

DVGW-Speicherreichweitentool:

eine beruhigende Prognose zur Versorgungssicherheit für den kommenden Winter 2024/25

Der DVGW hat zum Winter 2022/23 das Speicherreichweitentool veröffentlicht, das auf Basis mathematischer Modelle und parametrierbarer Annahmen zu Nettoimportmengen und Verbräuchen die Entwicklung der kumulierten Gasspeicherfüllstände prognostiziert hat. Dieses Tool hat zu einer Versachlichung der Diskussion beigetragen, als im Zuge der notwendig gewordenen Neustrukturierung der Erdgasimportrouten öffentliche Sorgen vor einer Gasmangellage aufkamen. Nach einer Weiterentwicklung des Tools vor dem Winter 2023/24 wird in diesem Beitrag nun eine Prognose für den Winter 2024/25 vorgestellt. Darüber hinaus wird erläutert, welche wichtige Rolle die neu geschaffenen LNG-Importterminals an der deutschen Nord- und Ostseeküste für die Versorgungssicherheit in Deutschland spielen.

von: Prof. Dr. Gerald Linke, Frank Gröschl, Björn Munko, Frank Dietzsch & Dr. Stefan Gehrmann (alle: DVGW e. V.)

Mit Beginn des russischen Angriffskriegs in der Ukraine und der daraus resultierenden Umorientierung der deutschen Erdgasimportrouten wurden in Deutschland ab Februar 2022 Diskussionen um die Versorgungssituation geführt, die teils zu massiven Verunsicherungen in der Gesellschaft geführt haben. In diesem Umfeld hat der DVGW zum Winter 2022/23 ein Prognosetool veröffentlicht, das auf mathematischen Modellen beruht und gemäß individuellen Annahmen für Verbrauchs- und Importentwicklungen parametrisiert werden konnte (www.dvgw.de/gasspeicher). Auf diese Weise konnte die Entwicklung des kumulierten Speicherfüllstands der Gasspeicher in Deutschland transparent dargestellt und prognostiziert werden. In einer Weiterentwicklung des Tools zum Winter 2023/24 wurde anschließend der Einfluss der Temperaturentwicklung in Deutschland auf den Verbrauch statistisch abgesichert in das Modell mit aufgenommen und die Daten aus dem Vorjahr, mit veränderten Importrouten und angepasstem Verbrauchsverhalten, berücksichtigt. Die genaue Methodik der Modellentwicklung und die Vorgehensweise zur Implementierung objektiver Daten in ein belastbares Prognosetool sind in den Veröffentlichungen [1] und [2] beschrieben.

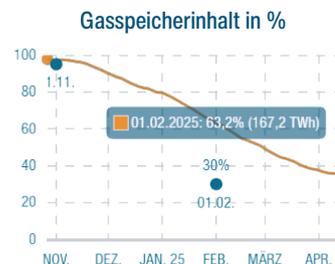
In den beiden Wintern 2022/23 und 2023/24 konnte das DVGW-Speicherreichweitentool zu einer Versachlichung der Diskussion beitragen und in einer komplizierten Gemengelage frühzeitig Entwarnung hinsichtlich einer vermeintlich drohenden Gasmangellage in Deutschland geben. Im Ergebnis stehen minimale Speicherfüllstände von 63,4 Prozent (= 168,3 Terawattstunden (TWh)) im Frühjahr 2023 und 64,1 Prozent (= 172,5 TWh) im Frühjahr 2024. Dieses Ergebnis ist nicht als Selbstverständlichkeit zu interpretieren, sondern ist vielmehr neben dem gewissenhaften Agieren von Unternehmen und Politik zur Umorientierung der Importrouten und zur Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen auch den Einsparungen von Haushalten und Unternehmen (bei Letzteren teilweise unfreiwillig durch die Kürzung von Produktionsmengen oder die Verlegung ins Ausland) und nicht zuletzt dem Faktor Glück zu verdanken – die beiden Winter im Betrachtungszeitraum waren vergleichsweise mild. Einen Beitrag zu dieser Versorgungssicherheit konnte auch der schnelle Aufbau von Regasifizierungsanlagen leisten, der in [2] dargestellt wird.

