

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Ergänzung zum Szenariorahmen

Konsultation



Fernleitungsnetzbetreiber

- bayernets GmbH**
Poccistraße 7, 80336 München
www.bayernets.de
- Ferngas Netzgesellschaft mbH**
Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig
www.ferngas.de
- Fluxys Deutschland GmbH**
Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- Fluxys TENP GmbH**
Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- GASCADE Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.gascade.de
- Gastransport Nord GmbH**
Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)
www.gtg-nord.de
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**
Pasteurallee 1, 30655 Hannover
www.gasunie.de
- GRTgaz Deutschland GmbH**
Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin
www.grtgaz-deutschland.de
- Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
Hutropstraße 60, 45138 Essen
www.lbtg.de
- NEL Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.nel-gastransport.de
- Nowega GmbH**
Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster
www.nowega.de
- ONTRAS Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig
www.ontras.com
- OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel
www.opal-gastransport.de
- Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen
www.oge.net
- terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart
www.terranets-bw.de
- Thyssengas GmbH**
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund
www.thyssengas.com



prognos

Ergänzung zum Szenariorahmen

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032
im Auftrag der deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)

Ansprechpartner:
Nils von Ohlen, Vereinigung der
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
Georgenstraße 23, 10117 Berlin
www.fnb-gas.de

Stefan Mellahn, Prognos AG
Goethestraße 85, 10623 Berlin
www.prognos.com

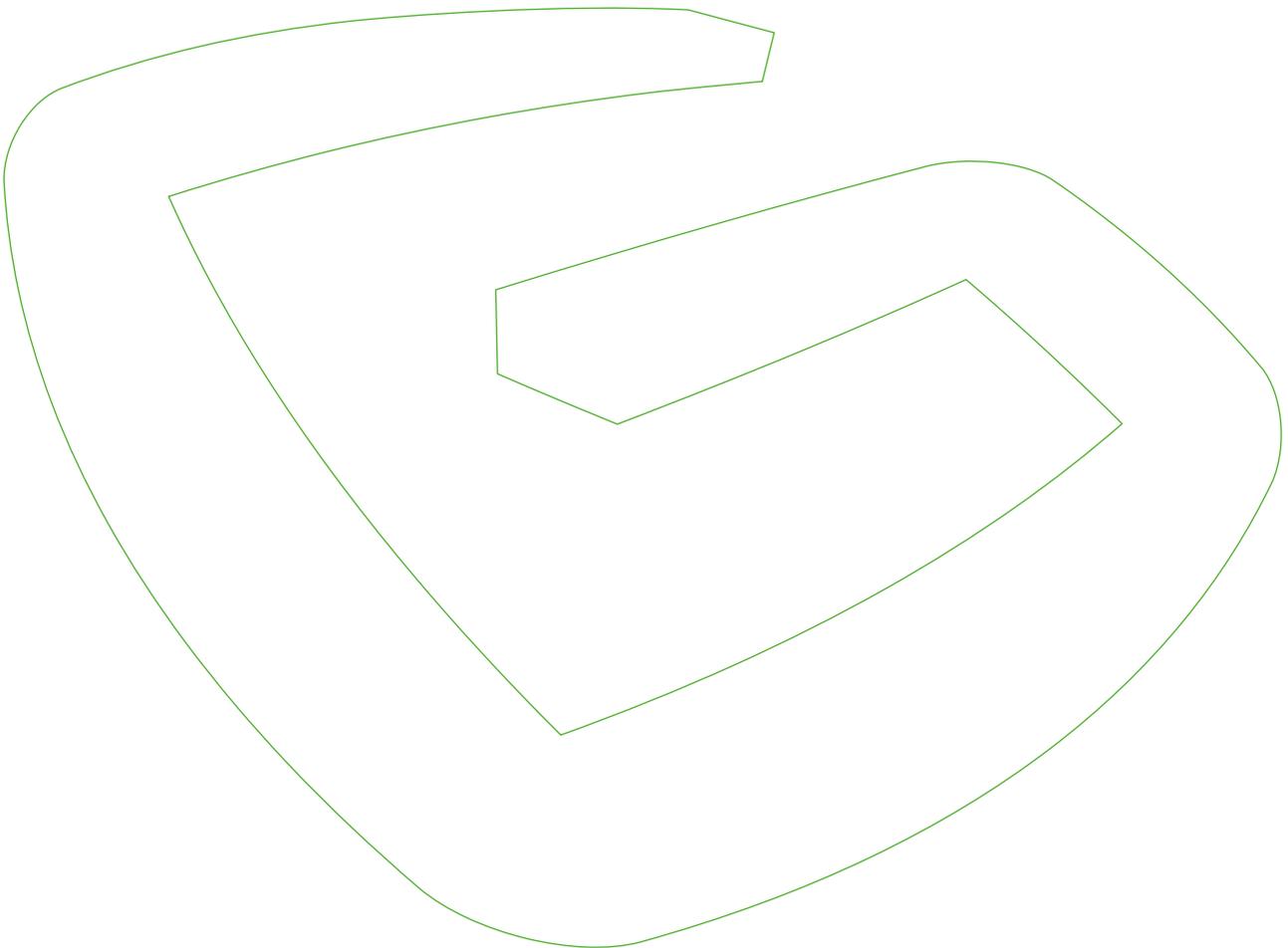
Umsetzung:
CBE DIGIDEN AG

Legal Disclaimer

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 eigener 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
1 Hintergrund	5
2 Veränderte Eingangsgrößen LNG	7
3 Veränderte Eingangsgrößen Gasbedarf	11
3.1 Analyse des aktuellen Gasverbrauchs.....	11
3.2 Gasbedarfsentwicklung bis zum Jahr 2032.....	12
4 LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten.....	15
4.1 Eingangsgrößen der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten.....	15
4.2 Modellierungsansatz in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten.....	17
 Abbildungsverzeichnis	
Abbildung 1: Mögliche LNG-Standorte und deren Clusterung.....	8
Abbildung 2: Erdgasverbrauch in Deutschland.....	11
Abbildung 3: Entwicklung des Gasbedarfs.....	12
Abbildung 4: Ausspeiseleistungsentwicklung im H-Gas unter Berücksichtigung des Gasbedarfsrückgangs (ohne Ausspeisung Grenzübergangspunkte).....	13
 Tabellenverzeichnis	
Tabelle 1: Anfragen zu LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stand 01. September 2022).....	7
Tabelle 2: Zusätzliche Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus.....	15
Glossar	19
Literatur.....	22

Hintergrund 1



1 Hintergrund

Mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und den daraus resultierenden Geschehnissen ändern sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Deutschland und Europa. Die Versorgung mit russischem Erdgas war über Jahrzehnte sicher. Die neuen Gegebenheiten erfordern, die Abhängigkeit von den russischen Energiequellen, insbesondere Erdgas, zu reduzieren. Dies kann mit einer stärkeren Diversifizierung der Gasbezugsquellen und einem Ersatz russischen Erdgases, zum Beispiel durch Flüssigerdgas/Liquefied Natural Gas (LNG), sowie einer schnellstmöglichen Umstellung von Erdgas auf grüne, klimaneutrale Gase wie Wasserstoff erfolgen.

Diese Entwicklungen haben maßgeblichen Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung Gas, da sich die Lastflüsse deutlich verändern. Daher haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) dazu entschlossen, die veränderten Rahmenbedingungen im aktuellen NEP-Prozess zu berücksichtigen.

Der im Juli veröffentlichte Zwischenstand umfasst die sogenannte Basisvariante, die auf dem im Januar 2022 bestätigten Szenariorahmen 2022 basiert. Aufgrund der zeitlichen Gegebenheiten berücksichtigt die Basisvariante noch nicht die neuen Rahmenbedingungen auf dem Gasmarkt. In Absprache mit der BNetzA haben die Fernleitungsnetzbetreiber zusätzliche LNG-Versorgungssicherheitsvarianten gerechnet, um der Diversifizierung der Bezugsquellen durch LNG für einen teilweisen Ersatz russischer Erdgasmengen und den veränderten Lastflüssen in einem ersten Schritt Rechnung zu tragen. Auch die Wasserstoffvariante ist Bestandteil des NEP-Zwischenstands.

