

# Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

---

Szenariorahmen

**Konsultation**

Kurzfassung

A large, light green abstract graphic in the bottom left corner, consisting of several overlapping, rounded rectangular shapes that form a stylized, modern logo or background element.

## Fernleitungsnetzbetreiber

### | bayernets GmbH

Poccistraße 7, 80336 München

[www.bayernets.de](http://www.bayernets.de)

### | Ferngas Netzgesellschaft mbH

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

[www.ferngas.de](http://www.ferngas.de)

### | Fluxys Deutschland GmbH

Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf

[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

### | Fluxys TENP GmbH

Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf

[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

### | GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

[www.gascade.de](http://www.gascade.de)

### | Gastransport Nord GmbH

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)

[www.gtg-nord.de](http://www.gtg-nord.de)

### | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

[www.gasunie.de](http://www.gasunie.de)

### | GRTgaz Deutschland GmbH

Zimmerstraße 56, 10117 Berlin

[www.grtgaz-deutschland.de](http://www.grtgaz-deutschland.de)

### | Lubmin-Brandov Gastransport GmbH

Hutropstraße 60, 45138 Essen

[www.lbtg.de](http://www.lbtg.de)

### | NEL Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

[www.nel-gastransport.de](http://www.nel-gastransport.de)

### | Nowega GmbH

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

[www.nowega.de](http://www.nowega.de)

### | ONTRAS Gastransport GmbH

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

[www.ontras.com](http://www.ontras.com)

### | OPAL Gastransport GmbH & Co. KG

Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

[www.opal-gastransport.de](http://www.opal-gastransport.de)

### | Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

[www.open-grid-europe.com](http://www.open-grid-europe.com)

### | terranets bw GmbH

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

[www.terranets-bw.de](http://www.terranets-bw.de)

### | Thyssengas GmbH

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

[www.thyssengas.com](http://www.thyssengas.com)



**prognos**

### Szenariorahmen

#### Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

im Auftrag der deutschen  
Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)

Ansprechpartner:

**Inga Posch**, Vereinigung der  
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.  
Georgenstraße 23, 10117 Berlin  
[www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de)

**Stefan Mellahn**, Prognos AG  
Goethestraße 85, 10623 Berlin  
[www.prognos.com](http://www.prognos.com)

Umsetzung:

CB.e AG, Agentur für Kommunikation

### | Legal Disclaimer

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um die Kurzfassung, die verbindliche Fassung ist ausschließlich das Konsultationsdokument des Szenariorahmens.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigene Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.

Impressum .....	2
Inhaltsverzeichnis .....	3
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>4</b>
<b>2 Eingangsgrößen für Gasbedarf und Gasaufkommen .....</b>	<b>4</b>
<b>3 Gasbedarf .....</b>	<b>5</b>
<b>4 Gasaufkommen .....</b>	<b>8</b>
<b>5 Marktgebietszusammenlegung .....</b>	<b>10</b>
<b>6 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern .....</b>	<b>10</b>
<b>7 Versorgungssicherheit .....</b>	<b>13</b>
<b>8 Modellierung und Modellierungsvarianten .....</b>	<b>14</b>

## 1 Einleitung

Die Energiewelt wandelt sich immer schneller. Aktuell befindet sich das ehrgeizige Projekt der L-H-Gas-Umstellung in der Umsetzung. Eine weitere große Transformation hat gerade begonnen: Andere gasförmige Medien, wie Grüne Gase, sei es Wasserstoff oder synthetisches Methan, nehmen an Bedeutung zu und werden einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten.

Im zukünftigen Energiesystem kann die bestehende Gasinfrastruktur einen bedeutenden und ökonomisch wertvollen Beitrag leisten. Gas selbst ist ein klimaschonender Energieträger und kann vollständig klimaneutral werden. Die Gasinfrastruktur eröffnet dabei die Chance, sehr große regenerative Energiemengen sowohl zu transportieren als auch langfristig zu speichern. Neben der Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan mit regenerativem Strom mittels Power-to-Gas (PtG) kann Wasserstoff auch aus Erdgas nahezu emissionsfrei erzeugt werden.

Deshalb führen die Fernleitungsnetzbetreiber eine Marktabfrage für Grüngas-Projekte vom 21. März 2019 bis zum 12. Juli 2019 durch. Dies ist der Beginn zur systematischen und transparenten Ermittlung von Wasserstofftransportbedarfen; dieser Konsultationsprozess wird in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen mit den Marktteilnehmern fortgeführt. Auf Basis der Wasserstofftransportbedarfe soll ermittelt werden, welche Leitungen zu welchem Zeitpunkt für den Transport von reinem Wasserstoff umgerüstet werden können. Wenn die Umrüstprozesse und -zeitpunkte von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigt werden, bestünde für die Fernleitungsnetzbetreiber eine verbindliche Verpflichtung, zum Umstellungszeitpunkt Gasinfrastruktur für Wasserstoff verfügbar zu machen.

Die Planung, Vorbereitung und Durchführung einer Umstellung von aktuell mit Erdgas betriebenen Netzgebieten auf Wasserstoff ist Aufgabe von Fernleitungsnetzbetreibern. Für die L-H-Gas-Umstellung hat sich der Netzentwicklungsplan Gas als zentrales Steuerungsinstrument bewährt. Durch Konsultationsverfahren wird die Einbeziehung der Marktteilnehmer sichergestellt. Die Erfahrungen mit der L-H-Gas-Umstellung lassen sich analog auch für eine Umstellung auf Wasserstoff anwenden.

Mit dem vorliegenden Dokument kommen die Fernleitungsnetzbetreiber ihrer gesetzlichen Pflicht zur Erstellung und Konsultation des Szenariorahmens gemäß § 15a EnWG nach. Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen zwei Szenarien mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden vor – erstmals erfolgt die Betrachtung des Gasbedarfs in einem Szenario bis zum Jahr 2050 und die geplante Marktgebietszusammenlegung findet Berücksichtigung.