Das Thema Versorgungssicherheit ist für Haushalte emotional und für den Wirtschaftsstandort Deutschland von

außerordentlicher Bedeutung. Der DVGW hat das Speicherreichweitentool daher ab April 2024 in einen Sommermodus versetzt, der die Zielerreichung der Speicherfüllstände gemäß Gasspeichergesetz überwacht und frühzeitig Fehlentwicklungen aufzeigt. Seit Oktober 2024 befindet sich das Tool wieder in dem bekannten Wintermodus zur Prognose der Speicherreichweite für den Winter 2024/25. Der Nutzer kann die Auswirkungen von monats-scharfen Annahmen für die Import- und Temperaturentwicklung auf den kumulierten Gasspeicherinhalt bis Ende April 2025 austesten. Mit einem Speicherfüllstand von 97,8 Prozent am 27. Oktober 2024 sind die Voraussetzungen für eine sichere Versorgung gegeben. Mit Importmengen auf Vorjahresniveau sind selbst im Niedrigtemperatureszenario mit sehr kalten Monaten November, Dezember und Januar die Speicher zum 1. Februar 2025 zu knapp über 50 Prozent gefüllt und damit deutlich oberhalb der im Gasspeichergesetz verankerten Zielmarke von 30 Prozent. Dies wäre selbst unter ungünstigen Rahmenbedingungen eine stabile Ausgangslage für die verbleibende Heizperiode. Im Standardszenario mit Temperaturen auf dem durchschnittlichen Niveau der Jahre 2018 bis 2022 wird zum Stichtag 1. Februar 2025 sogar ein Speicherfüll-



Abb. 1: Darstellung der aktuellen Prognose des DVGW-Speicherreichtums-tools für das Szenario mit durchschnittlichem Temperaturverlauf und monatlichen Nettoimporten auf Vorjahresniveau. Links dargestellt sind die Ganglinien für Gasabsatz, Nettoimport und resultierenden Gasspeichereinsatz in den letzten sechs Monaten (jeweils in Gigawattstunden pro Tag (GWh/d)) sowie die fortgeschriebene Prognose für die nächsten sechs Monate. Rechts der kumulierte Gasspeicherinhalt in Prozent im Zeitverlauf der nächsten sechs Monate, basierend auf einem initialen Füllstand von 97,8 Prozent am 27. Oktober 2024 unter Einbeziehung des prognostizierten erforderlichen Gasspeichereinsatzes.



Quelle: DVGW

stand von über 60 Prozent prognostiziert (Abb. 1). Auf Basis dieser Ergebnisse ergibt sich hinsichtlich der Versorgungssicherheit ein beruhigendes Bild für den kommenden Winter, in dem kein Versorgungsengpass droht.

Das Modell reagiert sehr sensitiv auf reduzierte Importmengen und zeigt daher, dass weiterhin verlässliche und diversifizierte Importrouten sichergestellt werden müssen, um Versorgungsengpässe durch den Wegfall oder die drastische Reduktion einzelner Importrouten auszuschließen.

Dies ist ein deutlicher Beleg für die Bedeutung des Aufbaus von LNG-Regasifizierungsanlagen für die Versorgungssicherheit in Deutschland.

Die Importterminals für LNG sind im Jahr 2024 vor diesem Hintergrund folgerichtig weiter ausgebaut worden, um so den vorläufigen Zielzustand von sechs operativen Floating Storage and Regasification Units (FSRU) zu erreichen. Schon im Winter 2022/2023 konnten drei schwimmende Terminals in Betrieb genommen werden. Die FSRU zeichnen sich dadurch aus,

dass die komplette gastechnische Installation zur Übernahme, Lagerung und Verdampfung des LNG auf einer schwimmenden Plattform (in den meisten Fällen einem selbstfahrenden Schiffsrumpf) installiert ist. Zur Komplettierung eines Importterminals werden demnach noch Hafenanlagen mit Anleger, Gasübernahme, Gasmessung und -regelung und Anbindungsleitung benötigt. Nicht zuletzt die schnelle Fertigstellung der Wilhelmshavener Anbindungsleitung (WAL) prägte in dieser Zeit den Begriff „neue Deutschlandgeschwindigkeit“. Mit ▶

Handelsblatt

ENERGIE GIPFEL 2025

Raus aus dem Krisenmodus:
wie die Energiewende zum Erfolg wird

Wir bringen die entscheidenden Köpfe aus
Politik, Energie und Start-up zusammen.

21-23
JAN

bcc Berlin

Jetzt anmelden

handelsblatt-energiegipfel.de

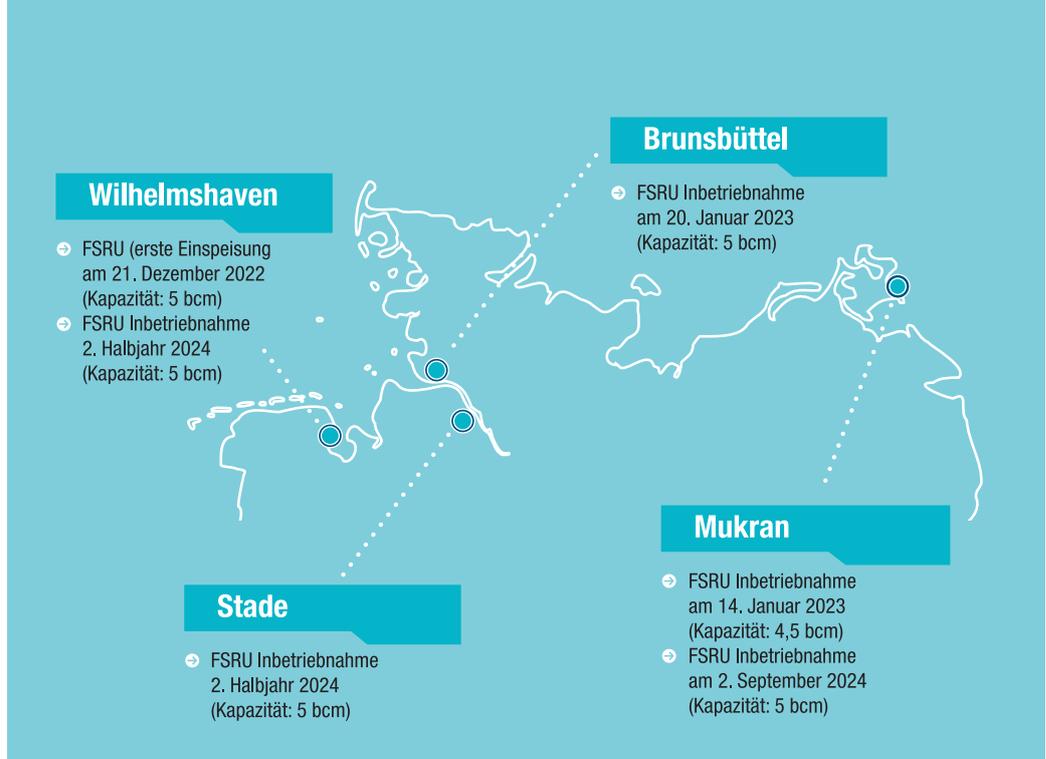


Abb. 2: Kartendarstellung der FSRU an der deutschen Nord- und Ostseeküste

Quelle: DVGW

Tabelle 1: Übersicht über die in Deutschland in Betrieb befindlichen bzw. geplanten FSRU

Betreiber Management/Eigner	Ort FSRU	Art	Inbetriebnahme	Kapazität [bcm]	Anmerkung
In Betrieb					
DET LTeW GmbH, Vynfranova, KN Energies, Höegh Evi	Wilhelmshaven I Höegh Evi	FSRU	21.12.2022	5	
Deutsche Regas Höegh LNG, Total Energies	Mukran I Neptun	FSRU	14.01.2023	4,5	Erstinbetriebnahme in Lubmin, Verlegung nach Mukran 07/2024
DET Gasfin Services GmbH, Reganosa Deutschland, KN Energies, Höegh Evi	Brunsbüttel I Höegh Gannet	FSRU	20.01.2023	5	Debottlenecking mit 2. Anbindung von 3,5 auf 5 bcm in 2024
Inbetriebnahme 2024					
DET Gasfin Services GmbH, Hanseatic Energy Hub, KN Energies, Energos Infrastructure	Stade I Energos Force	FSRU	2. Halbjahr 2024	6	
Deutsche Regas	Mukran II Energos Power	FSRU	02.09.2024	5	
DET Gasfin Services GmbH, KN Energies, Excelerate Energy	Wilhelmshaven II Excelerate Excelsior	FSRU	2. Halbjahr 2024	4	
Geplant					
German LNG Terminal GmbH (KfW, Gasunie, RWE)	Brunsbüttel	Land-terminal	2027	8	Planfeststellung 09/2024 NH ₃ -Ready
Enagas Hanseatic Energy Hub	Stade	Land-terminal	2027	13	Baubeginn 06/2024 Bio LNG, SNG
TES	Wilhelmshaven	Land-terminal	2026	15	Ausnahme von der Regulierung 03/2024 SNG (eNG)

Quelle: DVGW

den FRSU Wilhelmshaven I, Lubmin I und Brunsbüttel I stand am Ende des Winters 2022/23 eine zusätzliche Importkapazität von 14 Milliarden Kubikmeter (engl.: billion cubic metres, kurz: bcm) zur Verfügung.

Die Jahre 2023 und 2024 waren geprägt vom Ausbau drei weiterer Terminals sowie „Debottlenecking“-Aktivitäten an den Standorten Brunsbüttel und Lubmin/Mukran. Über den Winter 2023/24 und im Frühjahr 2024 wurden neue Einheiten in Stade und Mukran installiert; das Importterminal in Wilhelmshaven wird um eine Einheit erweitert. Die Ausspeiseleistung in Brunsbüttel war zunächst auf 3,5 bcm begrenzt, da zwar eine kurze Einbindung schnell realisiert wurde, über diese aber nicht die gesamte Kapazität der Regasifizierungsanlage in das Netz eingespeist werden konnte.

Mit der Fertigstellung einer zweiten Einbindung kann die volle Kapazität von 5 bcm eingespeist werden. Das Terminal in Lubmin musste im ersten Jahr des Betriebs durch die geringe Wassertiefe des Boddens vor Lubmin über sogenannte Shuttle-Carrier versorgt werden. Hierzu wurden drei Schiffe mit einem Transportvolumen von jeweils 10.000 m³ und geringem Tiefgang eingesetzt, die das LNG von einem großen (ca. 170.000 m³ fassenden) Schiff im Tiefwasser vor Rügen übernahmen und durch den Bodden zur Regasifizierung auf dem FSRU in den Industriehafen von Lubmin transportierten. Diese Art des Betriebs hat neben der Beschränkung der Kapazität auch signifikante kommerzielle Einflüsse auf das Terminal.

Aus netztopografischer Sicht hat die Einspeisung des Gases im Nordosten Deutschlands jedoch hohe Relevanz, da das deutsche Transportnetz ursprünglich auf den Import großer Mengen Gas aus Russland ausgelegt wurde. Der FRSU aus Lubmin wurde daher nach der Installation des FSRU in Mukran auf Rügen ebenfalls an diesen Standort verlegt, da aufgrund der Wassertiefe im Hafen von Mukran das LNG direkt von großen Transport-

schiffen übernommen werden kann. Zur Einbindung des Terminals in Mukran wurde der Neubau einer Leitung zwischen Mukran und Lubmin notwendig, über die das Gas an der Stelle des Landfalls der Nordstream-Pipelines in das Transportnetz eingespeist wird. Zum heutigen Zeitpunkt stehen in Deutschland fünf FRSU an vier Standorten zur Unterstützung der Versorgungssicherheit zur Verfügung; der sechste wird kurzfristig in Wilhelmshaven den Betrieb aufnehmen (Abb. 2, Tab. 1).

Zusätzlich zu den heute existierenden FRSU (und auch teilweise im Austausch zu diesen) sind an den Standorten Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven Landterminals zum Import von LNG geplant. Landbasierte Terminals können aufgrund von geringeren Platzrestriktionen eine zwei- bis dreifach höhere Ausspeiseleistung als schwimmende Terminals realisieren. Die Projekte befinden sich in unterschiedlichen Stadien der Genehmigung, wurden aber ausnahmslos unter dem LNG-Beschleunigungsgesetz beantragt, das vorschreibt, über diese Terminals ab 2044 klimafreundlichen Wasserstoff zu importieren. Da die Technologie zum großskaligen Seetransport von flüssigem Wasserstoff noch nicht ausgereift ist, wird dieser in Form von Derivaten transportiert. Im Falle der Umrüstung von LNG-Terminals ist dies in den meisten Fällen Ammoniak.

Der direkte LNG-Import beträgt heute zeitweise bis zu 0,4 Mrd. Kilowattstunden (kWh) und stellt an manchen Tagen einen Anteil von bis zu 13 Prozent des deutschen Gasverbrauchs dar [3]. Für den Import dieser Mengen waren in den Jahren 2023/24 maximal drei FSRU parallel in Betrieb. Allerdings bilden diese nicht den gesamten LNG-basierten Import nach Deutschland ab: Auch die Gasmengen an den Grenzübergangspunkten mit den Niederlanden (0,5 bis 1 Mrd. kWh) und Belgien (ca. 1 Mrd. kWh) haben ihren Ursprung in den LNG-Terminals dieser Länder.

Zusammenfassend kann damit festgehalten werden, dass LNG nicht nur

zur Gesamtversorgungssicherheit in Deutschland und mit vielen weiteren neuen LNG-Terminals in Europa beiträgt, sondern auch zur notwendigen Redundanz der Gasimporte. Sichtbar wird diese im Nachgang der Energiekrise verbesserte Versorgungssicherheit an den Speicherfüllständen, die im DVGW-Gasspeicherreichweitentool aufbereitet sind. ■

Literatur

- [1] Linke, G.: Wie kommen wir über den nahen Winter? Erläuterungen und Prognosen zu Speicherreichweiten und zur Versorgungssicherheit in Deutschland, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 11/2022, S. 18–29.
- [2] Dietzsch, F., Gehrmann, S., Munko, B., Linke, G.: Das neue DVGW-Speicherreichweitentool und die Bedeutung von LNG-Regasifizierungskapazitäten für einen sicheren Winter 2023/24, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 11/2023, S. 74–83.
- [3] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Erdgasdaten aktuell, 2024.

Die Autoren

Prof. Dr. Gerald Linke ist Vorstandsvorsitzender und Vorstand Energie des DVGW.

Frank Gröschl ist Leiter der Einheit Technologie und Innovationsmanagement in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Björn Munko ist Leiter der Einheit Gastechnologien und Energiesysteme in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Frank Dietzsch ist Leiter Ordnungsrahmen Gastechnologien und Energiesysteme in der Einheit Gastechnologien und Energiesysteme in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Dr. Stefan Gehrmann ist Referent Energieforschung in der Einheit Technologie und Innovationsmanagement in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Kontakt:

Dr. Stefan Gehrmann
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Str. 1–3
53123 Bonn
Tel.: 0228 9188-224
E-Mail: stefan.gehrmann@dvgw.de
Internet: www.dvgw.de