

FNB Gas Winterrückblick

2024/2025



FNB Gas
DIE FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

Inhalt

	Vorwort	3
	Key Facts	4
1	Beschreibung des Winters 2024/2025	5
1.1	Gasbedarf und Gasverbrauch im Vergleich zu den Vorjahren	5
1.2	Regelenergieeinsatz	7
1.3	Preisentwicklung / Generelle Marktentwicklung	7
1.4	Kontrahierung langfristiger Regelenergieprodukte	8
2	Verfügarmachung von Kapazitäten	9
2.1	Transporttechnische Herausforderungen und Veränderungen	9
2.2	LNG-Entwicklung in Deutschland und in den westlichen Nachbarländern Exkurs: LNG-Terminal-Kapazitätsmanagement	12
2.3	Das globale LNG-Marktumfeld	13
3	Füllstandsvorgaben und Speicherfüllstände	16
3.1	Nationale gesetzliche Vorgaben im Winter 2024/2025	16
3.2	Entwicklung der Speicherfüllstände in Deutschland	17
3.3	Zwischenfazit zu den deutschen Speicherfüllstandsvorgaben	17
3.4	Novelle der EU-Verordnung zu den Speicherzielen soll Mitgliedsstaaten Flexibilität erlauben	20
4	Vorschlag für ein neues „Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas“	21
4.1	Vorüberlegungen	21
4.2	Anforderungen	22
4.3	Mögliche Instrumente	22
4.4	Dimensionierungsansätze	24
4.5	Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas	26
	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	27
	Impressum	28
	Abkürzungsverzeichnis	29

Vorwort



Wir brauchen mittel- und
langfristig ein neues
Kombinationsmodell
Versorgungssicherheit Erdgas
mit stärkerer Verantwortung
für den Markt



Liebe Leserin, lieber Leser,

wie in jedem Jahr schauen die Fernleitungsnetzbetreiber nach Ende des Winters auf dessen Verlauf aus gas- und netzwirtschaftlicher Sicht zurück. Dabei richten wir unseren Blick sowohl auf die konkreten Entwicklungen als auch auf die politischen und marktlichen Instrumente zur Sicherstellung der Versorgung.

Die Versorgungssicherheit war vollumfänglich gewährleistet – auch dank einer inzwischen gut ausgebauten und genutzten LNG-Infrastruktur in Deutschland. Einen wichtigen Beitrag haben die FNB durch die Anschlüsse der LNG-Terminals und die dazu notwendigen Ausbauten im Fernleitungsnetz geleistet.

In diesem Winter haben die vermuteten spekulativen Aktivitäten einiger Marktteilnehmer mit Blick auf die Wiederbefüllung der Speicher im Sommer eine besondere Rolle gespielt. Auf diese außergewöhnliche Situation hat die Bundesregierung in letzter Minute mit einer Anpassung der Speicherfüllstandsvorgaben reagiert. Sie sendete damit ein klares Signal für die Priorität einer marktlichen Speicherbefüllung als Grundlage für eine zügige Wiederbefüllung für den nächsten Winter.

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten diese Anpassungen kurzfristig für geeignet. Gleichwohl sind sie davon überzeugt, dass mittel- und langfristig neue Ansätze für ein neues „Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas“ mit stärkerer Einbeziehung und Verantwortung für den Markt gefunden werden muss. Mit diesem Winterrückblick möchten wir die Diskussion darüber anstoßen und legen zwei konkrete Vorschläge vor: eine speicherbasierte Sicherheitsreserve und eine Lieferantenverpflichtung zur Gasspeicherung. In ihrer Kombination können die Vorschläge dazu führen, dass die Eingriffe in den Markt minimiert werden und die Gasspeicher trotzdem, insbesondere zum Ende des Winters, ausreichend gefüllt sind.

Ein stabiles und funktionierendes Marktsystem bildet die Grundlage für das Vertrauen in die Sicherheit der Erdgasversorgung, das im Zentrum unserer Geschäftstätigkeit steht. Mit unseren Vorschlägen möchten wir dazu beitragen, dieses Vertrauen weiter zu stärken.

Ich wünsche Ihnen interessante Einblicke in unseren Winterrückblick 2024/2025.

Ihr Dr. Thomas Gößmann, Vorstandsvorsitzender FNB Gas

Key Facts

Versorgungs- sicherheit

durchgängig
gewährleistet

Verbrauch weiter
unter
Vorkrisenniveau
trotz leichtem Anstieg

Großhandelspreise
normalisiert

**Ausbau &
Nutzung**
der LNG-Infrastruktur
in Deutschland

Füllstandsvorgaben
erfüllt

Aus Norden und Westen
gestützter Transport
neuer
Normalzustand

Kombinations- modell

Versorgungs-
sicherheit Erdgas

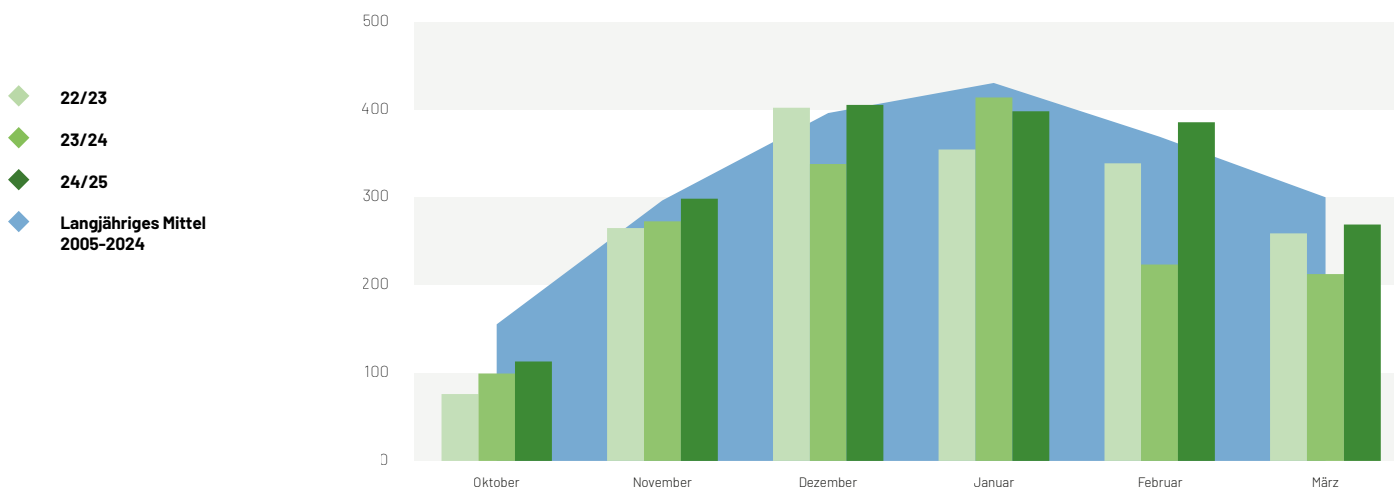
Beschreibung des Winters 2024/2025

Der Winter 2024/2025 war erneut insgesamt durch einen milden Temperaturverlauf geprägt, allerdings mit mehreren kurzzeitigen Kälteperioden. Sowohl der Absatz im Wärmemarkt als auch der industrielle Gasverbrauch stiegen wieder an, blieben aber immer noch deutlich unter Vorkrisenniveau. Der Regelenergieeinsatz bewegte sich netto exakt auf Vorjahresniveau, wenn auch mit höheren absoluten Einsatzmengen auf Kauf- und Verkaufsseite. Während die Kosten für kurzfristige Regelenergieeinsätze der Preisentwicklung im Spotmarkt folgend stiegen, sanken die Kosten für Long Term Options (LTO) deutlich.

1.1 Gasbedarf und -Gasverbrauch im Vergleich zu den Vorjahren

Während in den Winterperioden 2023/2024 und 2022/2023 die durchschnittlichen Außentemperaturen an der Messstation Nürnberg durchgängig über dem langjährigen Mittel von 2005 bis 2024 lagen, gab es in der Heizperiode 2024/2025 erstmals wieder Monate mit leicht niedrigeren Werten. In den Monaten November, Dezember und Februar sanken die Temperaturen knapp unter den Durchschnittswert des langjährigen Mittels, was sich in einem erhöhten Wärmebedarf widerspiegelte. Dieser Trend ist in Abbildung 1 zu erkennen. Trotz dieser kurzfristigen Ausschläge blieb der Gesamtwärmebedarf in der Heizperiode 2024/2025 unter dem Durchschnitt der vergangenen zwei Jahrzehnte.

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



Diese Entwicklung lässt sich auch im konkreten Bedarf an Gas für Haushaltskunden und industrielle Endverbraucher erkennen, welcher näherungsweise über die veröffentlichten aggregierten Verbrauchsdaten (Allokationen) des Marktgebietsverantwortlichen (MGV) Trading Hub Europe GmbH (THE) abgelesen werden kann.

Nachfolgend werden die Allokationsdaten pro Monat der letzten drei Winterperioden im Vergleich 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 registrierter Leistungsmessung (RLM))(Abbildung 3).

In den Abbildungen lässt sich insgesamt ein steigender Trend der Gasverbräuche über die letzten drei Jahre erkennen. Der Gesamtbedarf liegt dabei allerdings immer noch um 15 Prozent (bei SLP) bzw. 11 Prozent (bei RLM) unter den Werten des Vorkrisenjahres 2020/2021.

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

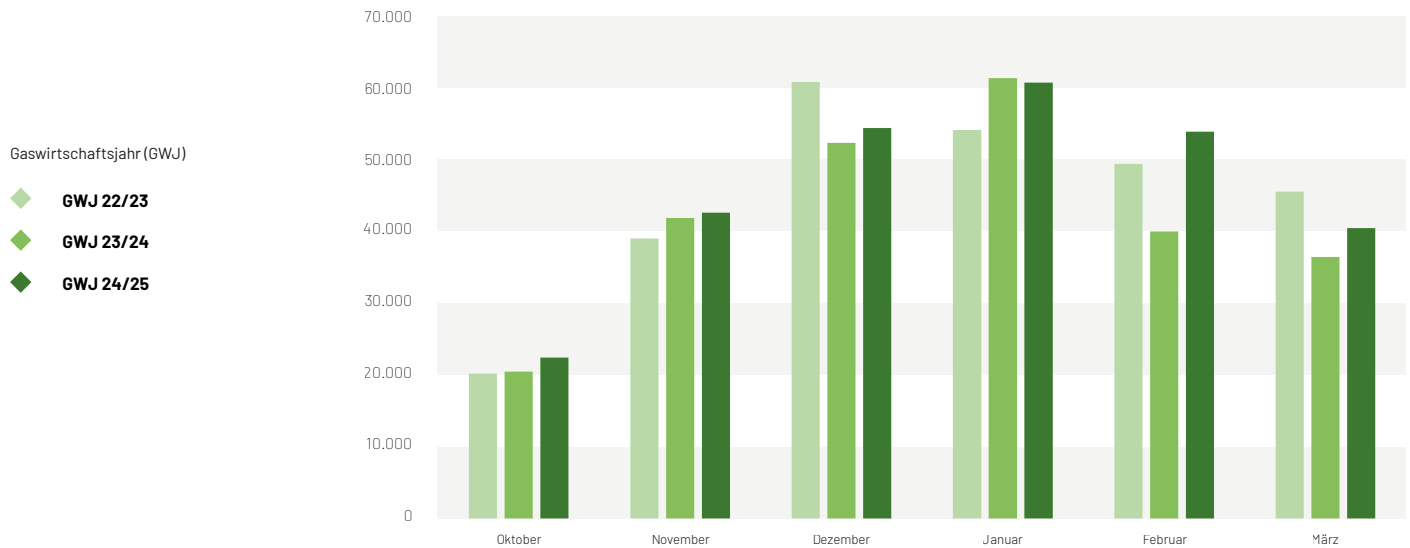
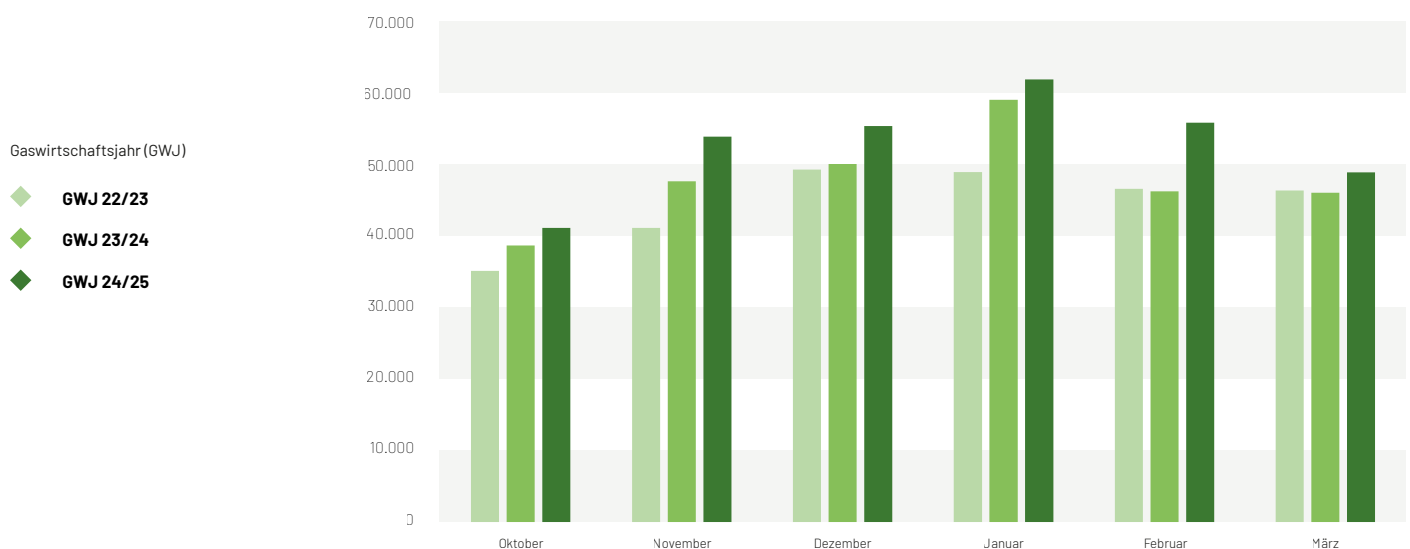


Abbildung 3: **RLM-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh**



1.2 Regelenergieeinsatz

Die nachfolgende Tabelle stellt den Einsatz externer Regelenergie im Marktgebiet THE im Zeitraum 1. Oktober 2024 bis 31. März 2025 dar.