FNB Gas hat eine „Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020–2030“ bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) beauftragt. Diese Studie analysiert insbesondere geeignete Standorte für PtG-Anlagen sowie Aufkommensquellen und Abnahmeregionen für Grüne Gase. Ausführlichere Informationen zur Studie finden sich in dem Konsultationsdokument des Szenariorahmens.

## 2 Eingangsgrößen für Gasbedarf und Gasaufkommen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/ 39 GasNZV überarbeitet.

Die Hälfte der im Konsultationsdokument berücksichtigten, neuen Gaskraftwerke befindet sich in Süddeutschland. Wie im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 werden die Fernleitungsnetzbetreiber, wenn absehbar ist, dass Kraftwerksprojekte für besondere netztechnische Betriebsmittel in Konkurrenz zueinander stehen, einen Clusteransatz für diese Gaskraftwerke in Süddeutschland vorsehen. Im Rahmen des Clusteransatzes werden die Fernleitungsnetzbetreiber eine regionale Einteilung der in Konkurrenz zueinander stehenden neuen Kraftwerksanfragen vornehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, wie in den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen, für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 einen durchschnittlichen Speicherfüllstand von mindestens 35 % als Planungsprämisse in der Spitzenlastsituation anzusetzen. Aktuell liegen bei den Fernleitungsnetzbetreibern keine Speicheranfragen nach §§ 38/ 39 GasNZV vor, die aufgrund der Kriterien eine Berücksichtigung im Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 finden.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/ 39 GasNZV für geplante LNG-Anlagen in Brunsbüttel und in Wilhelmshaven vor. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen nach aktuellem Stand vor, dass die Kapazität für die LNG-Terminals planerisch konkurrierend zu noch zu bestimmenden buchbaren Einspeisepunkten der GUD und OGE angesetzt wird.

In einer Marktpartnerabfrage wurden den Fernleitungsnetzbetreibern bislang insgesamt 22 Grüngas-Projekte gemeldet. Das Konsultationsdokument des Szenariorahmens konsolidiert diese Projekte und klassifiziert sie nach den Parametern Gasbeschaffenheit, Quelle/ Senke, geplante Inbetriebnahme und angeschlossene Netzebene. Es ist bereits jetzt ersichtlich, dass die meisten dieser Projekte den Energieträger Wasserstoff adressieren, einige davon zusätzlich auch synthetisches Methan. Zudem wurden auch Biogas-Projekte gemeldet.

### 3 Gasbedarf

Der Erdgasverbrauch ist vom Jahr 2000 bis zum Jahr 2006 zunächst gestiegen, war danach von 2006 bis 2014 rückläufig und ist in den letzten Jahren wieder gewachsen. Der Anstieg der letzten Jahre war vor allem durch die Zunahme der Gasverstromung verursacht. Knapp die Hälfte aller deutschen Wohnungen wird aktuell mit Erdgas beheizt.

Die Reduktion von Treibhausgasemissionen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz sind wesentliche Zielsetzungen der europäischen und deutschen Energie- und Klimapolitik. Langfristiges Ziel ist die deutliche Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % bis 95 % im Vergleich zum Jahr 1990. Diese energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen bilden eine wichtige Grundlage für die Vielzahl der existierenden Energie- und Gasbedarfsszenarien.

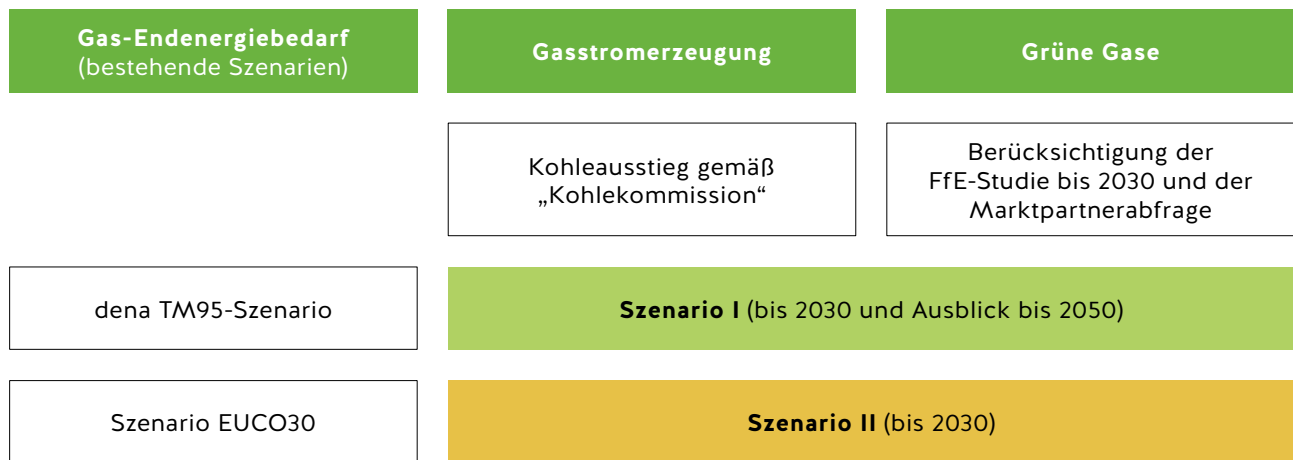
Für den Szenariorahmen wurden renommierte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland ausgewertet. Unter Gasbedarf wird im Folgenden der Bedarf an Erdgas, Biogas sowie synthetischen Gasen (Wasserstoff und Methan, welche unter der Verwendung von erneuerbarem Strom produziert wurden) verstanden.

Für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, die Szenarien dena-TM95\* und EUCO30\*\* detaillierter zu betrachten (vgl. Abbildung 1). Dena-TM95 stellt ein Szenario mit einem Schwerpunkt Grüner Gase dar. Mit der Betrachtung des Szenarios EUCO30 bleibt die Konsistenz zum letzten Szenariorahmen bestehen. Beide ausgewählten Szenarien blicken bis ins Jahr 2030 und in beiden Szenarien wird darüber hinaus der Kohleausstiegspfad, wie von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ („Kohlekommission“) empfohlen, abgebildet. Für das Szenario dena-TM95 wird im Jahr 2030 bzgl. der Entwicklung Grüner Gase auch die „Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) verwendet. Das Szenario dena-TM95 gibt zudem einen möglichen Ausblick auf den Gasbedarf im Jahr 2050, hier werden die konkreten Ergebnisse des ausgewählten Szenarios dargestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber präferieren das Szenario I.

