

FNB Gas Bericht zur Versorgungssicherheit

2025/2026



FNB Gas
DIE FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

Inhalt

Vorwort	3
Key Facts	4
Executive Summary	5
Teil 1 Winterrückblick 2025/2026	
1. Gasbedarf und Gasverbrauch	7
2. Preisentwicklung im Großhandelsmarkt	9
3. Füllstandsvorgaben und Speicherfüllstände	9
4. Regelenergie	11
5. Transporttechnische Herausforderungen und Veränderungen	12
Teil 2 Neue Marktstruktur Erdgas: LNG-Markt und Speicherabsicherung	
1. Aktueller Stand	17
2. LNG als Instrument der Versorgungssicherheit?	17
3. Absicherung des Leistungsbedarfs durch Speicher	22
4. Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas	26
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	32
Quellenverzeichnis	33
Abkürzungsverzeichnis	34
Impressum	36

Vorwort



"Die Zahlen des letzten Winters sprechen eine klare Sprache: Wer auch in Zukunft Versorgungssicherheit will, kommt an einer neuen Speicherordnung nicht vorbei."



Liebe Leserin, lieber Leser,

mit einem Anteil von 25 Prozent am Primärenergieverbrauch ist und bleibt Erdgas ein wichtiger Energieträger für Industrie und Haushalte in Deutschland. Gleichzeitig fungiert Deutschland als Gas-Drehscheibe im Herzen Europas, über die Erdgas in angrenzende Länder exportiert wird.

Die Struktur des Erdgasmarktes hat sich seit 2022 fundamental geändert. Noch vor vier Jahren hat Deutschland 40 Prozent seines Gesamtbedarfs per Pipeline aus Russland bezogen. Um diese Mengen zu kompensieren, wurden Importe etwa aus Norwegen oder den Niederlanden verstärkt und LNG-Terminals an Nord- und Ostseeküste errichtet. Dadurch hat sich ebenfalls die maßgebliche Transportrichtung auf West-Ost umgedreht. Mit dem Aufbau der notwendigen LNG-Infrastruktur und der Anbindung an das deutsche Transportsystem in kürzester Zeit haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) wesentlich zur Integration und zur Steigerung der Bedeutung von LNG beigetragen.

Nicht zuletzt die aktuellen Entwicklungen am Persischen Golf zeigen jedoch deutlich, dass diese zusätzlichen Importkapazitäten via LNG kein Ersatz für Erdgasspeicherung sein können und Speicher systemrelevant bleiben.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen brauchen wir für das Thema Versorgungssicherheit eine neue Sichtweise. In diese Diskussion bringen sich die FNB als verantwortungsvolle und unabhängige Akteure konstruktiv ein.

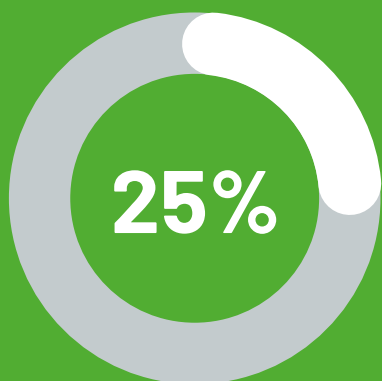
Aus dem Ihnen bekannten Winterrückblick der FNB wird mit der aktuellen Ausgabe unser neuer Bericht zur Versorgungssicherheit, in dem wir, wie gewohnt, auf den Winter 2025/2026 zurückblicken und zusätzlich die Rolle der Speicher und die neue Situation bei der Wiederbefüllung der Speicher zu unserem Schwerpunktthema machen. In diesem Zusammenhang haben wir unser Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas aus einer speicherbasierten Absicherung in Notfallsituationen und einer marktbasieren Lieferantenverpflichtung weiterentwickelt.

Ich wünsche Ihnen interessante Einblicke in unseren ersten Bericht zur Versorgungssicherheit 2026.

Ihr Dr. Matthias Jenn, Vorstandsvorsitzender FNB Gas

Erdgasversorgung Deutschlands 2025/2026

Key Facts



Anteil Erdgas am
**Primärenergie-
verbrauch**
in Deutschland

6 TWh/d
Winterbedarfsspitze

Speicherfüllstand
am 1. November 2025

75,1%

Maximale Leistung zur Versorgung

50%
Speicher



8,5%
LNG



175 Mrd.

Kubikmeter

LNG Importe nach Europa
davon 60% aus den USA



Anstieg der Gaspreise
von Winterbeginn bis
Ende März

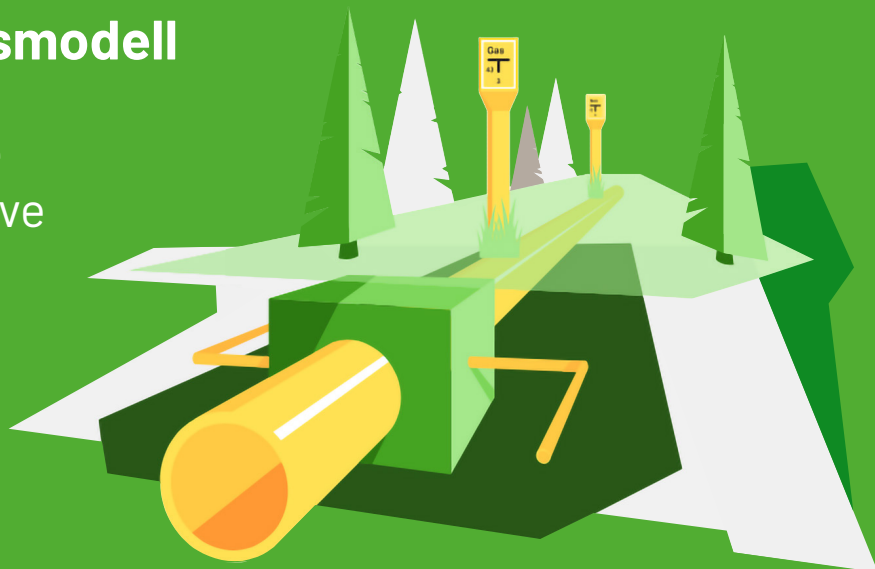
FNB Gas Kombinationsmodell

**24
TWh**

speicherbasierte
Sicherheitsreserve
ganzjährig

**63
TWh**

Lieferanten-
verpflichtung
zum 1. Februar



Executive Summary

1. Markt- und Systemveränderung seit 2022

Der deutsche Erdgasmarkt hat sich seit 2022 grundlegend verändert. Der Wegfall russischer Pipeline-Lieferungen wurde durch den Ausbau neuer Importstrukturen – insbesondere LNG – sowie höhere Lieferungen aus Norwegen, den Niederlanden und Belgien kompensiert. Deutschland wird damit zunehmend Teil eines LNG-geprägten Marktes mit globalen Abhängigkeiten. Diese neue Marktstruktur stellt die Versorgungssicherheit vor andere, teilweise größere Herausforderungen als im früheren, pipelinebasierten System.

Der Winter 2025/2026 hat diese veränderten Rahmenbedingungen deutlich gemacht. Zwar war er nach Daten des Deutschen Wetterdienstes insgesamt erneut überdurchschnittlich mild, eine ausgeprägte Kälteperiode im Januar führte jedoch zu hohen Leistungsanforderungen an das Gasversorgungssystem. Die Winterbedarfsspitze lag bei rund **6 TWh pro Tag**. Gleichzeitig konnten Importe nach Deutschland unter realistischen netztechnischen Bedingungen maximal rund **3 TWh pro Tag** beitragen. In Spitzenzeiten mussten daher **über 50 Prozent der Versorgung aus den Gasspeichern** gedeckt werden.

2. Rolle von Importen und Speichern im Winter 2025/2026

Die deutschen Speicher gingen mit vergleichsweise niedrigen Füllständen in den Winter. Zum 1. November 2025 lag der Füllstand bei **75,1 Prozent**. Aufgrund der frühen Kälteperiode und im Vergleich zum Vorjahr gesteigener Exporte leerten sich die Speicher bereits ab Mitte November stark. Zeitweise wurden **über 3 TWh pro Tag** ausgespeichert. Die deutsche Speicherlandschaft trug damit maßgeblich zur Stabilisierung des Systems bei, während der maximale Beitrag der inländischen LNG-Terminals selbst bei Vollauslastung bei lediglich **8,5 Prozent der täglichen Einspeisemenge** lag.

Die niedrigen Speicherfüllstände führten zudem zu erheblichen transporttechnischen Herausforderungen. Ausspeicherungen verlagerten sich verstärkt auf ungünstiger gelegene Speicher, wodurch die West-Ost- und Nord-Süd-Transportrichtungen über Wochen hinweg bis an ihre Belastungsgrenzen beansprucht wurden. Zur Sicherstellung des Netzbetriebs mussten Reserve-Verdichter aktiviert und Engpasssituationen durch ein intensives, abgestimmtes Engpassmanagement der FNB beherrscht werden. Die Versorgungssicherheit konnte auch dank dieser Maßnahmen jederzeit gewährleistet werden.

Im Februar führte das weiter sinkende Füllstandsniveau zu einer spürbar reduzierten verfügbaren Ausspeicherleistung. Zur Entlastung, insbesondere im Süden, trugen Importe aus Frankreich sowie die vergleichsweise gut gefüllten österreichischen Speicher bei. Eine zusätzliche Kälteperiode zu diesem Zeitpunkt hätte das System jedoch deutlich stärker belastet.

Parallel dazu verschlechterten sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Wiederbefüllung der Speicher. Die Gaspreise lagen Ende März um **64 Prozent über dem Niveau zu Winterbeginn**. Der üblicherweise positive Sommer-Winter-Spread fiel zeitweise ins Negative, insbesondere während der geopolitischen Eskalation im ersten Quartal 2026. Damit wurde deutlich, wie anfällig das bisherige, nahezu ausschließlich marktbasierend organisierte System der Speicherbefüllung gegenüber exogenen Schocks geworden ist.

Vor diesem Hintergrund zeigen die Erfahrungen des Winters 2025/2026 klar: **LNG-Importe und Gasspeicher sind keine substitutiven, sondern komplementäre Instrumente der Versorgungssicherheit**. LNG stellt eine notwendige Netto-Lieferquelle dar, unterliegt jedoch globalen geopolitischen, logistischen und marktlichen Risiken sowie längeren Reaktionszeiten. Gasspeicher hingegen ermöglichen die saisonale Strukturierung

des Verbrauchs, die Abdeckung kurzfristiger Bedarfsspitzen und die Absicherung gegen Lieferausfälle. Ihre unmittelbare Verfügbarkeit und hohe Leistungsfähigkeit machen sie zum zentralen Stabilitätsanker des Systems.

Gleichzeitig ist absehbar, dass die in der Vergangenheit verlässlichen Anreize zur Speicherbefüllung über Preissignale künftig nicht mehr ausreichen werden. Die zunehmende Bedeutung von LNG, der Wegfall pipelinegebundener Bandlieferungen und höhere geopolitische Risiken verändern dauerhaft die Marktmechanik.

3. **Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas als Lösungsvorschlag**

Vor diesem Hintergrund schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber ein **Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas zur Sicherstellung der Gasversorgung** vor, das zwei Instrumente miteinander verbindet:

- eine **speicherbasierte Sicherheitsreserve** von **24 TWh**, die ganzjährig vorgehalten und dem Markt entzogen wird, um das System gegenüber exogenen Schocks abzusichern, sowie
- eine **Lieferantenverpflichtung** von **63 TWh zum Stichtag 1. Februar**, mit der die für Lastspitzen und die reguläre Versorgung notwendige Ausspeicherleistung marktseitig abgesichert wird.

Das Kombinationsmodell ist gezielt auf die unterschiedlichen Absicherungsbedarfe zugeschnitten. Es stärkt die Eigenverantwortung der Marktteilnehmer, begrenzt staatliche Eingriffe auf das notwendige Maß und vermeidet marktverzerrende Effekte. Durch die gegenläufige Wirkung beider Instrumente kann insbesondere dem Speicherparadoxon entgegen gewirkt und die Marktneutralität gewahrt werden.

1

Teil 1 Winterrückblick 2025/2026

1. Gasbedarf und Gasverbrauch

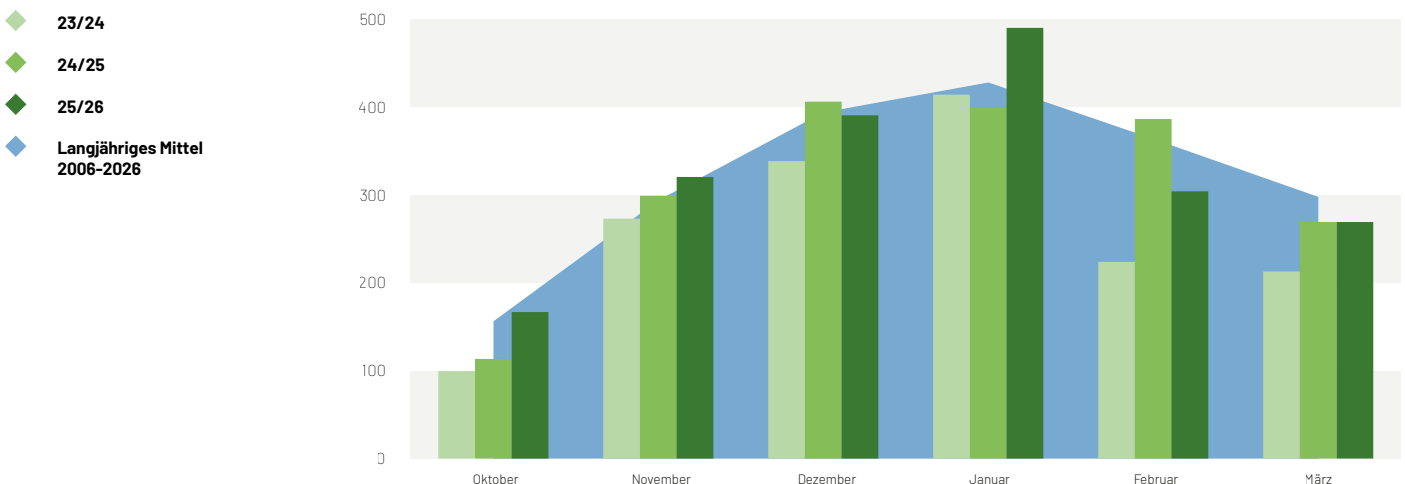
Nach Angaben des Deutschen Wetterdienstes (DWD) fiel der fünfzehnte Winter in Folge deutlich zu warm aus. Verglichen mit der international gültigen Referenzperiode 1961-1990 lag die mittlere Temperatur im Winter 2025/2026 von 1,8 Grad Celsius rund 1,6 Grad Celsius über dem Referenzwert von 0,2 Grad Celsius.¹ Damit setzt sich der langfristige Erwärmungstrend der zurückliegenden Jahre fort.

Die überdurchschnittlich milden Temperaturen der letzten Jahre beeinflussten den Wärmebedarf während der Heizperiode erheblich. An der Messstation Nürnberg lag dieser in den Heizperioden 2023/2024 und 2024/2025 unter dem langjährigen Mittel des Referenzzeitraums 2006 bis 2025. Im Winter 2025/2026 stieg der Gesamtwärmebedarf jedoch leicht an.

Dieser Anstieg relativiert sich bei genauerer Betrachtung: Der Vergleichswert für das langjährige Mittel umfasst bereits viele milde Winter der letzten zwei Jahrzehnte. Der leichte Anstieg bedeutet daher nicht zwangsläufig eine Trendwende, sondern zeigt, dass sich das Temperaturniveau insgesamt erhöht hat.

Ausschlaggebend für den etwas höheren Wärmebedarf im Winter 2025/2026 war vor allem der kalte Januar. Im Gegensatz zu den übrigen Wintermonaten lagen die Temperaturen in diesem Monat deutlich niedriger. Diese Kältephase führte zu einem spürbar erhöhten Wärmebedarf, was die Abbildung deutlich zeigt. Trotz des insgesamt milden Winters können kurzfristige Temperaturstürze weiterhin erheblichen Einfluss auf die Heizenergie-Nachfrage nehmen.