Tabelle 1: **Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE**

	THE H-GAS		THE L-GAS		THE über TTF		THE über ZTP		Gesamt	
	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]
Buy	20.948	983.569	672	34.798	45	1.957	133	6.137	21.799	1.026.461
Sell	3.532	162.333	10.884	477.197	5	230	0	0	14.420	639.761

Die im Winter 2024/2025 insgesamt beschäftigte Menge an Regelenergie (Summe aus Käufen und Verkäufen) ist dabei im Vergleich zum Vorjahr um 44 Prozent deutlich angestiegen, stellt damit aber nur gut die Hälfte der Mengen des Winters 2022/2023 dar (Winter 2024/2025: 36 TWh; Winter 2023/2024: 25 TWh; Winter 2022/2023: 68 TWh).

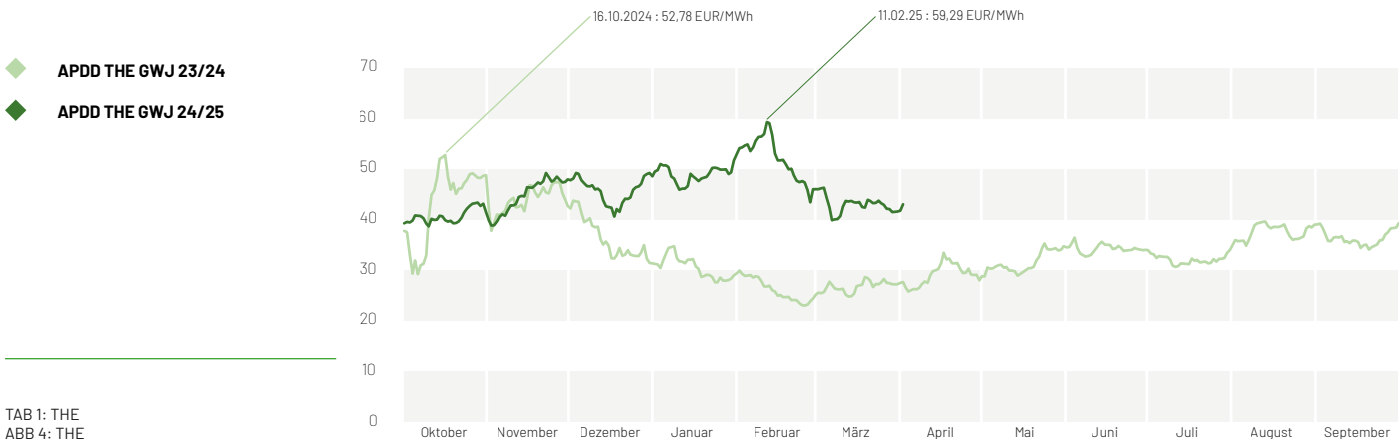
Insgesamt lag über den Winter – wie üblich – netto eine Kaufposition vor. Das heißt, dass die Käufe die Verkäufe überstiegen. Mengenmäßig lag die Kaufposition exakt auf dem Niveau des Vorjahres (in beiden Jahren 7,4 TWh). Wie in den Vorjahren wurde dabei im H-Gas im Saldo gekauft und im L-Gas im Saldo verkauft. Die Nettokosten stiegen allerdings mit knapp 390 Mio. € um etwa 30 Prozent gegenüber dem Vorjahr (305 Mio. €).

Im Winter 2024/2025 wurde außerhalb des THE-Marktgebiets erstmals Regelenergie nicht nur in den Niederlanden (TTF), sondern auch in Belgien (ZTP) beschafft. In Frankreich (PEG) erfolgte bisher eine Beschaffung einer minimalen Menge lediglich zu Testzwecken. Diese ist in der obigen Tabelle daher nicht separat aufgeführt.

1.3 Preisentwicklung / Generelle Marktentwicklung

Nachdem der VHP-Indexpreis (Average Price per Delivery Day THE (APDD)) am 1. Oktober 2022 noch bei 164,61 €/MWh gelegen hatte, bewegte er sich deutlich fluktuierend, aber Stück für Stück stabilisierend auf einen Wert von nur noch 23,07 €/MWh am 25. Februar 2024 und somit auf Vorkrisenniveau. Danach stiegen die Preise jedoch wieder und erreichten am 11. Februar 2025 mit 59,29 €/MWh ihren Höchstwert, welcher damit spürbar über dem Höchstwert des vorherigen Winters lag (52,78 €/MWh am 16. Oktober 2024). Zum Ende des Winters 2024/2025 bewegten sich die Preise wieder um die 40 €/MWh.

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



1.4 Kontrahierung langfristiger Regelenenergieprodukte

Auch für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2024/2025 wurde der Bedarf an langfristigen Regelenenergieprodukten (Produktvariante „Rest-of-the-Day“ (RoD)) für die Winterperiode mit dem BMWK und der BNetzA frühzeitig abgestimmt und im Oktober 2024 durch THE für die Monate Februar und März 2025 ausgeschrieben. Basis für diese Ausschreibungen ist ein BMWK-Eckpunktepapier über Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit aus dem Jahr 2015.

Regelenenergieanbieter konnten dabei Optionsprodukte – sogenannte „Long-Term Options“ (LTO) – zu einem individuell definierten Leistungspreis anbieten. Arbeitspreise müssen bei diesem Produkt mittlerweile nicht mehr angeboten werden, da die Vergütung im Falle eines Abrufs durch THE seit dem 1. Oktober 2024 indexbasiert erfolgt. Die LTO dienen den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) und THE zur langfristigen Absicherung gegen eine nicht ausreichende Verfügbarkeit von Regelenenergie auf dem Kurzfristmarkt.

Die abzusichernde Leistung je Monat blieb im Vergleich zu den Vorjahren weitestgehend unverändert. Sowohl im Februar als auch im März 2025 wurde jeweils eine Leistung von 14.490 MWh/h ausgeschrieben, davon jeweils 3.040 MWh/h im L-Gas. Für den Januar wurde auf Grund der weiterhin bestehenden Speicherfüllstandsvorgaben zum Stichtag 1. Februar erneut keine Ausschreibung durchgeführt.

Die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für LTO (RoD) im Zeitraum Februar bis März 2025 beliefen sich auf rund 54 Mio. €. Für THE sind die Kosten damit gegenüber den Vorjahren bei annähernd gleichem Kontrahierungsvolumen stark gesunken (2023: 276 Mio. €, 2024: 92 Mio. €).

Außer im Rahmen von Testabrufen mussten die kontrahierten LTO im Winter 2024/2025 nicht in Anspruch genommen werden.

2

Verfügbarmachung von Kapazitäten

Aufgrund des milden Winters und der zusätzlichen Einspeisungen aus den LNG-Terminals traten keine Transportbeschränkungen auf. Die Speicherfüllstände lagen jederzeit über den geforderten Mindestwerten, sodass selbst bei einer Hochlastsituation während einer Kältewelle keine Probleme zu erwarten gewesen wären.

2.1 Transporttechnische Herausforderungen und Veränderungen

Im dritten Winter nach dem Wegfall der Einspeisungen aus Nord Stream ist der vor allem aus Norden und Westen gestützte Transport zum Normalzustand geworden. Die Versorgung konnte insbesondere durch hohe Einspeisungen aus Norwegen sowie den Speichieranlagen gewährleistet werden, während die Mengen aus Belgien und den Niederlanden nur auf mittlerem Niveau lagen.

Ab dem 1. Januar 2025 entfiel der Transit durch die Ukraine, wodurch die fehlenden Mengen für Südosteuropa zum Teil durch Exporte und Transporte über das deutsche Fernleitungsnetz in Richtung Tschechien und Österreich kompensiert wurden.

Erstmals seit Beginn der durch den Ukraine-Krieg ausgelösten Energiekrise kam es in diesem Winter zu einer hohen Nutzung der Speicher, auch bei milden Temperaturen. Dies war unter anderem notwendig, um den gestiegenen Exportbedarf zu stützen. Trotz dieser hohen Nutzung blieb die verfügbare Ausspeicherleistung jederzeit ausreichend, um die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten.

Im Vergleich zu den europäischen Nachbarn waren die LNG-Einspeisungen an den deutschen Terminals eher gering. Zudem wurde eines der insgesamt vier aktiven FSRU (schwimmende Regasifizierungsterminals) im Laufe des Winters zumindest vorübergehend außer Betrieb genommen. Damit wurde die im letzten Jahr beschriebene Diversifizierung der Einspeisungen wieder etwas reduziert.

Im Januar, während einer Kältephase, waren in Deutschland für mehrere Tage sehr hohe Verbrauchsmengen erforderlich, was in Kombination mit einem kurzfristigen Anstieg des Transits und Exports nach Tschechien, Österreich und der Schweiz zu einer sehr hohen Netzlast führte. Durch den Einsatz des abgestimmten Engpassmanagements unter den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern konnten diese transporttechnischen Herausforderungen gelöst und die Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden.

Die Transportmengen nach Dänemark und Polen waren meist niedrig. Nur an sehr wenigen Tagen wurden geringe Importmengen aus Frankreich verzeichnet. In Bezug auf L-Gas gab es keine nennenswerten Auffälligkeiten, jedoch führte die fortschreitende Umstellung auf eine H-Gas-Versorgung durch die Marktraumumstellung (MRU) zu sinkenden Verbrauchsmengen und damit auch zu reduzierten L-Gas-Transporten.

Zusätzliche Bedarfe in der Ukraine aufgrund der mangelhaften Versorgung im Land, bedingt durch Angriffe auf die Produktionsstätten, erforderten einen verstärkten Import von Erdgas aus den EU-Mitgliedstaaten. Diese zusätzlichen Transporte fanden regelmäßig statt, um die Versorgung der Ukraine sicherzustellen.

Abbildung 5: Vergleich Import-/Exportbilanz H-Gas der Winter seit 2020/2021 in TWh

