom-Mix gedeckt werden muss. Dieser wird bis dahin jedoch zu einem nicht unerheblichen Anteil noch fossil erzeugten Strom enthalten. Hierdurch würde ein Teil des synthetischen Wasserstoffs aufgrund hoher Umwandlungsverluste (von fossilen Brennstoffen zu Strom und schließlich zu Wasserstoff) mit einem erheblichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß erzeugt werden. Schließlich fehlt es bisher an einem Rechtsrahmen, der fest schreibt, dass *Power-to-Gas*-Anlagen ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen verwenden dürfen. Letzteres ist aber Prämisse der Betrachtung und Modellierung in der Grün-gasvariante (s. o., Fußnote 1).

Der Wert von 2,8 GW<sub>el</sub> steht im Übrigen auch im Einklang mit den Annahmen des NEP Strom 2019-2030, der in Szenario C 2030 von einer *Power-to-Gas*-Anlagenleistung von 3,0 GW<sub>el</sub> ausgeht. Die Betrachtung der Annahmen sowohl der Fernleitungs- als auch Übertragungsnetzbetreiber (Strom) durch die Bundesnetzagentur ist gerade auch im Hinblick auf die Annahmen zu *Power-to-Gas* bzw. Grün-gas-Projekten geboten, um eine kohärente Netzentwicklungsplanung in beiden Sektoren zu gewährleisten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in ihrer Stellungnahme vom 07. November 2019 überdies keine neuen Tatsachen vorgebracht, die gegen die Herleitung und Festlegung einer Elektrolyseleistung von 2,8 GW<sub>el</sub> durch die Bundesnetzagentur und für die geforderte Erhöhung auf 4,4 GW<sub>el</sub> streiten. Soweit sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber in Vorbereitung des Entwurfs des Szenariorahmens zum NEP Strom 2035 beziehen, wonach die Übertragungsnetzbetreiber in Zukunft von einer deutlichen

Erhöhung der Erzeugungsleistung von *Power-to-Gas*-Anlagen ausgehen, ist zu berücksichtigen, dass diese Annahmen noch nicht förmlich in den Prozess zum NEP Strom 2035 eingebracht wurden und noch Änderungen unterliegen können.

Zwar ist den Fernleitungsnetzbetreibern darin zuzustimmen, dass Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen und *Power-to-Gas*-Anlagen unmittelbar versorgen, nicht zwangsläufig mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sein müssen und in diesem Fall im NEP Strom unberücksichtigt bleiben. Solche Anlagen haben an geeigneten Standorten zudem sicherlich das Potenzial, einen Anteil an der zukünftigen Wasserstoffherzeugung aus Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland zu leisten. Dennoch bleibt unklar, wie dieses Potential bei der Modellierung der Grüngasvariante – in der geforderten Höhe von zusätzlichen 1,6 GW<sub>el</sub> – konkret berücksichtigt und abgebildet werden kann, zumal es hier, d. h. über die verschnittene Anlagenleistung aus dem Szenariorahmen Strom 2019-2030 und der Marktpartnerabfrage in Höhe von 2,8 GW<sub>el</sub> hinaus, umso mehr an einer belastbaren Grundlage und Methodik zur Ermittlung eines möglichen Ausbaubedarfs fehlt. Zudem gilt es, mit Blick auf einen möglichen Kapazitäts- bzw. Ausbaubedarf, zu berücksichtigen, dass Exit-Bedarfe in einzelnen Fällen sicher auch vor Ort gedeckt werden können, was auch in der Argumentation der Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme vom 07. November 2019 nicht behandelt wird.

Die Argumentation der Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme vom 07. November 2019 ist letztlich vom Ergebnis hergeleitet und vernachlässigt, dass aus Sicht der Bundesnetzagentur bis 2030 nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen wird, um eine Elektrolyseleistung von 4,4 GW<sub>el</sub> zu gewährleisten. Um einen Exit-Bedarf (H<sub>2</sub>) von 3,3 GW decken zu können, ziehen die Fernleitungsnetzbetreiber schließlich auch in Betracht, auf alternative Quellen der Erzeugung und den Import von Wasserstoff zurückzugreifen. Die aufgezeigte Lösung, also die mögliche Berücksichtigung der Erzeugung (z. B. Dampfreformierung) und des Imports von nicht „grünem“ Wasserstoff, wird durch die Bundesnetzagentur nicht verstellt, löst sich aber von dem im Szenariorahmen der Fernleitungsnetzbetreiber zugrunde gelegten und von der Bundesnetzagentur insoweit geteilten Verständnis, wonach die hier gemeinten *Power-to-Gas*-Anlagen Wasserstoff bzw. synthetisches Methan allein mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen. Zu der Berücksichtigung alternativer Quellen der Erzeugung und dem Import von Wasserstoff sowie der notwendigen Entwicklung des methodischen Ansatzes hierfür vgl. Abschnitt IIB4.6.3 dieser Entscheidung.

#### ***Besondere Maßgaben zur Modellierung der Grüngasvariante***

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im NEP Gas 2020-2030 darzulegen, wie sie bei der Modellierung der nach Tenorziffer 1.b aufgegebenen separaten Variante vorgegangen sind, d. h. welche Projekte sie konkret berücksichtigen und welche zusätzlichen Annahmen sie für das Jahr 2030 treffen. Dabei sind, zusätzlich zu dem in den Kapiteln 3.5 sowie 10.3.3 und 10.3.4. des Szenariorahmens beschriebenen Vorgehen und den in der NEP-Gas-Datenbank und hinterlegten Daten, folgende Maßgaben zu beachten: Zur Nachvollziehbarkeit der Modellierung muss eine Zuordnung der Projekte bzw. deren Entry-/Exit-Kapazitäten zu einem Fernleitungsnetzbetreiber erfolgen. Zudem muss erkennbar sein, welche Kapazitätsprodukte angesetzt werden. Außerdem müssen die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der Aufteilung der Elektrolyseleistung auf Entry- und Exit-Kapazitäten in Tabelle 9 des Szenariorahmens, ebenfalls eine Zuordnung der angenommenen Elektrolyseleistung zu einzelnen Projekten vornehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Modellierung der nach Tenorziffer 1.b aufgegebenen separaten Variante den aus Grüngas-Projekten resultierenden Kapazitäts- und ggf. Ausbaubedarf sowie die möglicher-

weise erforderliche Ertüchtigung oder Umwidmung von bestehender Gasinfrastruktur zu ermitteln und dabei eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Infrastrukturmaßnahmen zu den berücksichtigten Projekten vorzunehmen. Dabei muss insbesondere erkennbar sein, ob es sich bei den Entry-Kapazitäten um eine Beimischung von synthetischem Methan oder von Wasserstoff ins Gasversorgungsnetz handelt und ob eine Ertüchtigung der bestehenden Infrastruktur auf steigende Wasserstoffanteile vorgesehen ist. Davon zu unterscheiden ist ferner, ob die Einspeisung in eine Wasserstoffleitung geplant ist, die noch zu errichten ist oder die aus dem bestehenden Methangasnetz ausgegliedert werden und allein dem Transport von Wasserstoff dienen soll.

Die Fernleitungsnetzbetreiber erläutern im Szenariorahmen, insbesondere in Kapitel 10.3.1, nachvollziehbar, weshalb die Notwendigkeit besteht, eine Diskussion über die Integration von Grüngas anzustoßen und diese im vorliegenden Szenariorahmen bereits zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur sieht ebenfalls die Notwendigkeit, sich in der Netzentwicklungsplanung mit dieser Thematik zu befassen – ungeachtet der offenen Frage, ob und unter welchen Umständen reine Wasserstoffnetze der Regulierung unterfallen oder Gegenstand verbindlicher Vorgaben im Netzentwicklungsplan sein können. Der Fokus der Betrachtung durch die Bundesnetzagentur liegt dabei insbesondere auf der Ermittlung des erforderlichen Kapazitäts- und eventuell gegebenen Ausbau- oder Ertüchtigungsbedarfs in der Fernleitungsinfrastruktur für den Anschluss der Grüngas-Projekte und den damit zusammenhängenden Kosten sowie auf der möglicherweise geplanten Umwidmung von bestehenden Fernleitungen. Die im Rahmen der Netzentwicklungsplanung gewonnenen Informationen sollten nach Ansicht der Bundesnetzagentur von Netzbetreibern und vor allem von den Marktakteuren bewertet werden und dazu beitragen, zukünftig ein umfassendes Konzept zur Integration erneuerbarer Gase zu entwickeln.

#### ***Umwidmungen von Bestandsnetzinfrastruktur und Schaffung einer Wasserstoffinfrastruktur***

Im Rahmen der Modellierung nach vorstehender Maßgabe ist seitens der Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere danach zu unterscheiden, ob der ermittelte, aus Grüngas-Projekten resultierende Kapazitäts- und Ausbaubedarf zu einer Umwidmung von Teilen der Bestandsnetzinfrastruktur (Fernleitungsnetz) führt oder durch den Bau einer (reinen) Wasserstoffinfrastruktur erfüllt werden soll.