\* dena-Leitstudie und integrierte Energiewende, Technologiemixszenario

\*\* Technical report on Member State results of the EU CO2 policy scenarios

Abbildung 1: Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs



Quelle: Prognos AG

Die folgenden Tabellen zeigen den gesamtdeutschen Gaseinsatz in den untersuchten Szenarien, dargestellt jeweils als Brennwert ( $H_s$ ).

Tabelle 1: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert ( $H_s$ )

Gasbedarf Deutschland – Szenario I Darstellung Brennwert ( $H_s$ )	Einheit	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2050 zu 2020
<b>Gasbedarf insgesamt</b>	TWh $H_s$	968	980	998	1.039	1.087	1.159	7 %	6 %	18 %
Endenergiebedarf Gas	TWh $H_s$	656	650	639	652	687	722	–1 %	0 %	11 %
Industrie	TWh $H_s$	261	274	297	319	337	355	22 %	16 %	29 %
Haushalte/ GHD	TWh $H_s$	394	371	333	296	225	155	–25 %	–20 %	–58 %
Verkehr	TWh $H_s$	2	4	9	37	125	212	1.757 %	734 %	4.657 %
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh $H_s$	38	45	57	69	101	157	81 %	53 %	247 %
Gaseinsatz im Umwandlungssektor*	TWh $H_s$	274	285	302	319	299	280	16 %	12 %	–2 %

\* Der Gasverbrauch im Umwandlungssektor umfasst Kraftwerke, Fernheizwerke und den Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor.

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), dena 2018, Prognos AG

**Tabelle 2: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H<sub>s</sub>)**

Gasbedarf Deutschland – Szenario II Darstellung Brennwert (H <sub>s</sub> )	Einheit	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2050 zu 2020
<b>Gasbedarf insgesamt</b>	TWh H <sub>s</sub>	968	980	917	880	---	---	–9 %	–10 %	---
Endenergiebedarf Gas	TWh H <sub>s</sub>	656	656	580	525	---	---	–20 %	–20 %	---
Industrie	TWh H <sub>s</sub>	261	261	222	204	---	---	–22 %	–22 %	---
Haushalte/ GHD	TWh H <sub>s</sub>	394	393	354	313	---	---	–20 %	–20 %	---
Verkehr	TWh H <sub>s</sub>	2	3	4	8	---	---	276 %	185 %	---
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H <sub>s</sub>	38	39	40	40	---	---	5 %	2 %	---
Gaseinsatz im Umwandlungssektor*	TWh H <sub>s</sub>	274	284	297	315	---	---	15 %	11 %	---

\* Der Gasverbrauch im Umwandlungssektor umfasst Kraftwerke, Fernheizwerke und den Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor.

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EUCO 2017, Prognos AG

Grüne Gase umfassen Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Methan, welches aus Wasserstoff erzeugt wird. Während Biomethan und synthetisches Methan wie Erdgas genutzt werden können, gelten für reinen Wasserstoff besondere Bedingungen. Daher wird im Szenariorahmen explizit auf die mögliche Bedarfsentwicklung von Wasserstoff in Deutschland eingegangen.

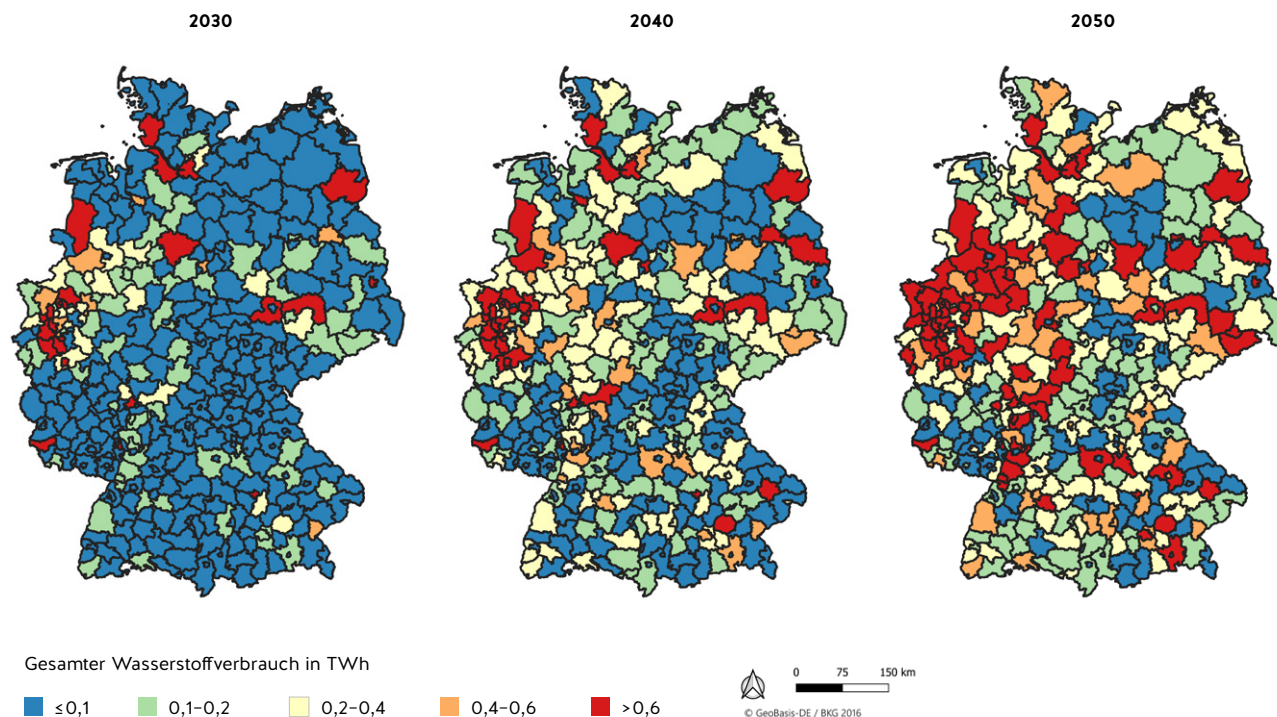
Der bestehende Wasserstoffverbrauch muss perspektivisch auf klimaneutral erzeugten Wasserstoff umgestellt werden. Während heute der Verbrauch seinen Schwerpunkt vor allem in der stofflichen Nutzung der Industrie, v. a. chemische Industrie und Raffinerien hat, werden zukünftig energetische Verwendungen in der industriellen und privaten Wärmeversorgung, dem Verkehr und perspektivisch in der Stromerzeugung hinzukommen. Ebenfalls wird in der Stahlerzeugung bei Umstellung der Stahlproduktion auf Direktreduktion ein deutlicher Anstieg des Wasserstoffbedarfs hinzukommen.