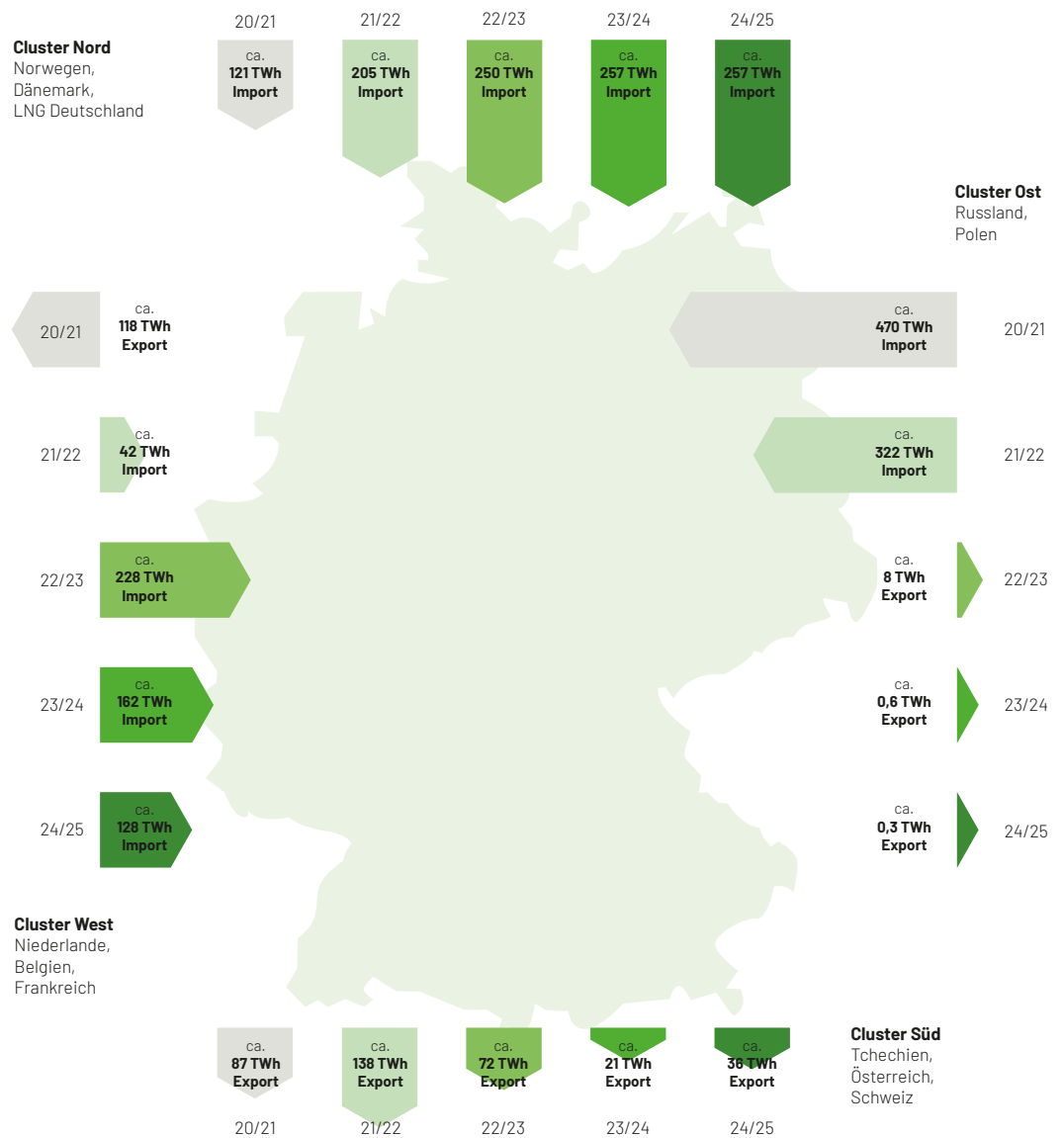


Abbildung 6: Cluster Nord

- Norden
- ◆ LNG Deutschland
- ◆ Norwegen
- ◆ Dänemark
- Osten
- ◆ Polen
- ◆ Russland

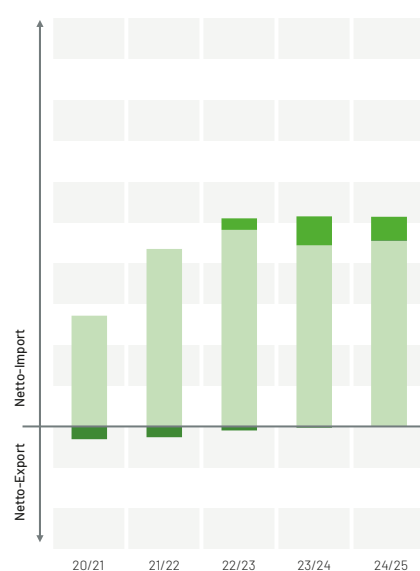


Abbildung 7: Cluster Ost

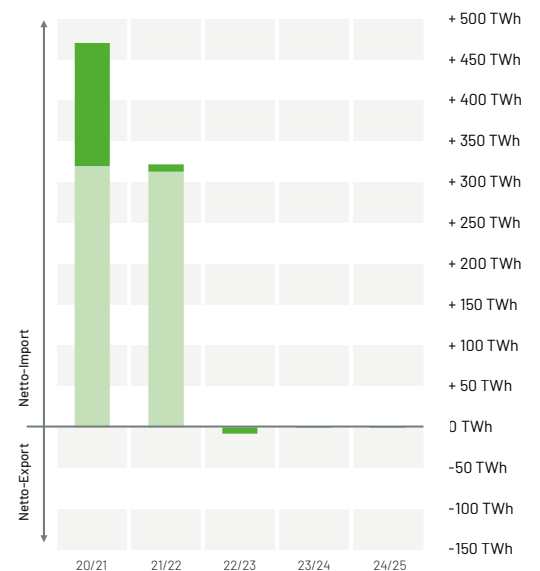
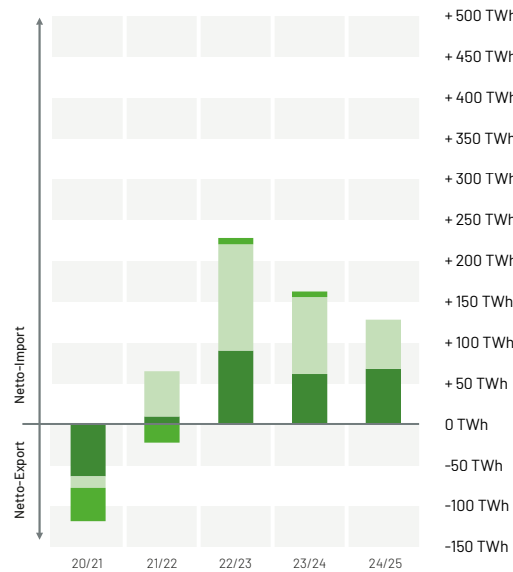
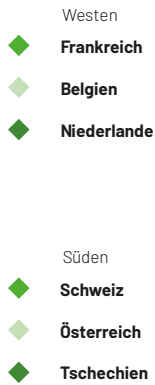
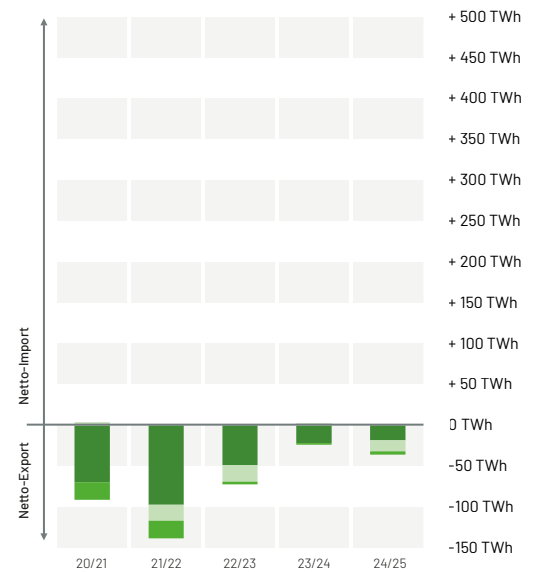


Abbildung 8: **Cluster West**Abbildung 9: **Cluster Süd****Erläuterung zu den Diagrammen:**

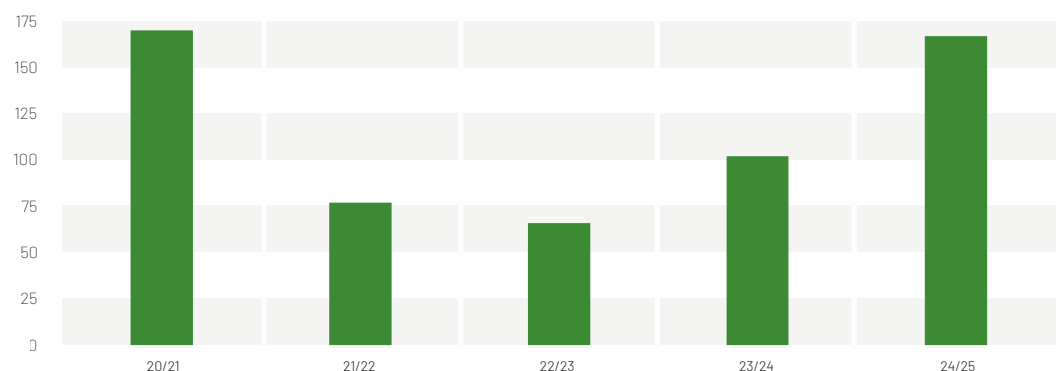
Die Nettogasflüsse (Importmengen abzüglich der Exportmengen) Deutschlands in den letzten vier Winterperioden zeigen eine deutliche Neuordnung der Bezugsquellen. Nach einem Höchststand von 432 TWh im Winter 2021/2022 sank das Volumen auf 398,7 TWh in 2022/2023 und blieb 2023/2024 mit 397,9 TWh nahezu konstant. Im Winter 2024/2025 fiel der Gesamt-Nettoimport jedoch auf 348,6 TWh (-12,4 Prozent gegenüber 2023/2024).

Im Westen (Niederlande, Belgien, Frankreich) gingen die Nettobezüge von 162,8 TWh in 2023/2024 auf 128,1 TWh in 2024/2025 zurück (-21,3 Prozent). Im Norden (Norwegen, Dänemark, LNG-Terminals Deutschland) blieben die Importe mit rund 257 TWh praktisch konstant (+0,0 Prozent).

Im Osten (Russland, Polen) veränderte sich der Nettoexport nach Polen marginal von -0,6 TWh auf -0,37 TWh und liegt damit nahe null. Im Süden (Tschechien, Österreich, Schweiz) stiegen die Nettoexporte von 21,3 TWh auf 36,2 TWh (+70 Prozent).

Insgesamt verdeutlichen diese Entwicklungen, dass Deutschland seine Gasbeziehungen neu justiert hat: Die Abhängigkeit von westlichen Lieferanten nimmt ab, während die Stabilität nordischer Bezugsquellen erhalten bleibt und die Exporte in südliche Nachbarländer zunehmen.

Die Analyse der Speichernutzung zeigt, dass in diesem Winter ein größerer Teil der Versorgung aus den Speichern erfolgt ist und dadurch geringere Importe als in den vorhergehenden Jahren notwendig waren.

Abbildung 10: **Netto Ausspeicherung in TWh**

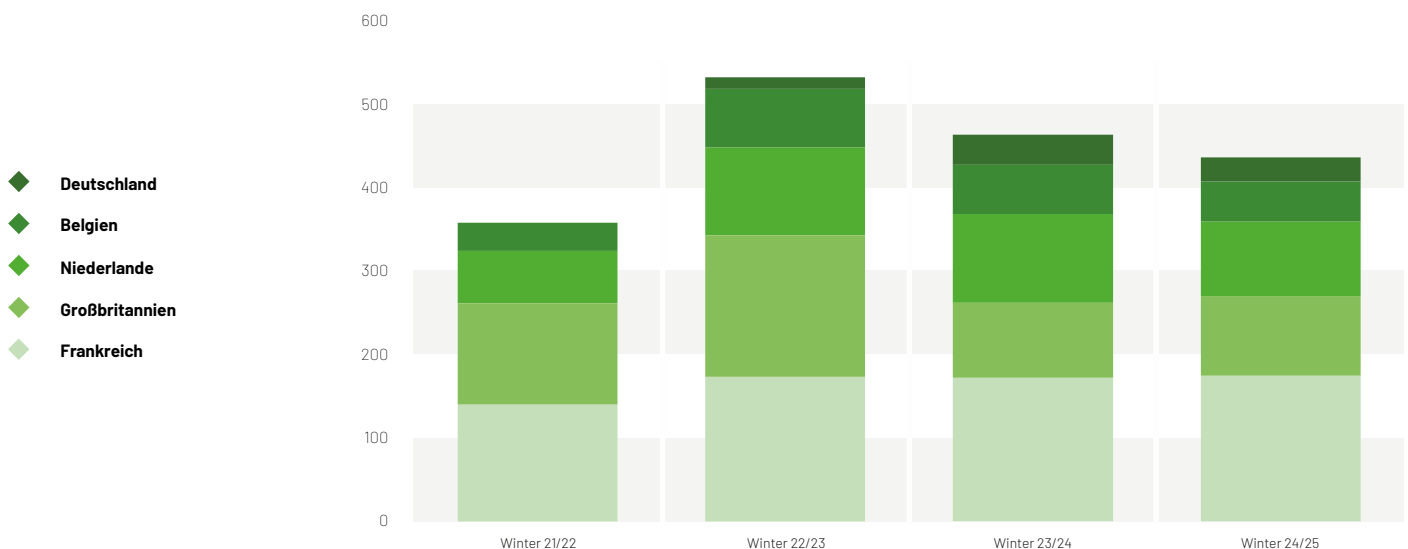
2.2 LNG-Entwicklung in Deutschland und in den westlichen Nachbarländern

Die vergangenen vier Winter haben deutliche Schwankungen in den LNG-Importen der westlichen Länder (Frankreich, Niederlande, Belgien Großbritannien) inklusive Deutschland gezeigt. Nach einem Hochpunkt im Winter 2022/2023 mit insgesamt 533,02 TWh sanken die Importe bereits im darauffolgenden Winter 2023/2024 auf 463,84 TWh. Im Winter 2024/2025 setzte sich dieser Trend fort: die Gesamtimporte lagen bei 437,1 TWh, was einem Rückgang von knapp 6 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht

Mit 21,5 Prozent wurde der größte Rückgang der Importe im Vergleich zum Vorjahr in Deutschland verzeichnet (2023/2024 36,4 TWh, 2024/2025 28,6 TWh). In Belgien sanken die LNG-Importe von 59,38 TWh im Winter 2023/2024 auf 48,28 TWh im Winter 2024/2025, was einem Rückgang von 18,7 Prozent entspricht. Die Niederlande verzeichneten einen ähnlichen Rückgang von 16,3 Prozent. Im Gegensatz dazu blieb Frankreich nahezu stabil, mit einem leichten Anstieg der Importe um 2,0 Prozent, während Großbritannien einen moderaten Zuwachs von 6,8 Prozent verzeichnete.