Sofern eine Umwidmung vorgesehen ist, ist die betreffende Bestandsnetzinfrastruktur im Netzentwicklungsplan Gas als neue Wasserstoffleitung bzw. -infrastruktur anzuzeigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben darzulegen, dass die betreffende Bestandsnetzinfrastruktur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Gasnetzes nicht mehr erforderlich ist. Nur wenn das sichergestellt ist, kann die Bestandsnetzinfrastruktur in eine neue Wasserstoffinfrastruktur umgewidmet werden. Die Umwidmung einer Bestandsnetzinfrastruktur bedeutet faktisch die Entnahme aus dem regulierten Netz, analog einem Rückbau. Eine Umwidmung kann nach Wortlaut und Sinn und Zweck des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG Gegenstand des Netzentwicklungsplans Gas sein, wenn darüber zu entscheiden ist, ob eine bestehende Fernleitung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Gasnetzes erforderlich ist.

Sofern der ermittelte, aus Grüngas-Projekten resultierende Ausbaubedarf durch den Bau neuer, reiner Wasserstoffinfrastrukturen erfüllt werden soll, sind die betreffenden Projekte von den Fällen der Umwidmung zu unterscheiden und ebenfalls im Netzentwicklungsplan anzuzeigen. Die Anzeige erfolgt hier informatorisch, um die gebotene Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas zum Thema Grüngas zu gewährleisten. Die Anzeige ersetzt keine entflechtungsrechtliche Prüfung zur Zulässigkeit der zugrundeliegenden Grüngas-Projekte. Der Neubau einer reinen Was-

serstoffinfrastruktur ist derzeit nicht vom Rechtsrahmen des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG umfasst und damit nicht Gegenstand des verbindlichen Teils des Netzentwicklungsplans, da das Fernleitungsnetz gemäß § 3 Nr. 19 EnWG auf den Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz beschränkt ist. Dies gilt im Übrigen auch für andere, insbesondere die in § 3 Nr. 19a EnWG genannten Gasarten, deren Transport nicht vom Fernleitungsbegriff des § 3 Nr. 19 EnWG erfasst ist.

Dieses – nach der Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber vom 07. November 2019 zu enge – Verständnis wird in der Fachliteratur ganz überwiegend geteilt (statt vieler: Theobald, in: Danner/Theobald, EnergieR, EnWG § 3 Rn. 166). Im Übrigen kann aus Sicht der Bundesnetzagentur dahinstehen, ob die von den Fernleitungsnetzbetreibern angeführte Vorschrift des Art. 1 Abs. 2 der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie tatsächlich ein weiteres Verständnis gebietet oder hier nicht vielmehr nur die Beimischung anderer Gasarten gemeint ist und ermöglicht werden soll, sofern gewisse Voraussetzungen erfüllt sind (vgl. Erwägungsgrund 41 der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie). Denn auch die Bundesnetzagentur erwartet, wie auch die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme vom 07. November 2019, dass die nunmehr angestoßene Diskussion über die zukünftige Rolle und Integration Grüner Gase zu einer entsprechenden Entwicklung und Präzisierung des Rechtsrahmens führen dürfte.

#### **4.6.3 Entwicklung von verbindlichen Kriterien für die Berücksichtigung von Grüngas-Projekten**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 1.d schließlich verpflichtet, verbindliche Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Grüngas- und vergleichbaren Projekten in zukünftige Netzentwicklungsplanprozesse zu entwickeln und diese mit dem Markt zu konsultieren. Die Kriterien sind im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu entwickeln und im Konsultationsdokument darzustellen und zu erläutern. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dabei zu erläutern, wie die zu berücksichtigenden Projekte in der Modellierung methodisch und kapazitiv behandelt werden sollen. Soweit über konkrete Grüngas-Projekte hinausgehende Prognosen bzw. Quellen zur Erzeugung oder der Import von Wasserstoff berücksichtigt werden sollen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber auch hierfür einen methodischen Ansatz zu entwickeln und im Konsultationsdokument darzustellen.

Die Kriterien müssen zukünftig eine diskriminierungsfreie Berücksichtigung von Anschlussbegehren gewährleisten. Hierfür ist es erforderlich, gemeinsam mit dem Markt verbindliche Kriterien zur Aufnahme von Grüngasprojekten in den Szenariorahmen festzulegen. Die Kriterien sollen sich dabei nicht nur an der bereits bestehenden Praxis z. B. bei Kraftwerken, LNG-Terminals und Speichern orientieren, sondern auch einen vergleichbaren Grad an Verbindlichkeit erlangen. Die Bundesnetzagentur greift damit auch eine Forderung aus verschiedenen Stellungnahmen zum Konsultationsdokument auf, in denen die bislang nicht ausreichende Verbindlichkeit der Marktpartnerabfrage und die Ungleichbehandlung von Grüngas-Projekten etwa gegenüber Kraftwerken, LNG-Terminals und Speichern angeführt wurden. In kommenden Netzentwicklungsplan-Zyklen muss insbesondere auch die konkrete Umsetzungsabsicht und -wahrscheinlichkeit einzelner Grüngas-Projekte beurteilt und bei der Modellierung entsprechend berücksichtigt werden können.

Die Bundesnetzagentur hält daher die Entwicklung von verbindlichen Kriterien für erforderlich, die – über die vorstehend bereits genannten Anforderungen hinaus – mindestens die folgenden Erfordernisse erfüllen bzw. Angaben zu den folgenden Sachverhalten beinhalten müssen:

- Anschluss unmittelbar an das Fernleitungsnetz,



- Angabe des zuständigen Fernleitungsnetzbetreibers, an dessen Netz die Anlage angeschlossen werden soll, sofern ein Grüngas-Projekt sein Anschlussbegehren an zwei Fernleitungsnetzbetreiber richtet,
- Berücksichtigung von Anlagen, die im Verteilernetz angeschlossen werden sollen, in den internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber,
- Unterscheidung von Ein- und Ausspeisung bei der Modellierung und hierbei danach, ob in das Fernleitungsnetz oder ein zu errichtendes Wasserstoffnetz eingespeist werden soll (Entry/Quelle) oder beispielsweise ein unmittelbarer Verbrauch im Industrieprozess vor Ort geplant ist, bzw. ob Wasserstoff aus dem Netz entnommen werden soll (Exit/Senke),
- Nachweis, dass die technischen Voraussetzungen/Grenzwerte für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz gegeben sind bzw. eingehalten werden, und Mitteilung, wo eine Methanisierung erforderlich ist,
- Technische Rahmendaten zur Modellierung (z. B. in der Modellierung anzusetzende Ein- und Ausspeisekapazität in das Fernleitungsnetz oder ein Wasserstoffnetz, Kapazitätsprodukt),
- Wirtschaftliche Rahmendaten zu den Grüngas-Projekten (z. B. Elektrolyseleistung in  $\text{GW}_{\text{el}}$ ).

Es ist nicht auszuschließen, dass zukünftig prognostizierte Wasserstoffbedarfe höher sind als die Produktionskapazitäten aus den konkreten Grüngas-Projekten, die nach den von den Fernleitungsnetzbetreibern zu entwickelnden Kriterien berücksichtigungsfähig sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen in ihren grundsätzlichen Annahmen für das Modellierungsjahr 2030 (Kapitel 10.3.4 des Szenariorahmens) bereits davon aus, dass die Elektrolyseleistung von 7,5  $\text{GW}_{\text{el}}$  aus Strom generiert werden kann, der aus erneuerbaren Quellen stammt. Demgegenüber geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass bis 2030 nicht ausreichend marktlicher Überschuss-Strom zu niedrigen Marktpreisen zur Verfügung steht, um eine Elektrolyseleistung von 7,5  $\text{GW}_{\text{el}}$  bzw. 4,4  $\text{GW}_{\text{el}}$  wirtschaftlich zu betreiben (s. o., Abschnitt IIB4.6.2 dieser Entscheidung). Wasserstoff kann grundsätzlich auch aus anderen Quellen als den berücksichtigten Grüngas-Projekten stammen, z. B. aus Import oder der klassischen Dampfreformierung. So ziehen die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme vom 07. November 2019 in Betracht, auch auf alternative Quellen der Erzeugung und den Import von Wasserstoff zurückzugreifen, um einen Exit-Bedarf ( $\text{H}_2$ ) von 3,3 GW decken zu können. Soweit über konkrete Grüngas-Projekte hinausgehende Prognosen bzw. Quellen zur Erzeugung oder der Import von Wasserstoff berücksichtigt werden sollen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber daher gemäß Tenorziffer 1.d auch hierfür einen methodischen Ansatz zu entwickeln und im Konsultationsdokument darzustellen.