Aktuell existieren in Deutschland drei große industrielle Wasserstoff-Communities, die in der FfE-Studie als Cluster Unterelbe, Weser, Ems, Cluster Mitteldeutschland und Cluster Ruhrgebiet bezeichnet werden. Auf diesem Status quo aufbauend liefert die FfE-Studie den Wasserstoffbedarf des Verkehrssektors und der Industrie in TWh je Landkreis für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Der gesamte Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 wird mit 94,4 TWh beziffert. Gegenüber dem Jahresbedarf im Jahr 2017 in Höhe von 69,0 TWh bedeutet dies einen Anstieg des Jahresbedarfs um 25,4 TWh (37 %).

Von diesem Anstieg sind 17,9 TWh auf einen steigenden Bedarf im Verkehrssektor zurückzuführen. Mit einem Schwerpunkt in bevölkerungsreichen Regionen und entlang wichtiger Verkehrsachsen weist im Jahr 2030 jeder Landkreis einen Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor aus. Auf den Industriesektor entfällt ein zusätzlicher jährlicher Wasserstoffbedarf in Höhe von 7,5 TWh. Insbesondere für die Industrie im Ruhrgebiet wird ein starker Bedarfszuwachs ausgewiesen.

Durch eine hohe Bevölkerungsdichte, hohes Verkehrsaufkommen und eine hohe Dichte relevanter Industrieanlagen ist beispielsweise das Ruhrgebiet ein attraktives Zielgebiet für Wasserstoff. Die Entwicklung wird in der FfE-Studie überall in Deutschland als nachhaltig und fortdauernd eingeschätzt. So wird bis 2050 mit einer Verdopplung des Wasserstoffbedarfs gegenüber 2030 gerechnet (vgl. Abbildung 2). Die Studie fokussierte sich auf den Wasserstoffbedarf der Sektoren Industrie und Verkehr.

Abbildung 2: Regionalisierter kombinierter Wasserstoffbedarf der Sektoren Industrie und Verkehr



Quelle: FfE 2019

## 4 Gasaufkommen

Für die Entwicklung des Gasaufkommens in Deutschland bis zum Jahr 2030 werden die Inlandsförderung von Erdgas, die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan sowie Grüner Gase berücksichtigt.

### Inlandsförderung Erdgas

Der Entwicklungspfad wird aus einer aktuellen Untersuchung des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) übernommen. Die Darstellung der Erdgasförderung erfolgt in der Gaswirtschaft üblicherweise in Kubikmetern. Zur besseren Vergleichbarkeit erfolgt im Szenariorahmen eine Umrechnung in TWh.

Tabelle 3: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

Erdgasförderung in Deutschland Szenario I und II	Einheit	2017	2020	2025	2030	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2030 zu 2025
Konventionelles Erdgas	Mrd. m³*	7,25	5,82	5,44	3,73	-49 %	-36 %	-32 %
Konventionelles Erdgas	TWh H <sub>5</sub> **	71	57	53	36			

\* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert (H<sub>5</sub>) von 9,7692 kWh/m³.

\*\* Mengenangaben umgerechnet in TWh (9,7692 kWh/m³), Brennwert (H<sub>5</sub>)

Quelle: Prognos AG, BVEG 2019



## Einspeisung Biomethan

Basis der Auswertung ist die FfE-Studie. Die deutschlandweite Regionalisierung der Biomethannutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung basiert auf der Auswertung des aktuellen Monitoringberichts 2018 der BNetzA und der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biomethaneinspeisung.

Für die Aufkommensentwicklung Grüner Gase wurden der Status quo und die Entwicklung von Biogasanlagen mit Aufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz betrachtet. Biogasanlagen mit Einspeisung ins Gasnetz finden sich vor allem im Nordosten von Deutschland. Aufgrund der großen Unsicherheit bezüglich der Entwicklung von Biomethaneinspeisungen werden nur die projektierten Anlagen berücksichtigt, welche im Einspeiseatlas der dena zu finden sind. Durch die projektierten Anlagen steigt die mögliche Einspeisung um 15.820 Nm<sup>3</sup>/h (auf 149.274 Nm<sup>3</sup>/h, insgesamt 36 Anlagen).

Viele Biogasanlagen erzeugen heute direkt Strom vor Ort. Hier sehen die Fernleitungsnetzbetreiber ein zukünftiges Einspeisepotenzial von Biomethan. Der Großteil dieser Anlagen ist im Nordwesten und im Süden zu finden. Diese Verteilung verhält sich damit konträr zu den Biomethaneinspeisungsorten, welche vor allem im Nordosten lokalisiert sind.