Ein Blick auf die Grafik unterstreicht diese Entwicklung. Während der LNG-Import in den Jahren 2021/2022 und vor allem 2022/2023 noch auf einem steilen Wachstumskurs war, ist nun eine klare Abwärtsbewegung zu erkennen. Gründe dafür dürften unter anderem ein insgesamt milderer Winter sowie mögliche wirtschaftliche Faktoren sein.

Abbildung 11: **Wintervergleich LNG-Import in TWh für ausgewählte Länder**



Warum LNG-Terminals nie zu 100 % ausgelastet sind

LNG-Terminals arbeiten mit fest geplanten Zeitfenstern („Slots“) für Entladung, Lagerung und Wiederverdampfung von Flüssigerdgas (LNG). Diese Slots – z. B. bei schwimmenden Terminals (FSRU) typischerweise 9 bis 13 Tage lang – werden im Voraus an sogenannte Shipper vergeben.

Die Wiederverdampfungskapazität, also wie viel Erdgas pro Tag ins Netz eingespeist werden kann, bildet die zentrale Kennzahl für die Auslastung. Theoretisch lässt sich daraus eine jährliche Maximalkapazität berechnen – zum Beispiel 168 GWh pro Tag × 365 Tage = 61.320 GWh pro Jahr.

Warum diese theoretische Kapazität nie erreicht wird:

Kommerzielle Flexibilität der Shipper

Shipper können gebuchte Slots kurzfristig stornieren, oft abhängig von Marktpreisen und Rentabilität. In solchen Fällen bleibt das Terminal in Betrieb, muss aber mit reduzierter Einspeisung weiterlaufen (z. B. durch „Kalthaltung“ der Anlage). Auch wenn alle Slots verkauft wurden, bedeutet das also nicht, dass sie auch tatsächlich mit LNG beliefert werden.

Beispiel: Werden acht Slots (80 Tage) storniert, sinkt die genutzte Kapazität um 13.440 GWh – die Auslastung fällt auf rund 78 %.

Wetterbedingte Verzögerungen

Insbesondere an Nordseestandorten kann raues Wetter die Ankunft und das Anlegen von Tankern um mehrere Tage verzögern, was ebenfalls Einspeisung reduziert.

Fazit:

Eine 100 %ige Auslastung ist unter realen Bedingungen nicht erreichbar – auch nicht bei optimaler Planung. Hauptgrund ist das marktbedingte Verhalten der Shipper, hinzu kommen wetterbedingte Unsicherheiten. Eine Auslastung von etwa 80 % gilt daher bereits als realistisch und gut.

2.3 Das globale LNG-Marktumfeld

Als 2022 die Lieferungen von russischem Pipeline-Erdgas zu einem hohen Teil ausfielen, war der globale LNG-Spotmarkt die Hauptquelle für Ersatzlieferungen. So stiegen die LNG-Importe nach Europa im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr um 660 TWh auf 1.750 TWh. Dadurch erhöhte sich auch der Anteil Europas an der weltweit gehandelten LNG-Menge von 20 Prozent auf 30 Prozent. Für den weltweiten LNG-Markt mit einem Gesamtvolumen von seinerzeit circa 5.500 TWh/a bedeutete dies, dass sich die Handelsströme von einem Jahr auf das andere erheblich änderten und die LNG-Importregionen außerhalb von Europa (Asien und Südamerika) ihre Importe im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr reduzierten.

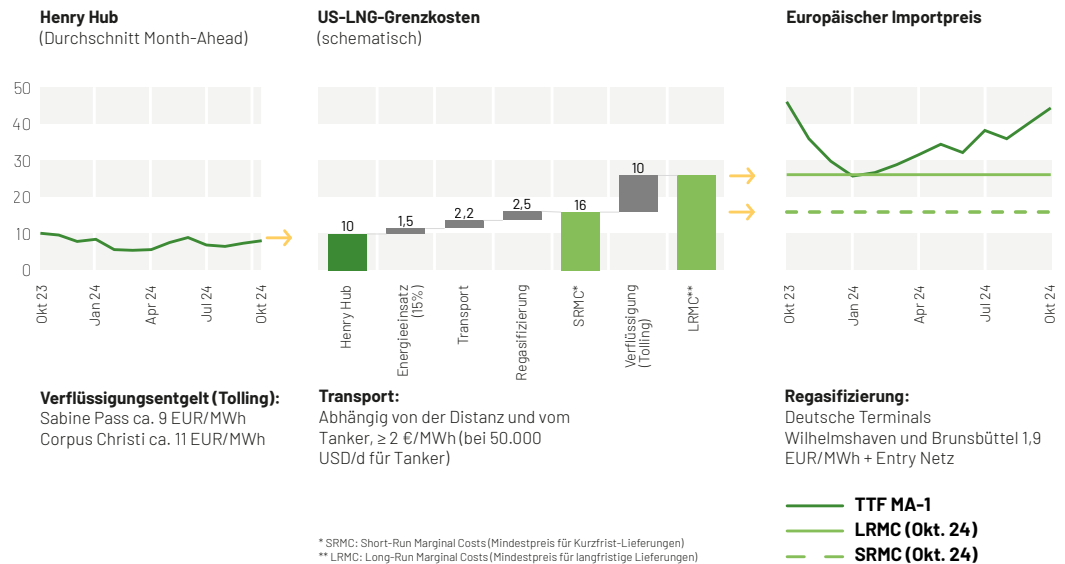
Dass sich die Importe einer Weltregion zulasten anderer Weltregionen stark erhöhen, ist nur möglich, weil es weltweit bei den LNG-Importterminals (Regasifizierung) deutlich höhere Kapazitäten gibt als bei den LNG-Exportterminals (Verflüssigung).¹ So betrugen die globalen Regasifizierungskapazitäten seinerzeit 15.700 TWh/a, die weltweiten Verflüssigungskapazitäten hingegen nur 6.800 TWh/a. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass auch bei voller Auslastung der Verflüssigungskapazitäten die Regasifizierungskapazitäten im weltweiten Jahresmittel nur zu knapp 45 Prozent ausgelastet sein können. Die LNG-Spotpreise bilden sich daher in einem globalen Nachfragewettbewerb.

Auf der Angebotsseite sind die USA, Katar und Australien mit jeweils über 1.100 TWh/a und einem Weltmarktanteil von in Summe circa 60 Prozent die dominanten Exporteure. Aus geografischen Gründen sind Katar und vor allem die USA die für Europa wichtigen Lieferanten. Hinzu kommt im Fall der USA, dass der Anteil der Exporte unter Kurzfristverträgen dort im weltweiten Vergleich besonders hoch ist, wodurch die USA einen sehr hohen Anteil zur Erhöhung der europäischen Importe im Jahr 2022 beitrugen. Eine weitere Besonderheit der USA ist, dass diese im globalen LNG-Markt der Anbieter mit den höchsten Grenzkosten sind, da das für die Verflüssigung notwendige Erdgas (Feed Gas) am Henry Hub beschafft werden muss und im Unterschied zu den anderen LNG-Exporteuren nicht aus einer bestimmten Produktion stammt, die nur das jeweilige Verflüssigungsterminal beliefert. In den Gasmärkten der EU hat LNG inzwischen überall einen entscheidenden Einfluss auf die Preisbildung. Der beschriebene Hintergrund des globalen LNG-Markts bedeutet, dass die Gaspreisbildung auf den europäischen Handelsplätzen sowohl durch den internationalen Nachfragewettbewerb als auch die Kosten US-amerikanischer LNG-Lieferungen geprägt ist. Letztere setzen sich zusammen aus dem 1,15-fachen Henry-Hub-Preis (da 15 Prozent der exportierten Energiemenge zusätzlich für die Verflüssigung benötigt werden),

¹ Während die Verflüssigungskapazitäten auf Dauerbetrieb ausgelegt sind, werden Regasifizierungskapazitäten auch zur Gewährleistung von Flexibilität und als Absicherung für Zwecke der Versorgungssicherheit genutzt.

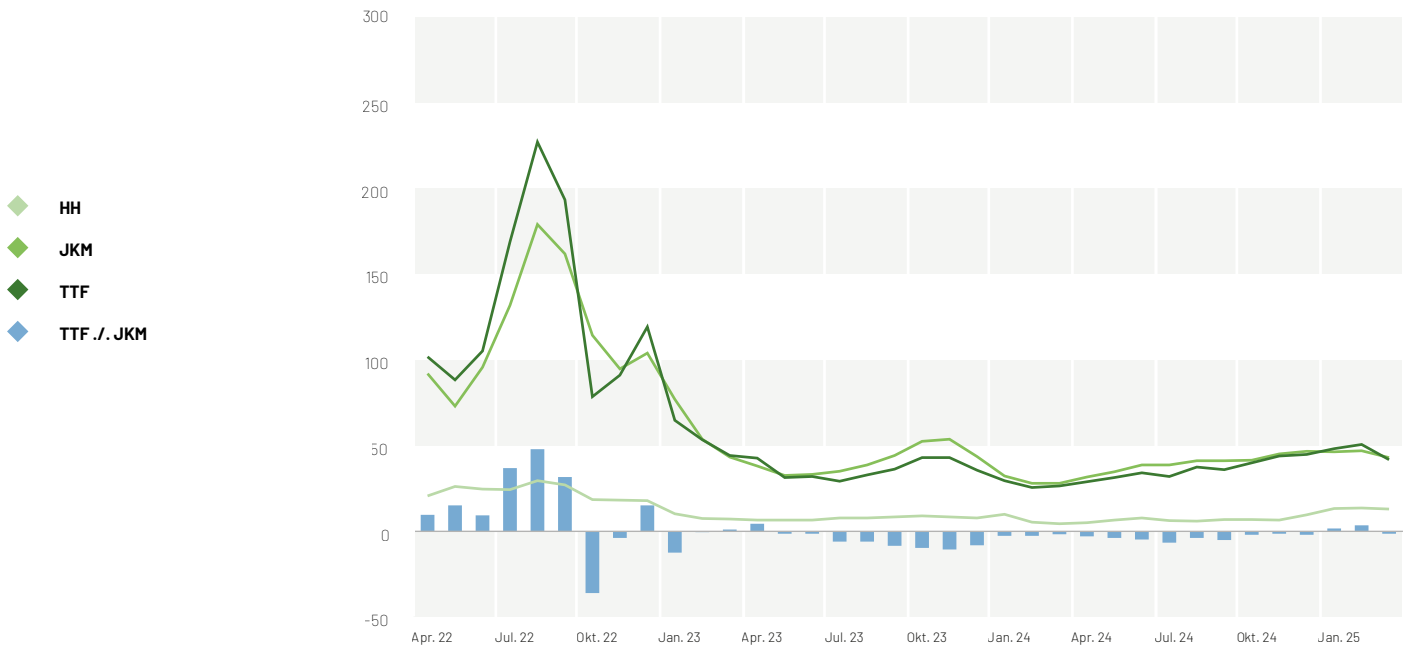
den Kosten für den Schiffstransport (insbesondere die Schiffsmiete), den Gebühren für die Nutzung der Regasifizierungs- und Netz-Entry-Kapazität in Europa sowie den Kosten für die langfristige Buchung der Verflüssigungskapazität („Tolling“-Vertrag) in den USA.

Abbildung 12: **Einfluss der Kosten von US-LNG auf Handelspreise in der EU in €/MWh**



Damit sich LNG-Lieferungen aus den USA nach Europa für die Exporteure rechnen, muss der Hub-Preis in Europa 15 €/MWh (langfristige Preisuntergrenze), mindestens um 5 €/MWh (kurzfristige Preisuntergrenze) über dem Henry-Hub-Preis liegen. In Abhängigkeit der Charrates (Schiffsmiete), die ebenfalls Schwankungen unterliegen, können diese Werte leicht variieren.

Abbildung 13: **Spotpreise in USA, EU & Asien und Spread EU/Asien in €/MWh**



Wie in Abbildung 13 zu sehen, war der Abstand zwischen europäischen und US-amerikanischen Gaspreisen im Spotmarkt seit April 2022 stets hoch genug, um LNG-Lieferungen nach Europa zu veranlassen. Im Sommer 2022 lagen zudem die europäischen Spotpreise deutlich über dem Japan-Korea-Marker (JKM) (Marktpreis an einem relevanten Handelspunkt in Nordostasien). Seit 2023 sind die Preisunterschiede zwischen dem TTF (als Repräsentant der europäischen Hubs) und dem JKM sehr gering; zugleich sind die Preise in Asien und Europa wieder auf (zumeist) unter 50 €/MWh gefallen. Dies bedeutet:

- Mit der Indienststellung der zusätzlichen LNG-Importkapazitäten durch die neuen FSRU in den Niederlanden und Deutschland im Winter 2022/23 befinden sich die nordwesteuropäischen Gasmärkte (einschließlich Deutschlands) wieder im Gleichgewicht mit dem globalen LNG-Markt.
- Der exogene Schock der plötzlichen Nachfrageerhöhung führte im Sommer 2022 zu einem starken Verdrängungswettbewerb der Nachfrager, und die LNG-Preise spiegelten in dieser Zeit die Opportunitätskosten des Gasverbrauchs („Verzichtskosten“) der aus dem Markt gedrängten Verbraucher wider.
- Seit 2023 hat sich auch im LNG-Markt wieder ein Gleichgewicht gebildet, das eine Deckung der Vollkosten aller LNG-Lieferanten (einschließlich der USA) erlaubt und die Errichtung zusätzlicher Verflüssigungsterminals attraktiv macht. Allein in den USA sind weitere Exportterminals mit einer Kapazität von insgesamt 930 TWh/a im Bau, die bis Ende 2028 in Betrieb gehen werden, wodurch sich die Versorgungslage in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre weiter entspannen wird. Dadurch erklärt sich auch die deutliche Backwardation der Price Forward Curve (also dem Umstand, dass Gas für weiter in der Zukunft liegende Lieferzeiträume am Handelsmarkt deutlich günstiger zu bekommen war als für die nahe Zukunft) im europäischen Gashandel.