Die Bundesnetzagentur erachtet den aktuellen Prozess zur Erstellung des NEP Gas 2020-2030 auch weiterhin für den richtigen Zeitpunkt zur Entwicklung verbindlicher Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Grüngas- und vergleichbaren Projekten in zukünftige Netzentwicklungsplanprozesse. Die Fernleitungsnetzbetreiber wenden in ihrer Stellungnahme vom 07. November 2019 ein, dass der gewählte Zeitpunkt zur Diskussion von verbindlichen Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Grüngas- und vergleichbaren Projekten in zukünftigen Netzentwicklungsplänen zu früh sei; sie sehen die Aufnahme von verbindlichen Kriterien vielmehr erst im Prozess für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 vor. Die Bundesnetzagentur teilt die Auffassung, dass verbindliche Kriterien erst in diesen Prozess aufgenommen werden sollen, hält es aber für erforderlich, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bereits vorher Kriterien entwickeln und sie möglichst frühzeitig mit dem Markt konsultieren. Dies soll auch gewährleisten, dass die tatsächlich notwendigen Infrastrukturmaßnahmen für Projekte mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit zeitnah konkretisiert, identifiziert und genehmigt werden können.

#### 4.7 Verteilernetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, den Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber gemäß der aus früheren Planungsprozessen bewährten Vorgehensweise in der Modellierung zu berücksichtigen.<sup>14</sup> Sie legen als Startwert die internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2020 zugrunde und betrachten dann die Werte entsprechend der plausibilisierten Langfristprognose gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) bis einschließlich 2025. Für den restlichen Zeitraum bis 2030 wird dieser Wert konstant fortgeschrieben. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht.

Einige Stellungnehmer haben gefordert, dem steigenden Kapazitätsbedarf in Baden-Württemberg derart Rechnung zu tragen, dass die VNB-Bedarfe im Netz der Beteiligten zu 15. bei der Modellierung der Basisvariante derart zu betrachten sind, dass sie in Höhe der plausibilisierten Langfristprognose bis 2030 angesetzt werden sollen. Es erscheint der Bundesnetzagentur jedoch nicht sinnvoll, innerhalb einer Modellierungsvariante methodisch unterschiedlich hinsichtlich einzelner Kapazitätsbedarfe vorzugehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher bei der Modellierung der Basisvariante eine einheitliche Betrachtungsweise, nämlich die zuvor dargelegte auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose mit konstanter Fortschreibung ab dem fünften Jahr, zu berücksichtigen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber konstatieren zu Recht, dass der vorgeschlagenen Vorgehensweise der direkte Bezug zum Gasbedarfsszenario entbehre. Bei Betrachtung der Entwicklung der vergangenen Jahre, die Eingang in vergangene Netzentwicklungspläne fanden, lässt sich jedoch kein Rückgang, sondern vielmehr ein Anstieg der Kapazitätsbedarfe der Verteilernetzbetreiber erkennen. Ein infolge von Gasbedarfsszenarienbetrachtungen reduzierter Entwicklungspfad lässt sich daher gegenwärtig nicht vertreten.

#### 4.8 Industrie

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 8 verpflichtet, bei der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 einen aggregierten Industriebedarf im Netz der Beteiligten zu 15. in Höhe von 186 MWh/h anstatt des in der NEP-Gas-Datenbank enthaltenen, aggregierten Werts in Höhe von 153 MWh/h zu berücksichtigen.

Das geplante Vorgehen zur Berücksichtigung der Industriebedarfe für die Modellierung des Plans sieht vor, bestehende Bedarfe konstant fortzuschreiben und verbindliche Zusatzbedarfe zusätzlich zu berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen gemäß ihren Angaben in Kapitel 10 des SR für den NEP Gas 2020-2030, die Industriebedarfe mit fester Kapazität (FZK) zu modellieren. Dieses Vorgehen ist sachgerecht.

In den von den Fernleitungsnetzbetreibern betrachteten Gasbedarfsszenarien zeigen sich unterschiedliche Gasbedarfsentwicklungen hinsichtlich des Industriebedarfs zwischen 2020 und 2030. Szenario I (Gasbedarf EEV dena-TM 95) prognostiziert für diesen Zeitraum einen Zuwachs von 16 %, wohingegen Szenario II (Gasbedarf EEV EUCO 30) im gleichen Zeitraum einen Rückgang in Höhe von 22% prognostiziert. Jedoch besteht, wie auch bei den Bedarfen der Verteilernetzbetreiber, kein direkter Zusammenhang zwischen der antizipierten Gasbedarfsentwicklung und den Kapazitäten, die Eingang in die Modellierung des Plans finden. Solange die Fernleitungsnetzbetreiber keine konkreten Indikationen einzelner Industriekunden erhalten, dass diese ihren Kapazitätsbedarf reduzieren möchten, können sie diesbezüglich auch keine Annahmen treffen. In der Daten-

---

<sup>14</sup> Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2016 vom 11. Dezember 2015

bank zum Netzentwicklungsplan Gas sind die Kapazitätswerte der Industriekunden lediglich in aggregierter Form je Fernleitungsnetzbetreiber enthalten. Dies dient dem Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur zu Prüfzwecken – wie bereits in früheren Prozessen – auch eine detaillierte Auflistung der Netzanschlusspunkte zu Industriekunden zur Verfügung gestellt. Der in der Auflistung enthaltene, aggregierte Wert im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. entspricht nicht dem im Datenbankzyklus 2020-SR enthaltenen Wert. Die Bundesnetzagentur hat die Beteiligten zu 15. zu weiteren Erläuterungen aufgefordert. Dieser Aufforderung ist die Beteiligte zu 15. nachgekommen. Sie führt aus, dass zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenariorahmens bekannte Mehrbedarfe irrtümlicherweise in dem in der Datenbank enthaltenen Wert nicht berücksichtigt wurden. Die Bundesnetzagentur hält die Ausführungen für nachvollziehbar.

#### **4.9 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 Entscheidung über den SR für den NEP Gas 2015 und die dort getroffenen Aussagen verwiesen<sup>15</sup>. Nicht-kontrahierte Lastflusszusagen dürfen somit bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs nicht unterstellt werden. Der Einsatz von Lastflusszusagen ermöglicht aus Sicht der Bundesnetzagentur keine zuverlässige, vorausschauende und effiziente Netzplanung.

### **5. Versorgungssicherheit**

Gemäß § 15a Abs. 1 S 4 EnWG obliegt es den Fernleitungsnetzbetreibern, bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Gas auch Annahmen zu denkbaren Störungen der Versorgungssicherheit zugrunde zu legen. Die Fernleitungsnetzbetreiber führen in Kapitel 9 des SR für den NEP Gas 2020-2030 aus, dass sie dieser Pflicht durch Betrachtung der zukünftig weiter reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit und weitere Konkretisierung der L-H-Gas-Umstellungsplanung im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2020-2030 nachkommen wollen. Ebenfalls beabsichtigen sie, die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit zu untersuchen und in Zusammenhang mit der H-Gas-Bilanz darzustellen und zu erläutern. Mit Verweis auf die Risikobewertung gemäß Art. 7 VO (EU) 2017/1938 sowie der Erkenntnisse zur Versorgungssicherheit bei Erdgas gemäß § 51 EnWG aus dem Monitoringbericht<sup>16</sup> legen die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin dar, dass keine Notwendigkeit bestehe, im NEP Gas 2020-2030 eine fiktive Versorgungssicherheitsstörung zu modellieren. Die Bundesnetzagentur kann dieser Argumentation folgen und erachtet die beabsichtigte Vorgehensweise daher als sachgerecht.

#### **5.1 Entwicklung L-Gas-Versorgung**

Im Hinblick auf die reduzierte Verfügbarkeit von L-Gas beschreiben die Fernleitungsnetzbetreiber die gegenwärtige Situation und skizzieren die Auswirkungen der zukünftig weiterhin reduzierten inländischen Produktion sowie der rückläufigen Exporte aus den Niederlanden auf die in Deutschland zur Verfügung stehenden Jahresmengen und Leistungen in Kapitel 9.1 des Szenariorahmens. Die dargestellten Prämissen, anhand derer die L-Gas-Verfügbarkeit im NEP Gas 2020-2030 bis 2030 betrachtet werden sollen, sind sachgerecht.

---

<sup>15</sup> Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2015 vom 06. November 2017, S. 71.

<sup>16</sup> Monitoringbericht 2018 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand 29. Mai 2019

In der langfristigen Netzentwicklungsplanung auf kurzfristig eintretende Entwicklungen zu reagieren, ist nur bedingt möglich. Dennoch betont die Bundesnetzagentur erneut, dass die Fernleitungsnetzbetreiber stets zu prüfen haben, ob kurzfristige Optionen sowohl in den Niederlanden als auch in Deutschland netztechnisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind, um beispielsweise weitere Förderkürzungen abzufangen. Diesbezüglich sind das Vorziehen der Anpassung von großen Anschlusskunden sowie eine vorzeitige Umstellung von nachgelagerten Netzgebieten zu nennen. Dies kann Anpassungen der indikativen Umstellungszeitpunkte im Netzentwicklungsplan bzw. im zugehörigen Umsetzungsbericht zur Folge haben.