## Grüne Gase (Wasserstoff, synthetisches Methan)

Die PtG-Technologie bietet aufgrund der großen Speicherkapazität des Erdgasnetzes und der angeschlossenen Erdgasspeicher ein hohes Potenzial, große Mengen Energie zu speichern und flexibel einsetzbar zu halten. Wasserstoff kann aktuell nur in begrenztem Umfang in die vorhandene Gasinfrastruktur eingespeist werden. Zusätzlich ist die Umwidmung bestehender Transportsysteme zu Wasserstofftransportsystemen denkbar. Die Einspeisung von Wasserstoff wird von den Fernleitungsnetzbetreibern unter Berücksichtigung der Verträglichkeit mit der gesamten Gasinfrastruktur konstruktiv begleitet.

## Exkurs: Umstellung bestehender Systeme

Durch die Umstellung von L-Gas auf H-Gas haben die Fernleitungsnetzbetreiber Erfahrungen gesammelt, wie sich Netzgebiete erfolgreich umstellen lassen. Dies betrifft sowohl die langfristige Planung, technische Konzeption, Abstimmung mit Verteilernetzbetreibern und direkt angeschlossenen Abnehmern als auch die tatsächliche Abwicklung der Umstellung. Verschiedene, für die Planung der L-H-Gas-Umstellung maßgebliche Umstände lassen sich auch für eine Umstellung auf Wasserstoff heranziehen.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 stehen rund 90 Netzausbaumaßnahmen für ca. 2 Mrd. € im Zusammenhang mit der Umstellung von L-Gas auf H-Gas. Diese Investitionen sind zum Zeitpunkt einer eventuellen Umstellung auf Wasserstoff ohnehin bereits getätigt, könnten jedoch im Rahmen einer Wasserstoff-Umstellung einen zusätzlichen Nutzen entfalten.

Weitere Hinweise zu diesem Thema befinden sich in der Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen der Forschungsstelle für Energiewirtschaft. Diese hat ergeben, dass bzgl. des PtG-Potenzials vor allem der Norden und perspektivisch auch der Nordwesten eine gute Standorteignung aufweisen.

## Gesamtgasaufkommen

Das gesamte regionale Gasaufkommen aus Inlandsförderung, Biomethan- und Grüngas-Produktion im Jahr 2030 und deren Veränderung gegenüber dem Jahr 2018 ist geprägt durch einen starken Rückgang der konventionellen Erdgasförderung, insbesondere in Niedersachsen. Dagegen ist mit einer leichten Steigerung der Biomethaneinspeisung und einem deutlichen Zuwachs des Gasaufkommens durch Grüne Gase zu rechnen.

## 5 Marktgebietszusammenlegung

Gemäß § 21 GasNZV ist es das erklärte Ziel, durch die Zusammenlegung der bisherigen Marktgebiete „die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen“. In Erfüllung dieser gesetzlichen Vorgabe ist es somit geboten, die in den beiden getrennten Marktgebieten GASPOOL und NCG vorhandenen Kapazitäten (z. B. Kapazitäten im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028) in Höhe und Qualität möglichst weitgehend in Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet zu überführen. Auch die Stellungnahmen im Rahmen des Marktdialoges zum Entwurf des Kapazitätsmodells der Fernleitungsnetzbetreiber zeigen, dass ein zukünftiges Angebot von Kapazitäten vergleichbar mit dem derzeitigen Kapazitätsniveau von zentraler Bedeutung ist. Vor diesem Hintergrund streben die Fernleitungsnetzbetreiber, sofern in Höhe und Qualität möglich, eine Bereitstellung der heutigen Kapazitäten in getrennten Marktgebieten – entsprechend dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 – in einem deutschlandweiten Marktgebiet an.

Eine besondere Herausforderung bei der Etablierung eines neuen Kapazitätsmodells für das gemeinsame Marktgebiet ist die verhältnismäßig geringe Austauschleistung zwischen den aktuell bestehenden Marktgebieten NCG und GASPOOL. Diese erschwert die freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten im gemeinsamen Marktgebiet.

Das Konsultationsdokument des Szenariorahmens bietet ausführliche Informationen zum geplanten neuen Kapazitätsmodell. Kurz gesagt, wird ein szenariobasierter Ansatz vorgeschlagen, in dem die Belastung des Netzes durch verschiedene (Last)-Szenarien abgebildet wird. Dieser wird mit einem statistischen Ansatz kombiniert, um so den Bedarf nach marktbasierten Instrumenten (MBI), wie Wheeling, der Drittnetznutzung und dem börsenbasierten Spreadprodukt, für die verschiedenen Szenarien abzuschätzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber legen in ihrem Modell mehr als 130.000 Netznutzungsfälle zugrunde. Diese werden in einem eigens dafür entwickelten Knoten-Kanten-Modell simuliert.

Warum Alternativen zum Einsatz marktbasierter Instrumente aus Sicht der Netzbetreiber nicht zu empfehlen sind, kann dem Konsultationsdokument des Szenariorahmens entnommen werden.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wird die Ermittlung der Ausbaumaßnahmen aufgrund der neuen Systematik in einem Marktgebiet um weitere Prozessschritte ergänzt werden müssen. Prinzipiell muss dazu im Rahmen der Modellierung eine Bewertung stattfinden, ob der Einsatz von MBI oder ein Ausbau des Netzes vorteilhaft ist. Dazu müssen die Kosten der jeweiligen Variantenuntersuchung gegenübergestellt werden.

Der Einsatz der MBI und die daraus resultierenden Kosten können den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern nicht eindeutig und verursachungsgerecht zugeordnet werden. Dies muss auch im Effizienzvergleich Berücksichtigung finden. Die Kosten für MBI müssen daher ergebnisneutral für die Fernleitungsnetzbetreiber wirken und dürfen den Effizienzvergleich nicht beeinflussen.

Zur Sicherstellung eines effizienten Netzzugangs sollte darüber hinaus im Netzentwicklungsplan Gas regelmäßig überprüft werden, ob die Kosten der MBI nachhaltig die Kosten eines alternativen Netzausbaus übersteigen. Sollte dies der Fall sein, sollten die MBI durch einen entsprechenden Netzausbau abgelöst werden.