Abbildung 1: **Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf) in Gradtagen (Kd)**



1: Deutscher Wetterdienst (2026): [Pressemitteilung](#)

ABB 1: Station Nürnberg - Deutscher Wetterdienst (DWD); Langjähriges Mittel von 2006 - 2025 - Institut Wohnen und Umwelt (IWU), (eigene Darstellung)

Der Verlauf des Wärmebedarfs, abgebildet anhand der Heizgradtage, spiegelt sich weitgehend auch im Gasbedarf von Haushaltskunden und industriellen Endverbrauchern wider. Diese lassen sich näherungsweise an den veröffentlichten aggregierten Verbrauchsdaten (Allokationen) des Marktgebietsverantwortlichen (MGV) Trading Hub Europe GmbH (THE) ablesen und sind in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Unterschieden wird hierbei zwischen den Allokationen, die auf private Haushalte und Kleingewerbe, basierend

auf Standardlastprofilen (SLP)(Abbildung 2), entfallen, sowie jenen, die größeren gewerblichen Verbrauchern mit gemessenen Lasten zugeordnet werden, gemäß registrierender Leistungsmessung (RLM)(Abbildung 3).

Trotz des erhöhten Verbrauchs im Januar bewegten sich die Gesamtmengen auf Vorjahresniveau. Der in den Vorjahren beobachtete steigende Trend der Gasverbräuche setzte sich in diesem Winter nicht fort. Insgesamt liegt der Bedarf nach aktuellem Stand um ca. 10 Prozent unter den Werten des Vorkrisenjahres 2020/2021.

Abbildung 2: **SLP-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh**

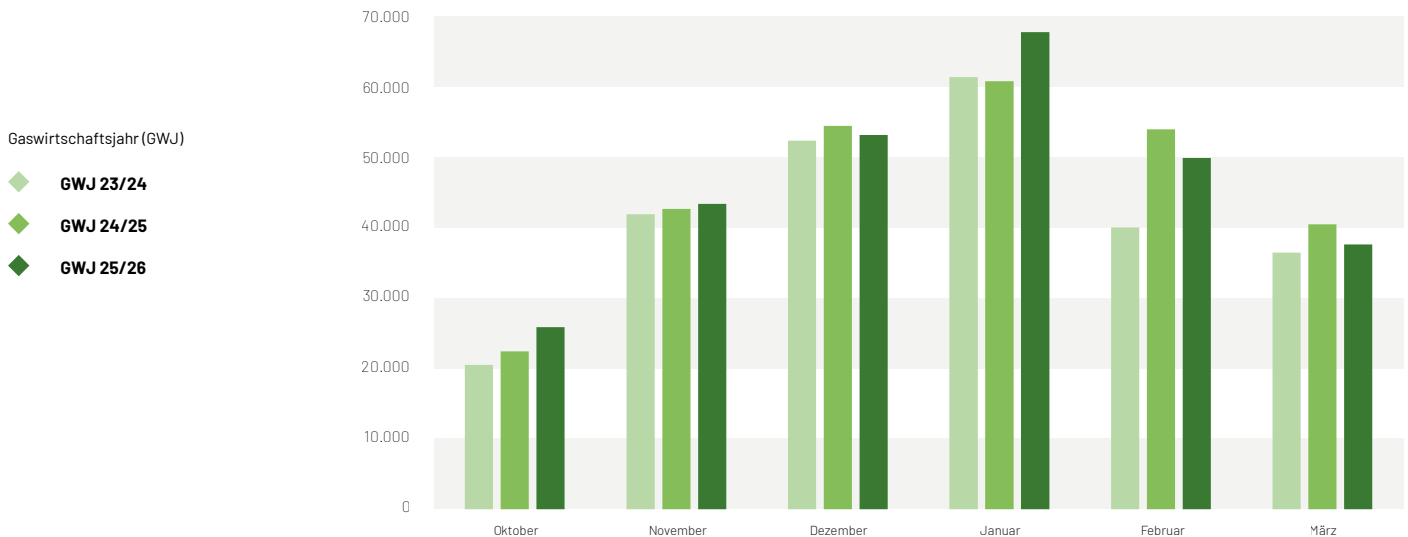
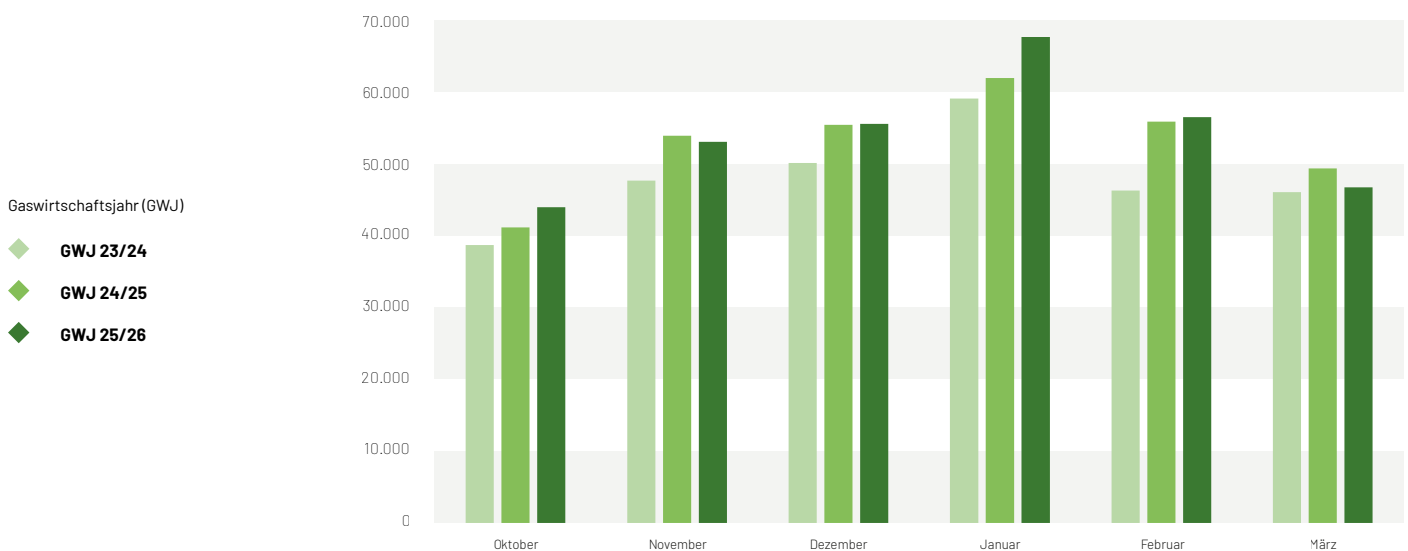


Abbildung 3: **RLM-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh**

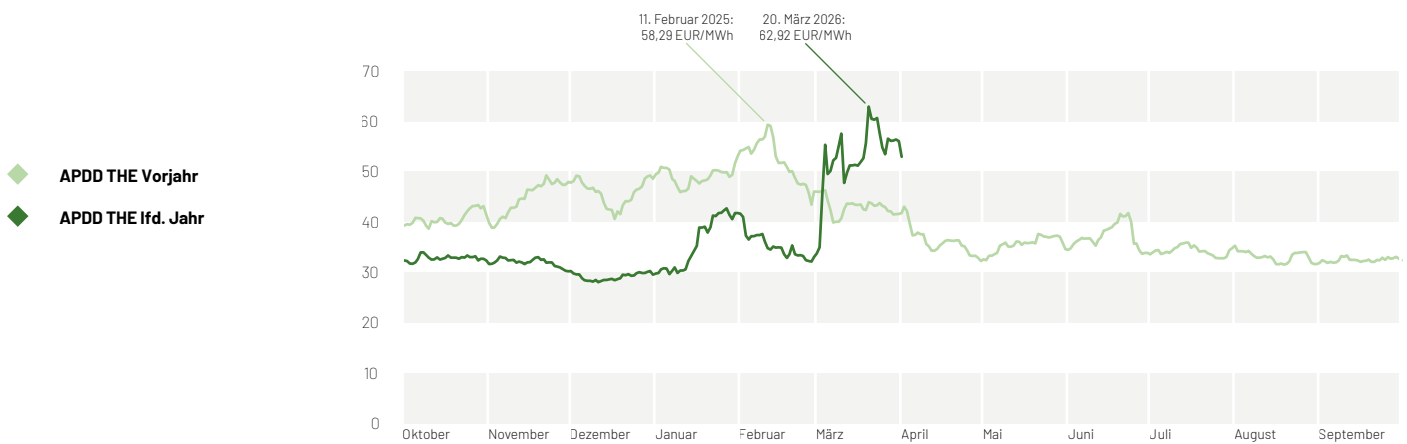


Am 1. Juli 2025 nahm das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) die am 23. Juni 2022 für Deutschland ausgerufenen Alarmstufe nach Notfallplan Gas zurück. Seitdem gilt wieder die Frühwarnstufe.

2. Preisentwicklung im Großhandelsmarkt

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung des VHP-Indexpreises (Average Price per Delivery Day THE (APDD)) im Marktgebiet THE im Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2024/2025 sowie im Winter 2025/2026. Nach einer längeren Phase stabiler Preise brachte das 1. Quartal 2026 viel Unruhe. Im Januar 2026 trieb die bereits in Kapitel 1 erwähnte Kältewelle die Preise erstmals nach oben. Nach einer kurzen Erholungsphase ließ der Krieg der USA und Israels gegen Iran ab dem 28. Februar 2026 die Preise erneut und noch deutlicher steigen und stark fluktuieren. Zum Ende des Winters lagen die Preise um 64 Prozent oberhalb des Niveaus zu Winterbeginn.

Abbildung 4: **Entwicklung VHP-Indexpreis THE in Euro / MWh**



3. Füllstandsvorgaben und Speicherfüllstände

In der folgenden Abbildung ist der Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland bis zum 1. April 2026 dargestellt.

Abbildung 5: **Entwicklung der Füllstände der deutschen Speicher gemäß AGSI+**

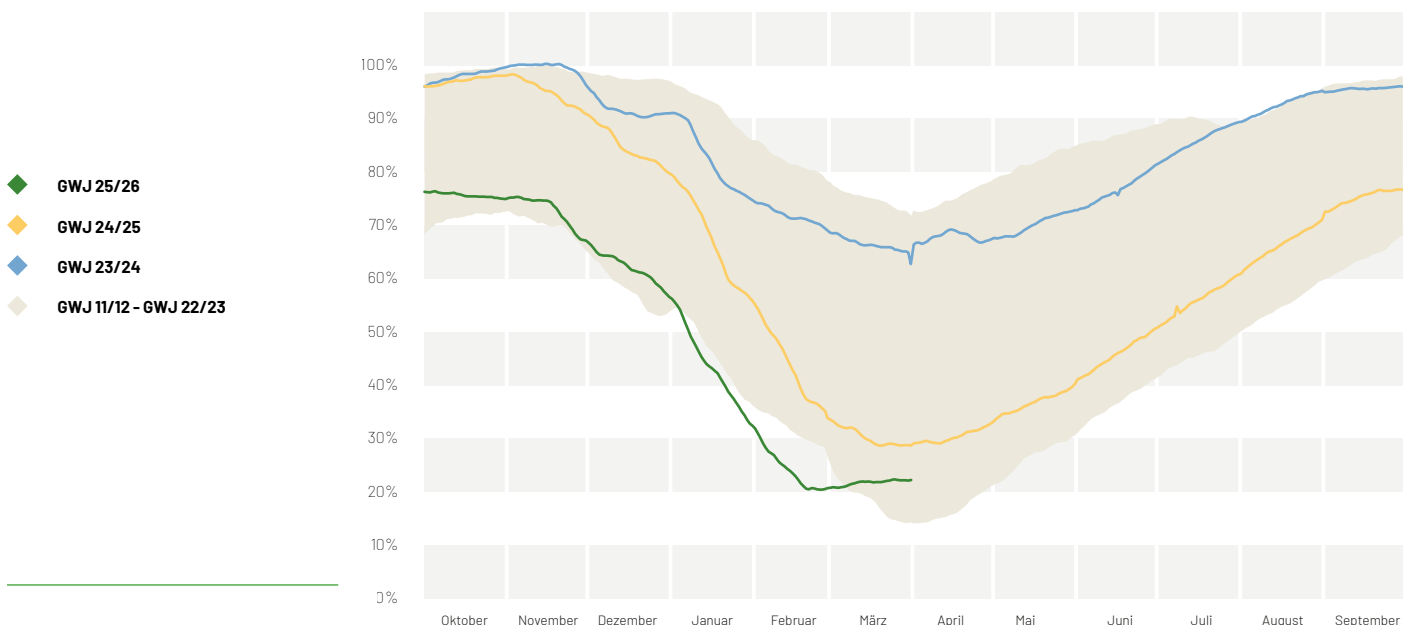
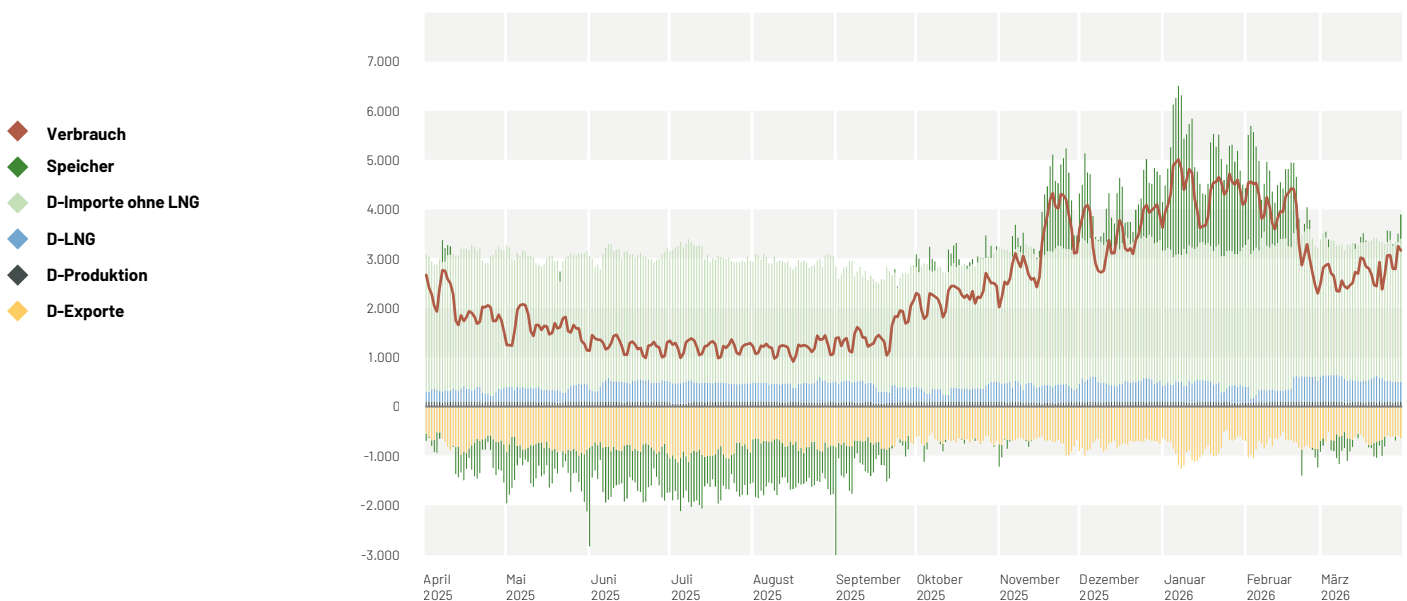


ABB 4: THE
ABB 5: GIE

Das schwierige marktliche Umfeld in der Einspeichersaison 2025 führte zu einem Gesamtfüllstand der deutschen Speicher von 75,1 Prozent zum 1. November. Einzelne Speicher blieben unter den gesetzlichen Vorgaben, jedoch überstieg der Gesamtfüllstand in Summe knapp das gesetzliche Mittel von rund 72 Prozent.

Ausgehend von den im Vergleich zu den Vorjahren eher geringen Speicherfüllständen zu Beginn der Ausspeichersaison wurden die Speicher zusätzlich aufgrund der frühen Kälteperiode und den gegenüber den Vorjahren angestiegenen Exporten ab Mitte November stark und von Januar bis Mitte Februar sehr stark entleert. Zwischenzeitlich trugen die Ausspeicherungen mit über 3 TWh/d zur Versorgung des Marktgebietes bei. Sie machten damit insbesondere in den Zeiträumen mit besonders hoher Nachfrage über 50 Prozent der eingespeisten Menge aus, wobei der Höchstwert von 54 Prozent am 8. Januar 2026 erreicht wurde. Im Vergleich dazu könnten die deutschen LNG-Terminals an solchen Tagen bei maximaler Auslastung höchstens 8,5 Prozent der notwendigen Einspeisemenge beisteuern. Am Stichtag 1. Februar zeigte sich ein ähnliches Bild wie im November 2025: Insgesamt hielten die deutschen Speicher die gesetzliche Vorgabe von rund 31 Prozent knapp ein, allerdings nicht in einzelnen Speicheranlagen. Besonders im Süden und Nordosten des Marktgebietes lagen deutliche Unterschreitungen der gesetzlichen Füllstandsvorgaben vor. Betroffen waren dieselben Speicher, die auch zum 1. November am weitesten unter ihren Vorgaben geblieben waren.

Abbildung 6: **Gasbilanz im Speicherjahr 2025/2026 (in GWh/d)**



Wie Abbildung 5 zeigt, sanken die deutschen Speicherfüllstände seit 2011 nie so früh auf einen so niedrigen Wert. Den Tiefststand dieses Winters unterschritten sie in den letzten 15 Jahren überhaupt nur zwei Mal.

Von Relevanz ist dies vor allem mit Blick auf die Wiederbefüllung der Speicher für den nächsten Winter 2026/2027. Aktuell (Stand 6. Mai 2026) sind knapp 74 Prozent der Speicherkapazitäten für den kommenden Winter gebucht. Das ist bereits knapp bemessen, selbst wenn die gebuchten Speicherkapazitäten vollständig befüllt werden. Ob es noch weitere Buchungen geben wird und inwieweit die gebuchten Kapazitäten auch befüllt werden, ist derzeit offen. Der üblicherweise als Grundlage für die Buchung und Befüllung von Speichern herangezogene Sommer-Winter-Spread fiel bereits im Januar 2026 phasenweise ins Negative, mit besonders stark negativer Entwicklung in den ersten Wochen des Irankrieges. Aktuell zeichnet sich eine gewisse Erholung ab, allerdings ist nicht klar, ob der Spread die für eine effektive Anreizwirkung benötigte Höhe erreichen wird. Diese Preisentwicklung ist für die Erreichung der benötigten Speicherfüllstände zur Sicherstellung der Versorgung für den nächsten Winter 2026/2027 ein bedenkliches Signal.

4. Regelenergie

Regelenergie wird zum Ausgleich von Schwankungen zwischen Einspeisung und Auspeisung im Fernleitungsnetz mit dem Ziel eingesetzt, einen technisch sicheren und effizienten Netzbetrieb im Marktgebiet zu gewährleisten. Die folgende Tabelle zeigt, wie externe Regelenergie im Marktgebiet THE im Zeitraum 1. Oktober 2025 bis 31. März 2026 eingesetzt wurde.

Tabelle 1: **Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE**

	THE H-GAS		THE L-GAS		THE über TTF		THE über PEG		Gesamt	
	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]
Buy	35.148	1.286.422	1	38	785	25.972	53	1.871	35.986	1.314.303
Sell	3.426	128.268	26.409	914.807	159	4.800	0	0	29.995	1.047.875

Über den Winter lag – wie üblich – netto eine Kaufposition für Regelenergie vor. Das heißt, dass die Käufe die Verkäufe überstiegen. Nach Abzug aller Verkaufsmengen wurde dabei über den Winter und beide Gasqualitäten (H-Gas und L-Gas) hinweg eine Gesamtmenge von 6 TWh als Regelenergie eingekauft. Wie in den Vorjahren zeigte sich dabei allerdings ein unterschiedliches Ergebnis pro Gasqualität: Im H-Gas wurde im Saldo gekauft, während im L-Gas im Saldo verkauft wurde. Die Nettoverkaufsmenge im L-Gas sinkt dabei bereits seit Jahren, mit der Besonderheit in diesem Winter, dass im L-Gas gar keine Regelenergie mehr eingekauft werden musste, weil die Marktteilnehmer ohnehin mehr L-Gas einspeisten, als dort benötigt wurde. Dieses überschüssige L-Gas musste dann teilweise als Regelenergie verkauft werden.

Aus den obigen Regelenergieeinsätzen ergaben sich Gesamtkosten von netto 270 Mio. EUR, was etwa 30 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 387 Mio. EUR lag. Diese Reduktion der Nettokosten (Kosten aus Regelenergieeinkäufen abzüglich Erlösen aus Regelenergieverkäufen) resultierte einerseits aus insgesamt niedrigeren Preisen im Vergleich zum Vorwinter, was die Kosten für Regelenergiekäufe senkte (siehe Abbildung 4), andererseits aus einem höheren Anteil von Verkäufen an den Gesamtmengen, was zu entsprechenden zusätzlichen Erlösen führte.

Neben den tatsächlich eingesetzten kurzfristigen Regelenergiemengen gemäß Tabelle 1 wurden – auf der Grundlage eines Eckpunktepapiers des Bundeswirtschaftsministeriums aus dem Jahr 2015 – für das erste Quartal 2026 zusätzlich sogenannte „Long-Term Options“ (LTO) kontrahiert. Als langfristiges Regelenergieprodukt werden diese zur Absicherung gegen eine nicht ausreichende Verfügbarkeit von Regelenergie auf dem Kurzfristmarkt ausgeschrieben.

Anders als in den letzten Jahren wurde im Herbst für das Jahr 2026 auch der Leistungsmonat Januar wieder mit ausgeschrieben. Grund dafür waren die absehbar niedrigeren Startfüllstände der deutschen Gasspeicher zu Beginn der Auspeicherperiode für den Winter 2025/2026: In den vorherigen Wintern waren die Speicher jeweils zu fast 100 Prozent gefüllt, so dass eine Absicherung von Regelenergiemengen über LTO im Januar nicht nötig war.

Angesichts der Entwicklung der Temperaturen und Speicherfüllstände im Verlauf des Winters wurde im Februar 2026 zusätzlich zur regulären Herbst-Ausschreibung eine Sonderausschreibung durchgeführt, um weitere Leistungen für die zweite Februar- und die erste Märzhälfte abzusichern. Diese Ausschreibung betraf ausschließlich bestimmte Speicheranschlusspunkte im Süden und Nordosten des Marktgebiets THE.

Die ausgeschriebenen Leistungen und zugehörigen Kosten sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 2: **Kontrahierung von LTO für das Q1/2026**

	Kontrahierte Leistung (MWh/h) gesamt	Gesamtkosten aus Leistungspreisen in €
Reguläre Ausschreibung Januar	14.413	16.624.185 €
Reguläre Ausschreibung Februar	14.418	16.359.519 €
Reguläre Ausschreibung März	14.414	17.789.145 €
Sonderausschreibung Februar	21.303	36.943.903 €
Sonderausschreibung März	15.005	22.170.795 €

5. Transporttechnische Herausforderungen und Veränderungen

Die Gaskrise infolge des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine hat die Situation des europäischen Erdgastransportnetzes grundlegend verändert. Der Wegfall der Gaslieferungen aus dem Osten wurde durch erweiterte Importkapazitäten im Norden und im Westen ausgeglichen. Besonders die LNG-Einspeisekapazitäten in den westeuropäischen Ländern wurden ausgebaut, in Deutschland sogar neu geschaffen. Die Transporte innerhalb Deutschlands änderten die Richtung, und die neuen Engpässe im Nord-Süd- und im West-Ost-Transport wurden durch Ausbaumaßnahmen der FNB zumindest teilweise beseitigt. Nach dem Wegfall der Speicherumlage an den Exportpunkten stieg auch der Transit in Richtung Süden und Osten wieder an.

Abbildung 7: **Cluster Nord**

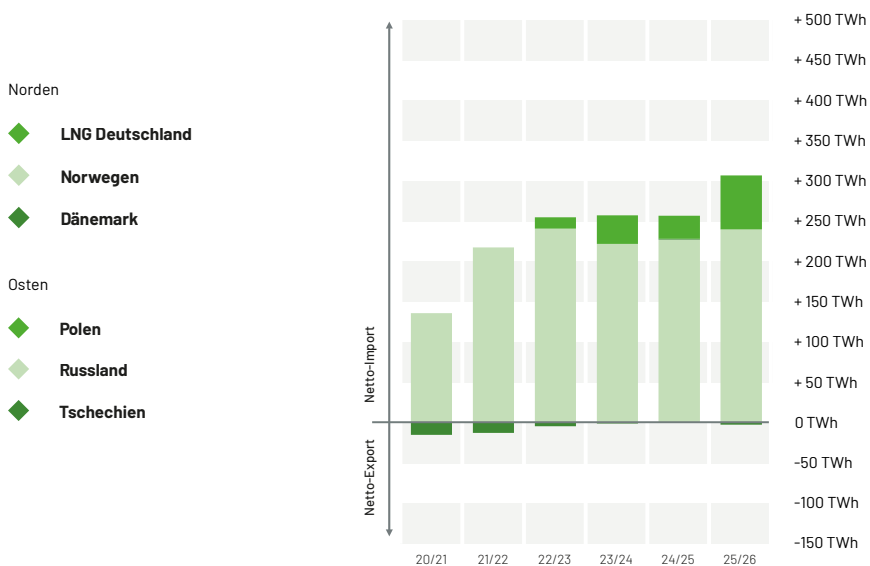


Abbildung 8: **Cluster Ost**

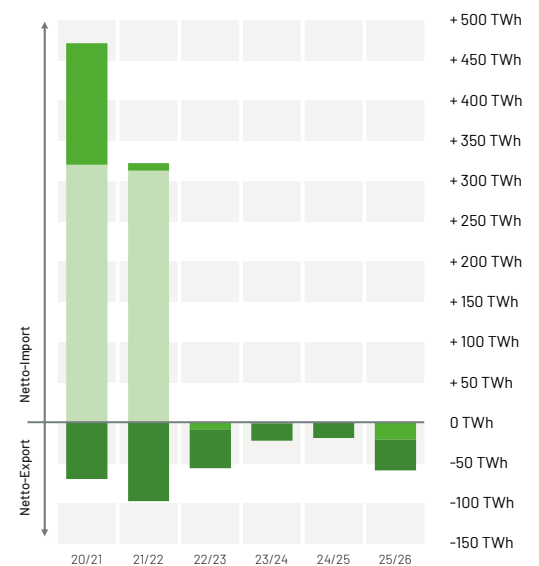


Abbildung 9: **Cluster West**

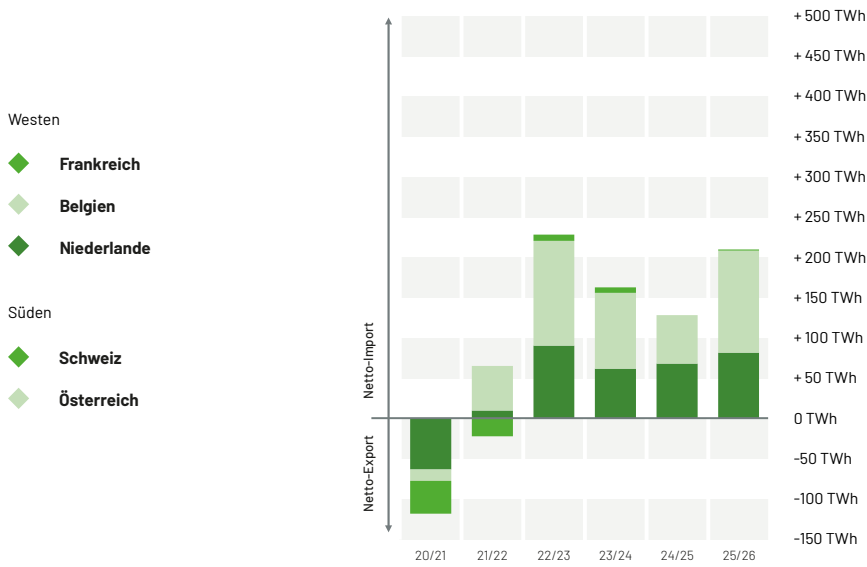


Abbildung 10: **Cluster Süd**

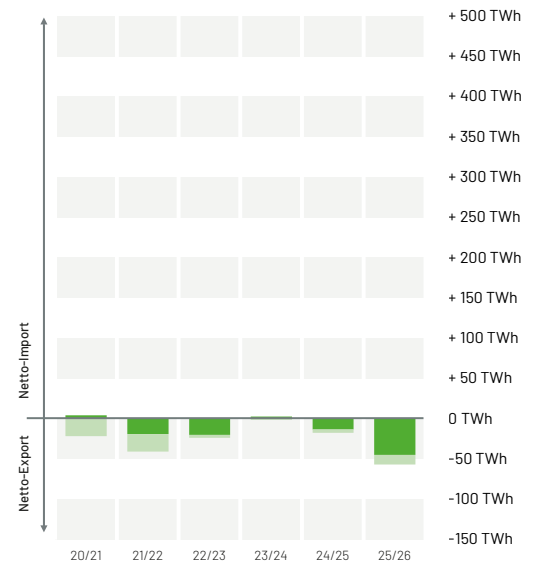


Abbildung 11: **Vergleich Import-/Exportbilanz H-Gas der Winter seit 2020/2021 in TWh**

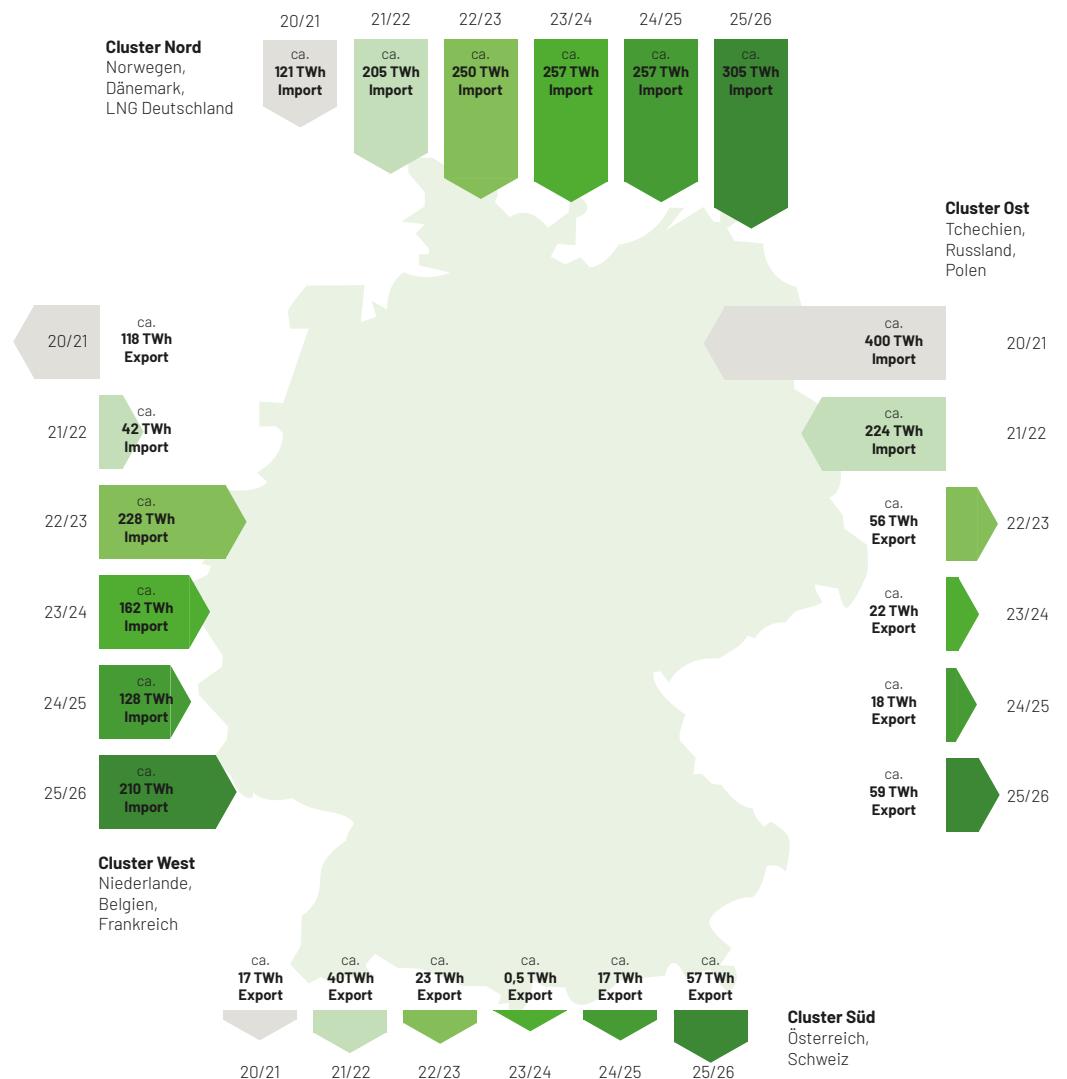


ABB 7-11: ENTSOG-Transparency Platform, eigene Darstellung

Neben diesen generellen Änderungen sind einige spezifische Entwicklungen und Veränderungen in den Lastflüssen, insbesondere in Richtung Osten, Südosten und Süden, zu beobachten. Diese ergeben sich aus dem Wetter, der Technik, dem Markt bzw. einer Kombination daraus. Da Gas im Energie-Mix Polens eine zunehmende Bedeutung einnimmt, wurden insbesondere während des Kälteeinbruchs im Januar große Mengen nach Polen exportiert, die das Transportsystem für West-Ost-Transporte zusätzlich belasteten. Die niedrigen Startfüllstände einzelner Speicher (siehe hierzu Kapitel 3) führten zu einer Verlagerung der Ausspeicherung auf andere Speicher, die zum Teil transporttechnisch ungünstiger liegen. Dadurch ergab sich eine erhöhte Transportlast bis hin zur maximalen Auslastung nach West-Ost und Nord-Süd. Über mehrere Wochen wurden zur Vermeidung von Unterbrechungen Reserve-Verdichter dazugeschaltet, um den Transport abzusichern. So konnte – unter Inkaufnahme schwächerer Resilienz des Netzes – mehr Gas transportiert werden.

Auch das Wetter beeinflusste den Gastransport deutlich. Besonders während der Kältewelle im Januar stieg der Export nach Süden, insbesondere in die Schweiz und nach Österreich, an manchen Tagen bis zur maximalen Ausspeisekapazität.

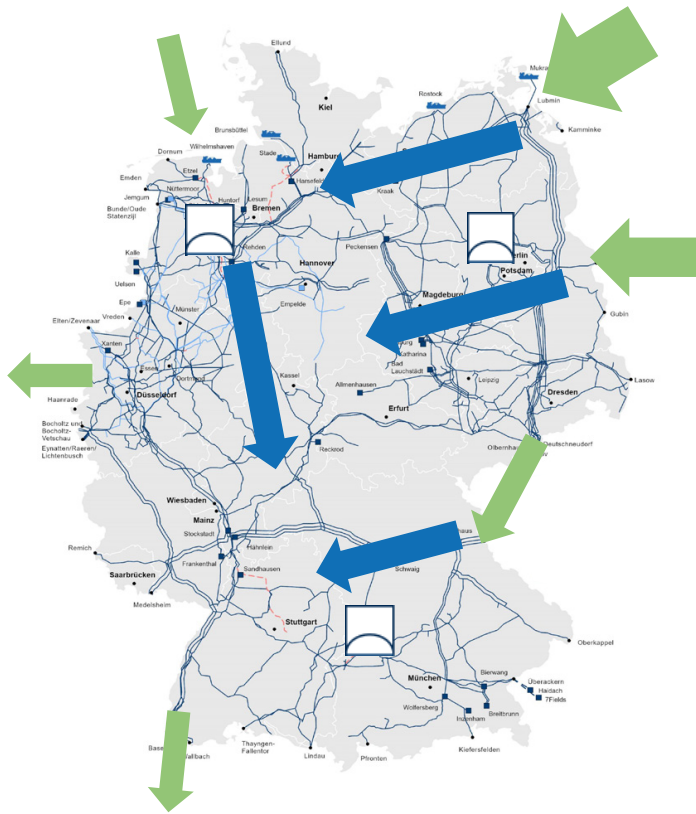
Im Februar führten die sehr niedrigen Füllstände der deutschen Speicher zu einer deutlich verringerten verfügbaren Ausspeicherleistung. Zur Entlastung im Süden haben die vergleichsweise gut gefüllten österreichischen Speicher und die ab Januar einsetzenden Importe aus Frankreich und zeitweise aus der Schweiz beigetragen. Trotzdem hätte eine späte Kältewelle zu Engpässen, insbesondere in den Regelenergiezonen im Süden und im Nordosten des Marktgebiets, führen können.

Zum Ende Februar stiegen die Temperaturen in allen relevanten Gebieten Europas, wodurch die noch vorhandenen Einspeiseleistungen in die Netze auch für den Restwinter ausreichten. Außer der Sonderausschreibung der LTO als Vorsorgemaßnahme zur Absicherung potenziell benötigter Regelenergie waren daher keine weiteren Maßnahmen erforderlich.

Dieser Winter hat auch gezeigt, dass LNG-Einfuhren im Gegensatz zu Pipeline-Importen aus marktlichen, technischen und witterungsbedingten Gründen von nicht beeinflussbaren Schwankungen betroffen sind. Besonders der längere Ausfall des LNG-Terminals in Mukran aufgrund der zugefrorenen Ostsee verschärfte den West-Ost-Transport zusätzlich, da die fehlende Einspeisung durch Speicher kompensiert werden musste.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber lösten diese transporttechnischen Herausforderungen durch ein abgestimmtes Engpassmanagement und konnten so die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleisten. Zudem wurde durch eine Intensivierung der Kooperation mit europäischen Fernleitungsnetzbetreibern die Versorgungssicherheit gestärkt. Zur Verbesserung der Transportstabilität wurden die Abstimmungsprozesse mit dem dänischen und dem polnischen Netzbetreiber zur technischen Unterstützung erweitert.

Abbildung 12: **Veränderung des Gastransports, 2021 - 2026**



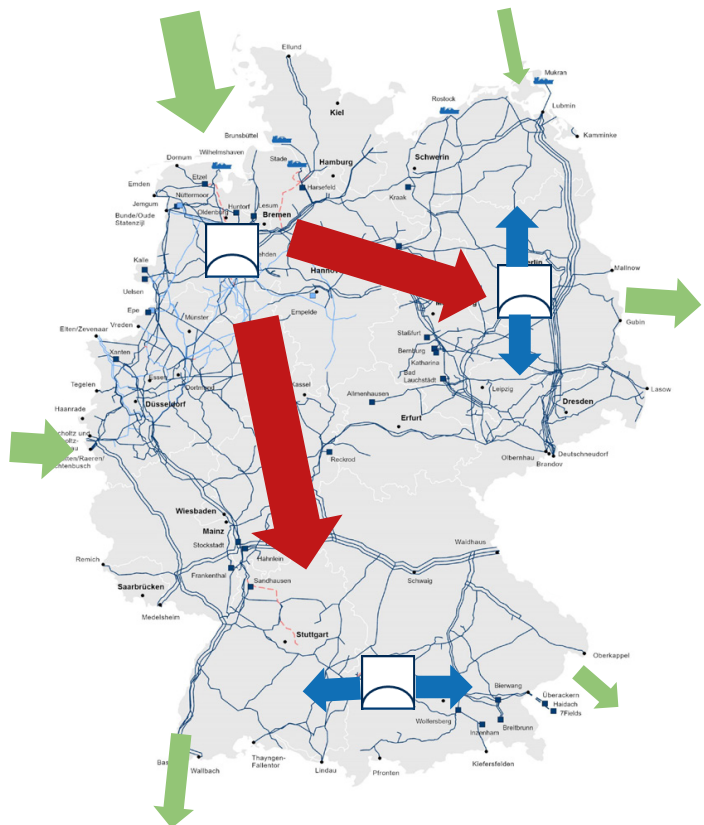
2021

- Lieferstellen im Osten und im Norden
- Verteilung auf Nord/Mitte/Süd, dadurch gute Anbindung der Verbrauchsschwerpunkte
- Transite Richtung Westen und Südwesten
- Preiswertes Sommergas durch Pipelines

- Fernleitungsnetz H-Gas
- Fernleitungsnetz L-Gas
- - - Fernleitungsnetz Planung
- ■ ■ Speicheranschluss Ausland
- Speicher am Fernleitungsnetz H-Gas
- Speicher am Fernleitungsnetz L-Gas
- LNG Anlagen
- Speicher

2026

- Lieferstellen im Norden und im Westen
- Transporte Richtung Osten und Süden an kalten Tagen ausgelastet
- Fehlende Mengen im Osten und Süden müssen aus den dortigen Speichern kommen
 - Gefährdung der Versorgungssicherheit durch zu niedrige Füllstände und zu niedrige Ausspeicherleistung
- LTO zur Absicherung der Regelenergie-Leistung aus Speichern
- Durch Anbindung an den LNG-Weltmarkt weniger preiswertes Sommergas



Seit der Energiekrise 2022 arbeiten die FNB daran, die Einbindung der LNG-Infrastruktur in Deutschland auszubauen. Diese Arbeiten dauern an und konzentrieren sich inzwischen darauf, die West-Ost- und Nord-Süd-Transportkapazitäten zu verbessern. Hier sind insbesondere folgende Projekte aufzuführen:

- Im Dezember nahm OGE die Etzel-Wardenburg Leitung (EWA) in Betrieb, wodurch der Nord-Süd-Transport weiter gestärkt und die Anbindung der LNG-Terminals in Wilhelmshaven verbessert wurde. Die zweite Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) ist seit März 2025 in Betrieb, damit hat sich die in Wilhelmshaven verfügbare LNG-Leistung beinahe verdoppelt. Der Bau der TENP III erhöhte zudem im Jahr 2025 deutlich die Kapazität des Transportes in Richtung Schweiz, und diese wurde insbesondere während des Winters wiederholt genutzt.
- Die bayernets hat die Bauarbeiten an der Gastransportleitung AUGUSTA Ende 2025 fertiggestellt und die Leitung in Betrieb genommen. Die Pipeline führt im Regierungsbezirk Schwaben von Wertingen nach Kötz auf einer Gesamtlänge von insgesamt 40,5 Kilometern durch die Landkreise Dillingen an der Donau und Günzburg. Mit dem Leitungsprojekt leistet bayernets einen wesentlichen Beitrag, um die Versorgungssicherheit im süddeutschen Raum weiter zu verbessern. So bindet die Leitung neue Gaskraftwerke sowie Baden-Württemberg an die Gasspeicher im süd-bayerischen und Salzburger Raum an.
- Gasunie Deutschland baut aktuell an der rund 87 Kilometer langen Energietransportleitung ETL 182 (Elbe Süd – Achim). Sie soll Ende 2027 in Betrieb genommen werden. Die Leitung bindet die Importterminals Stade und Brunsbüttel an das deutsche Fernleitungsnetz an und ermöglicht so den Abtransport von regasifiziertem LNG. Zusammen mit der neuen, elektrisch betriebenen Verdichterstation Achim-West ist die Leitung ein wesentlicher Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit in Deutschland.
- GASCADE erweitert die Verdichterstation Rehden bis Ende 2026 erheblich, um den Abtransport aus Norddeutschland zu verbessern. Die Transportleitung NEL von Rehden nach Lubmin stellt heute eine wichtige Transporttrasse von West nach Ost dar. Etwa in der Mitte, in Wittenburg, soll bis Herbst 2028 eine neue Verdichterstation die Transportleistung deutlich erhöhen.

2

Teil 2 Neue Marktstruktur Erdgas: LNG-Markt und Speicherabsicherung

1. Aktueller Stand

Seitdem kein Pipeline-Gas mehr aus Russland nach Deutschland fließt und Europa seine Erdgasinfrastruktur verstärkt mit LNG speist, wandelte sich der Markt zunächst graduell und inzwischen verstärkt von einem Pipeline-Markt zu einem LNG-Markt. LNG spielt somit im Erdgasmarkt eine zentrale Rolle. Dies spüren wir in Deutschland seit der Sperrung der Straße von Hormus für den Schiffsverkehr und dem Stopp der LNG-Produktion in Katar in Folge des Iran-Krieges seit Ende Februar 2026 besonders deutlich. Zwar beeinflusst der Stopp der Lieferungen aus Katar die Gasversorgung in Deutschland aktuell nicht, da Deutschland kein LNG direkt von dort importiert.² Jedoch können fehlende Mengen in benachbarten Ländern die Exporte aus Deutschland steigen lassen. Aktuell scheinen die Quellen der Erdgasversorgung ausreichend diversifiziert und am Markt verfügbar, auch wenn das geringere Angebot die Preise nach oben treibt. Gleichzeitig spitzt sich aufgrund der Turbulenzen an den Energiemärkten die Lage der deutschen Speicher zu (siehe Kapitel 3 in Teil 1 dieses Berichts).

Die FNB gehen davon aus, dass die bisher üblichen positiven Sommer-Winter-Spreads künftig nicht mehr sicher in der erforderlichen Größenordnung zu erwarten sind. Grund dafür ist der Wegfall der russischen Pipeline-Gasmengen, die nun durch LNG-Einspeisungen ersetzt werden.

Die jüngeren Entwicklungen zeigen, wie anfällig das bisherige System der Speicherbefüllung ist. Sie erfordern ein Umdenken darüber, welche Folgen exogene Schocks grundsätzlich für die Versorgungssicherheit haben oder haben können. Langfristig führt kein Weg daran vorbei, den Befüllungsprozess neu zu bewerten und entsprechende Vorkehrungen zu treffen. Die FNB haben in den letzten Monaten immer wieder auf die angespannte Lage der Speicher hingewiesen. Im Winterrückblick 2024/2025 haben sie erstmals einen Vorschlag zur Speicherabsicherung und für ein höheres Niveau der Versorgungssicherheit unterbreitet. Dieses umfasst zwei Instrumente: eine speicherbasierte Sicherheitsreserve und eine Lieferantenverpflichtung. Damit ließen sich die für ein resilientes Erdgassystem notwendigen Füllstände in deutschen Erdgasspeichern sichern. Da der L-Gas-Markt schrumpft, bleibt er in den weiteren Ausführungen unberücksichtigt.

Die FNB sind überzeugt, dass eine neue Marktordnung notwendig ist, um die Erdgasversorgung zu sichern. Dabei müssen Gashändler und -lieferanten stärker einbezogen und in die Verantwortung genommen werden. Im folgenden Abschnitt wird erläutert, wie der LNG-Markt und Speicherabsicherung die Versorgungssicherheit beeinflussen. Abschließend wird noch einmal das Kombinationsmodell aus speicherbasierter Sicherheitsreserve und Lieferantenverpflichtung genauer dargestellt.

2. LNG als Instrument der Versorgungssicherheit?

Der globale LNG-Markt

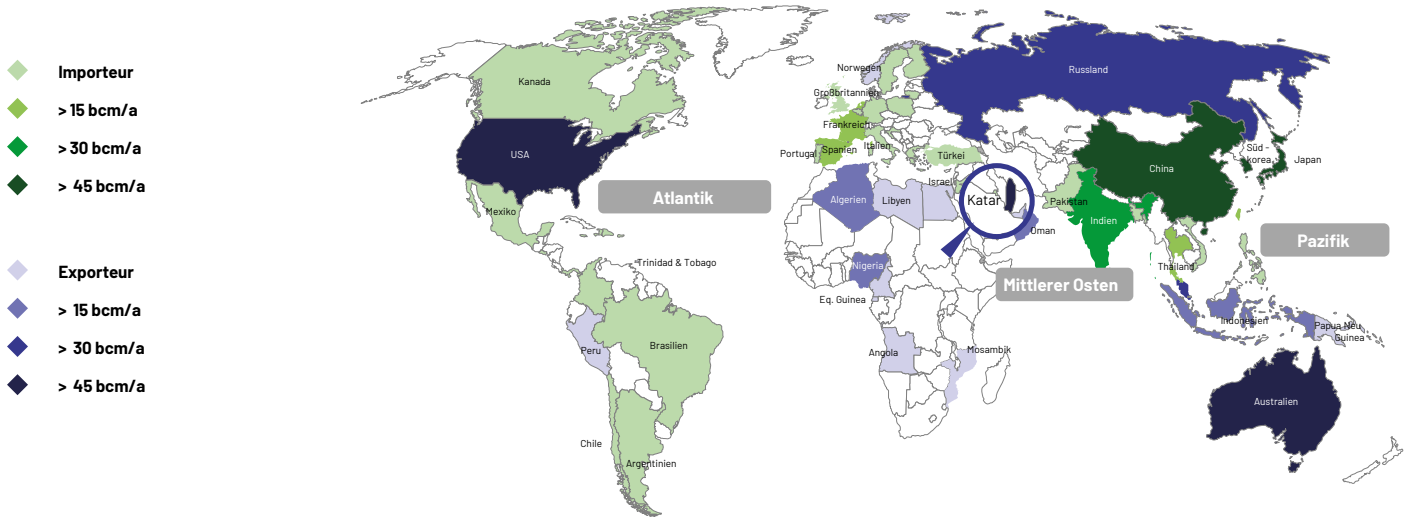
Die USA, Katar und Australien sind die größten Exporteure im globalen LNG-Markt. Darüber hinaus sind Russland und Algerien aufgrund ihrer geografischen Nähe für Europa bedeutende Akteure unter den Lieferländern.

Neben Europa importieren vor allem Länder in Asien und Südamerika LNG. Japan und Südkorea importieren schon seit langer Zeit LNG. Inzwischen ist China der größte Abnehmer, während Indien, Pakistan und andere Länder ihre Importe stetig steigern.

2: Der Anteil von LNG aus Katar an den europäischen Importen fällt gering aus. Im Jahr 2025 betrug er ca. 8,2 %. Quelle: Daten aus dem S&P Global Energy CERA, eigene Berechnungen. Der Anteil am gesamten Erdgasverbrauch der EU betrug ca. 3,8%.

Quelle: [Europäischer Rat](#)

Abbildung 13: **Globale Verteilung der LNG-Exporte und -Importe 2024**

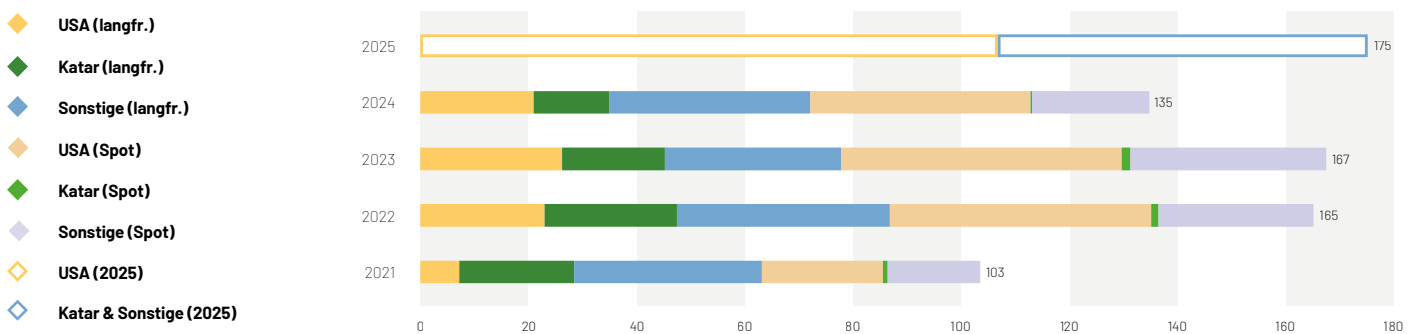


Das weltweite Handelsvolumen an LNG im Jahr 2025 betrug knapp 600 Mrd. Kubikmeter Gas (nach ca. 560 Mrd. Kubikmetern im Jahr zuvor), wobei 175 Mrd. Kubikmeter auf Europa entfielen (gem. GIIGNL 2025 & IEA).

Die drei größten Exporteure – USA, Katar und Australien – lieferten im Jahr 2024 insgesamt ca. 335 Mrd. Kubikmeter Gas und im Jahr 2025 ca. 380 Mrd. Kubikmeter. Für Europa sind vor allem die USA wichtig, die erst in den vergangenen zehn Jahren zu einem großen LNG-Exporteur aufgestiegen sind.

Seit der Versorgungskrise von 2022 hat Europa seine LNG-Importe deutlich ausgeweitet, wobei insbesondere die Importe aus den USA unter kurzfristigen Verträgen (Spot-Lieferungen) stark angestiegen sind.

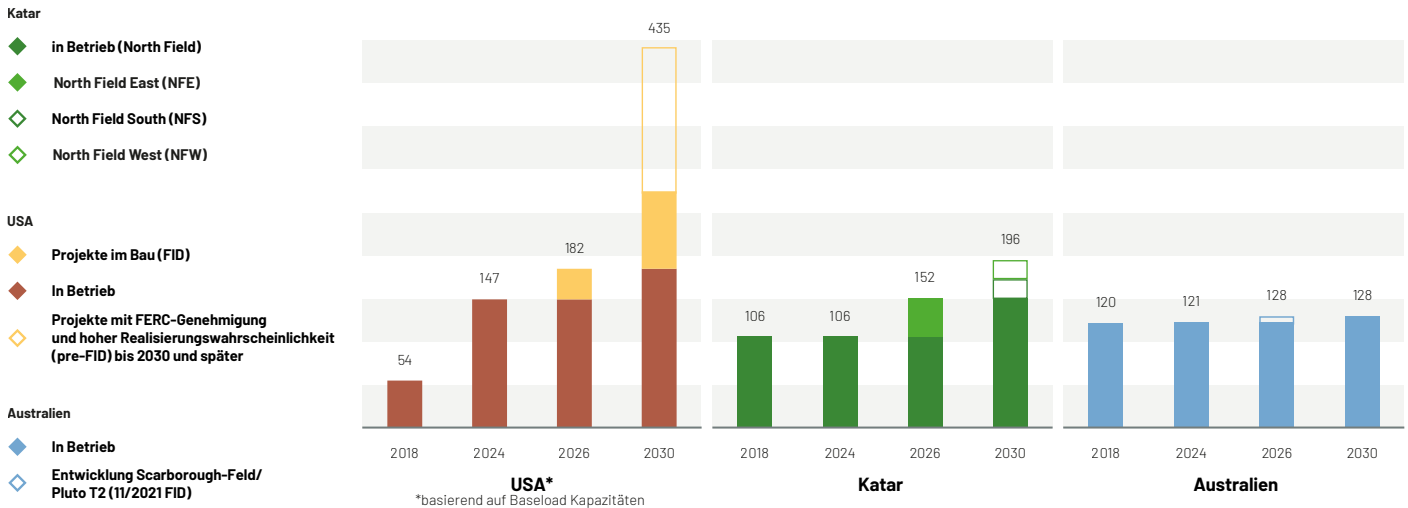
Abbildung 14: **Europäische LNG-Importe nach Lieferländern und lang- und kurzfristigen Verträgen in Mrd. Kubikmetern pro Jahr**



Nach außergewöhnlich hohen LNG-Importen von über 160 Mrd. Kubikmetern Gas in den Jahren 2022 und 2023 sanken die LNG-Einfuhren nach Europa im Jahr 2024 wieder etwas auf ca. 135 Mrd. Kubikmeter Gas. Sie lagen damit aber immer noch deutlich über dem Vorkrisenniveau von gut 100 Mrd. Kubikmetern Gas. Im Jahr 2025 stiegen die Importe wieder um ca. 40 Mrd. Kubikmeter gegenüber dem Vorjahr und erreichten damit einen historischen Höchststand.

Die USA werden als LNG-Lieferant für Europa voraussichtlich noch wichtiger. Grund dafür sind das geplante Ende der LNG-Importe aus Russland sowie ein aktuell starker Kapazitätsausbau in den USA.

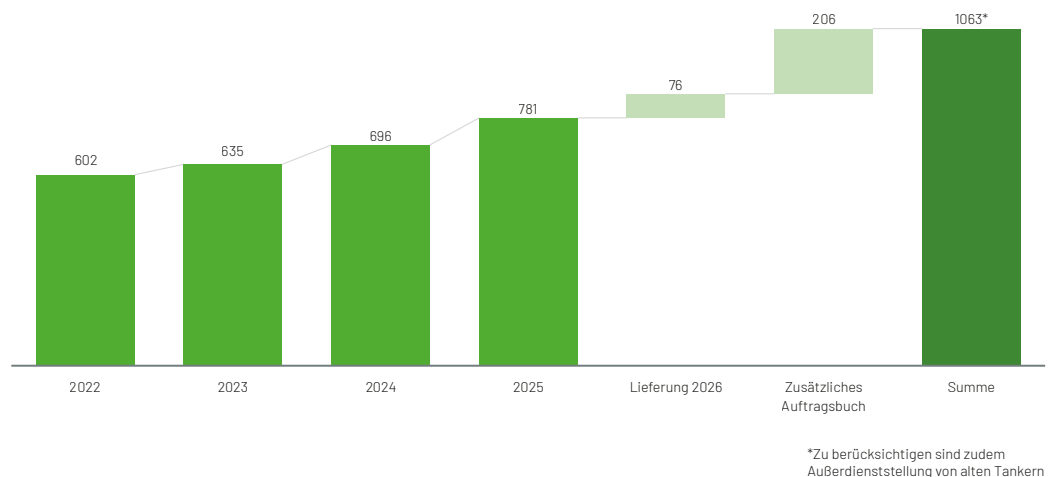
Abbildung 15: **Kapazitätsentwicklung der drei großen Exporteure in Mrd. Kubikmetern pro Jahr**



Neben den USA baut auch Katar seine Verflüssigungskapazitäten erheblich aus, während Australiens Exportkapazität bis 2030 weitgehend unverändert bleiben wird. In Katar jedoch gefährden der Irankrieg, die dadurch entstandenen Schäden an LNG-Produktionsanlagen sowie die weitgehende Sperrung der Straße von Hormus für den Schiffsverkehr jedoch nicht nur den Kapazitätsausbau (vor allem im Hinblick auf den Zeitpunkt der Fertigstellung), sondern vorerst auch den Betrieb bestehender LNG-Produktionsanlagen.

Voraussetzung für künftige LNG-Lieferungen nach Europa sind nicht nur ausreichende weltweite LNG-Produktionskapazitäten (sowie eine hinreichende globale Verflüssigungskapazität), sondern auch eine entsprechend große LNG-Tankerflotte.

Abbildung 16: **Entwicklung der globalen Flotte an LNG-Tankern**



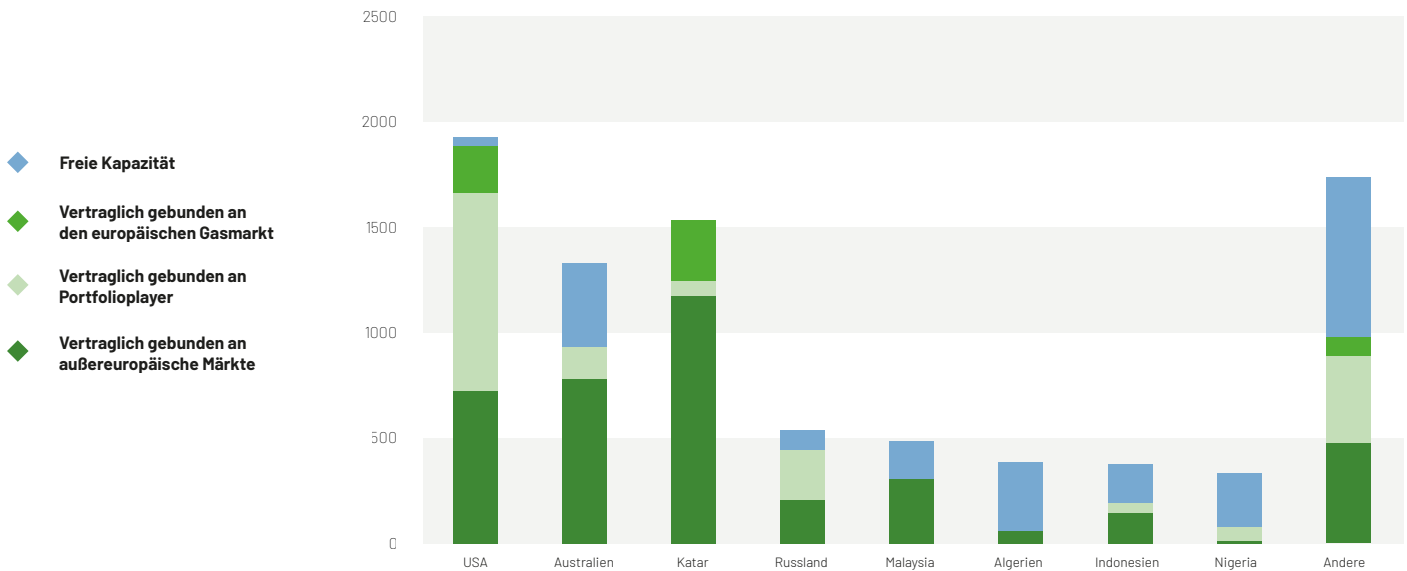
Es ist davon auszugehen, dass die Flotte an LNG-Tankern in den nächsten Jahren von unter 800 auf über 1.000 Schiffe anwachsen und dadurch ein deutliches Wachstum des LNG-Markts ermöglichen wird, ohne dass es bei der Transportkapazität zu Engpässen kommt.

Neben den Verflüssigungs- und Transportkapazitäten bestimmen auch bestehende LNG-Verträge, wieviel LNG künftig für Europa zur Verfügung steht.

Mengen, für die bereits langfristige Lieferverträge nach Europa geschlossen wurden, können als gesichert gelten. Dagegen sind Mengen, die durch langfristige Verträge an andere Regionen gebunden sind, für Europa nicht zugänglich.

Vertraglich ungebundene Mengen lassen sich über kurzfristige Verträge (Spot-Lieferungen) nach Europa, aber auch in andere Regionen liefern. Hier konkurrieren Abnehmer um die verfügbaren Ressourcen.

Abbildung 17: **Weltweite Verflüssigungskapazitäten und vertraglich gebundene Mengen im Jahr 2026**



Die in der Abbildung dargestellten, vertraglich gebundenen Mengen für Europa ließen sich durch den Abschluss weiterer Langfristverträge erhöhen. SEFE beispielsweise plant, demnächst Ausschreibungen für LNG-Lieferungen im Zeitraum 2027 bis 2036 durchzuführen. Ein Teil der vertraglich an Portfolio player gebundenen Mengen ist noch nicht fest weitervermarktet und steht daher teilweise für Spot-Lieferungen - und damit grundsätzlich auch für Europa - zur Verfügung. Im Prinzip können nicht vertraglich gebundene Mengen (freie Kapazitäten) unter Spot-Verträgen in alle Zielmärkte, einschließlich Europa, fließen.

Aus der dargestellten Vertragssituation und den geografischen Gegebenheiten folgt, dass die USA für Europa eine Schlüsselrolle einnehmen, vor allem im Hinblick auf zusätzliche Lieferungen. Australien liefert aufgrund der Entfernung LNG vorwiegend nach Asien. Russland fällt als LNG-Lieferant für die EU auf absehbare Zeit weg, und die katarischen Mengen sind bereits vertraglich gebunden. Zudem bleiben sie, wie oben erwähnt, durch den Iran-Krieg vorerst unsicher.

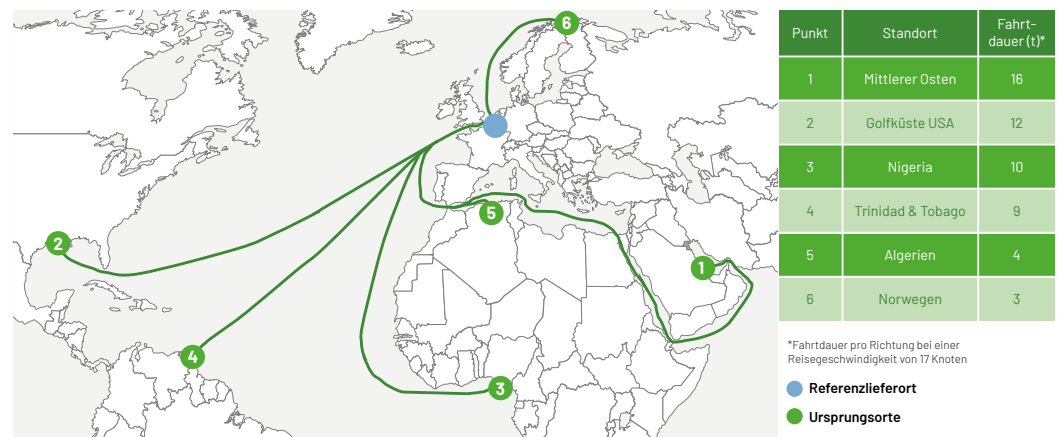
Reaktionsgeschwindigkeit einer LNG-basierten Versorgung

Die Versorgung mit LNG erfordert Planung, da vertragliche Fristen und die LNG-Logistikette bestimmen, wie lange es dauert, ein gefördertes Gasmolekül vom Produktions- zum Verbrauchsort zu bringen.

Ausschlaggebend ist insbesondere die Dauer des Schiffstransports vom Verflüssigungs- zum Regasifizierungsterminal. Die folgende Abbildung zeigt die Transportzeiten von wichtigen LNG-Ursprungsorten an einen Referenzlieferort in Nordwesteuropa. Da ein LNG-Tanker beim Ablegen sein Fahrtziel kennen muss, ergibt sich aus den Fahrtzeiten ein Mindestvorlauf. Für die hauptsächlichen Lieferanten der EU liegt er bei bis zu 16 Tagen.

ABB 17: Hendrik Diers/Ann-Kathrin Klaas, Ausblick auf den europäischen Gasmarkt im Jahr 2026. Niedrige Speicherfüllstände erhöhen die Abhängigkeit von LNG-Importen. [EWI-Analyse, 28.01.2026, S. 11](#)

Abbildung 18: **LNG-Lieferrouten und Fahrtzeiten nach Nordwesteuropa**



Die LNG-Vermarktung beginnt meist früher, sobald der Verkäufer das Datum für die Beladung des Tankers am Verflüssigungsterminal erfährt. Das sind mehrere Tage vor der Abfahrt vom Verflüssigungs- zum Regasifizierungsterminal, da der Tanker zunächst zum Verflüssigungsterminal gebracht werden muss und die Beladung selbst ebenfalls Zeit in Anspruch nimmt.

Die Vorlaufzeit für die Vermarktung von Spot-Lieferungen liegt in der Regel bei zwei bis sechs Wochen.

Kürzere Vorlaufzeiten können auftreten, wenn ein Tanker kurzfristig umgeleitet wird – z. B. aufgrund veränderter Marktumstände. Das geschieht, wenn ein hoher Zusatzlös eine mögliche Vertragsstrafe für den Ausfall einer bereits zugesagten Lieferung übersteigt oder eine „Cancellation Option“ im Liefervertrag greift. Solche kurzfristigen Umleitungen bereits zugesagter Lieferungen sind im LNG-Geschäft jedoch selten. Sie treten meist bei plötzlichen, starken Veränderungen der Marktumstände und dadurch bedingten Preisschwankungen im Spot-Handel auf – wie in der Krise von 2022 oder nach dem Ausfall der katarischen LNG-Mengen im ersten Halbjahr 2026 infolge des Irankriegs.

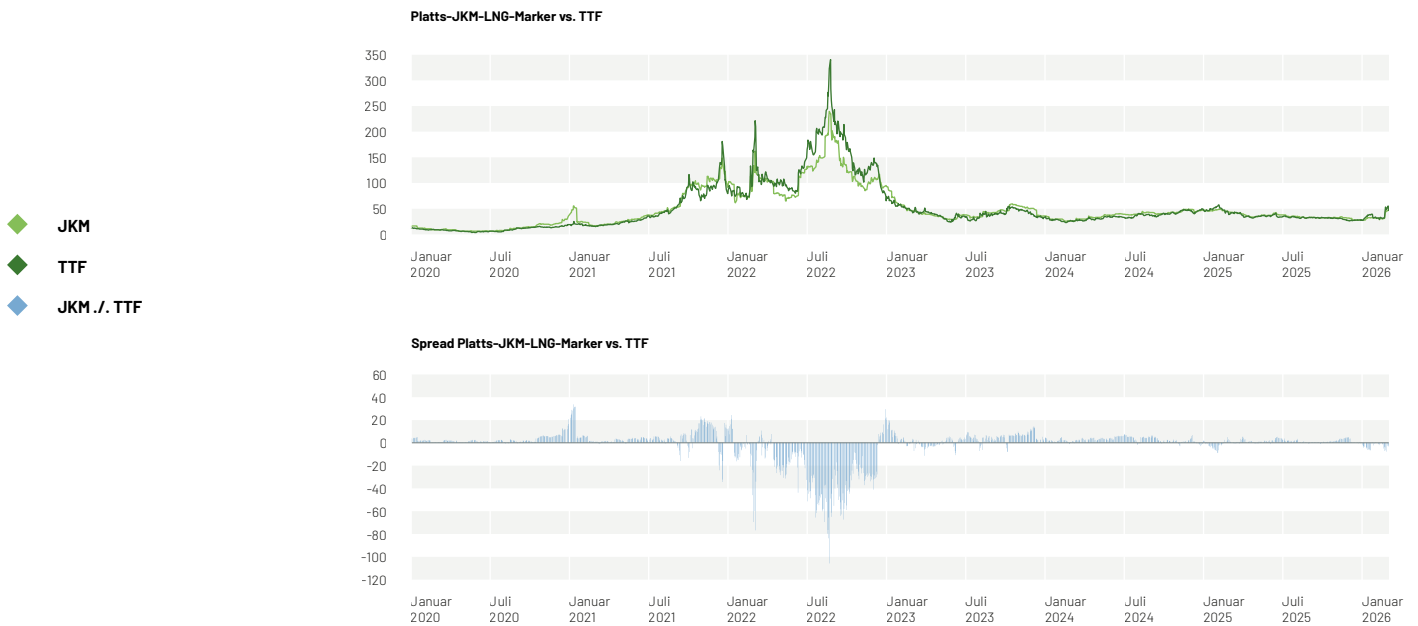
Preise im globalen LNG-Markt

Die Preise im globalen LNG-Handel unterscheiden sich je nach Vertragsart. Die Preisregelungen in langfristigen LNG-Lieferverträgen sind sehr heterogen und zumeist über Preisformeln an Referenzmärkte (wie z. B. Erdgashandelsmärkte in Europa oder Nordamerika oder Ölpreise vornehmlich in Asien) indexiert. Im Spot-Handel dagegen sind die Preise homogener. Die wachsende Bedeutung von LNG und insbesondere des Spot-Handels hat in den letzten Jahren zu einer Konvergenz von Preisen in verschiedenen Erdgas-Handelsmärkten und im LNG-Handel geführt.

Handelsmärkte für Erdgas gibt es u. a. in der EU in verschiedenen Marktgebieten sowie in Nordamerika. Der, gemessen am Handelsvolumen, größte Handelsplatz Nordamerikas ist der Henry Hub an der US-Golfküste (Golf von Mexiko). In der EU und am Henry Hub wird gasförmiges Erdgas gehandelt.

Es existiert zudem ein Spot-Handelsmarkt für LNG, der jedoch nicht an bestimmte Regionen gebunden ist. Preisagenturen veröffentlichen dafür Referenzpreise, etwa den Japan-Korea-Marker (JKM) von S&P Global Platts für den fernöstlichen Raum. Vor der Versorgungskrise 2022 lag der JKM-Preis in der Regel deutlich über den Handelspreisen in Europa, während die Preise am Henry Hub sowohl unter dem JKM als auch niederländischen TTF lagen.

Abbildung 19: **JKM-Preismarker vs. TTF, 2020-2026**



In der Versorgungskrise 2022 änderte sich das Verhältnis zwischen europäischen Handelspreisen und dem JKM und die europäischen Handelspreise lagen zum Teil deutlich über den JKM-Preisen. In den letzten Jahren haben sich JKM-Preise und europäische Hub-Preise wieder angenähert, wobei der JKM-Preis meist etwas höher liegt, zuweilen aber auch der europäische Handelspreis.

3. **Absicherung des Leistungsbedarfs durch Speicher**

Gasspeicher sind das wichtigste Flexibilitätsinstrument in der Gasversorgung. Sie erlauben eine saisonale Strukturierung, sind elementar im Management von Leistungsspitzen und sichern gegen Lieferengpässe ab.

Entscheidende Parameter eines Speichers sind das verfügbare Arbeitsgasvolumen, die mögliche Aus- und Einspeicherleistung und die Kennlinie, die das Verhältnis zwischen Speicherfüllstand und Ein- oder Ausspeicherleistung beschreibt. Diese Parameter bestimmen, wie schnell ein Speicher Gas umschlagen kann. Die Ausspeicherleistung eines Speichers liegt im Schnitt doppelt so hoch wie die Einspeicherleistung. Daher dauert die Befüllung eines Speichers etwa doppelt so lange wie die Entleerung.

Untergroundspeicher für Erdgas werden, je nach geologischer Formation, in Poren- und Kavernenspeicher eingeteilt. Porenspeicher, meist ehemalige Gasfelder, die nach ihrer Ausförderung in Gasspeicher umgewidmet wurden, benötigen mehr Zeit zur Befüllung und Entleerung. Kavernenspeicher sind ausgesalzte Hohlräume in unterirdischen Salzformationen. Sie zählen zu den schnelleren Speichern und erlauben kurzfristig eine vergleichsweise hohe Ausspeicherleistung im Verhältnis zum Arbeitsgasvolumen.

Aufgrund der unterschiedlichen geologischen Gegebenheiten liegen die Kavernenspeicherstandorte überwiegend in Nordost- und Nordwestdeutschland, während in Süddeutschland und Österreich vornehmlich Porenspeicher zu finden sind.

Zusammenwirken von Speichern und LNG-Lieferungen als Absicherungsinstrumente mit unterschiedlichen Eigenschaften

Speicher und LNG sind komplementäre Instrumente zur Gewährleistung der Gas-Versorgungssicherheit:

- Gas aus inländischen Speichern steht dem einheimischen Markt jederzeit und unmittelbar zur Verfügung. LNG hingegen muss über entsprechende Versorgungswege erst beschafft werden. Speicher können innerhalb weniger Stunden auf eine veränderte Aufkommens- und Nachfragesituation reagieren, während LNG-Beschaffung Tage bis mehrere Wochen dauert.
- Der kurzfristige Beitrag von Speichern zur Leistungsbilanz ist etwa zehnmal höher als der inländischer LNG-Terminals.
- Der Beitrag zum strukturellen Ausgleich der saisonalen Verbrauchsschwankungen ist bei Gasspeichern sehr hoch, während LNG stark von der Auslastung der Regasifizierungsterminals abhängt – je höher der Auslastungsgrad, desto weniger Spielraum für saisonale Strukturierung. Die Gasbilanz des Speicherjahres 2025/2026 (siehe Abbildung 6) zeigt, dass LNG-Lieferungen über das Jahr eher gleichmäßig erfolgen und kaum zur saisonalen Strukturierung beitragen.
- Im Gegensatz zu LNG-Lieferungen stellen Speicher keine Nettoaufkommensquelle dar, da sie nur zuvor gespeicherte Moleküle abgeben können. Erst kontinuierliche LNG-Lieferungen erlauben es den Speichern, ihre spezifischen Vorteile auszuspielen.
- Im internationalen Gashandel – ob für LNG oder Pipeline-Gas – drohen stets geopolitische Risiken wie Kriege, Naturkatastrophen, technisches Versagen oder Handelsblockaden. Diese externen Risikofaktoren entfallen für bereits in inländischen Speichern eingelagertes Gas.

Abbildung 20: **Speicher vs. LNG als Vorsorgeinstrument für Gasversorgungssicherheit**

Kriterium	Speicher	LNG
Unmittelbare Verfügbarkeit	Ja	Nein
Latenz	Stunden	Tage bis Wochen
Beitrag zur Leistungsbilanz	7.081 GWh/d	555 GWh/d
Beitrag zur Saisonalität	Hoch	Auslastungsabhängig*
Netto-Lieferquelle	Nein	Ja
Geopolitisches Risiko	Nein	Ja

*bei hoher Terminalauslastung ist kein saisonales Profil der LNG-Importe möglich

Absicherungsbedarfe

Bei den Absicherungsbedarfen ist nach dem Absicherungszweck – saisonale Strukturierung, Abdeckung von Bedarfsspitzen, Absicherung gegen Versorgungsengpässe – zu unterscheiden.

In Deutschland werden ca. 2/3 des Gases im Winterhalbjahr und 1/3 des Gases im Sommerhalbjahr verbraucht. Um diese saisonalen Unterschiede über Gasspeicher abzubilden, werden ca. 175 TWh an Arbeitsgasvolumen benötigt.

Die Absicherung gegen Versorgungsengpässe hängt vom angenommenen Engpass-szenario ab. Im FNB Gas Winterrückblick 2024/2025 wurden verschiedene Szenarien am Beispiel einer Einschränkung der Lieferungen aus Norwegen als der größten Lieferquelle untersucht – die daraus resultierenden Absicherungsbedarfe an eingespeichertem Gas bewegen sich, abhängig von der Größe und Dauer der Einschränkung, zwischen knapp 10 TWh und ca. 35 TWh.

Bedarfsspitzen treten regelmäßig im Winterhalbjahr auf, und zwar zumeist in den Monaten Januar und Februar und mit etwas geringerer Amplitude auch im Dezember und März.

Im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 werden feste Import-Transportkapazitäten von täglich ca. 4,3 TWh/d nach Deutschland ausgewiesen. Eine Analyse aller netztechnischen Importmöglichkeiten und der tatsächlichen physischen Flüsse von Erdgas nach Aufkommensquellen zeigt jedoch, dass nicht mehr als 3 TWh/d importiert werden. Daher empfiehlt FNB Gas, bei der Berechnung von Absicherungsbedarfen dieses reduzierte Niveau einzustellen.

Zur Ermittlung des Absicherungsbedarfs werden zwei Bedarfssituationen und drei Aufkommensszenarien analysiert. Die Grundlage der Analyse bilden die seit der Gaskrise veränderten Gasflüsse und Aufkommensszenarien – basierend auf jüngeren Daten.

Abbildung 21: **Aufkommensszenarien zur Ermittlung des Absicherungsbedarfs bei Bedarfsspitzen**

Lieferquelle	GWh/d Basis/ Kapazität	GWh/d Durchschnittl. Aufkommen	GWh/d Knappes Aufkommen	GWh/d Auskömmliches Aufkommen
Norwegen	1.231	1.169	1.108	1.231
In % des durchschnittlichen Aufkommens			95%	105%
Niederlande	hist. Flüsse	731	576	887
In % des durchschnittlichen Aufkommens			79%	121%
Belgien	hist. Flüsse	565	467	663
In % des durchschnittlichen Aufkommens			83%	117%
DE LNG	516	490	439	516
In % des durchschnittlichen Aufkommens			89%	105%
DE Prod.	Erfahrungswert	112	106	118
In % des durchschnittlichen Aufkommens			95%	105%

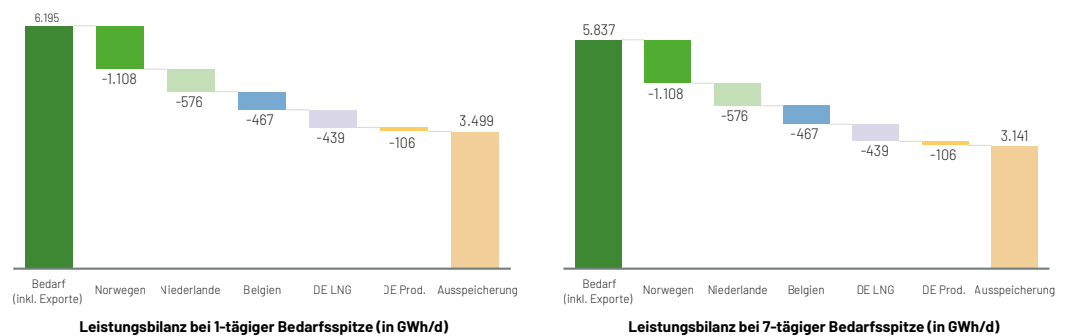
Es werden drei Aufkommensszenarien unterschieden:

- Das durchschnittliche Aufkommensszenario basiert auf den Beobachtungs- und Erfahrungswerten seit 2022. Für Norwegen und LNG-Lieferungen aus deutschen Terminals wird von einer Auslastung von 95 Prozent ausgegangen. Für Importe aus Belgien und den Niederlanden werden die durchschnittlichen historischen Gasflüsse der letzten Winterhalbjahre zugrunde gelegt und für die inländische Gasproduktion eine konstante Lieferung, die sich aus der Gesamtproduktion des Jahres 2024 ergibt.
- Beim Szenario „Knappes Aufkommen“ wird mit einem Abschlag von fünf Prozent auf Lieferungen aus der deutschen Produktion und aus Norwegen kalkuliert und für die Niederlande und Belgien eine Verminderung der mittleren Gasflüsse um die beobachtete Standardabweichung unterstellt. Bei den LNG-Lieferungen wird von einer Kapazitätsauslastung von 85 Prozent der im Winter verfügbaren Kapazität ausgegangen.
- Im auskömmlichen Szenario bewegen sich die Lieferungen aus Norwegen und der deutschen Produktion 5 Prozent über dem durchschnittlichen Aufkommensszenario. Für Gaslieferungen aus den Niederlanden und Belgien wird von einer Erhöhung der mittleren Gasflüsse um die beobachtete Standardabweichung ausgegangen. Bei den Lieferungen aus den inländischen LNG-Terminals wird von einer hundertprozentigen Auslastung der im Winter verfügbaren Kapazitäten ausgegangen.

Auf der Bedarfsseite werden zwei unterschiedliche Situationen betrachtet:

- Eintägige Bedarfsspitze basierend auf dem Gasverbrauch in Deutschland sowie der beobachteten Gasexporte am 7. Januar 2026.
- Eine 7-tägige Kälteperiode, wie sie im vergangenen Winterhalbjahr im Zeitraum vom 6. bis 12. Januar aufgetreten ist. Sie entspricht einer typischen Verbrauchs- und Exportsituation während einer Kältewelle. Strengere Kälteperioden, wie sie in höchstens einem aus zehn Jahren oder einem aus 30 Jahren auftreten, würden zu einem Mehrbedarf führen.

Abbildung 22: **Leistungsbilanz im knappen Aufkommensszenario**



Für eine eintägige Bedarfsspitze von ca. 6,2 TWh, wie sie am 7. Januar 2026 aufgetreten ist, müssten unter der Annahme eines knappen Aufkommensszenarios an diesem Tag ca. 3,5 TWh aus den Gasspeichern entnommen werden.

Bei einer siebentägigen Kälteperiode, in der der durchschnittliche Bedarf zur Deckung des inländischen Verbrauchs und der Gasexporte bei täglich ca. 5,8 TWh liegt, müssten ca. 3,1 TWh pro Tag aus gespeichert werden. Der Speicherfüllstand würde sich über den Zeitraum der Kälteperiode um ca. 22 TWh verringern.

Da der Innendruck des Speichers mit abnehmendem Füllstand abnimmt, hängt die verfügbare Ausspeicherleistung vom jeweiligen Füllstand im Gasspeicher ab. Bei Auftritt einer Bedarfsspitze bzw. zu Beginn einer länger anhaltenden Kältewelle sind bestimmte Füllstände notwendig, um die nötige Ausspeicherleistung im Bedarfsfall zur Verfügung stellen zu können.

Abbildung 23: **Ableitung der benötigten Füllstände unter Zugrundelegung einer synthetischen Kennlinie für alle deutschen Speicher³**

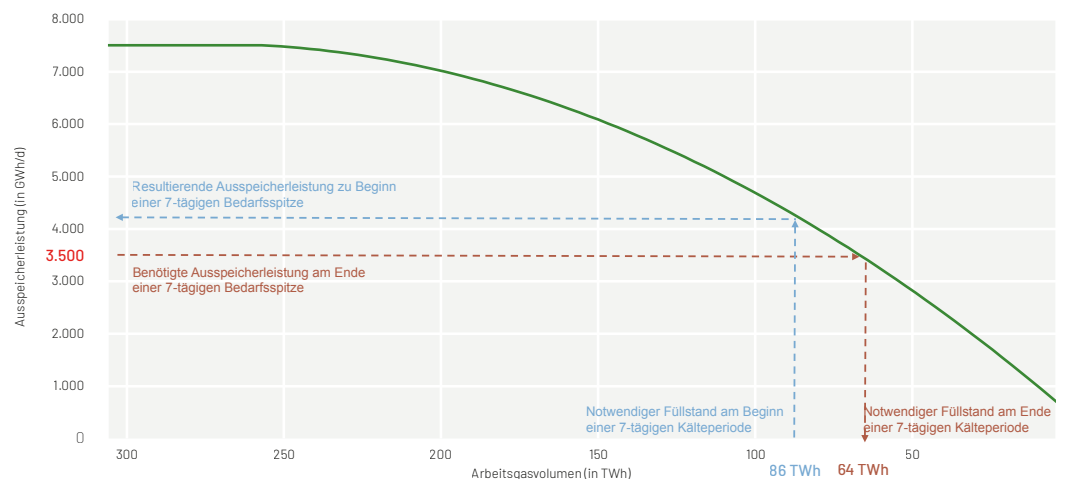


ABB 22: Analyse Team Consult, THE, Entsog, BVEG, DET

ABB 23: Analyse Team Consult

3: Neben den deutschen Speichern sind auch die österreichischen Speicher Haidach und 7Fields wegen ihrer direkten Anbindung an das deutsche Marktgebiet enthalten.

Bei einer deutschlandweiten Betrachtung müssen die Speicher noch einen Füllstand von ca. 64 TWh aufweisen, damit am Ende einer siebentägigen Kälteperiode noch eine Tagesmenge von 3,5 TWh aus den deutschen Speichern entnommen werden kann. Sollen über die Kälteperiode in Summe 22 TWh ausgespeichert werden, müsste der Speicherfüllstand zu Beginn der Periode noch 86 TWh betragen. Aufgrund regionaler Unterschiede sowohl auf der Aufkommens- als auch auf der Bedarfsseite könnte der tatsächliche Absicherungsbedarf noch etwas höher liegen. Eine solche Kälteperiode kann auch im späten Winter noch auftreten. Dieser Mindestfüllstand sollte daher zum 1. Februar sichergestellt sein.

4. **Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas**

Beitrag verschiedener Instrumente hinsichtlich unterschiedlicher Versorgungsrisiken

Sowohl die LNG-Terminals als auch die Erdgasspeicher sind unerlässliche Bausteine für die Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit. Die LNG-Terminals werden – im Zusammenwirken mit den Importen aus Norwegen sowie Importen aus den Niederlanden und Belgien – benötigt, um hinreichende Gasimporte nach Deutschland über das Gesamtjahr sicherzustellen. Sie sind – im Gegensatz zu den Speichern, die nur Gas ausspeichern können, das zuvor eingespeichert wurde – eine Netto-Lieferquelle.

Für alle übrigen Absicherungszwecke – Saisonalität des Gasverbrauchs, Abfederung von Lastspitzen des Verbrauchs sowie Kompensation vorübergehender Lieferengpässe – sind ausreichend befüllte Erdgasspeicher zwingend erforderlich.

Zur Sicherstellung einer hinreichenden Speicherbefüllung wurden und werden verschiedene Maßnahmen diskutiert:

- Speicherfüllstandsvorgaben – wie aktuell angewendet, mit der Möglichkeit, diese im Hinblick auf quantitative Füllstandsziele für einzelne Speicher oder auch Ziel-Zeitpunkte fortzuentwickeln;
- Lieferantenverpflichtung: Endkundenversorger/Bilanzkreisverantwortliche (BKV) werden verpflichtet, zu einem bestimmten Stichtag (z. B. 1. Februar) einen bestimmten Anteil des Gasverbrauchs der von ihnen versorgten Kunden im Speicher vorzuhalten;
- Strategisches Befüllungsinstrument (SBI), eine Art Contract for Difference, über den der MGV bei Marktteilnehmern Zusicherungen für die Speicherbefüllung kontrahiert und das Risiko eines unzureichenden Sommer-Winter-Spreads (teilweise) durch Zuschüsse absichert;
- Speicherbasierte Sicherheitsreserve/strategische Reserve: eine zentral (z. B. vom MGV) verwaltete Gasmenge, die in Speichern vorgehalten wird und nur unter klar definierten Bedingungen ausgespeichert und dem Markt zur Verfügung gestellt werden kann.

Die ersten drei Instrumente haben das Ziel, positiv auf die Gasmengen einzuwirken, die von den Marktteilnehmern zum Zweck der Sicherstellung der Versorgung ihrer Kunden und der jederzeitigen Ausgeglichenheit ihrer Bilanzkreise in Speichern vorgehalten werden. Sie sind insoweit alternativ anwendbar.

Die speicherbasierte Sicherheitsreserve/strategische Reserve hingegen entzieht dem Markt einen bestimmten Anteil des Arbeitsgasvolumens der Gasspeicher und hält eine Gasmenge im Speicher für den Fall exogener Schocks vor. Ansonsten bleibt die Menge dauerhaft eingespeichert.

Es liegt daher nahe, die speicherbasierte Sicherheitsreserve/strategische Reserve für einen Absicherungszweck einzusetzen, für den Marktteilnehmer ohne eine diesbezügliche Auflage nicht vorsorgen würden – z.B. für den Fall eines vorübergehenden Ausfalls einer

wichtigen Importkapazität. Um dem Markt nicht zu viel Speicherkapazität zu entziehen, sollte die speicherbasierte Sicherheitsreserve bzw. strategische Reserve mit einem der drei übrigen Instrumente kombiniert werden, welche beispielsweise die Saisonalität oder Verbrauchsspitzen ausgleichen sollen.

Es wäre also in Kombination mit der speicherbasierten Sicherheitsreserve/strategischen Reserve eines der drei Instrumente Füllstandsvorgaben, Lieferantenverpflichtung oder SBI auszuwählen. Die Auswahl sollte zum einen nach Maßgabe der Kosteneffizienz erfolgen und zum anderen so wenig wie möglich in das Marktgeschehen eingreifen oder zu einer Verzerrung von Marktpreisen führen. Ein weiteres Kriterium ist Verursachungsgerechtigkeit: Die Absicherung sollte möglichst durch diejenigen Akteure erfolgen, denen die Absicherung zugutekommt.

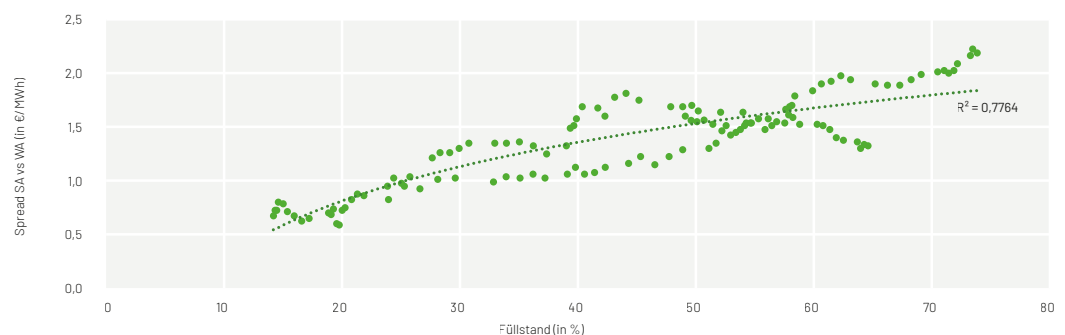
Der Winter 2024/2025 hat gezeigt, dass ambitionierte und starre Füllstandsvorgaben in Verbindung mit dem MGV als Käufer und Speicherbefüller „of the last resort“ ebenso wie die im Januar diskutierte SBI - über deren bevorstehenden Einsatz spekuliert wurde - bei niedrigen Speicherfüllständen ohnehin auftretende Speicherparadoxon (siehe Exkurs) verstärken könnten. In der aktuellen Ausgestaltung der gesetzlichen Speicherfüllstandsvorgaben in Deutschland wird das Eingreifen des MGV berechenbar, und einige Marktteilnehmer versuchen, sich dagegen zu optimieren.

Was ist das Speicherparadoxon?

Das Speicherparadoxon beschreibt den Zusammenhang zwischen Speicherfüllständen zum Ende der Wintersaison und den Gashandelspreisen für die nachfolgende Sommer- und Winterperiode.

Niedrige Füllstände am Ende des Winters bzw. der Heizsaison führen zu einer verstärkten Nachfrage nach „Sommergas“, um die Speicher vor dem kommenden Winter wieder zu befüllen. Dies führt am Terminmarkt zu steigenden Preisen für Sommergas, während sich der Preis für das weiter in der Zukunft liegende Wintergas nicht in gleichem Maße verändert. Im Ergebnis sinkt der Sommer-Winter-Spread. Dieses Phänomen konnte in der Vergangenheit wiederholt beobachtet werden, und zwar auch in Zeiten, in denen es noch keine Füllstandsvorgaben gab.

Abbildung 24: **Zusammenhang zwischen Speicherfüllständen und Sommer-Winter-Spreads**



Die vorstehende Abbildung setzt die täglichen Füllstände (x-Achse) im ersten Quartal der Jahre 2013 und 2018 in Beziehung zu den jeweils am selben Tag gehandelten Sommer-Winter-Spreads (y-Achse).

Der Spread ist umso geringer, je niedriger der beobachtete Speicherfüllstand ausfällt und macht damit die eigentlich notwendige Wiederbefüllung aus Sicht eines potenziellen Speichernutzers unattraktiver.

Eine Lieferantenverpflichtung dagegen würde das Handeln der Verpflichteten weniger berechenbar machen, da jeder Versorger/BKV in der Wahl seiner Beschaffungsstrategie (und des Zeitpfads der Speicherbefüllung) frei ist. Die von den FNB vorgeschlagene Ausgestaltung mit nur einer Zielvorgabe zum 1. Februar würde die Berechenbarkeit noch weiter reduzieren.

Um das Kombinationsmodell beurteilen zu können, sollten nicht nur die beiden vorgeschlagenen Instrumente einzeln betrachtet werden, sondern insbesondere ihr Zusammenwirken.

Da eine Mindesteinspeicherung stattfinden muss, kann die Lieferantenverpflichtung eine – je nach Ausgestaltung geringfügige – Verstärkung des Speicherparadoxons bewirken. Die speicherbasierte Sicherheitsreserve/strategische Reserve hingegen würde dem Speicherparadoxon entgegenwirken, indem sie tendenziell zu höheren Speicherfüllständen zum Ende des Winters führt. Sie hilft also, die äußerst niedrigen Speicherfüllstände zu vermeiden, die das Speicherparadoxon erst hervorrufen. Die beiden Instrumente haben in Bezug auf das Speicherparadoxon also gegenläufige Effekte, die sich – abhängig von der Bemessung der beiden Instrumente – im Zusammenwirken in Bezug auf das Speicherparadoxon vollständig neutralisieren können.

Vorschlag der FNB und Weiterentwicklung der regulatorischen Vorgaben zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit

Grundzüge

FNB Gas schlägt ein Kombinationsmodell zur Versorgungssicherheit vor, welches die Lieferantenverpflichtung und die speicherbasierte Sicherheitsreserve umfasst und empfiehlt 30 bis 40 Prozent des deutschen Speichervolumens zum 1. Februar abzusichern. Unter Berücksichtigung des aktuellen Arbeitsgasvolumens der deutschen Speicher von 248 TWh gemäß AGSI-Plattform (Datenstand 6. Mai 2026) ergibt sich bei einem Zielwert von 35 Prozent ein Absicherungssoll von 87 TWh zum 1. Februar. Der Vorschlag sieht vor, 24 TWh über die speicherbasierte Sicherheitsreserve und 63 TWh über die Lieferantenverpflichtung abzudecken.

Die aus dem vorgeschlagenen Kombinationsmodell resultierenden Füllstände zum Ende des Winters (1. Februar) stellen eine ausreichende Verfügbarkeit von Ausspeicherleistung für den Markt sicher.

Die folgende Beschreibung der beiden Instrumente setzt auf den Ausführungen im Winterrückblick 2024/2025 auf und konkretisiert diese, um Marktteilnehmern und Öffentlichkeit eine umfassende Diskussionsgrundlage zu geben und eine Gesamtbeurteilung zu ermöglichen.

Lieferantenverpflichtung

Ziel der Lieferantenverpflichtung ist es insbesondere, die mindestens erforderliche Ausspeicherleistung zum Ende des Winters sicherzustellen, welche notwendig ist, um die reguläre Kundenversorgung jederzeit aufrechterhalten zu können. Die Versorgung bleibt also auch in kritischen Phasen zuverlässig, ohne dass eine Überabsicherung oder zusätzliche Belastungen für die Marktteilnehmer entstehen.

Im Rahmen der Lieferantenverpflichtung werden die BKV verpflichtet, bezogen auf die ihren Bilanzkreisen jeweils zugeordneten Letztverbrauchern eine vorab bestimmte Gasmenge zum Winterende (Stichtag 1. Februar) im Speicher vorzuhalten. Als Berechnungsgrundlage können Verbrauchsmengen sowohl von SLP- als auch RLM-Kunden herangezogen werden. Nach dem 1. Februar können die Mengen frei durch den Markt genutzt werden, d. h. es sind keine Abrufkriterien und Abrufprozesse erforderlich. Behörden, MG

oder FNB spielen keine Rolle beim Einsatz dieser eingespeicherten Mengen und der daraus resultierenden Ausspeicherleistung.

Die individuelle Verpflichtung eines jeden BKV zum 1. Februar ergibt sich aus der prozentualen Absatzverteilung im Referenzzeitraum 1. Oktober bis 31. Dezember des jeweils laufenden Winters. Dabei werden die Absätze (SLP- und/oder RLM-Allokationen) aller BKV zueinander ins Verhältnis gesetzt. Der individuelle Anteil eines BKV an den Absätzen bestimmt sodann den von ihm an der Gesamtmenge abzudeckenden Anteil (siehe Beispiel 1).

Beispiel 1 zur Lieferantenverpflichtung – individueller Anteil eines BKV:

- Die deutschlandweiten SLP- und RLM-Allokationen über den Zeitraum 1. Oktober bis 31. Dezember 2024 betragen ca. 270 TWh.
- Die Summe der SLP- und RLM-Allokationen eines BKV betragen im selben Zeitraum 1,35 TWh. Das entspricht einem Anteil von 0,5 Prozent an den 270 TWh.
- Angewandt auf das Gesamt-Soll von 63 TWh, ergeben diese 0,5 Prozent den individuellen Anteil des BKV an der Lieferantenverpflichtung.
- Der BKV hätte somit in diesem Beispiel zum 1. Februar 2025 nachweisen müssen, dass für ihn 0,31 TWh Gas in einem (oder mehreren) Speicher(n) eingelagert sind.

Für die Mitteilung zur Entwicklung des individuellen Anteils jedes BKV im Verlauf des Referenzzeitraums kann ein entsprechender Prozess eingeführt werden, z. B. als Erweiterung der zwischen MGV und BKV ohnehin ausgetauschten Bilanzkreis-Zeitreihen. Bei Prognoseabweichungen kann der BKV im Laufe des Januars noch nachsteuern.

Damit nicht jeder BKV auch bei Kleinmengen gezwungen wird, selbst in die Speicherbewirtschaftung einzusteigen, ist die Beauftragung Dritter zur Erfüllung der Lieferantenverpflichtung zulässig. Die Verantwortung und Haftung für die Erfüllung der Lieferantenverpflichtung verbleibt allerdings stets bei dem verpflichteten BKV.

Die Versorgungsverantwortung der Lieferanten sollte für alle messbar und transparent gemacht werden. Damit wird diese entscheidende Aufgabe nicht mehr von einzelnen Lieferanten erfüllt oder der ungesicherten Liquidität des Marktes überlassen, sondern die Verantwortung gleichermaßen allen Lieferanten übertragen.

Die Nachweisführung erfolgt über ein zentrales, speicherübergreifendes Portal mit folgender Maßgabe:

- Im Portal wird der Sachstand zum 1. Februar pro BKV nachgehalten. Die Basisdaten aus den Bilanzkreisen liegen beim MGV bereits vor. Speicherbetreiber müssten die bei ihnen bestehenden Arbeitsgasstände – ggf. über den Umweg via Sicherheitsplattform Gas – lediglich einmalig zum Stichtag je BKV in das Portal melden.
- Die Erfüllung durch Dritte könnte effizient abgebildet werden, indem man auf den bisherigen Prozessen rund um den Austausch von Biogas-Flexibilitäten aufsetzt: Die BKV erhalten in einem Übergangszeitraum – z. B. 14 Tage nach Feststehen ihres jeweiligen individuellen Anteils – die Möglichkeit, via „Nominierung“ die Meldungen der Speicherbetreiber zu „korrigieren“, indem sie diese über das Portal anders zu rechnen lassen (siehe Beispiel 2).

- Das zentrale Portal wird so konzipiert, dass Mengen nicht mehrfach angerechnet werden können. Zu beachten ist, dass das Portal lediglich als eine Art Nebenbuchhaltung oder Ersatz für ein Zertifikate-System dient, um zuzuordnen zu können, welchem BKV welche Speichermengen zuzurechnen sind. Die tatsächlichen Speicherfüllstände beim Speicherbetreiber bleiben von diesem Prozess unberührt.

Beispiel 2 zur Lieferantenverpflichtung – Erfüllung durch Dritte:

- BKV 1 hat einen Speicher gebucht und sich im Rahmen eines bilateralen Vertragsverhältnisses mit BKV 2 verpflichtet, die aus der Lieferantenverpflichtung resultierenden Speichermengen für BKV 2 mit abzudecken.
- BKV 1 selbst muss eine Menge von 0,3 TWh nachweisen, hat aber eine Speicherbuchung (und entsprechenden Füllstand) über 0,5 TWh.
- BKV 2 muss eine Menge von 0,1 TWh nachweisen.
- Der Speicherbetreiber, bei dem BKV 1 gebucht hat, meldet prozesskonform einen Arbeitsgasstand von 0,5 TWh für BKV 1 in das zentrale Portal.
- Da davon 0,1 TWh eigentlich für BKV 2 gelten sollen, „nominieren“ BKV 1 und BKV 2 über einen entsprechenden Meldeprozess im zentralen Portal eine „Umbuchung“ in Höhe von 0,1 TWh. Dadurch sinkt im Portal der Füllstand, der BKV 1 zugerechnet wird, auf 0,4 TWh (d. h. er übererfüllt seine eigene Verpflichtung von 0,3 TWh um 0,1 TWh). Es erhöht sich aber gleichzeitig der Füllstand, der BKV 2 zugerechnet wird, von Null auf 0,1 TWh.
- Im Ergebnis erfüllen beide BKV die Lieferantenverpflichtung, ohne dass BKV 2 selbst einen Speicher buchen musste.

In dieser Ausgestaltung wäre die Lieferantenverpflichtung effizient: Es entstünden keine nennenswerten gaswirtschaftlichen Zusatzkosten, da nur das ohnehin notwendige Verhalten der Lieferanten abgesichert wird und diesen selbst überlassen bleibt, wann sie ihre Pflichtmengen vor dem 1. Februar einspeichern. In ihrer Flexibilität der Speicher- und Portfoliobewirtschaftung werden sie also nicht wesentlich eingeschränkt. Da auf bestehenden Prozessen und Systemen aufgebaut wird und durch nur einen Stichtag im Jahr auch kein durchgängiges Monitoring erforderlich ist, bleiben die administrativen Kosten rund um die Abwicklung und Nachverfolgung der Verpflichtung gering.

Flankierend ist zu überlegen, ob angesichts zunehmender geopolitischer Turbulenzen der in der SoS-Verordnung vorgegebene Versorgungsstandard an die neuen Gegebenheiten angepasst werden soll. Aktuell zielt Art 6 Abs. 1 VO (EU) 2017/1938 lediglich darauf ab, die Gasversorgung geschützter Kunden bei niedrigen Temperaturen, einer besonders hohen Gasnachfrage über einen Zeitraum von 30 Tagen oder bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur im Winter abzusichern. Jedoch hat die Sperrung der Straße von Hormus gezeigt, dass auch der Ausfall bestimmter Lieferrouten oder Lieferländer ein nicht zu unterschätzendes Risiko bei der Belieferung von Kunden sein kann, auch wenn es in Europa bisher nicht dazu gekommen ist. Zu beobachten war, dass sich vereinzelt Lieferanten, vor allem aus dem asiatischen Raum, bei der Einstellung der Belieferung mit Gas auf höhere Gewalt (Force Majeure) berufen haben. In der Folge haben sich auch Kunden dieser Lieferanten auf höhere Gewalt berufen. Die Verwirklichung eines solchen Risikos

darf aber letztlich nicht dazu führen, dass der europäische Gasversorgungsstandard oder andere Verpflichtungen zur Gasbelieferung nicht mehr eingehalten werden. Daher sollten auch solche Risiken künftig bei der Definition des Gasversorgungsstandards angemessen berücksichtigt werden.

Speicherbasierte Sicherheitsreserve

Die speicherbasierte Sicherheitsreserve zielt in erster Linie darauf ab, dass in einer Krisensituation (z. B. Ausfall einer großen Importleitung) die Infrastrukturbetreiber in die Lage versetzt werden, die Netzstabilität kurzfristig zu sichern und in einen geordneten Krisenmodus überzugehen.

Eine zentrale Instanz wie z. B. THE verwaltet eine bestimmte Gasmenge, die als Sicherheitsreserve dauerhaft in den Gasspeichern vorgehalten und nur unter klar definierten Bedingungen ausgespeichert wird. Die vorgehaltene Gasspeicherkapazität ist durchgehend zu 100 Prozent befüllt und einer Bewirtschaftung über den Markt entzogen.

Dabei ist es sinnvoll, die Sicherheitsreserve auf verschiedene Regionen zu verteilen, um ein Klumpenrisiko zu vermeiden und um auf verschiedene Ausfallszenarien – z. B. Ausfall Importe aus Norwegen, Ausfall zentraler Betriebsmittel – vorbereitet zu sein.

Der Zugriff auf die speicherbasierte Sicherheitsreserve kann im Rahmen eines zwischen den FNB und dem Bundeslastverteiler abzustimmenden Prozesses erfolgen. Die speicherbasierte Sicherheitsreserve kann eine Engpasssituation kurzfristig und kurzzeitig überbrücken, bis andere Maßnahmen des Bundeslastverteilers (im Falle einer Gasmangellage im Rahmen der Notfallstufe Gas) greifen und so das Gasversorgungssystem stabilisieren.

Die speicherbasierte Sicherheitsreserve führt nicht zu regelmäßigen Speicherbewegungen. Insofern gibt es auch nach der erstmaligen Befüllung keine à-priori-Berechenbarkeit dadurch bedingter Speicherbewegungen und keine Möglichkeit für Marktteilnehmer, gegen dieses Instrument (z. B. durch Spekulationsgeschäfte) zu optimieren.

Die laufenden Kosten dieses Instruments bestehen hauptsächlich in der Zahlung des Kapazitätsentgelts für die Speichernutzung sowie in den Finanzierungskosten für das im eingespeicherten Gas gebundene Kapital. Der Umsetzungsaufwand bliebe sehr gering. Nach erster Schätzung belaufen sich die Kosten der speicherbasierten Sicherheitsreserve bei einem Umfang von 24 TWh auf ca. 50 Mio. Euro pro Jahr⁴. Refinanziert werden könnten die Kosten durch Bundesmittel oder eine Umlage.

Fazit

Die konkrete Dimensionierung der beiden Instrumente hängt davon ab, welche Szenarien oder Risiken zukünftig abgesichert werden sollen. Im Ergebnis würden die Speicher überwiegend marktseitig genutzt und die Eigenverantwortung des Marktes gestärkt.

In den wieder funktionierenden Gasmarkt wird nicht tiefer eingegriffen als nötig. Durch die gegenläufige Wirkung der beiden Instrumente kann zudem sichergestellt werden, dass das Kombinationsmodell vollkommen marktneutral und nicht preisverzerrend – z.B. hinsichtlich des Sommer-Winter-Spreads und des Speicherparadoxons – wirkt.

4: Gebundenes Kapital 792 Mio. EUR (bei einem Beschaffungspreis von 33 EUR/MWh), zu 100% finanziert durch Fremdkapital, z.B. durch eine Bundesanleihe zu einem Zinssatz von 1,86%. Die jährlichen Kosten belaufen sich dann auf ca. 14,7 Mio. EUR Zinskosten sowie 36 Mio. EUR Entgelt für die Speicherkapazität (basierend auf einem Sommer-Winter-Spread von 1,5 EUR/MWh). Zudem treten einmalige Kosten in Form des variablen Entgelts für die Einspeicherung in Höhe von 19,2 Mio. EUR (0,8 EUR/MWh) auf.

Abbildungs- & Tabellenverzeichnis

Abbildungen

- ABB 1 - Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf) in Gradtagen (Kd)
- ABB 2 - SLP-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh
- ABB 3 - RLM-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh
- ABB 4 - Entwicklung VHP-Indexpreis THE in Euro / MWh
- ABB 5 - Entwicklung der Füllstände der deutschen Speicher gemäß AGSI+
- ABB 6 - Gasbilanz im Speicherjahr 2025/2026 (in GWh/d)
- ABB 7 - Cluster Nord
- ABB 8 - Cluster Ost
- ABB 9 - Cluster West
- ABB 10 - Cluster Süd
- ABB 11 - Vergleich Import-/Exportbilanz H-Gas der Winter seit 2020/2021 in TWh
- ABB 12 - Veränderung des Gastransports, 2021 - 2026
- ABB 13 - Globale Verteilung der LNG-Exporte und -Importe 2024
- ABB 14 - Europäische LNG-Importe nach Lieferländern und lang- und kurzfristigen Verträgen in Mrd. Kubikmetern pro Jahr
- ABB 15 - Kapazitätsentwicklung der drei großen Exporteure (in Mrd. m³/a)
- ABB 16 - Entwicklung der globalen Flotte an LNG-Tankern
- ABB 17 - Weltweite Verflüssigungskapazitäten und vertraglich gebundene Mengen im Jahr 2026
- ABB 18 - LNG-Lieferrouten und Fahrtzeiten nach Nordwesteuropa
- ABB 19 - JKM-Preismarker vs. TTF, 2020-2026
- ABB 20 - Speicher vs. LNG als Vorsorgeinstrument für Gasversorgungssicherheit
- ABB 21 - Aufkommensszenarien zur Ermittlung des Absicherungsbedarfs bei Bedarfsspitzen
- ABB 22 - Leistungsbilanz im knappen Aufkommensszenario
- ABB 23 - Ableitung der benötigten Füllstände unter Zugrundelegung einer synthetischen Kennlinie für alle deutschen Speicher
- ABB 24 - Zusammenhang zwischen Speicherfüllständen und Sommer-Winter-Spreads

Tabellen

- TAB 1 - Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE
- TAB 2 - Kontrahierung von LTO für das Q1/2026

Quellenverzeichnis

AGSI+	-	https://agsi.gie.eu/
ALSI	-	https://alsi.gie.eu/
BNetzA	-	https://www.bundesnetzagentur.de/
BVEG	-	https://www.bveg.de
DET	-	https://energy-terminal.de/de
Deutscher Wetterdienst	-	https://www.dwd.de
ECB	-	https://www.ecb.europa.eu
EEX	-	https://www.eex.com/de/
EIA	-	https://www.eia.gov/
ENTSOG-Transparency Platform	-	https://transparency.entso.org
Europäischer Rat	-	https://www.consilium.europa.eu
EWI-Analyse	-	https://www.ewi.uni-koeln.de/
GIE	-	https://www.gie.eu/
GIIGNL 2025	-	https://www.giignl.org/annual-report
GIIGNL	-	https://www.giignl.org
ICIS	-	https://www.icis.com
Investing.com basierend auf S&P Global Daten	-	https://www.investing.com/commodities/Ing-japan-korea-marker-platts-futures-historical-data
IWU	-	https://www.iwu.de/
THE	-	https://www.tradinghub.eu/
Woodside Energy	-	https://www.woodside.com/what-we-do/growth-projects/Scarborough-Energy-Project

Abkürzungsverzeichnis

AGV	Arbeitsgasvolumen
APDD	Average Price per Delivery Date
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DWD	Deutscher Wetterdienst
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWA	Etzel-Wardenburg Leitung
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FSRU	Floating Storage and Regasification Units = schwimmende Regasifizierungsterminals für den Import von LNG
GIIGNL	Groupe international des importateurs de gaz naturel liquéfié
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
IEA	International Energy Agency
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
JKM	Japan-Korea-Marker (nordostasiatische Spotpreisindex für Flüssigerdgas (LNG))
Kd	Einheit des Gradtages (Kelvin-day)
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
Mrd.	Milliarden
MWh	Megawattstunde
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung

PEG	virtueller Handelsplatz für den Verkauf, Kauf und Austausch von Erdgas und LNG in Frankreich
RLM	Registrierende Lastmessung
SBI	Strategisches Befüllungsinstrument
SEFE	Securing Energy For Europe GmbH
SLP	Standardlastprofil
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgas-Handel für die Niederlande abgewickelt wird)
THE	Trading Hub Europe
TWh	Terrawattstunde
VHP	Virtueller Handelspunkt

Impressum



Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.

Georgenstr. 23
10117 Berlin
Telefon: +49 30 92102350
E-Mail: info@fnb-gas.de



Dieser Bericht zur Versorgungssicherheit wurde teilweise in Zusammenarbeit mit Team Consult erstellt.

Redaktionsschluss 16. Mai 2026

Disclaimer

Die vorliegende Veröffentlichung wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Die Veröffentlichung basiert auf einer Zusammenstellung öffentlich verfügbarer Informationen aus diversen öffentlichen Quellen dritter Parteien. Sowohl die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. können daher keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der dargestellten Informationen übernehmen. Sofern Analysen und Einschätzungen über zukünftige Entwicklungen enthalten sind, handelt es sich lediglich um eine subjektive Einschätzung der Autoren und eine Momentaufnahme auf Basis der angegebenen Quellen zum jeweiligen Zeitpunkt und nicht um Tatsachenbehauptungen oder Empfehlungen. Marktteilnehmer sollten ihre Entscheidungen jeglicher Art stets auf Basis ihrer eigenen Informationen, Analysen, Fähigkeiten, Erfahrungen und Einschätzungen über zukünftige Entwicklungen treffen und ihre Entscheidungen nicht auf den Inhalt der vorliegenden Veröffentlichung stützen. Eine Haftung, insbesondere für eventuelle Schäden oder Konsequenzen, die aus der Nutzung der vorliegenden Veröffentlichung entstehen, ist daher ausgeschlossen.