Die BNetzA hat gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern angekündigt, den Szenariorahmen 2022 mit Blick auf die Veränderungen auf dem Gasmarkt in Teilen neu zu bescheiden. Auf dieser Basis hatten die Fernleitungsnetzbetreiber ursprünglich beabsichtigt, bis zum Herbst das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, insbesondere mit Blick auf einen vollständigen Ersatz russischer Erdgasmengen, zu veröffentlichen.

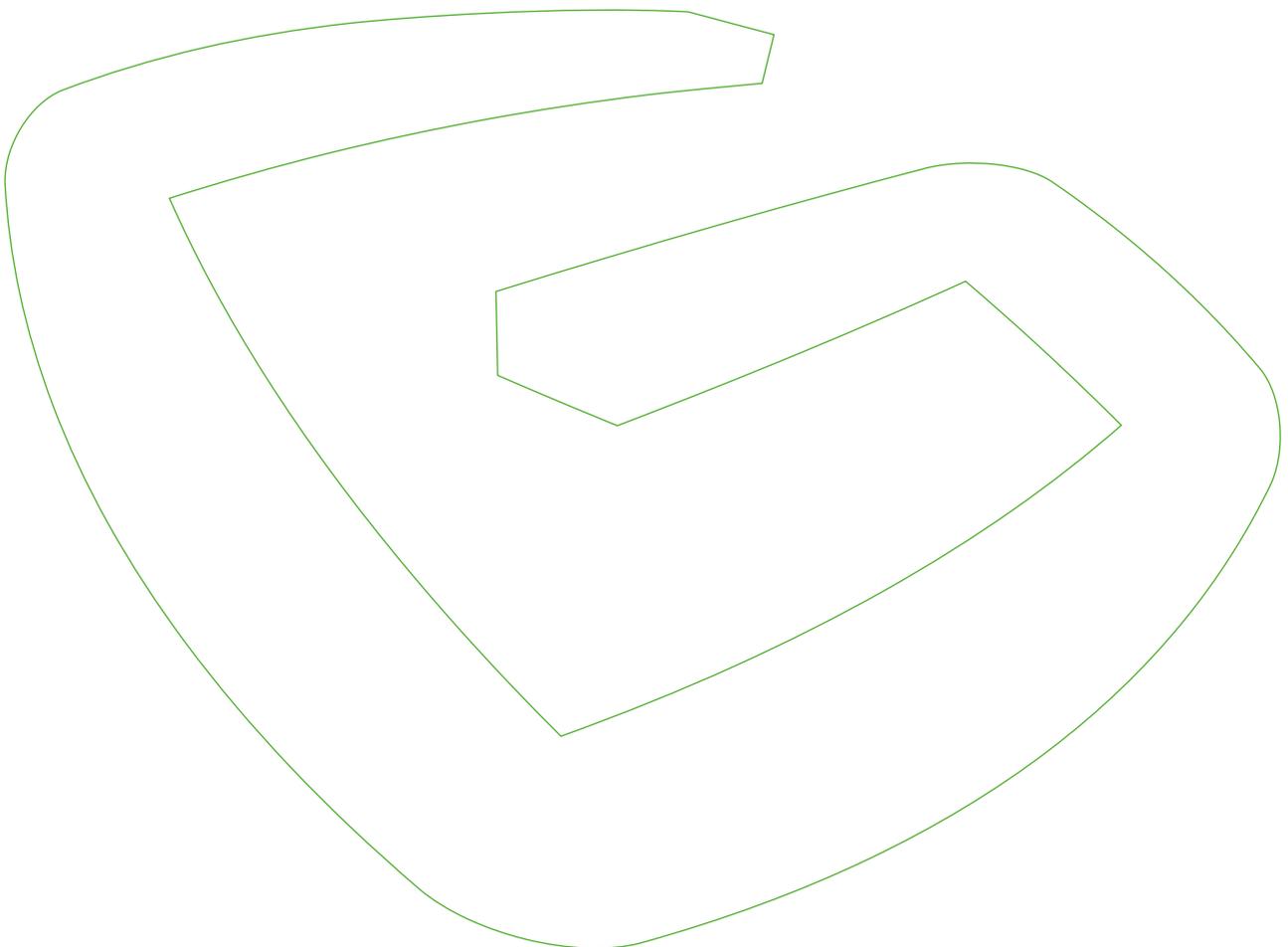
Grundsätzlich stellt der Netzentwicklungsplan Gas eine mittel- bis langfristige Planung des bedarfsgerechten Ausbaus des Netzes für Deutschland zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für die kommenden 10 Jahre dar. Mit dem aktuellen Vorgehen geben die Fernleitungsnetzbetreiber auch kurzfristige Antworten auf aktuelle Ereignisse.

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es für erforderlich, den bereits im Januar 2022 bestätigten Szenariorahmen zu ergänzen. Um den Prozessablauf zu beschleunigen und schnellstmöglich die für die Versorgungssicherheit notwendigen Ausbaumaßnahmen ermitteln zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber der BNetzA vorgeschlagen, drei weitere Modellierungsvarianten (LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten) zu rechnen, in denen die Erdgasmengen aus Russland vollständig durch die Anbindung an deutsche oder westeuropäische LNG-Anlagen bzw. Erdgasquellen und Wasserstoff ersetzt werden sollen. Zudem wird eine Erdgasverbrauchseinsparung berücksichtigt.

Die BNetzA hat mit der Tenoranhörung vom 22. September 2022 die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, drei LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten zu betrachten. Entsprechend wird der Szenariorahmen um das vorliegende Dokument ergänzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die geforderten LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten im Dokument aufgenommen und die im Vorfeld der Konsultation mit der BNetzA vorabgestimmten neuen Inputparameter und Modellierungsvarianten integriert. In Kapitel 2 wird auf die geänderten LNG-Eingangsgrößen und in Kapitel 3 auf die geänderten Bedarfsprognosen eingegangen, bevor dann im Kapitel 4 die verschiedenen LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten beschrieben werden. Da die Modellierungsvarianten wesentliche Änderungen enthalten und dieses Dokument Bestandteil des Szenariorahmens 2022 ist, halten es die Fernleitungsnetzbetreiber für erforderlich, gemäß § 15a EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) eine erneute Konsultation durchzuführen. Stellungnahmen zu diesem Teil des Szenariorahmens 2022 können bis zum 16. Oktober 2022 beim FNB Gas eingereicht werden. Aufgrund der bestehenden Fristen im Rahmen der Tenoranhörung durch die BNetzA ist ein Konsultationszeitraum von drei Wochen vorgesehen. Die Konsultationsergebnisse werden in die Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber zur Tenoranhörung einfließen. Danach wird der Teilneubescheid für die Bestätigung des Szenariorahmens erwartet. Auf Grundlage des Teilneubescheids wird das Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 erstellt und der Öffentlichkeit voraussichtlich noch im Jahr 2022 zur Verfügung gestellt.

Veränderte Eingangsgrößen LNG

2



2 Veränderte Eingangsgrößen LNG

Die Errichtung von LNG-Anlagen in Deutschland, die dazugehörige Anbindung an das Fernleitungsnetz und die entsprechende Bereitstellung von Kapazitäten waren bereits Gegenstand des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 und des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung) für die landseitigen LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven vor. Für die beschleunigte Kapazitätsbereitstellung über sogenannte Floating Storage and Regasification Units (FSRU) liegen darüber hinaus weitere Anfragen an den Standorten Brunsbüttel, Lubmin und Wilhelmshaven vor.

In diesem Kapitel wird der Stand dieser geplanten LNG-Anlagen mit Anbindung an das Fernleitungsnetz in Deutschland zum 01. September 2022 beschrieben.

Bisher liegen noch nicht für alle im LNG-Beschleunigungsgesetz genannten Standorte Anfragen für Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV vor. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden bis zum Stichtag 30. September 2022 angefragte Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche für LNG-Anlagen nach §§ 38/39 GasNZV in der Modellierung der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben unter Berücksichtigung der bisher eingegangenen Anfragen von LNG-Anlagen eine Clusterung vorgenommen. Bei der Clusterung werden die angefragten Leistungen von LNG-Anlagen zusammengelegt, die auf ein Netzgebiet wirken. Sehr hohe angefragte Leistungen in einem Cluster hätten große Netzausbauten zum Transport innerhalb des jeweiligen Netzgebietes und darüber hinaus zur Folge. Daher halten die Fernleitungsnetzbetreiber eine Begrenzung der LNG-Anlagenleistung innerhalb der Cluster im Sinne eines effizienten Netzausbaus für angemessen. Darüber hinaus ist die Höhe der für Deutschland erforderlichen LNG-Leistung in Summe und pro Cluster im Rahmen der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 zu ermitteln. Die folgende Tabelle zeigt die bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Anfragen der LNG-Anlagen und den Status der im LNG-Beschleunigungsgesetz genannten LNG-Anlagen-Standorte.

Tabelle 1: Anfragen zu LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stand 01. September 2022)

Nr.	FNB	Cluster	LNG-Vorhabenstandorte	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	FSRU	landseitige LNG-Anlagen
1	OGE	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	26.000	§ 39 GasNZV	ja*	ja
				10.600		ja	nein
				5.500		ja	nein
Summe Cluster Wilhelmshaven				42.100			
2	GUD	Untereelbe	Brunsbüttel	8.700	§ 39 GasNZV	nein	ja
				1.975		nein	ja
				3.125		nein	ja
				15.469		ja	nein
3			Stade	9.300	§ 39 GasNZV	nein	ja
				6.950		nein	ja
				5.450		nein	ja
4	-		Hamburg	-	-	-	-
Summe Cluster Untereelbe				50.969			
5	-	Ostsee	Rostock	-	-	-	-
6	Fluxys D, GASCADE, GUD		Lubmin	6.000	§ 38 GasNZV	ja	nein
		11.100		§ 38 GasNZV	ja	nein	
Summe Cluster Ostsee				17.100			
Summe alle Cluster				110.169			

* bis zur Fertigstellung der landseitigen LNG-Anlage wird ein Teil der Leistung über ein FSRU bereitgestellt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Stand: 26. September 2022

Die gebildeten Cluster sind Wilhelmshaven, Unterelbe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg) und die Ostsee (Rostock, Lubmin). Diese sind in der folgenden Abbildung dargestellt und werden im Folgenden beschrieben.

Abbildung 1: Mögliche LNG-Standorte und deren Clusterung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Cluster Wilhelmshaven

Zur Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber und der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 durch die BNetzA hatte der zu diesem Zeitpunkt einzige Projektträger der LNG-Anlage Wilhelmshaven seine Anfrage zur Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zurückgezogen. Dementsprechend waren am Standort Wilhelmshaven keine Kapazitäten für LNG-Anlagen im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 (Szenariorahmen 2022) zu berücksichtigen.

Zum Planungsstart für den NEP-Zwischenstand 2022 lagen bei OGE Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV in Höhe von 26 GWh/h für LNG-Anlagen in Wilhelmshaven vor, wobei die bereits in der Basisvariante enthaltene Einspeisung von synthetischem Methan in Höhe von 10 GWh/h in den Anfragen enthalten war.

Zwischenzeitlich liegen bei OGE für den Standort Wilhelmshaven Netzausbaubegehren von drei Projektträgern nach § 39 GasNZV in Höhe von 42,1 GWh/h für LNG-Anlagen vor. Dabei handelt es sich in zwei Fällen um FSRU und in einem Fall um eine FSRU, welche ab 2025 durch eine feste landseitige LNG-Anlage erweitert werden soll.

Für eine schnelle Anbindung der ersten geplanten LNG-Anlage, die bereits Ende 2022 in Betrieb genommen werden soll, hat OGE mit dem Bau einer kapazitätsstarken Leitung (WAL Teil 1 (Wilhelmshavener Anbindungsleitung)) und den zugehörigen GDRM-Anlagen (Gas-Druckregel- und Messanlagen) zwischen dem bestehenden Fernleitungsnetz bei Etzel und Wilhelmshaven begonnen. Die Leitung WAL Teil 1 war bereits Ergebnis der Modellierung der Basisvariante (ID 818-01) und der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten (ID 851-01). Mit der Leitung WAL Teil 2 (ID 825-01) und den zugehörigen GDRM-Anlagen werden die beiden anderen LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz angebunden.

Mit dem Bau der Gasanbindungsleitung Wilhelmshaven Leer (GWL), bestehend aus den Maßnahmen Leitung Sande Nüttermoor/Jemgum (ID 862-01) und den zugehörigen GDRM-Anlagen (ID 863-01, ID 864-01 und ID 865-01), schafft GTG Nord weitere Transportkapazitäten vom LNG-Standort Wilhelmshaven zu den Gasspeichern Nüttermoor, Jemgum und Hunteorf sowie zu den regionalen Verteilernetzen. Die GWL war bereits Ergebnis der Modellierung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten und soll Ende 2023 planmäßig fertiggestellt sein.

Cluster Untereibe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg)

Brunsbüttel (landseitig)

Das Projekt LNG-Anlage Brunsbüttel fand über einen Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV Eingang in den Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028. Die erforderlichen Ausbaumaßnahmen zur Bereitstellung der Einspeisekapazität in Höhe von 8,7 GW sowie die Anbindungsinfrastruktur (ID 502-02a und ID 502-03b) wurden seitens der BNetzA bestätigt.

Der Anlagenbetreiber hat im August 2019 und im Mai 2021 zwei weitere Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV geltend gemacht. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden das LNG-Projekt in Brunsbüttel entsprechend im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigen.

Brunsbüttel FSRU

Für den Standort in Brunsbüttel wurde im August 2022 ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend gemacht, um regasifiziertes LNG noch im Winter 2022/2023 in das Fernleitungsnetz einspeisen zu können.

Zur beschleunigten Bereitstellung von LNG-Mengen wurde im Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die Teilnutzung der VNB-Leitung Brunsbüttel-Klein Offenseth (ID 874-01) eingebracht.

Stade (landseitig)

Für die geplante LNG-Anlage in Stade wurde erstmals im Juni 2019 ein Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV gestellt. Da die angefragte Kapazität nicht zur Verfügung gestellt werden konnte, machte der Projektträger seinen Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend. Die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen und die Anbindungsinfrastruktur (ID640-02 und ID 641-02) wurden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 von der BNetzA bestätigt.

Die aktualisierte Planung des Projektträgers sieht eine deutliche Steigerung zur ursprünglich vorgesehenen Kapazität vor. Infolgedessen wurden im November 2020 und im März 2021 weitere Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV geltend gemacht.

Zur beschleunigten Bereitstellung von LNG-Mengen wurde im Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die Anbindungsleitung LNG Stade (ID 872-01) und die GDRM Anlage LNG Stade (ID 873-01) eingebracht.

Hamburg

Der Hamburger Hafen ist explizit als Vorhabenstandort im LNG-Beschleunigungsgesetz genannt und wurde intensiv als Standort für eine durch den Bund beschaffte FSRU geprüft. Für den Standort Hamburg liegen aktuell keine Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV vor.

Cluster Ostsee (Rostock, Lubmin)

Rostock

Für den Standort Rostock liegen aktuell keine Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV vor. Der Rostocker Hafen ist explizit als Vorhabenstandort im LNG-Beschleunigungsgesetz genannt und wurde intensiv als Standort für eine der durch den Bund gebundenen FSRU geprüft. Nach aktuellem Stand werden diese FSRU an anderen Standorten eingesetzt. Ein Einsatz in Rostock könnte erst nach dem geplanten Ausbau der Hafeninfrastuktur (voraussichtlich 2025) erfolgen. Allerdings gibt es noch Gespräche mit einem Privatinvestor zur kurzfristigen Bereitstellung und Anbindung einer kleineren FSRU-Lösung. Darüber hinaus ist Rostock weiterhin im Gespräch für eine landseitige LNG-Anlage.

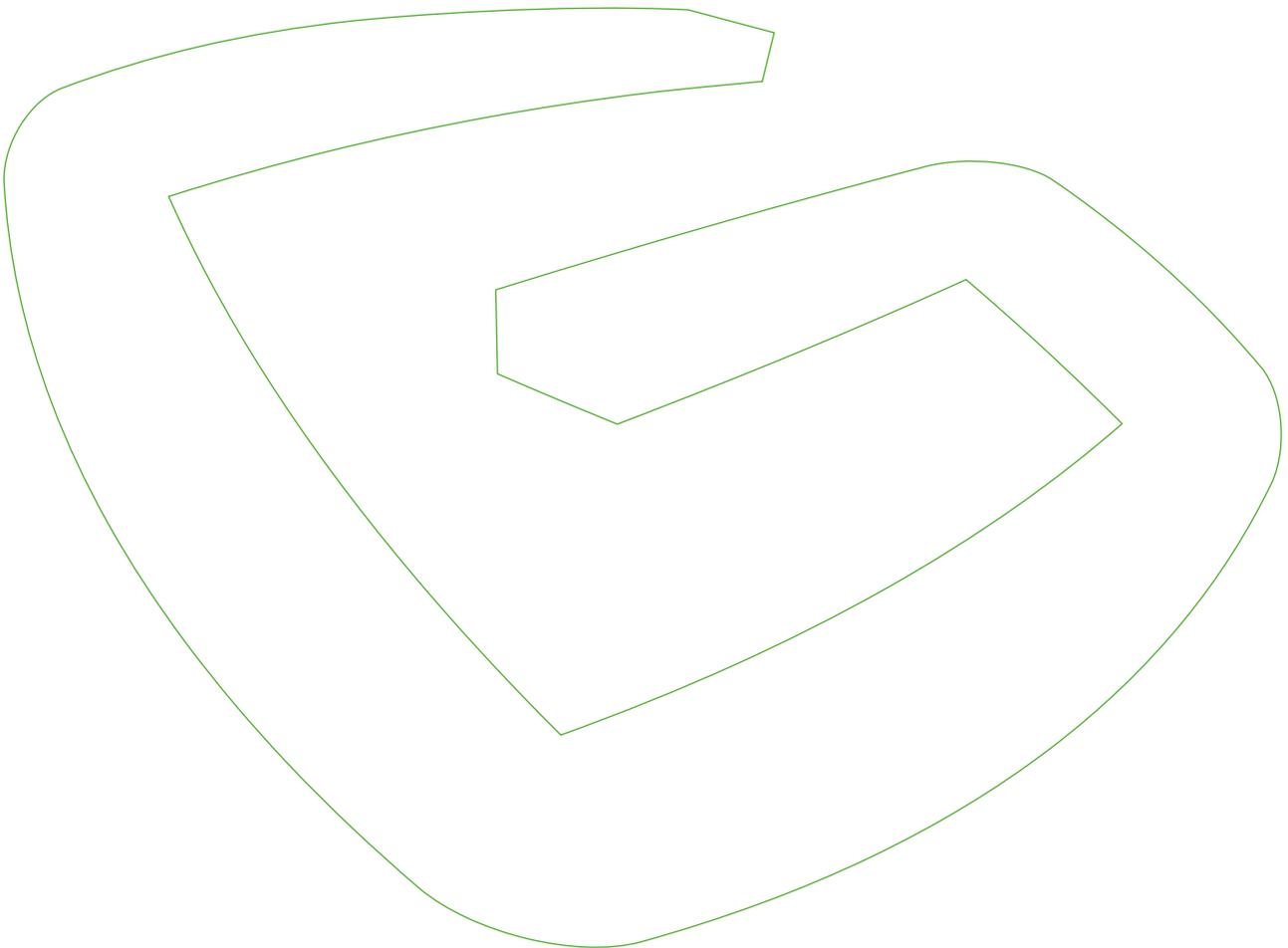
Bei einer Realisierung sind gemäß des Zwischenstands zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zur Anbindung an die NEL (Nordeuropäische Erdgas-Leitung) eine Anschlussleitung sowie eine GDRM-Anlage erforderlich.

Lubmin

Für den Standort Lubmin liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV für eine Phase I mit 6 GWh/h sowie für eine Phase II mit weiteren 11,1 GWh/h vor. Dabei soll zunächst für die Phase I über eine FSRU im Industriehafen Lubmin regasifiziertes LNG in das deutsche Fernleitungsnetz eingespeist werden. Für die Phase II ist die Einspeisung für Ende 2023 angefragt. Die Arbeiten an der Anbindungsleitung und dem Anschluss an die FSRU sind im Zeitplan, so dass die Inbetriebnahme für Phase I voraussichtlich zum 01. Dezember 2022 erfolgen kann.

Veränderte Eingangsgrößen Gasbedarf

3



3 Veränderte Eingangsgrößen Gasbedarf

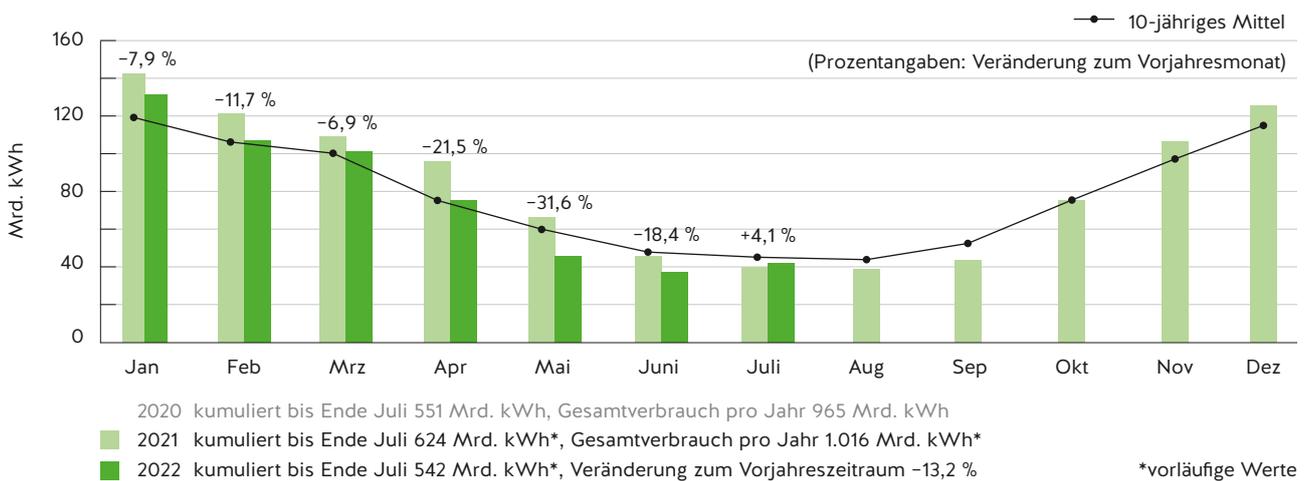
Die in Kapitel 1 beschriebenen geänderten Rahmenbedingungen haben Einfluss auf die zukünftige Gasbedarfsentwicklung. Nach einer Analyse des aktuellen Gasverbrauchs (vgl. Kapitel 3.1) werden in diesem Kapitel die veränderten Annahmen für die Gasbedarfsentwicklung bis zum Jahr 2032 dargestellt (vgl. Kapitel 3.2).

3.1 Analyse des aktuellen Gasverbrauchs

Der tatsächliche Erdgasverbrauch im Jahr 2021 lag bei rund 1.016 TWh. Temperaturbereinigt, also bei einer Eliminierung des Einflusses von Temperaturschwankungen auf den Energieverbrauch, betrug der Erdgasbedarf im Jahr 2021 rund 991 TWh [bdew 2022a].

Die aktuellen bdew-Statistiken [bdew 2022a] zeigen, dass sich der Gasverbrauch bis Juli 2022 um rund 13 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum 2021 reduziert hat (vgl. Abbildung 2). Neben Witterungseffekten ist dieser Rückgang auf die aktuelle geopolitische Lage und damit verbunden auf die Gasversorgungssituation mit entsprechenden Gaspreissteigerungen zurückzuführen. Temperaturbereinigt liegt der Gasverbrauchsrückgang nur bei rund 7 %.

Abbildung 2: Erdgasverbrauch in Deutschland



Quelle: bdew 2022a (Stand 08/2022)

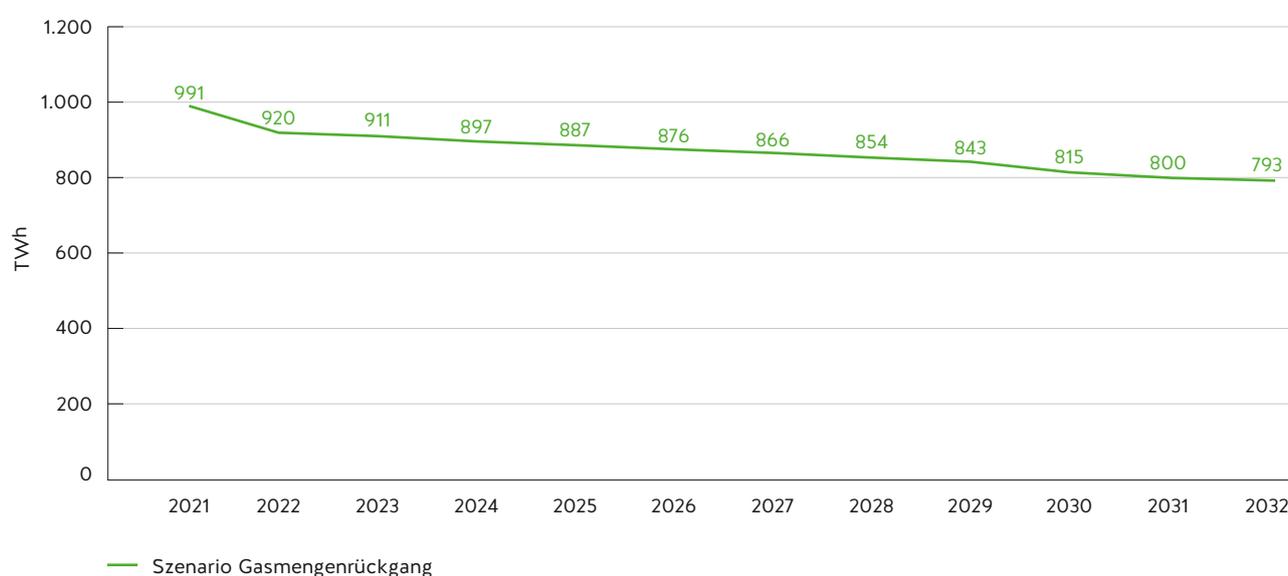
3.2 Gasbedarfsentwicklung bis zum Jahr 2032

Der Gasverbrauch (Menge) in Deutschland geht bereits aufgrund der geopolitischen Entwicklung zurück. Dieser Rückgang wird sich auch in Zukunft aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen fortsetzen und soll in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigt werden. Aktuelle Analysen [bdew 2022b, DIW 2022, Agora 2022] betrachten insbesondere die kurz- und mittelfristigen Reduktions- und Substitutionspotenziale für Erdgas.

Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen für die Modellierungsvarianten LNGplus an, dass sich der Gasbedarf bis zum Jahr 2032 um rund 20 % reduzieren wird (vgl. Abbildung 3). Dies bedeutet einen Rückgang von rund 200 TWh gegenüber dem Jahr 2021. Dieser Rückgang setzt sich zusammen aus einer Erdgasreduktion in Höhe von rund 15 % und einer zusätzlichen Substitution von Methan zu Wasserstoff in Höhe von rund 5 %. Dabei berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber den bereits im Jahr 2022 zu beobachtenden deutlichen Rückgang des Gasbedarfs.

Der Rückgang des Gasbedarfs (Menge) wird über alle Verbrauchssektoren angenommen, hier wird keine Differenzierung des Bedarfsrückgangs zwischen den Sektoren vorgenommen.

Abbildung 3: Entwicklung des Gasbedarfs



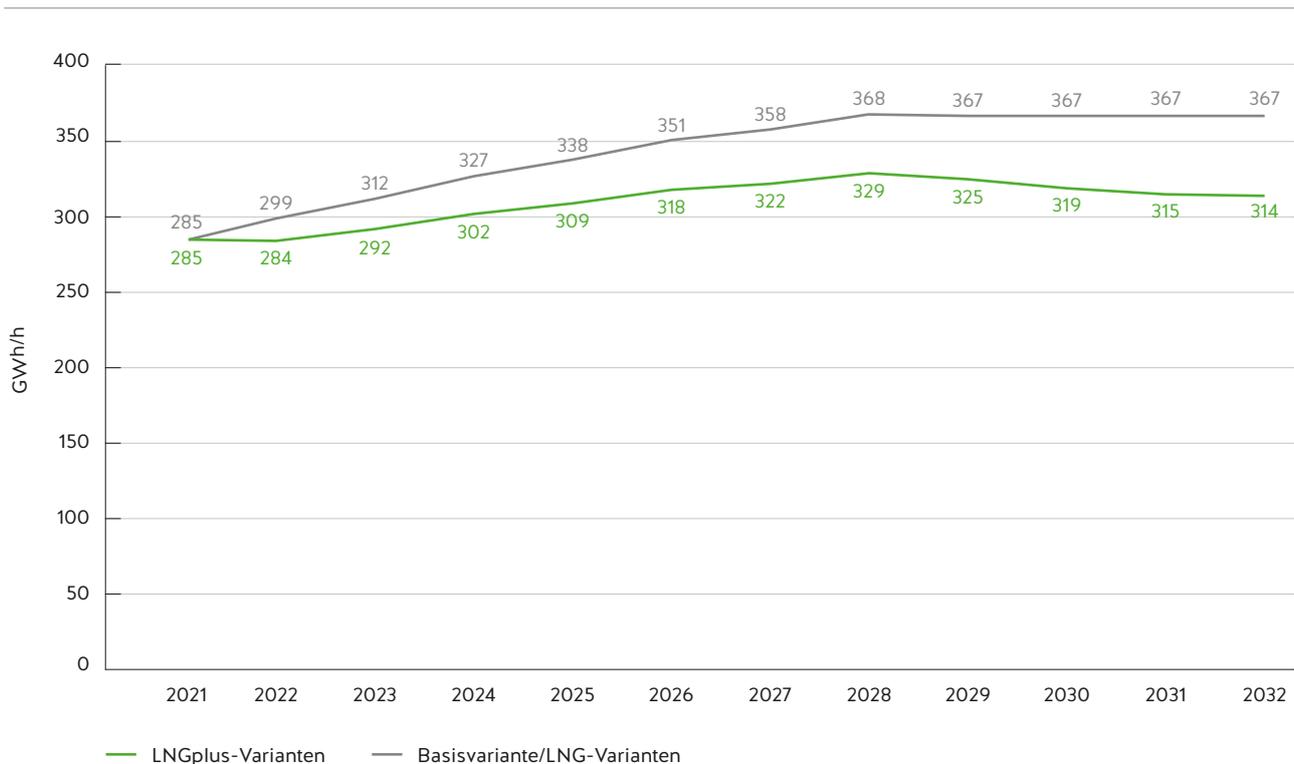
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der angenommene Gasmengenrückgang hat Auswirkungen auf die Ausspeiseleistungsentwicklung für die Modellierung in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten. Hierfür treffen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Annahmen:

- Für die Verteilernetzbetreiber (inkl. L-H-Gas-Umstellung) und die Industrie wird der Gasmengenrückgang in einen Leistungsrückgang übertragen. Hierfür wird die „Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“ [FfE 2014] genutzt. Diese Studie analysierte den Zusammenhang zwischen Leistungs- und Mengenentwicklung und kam zu dem Ergebnis, dass durchschnittlich eine Gasmengenreduzierung in Höhe von 10 % zu einer Gasleistungsreduzierung von 6 % führt. Folglich führt der Gasmengenrückgang zu einer Ausspeiseleistungsreduzierung, allerdings ist dieser im Vergleich zur Menge etwas abgedämpft.
- Bei Neubau- und Bestandskraftwerken nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber keine Leistungsanpassung gegenüber dem bestätigten Szenariorahmen 2022 vor. Grund hierfür ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Strombereich, sachgerechte Änderungen sollten hier nur in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern und der BNetzA erfolgen.

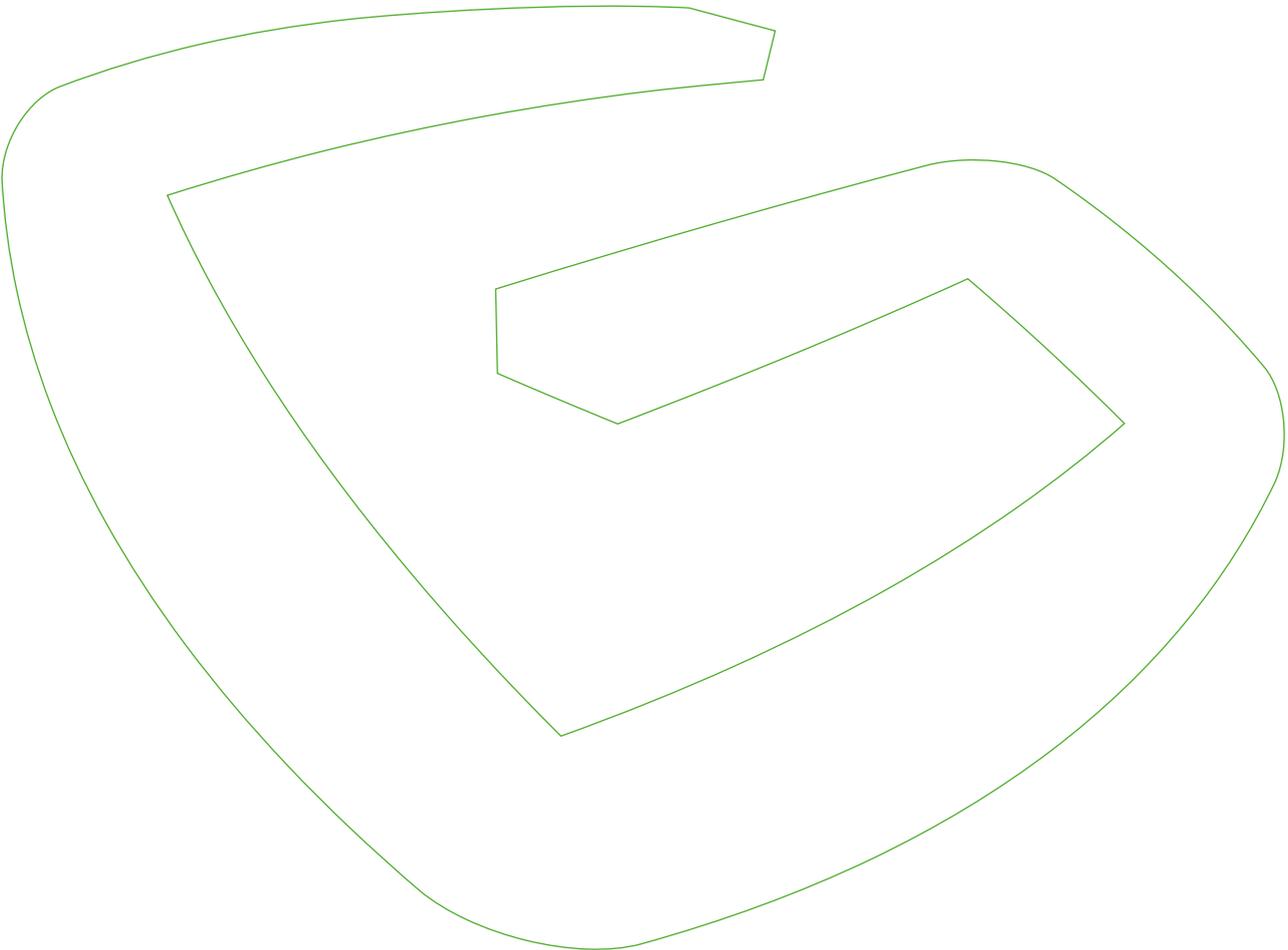
Der Leistungsbedarf im H-Gas (ohne Grenzübergangspunkte) steigt unter den getroffenen Annahmen von rund 285 GW im Jahr 2021/2022 auf rund 314 GW im Jahr 2032/2033 (vgl. Abbildung 4). Der Anstieg ist vor allem auf die L-H-Gas-Umstellung, welche bis zum Jahr 2028/2029 zu einem Wechsel von Verbrauchern aus dem L-Gas in das H-Gas führen wird, und den Neuanschluss von Gaskraftwerken zurückzuführen. Gegenüber der Basisvariante und den LNG-Varianten, das heißt gegenüber den bisherigen Verbrauchsannahmen im Zwischenstand des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032, ergibt sich ein Rückgang des Leistungsbedarfs in Höhe von rund 53 GW im Betrachtungsjahr 2032.

Abbildung 4: Ausspeiseleistungsentwicklung im H-Gas unter Berücksichtigung des Gasbedarfsrückgangs (ohne Ausspeisung Grenzübergangspunkte)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

LNGplus- Versorgungssicherheitsvarianten



4 LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

In diesem Kapitel stellen die Fernleitungsnetzbetreiber die zusätzlichen Modellierungsvarianten dar. Um den geänderten energie- und geopolitischen Umständen angemessen gerecht zu werden, betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber drei weitere Modellierungsvarianten, die sogenannten LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten, zusätzlich zu den bereits im Zwischenstand am 06. Juli 2022 veröffentlichten LNG-Versorgungssicherheitsvarianten.

Mit der Tenoranhörung der BNetzA vom 22. September 2022 werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, eine Netzsimulation für den vollständigen Ersatz russischer Erdgaseinspeisungen vorzunehmen. Im Weiteren soll keine Berücksichtigung russischer Erdgastransite erfolgen, allerdings die Versorgung von Südosteuropa berücksichtigt werden.

Ausgehend von den geänderten gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen und den Unsicherheiten der Versorgung mit russischem Erdgas, gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass sich der Methanbedarf zugunsten anderer Energieträger verändern wird. Gleichwohl wird Methan auch zukünftig eine tragende Rolle für die Energieversorgung in Deutschland und der Nachbarländer einnehmen, sich aber aus heutiger Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber rückläufig entwickeln. Um der antizipierten Bedarfsentwicklung in der Netzmodellierung gerecht zu werden, unterstellen die Fernleitungsnetzbetreiber in den drei zusätzlichen LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten jeweils einen Leistungsrückgang gemäß Kapitel 3.

4.1 Eingangsgrößen der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Annahmen der drei zusätzlichen Modellierungsvarianten, wobei die Änderungen gegenüber der Basisvariante und den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten gemäß Zwischenbericht vom 06. Juli 2022 herausgestellt sind.

Tabelle 2: Zusätzliche Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus

Modellierungsvariante	LNGplus-Variante A	LNGplus-Variante B	LNGplus-Variante C
Berechnung	vollständig 2032		
Stichtag (Kapazitätsbereitstellung)	31.12.2032		
Verteilernetzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert interne Bestellungen 2022; Leistungsreduktion bis 2032 bezogen auf den Startwert der internen Bestellungen gemäß Kapitel 3		
H-Gas-Quellen	LNG und westliche Grenzübergangspunkte ersetzen russische Einspeisungen vollständig		
GÜP/VIP	Keine Ausspeisekapazität an GÜP zu Belgien, Frankreich, Dänemark und Niederlande; Keine russischen Erdgastransite; Versorgung Südosteuropa über GÜP nach Tschechien		
MBI-Einsatz	Keine Berechnung		
L-H-Gas-Umstellung	Keine Änderung der Umstellungsplanung		
Untergrundspeicher	Keine Änderung		
Kraftwerke	Keine Änderung		
LNG	vollständige Berücksichtigung aller Anfragen gemäß §§ 38/39 GasNZV mit Stand vom 30. September 2022	vorrangige, bedarfsgerechte Berücksichtigung von deutschen LNG-Kapazitäten gemäß Kapitel 4.2	vorrangige, bedarfsgerechte Berücksichtigung zusätzlicher Kapazitäten an westlichen Grenzübergangspunkten gemäß Kapitel 4.2
Produktion	Keine Änderung		
Industrie	Leistungsreduktion gemäß Kapitel 3		
Biomethan und synthetisches Methan	Keine Änderung		
Wasserstoff	Keine Änderung		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Folgenden werden alle Eingangsgrößen erläutert, die abweichend zur Basisvariante und den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigt werden.

Verteilernetzbetreiber

- Annahme einer Leistungsreduktion bezogen auf den Startwert der internen Bestellung des Jahres 2022 bis zum Zieljahr 2032 gemäß Kapitel 3.

Industrie

- Annahme einer Leistungsreduktion bezogen auf die feste Kapazität zum 01. Januar 2022 gemäß Kapitel 3.

Weitere Annahmen für Verteilernetzbetreiber, Industrie und Kraftwerke

- Bei den Sektoren Verteilernetzbetreiber, Industrie und Kraftwerke werden weitere Verbrauchsrückgänge im Erdgas berücksichtigt, die bereits in der Wasserstoffvariante als Substitutionspotenzial von Methan zu Wasserstoff von den Fernleitungsnetzbetreibern identifiziert wurden (vgl. Kapitel 3).

LNG

- Die Fernleitungsnetzbetreiber werden bis zum Stichtag 30. September 2022 angefragte Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche für LNG-Anlagen nach §§ 38/39 GasNZV in der Modellierung der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigen.
- Der Ansatz in den drei Modellierungsvarianten wird in Kapitel 4.2 beschrieben.

Gas austausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten und H-Gas-Quellen

- Erhöhung der Einspeisekapazitäten an den westlichen Grenzübergangspunkten zu Belgien, Dänemark, Frankreich und Niederlande
- Keine Ausspeisekapazitäten in Richtung Belgien, Dänemark, Frankreich und Niederlande
- Keine Berücksichtigung russischer Erdgastransitflüsse in den drei LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten
- Berücksichtigung der Erdgasversorgung von Südosteuropa mit entsprechenden Ausspeiseleistungen nach Tschechien in den drei LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

4.2 Modellierungsansatz in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

Die drei LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten betrachten eine vollständige Substitution von russischem Gas zur Versorgung Deutschlands.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 werden für alle Modellierungsvarianten H-Gas-Bilanzen und H-Gas Quellenverteilungen erstellt und die Auswirkungen dargestellt.

Abhängig von den anzusetzenden LNG-Leistungen werden die darüber hinaus erforderlichen zusätzlichen H-Gas-Einspeiseleistungen an westlichen Einspeisepunkten im Rahmen der Modellierung der drei LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten geprüft und im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 dargestellt.

Ziel der Berechnungen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ist es, einen effizienten Netzausbau zu ermitteln. Dabei spielt auch die schnelle Bereitstellung der benötigten Kapazitäten eine wesentliche Rolle. Dies gilt insbesondere für die neuen LNG-Einspeisungen an den im LNG-Beschleunigungsgesetz definierten Standorten.

Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A

Die LNGplus-Variante A sieht eine vollständige Berücksichtigung der bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV vor. Diese liegen mit Stand 01. September 2022 bei rund 110 GW und damit voraussichtlich über dem absehbar benötigten Kapazitätsniveau zur Deckung des sinkenden Gasverbrauchs. Dies könnte zu einem überdimensionierten Netzausbau führen.

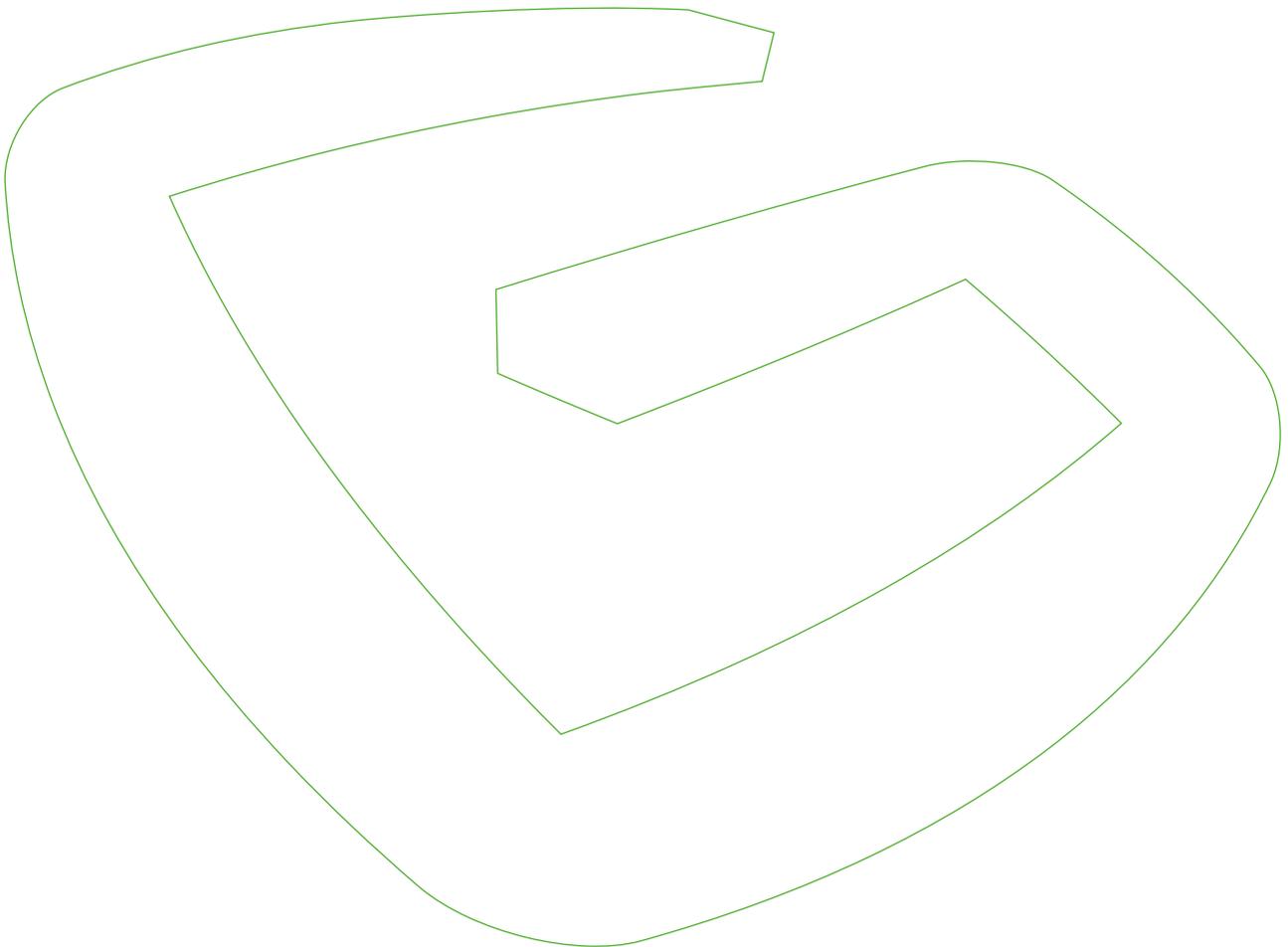
Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B

In der LNGplus-Variante B sollen bedarfsgerechte Einspeisekapazitäten deutscher LNG-Anlagen sowie westeuropäischer Grenzübergangspunkte in der Modellierung betrachtet werden. Vorrangig sind die Einspeisekapazitäten der deutschen LNG-Anlagen zu berücksichtigen. Die darüber hinaus erforderlichen Kapazitäten sollen an den westeuropäischen Grenzübergangspunkten zu Belgien, Dänemark, Frankreich und den Niederlanden angesetzt werden.

Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C

In der LNGplus-Variante C sollen bedarfsgerechte Einspeisekapazitäten deutscher LNG-Anlagen sowie westeuropäischer Grenzübergangspunkte in der Modellierung betrachtet werden. Vorrangig sind die Einspeisekapazitäten der westeuropäischen Grenzübergangspunkte zu Belgien, Dänemark, Frankreich und den Niederlanden zu berücksichtigen. Die darüber hinaus erforderlichen Kapazitäten sollen bei deutschen LNG-Anlagen angesetzt werden.

Glossar



Fernleitungsnetzbetreiber

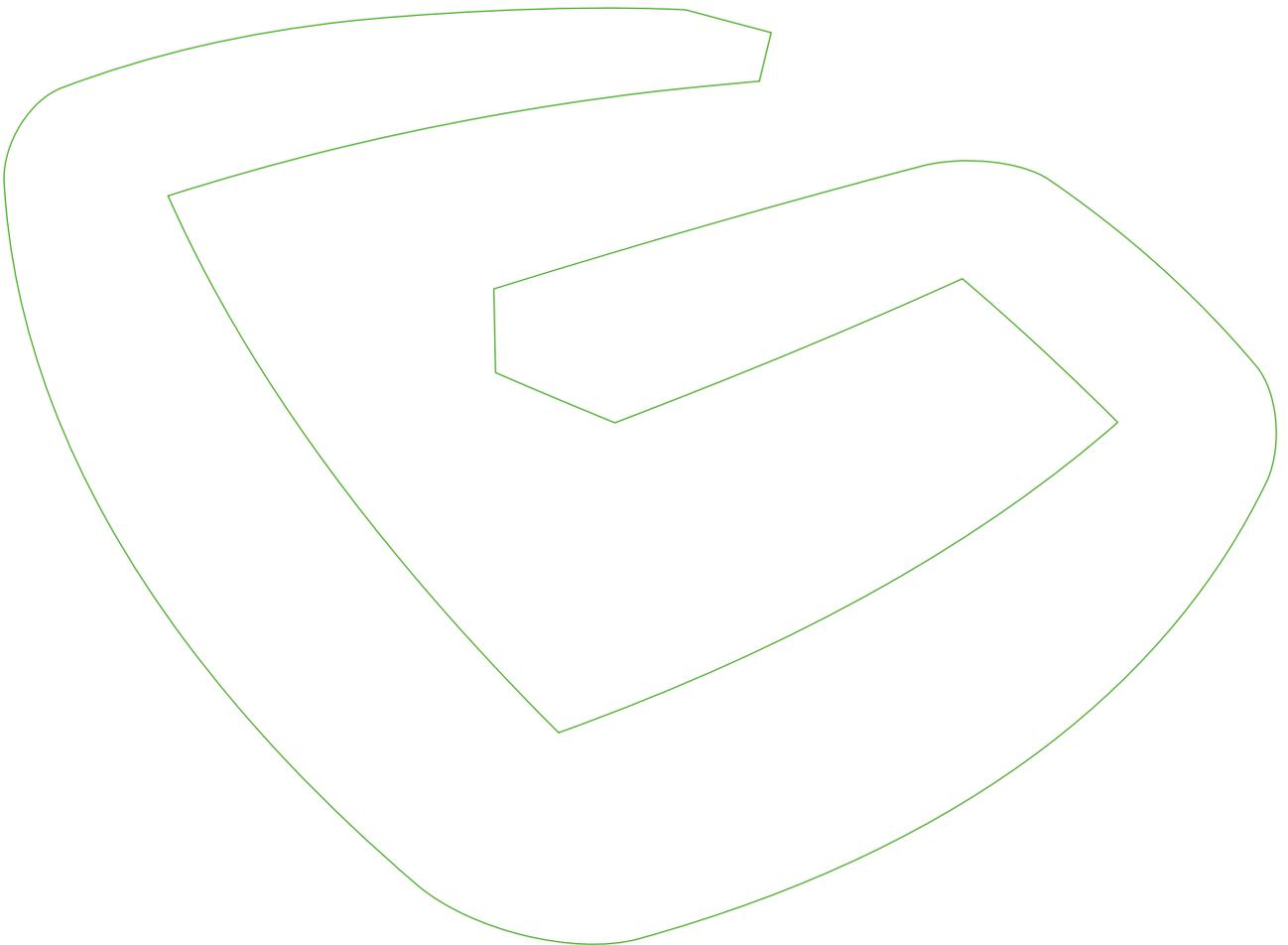
bayernets	bayernets GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRTD	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

Sonstige Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FSRU	LNG-Floating Storage and Regasification Units
GWL	Gasleitung Wilhelmshaven-Leer
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/Gasnetzzugangsverordnung
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GÜP	Grenzübergangspunkt
kWh	Kilowattstunde
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LNGG	Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz)
MBI	Marktbasierte Instrumente

MW	Megawatt
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WAL	Wilhelmshavener Anbindungsleitung

Literatur



[Agora 2022] Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen, download unter (Download am 06. September 2022): <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/energiesicherheit-und-klimaschutz-vereinen/>

[bdew 2022a] Daten und Grafiken (zum Teil vorläufige Zahlen), download unter (Download am 15. Juli 2022): <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/>

[bdew 2022b] Fakten und Argumente – Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale Erdgas in Deutschland, download unter (Download am 06. September 2022): https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige_Gassubstitution_Deutschland_final_17.03.2022_korr1.pdf

[DIW 2022] Energieversorgung in Deutschland auch ohne Erdgas aus Russland gesichert, download unter (Download am 06. September 2022): https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.838841.de/diw_aktuell_83.pdf

[FFE 2014] Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Gas-Verteilnetzbetreiber, download unter (Download am 06. September 2022): <https://www.bdew.de/energie/studie-ueber-einflussfaktoren-auf-den-zukuenftigen-leistungsbedarf-der-gas-verteilnetzbetreiber-veroeffentlicht/>