Weitere allgemeine Hinweise finden sich auf der Website: <http://www.marktgebietszusammenlegung.de/>

## 6 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

### Incremental Capacity

Im Rahmen des Incremental Capacity-Zyklus 2017–2019 wird in der Jahresauktion am 01. Juli 2019 neu zu schaffende Ausspeisekapazität von GASPOOL zum TTF (Niederlande) angeboten. Während der Konsultationsphase des vorliegenden Dokuments vom 17. Juni 2019 bis zum 12. Juli 2019 finden die Auktionen statt. Falls das Projekt für neu zu schaffende Kapazität umgesetzt wird, gehen die mit dem erfolgreichen Angebotslevel korrespondierenden technisch verfügbaren Kapazitäten (TVK) in den überarbeiteten Szenariorahmen ein. Die Dokumente zum Incremental Capacity-Zyklus 2017–2019 sind auf der Homepage [www.fnb-gas-capacity.de](http://www.fnb-gas-capacity.de) veröffentlicht. Mit den Jahresauktionen am 01. Juli 2019 beginnt der Incremental Capacity-Zyklus 2019–2021. Dessen Ergebnisse finden jedoch frühestens Eingang in den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

## H-Gas-Quellenverteilung

Aufgrund der rückläufigen europäischen Eigenproduktion und der L-H-Gas Umstellung wird der H-Gas-Importbedarf in Europa in den nächsten Jahren zunehmen. Da die deutsche Fernleitungsinfrastruktur traditionell stark durch grenzüberschreitende Erdgasströme zur Versorgung der angrenzenden west- und südeuropäischen Nachbarstaaten geprägt ist, ist zu erwarten, dass die Anforderung im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Erdgas austausch zukünftig weiter steigen wird.

Um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber das im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 erstmals erstellte und in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiterentwickelte Modell zur Quellenverteilung aktualisiert. So wird nunmehr der TYNDP 2018 anstatt des TYNDP 2017 herangezogen und neue Leitungsprojekte werden bei Vorliegen einer finalen Investitionsentscheidung (FID) berücksichtigt.

## Erdgasbedarf Europa

Auf Basis der Daten des aktuellen TYNDP 2018 ergibt sich bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Startjahr 2020 ein zusätzlicher Importbedarf für Europa in Höhe von rund 57 bcm/a.

Für die Bedarfsseite wurde aus dem TYNDP 2018 das „EU CO30-Szenario“ herangezogen, da es im Rahmen der ENTSOG-Szenarien bis 2030 einen mittleren Pfad unter Berücksichtigung der europäischen Klimaschutzziele abbildet.

## Transportwege und Infrastrukturprojekte

Grundsätzlich gehen die Fernleitungsnetzbetreiber analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 davon aus, dass die neuen Erdgasmengen entweder über neue Leitungen aus Russland, Afrika und dem kaspischen Raum nach Europa transportiert oder per Tankschiff als LNG (Liquefied Natural Gas) zur Verfügung gestellt werden.

Da der planerisch unterstellte zusätzliche Importbedarf auf Basis des TYNDP 2018 einen deutlichen Rückgang verzeichnet, gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass wesentlich weniger zusätzliche Infrastrukturprojekte für die Versorgung Europas benötigt werden, als noch vor einigen Jahren angenommen wurde. Daher werden im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 grundsätzlich nur Projekte mit finaler Investitionsentscheidung (sog. FID-Projekte) berücksichtigt. Die nachfolgende Tabelle stellt die berücksichtigte Infrastruktur im Überblick dar. Das Konsultationsdokument des Szenariorahmens enthält eine vollständige Auflistung der berücksichtigten Infrastruktur.

**Tabelle 4: Berücksichtigte Infrastruktur für die H-Gas-Quellenverteilung**

Typ/Region	Technische Kapazität [bcm/a]	Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung
Summe Leitungen Nordost	29,60	-
Summe Leitungen Süd/Südost	129,90	45,40
Summe LNG Nordost	30,85	9,00
Summe LNG West	134,25	111,95
Summe LNG Südwest	82,9	76,50
Summe LNG Süd	34,03	17,53
Summe LNG Südost	15,15	7,75
<b>Summe Leitungen alle Regionen</b>	<b>159,50</b>	<b>15,40<sup>1</sup></b>
<b>Summe LNG alle Regionen</b>	<b>297,18</b>	<b>222,73</b>