Fazit

Der LNG-Markt ist auf weiteres Wachstum der weltweit gehandelten Mengen eingestellt und wird ohne Weiteres Europa auf dem aktuellen Niveau weiter mit Gas versorgen können. Die in Deutschland seit 2022 durch die FSRU hinzugekommene Importkapazität² von insgesamt circa 235 TWh/a ist deutlich geringer als die weggefallene Pipelinekapazität für Gasimporte aus Russland (allein 600 TWh/a im Fall der Nord Stream). Dies bedeutet, dass die Importkapazitäten auf absehbare Zeit höher ausgelastet sein müssen als in der Vor-krisenzeit. Mit einer hohen Auslastung geht auch die Notwendigkeit einer gleichmäßigen Auslastung einher – eine Mengenflexibilität auf der Importseite mit höheren Liefermengen im Winter als im Sommer (wie in Langfristverträgen für Pipelinegasimporte in der Vergangenheit stets üblich) ist daher nur sehr eingeschränkt möglich. Die Sicherstellung eines hohen Füllstands der deutschen Gasspeicher zu Winterbeginn ist daher auch weiterhin von hoher Bedeutung für die Versorgungssicherheit.

² 232,8 GWh/d (ca. 85 TWh/a) für die Nordsee-Terminals (DET) und 411,7 GWh/d (ca. 150 TWh/a) für das Ostsee-Terminal in Mukran (Dt. Regas)
Quelle: Aggregated LNG Storage Inventory - LNG Transparency Platform - alsi.gie.eu

3

Füllstandsvorgaben und Speicherfüllstände

3.1 Nationale gesetzliche Vorgaben im Winter 2024/2025

Die im Jahr 2022 neu eingeführten Regelungen des sogenannten „Gasspeichergesetzes“ (§§ 35a ff. EnWG) bestanden auch in der Winterperiode 2024/2025 in der mit Wirkung zum 1. April 2024 novellierten Fassung fort. Zur näheren Funktionsweise des Gasspeicher-gesetzes und Hintergrund der Novelle sei an dieser Stelle auf die ausführliche Darstellung im Winterrückblick 2023/2024 verwiesen.

Eine der wesentlichen Änderungen des Gasspeichergesetzes im Jahr 2024 bestand darin, dass für den Februar-Stichtag ab dem Jahr 2025 nicht mehr ein Zielfüllstand von 40 Prozent galt, sondern nur noch ein Zielfüllstand von 30 Prozent. Damit wich die deutsche Rechtslage im Winter 2024/2025 von den EU-Speicherfüllstandsvorgaben ab. Für Deutschland wurde darin in der Durchführungsverordnung (EU) 2024/2995 für den 1. Februar 2025 wie in den Vorjahren ein Füllstandsziel von durchschnittlich 45 Prozent festgelegt.

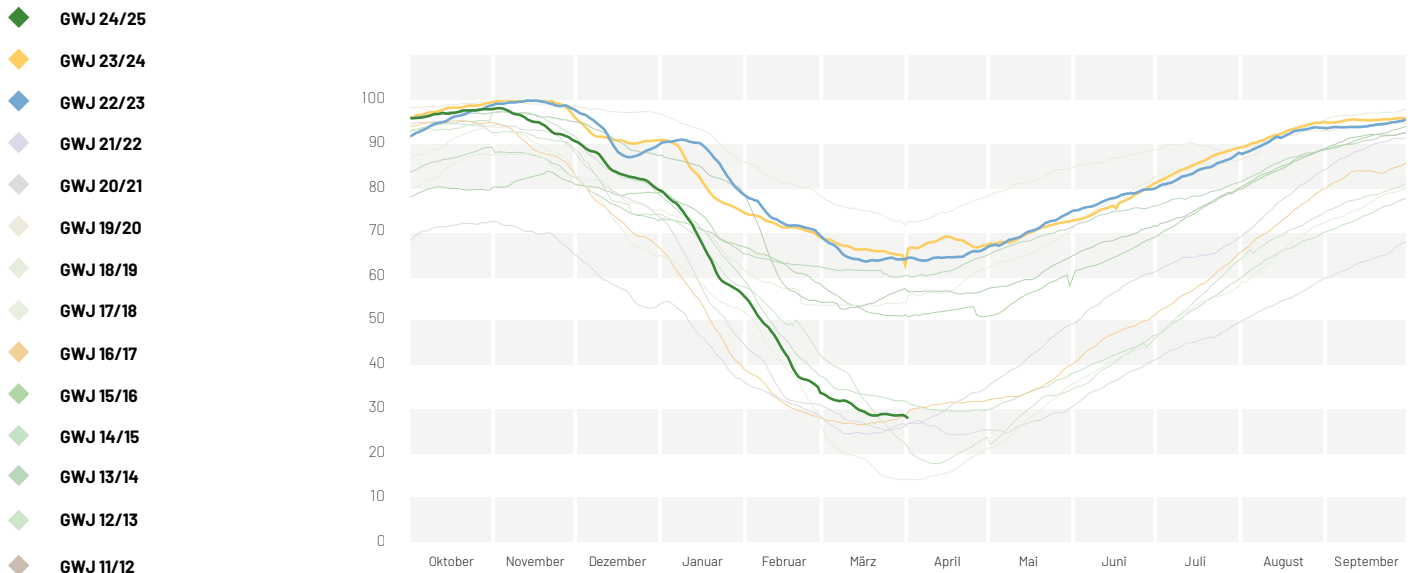
Für die Stichtage der Einspeichersaison – 1. Oktober und 1. November – galten in diesem Winter weiterhin die Füllstandsvorgaben der auf Basis von § 35b Abs. 3 EnWG erlassenen Gasspeicherfüllstandsverordnung vom 27. Juli 2022, welche die zu erreichenden Zielfüllstände von den gesetzlichen Werten von jeweils 80 und 90 Prozent auf 85 bzw. 95 Prozent erhöht hatte. Die Gasspeicherfüllstandsverordnung von 2022 ist allerdings am 31. März 2025 ausgelaufen. Für das folgende Speicherjahr gilt die neue Gasspeicherfüllstandsverordnung vom 5. Mai 2025. Diese sieht differenzierte, abgesenkte Füllstandsvorgaben vor. Demnach müssen die Speicher zum 1. November eines Jahres nun zu 80 Prozent gefüllt sein. Die Speicher Bad Lauchstädt, Frankenthal, Hähnlein, Rehden, Stockstadt und Uelsen müssen nun sogar nur bis zu 45 Prozent gefüllt sein.

Neben der Gasspeichergesetz-Novelle vom 9. Februar 2024 war der Winter 2024/2025 von einer weiteren EnWG-Anpassung betroffen, über welche die Systematik der auf Basis von § 35e EnWG erhobenen Gasspeicherumlage geändert wurde. So war die Gasspeicherumlage seit 2022 stets auf physische Ausspeisungen an SLP-, RLM- und ExitSO-Ausspeisepunkten zu erheben (wobei Ausspeisungen zur Einspeicherung von Gas ausgenommen waren), mithin also auch an Grenzübergangspunkten und virtuellen Kopplungspunkten. Mit der EnWG-Novelle Ende 2024 wurde die Erhebung der Gasspeicherumlage auf SLP- und RLM-Ausspeisepunkte eingeschränkt. Auf Ausspeisungen an den deutschen Grenzen wird entsprechend seit dem 1. Januar 2025 keine Gasspeicherumlage mehr erhoben. Bei der Festlegung der Gasspeicherumlage im November 2024 war diese Anpassung durch THE bereits bei der Bemessung der Umlagenhöhe berücksichtigt worden. Für die Umlageperiode von Januar bis Juni 2025 musste die Umlage aktuell erhöht werden, auf aktuell 2,99 €/MWh.

3.2 Entwicklung der Speicherfüllstände in Deutschland

In der folgenden Abbildung ist der Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland bis zum 1. April 2025 dargestellt.

Abbildung 14: **Speicherfüllstände Deutschland in Prozent**



Sowohl die nationalen als auch die EU-Füllstandsvorgaben wurden – wie in den vorherigen Wintern 2022/2023 sowie 2023/2024 – auch im Winter 2024/2025 voll erfüllt bzw. sogar übererfüllt. Das Ziel des Gesetzgebers, eine ausreichende Befüllung der Gasspeicher zu gewährleisten und damit einen essenziellen Beitrag zur Sicherstellung der Energieversorgung zu leisten, wurde damit auch im dritten Winter der Geltung der Füllstandsvorgaben erreicht.

Wie in der Abbildung zu erkennen ist, weicht der aktuelle Winter allerdings von den zwei vorhergehenden Jahren dahingehend ab, dass insbesondere ab Januar 2025 starke Aus-speicherungen vorlagen, was die Speicherfüllstände auf einen vergleichsweise niedrigen Stand zum Ende des Winters gebracht hat.

3.3 Zwischenfazit zu den deutschen Speicherfüllstandsvorgaben

Im vergangenen Winter gab es zunehmend Anzeichen dafür, dass die Zielvorgaben für Speicherfüllstände und die Mechanismen zur Sicherstellung ihrer Einhaltung eine unbeabsichtigte Wirkung auf das Marktgeschehen haben und insbesondere die marktseitige Befüllung durch eine Verzerrung der Marktpreise und Preis-Spreads erschweren könnten. Für eine leichtere Einordnung der Entwicklung im vergangenen Winter lohnt eine kurze Rückschau auf die vergangenen Gaswirtschaftsjahre seit 2021/2022. In den drei zurückliegenden Wintern wurden alle Füllstandsvorgaben vollständig erreicht. In den Wintern 2022/2023 und 2023/2024 haben Maßnahmen der THE zur Befüllung der Gasspeicher beigetragen, im Winter 2024/2025 ging hingegen der gesamte Füllstand auf Einspeicherungen der Marktteilnehmer zurück.

Gaswirtschaftsjahr 2021/2022

Das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2021/2022 wies eine hohe Ereignisdichte auf. Bereits im vorangegangenen Sommer war die Einspeicherung von Erdgas in die von Gazprom gebuchten Speicherkapazitäten unterblieben, was ein außerordentlich niedriges Füllstandsniveau der Gesamtheit aller deutschen Gasspeicher zum Winterbeginn zur Folge hatte. Mit dem Beginn des Ukrainekriegs im Februar 2022 stand ein plötzliches Ende der bis dato erheblichen Gaslieferungen aus Russland im Raum. Eine starke Reduktion der Lieferungen über Nord Stream erfolgte dann im Juni, eine vollständige Einstellung der Lieferungen Ende August sowie die Zerstörung der Pipelines im September 2022.

Um einen direkten LNG-Import nach Deutschland auf schnellstem Wege zu ermöglichen, kontrahierte die Bundesregierung zu Jahresbeginn 2022 mehrere Regasifizierungsterminal, die im GWJ 2021/22 allerdings noch nicht zur Nutzung zur Verfügung standen. Weitere Maßnahmen zur Bewältigung der Krise waren die Beschaffung von LNG durch den Marktgebietsverantwortlichen auf dem globalen LNG-Spotmarkt auf Veranlassung durch die Bundesregierung, die Einführung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen, die Kontrahierung von Strategic Storage Based Options (SSBO) durch THE sowie die direkte Befüllung des Gasspeichers Rehden und weiterer Gasspeicher durch THE, basierend auf einer Ministerverordnung vom Juni 2022.

Im Gashandelsmarkt führten die beschriebenen Ereignisse (vor allem die Reduktion der Liefermengen aus Russland) zu exorbitant hohen Preisen von zeitweilig über 200 €/MWh; dies galt insbesondere für das Q3 2022, in dem auch der Großteil der Speicherbefüllung stattfand. Die für die marktseitige Befüllung der Gasspeicher wichtigen Preis-Spreads (Sommer-Winter-Spread, Q3-Q1-Spread, Month-Ahead-Q1-Spread) fielen im Februar kurzzeitig tief in den negativen Bereich, waren jedoch im Sommerhalbjahr zumeist wieder positiv.

Der Einfluss der Maßnahmen zur Krisenbewältigung auf das Handelsgeschehen lässt sich nicht eindeutig bestimmen, da dieser nicht von den Einflüssen der krisenauslösenden Ereignisse abzugrenzen ist.

Gaswirtschaftsjahr 2022/2023

Wesentliche Ereignisse im GWJ 2022/2023 waren die Indienststellungen der FSRU in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Lubmin im Q1 2023, wodurch sich die zuvor angespannte Versorgungssituation wieder entspannte. Darüber hinaus war der Winter durch milde Temperaturen gekennzeichnet, die in Verbindung mit den hohen Speicherfüllständen am Winterbeginn zu einem hohen Speicherfüllstand von annähernd 65 Prozent des AGV am Winterende führte. Die im vorangegangenen Gaswirtschaftsjahr von THE direkt eingespeicherten Mengen wurden im Winter 2022/2023 nur zu einem geringen Teil (circa 12,5 TWh) ausgespeichert. Die Wiederbefüllung der Speicher im Sommer 2023 geschah ohne Zutun von THE.

Am Gashandelsmarkt fiel der Month-Ahead-Preis zum Ende des Winters auf unter 50 €/MWh und erreichte im Q2 kurzzeitig Werte von unter 30 €/MWh. Im Verhältnis dazu waren die für die Einspeicherung wichtigen Preis-Spreads sehr hoch und wiesen über weite Teile des Sommerhalbjahres Werte von über 20 €/MWh auf. Hier zeigte sich das Speicherparadoxon in einer starken Ausprägung: die hohen Speicherfüllstände am Ende des Winters drückten auf die Sommernachfrage und damit den Sommer-Preis für Erdgas, während der Winter-Preis nicht in gleichem Maße sank. Damit gab es zwar eine geringe Notwendigkeit, aber einen hohen finanziellen Anreiz zur Einspeicherung.

Gaswirtschaftsjahr 2023/2024

Das GWJ 2023/2024 wies im Vergleich wenige Ereignisse mit Einfluss auf die Versorgungslage bei Erdgas auf. Im Q4 2023 kündigte das ukrainische Gasunternehmen Naftogaz an, dass der Ende 2024 auslaufende Transitvertrag mit Gazprom nicht verlängert werde. Im Q1 und Q2 2024 wurden die letzten im Sommer 2022 direkt durch THE eingespeicherten Gasmengen wieder ausgespeichert. Trotz dieser Ausspeicherungen gab es, auch bedingt durch den milden Winter, Ende März einen hohen durchschnittlichen Füllstand der deutschen Gasspeicher von über 62 Prozent des AGV. In Q2 2024 nahm ein weiteres FSRU in Mukran seinen Betrieb auf, das FSRU in Lubmin wurde stillgelegt und dessen Regasifizierungsschiff nach Mukran verlegt. Die gesamte LNG-Importkapazität an der Ostseeküste stieg dadurch von knapp 49 TWh/a auf über 127 TWh/a.

Das Preisniveau des Month-Ahead-Kontrakts fiel im Gashandel im Verlauf des Q1 2024 auf den niedrigsten Wert seit Krisenbeginn (unter 25 €/MWh), bedingt durch den unerwartet milden Winter. Die für die Einspeicherung relevanten Preis-Spreads waren durchgehend positiv und lagen stets über 2 €/MWh, zumeist bei Werten zwischen 4 und 7 €/MWh. Darin drückte sich, wie schon im Winter zuvor, das Speicherparadoxon aus.

Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 (Winterhalbjahr)

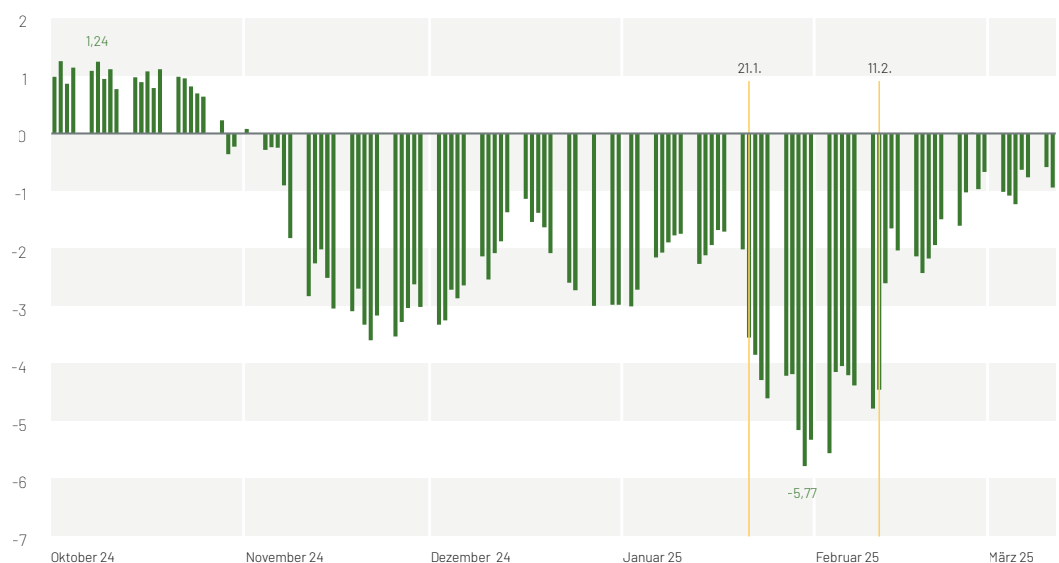
Das Winterhalbjahr 2024/2025 war, im Vergleich zu den beiden Jahren zuvor, geprägt durch geringere Temperaturen und einen etwas höheren Gasbedarf für Heizwärme.

Darüber hinaus endete der Transit russischen Erdgases durch die Ukraine. Der durchschnittliche Füllstand der deutschen Gasspeicher sank zum Ende des Winters auf unter 30 Prozent. Zu Maßnahmen von THE in Bezug auf Gasspeicher kam es nicht. Im Handelsmarkt sorgten diese Entwicklungen für einen Anstieg des Month-Ahead-Preises auf zeitweilig über 50 €/MWh. Die für die Einspeicherung relevanten Preis-Spreads, insbesondere der Sommer-Winter-Spread, waren seit November 2024 durchgängig negativ und lag zumeist zwischen -2 und -3 €/MWh, kurzzeitig auch bei unter -4 €/MWh. Das Speicherparadoxon wirkte sich in einer – im Vergleich zu den Vorjahren – entgegengesetzten Weise aus: der niedrige Speicherfüllstand am Winterende bedeutete einen hohen Gasbedarf zur Speicherbefüllung im Sommer. In Verbindung mit einer starken Backwardation der Price Forward Curve wurden die relevanten Preis-Spreads negativ.

Die negativen Preis-Spreads behinderten die Vermarktung von Speicherkapazitäten im Winter 2024/2025. Durch die negativen Spreads drohte potenziellen Speicherkunden entweder ein verlustreiches Befüllen oder eine Nichtnutzung der gebuchten Kapazität (mit anschließendem Entzug der Kapazität aufgrund des Verfehlens der Füllstandsvorgaben). Auch die Befüllung bereits gebuchter Speicherkapazitäten konnte durch die Speicherkunden, anders als üblich, nicht basierend auf Termingeschäften angegangen werden. Diese Umstände nährten spekulative Erwartungen über ein Eingreifen von THE, das bei unveränderter Ausgangslage zur Erreichung der Füllstandsvorgaben früher oder später erforderlich werden würde.

Am 21. Januar 2025 stellte THE ein bereits länger in Bearbeitung befindliches Konzept für ein strategisches Befüllungsinstrument (SBI) auf einer Veranstaltung von BDEW, EFET sowie INES vor und veröffentlichte die Vortragsfolien anschließend auf seiner Webseite. Die Einführung eines solchen Instrumentes war aufgrund des novellierten EnWG im April 2024 notwendig geworden. Das SBI sollte bei Bedarf öffentlich ausgeschrieben und kontrahiert werden können, um eine Befüllung von Gasspeichern anzureizen. Anscheinend bildete sich aufgrund dieser Präsentation von THE im Markt die Erwartung, dass Ausschreibungen von SBI in naher Zukunft erfolgen könnten. Deswegen informierte THE am 11. Februar 2025 am Rande der Messe E-World in Essen die Marktteilnehmer noch einmal über den aktuellen Stand und die Einzelheiten zur Ausgestaltung des SBI und stellte klar, dass dies keine zeitnahe Ausschreibung bedeuten würde. Im Markt setzte sich anschließend die Auffassung durch, dass eine Ausschreibung zumindest in der nächsten Zeit nicht zu erwarten sei.

Abbildung 15: **Entwicklung des Sommer-Winter-Spreads im Winterhalbjahr 2024/2025 in €/MWh**



Die Termine der beiden Informationsveranstaltungen korrelierten mit Bewegungen des Sommer-Winter-Spreads für das kommende Speicherjahr 2024/2025. Am 21. Januar fiel der Spread von -2 auf -4 €/MWh und erreichte zu Ende Januar annähernd -6 €/MWh. Nach dem 11. Februar stieg der Spread wieder auf Werte um -2,5 €/MWh.

Fazit

Die Maßnahmen zur Bewältigung der Gaskrise haben die beabsichtigte Wirkung erzielt: Die Füllstandsvorgaben wurden eingehalten, Versorgungsunterbrechungen gab es nicht, und die Marktpreise haben sich inzwischen auf Werte von weniger als 35 €/MWh stabilisiert. THE wurde zu einem Akteur, u.a. durch die LNG-Beschaffung, die Kontrahierung von SSB0 und die direkte Speicherbefüllung im Jahr 2022.

Die Wirkung der SBI-Diskussion auf die Preis-Spreads zeigt allerdings, dass die über den Winter 2024/2025 geltenden Maßnahmen und Regeln zur Speicherbefüllung das Potenzial hatten, das Speicherparadoxon zu verstärken und die Anreize zur marktseitigen Speicherbefüllung abzusenken, also die Einspeicherung durch Marktakteure zu behindern. Dieser Befund ist angesichts einer hohen à-priori-Berechenbarkeit des Gasbedarfs im Sommer zur Erreichung der Füllstandsvorgaben in Verbindung mit einer (theoretisch) unbegrenzten Zahlungsbereitschaft im Fall eines Einschreitens von THE nicht überraschend. Die gegenwärtige Regelung ermöglicht es Tradern, durch ein Eingehen offener Long-Positionen für das Sommerhalbjahr das Angebot an Sommergas künstlich zu verknappen. So können sie den Sommer-Winter-Spread zu verringern und sogar in den negativen Bereich bringen, um bei einem Eingreifen von THE Spekulationsgewinne auf Kosten der Allgemeinheit (der Zahler der Gasspeicherumlage) zu erzielen. Begünstigt wird ein solches Vorgehen durch einen geringen Speicherfüllstand am Ende des Winterhalbjahres sowie eine stark ausgeprägte Backwardation der Price Forward Curve, also durch zwei Bedingungen, die beide am Ende des Winters 2024/2025 erfüllt waren.

3.4 Novelle der EU-Verordnung zu den Speicherzielen

Am 5. März hat die EU-Kommission vorgeschlagen, die bestehenden Speicherziele – insbesondere den durchschnittlichen Füllstand von 90 Prozent aller Untergrundspeicher – bis Ende 2027 zu verlängern. Dabei wurden Änderungsvorschläge eingebracht, um die strikten Vorgaben abzumildern.

Der Ministerrat spricht sich nun für eine Flexibilisierung der Zielmarke aus. Demnach sollen die Mitgliedstaaten begründet um 10 Prozent von den Speicherfüllstandszielen abweichen dürfen und in einigen Mitgliedstaaten sollen Abweichungen von weiteren 5 Prozent unter bestimmten Bedingungen möglich sein. Demnach müsste Deutschland zum 1. Dezember einen Füllstand der Untertagespeicher von 75 Prozent nachweisen.

Im EU-Parlament wurde am 5. Mai 2025 ein Berichtsentwurf des Berichterstatters Borys Budka (EPP) angenommen. Demnach hält das Parlament eine Absenkung der Ziele für notwendig. Das Parlament schlägt hier eine Absenkung auf 83 Prozent vor, wobei weitere Absenkungen um 4 Prozent und weiteren 4 Prozent nach Konsultation der EU-Kommission bzw. durch einen delegierten Rechtsakt der EU-Kommission als Kompromiss eingebracht werden sollen. Zudem werden den Mitgliedstaaten weitere Berichtspflichten über Anteile russischen Erdgases in Speichern auf Monatsbasis an die EU-Kommission auferlegt. Wie diese Verwaltungsaufwendungen umgesetzt werden sollen, bleibt unklar.

Insgesamt bleibt daher festzuhalten, dass die Änderungsvorschläge des Rates und des Parlaments in die richtige Richtung gehen, dem Markt die Portfoliobeschäftigung zu geben. Mittel- bis langfristig sollten aber Mechanismen etabliert werden, die die Verantwortlichkeiten für die Sicherheit der Kundenbelieferung mit Erdgas dem Markt zurückgeben. FNB Gas schlägt in diesem Winterrückblick daher eine neue Ausrichtung vor, die Eingriffe in den Markt minimiert und auf bürokratische Berichtspflichten gänzlich verzichtet. Somit wird marktliche und bürokratische Effizienz geschaffen und trotzdem eine Verpflichtung für eine technisch notwendige Vorsorge sichergestellt.

4

Vorschlag für ein neues „Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas“

4.1 Vorüberlegungen

Die aktuell geltenden Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit – die Füllstandsvorgaben für Gasspeicher – wurden im Jahr 2022 unter erheblichem Zeitdruck eingeführt und haben ihren Zweck seither stets erreicht. Die hohen Kosten, die hierdurch im Jahr 2022 entstanden sind, wurden, auch angesichts mangelnder Alternativen, politisch bewusst in Kauf genommen. Im Winterhalbjahr 2024/2025 haben sich Nachteile in Form einer Rückwirkung auf die Marktpreise (Verstärkung des Speicherparadoxons) gezeigt. Es erscheint daher angebracht, die der Versorgungssicherheit dienenden Maßnahmen an die veränderte Marktsituation anzupassen. Die veränderten Marktumstände werden im Folgenden kurz zusammengefasst.

Vor der Gasversorgungskrise: Bis einschließlich 2021 gab es hohe Überkapazitäten auf den Importpipelines in die EU, und der Gaseinkauf der Importeure basierte – insbesondere bei russischem Gas – auf Langfristverträgen mit insgesamt großen Vertragsmengen und erheblicher Mengenflexibilität für den Käufer. Der Gasmarkt war gut versorgt und eher ein Käufermarkt, wobei jedoch die Diversifikation der Gasimporte und die einheimische Gasproduktion im Zeitverlauf abnahmen. Durch die Mengenflexibilität in Importverträgen, verbunden mit großzügig bemessenen Gasspeicherkapazitäten, gab es ein Überangebot an gaswirtschaftlicher Flexibilität. Die Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit wurde den Handelsakteuren überlassen. Die FNB waren und sind für die Sicherstellung der Systemstabilität verantwortlich, THE für ein bilanziell ausgeglichenes Marktgebiet.

Während der Gasversorgungskrise: Die Bedingungen der Gasversorgung änderten sich ab dem 1. Oktober 2021 und im Jahr 2022 innerhalb kürzester Zeit. So entfielen die Überkapazitäten auf Importleitungen sowie die erheblichen Mengen und die Mengenflexibilität aus Importverträgen aus Russland plötzlich. Die Importmöglichkeit war empfindlich gestört. Der Gasmarkt kehrte sich in einen extremen Verkäufermarkt um. Alle noch zur Verfügung stehenden Importkapazitäten mussten maximal beschäftigt werden, wodurch auch die gaswirtschaftliche Flexibilität der Importe entfiel. Der Notwendigkeit zum Aufbau zusätzlicher LNG-Importkapazität durch FSRU wurde mit staatlicher Initiative begegnet. So konnte bald eine Erhöhung der LNG-Bezüge über den Spot-Markt erfolgen. Die Gasspeicher, als das zentrale Element der Gasversorgungssicherheit, mussten unter schwierigen Marktbedingungen unbedingt vollständig befüllt werden. Der Gesetzgeber beschloss daher die Einführung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicher und erlegte THE die Rolle als „Buyer of the last resort“ auf.

Nach der Gasversorgungskrise: Auf der Importseite sind LNG-Importkapazitäten in Höhe von circa 235 TWh/a einsatzfähig, die künftig durch weitere landbasierte Terminals erhöht werden sollen. LNG-Importe nach Deutschland sind Bestandteil der Gasversorgung, und mit dem Zuwachs der Importkapazität wird – in begrenztem Umfang – auch wieder eine zunehmende gaswirtschaftliche Flexibilität der Importe ermöglicht. Die möglichst vollständige Befüllung der Gasspeicher zum Winterbeginn bleibt auf absehbare Zeit zentral für die Gasversorgungssicherheit, um in hohen Lastszenarien im Winterhalbjahr die notwendigen Leistungen bereitstellen zu können. Zwar haben sich die Marktpreise stabilisiert, dennoch gibt es weiterhin eine ausgeprägte Backwardation der Forward-Kurve, u.a. in Erwartung eines steigenden Gasangebots bei LNG. In Verbindung mit starren Füllstandsvorgaben für Gasspeicher verschärft diese bei niedrigen Füllständen am Winterende das Speicherparadoxon und erschwert eine marktseitige Befüllung der Gasspeicher.

4.2 Anforderungen

An ein weiterentwickeltes Instrumentarium ist als erstes die Anforderung zu richten, dass die Erreichung des Ziels hinreichend voller Gasspeicher, insbesondere zum Ende des Winters, weiterhin gewährleistet sein muss. Dafür sollten folgende Anforderungen erfüllt sein:

- **Wirksamkeit:** ein für die Versorgungssicherheit hinreichendes Füllstandsniveau der Gasspeicher, insbesondere zum Ende des Winters
- **Effizienz:** monetäre Ausgaben und Implementierungsaufwand (sowohl bei FNB/THE als auch bei wettbewerblichen Marktakteuren) so gering wie möglich
- **Kompatibilität mit Markttrollen:** Einhaltung der klaren Markttrollen im gegenwärtigen Marktdesign, Vermeidung von Unschärfen oder Überlappungen
- **Handlungsfreiheit für Marktakteure:** möglichst geringe Einschränkung der Freiheit der Marktteilnehmer zur Bewirtschaftung von Portfolien und Kapazitäten durch Vorgaben
- **EU-Konformität:** Einhaltung von EU-Recht, Vermeidung unerwünschter Effekte im Gasbinnenmarkt, Orientierung an Üblichkeiten in der EU
- **Geringe Rückwirkung auf Marktpreise:** geringe à-priori-Berechenbarkeit und geringes Potenzial zur Ausnutzung durch spekulatives Verhalten gegen ein Nachfrage-monopol

4.3 Mögliche Instrumente

Weder eine dauerhafte Beibehaltung von Füllstandsvorgaben noch ihre ersatzlose Streichung erfüllen diese Anforderungen. Die unveränderte Beibehaltung und die ersatzlose Streichung der Füllstandsvorgaben werden im Folgenden nicht näher analysiert. Zum einen ist hier zur Ausgestaltung nichts auszuführen, zum anderen sind diese Möglichkeiten mit Blick auf die Anforderungen nicht geeignet – die ersatzlose Streichung der Füllstandsvorgaben kann die Versorgungssicherheit nicht garantieren und führt zu extremen gesamtwirtschaftlichen Kosten im Krisenfall. Die unveränderte Beibehaltung hat eine marktverzerrende Wirkung und erlaubt (bei entsprechenden Marktumständen wie im Winter 2024/2025) ein spekulatives Trading gegen THE und damit die Gesamtheit aller Marktteilnehmer. Die speicherbasierte Sicherheitsreserve sowie die Lieferantenverpflichtung zur Einspeicherung werden im Folgenden kurz diskutiert.

a) Speicherbasierte Sicherheitsreserve

Definition

Eine Zentralinstanz wie THE hält eine bestimmte Gasmenge dauerhaft in Gasspeichereinrichtungen vor und speichert diese nur unter klar definierten Bedingungen aus.

Wirkung

Die von THE vorgehaltene Gasspeicherkapazität ist durchgehend zu 100 Prozent befüllt und einer Bewirtschaftung über den Markt entzogen. Die marktseitig zu befüllende Speicherkapazität ist – bei gleichem Gesamtfüllstandsziel – entsprechend geringer.

Eine speicherbasierte Sicherheitsreserve hat keine regelmäßigen Speicherbewegungen zur Folge. Insofern gibt es auch (nach der erstmaligen Befüllung) keine à-priori-Berechenbarkeit von dadurch bedingten Speicherbewegungen und daher keine Gewinnerzielungsmöglichkeiten durch Spekulation auf spätere Gaseinkäufe von THE (mit sehr hoher Zahlungsbereitschaft).

Da die Verantwortung für die Vorhaltung der Sicherheitsreserve bei THE läge, bestünde

– anders als bei den Füllstandsvorgaben oder kontrahierten Instrumenten – kein Anlass zum Monitoring durch eine Aufsicht oder zur Nachweiserbringung durch Marktteilnehmer. Pönalen im Falle von Verstößen entfielen ebenso.

Die Kosten dieses Instruments bestehen hauptsächlich in der Zahlung des Kapazitätsentgelts für Speichernutzung sowie in den Finanzierungskosten für das im eingespeicherten Gas gebundene Kapital. Der Implementierungsaufwand wäre sehr gering.

Eine speicherbasierte Sicherheitsreserve würde die Gasnachfrage im Sommer und im Winter kaum oder gar nicht beeinflussen und hätte daher auch kaum einen Effekt auf die Marktpreise. Sofern eine speicherbasierte Sicherheitsreserve dazu führt, dass der Gesamtfüllstand der deutschen Gasspeicheranlagen im Winterverlauf und insbesondere am Ende des Winterhalbjahres höher ausfällt als ohne dieses Instrument, können zwei Wirkungen eintreten:

- Das Speicherparadoxon tritt eher in der gewünschten Richtung auf, da ein höherer Speicherfüllstand den saisonalen Preis-Spread und damit die Anreize für eine Einspeicherung durch die Marktakteure erhöht.
- Der höhere Füllstand bewirkt durch einen höheren Druck in den betreffenden Speichern eine höhere verbleibende Ausspeicherleistung. Die in den Speichern vorhandene Zusatzmenge wirkt daher wie „zusätzliches Kissengas“.

Der letztere Effekt kann durch eine Verteilung der speicherbasierten Sicherheitsreserve auf mehrere Gasspeicheranlagen maximiert und auch in geografischer Hinsicht netzdienlich optimiert werden. Somit treten durch die speicherbasierte Sicherheitsreserve keine oder allenfalls gewünschte Rückwirkungen auf das Marktgeschehen auf.

Gestaltungsparameter

Im Rahmen der konkreten Ausgestaltung einer speicherbasierten Sicherheitsreserve wäre noch festzulegen, wie der Absicherungsumfang bemessen sein sollte. Dies betrifft vor allem das Arbeitsgasvolumen, aber auch die Ausspeicherleistung. Auch über die Verteilung auf verschiedene Standorte von Gasspeichern wäre zu entscheiden. Wichtig sind auch transparente und objektiv nachvollziehbare Kriterien für den Einsatz der speicherbasierten Sicherheitsreserve, also für die Ausspeicherung der betreffenden Mengen durch THE. Schließlich ist die Finanzierung zu klären, also an wen die Kosten adressiert werden und durch welchen Mechanismus sie gedeckt werden.

b) Lieferantenverpflichtung zur Gasspeicherung

Definition

Gashändler werden verpflichtet, einen bestimmten Anteil des Verbrauchs der von ihnen belieferten Endkunden zu einem (oder mehreren) bestimmten Stichtag(en) oder für eine bestimmte Lieferdauer in Gasspeichern vorzuhalten.

Wirkung

Die Verpflichtung würde im Wesentlichen jene Marktakteure treffen, denen bereits heute die Aufgabe zufällt, für den Bilanzkreisausgleich oder zwecks Beschaffung und Strukturierung der Mengen für die von ihnen belieferten Kunden Speicherkapazität zu nutzen. Insofern ist dieses Instrument kompatibel mit den im aktuellen Marktdesign vorgesehenen Marktrollen.

Dadurch, dass sich die Verpflichtung auf einen großen Kreis von Marktteilnehmern verteilen würde, die in Bezug auf das Timing ihrer Beschaffungsaktivitäten und die Auswahl der Vorlieferanten und Aufkommensquellen frei und zudem nicht rechenschaftspflichtig sind, wäre die à-priori-Berechenbarkeit von Speicherbewegungen gering. Zu der geringen Berechenbarkeit würde auch der Umstand beitragen, dass im Markt nicht allgemein bekannt wäre, welcher Anteil des am Winterende verbliebenen Speicherfüllstands dem Kreis der Verpflichteten zuzurechnen ist.

Wie hoch die in den Speichern vorgehaltene Menge der verpflichteten Lieferanten zu Beginn des Winters (über die Pflichtmenge hinaus) genau ist, bleibt den betreffenden Lieferanten überlassen. Diese können entweder bis zum Winterbeginn eine so hohe Menge

einspeichern, dass der gesamte Flexibilitätsbedarf im Winter aus Speichern gedeckt werden kann und zum Stichtag die Pflichtmenge noch im Speicher enthalten ist, oder – bei einer nicht ganz so hohen Speichermenge zu Winterbeginn – Vorkehrungen für zusätzliche Lieferungen im Winterhalbjahr treffen (z.B. durch Bezug von LNG), sofern im Rahmen der bestehenden Importkapazitäten möglich.

Eine Kontrahierung oder Präqualifikation durch den MGV ist bei diesem Instrument nicht erforderlich. Der Implementierungsaufwand hinge entscheidend von der Ausgestaltung ab.

Gestaltungsparameter

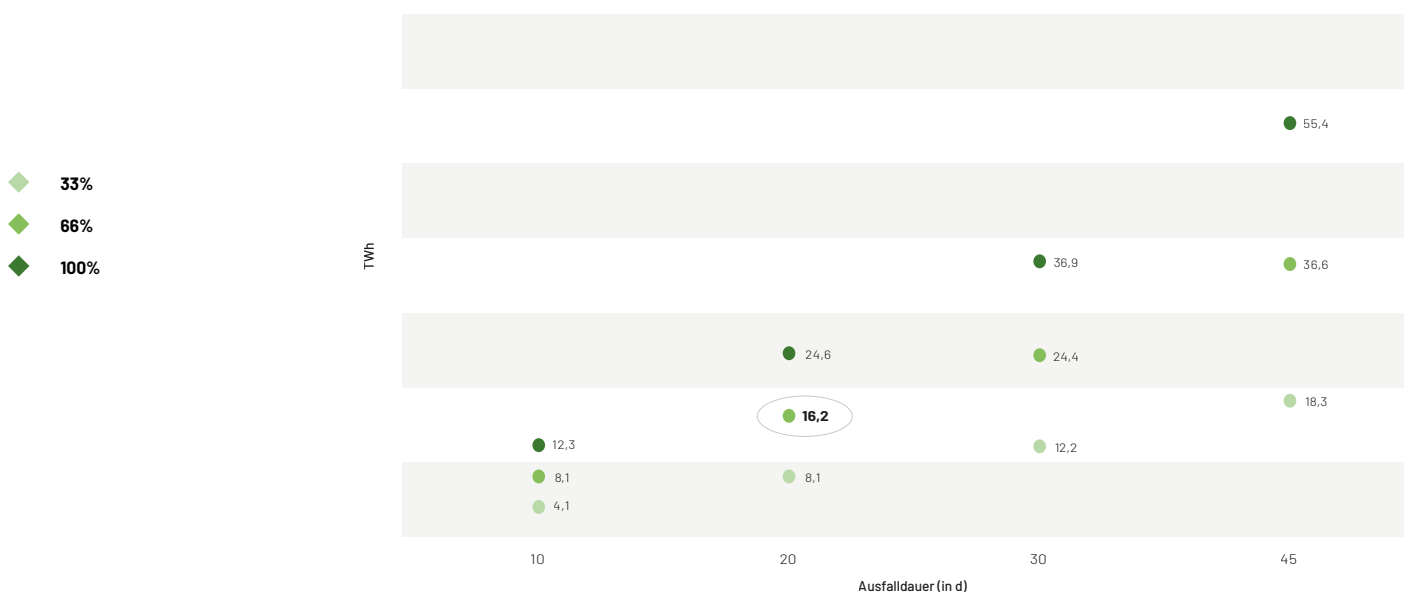
Auch bei der Lieferantenverpflichtung zur Einspeicherung ist zunächst der Absicherungsumfang zu bestimmen. Dieser muss in einem vernünftigen Verhältnis zum Verbrauch bzw. Speicherbedarf der versorgten Kunden stehen. Zu entscheiden ist daher über die einzubeziehenden Kundengruppen und die Bemessungsgrundlage, also etwa das Verbrauchsszenario oder der Speicherbedarf. Zudem ist eine Auswahl zwischen pauschalen und lieferanten-spezifischen Kundenwerten zu treffen. Darüber hinaus ist festzulegen, wer genau zur Einspeicherung verpflichtet ist und ob eine optionale Erfüllung der Verpflichtung durch Marktpartner möglich ist. Schließlich ist zu entscheiden, ob regelmäßige oder nur anlassbezogene Prüfungen der Einhaltung der Verpflichtung stattfinden sollten und wie festgestellte Pflichtverstößen zu pönalisieren wären.

4.4 Dimensionierungsansätze

a) Speicherbasierte Sicherheitsreserve

Der Umfang einer speicherbasierten Sicherheitsreserve muss sich am Absicherungszweck festmachen, d.h. der Fähigkeit, die Liefersicherheit auch in einem bestimmten Krisen- oder Ausfallszenario zu gewährleisten. Naheliegend ist hier das N-1-Kriterium, das auch in der EU-Versorgungssicherheitsverordnung (2017/1938) zugrunde gelegt wird. Dieses besagt, dass auch bei einem Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur die Versorgung aufrechterhalten werden muss. In Deutschland handelt es sich dabei auf der Importebene um die Pipelines für norwegisches Gas. Bei einem vorübergehenden Ausfall ergibt sich in Abhängigkeit der Ausfalldauer und des ausgefallenen Anteils der Lieferungen aus Norwegen folgendes Bild.

Abbildung 16: **Speicherbasierte Sicherheitsreserve – Ausfall der Lieferungen aus Norwegen in TWh**



Eine Menge von circa 16 TWh würde damit ausreichen, einen Ausfall von zwei Dritteln der norwegischen Lieferkapazität über einen Zeitraum von 20 Tagen aufzufangen. Ein vollständiger Ausfall über 10 Tage wäre ebenfalls abgedeckt. Eine solche Menge entspricht lediglich 6,5 Prozent des gesamten deutschen Arbeitsgasvolumens. Bei der Buchung von

Speicherkapazität wären auch entsprechende Anforderungen an die Ausspeicherleistung zu beachten.

Ein solcher Absicherungsumfang läge im Vergleich zu anderen EU-Ländern, die ebenfalls eine zentral vorgehaltene Gasreserve besitzen, im Verhältnis zur insgesamt im Land vorhandenen Speicherkapazität eher am unteren Ende. So beträgt die Reserve in Italien etwa ein Viertel des vorhandenen AGV, in Österreich liegt die Reserve bei circa einem Fünftel des AGV.

b) Lieferantenverpflichtung zur Einspeicherung

Bei der Lieferantenverpflichtung ist es naheliegend, den Verbrauch der SLP-Kunden als Ausgangspunkt zu wählen, da diese Kundengruppe eine sehr hohe Überschneidung mit den geschützten Kunden aufweist. Die SLP-Verbräuche werden durch THE separat für jeden Bilanzkreis erfasst, wodurch auch die Verfügbarkeit der benötigten Daten gegeben ist. Diese zumeist wärmegeführten Kunden haben einen höheren Verbrauch im Winterhalbjahr und dadurch eine saisonal schwankende Abnahme. Das ist der Ausgangspunkt für die Berechnung einer Absicherung durch Speichermengen.

Als Bemessungsgrundlage kann der Gasversorgungsstandard der EU-Gasversorgungs-sicherheitsverordnung (2017/1938) dienen. Ein Kriterium ist hier ein ungewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen 30-Tageszeitraum. Basierend auf den SLP-Verbräuchen seit 2017 ergibt sich ein maximaler Gasverbrauch über einen 30-Tageszeitraum von 2,55 TWh/d. Es kann davon ausgegangen werden, dass der mittlere SLP-Tagesbedarf (gemessen über ein gesamtes Jahr, also als gedachtes Jahresband) von 1,11 TWh/d durch Importe gedeckt werden kann. Somit verbleibt eine Menge von 1,44 TWh/d (oder 43 TWh insgesamt), die durch Ausspeicherung gedeckt werden können muss. Wichtig ist dabei, dass dies auch zum Ende des Winters noch möglich sein muss, d.h. dass diese Menge auch beispielsweise zu Anfang Februar noch von den Verpflichteten in den Gasspeichern vorgehalten werden und auch (mit Blick auf die Ausspeicherleistung) innerhalb eines 30-Tages-Zeitraums ausgespeichert werden können sollte.

Die übrigen Gestaltungsparameter sollten nach Effizienzüberlegungen festgelegt werden, d.h. der Umsetzungsaufwand auf Seiten der Verpflichteten sowie der Prüfaufwand auf Seiten der Aufsichtsorganisation sollten minimiert werden. Daher sollten Gegenstand und Umfang der Verpflichtung des einzelnen Versorgers klar bestimmt sowie leicht und objektiv zu ermitteln sein. Darüber hinaus sollte der Verpflichtete im Rahmen seiner bestehenden Organisation der Verpflichtung nachkommen können. Auch sollte es möglichst wenige Informationsübermittlungen zum Zweck des Monitorings geben.

Daher sollte die Bemessung möglichst pauschal, also z.B. als fester Anteil an Normaljahresverbrauch aller SLP-Kunden eines Bilanzkreises, bestimmt sein. Der Bilanzkreisverantwortliche wird hier stellvertretend für den Lieferanten verpflichtet, um den Erfüllungsaufwand zu reduzieren. Weicht der Versorger vom Bilanzkreisverantwortlichen ab, so können privatrechtliche Vereinbarungen diese Kosten wälzen. Hinsichtlich des Monitorings bzw. des Nachweises der Einhaltung der Speicherverpflichtung sollte nur eine anlassbezogene Prüfung erfolgen. Die dafür benötigten Daten können durch THE jederzeit bereitgestellt werden. Für den Fall eines Verstoßes müsste es ein Pönale geben, die einen ausreichenden Anreiz zur Einhaltung gewährleistet. Es wären aber keine regelmäßigen, bürokratischen Nachweise durch den Handel aufzubereiten sein.

4.5 Kombinationsmodell Versorgungssicherheit Erdgas

Bei der in 4.4. vorgeschlagenen Dimensionierung ließen sich die beiden Instrumente – speicherbasierte Sicherheitsreserve und Lieferantenverpflichtung zur Einspeicherung – miteinander kombinieren. Die Gesamtmenge von insgesamt knapp 60 TWh (16 TWh Reserve und 43 TWh Lieferantenverpflichtung) mag auf den ersten Blick gering erscheinen, bezieht sich aber nicht auf den Winteranfang, sondern muss auch gegen Ende des Winters noch mit entsprechenden Ausspeicherleistungen zur Verfügung stehen. Dabei ist die speicherbasierte Sicherheitsreserve durchgehend in den Speichern vorhanden, die Menge der zur Einspeicherung verpflichteten Lieferanten jedenfalls bis zu einem definierten Stichtag gegen Ende des Winters.

Im Vergleich zu einer Situation ohne Füllstandsvorgaben tragen beide Instrumente im Kombinationsmodell zu einem höheren Füllstandsniveau der Gasspeicher gegen Ende des Winterhalbjahres bei – also gerade zu der Jahreszeit, in der die Versorgungssituation bei Gas am ehesten kritisch werden kann. Dies trägt auch dazu bei, in der anschließenden Phase der Wiederbefüllung im Sommer unerwünschte Effekte durch das Speicherparadoxon abzumildern oder, im besten Fall, gar nicht erst aufkommen zu lassen. Durch die Bezugnahme auf nur einen Stichtag im späteren Verlauf des Winters im Fall der Lieferantenverpflichtung zur Einspeicherung ist der Eingriff in die Handlungsfreiheit der verpflichteten Marktakteure äußerst gering – in Bezug auf ihren übrigen Flexibilitätsbedarf im Winter sind sie in der Wahl ihrer Beschaffungsaktivitäten frei und dadurch auch kaum berechenbar. Letzteres macht es sehr unwahrscheinlich, dass durch spekulatives Trading gegen die Lieferantenverpflichtung zur Einspeicherung optimiert werden kann.

Im Ergebnis würde die Einspeicherung überwiegend (bis auf die erstmalige Einspeicherung der speicherbasierten Sicherheitsreserve vollständig) marktseitig erfolgen und eine sehr geringe à-priori-Berechenbarkeit im Hinblick auf den Sommerbedarf zur Einspeicherung aufweisen.

Deshalb empfiehlt FNB Gas eine Kombination aus Lieferantenverpflichtung zur Gas-speicherung und speicherbasierter Sicherheitsreserve.

Abbildungs- & Tabellenverzeichnis

Abbildungen

ABB 1	-	Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter 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 €/MWh
ABB 5	-	Vergleich Import-/Exportbilanz H-Gas der Winter seit 2020/2021 in TWh
ABB 6	-	Cluster Nord
ABB 7	-	Cluster Ost
ABB 8	-	Cluster West
ABB 9	-	Cluster Süd
ABB 10	-	Netto Ausspeicherung in TWh
ABB 11	-	Wintervergleich LNG-Import in TWh für ausgewählte Länder
ABB 12	-	Einfluss der Kosten von US-LNG auf Handelspreise in der EU in €/MWh
ABB 13	-	Spotpreise in USA, EU & Asien und Spread EU/Asien in €/MWh
ABB 14	-	Speicherfüllstände Deutschland in Prozent
ABB 15	-	Entwicklung des Sommer-Winter-Spreads im Winterhalbjahr 2024/2025 in €/MWh
ABB 16	-	Speicherbasierte Sicherheitsreserve – Ausfall der Lieferungen aus Norwegen in TWh

Tabellen

TAB 1	-	Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE
-------	---	--

Impressum



Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.

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

Dieser Winterrückblick wurde teilweise in Zusammenarbeit mit Team Consult erstellt.



Redaktionsschluss 16. Mai 2025

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.

Abkürzungsverzeichnis

AGV	Arbeitsgasvolumen
APDD	Average Price per Delivery Date
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ExitSO	Ausspeisepunkt
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FSRU	Floating Storage and Regasification Units = schwimmende Regasifizierungsterminals für den Import von LNG
	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
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)
LRMC	Long-Run Marginal Costs (Mindestpreis für Langfristlieferungen)
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MRU	Marktraumumstellung
MWh	Megawattstunde
PEG	virtueller Handelsplätze für den Verkauf, Kauf und Austausch von Erdgas und LNG in Frankreich
RLM	Reale Lastmessung
RoD	Rest of the Day
SBI	Strategisches Befüllungsinstrument

SLP	Standardlastprofil
SRMC	Short-Run Marginal Costs (Mindestpreis für Kurzfristlieferungen)
SSBO	Strategic Storage Based Options
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
ZTP	Zeebrugge Trading Point (virtueller Handelspunkt für Erdgas in Belgien)