## 5.2 Umgang mit historischen Unterbrechungen

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, auf die in vergangenen Netzentwicklungsplänen durchgeführte Auswertung historischer Unterbrechungen in diesem Prozess zu verzichten. Sie begründen dies damit, dass sich insbesondere vor dem Hintergrund der VIP-Einführung und der anstehenden Marktgebietszusammenlegung aus einer Vergangenheitsbetrachtung keine validen Schlussfolgerungen auf Entwicklungen zukünftiger Unterbrechungen und auf möglichen Netzausbau gezogen werden könnten.

Diese Argumentation ist vor den genannten Hintergründen nachvollziehbar. Es ist daher sachgerecht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des NEP Gas 2020-2030 keine Auswertung der historischen Unterbrechungen durchführen. Die Bundesnetzagentur weist jedoch darauf hin, dass dies nicht gleichbedeutend mit einer Absage an die Erforderlichkeit einer solchen Analyse hinsichtlich aller folgenden Prozesse der Netzentwicklungsplanung Gas zu verstehen ist. Vielmehr kann es sich nach erfolgter Marktgebietszusammenlegung anbieten, diese Untersuchungen für das gesamtdeutsche Marktgebiet wiederaufzunehmen und die Unterbrechungen zu analysieren. Hierzu kann dann zu einem späteren Zeitpunkt ggf. auch auf die in den bisherigen Prozessen ermittelte und bewährte Methodik zurückgegriffen werden.

Das seitens der Fernleitungsnetzbetreiber angestrebte Vorgehen war Gegenstand zahlreicher Stellungnahmen, die eine Weiterführung der Untersuchung u. a. aus Transparenzgesichtspunkten fordern. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen zu Recht darauf hin, dass sie im Einklang mit den Verordnungen (EG) Nr. 715/2009<sup>17</sup> sowie (EU) Nr. 1227/2011<sup>18</sup> (REMIT) geplante und ungeplante Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten auf ihren Internetauftritten sowie auf der ENTSO-Transparenzplattform veröffentlichen. Ein Verzicht auf die Analyse der historischen Unterbrechungen im NEP Gas 2020-2030 steht somit nicht im Widerspruch zu den genannten Verordnungen.

## 6. Marktgebietszusammenlegung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß Tenorziffer 6 die anstehende Marktgebietszusammenlegung anhand der von ihnen vorgeschlagenen Systematik *NewCap* bei der Erarbeitung des NEP Gas 2020-2030 zu berücksichtigen. Die betrachteten Lastsituationen und zugrundeliegende Annahmen sind dabei detailliert zu beschreiben. Im Falle von auftretenden Engpässen haben sie gemäß Tenorziffer 6.a nachvollziehbar zu ermitteln und zu begründen, ob und weshalb zu deren Behebung der Einsatz marktbasierter Instrumente (*Whee-*

---

<sup>17</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, Abl. der EU, vom 14.08.2009, L 211/36.

<sup>18</sup> Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, Abl. der EU, vom 08.12.2011, L 326/1.

ling, Drittnetznutzung und börsenbasiertes *Spreadprodukt*) gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist. Sofern die Prüfung indes ergibt, dass ein Netzausbau gegenüber dem Einsatz der marktbasierenden Instrumente vorzugswürdig ist (da netztechnisch auf Dauer effizienter und preisgünstiger), um die betrachtete Transportaufgabe zu lösen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenorziffer 6.b die zur Engpassbehebung erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zu ermitteln und mit den wesentlichen technischen Spezifika, möglichen Inbetriebnahmedaten, voraussichtlichen Investitionskosten sowie ihren Auswirkungen auf andere Netzbereiche darzustellen, so dass sie für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar sind.

Die Zusammenlegung der deutschen Marktgebiete ist durch § 21 GasNZV vorgegeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben spätestens ab 01. April 2022 aus den bestehenden zwei Marktgebieten ein gemeinsames Marktgebiet zu bilden. Im Hinblick auf operative Vorteile wird das gemeinsame Marktgebiet mit dem Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2021/22 zum 01. Oktober 2021 starten.

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

Für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas werden Kapazitäten als Planungsansätze verwendet. Sie bilden als Gegenstand des Szenariorahmens die Grundlage für die planerische Ausgestaltung und Dimensionierung des Netzes. Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wird ausdrücklich nicht festgelegt, dass die in der zugrundeliegenden Modellierung berücksichtigten Kapazitäten und Kapazitätsprodukte später vermarktet werden (Trennungsmodell). Es obliegt stets dem Netzbetreiber (ggf. zusammen mit dem jeweiligen Anschlusspetenten) unter Beachtung des Kapazitätsmaximierungsgebots sinnvolle Lösungen für die in der Vermarktung anzubietenden Produkte zu erarbeiten. Die Bundesnetzagentur trifft in der Bestätigung des Szenariorahmens also keine Entscheidung über die an einem Punkt zu vermarktende Kapazität. Sie entscheidet lediglich darüber, welche Kapazitäten die Fernleitungsnetzbetreiber an einem Netzknotenpunkt planungskapazitiv in der Modellierung anzusetzen haben. Es erscheint dennoch sinnvoll, dass planungskapazitive Annahmen im Prozess der Netzentwicklungsplanung und zu vermarktende Kapazitäten weitgehend übereinstimmen. Vor diesem Hintergrund strebt die Bundesnetzagentur an, dass die Planungskapazitäten für den Netzentwicklungsplan, die Gegenstand des Szenariorahmens sind und die Kapazitäten, die Gegenstand des einzuführenden Überbuchungssystems im Rahmen des Verfahrens KAP+ sein werden, im Einklang stehen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Hinblick auf die Marktgebietszusammenlegung ein neues Kapazitätsmodell entwickelt und dieses der Bundesnetzagentur erstmalig am 30.11.2018 vorgestellt. Anhand der sog. *NewCap*-Systematik beabsichtigen sie, auf Basis historischer Flussdaten und Informationen zu geplanten Netz- und Kapazitätsentwicklungen eine große Anzahl unterschiedlicher Netznutzungsfälle zu betrachten, ohne dabei die netztechnischen Gegebenheiten der Einzelnetze außer Acht zu lassen. Diesen soll durch FNB-eigene, strömungsmechanische Simulationen pro Netzbereich Rechnung getragen werden. Daran anknüpfend planen die Fernleitungsnetzbetreiber, in einem Bilanzierungsmodell / Knoten-Kanten-Modell ggf. iterierend zu den Einzelnetzrechnungen zahlreiche marktgebietsweite Lastfälle zu simulieren. In den Knoten des Modells werden Netzbereiche zu großen Entry- und Exitbereichen aggregiert, innerhalb derer Engpassfreiheit im Rahmen der individuell ermittelten und validierten Kapazitäten der Fernleitungsnetzbetreiber pro Netz-

gebiet besteht. Kanten stehen für die Verbindungen zwischen den Knoten und beschreiben die Transportfähigkeiten bzw. -restriktionen zwischen den aggregierten Entry- und Exitbereichen. Im Knoten-Kanten-Modell soll somit eine auf Lastszenarien basierende Engpassprüfung auf Basis historischer Netznutzungsfälle unter Annahme einer möglichen, zukünftigen Marktverschiebung von bis zu 10 % erfolgen. Damit soll die Bandbreite eines realistischen Nutzungsverhaltens abgedeckt werden. Mögliche Marktverschiebungen können nur durch die Bildung verschiedener Szenarien simuliert, nicht aber konkret vorausgesagt werden. Maximalszenarien lassen sich aus historischen Beobachtungen ableiten, die tatsächlich eintretenden Größen und Richtungen der Verschiebungen werden durch verschiedene Faktoren determiniert. Neben der Substitution wegfallender Aufkommensquellen sind vor allem preisliche Entwicklungen aus den Gasmärkten für die Veränderung von Lastflüssen ursächlich. Da langfristige Lieferverträge zunehmend auslaufen, ist eine höhere Marktdynamik zu erwarten. Die individuellen Erwägungen der Händler sind auch von den Entgelten und der Verfügbarkeit von Ein- und Ausspeisekapazitäten abhängig.

Anhand der zahlreichen betrachteten Szenarien wird sowohl möglicherweise erhöhten Transitbedarfen wie auch Veränderungen hinsichtlich der saldierten Mengen aus unterschiedlichen Importquellen Rechnung getragen. Die Fernleitungsnetzbetreiber favorisieren diese Kombination eines statistischen Modellansatzes mit einer deutschlandweiten Betrachtung extremer Lastszenarien zur Abwicklung zukünftiger Transportaufgaben, um mögliche Engpässe im gemeinsamen Marktgebiet zu identifizieren und zu analysieren, ob sie effizienter durch Investitionen in die Netzinfrastruktur oder durch den Einsatz marktbasierter Instrumente (MBI) zu beheben sind.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen daher vor, dass diese Vorgehensweise in die Modellierung der Basisvariante 2025 und 2030 bei Erstellung des NEP Gas 2020-2030 eingehen soll. Sie legen dar, dass sie anstreben, die Kapazitäten der getrennten Marktgebiete in einem deutschlandweiten Marktgebiet darzustellen. Sie beabsichtigen daher, diese Kapazitäten als Eingangsgrößen für die strömungsmechanischen Simulationen der Einzelnetze, wie auch daran anknüpfend in der Knoten-Kanten-Betrachtung der *NewCap*-Systematik zu unterstellen. Weiterhin beabsichtigen sie *Wheeling*, Drittnetznutzung sowie börsenbasiertem *Spreadprodukt* als marktbasierende Instrumente im Knoten-Kanten-Modell zu antizipieren, um in den betrachteten Lastfällen, in denen die Netzinfrastruktur aufgrund von auftretenden Engpässen nicht ausreicht, die entsprechende Transportaufgabe bewältigen zu können. Über die regulatorisch und rechtlich angemessene Ausgestaltung der Instrumente und eine mögliche Kostenanerkennung kann nicht im Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas entschieden werden. Die Instrumente sind in diesem Kontext lediglich als Garant für die Netznutzungsfälle, die nicht durch die bestehende Infrastruktur gelöst werden können, zu verstehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, iterativ eine gaswirtschaftlich sinnvolle Lösung mit geringen Kosten zu ermitteln, nachdem sie über die *NewCap*-Systematik Engpasszonen und ggf. resultierende MBI-Kosten aufgrund erhöhter MAP-Leistungen berechnet haben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber legen dar, dass bei der angestrebten Systematik grundsätzlich jeder Netzbetreiber die notwendigen Ausbaumaßnahmen zur Bereitstellung der Kapazitäten in seinem Netzbereich ermittle. Dies geschehe auf Grundlage der bisherigen, bewährten Modellierungsphilosophien der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber anhand eigener, strömungsmechanischer Simulationen wie in vergangenen Netzentwicklungsplänen. Diese Ausbaumaßnahmen sind unabhängig von etwaigen Engpasszonen zwischen Netzgebieten aufgrund von veränderten Austauschleistungen an den MAP infolge der Marktgebietszusammenlegung. Sie dienen dem Verständnis der Bundesnetzagentur zufolge vorrangig der Deckung zusätzlicher (zumeist exitseitiger) Kapazitätsbedarfe resultierend aus Anfragen gemäß § 39 GasNZV für neue Kraftwerke, LNG-Anlagen

oder Speicherprojekte, aus veränderten Bedarfen nachgelagerter Verteilnetzbetreiber, sowie aus erhöhtem H-Gas-Bedarf infolge der Marktraumumstellung. Die so ausgelösten Netzausbaumaßnahmen resultieren somit abgrenzbar nicht aus der Marktgebietszusammenlegung. Sie sind vom Anwendungsbereich des Netzentwicklungsplans Gas umfasst und sollten daher in jedem Fall Gegenstand eines Ausbauvorschlags seitens der Fernleitungsnetzbetreiber sein. An der Erforderlichkeit der so ermittelten Maßnahmen besteht dem Grunde nach kein Zweifel, insofern sie aus veränderten Kapazitätsbedarfen innerhalb der Einzelnetze resultieren. Über diese Maßnahmen wird die Bundesnetzagentur im Änderungsverlangen zum NEP Gas 2020-2030 nach erfolgter Prüfung des Plans entscheiden.

§ 17 GasNZV verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, den langfristigen Kapazitätsbedarf im Verfahren der Netzentwicklungsplanung gemäß § 15a EnWG in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu ermitteln. Sie haben hierbei auch vorliegende Erkenntnisse über den Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt, zu berücksichtigen, vgl. § 17 S.1 Nr. 8 GasNZV. Die Fernleitungsnetzbetreiber legen dar, dass sie anstreben, die gegenwärtigen Kapazitäten der getrennten Marktgebiete auch in einem deutschlandweiten Marktgebiet bereitzustellen. Sie verweisen auf die Formulierung des § 21 Abs. 1 GasNZV, dass es erklärtes Ziel der Marktgebietszusammenlegung sei, die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen. Sie folgern daraus die Überführung der Kapazitäten in Art und Höhe aus den getrennten in das gemeinsame, deutschlandweite Marktgebiet.

Die Bundesnetzagentur erachtet diese Vorgehensweise beim derzeitigen Stande der Erkenntnisse nicht als ausreichend begründet. Verschiedene Konsultationsteilnehmer teilen diese Einschätzung. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die technischen Kapazitäten gemäß § 9 Abs. 1 und 2 GasNZV im gesamtdeutschen Marktgebiet bisher nicht ermittelt und daran anknüpfend nicht dargelegt, welches Maß an fester Kapazität für das gesamtdeutsche Marktgebiet einem ausreichenden Maß gemäß § 9 Abs. 3 GasNZV entspräche. Bisher besteht lediglich Konsens darüber, dass das gegenwärtige Kapazitätsangebot in den beiden getrennten Marktgebieten nicht ohne weitere Maßnahmen auf das gesamtdeutsche Marktgebiet übertragen werden kann. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in mehreren Gesprächen in Zusammenhang mit der anstehenden Marktgebietszusammenlegung erläutert, dass sämtliche Ausspeisekapazitäten uneingeschränkt erhalten und durch die bestehende Infrastruktur und bis dahin in Betrieb genommene Maßnahmen bisheriger Netzentwicklungspläne dargestellt werden können. Die aus den getrennten in das gemeinsame Marktgebiet übertragenen (und somit aufgewerteten) festen Einspeisekapazitäten können dagegen nach bisherigem Erkenntnisstand nicht uneingeschränkt durch die bestehende und geplante Netzinfrastruktur dargestellt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben u. a. in einem Gespräch am 06. Februar 2019 dargelegt, dass einspeiseseitig DZK sowie BZK vollumfänglich auf das gesamtdeutsche Marktgebiet übertragbar wären, was für bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten (bFZK) und FZK nur in signifikant reduziertem Maß gelte.

Bei der Erarbeitung des Plans haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine geeignete und allgemein nachvollziehbare Modellierung der Netze zu nutzen, vgl. § 15a Abs. 2 S. 3 EnWG. Es ist der Bundesnetzagentur bewusst, dass für diese Modellierung hinreichende Eingangsparameter zugrunde gelegt werden müssen. Obgleich die Fernleitungsnetzbetreiber bisher eine sachgerechte Begründung im Einklang mit § 17 S. 1 Nr. 8 GasNZV und § 9 Abs. 3 GasNZV schuldig geblieben sind, welches Maß an festen Kapazitäten im gemeinsamen Marktgebiet erforderlich ist, ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur keine Option, die Planungskapazitäten wie sie Gegenstand des SR für den NEP Gas 2020-2030 sind, nicht zu bestätigen. Sie sind grundlegende Eingangsgrößen in die Modellierungen, aus denen der Ausbauvorschlag des Plans resultieren wird. Die Kapazitäten des Datenbankzyklus 2020 - SR, die Eingang in die FNB-eigenen, strömungsmechanischen Simulationen wie auch in das

Knoten-Kanten-Modell finden sollen, sind daher von den Fernleitungsnetzbetreibern zu dieser planungskapazitiven Zwecksetzung bei der Erstellung des Plans zu berücksichtigen. Es ist jedoch festzuhalten, dass mit dieser Vorgehensweise in der Entscheidung über den Szenariorahmen keine Aussage darüber getroffen wird, dass diese Kapazitäten einzeln oder summiert dem langfristigen Kapazitätsbedarf gemäß § 17 GasNZV entsprechen. Die Entwicklung von Kriterien, anhand derer zukünftig neue Bedarfe im Einklang planungskapazitativ im Prozess der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden, ist derzeit Gegenstand von Diskussionen.

Die Bundesnetzagentur fordert die Fernleitungsnetzbetreiber auf, in Anlehnung an die in § 17 GasNZV angelegten Kriterien objektive Indikatoren zur Bestimmung der Höhe des langfristigen Kapazitätsbedarfs zu entwickeln. Die Entwicklung solcher Kriterien und Indikatoren muss transparent unter Beteiligung des Marktes im Verfahren der Netzentwicklungsplanung erfolgen und in folgenden Netzentwicklungsplan-Zyklen angewandt, bei Bedarf aber auch an neuere Erkenntnisse angepasst werden. Ziel ist es dabei, mit der Anwendung der Indikatoren den punktscharfen langfristigen Kapazitätsbedarf zu ermitteln. Im Vergleich zur bisherigen Praxis sollte sich hierdurch eine höhere Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Bedarfsermittlung für alle Marktteilnehmer ergeben. Die tatsächliche Nutzung im gesamtdeutschen Marktgebiet soll bestmöglich abgebildet werden. Zur Eliminierung jahresspezifischer Nutzungsstrukturen ist hierfür jedoch ein ausreichend langer Zeitraum über einige Jahre zu betrachten. Auch die Betrachtung und entsprechende Berücksichtigung kurzfristiger Buchungen oder Übernachtungen in bisherigen Auktionen ist vorstellbar. Die im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens von einigen Stellungnehmern geforderte, zukünftige Verzahnung des Netzentwicklungsplanungsprozesses mit dem Verfahren KAP+ kann für die Zukunft somit gewährleistet werden. Die Bundesnetzagentur fordert die Fernleitungsnetzbetreiber daher auf, einen Vorschlag zu erarbeiten, der mögliche Kriterien und Indikatoren beinhaltet, und diesen im Konsultationsdokument des NEP Gas 2020-2030 zur Diskussion zu stellen.

Die Bundesnetzagentur gibt den Fernleitungsnetzbetreibern gemäß Tenorziffer 6 auf, bei der Anwendung der von ihnen entwickelten *NewCap*-Systematik für die Erstellung des NEP Gas 2020-2030 die nachfolgenden Anforderungen zu berücksichtigen und umzusetzen: Neben der Ermittlung der in den jeweiligen Einzelnetzbereichen notwendigen Ausbaumaßnahmen resultierend aus den Planungskapazitäten des Datenbankzyklus 2020 - SR erfolgt eine marktgebietsweite Betrachtung mittels des *NewCap*-Modells. Die betrachteten Lastsituationen und ihre wesentlichen Annahmen sind dabei detailliert zu beschreiben. Im Falle von auftretenden Engpässen haben die Fernleitungsnetzbetreiber nachvollziehbar abzuwägen und zu bewerten, ob zur Behebung der Einsatz marktbasierter Instrumente gegenüber dem Ausbau des Netzes vorteilhaft ist. Die Annahmen, die sie dieser Überlegung zugrunde legen, sind transparent darzustellen. Dies betrifft insbesondere Erläuterungen dazu, anhand welcher Annahmen, bspw. hinsichtlich der Betrachtung von Referenzszenarien, die Kosten vergleichbar gemacht wurden und welche sonstigen Kriterien in die Bewertung miteinbezogen wurden. Insofern Netzausbau gegenüber dem MBI-Einsatz vorzugswürdig erscheint, sind die daraus resultierenden Maßnahmen zu ermitteln und mit ihren technischen Charakteristika, den möglichen Inbetriebnahmedaten sowie den voraussichtlichen Investitionskosten darzustellen. Soweit möglich, sind die Auswirkungen dieser Maßnahmen, bspw. auf die dadurch resultierende Erhöhung einzelner MAP-Kapazitäten oder hinsichtlich Kapazitätssteigerungen in einzelnen Netzbereichen, ebenfalls nachvollziehbar darzulegen. Sofern der Ausbauvorschlag des NEP Gas 2020-2030 neben Ausbaumaßnahmen auch den Einsatz marktbasierter Instrumente umfasst, sollten die dafür voraussichtlich entstehenden Kosten einschließlich einer transparenten und nachvollziehbaren Begründung ihrer Höhe informatorisch im Plan enthalten sein, um zukünftig im Hinblick auf



die Sicherstellung einer effizienten Netzentwicklung beurteilen zu können, ob langfristig entsprechender Netzausbau kostengünstiger ist.

Es ist der Bundesnetzagentur wichtig, an dieser Stelle erneut zu betonen, dass im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas keine Aussage über die aus regulatorischer und rechtlicher Sicht angemessene Ausgestaltung der marktbasierenden Instrumente getroffen werden kann. Die Bestätigungsentscheidung der Bundesnetzagentur über den Szenariorahmen betrifft nur die Angemessenheit der Annahmen und den Modellierungsansatz für den daraus resultierenden Netzentwicklungsplan. Über den vorzulegenden Entwurf des Plans kann verfahrensmäßig im Rahmen des Änderungsverlangens nur über Maßnahmen eines Ausbauvorschlags, wie er Ergebnis einer Modellierungsvariante sein soll, entschieden werden. Eine Bestätigung der Ergebnisse, insbesondere möglicherweise ermittelter marktbasierter Instrumente und ihrer Kosten, ist mit der Entscheidung nicht verbunden. Sie würde auch keine für diesen Fall notwendige Ermächtigungsgrundlage darstellen. Im Verfahren der Netzentwicklungsplanung werden keine Aussagen oder Genehmigungen hinsichtlich der Anerkennung von Kosten eventuell zu beschaffender marktbasierter Instrumente sowie über deren Effizienz getroffen.

## **7. Zusätzliche Modellierung: Auslegungsvariante für Baden-Württemberg**

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 7 verpflichtet, die in Kapitel 10.4 des Szenariorahmens dargestellte Modellierungsvariante Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zusätzlich zur Basisvariante für das Betrachtungsjahr 2030 zu berechnen. In der Modellierung haben sie einen Kapazitätsbedarf in Höhe von 35,6 GWh/h für das Netzgebiet der Beteiligten zu 15. anzusetzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben mit der Auslegungsvariante Baden-Württemberg eine zusätzliche Modellierungsvariante in den Szenariorahmen eingebracht. Sie schlagen vor, in dieser Modellierungsvariante von der Basisvariante abweichende Eingangsgrößen im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. für 2030 zu Grunde zu legen. So soll ermittelt werden, welche der Maßnahmen, die Teil des aus der Basisvariante resultierenden Ausbauvorschlags des NEP Gas 2020-2030 werden, verändert zu dimensionieren wären, sollten sich die von der Beteiligten zu 15 gesehenen Anzeichen für einen stärker steigenden Kapazitätsbedarf in Baden-Württemberg in den folgenden Planungsprozessen manifestieren.

Bei Betrachtung der Prognosen hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs der Verteilnetzbetreiber, die in die bisherigen Netzentwicklungspläne Gas seit 2012 eingeflossen sind, zeigt sich eine deutliche Diskrepanz zwischen den prognostizierten und den tatsächlichen Bedarfsentwicklungen in Baden-Württemberg, wie in Anlage 4 des Szenariorahmens dargestellt wird.<sup>19</sup> Rückblickend wird deutlich, dass die Prognosen hinter der tatsächlichen Bedarfsentwicklung (im prozentual zweistelligen Bereich) zurückbleiben. Eine hohe Prognosegüte hinsichtlich der Bedarfsentwicklungen, die als Teil der zugehörigen Szenariorahmen Grundlage eines jeden Netzentwicklungsplan Gas sind und Eingang in dessen Modellierungsvarianten finden, ist nach § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG erforderlich. Fehlerhafte Prognosen können zur Folge haben, dass Ausbaumaßnahmen – antizipiert man eine Realisierungsdauer von bis zu sieben Jahren – bei ihrer Fertigstellung/Inbetriebnahme nicht mehr zu den

---

<sup>19</sup> Szenariorahmen für den NEP Gas 2020-2030, Anlage 4, 16.08.2019, S. 126ff.

dann tatsächlich aktuellen Bedarfen passen, da sie zur Bewältigung der ihnen zugeschriebenen Transportaufgabe nicht mehr ausreichend dimensioniert sind.

Die Bedarfe der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber (VNB) finden über eine Berücksichtigung der Langfristprognose Eingang in den Prozess der Netzentwicklungsplanung. Gemäß § 8 Abs. 3 GasNZV bestellen die VNB bei ihrem unmittelbar vorgelagerten FNB an Netzkopplungspunkten feste Ausspeisekapazitäten, die sog. Interne Bestellung, um insbesondere die dauerhafte Versorgung von Letztverbrauchern mit Gas zu gewährleisten. Daran anknüpfend prognostizieren sie ihren langfristigen Bedarf an Kapazität für die folgenden zehn Jahre im Voraus, vgl. § 16 KoV<sup>20</sup>. Liegen Indikationen für einen in diesem Zeitraum steigenden oder fallenden Kapazitätsbedarf vor, ist die Langfristprognose entsprechend anzupassen. Wenn die Langfristprognose der nachgelagerten VNB unplausibel ist, sind die FNB gemäß § 16 Abs. 3 KoV verpflichtet, die VNB zur Nachbesserung aufzufordern und die übermittelten Werte ggf. durch geeignete Prognosewerte zu ersetzen. Seit dem NEP Gas 2016-2026 wird die plausibilisierte Langfristprognose derart berücksichtigt, dass die prognostizierten Werte für die ersten fünf Jahre Eingangsgrößen der Modellierung sind und für die Modellierung des Netzentwicklungsplan-Zieljahres der Wert aus dem fünften Jahres konstant fortgeschrieben betrachtet wird.<sup>21</sup> Aus den Vorgaben des § 16 KoV folgt, dass es in der Verantwortung der FNB liegt, gemeinsam mit den ihren Netzen nachgelagerten VNB für eine ausreichende Qualität der Langfristprognose Sorge zu tragen und die Prognosegüte – sofern erforderlich – zu verbessern. Hierbei kann es nicht Sinn und Zweck sein, möglichen Zusatzbedarfen in Form von pauschalen Planungspuffern Rechnung zu tragen.

Aufgrund der signifikanten Diskrepanz zwischen prognostizierten Werten und der tatsächlichen Entwicklung der Kapazitätsbedarfe in Baden-Württemberg hat die Bundesnetzagentur die Beteiligte zu 15. im Jahr 2018 aufgefordert, im Einklang mit § 16 Abs. 3 KoV regelmäßig zu niedrig angesetzte Prognosewerte als Indiz für eine Unplausibilität zu werten und entsprechende Ursachen zu ergründen, um Rückschlüsse für kommende Langfristprognosen, insbesondere die, die dem NEP Gas 2020-2030 zugrunde gelegt wird, ziehen zu können. Infolgedessen hat sich die Beteiligte zu 15. im November 2018 mit einem Fragebogen an alle ihre direkt nachgelagerten Kunden gewandt, um die zukünftige Kapazitätsentwicklung bis 2030 genauer zu analysieren. Die Ergebnisse dieser Umfrage waren Gegenstand eines Workshops mit nachgelagerten Netzbetreibern, Industriekunden und Kraftwerksbetreibern am 29.01.2019. Nach Auswertung der Fragebögen zeigten sich verschiedene zu erwartende Einflussfaktoren auf die zukünftige Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg.

Im Verteilernetzbereich existiert ein hohes Anschlusspotential in Gestalt eines Zuwachses der Neuanschlusszahlen in sechsstelliger Größenordnung, aus dem signifikante, zusätzliche Kapazitätsbedarfe in Größenordnung einiger Gigawatt bis 2030 resultieren können. Weiterhin ist davon auszugehen, dass eine relevante Zahl kleinerer Kugel- und Röhrenspeicher, die bisher zur kurzfristigen Spitzenlastdeckung in den jeweiligen Netzbereichen dienlich sind, in den kommenden Jahren ihre Nutzungsdauern überschreiten und sukzessive außer Betrieb genommen werden müssen. Ein daraus resultierendes, etwaiges Leistungsfehl kann sich ebenfalls auf die Kapazitätsbedarfe auswirken. Es ist jedoch unsicher und auch im Kreise der FNB nicht geklärt, wie diese Effekte zu berücksichtigen sein werden.

---

<sup>20</sup> Kooperationsvereinbarung Gas, Stand 29.03.2018

<sup>21</sup> Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2016 vom 11. Dezember 2015

Aus der Auswertung der Fragebögen leitet die Beteiligte zu 15. auch einen zusätzlichen Bedarf an Gaskapazitäten für Kraftwerke ab, der über die vorliegenden Anfragen gemäß § 39 GasNZV hinausgeht. Vor dem Hintergrund des anstehenden Kohleausstiegs erscheint bei einigen bestehenden Kraftwerken im Netzgebiet ein Brennstoffwechsel von Kohle auf Gas (*fuel switch*) in den kommenden Jahren vorstellbar. Indikationen suggerieren einen zusätzlichen Bedarf in Höhe von 1,3 GWh/h. Die Beteiligte zu 15. hat auf Nachfrage, warum diese Bedarfe nicht über die (bewährte) Systematik gemäß § 39 GasNZV Eingang in den Planungsprozess finden, u. a. wettbewerbliche Aspekte angeführt, die verhindern, dass die jeweiligen Kraftwerksbetreiber zum gegenwärtigen Zeitpunkt solche Anfragen an sie adressieren.

Für die Basisvariante ergibt sich im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. vor dem Hintergrund des ab 2025 konstant fortgeschriebenen Wertes aus der Langfristprognose für die im NEP Gas 2020-2030 betrachteten, vollständig modellierten Jahre 2025 und 2030 ein Kapazitätsbedarf in Höhe von 33,4 GWh/h. Unter Berücksichtigung der o. g. Einflussfaktoren läge der Kapazitätsbedarf im Netz der Beteiligten zu 15. im Jahr 2030 bei 38 GWh/h und somit um mehr als 4 GWh/h höher als anhand der methodischen Prämissen, die der Basisvariante zugrunde liegen. Der so ausgewiesene Zusatzbedarf berücksichtigt 0,9 GWh/h für die VNB-Bedarfe aus der Langfristprognose bei nicht-konstanter Fortschreibung, sondern regulärer Betrachtung bis 2030, den zusätzlichen pauschalen Kraftwerksbedarf in Höhe von 1,3 GWh/h, sowie einen zusätzlichen Wert von in Summe 3 GWh/h, mit denen der Außerbetriebsetzung von Speichern, sowie einer möglichen, weiterhin bestehenden Prognoseungenauigkeit der VNB Rechnung getragen werden soll.

Die aus der Analyse resultierenden Kapazitätsbedarfe und Überlegungen zum weiteren Umgang damit, insbesondere im Hinblick auf den NEP Gas 2020-2030, waren Gegenstand mehrerer Termine zwischen Vertretern der Beteiligten zu 15. und der Bundesnetzagentur. Da die FNB gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG gemeinsam den Netzentwicklungsplan erstellen, ist erforderlich, dass die FNB gemeinsam einen Vorschlag formulieren, wie und in welcher Form die Ergebnisse der Analysen Eingang in den Prozess der Netzentwicklungsplanung finden können. Am 23. Juli 2019 haben die Beteiligten zu 15., sowie die Beteiligten zu 1., zu 3., zu 5., zu 8. und zu 14. der Bundesnetzagentur den in Kapitel 10.4 enthaltenen Vorschlag einer zusätzlichen Modellierungsvariante, der Auslegungsvariante Baden-Württemberg, vorgestellt. Die Beteiligten zu 1., zu 3., zu 5., zu 8. und zu 14. hatten insofern eine besondere Rolle, weil sich die steigenden Kapazitätsbedarfe im Netz der Beteiligten zu 15. aufgrund der strömungsmechanischen Gegebenheiten unmittelbare auf ihre Netze auswirken können. Für diese Modellierungsvariante haben sich die FNB auf verglichen mit der seitens der Beteiligten zu 15. durchgeführten Analyse angepasste Eingangsgrößen geeinigt. Der vorgeschlagene, insgesamt zu betrachtende Bedarf im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. für 2030 beträgt 36,6 GWh/h. Neben der auf den Zehn-Jahres-Horizont plausibilisierten Langfristprognose der VNB, aus der ein Bedarf in Höhe von 29,1 GWh/h für 2030 resultiert, sind zusätzliche 2,2 GWh/h, die sich aus der Kompensation bisheriger Speicherleistungen (1,2 GWh/h), sowie einem Puffer für mögliche, weiterhin bestehende Prognoseungenauigkeiten der VNB (1 GWh/h) zur Berücksichtigung in der Modellierung vorgeschlagen. Analog zur Basisvariante erfolgt gemäß dem Vorschlag der FNB die Berücksichtigung der GÜP- und Industriebedarfe in Höhe von 2,1 GWh/h sowie der angefragten Kraftwerksleistungen in Höhe von 3,2 GWh/h.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 7 verpflichtet, die in Kapitel 10.4 des Szenariorahmens dargestellte Modellierungsvariante Auslegungsvariante Baden-Württemberg zusätzlich zur Basisvariante für das Betrachtungsjahr 2030 zu berechnen. Sie haben dabei – abweichend von ihrem Vorschlag – in Summe einen Bedarf von 35,6 GWh/h zu berücksichtigen, der sich wie folgt zusammensetzt:

Dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber folgend ist für die Bedarfe der VNB der aus der plausibilisierten Langfristprognose auf Zehn-Jahres-Horizont resultierende Wert in Höhe von 29,1 GWh/h zu berücksichtigen. Die Bedarfe an GÜP und Industrie-Netzanschlusspunkten, sowie für angefragte Gaskraftwerke finden analog zur Basisvariante mit Werten in Höhe von 2,1 GWh/h (GÜP und Industriekundenbedarfe) und 3,2 GWh/h Eingang in diese Modellierung. Auch der Wert zur Kompensation der Speicherleistungen in Höhe von 1,2 GWh/h ist zu berücksichtigen. Die Analyse der zukünftigen VNB-Bedarfe, zu der die Bundesnetzagentur die Beteiligten zu 15. im vergangenen Jahr aufgefordert hat, diente dazu, die Prognosegüte zu verbessern und konkrete Ursachen für signifikante Abweichungen zu ermitteln. Es ist nicht zielführend, dennoch, wie von der Beteiligten zu 15. vorgeschlagen, einen zusätzlichen, pauschalen Korrekturwert in Höhe von 1 GWh/h zu berücksichtigen, um möglichen zukünftigen Prognoseabweichungen Rechnung zu tragen. Wie zuvor dargelegt, sind die FNB gemäß § 16 Abs. 3 KoV verpflichtet, ihre nachgelagerten VNB bei aus ihrer Sicht nicht plausiblen Prognosewerten zur Nachbesserung aufzufordern. Erfolgt das nicht oder nicht ausreichend, darf der FNB die Prognose durch geeignete Prognosewerte ersetzen. Ein pauschaler Aufschlag in Höhe von 1 GWh/h entspricht diesen Vorgaben jedoch nicht. Auch die Herleitung einer Pauschale in Höhe von 1,7 GWh/h, wie die Beteiligten zu 15. sie ursprünglich dargelegt hat, ist nicht als Eingangsgröße für die Modellierungsvariante zu berücksichtigen. Aus prozentualen Abweichungen der Vergangenheit eine durchschnittliche Abweichung für einen zukünftigen Wert zu folgern und als Zuschlag auf den Prognosewert zu berücksichtigen erscheint der Bundesnetzagentur keine geeignete Methode, die zur Analyse zukünftiger Bedarfe herangezogen werden kann.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemäß Tenorziffer 7 verpflichtet, die Ausbaumaßnahmen im Netz der Beteiligten zu 15. zu ermitteln, die aus den in dieser Modellierungsvariante verglichen mit der Basisvariante veränderten Bedarfen resultieren und diesbezüglich die erforderlichen Kosten, möglichen Inbetriebnahmemaßnahmen, sowie die technischen Charakteristika darzustellen. Mögliche Auswirkungen auf andere aus der Modellierung der Basisvariante resultierende Maßnahmen sind ebenfalls zu ermitteln und darzulegen, insbesondere, wenn sich hinsichtlich der technischen Dimensionierung dieser Maßnahmen Anpassungsbedarf ergibt. Auch haben die Fernleitungsnetzbetreiber zu erläutern, ob die in dieser Modellierungsvariante ermittelten Maßnahmen ein weiterreichendes Potenzial haben. Dies könnte beispielsweise eine stärker diversifizierte, verbesserte Aufspeisesituation einzelner Netzbereiche sein. Für andere, insbesondere strömungsmechanisch vorgelegte Netzgebiete ist eine indikative Abschätzung, insbesondere möglicher resultierender Ausbaumaßnahmen in diesen Netzen und zugehöriger Investitionskosten, ähnlich wie bei den indikativ betrachteten Modellierungsvarianten 3 bis 6 der TENP-Versorgungssicherheitsvariante, die Teil des NEP Gas 2018-2028<sup>22</sup> war, ausreichend. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auch darzustellen, wie sie die im Vergleich zur Basisvariante benötigte Zusatzleistung auf die Marktgebietsaustauschpunkte verteilen. Sie haben zu begründen, warum diese gegenüber anderen denkbaren Bezugsmöglichkeiten vorzugswürdig ist. Außerdem bietet sich eine visuelle Darstellung ähnlich der in der TENP-Versorgungssicherheitsvariante<sup>23</sup> enthaltenen an.

Die Bundesnetzagentur betont, dass die Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber zu dieser Modellierungsvariante nicht impliziert, dass im Rahmen dieser Modellierungsvariante ermittelte Netzausbaumaßnahmen Gegenstand des für die Fernleitungsnetzbetreiber verbindlichen Plans werden und somit umgesetzt werden müssen. Die Bundesnetzagentur wird über den Umgang mit den Ergebnissen bei der Prüfung des NEP Gas

---

<sup>22</sup> Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, Kap. 8.4 Modellierungsergebnisse Versorgungssicherheitsvariante TENP, Stand 20. März 2019.

<sup>23</sup> Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, Kap. 8.4 Modellierungsergebnisse Versorgungssicherheitsvariante TENP, Abb. 42, S. 183, Stand 20. März 2019.

2020-2030 mit dem Markt und allen Beteiligten diskutieren und mit ihrer Entscheidung über den Plan auch über diese Modellierungsvariante und die ermittelten Projekte befinden.

Die in dieser Modellierungsvariante ermittelten Maßnahmen können ggf. als Indikator fungieren, ob mögliche, im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. ermittelte Projekte, die Teil des Ausbauvorschlags der Basisvariante sind, geeignet sind, um zukünftig ggf. auf weitere, quantifizierbare Bedarfe reagieren zu können. Aus der Basisvariante resultierende Ausbaumaßnahmen können so möglicherweise derart skalierbar geplant werden, dass, sollten sich in den folgenden Planungsprozessen die Indizien für die steigenden Bedarfe in Baden-Württemberg weiter verfestigen, die Planungen entsprechend modifizierbar sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen in ihrer Stellungnahme zur beabsichtigten Entscheidung vom 07. November 2019 darauf hin, dass die tatsächliche Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg in den kommenden Jahren den dieser Modellierungsvariante zugrunde zu legenden Wert von insgesamt 35,6 GW möglicherweise übersteigen wird. Es liegt in der Natur von Prognosen, dass sie sich im Zeitablauf verändern können. Dies rechtfertigt aber aus Sicht der Bundesnetzagentur keinen pauschalen Aufschlag von 1 GW auf den Wert der Langfristprognose. Von vornherein mit etwaigen Dimensionierungsaufschlägen geplante Ausbaumaßnahmen, die aus pauschalen Aufschlägen auf die zugrunde gelegten Bedarfe resultieren, sind nicht konform mit den Anforderungen an die im Plan enthaltenen Maßnahmen, vgl. § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG, und stehen somit im Widerspruch zu einer effizienten Netzentwicklungsplanung. Es steht dennoch außer Frage, dass in zukünftigen Netzentwicklungsplanungsprozessen auf zukünftige Bedarfsentwicklungen adäquat reagiert werden muss. Dass der pauschale Aufschlag für die gegenwärtige Betrachtung nicht zu berücksichtigen ist, steht dazu nicht im Widerspruch. Sollten sich Bedarfe im Netzgebiet der Beteiligten zu 15. weiter konkretisieren, obliegt es den Fernleitungsnetzbetreibern, diese für die folgenden Planungsprozesse zu berücksichtigen.

## 8. Verbesserung der Transparenz

Die Bundesnetzagentur hat den Fernleitungsnetzbetreibern mit der Entscheidung über den SR für den NEP Gas 2018-2028<sup>24</sup> Vorgaben gemacht, die bei den tabellarischen und kartografischen Darstellungen der im Plan enthaltenen Ausbaumaßnahmen umzusetzen waren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die entsprechende Vorgabe, dass Maßnahmen, die aus mehreren Teilprojekten an räumlich getrennten Standorten bestehen, entsprechend ausgewiesen werden sollen, umgesetzt und für jedes Teilprojekt eine separate Projekt-ID vergeben und einen eigenen Projektsteckbrief erstellt. Außerdem haben sie die Bezeichnungen der Maßnahmenvorschläge so gewählt bzw. modifiziert, dass ein unmittelbarer Rückschluss auf die Kategorie der jeweiligen Maßnahme möglich ist, also ob es sich um Leitungen, Verdichterstationen (VDS) oder Gasdruck-Regel- und Messanlagen (GDRM) handelt. Diese Vorgehensweise ist für den zu erstellenden NEP Gas 2020-2030 beizubehalten.

Die Bundesnetzagentur erwartet ebenfalls, dass die Vorgaben, die den Fernleitungsnetzbetreibern hinsichtlich der in den Projektsteckbriefen enthaltenen kartografischen Darstellungen aufgegeben wurden, für die Projektsteckbriefe des NEP Gas 2020-2030 umgesetzt werden.

---

<sup>24</sup> Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2018-2028 vom 12.12.2017, Kap. 6 Verbesserungen der Transparenz, S.66ff.

## **C Hinweise zu den Gebühren**

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

## III Rechtsmittelbelehrung

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

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

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

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

Bonn, den 05. Dezember 2019





# Abkürzungsverzeichnis

bFZK	Bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten
BZK	Beschränkt zuordenbarer Kapazität
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazitäten
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten
FZK	Feste frei zuordenbare Kapazitäten
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
GDRM	Gasdruck-Regel- und Messanlage
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Hochkalorisches (high-calorific) Gas
ID-Nr.	Identifikationsnummer gemäß Maßnahmenliste im Netzentwicklungsplan Gas
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (Kooperationsvereinbarung Gas)
L-Gas	Niederkalorisches (low-calorific) Gas
LNG	Flüssigerdgas (liquefied natural gas)
MAP	Marktgebietsaustauschpunkt
MBI	Marktbasierte Instrumente
NEP	Netzentwicklungsplan
SR	Szenariorahmen
TaK	Temperaturabhängige Kapazitäten
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline

TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIP	Virtueller Kopplungspunkt ( <i>Virtual Interconnection Point</i> )
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz