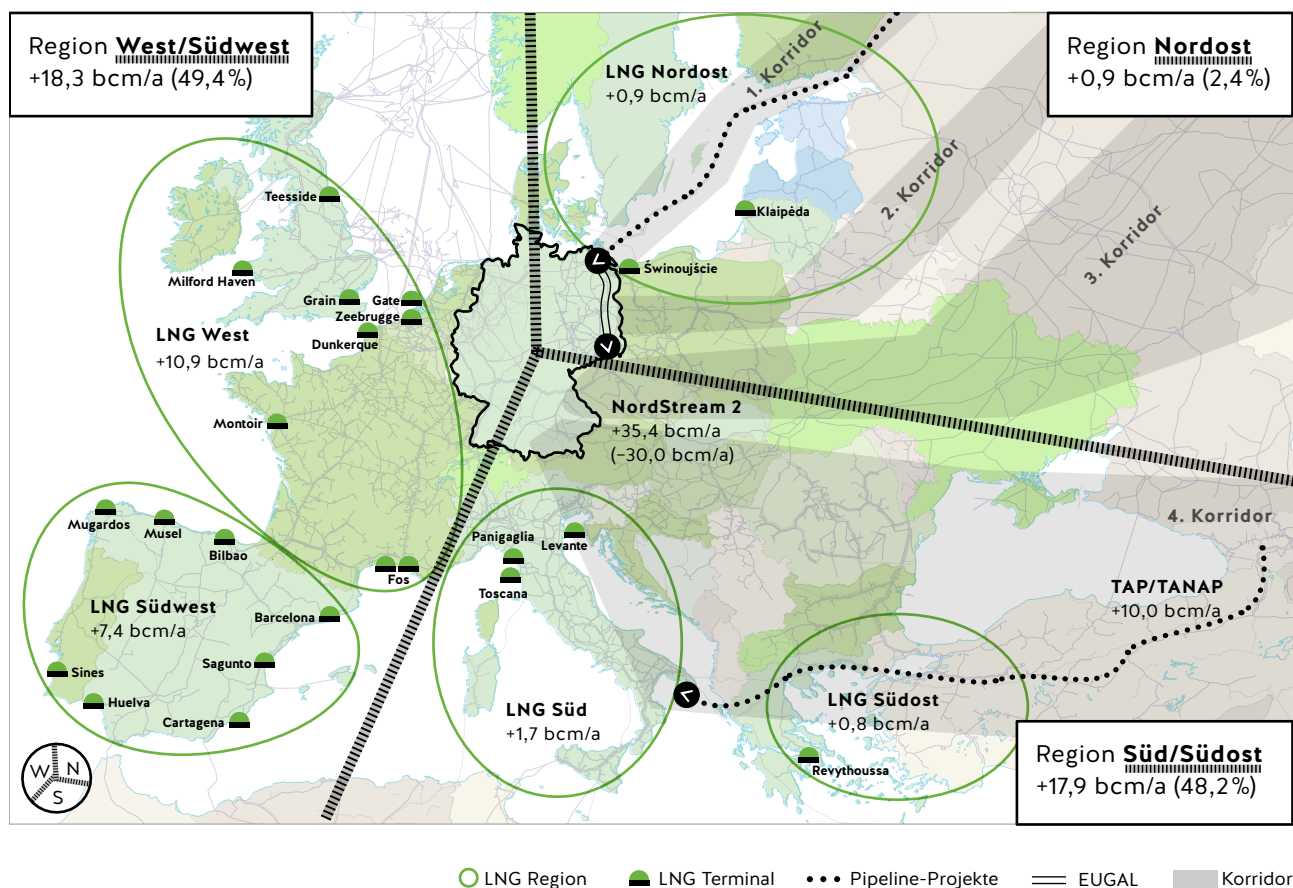
<sup>1</sup> Bei Berücksichtigung der Substitutionsmengen für den Ukraine-Transit (30 bcm/a)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2018

## Versorgungsvariante für Europa

Im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung werden die Auswirkungen der Infrastrukturprojekte auf Deutschland ermittelt. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ergebnis im Überblick. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der zu erwartende H-Gas-Zusatzbedarf ungefähr gleichwertig aus den Regionen West/ Südwest und Süd/ Südost gedeckt werden soll.

Abbildung 3: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Grenzübergangspunkte

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben Grenzübergänge zu den Regionen West-/ Südwesteuropa (Norwegen, Niederlande, Belgien, Luxemburg), Süd-/ Südosteuropa (Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechische Republik) und Nordosteuropa (Polen, Russische Föderation, Dänemark). Somit verfügt Deutschland über elf „gaswirtschaftliche Nachbarn“. Für die Beschreibung der Grenzübergangspunkte im Einzelnen wird auf das Konsultationsdokument des Szenariorahmens verwiesen.

## Virtuelle Kopplungspunkte (VIP)

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 erstmals VIP-Kapazitäten aus. In der NEP-Gas-Datenbank werden zum Stichtag 06. Mai 2019 die existierenden VIP abgebildet. Es ist zu beachten, dass der VIP L GASPOOL-NCG durch die Marktgebietszusammenlegung zum 01. Oktober 2021 entfällt.

## 7 Versorgungssicherheit

Entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG werden im Szenariorahmen Annahmen über die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung getroffen. Seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2012 haben die Fernleitungsnetzbetreiber kontinuierlich verschiedene Störungsszenarien bzw. Versorgungssicherheitsszenarien detailliert untersucht. Hierzu zählt unter anderem die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas. Zuletzt haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Versorgungssicherheitsvariante TENP vorgelegt, die Auswirkungen einer eventuell dauerhaft eingeschränkten Verfügbarkeit der Transportkapazitäten des TENP-Systems untersucht.

Es besteht nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 keine Notwendigkeit, eine fiktive Versorgungsstörung zu modellieren. Vielmehr sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, aufgrund der zukünftig reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit für den deutschen Markt, die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 weiter zu konkretisieren. Darüber hinaus soll im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit untersucht und in einer aktuellen H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 dargestellt werden. Hierbei werden u. a. die verfügbaren Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten näher betrachtet.

### Entwicklung der L-Gas-Versorgung

Die L-Gas-Produktion in Deutschland geht kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können. Die L-Gas-Produktion in den Niederlanden ist ebenfalls rückläufig und unterliegt Einschränkungen aufgrund von Erdbeben, die im Zusammenhang mit der Produktion gesehen werden. Daraus resultiert ab Oktober 2020 ein kontinuierlicher Rückgang der Erdgasexporte aus den Niederlanden nach Deutschland. Deshalb befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B. V. (GTS) zur Harmonisierung und Aktualisierung der Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe.

Diese Entwicklungen haben in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen und -leistungen erhebliche Auswirkungen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben deshalb frühzeitig ein Konzept zur Umstellung der mit L-Gas versorgten Gebiete auf H-Gas entwickelt und mit dessen Umsetzung begonnen. Zur Umstellung muss unter anderem eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen.

### Gasimportsituation aus den Niederlanden

Um den Risiken aus der Erdgasförderung Rechnung zu tragen, hat das niederländische Wirtschaftsministerium im März 2018 angekündigt, die Erdgasförderung im Raum Groningen bis spätestens 2030 komplett zu beenden.

Für die Absenkung der Groningen-Produktion liefert der Ausbau der niederländischen Konvertierungsanlagen in den nächsten Jahren einen wesentlichen Beitrag. Ferner ist geplant, große Industriekunden (jährlicher Verbrauch von mehr als 100 Mio. m<sup>3</sup> pro Industriekunde) in den Niederlanden auf H-Gas umzustellen. Diese Maßnahmen erhöhen deutlich den H-Gas-Bedarf der Niederlande. Die GTS hat einen Prozess zur Bewertung der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung des gestiegenen Bedarfs gestartet.

Trotz der bereits beschlossenen Reduktionen der Fördermenge ist es am 22. Mai 2019 gegen 6 Uhr morgens zu einem weiteren Erdbeben mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala gekommen.

Sowohl die niederländische Bergaufsichtsbehörde (SodM) als auch der Produzent des Groningen-Feldes (NAM) haben erste Stellungnahmen zum erneuten Beben veröffentlicht. Beide Bewertungen stellen fest, dass die bereits getroffenen Reduktionen der Förderung zwar die Wahrscheinlichkeit für ein großes Beben reduziert haben, aber die Reduktionen keine Beben „ausschließen“ können. Die niederländische Bergaufsichtsbehörde empfiehlt daher auch eine weitere Reduktion der Förderung bereits im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020.

Zum aktuellen Zeitpunkt (Stand 07. Juni 2019) ist nicht abzusehen, ob und ggf. in welchem Umfang das erneute Erdbeben Auswirkungen auf die für Deutschland verfügbaren L-Gas-Mengen und -Leistungen haben wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in einem engen Austausch mit der GTS.

## Inländische Produktion

Der BVEG hat im Mai 2019 seine aktuelle Prognose zur inländischen Produktion den Fernleitungsnetzbetreibern übermittelt. Die vorhergehenden Prognosewerte aus dem Jahr 2018 wurden mit der aktuellen Veröffentlichung geringfügig geändert.

Mit Ende des formalen Betrachtungszeitraums im Jahre 2030 besteht lediglich noch im Nowega-Netz die Möglichkeit, L-Gas-Produktionsaufkommen direkt abzuleiten. Gleichzeitig muss die Versorgungssicherheit über die dann noch vorhandenen Quellen (inländische Produktion, UGS Empelde, Konvertierungsanlage Rehden) sichergestellt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber entwickeln für diese besondere Situation eine Vorschau für den Zeitraum nach 2030 und werden frühzeitig den Marktteilnehmern transparent die Gelegenheit zur Konsultation bezüglich dieser Sonderthematik geben.

## 8 Modellierung und Modellierungsvarianten

### Übersicht der Modellierungsvarianten

Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen eine Netzmodellierungsvariante (Basisvariante) vor. Darüber hinaus erfolgt eine Aktualisierung der Versorgungssicherheitsszenarien im L-Gas und H-Gas bis zum Jahr 2030.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 vor (vgl. Tabelle 5).

Das Konsultationsdokument des Szenariorahmens enthält eine ausführliche Erläuterung der Basisvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 und nennt die Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.

### Berücksichtigung von Wasserstoff und synthetischem Methan in der Modellierung

Der Ausbaupfad für PtG-Anlagen wurde auf der Basis von verfügbaren Studien [dena 2018, DLR 2015, Energy Brainpool/ Greenpeace Energy 2017, Frontier 2017, Moser 2017, UBA 2010, UBA 2017] sowie unter Annahmen der derzeitigen technischen Verfügbarkeit und des Innovationspotenzials von PtG-Anlagen entwickelt.

Abhängig vom jeweiligen Design und Zielrichtung der zugrunde gelegten Studien, lässt sich feststellen, dass die prognostizierten PtG-Kapazitäten für 2050 zwischen 40 GW<sub>el</sub> und 254 GW<sub>el</sub> liegen. Für das Jahr 2030 werden Zielgrößen von bis zu 16 GW<sub>el</sub> angegeben. Unabhängig vom jeweiligen Studiendesign muss in jedem Fall die Entwicklung von PtG-Anlagen im großtechnischen Bereich kurzfristig erfolgen.

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2025 eine installierte PtG-Leistung von insgesamt 1,5 GW<sub>el</sub> möglich ist. Mit dem Erkenntnisgewinn und der damit erreichten Kostenreduktion dieser ersten Ausbau- bzw. Entwicklungsphase wird ein weiterer durchschnittlicher Ausbau von jährlich 1,2 GW<sub>el</sub> bis 2030 zugrunde gelegt, was einer Leistung von insgesamt 7,5 GW<sub>el</sub> im Jahr 2030 entspricht.



Tabelle 5: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Modellierungs- variante	Basisvariante 2025	Basisvariante 2030	L-Gas-Bilanz 2030	H-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	B.2025	B.2030	L.2030	H.2030
Berechnung	vollständig 2025	vollständig 2030	Bilanzanalyse	
Stichtag/ Zeitraum	31. Dezember 2025	31. Dezember 2030	1. Oktober 2030	
Verteilernetzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2020, Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2025, danach konstante Fortschreibung		Analyse der langfristigen L-Gas-Bilanzen bis zum Jahr 2030	Analyse der langfristigen H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
H-Gas-Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.2 des Szenariorahmens			
GÜP/ VIP	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“, Ausbaubedarf entsprechend Kapitel 7 des Szenariorahmens unter Berücksichtigung des TYNDP			
MBI-Einsatz	Planerischer Einsatz kommerzieller Instrumente			
MÜP	ab Oktober 2021 Entfall der MÜP wegen Marktgebietszusammenlegung			
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2031 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2030			
Untergrundspeicher	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“, Neubau entsprechend Kapitel 2.3.2: 100 % TaK			
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“, heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Kraftwerke entsprechend Kapitel 2.2.1, Neubau entsprechend Kapitel 2.2.2 100 % fDZK			
LNG	Neubau entsprechend Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“, siehe auch Kapitel 2.4.3			
Industrie	konstanter Kapazitätsbedarf, Berücksichtigung des verbindlichen Zusatzbedarfs, Ansatz von FZK			
Biomethan	gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“			
Wasserstoff und synthetisches Methan	Berücksichtigung der Wasserstoff-Projekte, für die konkrete Umsetzungsabsichten inkl. Projektdaten vorliegen	Berücksichtigung von FfE-Studie und Marktabfragen zu Wasserstoff und synthetischem Methan		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber