

FNB Gas Winterrückblick

2021/2022

Inhalt

	Vorwort	3
	Key Facts	5
	Zusammenfassung	6
1	Beschreibung des Winters 2021/2022	8
1.1	Rückblick Marktgebietszusammenlegung zum 1. Oktober 2021	8
1.2	Gasbedarf und Gasverbrauch im Vergleich zu den Vorjahren	9
1.3	Regelenergieeinsatz	11
1.4	Entwicklungen auf dem Gasmarkt in Deutschland	11
1.4.1	Gasimporte und -exporte in Deutschland	11
1.4.2	LNG-Entwicklung	12
1.4.3	Preisentwicklung	13
1.5	Nutzung des deutschen Fernleitungsnetzes	15
1.6	L-Gas/Marktraumumstellung	15
1.7	Vorsorge durch die Kontrahierung von langfristigen Regelenergieprodukten	16
1.8	Entwicklung der Speicherfüllstände	17
1.9	Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung: Kurzfristige LTO- Ausschreibungen	18
1.10	Gesetzliche Anpassungen zur Sicherstellung der Versorgung: „Gasspeichergesetz“	23
2	Vorbereitende Maßnahmen auf einen möglichen Ausfall russischer Gaslieferungen	25
2.1	LNG-Beschaffung durch THE	25
2.2	Regionale Koordinierung der Netzbetreiber auf europäischer Ebene	25
2.3	ENTSOG-Simulation zur Versorgungssituation in Europa	26
	Impressum	26
	Abkürzungsverzeichnis	27
	Quellenverzeichnis	28



Liebe Leserin, lieber Leser,

das Wort "Zeitenwende" wird aufgrund der geopolitischen Situation in vielen Zusammenhängen auch und vor allem in der Energiebranche verwendet. Nicht weniger als eben diese Zeitenwende erleben wir in der Gasversorgung in Deutschland seit dem Winter 2021/2022. Das Umfeld entwickelte sich deutlich und stellenweise dramatisch anders als von den meisten angenommen, und auch wir als Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben diese Entwicklungen in unserem Winterausblick im letzten November nicht vorhergesehen.

War es sonst immer selbstverständlich, dass die Speicher zu Beginn des Winters marktgetrieben gut gefüllt waren, erreichten die Füllstände diesmal bei weitem nicht das Niveau der Vorjahre. Gleichzeitig stiegen die Handelspreise für Erdgas in noch nicht dagewesene Größenordnungen.

Das regelmäßige Monitoring der FNB zeigte schon früh im Winter, dass mit diesen geringen Füllständen die erforderlichen Mindestleistungen aus Speichern für eine Kälteperiode zum Ende des Winters, insbesondere in Süddeutschland, nicht gesichert waren. Gemeinsam mit unserem Marktgebietsverantwortlichen, der Trading Hub Europe (THE), und in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sowie der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurden so ab Mitte Dezember 2021 Sonder-LTO (Long Term Options) zuerst in Süddeutschland und in der Folge auch in anderen Teilen des deutschen Netzgebietes ausgeschrieben und erfolgreich kontrahiert.

Die Maßnahmen zeigten sofort Wirkung: Die Speicherstände entwickelten sich vom zeitweise historisch niedrigen Niveau im Januar bis Ende März wieder auf ein zwar unterdurchschnittliches, aber nicht mehr kritisches Niveau. Durch frühzeitiges Monitoring und proaktive Vorsorgemaßnahmen konnten die FNB Risiken für die Versorgungs- und Systemsicherheit erfolgreich minimieren.

Mit dem Überfall Russlands auf die Ukraine im Februar kam es zu einer Zäsur im Erdgasmarkt. Die FNB sind seither eng in die Krisenstäbe des BMWK und der BNetzA eingebunden, vor allem mit Blick auf Vorsorgemaßnahmen für den Fall einer möglichen Versorgungsunterbrechung. Zudem stehen sie in ständigem Austausch mit den europäischen Netzbetreibern. Im Rahmen der Frühwarnstufe, die am 30. März durch das BMWK ausgerufen wurde, haben die FNB erste notwendige Abstimmungen mit den nachgelagerten Verteilnetzbetreibern (VNB) vorgenommen sowie die angeschlossenen Industriekunden,

Vorwort

„Wir alle wünschen uns ein schnelles Ende des Ukraine-Krieges und ein Einlenken Russlands für eine friedliche Lösung. Gleichwohl müssen wir nach wie vor mit einem Ausfall russischer Liefermengen rechnen. Darauf bereiten wir uns bestmöglich vor.“



Speicherbetreiber und Kraftwerke vorsorglich über den weiteren Ablauf in einer möglichen Krisensituation informiert. Die über 3.500 Mitarbeitenden unserer Mitgliedsunternehmen stellen sich auch in dieser schwierigen Lage verantwortungsbewusst und mit großer Einsatzbereitschaft den Herausforderungen. Ihre langjährige Expertise und ihre ausgezeichnete unternehmensübergreifende Zusammenarbeit stellen ein wichtiges Element für die Sicherung der Gasversorgung unseres Landes dar.

Die Versorgungssicherheit hat dramatisch an Bedeutung gewonnen. Der Gesetzgeber hat vor dem Hintergrund der aktuellen Situation mit notwendigen Gesetzesanpassungen reagiert. So legt das am 1. Mai in Kraft getretene „Gasspeichergesetz“ die Überwachung und Durchsetzung der Speicherbefüllung sowie Füllstandsvorgaben fest. Diente die Speichernutzung bislang überwiegend der Strukturierung der Gasmengen und der Absicherung von Preisschwankungen, wird mit dem Gesetz jetzt der Aspekt der Versorgungssicherheit deutlich stärker berücksichtigt. Die FNB begrüßen diese Entwicklung grundsätzlich, auch dass THE künftig eine zentrale und deutlich aktivere Rolle spielt.

Wir alle wünschen uns ein schnelles Ende des Ukraine-Krieges und ein Einlenken Russlands für eine friedliche Lösung. Gleichwohl müssen wir nach wie vor mit einem Ausfall russischer Liefermengen – sei es z.B. wegen eines Embargos der EU oder durch einen Lieferstopp Russlands – rechnen. Darauf bereiten wir uns bestmöglich vor. Wir stehen als kompetente Ansprechpartner zur Verfügung und gestalten unsere Rolle aktiv. Das gilt insbesondere für die Bereitstellung von Transportkapazitäten, den Aufbau der notwendigen Infrastruktur (z.B. bei der Anbindung der neuen LNG-Terminals), aber auch bei dem noch einmal wichtiger gewordenen, schnellen Einstieg in die Wasserstoffwelt.

Wir haben für diesen Winterrückblick mit dem Beratungsunternehmen Team Consult zusammengearbeitet, das ausgewählte Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität mitanalysiert und bewertet hat.

Verschaffen Sie sich einen Einblick.

Ihr
Dr. Thomas Gößmann,
Vorstandsvorsitzender FNB Gas

Key Facts

Zeitenwende
in der
Gasversorgung

Verschiebung
der Versorgung
**auf westliche
Einspeisepunkte**

Unerwarteter
Rekordanstieg
der Handelspreise
bis über 130 EUR/MWh

**Speicher-
füllstände**
im Januar auf
**historisch
niedrigem
Niveau**

**Gesetzliche
Anpassungen**
zur Sicherung der Versorgung

Vorsorge durch
**Sonderaus-
schreibung und
Kontrahierung**
langfristiger Regelenergieprodukte

Zusammenfassung



Der vergangene Winter war in mehrfacher Hinsicht außergewöhnlich. Die Angebotsseite im Gasmarkt war durch die bereits unterdurchschnittlichen Speicherfüllstände sowie das hohe Marktpreisniveau vom Herbst 2021 an gekennzeichnet. Mit dem Ausbruch des Krieges in der Ukraine hat sich die Situation auf den Märkten deutlich verschärft und die Preise sind nochmals stark angestiegen. Zudem haben sich Netzbetreiber, THE und Behörden in enger Abstimmung auf eine mögliche Krisensituation durch den Ausfall russischer Gasmengen vorbereitet. Diese Vorbereitungen dauern weiter an und nehmen bereits jetzt die Versorgungssicherheit für die kommenden Winter in den Blick.

Diesen Winter hat sich der Gasfluss aus Deutschland in Richtung Westen (Frankreich, Belgien und Niederlande) umgekehrt. Es wurde mehr Gas von Westen nach Deutschland importiert als aus Deutschland exportiert.

Ein wesentlicher Grund für diese Veränderung im Vergleich zu den Vorjahren sind die stark zurückgegangenen Transporte auf einer der großen Importrouten für russische Gasmengen, der YAMAL mit dem Übergabepunkt Mallnow an der deutsch-polnischen Grenze. Dieser Punkt wurde nahezu über den gesamten Winter nicht oder nur sehr gering beschäftigt und speiste sogar zeitweise in umgekehrter Richtung (reverse flow) den polnischen Gasmarkt auf.

Am deutsch-belgischen Grenzübergangspunkt in Eynatten wurden nicht, wie üblich, Gasmengen in Richtung Belgien transportiert. Stattdessen wurden die höchsten Gasmengen nach Deutschland importiert, die hier je gemessen wurden. Damit wurde der Grenzübergangspunkt bis zur technischen Kapazitätsgrenze genutzt.

Die sonst üblichen Gastransite nach Frankreich waren ungewöhnlich niedrig. Ein Grund für den Rückgang des Gastransits in Richtung Westen war der starke Zuwachs an LNG-Importen in Frankreich, den Niederlanden und Belgien.

Über weite Teile des Winters wurden zudem die Einspeisepunkte aus Norwegen mit durchgängig sehr hohen Transportmengen genutzt.

Insgesamt haben die ausbleibenden Transporte aus dem Osten und die kompensierenden Importe aus Richtung Westen dazu geführt, dass das deutsche Fernleitungsnetz von einem kontinuierlichen Ost-West-Transport zumindest teilweise in einen West-Ost-Transport umgekehrt wurde.

Besonderheiten waren in diesem Winter auch bei den Gasspeichern zu beobachten. Die FNB monitoren die Füllstände der ans deutsche Fernleitungsnetz angeschlossenen Gasspeicher engmaschig, sodass sie frühzeitig Indikationen auf zu niedrige Speicherfüllstände und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit erkennen und Gegenmaßnahmen einleiten können. Zu Beginn des Winters waren die deutschen Erdgasspeicher sehr unterschiedlich befüllt. Insbesondere der größte Speicher in Deutschland am Standort Rehden und der ebenfalls an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossene Speicher Haidach in Österreich waren mit Ständen von 9 bzw. 19 Prozent nur sehr gering befüllt bzw. weitgehend geleert worden.

Bereits Anfang Dezember wurden stark sinkende Füllstände als mögliches Risiko für die notwendige Beschaffung von Regelenergie im Winterspitzenlastfall für den Zeitraum ab Mitte Januar erkannt. Damit bestand Handlungsbedarf im Sinne der Ver-

sorgungssicherheit. Die Prognosen des Leistungsbedarfs zeigten insbesondere in Süddeutschland, dass die erforderliche Mindestleistung im Februar/März 2022 ohne Gegenmaßnahmen nicht gesichert aus den Speichern hätte bereitgestellt werden können. Gemeinsam mit dem Marktgebietsverantwortlichen THE haben die FNB geeignete Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Regelenergie im Hochlastfall und damit der Versorgungssicherheit erarbeitet und in Abstimmung mit dem BMWK und der BNetzA ab Mitte Dezember 2021 Sonder-LTO (Long Term Options) zuerst in Süddeutschland (H-Gas Süd) und in der Folge auch in anderen Teilen des deutschen Netzgebietes ausgeschrieben und kontrahiert.

Eine Analyse von Team Consult, die die deutschen FNB für den Winterrückblick in Auftrag gegeben haben, kommt zu dem Ergebnis, dass die Sonder-LTO ihren Zweck erfüllt haben, nämlich die Mengenverfügbarkeit für etwaige lokale Regelenergiebedarfe vor dem Hintergrund niedriger Speicherfüllstände zu sichern. Insbesondere für die Regelenergiezone H-Süd wurde damit erreicht, dass die ungewöhnlich hohen Ausspeicherungen gestoppt und auf ein angemessenes Maß gesenkt wurden.

Vor dem Hintergrund des andauernden Angriffskrieges Russlands in der Ukraine ist der Ausfall von russischen Gaslieferungen ein mögliches und ernst zu nehmendes Szenario geworden. Neben den gesetzlichen Maßnahmen, die vor diesem Hintergrund durch die Bundesregierung bereits auf den Weg gebracht wurden, bereiten sich auch die Netzbetreiber auf nationaler und europäischer Ebene und THE auf ein solches Szenario vor.

So wurde das für die Krisenbewältigung in der europäischen Gasversorgung implementierte Regional Coordination Team (ReCo Team) der ENTSOG aktiviert. In der bis Mitte Mai täglich und weiterhin regelmäßig stattfindenden Lagebesprechung aller europäischen Fernleitungsnetzbetreiber wird die aktuelle Situation bezüglich der Versorgungssicherheit in der EU besprochen.

Zudem gibt es erste Analysen im Rahmen des Summer Supply Outlook von ENTSOG über die Speicherfüllstände in der EU zu drei Entwicklungsszenarien einschließlich eines Ausfalls aller russischen Importmengen. In einer solchen Situation würden die Speicher in Europa zum 1. November 2022 nur noch zu durchschnittlich 45 Prozent befüllt werden. Aufgrund der innereuropäischen Transportkapazitäten ergäbe sich ein starkes Gefälle zwischen Westeuropa (90-100 Prozent) und Osteuropa (5-35 Prozent). Deutschland könnte Füllstände von rund 30-40 Prozent erreichen.

Beschreibung des Winters 2021/2022

Der vergangene Winter muss als außergewöhnlich bezeichnet werden. Die Angebotsseite im Gasmarkt war durch die bereits unterdurchschnittlich niedrigen Speicherfüllstände sowie das hohe Marktpreisniveau zu Beginn des Winters gekennzeichnet. Bereits vor Weihnachten mussten besondere Maßnahmen ergriffen werden, um mit der Ausschreibung von Sonder-LTO die Versorgung für den Winter abzusichern. Mit dem Ausbruch des Krieges in der Ukraine hat sich die Situation auf den Märkten deutlich verschärft und die Preise sind nochmals stark angestiegen. Zudem haben sich Netzbetreiber, THE und die Behörden in enger Abstimmung auf eine mögliche Krisensituation durch den Ausfall russischer Gasmengen vorbereitet. Diese Vorbereitungen dauern weiter an und nehmen bereits jetzt die Versorgungssicherheit für die kommenden Winter in den Blick.

1.1 Rückblick Marktgebietszusammenlegung zum 1. Oktober 2021

Am 1. Oktober 2021 nahm das deutschlandweite Marktgebiet Trading Hub Europe durch die Zusammenlegung der bisherigen Marktgebiete GASPOOL und NCG seine Arbeit auf. Das Hochdruckleitungssystem im Marktgebiet verfügt über eine Gesamtlänge von rund 40.000 km, verbindet mehr als 700 nachgelagerte Netze und deckt den gesamten deutschen Gasmarkt ab. Gemeinsam mit den beiden früheren Marktgebietsverantwortlichen haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber den Aufbau und die Ausgestaltung des neuen Marktgebietes intensiv vorbereitet.

Trading Hub
Europe



Kernaufgabe des Marktgebietsverantwortlichen THE ist die Bereitstellung und der Betrieb eines virtuellen Handelspunktes, das Bilanzkreismanagement sowie das Regelenergiemanagement. Im Rahmen der jüngst novellierten Gesetzgebung zur Versorgungssicherheit im Gasbereich hat THE neue Aufgaben im Zusammenhang mit der Sicherstellung der Versorgungssicherheit hinzubekommen, wie z.B. den Aufbau der digitalen Notfallplattform für Erdgas, die Beschaffung von LNG-Mengen im Auftrag der Bundesregierung oder die Ausschreibung von SSB0s. THE ist ein privatwirtschaftliches Unternehmen und Tochter aller Fernleitungsnetzbetreiber.

Mit der Zusammenlegung der verbliebenen zwei Marktgebiete ist die Konsolidierung der vormals 19 Marktgebiete in Deutschland abgeschlossen. Deutschland ist damit zu einem der liquidesten Gashandelsplätze Europas mit einem entsprechenden starken Wettbewerb geworden.

Die Umstellung auf das Marktgebiet Trading Hub Europe konnten alle Beteiligten trotz der komplexen Systemlandschaft erfolgreich durchführen. Die Zusammenarbeit zwischen den Dispatchingzentralen der FNB und THE hinsichtlich der Beschaffung von Regelenergie und dem Austausch von Fahrplänen war auf Basis des Marktgebietsfahrplantoole und des Steuerungskonzepts trotz der Dynamik und den Herausforderungen konstruktiv. Bezüglich der Regelenergiebeschaffung gab es in der Nacht vom 1. Oktober 2021 technische Schwierigkeiten an der Schnittstelle zur Börse EEX, aus diesem Grund war zu Beginn eine Beschaffung über die börslichen Orderbücher nicht möglich. Die Regelenergiemengen wurden daher über die bilaterale Ausschreibungsplattform gedeckt. Die technischen Schwierigkeiten konnten im Laufe der Nacht behoben werden, womit die Abrufe wieder reibungslos über die EEX erfolgen konnten.

Die neuen Virtual Interconnection Points (VIP) Niederlande L-Gas (VIP TTF-THE-L) und Dänemark H-Gas (VIP DK-THE) gingen weitgehend störungsfrei für die Transportkunden zum 1. Oktober 2021 in Betrieb. Am 1. April 2022 wurden die VIPs THE-ZTP, die Deutschland und Belgien verbinden, und der VIP TTF-THE-H in Richtung Niederlande eingeführt.

Das erfolgreiche Zusammenspiel von THE und FNB im neuen Marktgebiet wurde auch nach Ausrufung der Frühwarnstufe des Notfallplans Gas durch das BMWK am 30. März unter Beweis gestellt. Eine besondere Herausforderung war in diesem Zusammenhang die gemeinsame Umsetzung des Leitfadens Krisenvorsorge und das Testen von Notfallprozessen.

Handelsvolumen



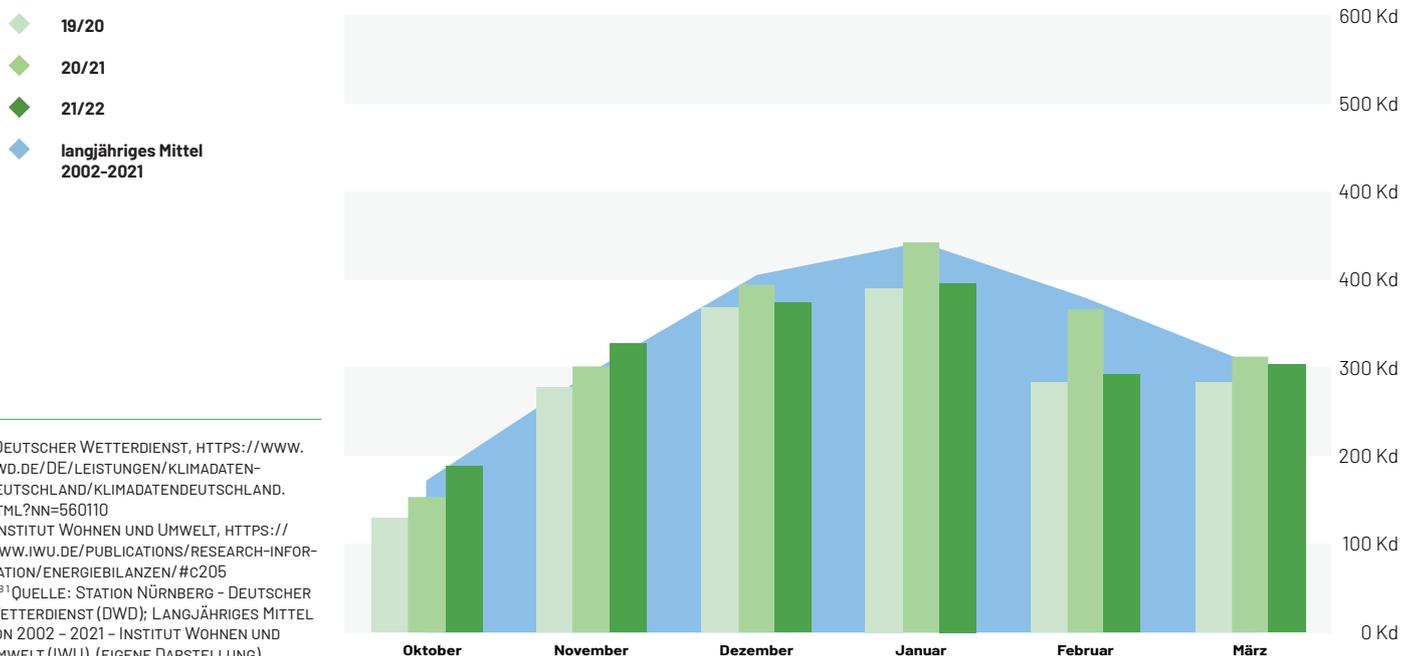
Das Gesamthandelsvolumen im deutschlandweiten Marktgebiet stieg über den Winter 2021/2022 auf über 332 TWh an. Davon entfielen 305 TWh auf H-Gas und 27 TWh auf L-Gas. Die Churn-Rate (gehandelte Mengen im Vergleich zur verkauften Menge) am virtuellen THE-Handelspunkt stabilisierte sich bei über Drei. Im H-Gas nehmen mehr als 400 Unternehmen, im L-Gas nehmen knapp 200 Unternehmen am Handel teil.

1.2 Gasbedarf und Gasverbrauch im Vergleich zu den Vorjahren

Die vergangene Winterperiode 2021/2022 war insgesamt wieder von milden Temperaturen geprägt. Die durchschnittlichen Außentemperaturen an der Messstation Nürnberg lagen auf Monatsbasis nur am Anfang des Winters unterhalb der Durchschnittstemperaturen des langjährigen Mittels von 2002 – 2021 (2021/2022: 9 °C im Oktober und 4 °C im November, langjähriges Mittel 2002 – 2021: 9,5 °C im Oktober und 5,1 °C im November).¹²

Entsprechend lag der durchschnittliche Wärmebedarf (Heizgradtage) im Oktober und November über dem des langjährigen Mittels. Vom Dezember bis März fiel der durchschnittliche Wärmebedarf geringer aus.

Abbildung 1 – Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf) in Kd



¹DEUTSCHER WETTERDIENST, [HTTPS://WWW.DWD.DE/DE/LEISTUNGEN/KLIMADATEN-DEUTSCHLAND/KLIMADATENDEUTSCHLAND.HTML?NN=560110](https://www.dwd.de/DE/LEISTUNGEN/KLIMADATEN-DEUTSCHLAND/KLIMADATENDEUTSCHLAND.HTML?NN=560110)

²INSTITUT WOHNEN UND UMWELT, [HTTPS://WWW.IWU.DE/PUBLICATIONS/RESEARCH-INFORMATION/ENERGIEBILANZEN/#C205](https://www.iwu.de/publications/research-information/energiebilanzen/#c205)

^{AB9}QUELLE: STATION NÜRNBERG - DEUTSCHER WETTERDIENST (DWD); LANGJÄHRIGES MITTEL VON 2002 – 2021 – INSTITUT WOHNEN UND UMWELT (IWU), (EIGENE DARSTELLUNG)

Der daraus resultierende Bedarf an Gas für Haushaltskunden und industrielle Endverbraucher lag im Winter 2021/2022 im Durchschnitt der letzten Winterperioden. Im vierten Quartal 2021 lag der Verbrauch leicht höher als im vorangegangenen Gaswirtschaftsjahr 2020/2021, in dem der Verbrauch im ersten Quartal 2021 auf Grund der strengeren Kälteperiode höher lag als im Rest des Winters.

Eine signifikante Auswirkung der COVID-19-Pandemie auf den Gasverbrauch lässt sich nicht feststellen.

Nachfolgend wird pro Monat der Gasbedarf der letzten drei Winterperioden im Vergleich dargestellt. Unterschieden wird hierbei zwischen den Bedarfen privater Haushalte und Kleingewerben (basierend auf Standardlastprofilen (SLP), Abbildung 2) sowie größeren gewerblichen Verbrauchern mit gemessenen Lasten (gemäß registrierende Leistungsmessung (RLM), Abbildung 3). Für die Winter 2019/2020 und 2020/2021 sind die kumulierten Verbrauchsmengen der ehemaligen Marktgebiete NCG und GASPOOL angegeben.

Abbildung 2 – **SLP-Verbrauchsmengen im Marktgebiet THE sowie kumulierte Mengen der Marktgebiete GASPOOL und NCG je Monat in GWh**

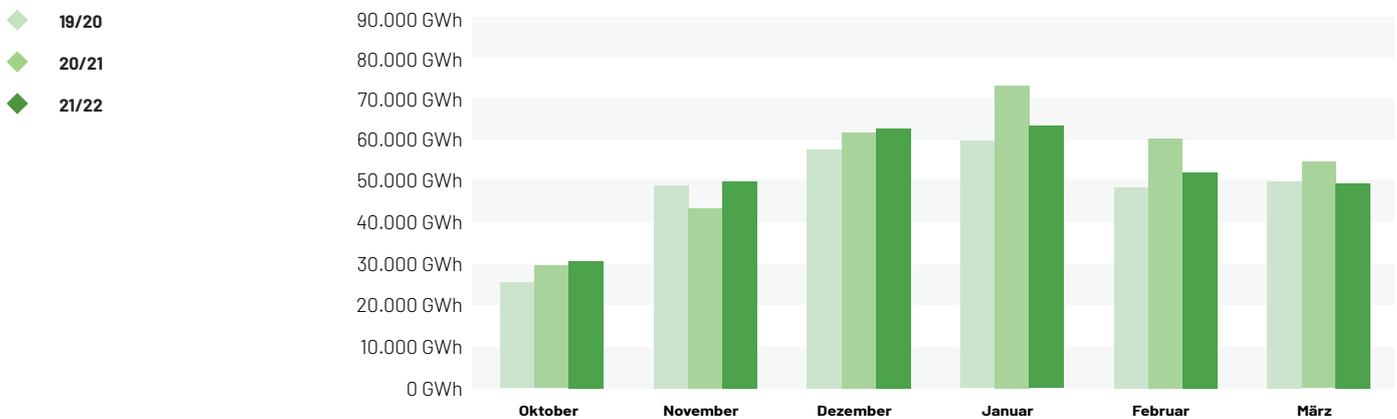
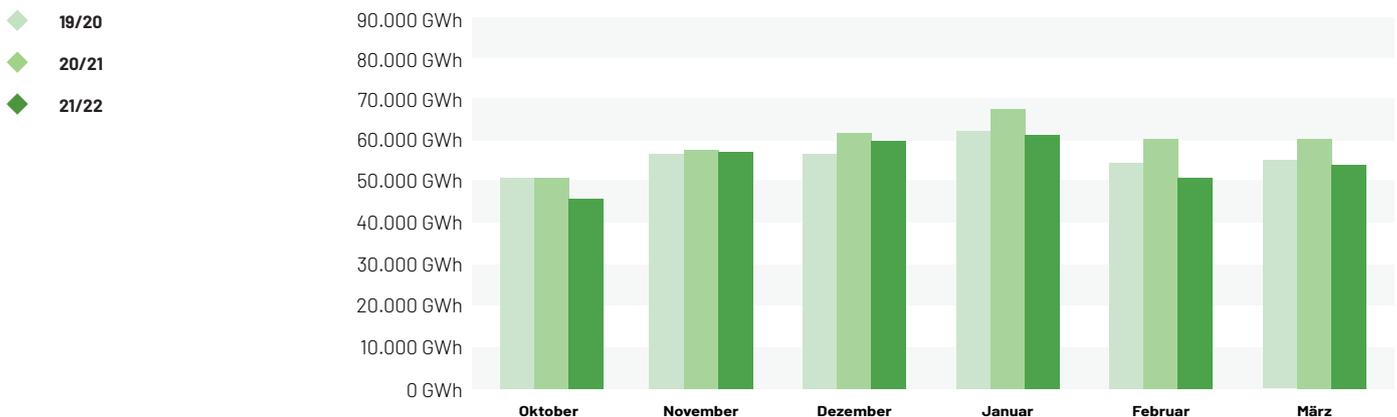


Abbildung 3 – **RLM-Verbrauchsmengen im Marktgebiet THE je Monat in GWh sowie kumulierte RLM-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh**



ABB² Quelle: THE

ABB³ Quelle: THE

1.3 Regelenergieeinsatz

Die beschäftigte Menge an Regelenergie ist im Vergleich zur vorjährigen Winterperiode deutlich gesunken (25 TWh). Im Vergleich: in der Vorperiode betrug die gesamtbeschäftigte Regelenergiemenge der beiden (ehemaligen) Marktgebiete GASPOOL und NCG 74 TWh. Im Wesentlichen war dies auf die Kälteperioden im Januar und Februar 2021 sowie die hohe Konvertierung des Winters 2020/2021 (in der Richtung von H-Gas zu L-Gas) zurückzuführen. Im Wesentlichen war dies auf die Kälteperioden im Januar und Februar 2021 sowie die hohe Konvertierung (von H-Gas zu L-Gas) des Winters 2020/2021 zurückzuführen.

Die nachfolgenden Tabellen stellen den Einsatz externer Regelenergie im Marktgebiet THE im Zeitraum 1. Oktober 2021 bis 31. März 2022 dar.

Tabelle 1 – **Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE**

	THE H-GAS		THE L-GAS		THE über TTF		Gesamt	
	Menge in GWh	Betrag in Mio. Euro	Menge in GWh	Betrag in Mio. Euro	Menge in GWh	Betrag in Mio. Euro	Menge in GWh	Betrag in Mio. Euro
BUY	9.923	1.005	6.951	665	294	25	17.023	1.695
SELL	5.128	473	3.046	260	32	3	8.206	737

Trotz der gesunkenen Regelenergiemenge haben sich die Kosten des Regelenergieeinkaufs mehr als verachtfacht. Zwischen dem 1. Oktober 2021 und dem 31. März 2022 wurden insgesamt Regelenergieeinkäufe mit einem Volumen von circa 17 TWh getätigt, demgegenüber stehen Verkäufe in Höhe von circa 8 TWh. Diese resultierten in Ausgaben für Regelenergieeinkäufe in Höhe von circa 1,7 Milliarden Euro sowie Einnahmen aus Regelenergieverkäufen in Höhe von circa 737 Millionen Euro. Grund für die höheren Kosten waren in erster Linie die gestiegenen Preise am Großhandelsmarkt.

1.4 Entwicklungen auf dem Gasmarkt in Deutschland

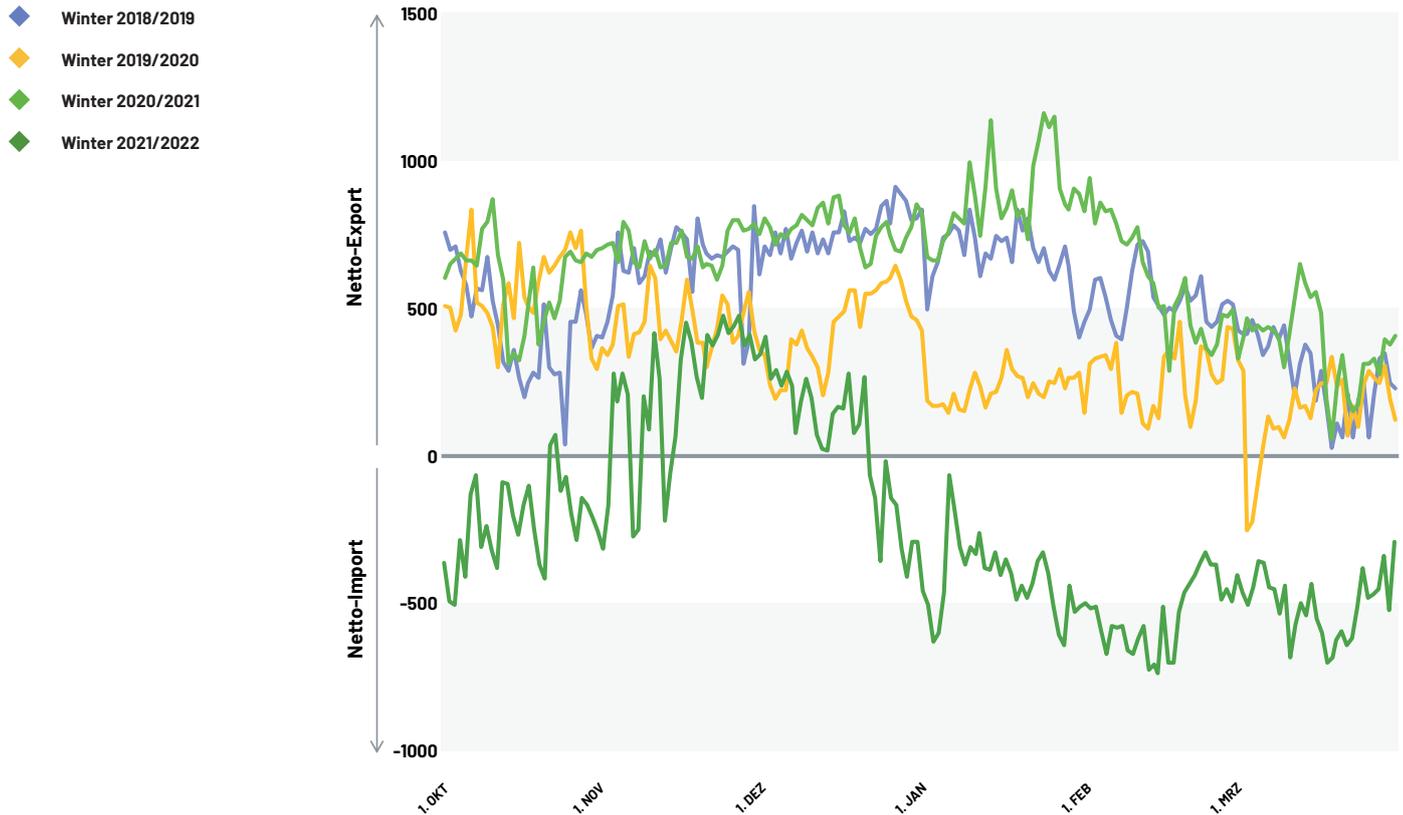
1.4.1 Gasimporte und -exporte in Deutschland

Diesen Winter hat sich gem. der Daten der ENTSOG Transparency Platform der Nettogasfluss aus Deutschland in Richtung Westen (Frankreich, Belgien und Niederlande) umgekehrt. Es wurde mehr Gas von Westen nach Deutschland importiert als aus Deutschland exportiert. Die importierten H-Gasmengen abzüglich der Exportmengen belaufen sich diesen Winter auf 42,7 TWh. Zum Vergleich: In den vergangenen Winterperioden wurden (abzüglich der Importmengen) 119,5 TWh in 2020/2021, 64 TWh in 2019/2020 und 101,8 TWh in 2018/2019 H-Gas durch Deutschland in die umgekehrte Richtung in den Westen transportiert.³

¹TABELLE 1 Quelle: THE

³Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform

Abbildung 4 – Gasflüsse Richtung Westen (Gasexport abzüglich Gasimport) – Wintervergleich in GWh/d



Die erhöhten Gasimporte aus dem Westen lassen sich unter anderem damit begründen, dass seit dem 1. Oktober 2021 die Flüsse am Grenzübergangspunkt Mallnow von Polen nach Deutschland stark zurückgegangen sind. Es gab in diesem Winter sogar längere Perioden, vor allem im ersten Quartal 2022, in dem das Gas entgegen der bisher üblichen Flussrichtung (Reverse Flow) in Richtung Polen geflossen ist. Insgesamt wurden diesen Winter 9,3 TWh netto über die Yamal Pipeline importiert. In den vergangenen drei Wintern flossen im selben Vergleichszeitraum jeweils zwischen 138 – 150 TWh Gas nach Deutschland.

Die ENTSOG Daten zeigen auch, dass am Grenzübergangspunkt Richtung Schweiz in Wallbach diesen Winter zum ersten Mal, seitdem die Daten auf der Plattform veröffentlicht werden, das Gas zeitweise reverse geflossen ist. Insgesamt wurde im letzten Winter abzüglich der Importe 21,8 TWh Gas in die Schweiz transportiert. In den vergangenen Wintern lagen die Werte in 2020/2021 bei 21,7 TWh und im Winter 2019/2020 bei 37,6 TWh.⁴

1.4.2 LNG-Entwicklung

Ein anderer Grund für den Rückgang des Gas-Transits in den Westen ist der erneut starke Zuwachs an den LNG-Importen in Frankreich, den Niederlanden und Belgien. Im Zeitraum von 1. Oktober 2021 bis 31. März 2022 wurde mit 236,7 TWh mehr Flüssiggas an die LNG-Terminals transportiert als im bisherigen Rekordwinter 2019/2020 mit 222,1 TWh.

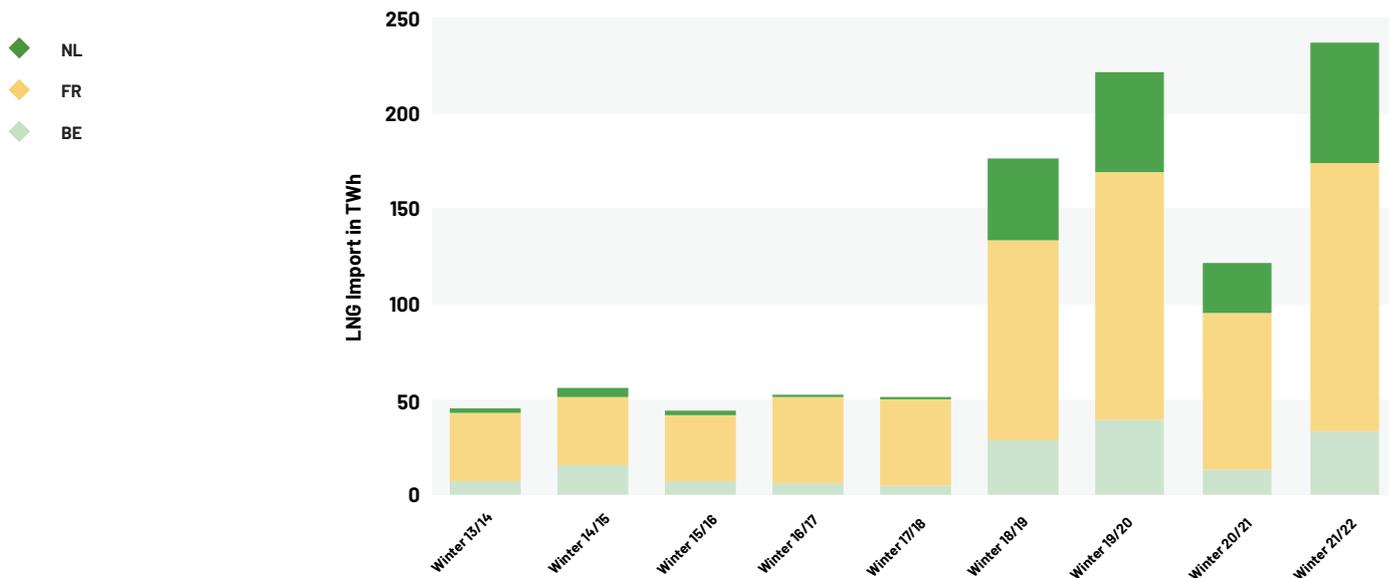
Auch EU-weit (zuzüglich UK) wurde wieder mehr Flüssiggas geliefert. Mit 770,2 TWh sind die Mengen höher ausgefallen als im vergangenen Winter (481,1 TWh) und überschreiten auch insgesamt die bisherigen Rekordmengen an LNG vom Winter 2019/2020 (689 TWh).⁵

⁴ Quelle: ENTSOG – TRANSPARENCY PLATFORM, EIGENE DARSTELLUNG

⁴ Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform

⁵ Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform

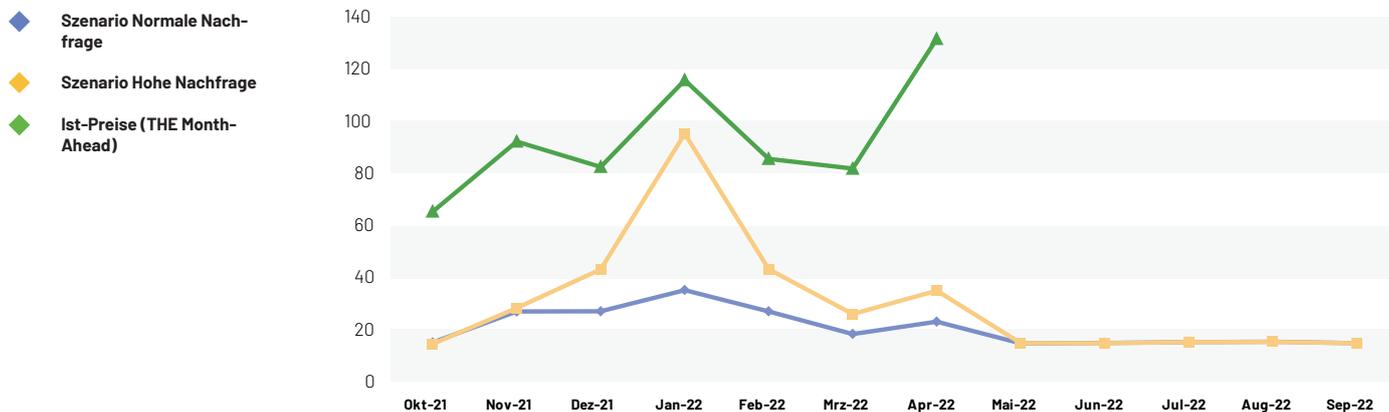
Abbildung 5 – **Wintervergleich LNG-Import in TWh (ausgewählte Länder)**



1.4.3 Preisentwicklung

In einer modellgestützten Analyse zu den Ursachen des hohen Preisniveaus kommt Team Consult im Auftrag des FNB Gas e.V. zur Erkenntnis, dass die Marktpreise für Erdgas im Winter 2021/2022 wesentlich höher waren, als aufgrund von Fundamentaldaten im Modell zu erwarten war. Die beobachteten Ist-Preise an der EEX lagen über den Modellerwartungen.

Abbildung 6 – **Ergebnisse für unterschiedliche Szenarien vs. IST-Preise (Europäischer Marktpreis in EUR/MWh)**



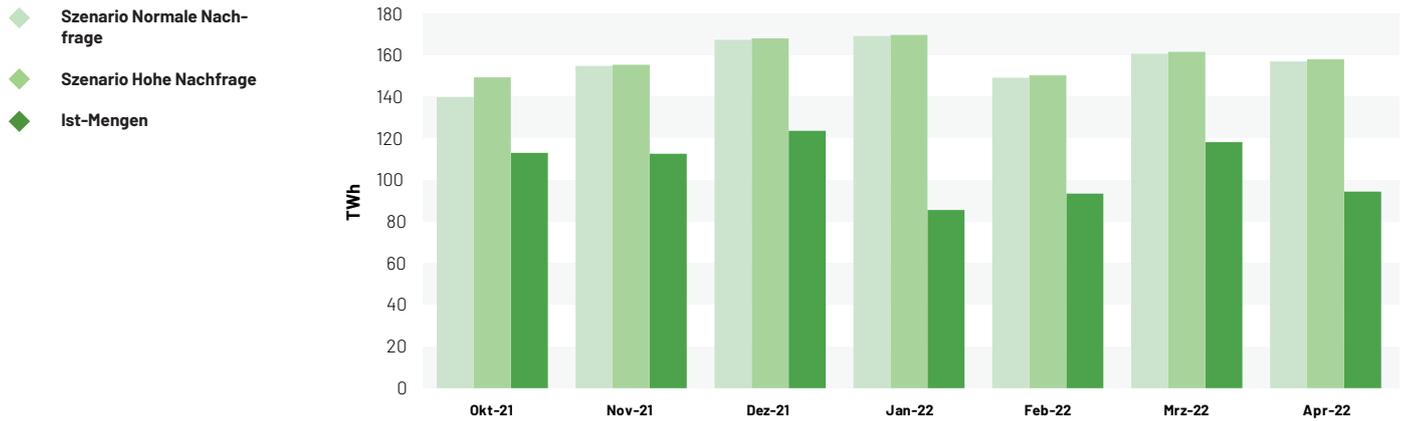
Eine wichtige Ursache hierfür sind die im Vergleich zur Modellerwartung (und zu früheren Jahren) niedrigeren Gaslieferungen aus Russland, welches nur die Lieferverpflichtungen aus Langfristverträgen erfüllte.⁶ Damit fehlte ein substantieller Anteil an zusätzlichen Gasmengen für den Spotmarkt.

^{ABB⁵} Quelle: ENTSOG - Transparency Plattform, eigene Darstellung

^{ABB⁶} Datenquelle: ENTSOG: Transparency Plattform

⁶Im Modell wurde NordStream 2 nicht mit einbezogen

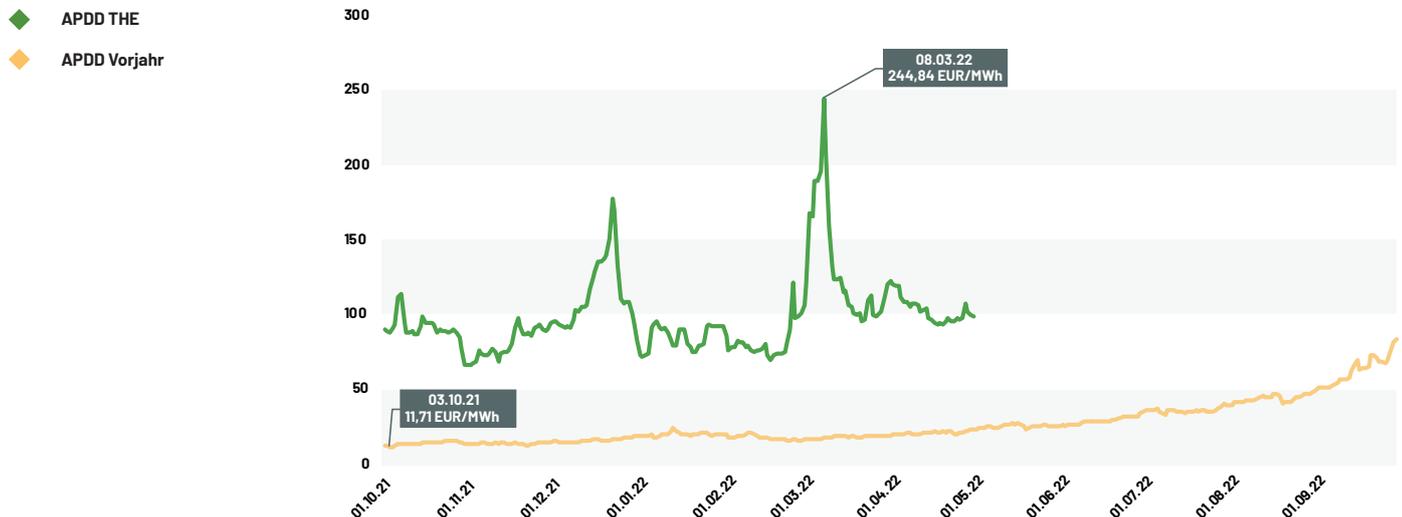
Abbildung 7 – Importe aus Russland (Pipeline-Gasimporte aus Russland)



Dies führte u.a. dazu, dass im Vergleich zur Modellerwartung höhere LNG-Mengen nach Europa importiert werden mussten (Kapitel 1.4.2, Absatz LNG-Importe). Die hohen Preise sind ein Indiz für einen Verdrängungswettbewerb der Nachfrager unter den Bedingungen eines erschöpften (preisunelastischen) Gasangebots. Der globale Spotmarkt für LNG führt dazu, dass die außergewöhnlich hohen Preise in allen Märkten auftreten, die an den LNG-Markt angebunden sind.

Die Entwicklung der Regelenergiepreise folgte dem zuvor beschriebenen allgemeinen Marktgeschehen. Bereits zum Start des gemeinsamen Marktgebietes am 1. Oktober 2021 lag der VHP-Indexpreis bei 88,36 EUR/MWh (PEGAS Average Price per Delivery THE). Zwar fiel der VHP-Indexpreis zum Monatswechsel Oktober/November 2021 kurzzeitig auf unter 70 EUR/MWh, jedoch setzte bereits ab dem 4. November ein Preisanstieg ein, welcher am 23. Dezember 2021 bei 170,53 EUR/MWh ein markantes Zwischenhoch erlebte. Die Indexpreiskurve verlief im Anschluss eher seitwärts gerichtet in einem Korridor zwischen 70 und 105 EUR/MWh unterbrochen von kurzen heftigen Preisausschlägen. Insbesondere in den ersten 14 Tagen des März 2022 kam es zu einer Hochpreisphase; am 8. März 2022 erreichte der VHP-Indexpreis mit 244,84 €/MWh sein neues Allzeithoch. Dieses Preishoch markierte den höchsten je gemessenen VHP Indexpreis für ein deutsches Marktgebiet.

Abbildung 8 – Entwicklung VHP Indexpreis THE



ABB⁷ Quelle: Team Consult
 ABB⁸ Quelle: THE

1.5 Nutzung des deutschen Fernleitungsnetzes

Die Nutzung des deutschen Fernleitungsnetzes im Winter 2021/2022 war dadurch gekennzeichnet, dass die vorhandenen Grenzübergabepunkte ungewohnt beschäftigt wurden. Ein wesentlicher Grund für diese Veränderung im Vergleich zu den Vorjahren sind die stark zurückgegangenen Nominierungen auf einer der großen Importrouten für russische Gasmengen, der YAMAL mit dem Punkt Mallnow im GASCADE-Netz. Dieser Punkt mit einer buchbaren Kapazität von bis zu 39 GWh/h wurde nahezu über den gesamten Winter nicht oder nur mit geringen Nominierungen beschäftigt und speiste größtenteils im Reverse Flowmodus den polnischen Gasmarkt auf. Als Ersatz für die hier wegfallenden Gasmengen konnten im deutschen Gasverbundnetz an verschiedenen anderen Punkten Kompensationen der Nominierungen beobachtet werden.

So wurden am deutsch-belgischen Grenzübergangspunkt in Eynatten nicht wie üblich Gasmengen in Richtung Belgien transportiert. Stattdessen wurde zeitweise 50 Prozent über der fest vermarkteten Kapazität nach Deutschland importiert. Damit wurde der Grenzübergangspunkt bis zur technischen Kapazitätsgrenze genutzt. Die Exporte am Punkt Bunde in Richtung Niederlande im Vergleich zu den bisherigen Wintern wurden deutlich weniger beschäftigt.

Über weite Teile des Winters wurden zudem die Einspeisepunkte aus Norwegen (Emden und Dornum) mit durchgängig sehr hohen Transportmengen genutzt.

Große Gasmengen flossen an der Verbindung zwischen den Netzen der OGE und GASCADE über die NOWAL, der Verbindung zwischen Dronne und Rehden sowie über die NETRA am Punkt Wardenburg vom OGE-Netz zur GUD. Auch an weiteren Verbindungspunkten zur OGE wie z.B. an der Verdichterstation Reckrod und auf der MIDAL Süd am Punkt Gernsheim wurden teilweise große Mengen in das GASCADE-System übernommen.

Die Transporte in Richtung Schweiz/Italien waren sehr volatil. Neben einigen Wochen im Kernwinter, an denen die Kapazitäten in Nord-Süd Richtung ausgelastet waren, gab es auch kurze Zeiträume, in denen die Flussrichtung umgekehrt wurde und das Gas aus der Schweiz nach Deutschland übernommen wurde. In diesen Zeiträumen kam die in Grenznähe installierte Deodorierungsanlage zum Einsatz, um das zufließende Gas entsprechend der in Deutschland einzuhaltenden Spezifikation aufzubereiten.

Die Transporte in Richtung Frankreich waren seit Mitte Dezember ungewöhnlich niedrig und wurden nur an wenigen Tagen deutlich über der aus technischen Gründen festgelegten Mindestmenge genutzt.

Der Entry an der tschechischen Grenze am Punkt Waidhaus wurde den ganzen Winter über gleichmäßig beschäftigt, während seit Ende Dezember gleichzeitig häufig hohe Mengen bis zur technischen Kapazität nach Österreich exportiert wurden. Insgesamt haben die im europäischen Verbund eingebetteten deutschen Fernleitungsnetze ihre Flexibilität und Leistungsfähigkeit unter Beweis gestellt und es kam zu keinem Tag im Winter 2021/2022 zu einer im Vergleich zu anderen Wintern nennenswerten Bilanz-Differenz zwischen den eingespeisten und ausgespeisten Gasmengen.

1.6 L-Gas/Marktraumumstellung

Die Umstellung von L- auf H-Gas wurde im Jahr 2021 planmäßig fortgeführt. Insgesamt wurde im Jahr 2021 die Versorgung von 571.000 Geräten von L- auf H-Gas umgestellt, wobei die letzten Umstellungsschritte im November 2021 erfolgt sind. COVID-19 hatte im Jahr 2021 keine zeitlichen Auswirkungen auf die L-/H-Gas Umstellung.

Im Jahr 2022 wurden erste Bereiche bereits im Februar auf H-Gas umgestellt. Alle bis

zum Redaktionsschluss des vorliegenden Witerrückblicks durchgeführten L-/H-Gas Schaltschritte des laufenden Jahres wurden planmäßig abgewickelt.

Die aktuelle geopolitische Lage hat aus derzeitiger Sicht keine Auswirkungen auf die L-/H-Gas Umstellung. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass die aus den Niederlanden importierten L-Gas-Mengen nahezu ausschließlich aus konvertiertem H-Gas bestehen. Insofern ergibt sich durch die Umstellung von L- auf H-Gas auch keine Erhöhung des gesamthaften H-Gas-Bedarfes.

1.7 **Vorsorge durch die Kontrahierung von langfristigen Regelenergieprodukten**

Wie bereits in den vergangenen Jahren wurde der Bedarf nach langfristigen Regelenergieprodukten für die Winterperiode mit BMWK und der BNetzA frühzeitig abgestimmt und im Oktober 2021 durch THE für den Zeitraum Januar bis März 2022 ausgeschrieben. Basis hierfür ist das Eckpunktepapier des BMWK (2015): „Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit“.⁷

Regelenergieanbieter konnten Optionsprodukte – sogenannte „Long Term Options“ (LTO) – mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis anbieten. Die LTO dienen den FNB und dem MGV zur Absicherung gegen eine nicht ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelenergieprodukten auf dem Kurzfristmarkt in außergewöhnlichen Regelenergiebedarfssituationen.

Regularien



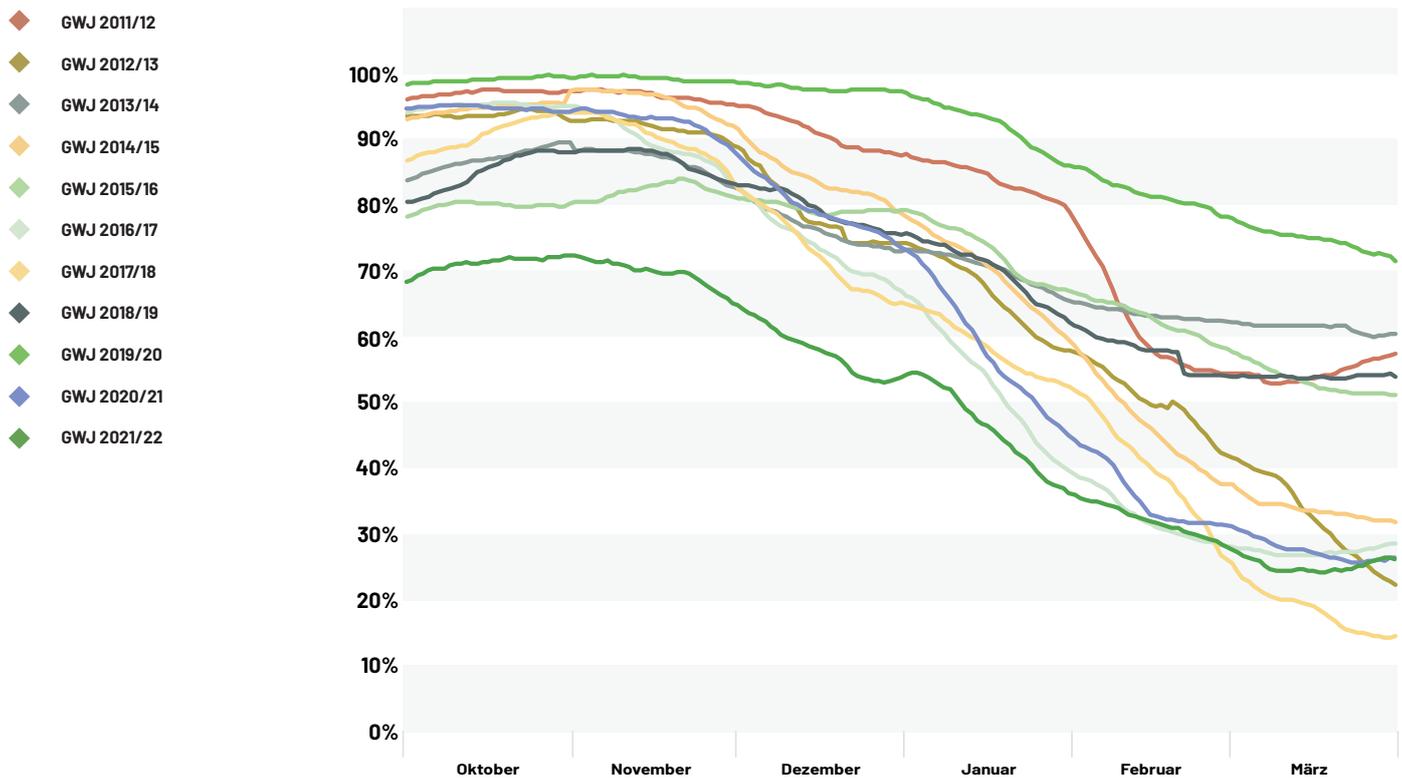
Aufgrund der zum 1. Januar 2018 angepassten Regularien ist die Erfüllung von LTO-Zusagen sowohl durch die Vorhaltung von Leistung an nominierbaren Ein- und Ausspeisepunkten als auch durch die Reduktion von Ausspeiseleistung an RLM-Anschlusspunkten möglich. Gegenüber den Regelenergieanbietern ist für die LTO ausgeschlossen, die Vorhaltepflcht an den GÜP zu den Niederlanden zu leisten, da der MGV aufgrund seiner eigenen Beschaffungsmöglichkeit am TTF selbst die Auslastung dieser GÜP beeinflussen kann. LTO-Regelenergieanbieter im L-Gas können die entsprechende Leistung somit ausschließlich an Speicheranschlusspunkten oder an RLM-Ausspeisepunkten vorhalten, wodurch sichergestellt ist, dass die Leistungen innerhalb des Netzgebiets unabhängig von der Verfügbarkeit der Importleistungen abgerufen werden können.

Dabei betrug die für 2022 abzusichernde Leistung im Monat Januar 5,4 GWh/h und in den Monaten Februar/März 14,4 GWh/h. Die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für LTO in diesem Zeitraum beliefen sich auf circa 65 Millionen Euro. Für THE sind die Kosten damit gegenüber dem Vorjahr bei gleichbleibendem Kontrahierungsvolumen stark gestiegen (2021: 29 Millionen Euro). Die im Abruffall zusätzlich zu zahlenden Arbeitspreise beliefen sich im Durchschnitt auf 87,44 €/MWh. Der Durchschnittspreis liegt damit sehr viel höher als die Durchschnittspreise aus dem Vorjahr (NCG 18,47 €/MWh bzw. GASPOOL 23,99 €/MWh). Da der MGV keine Möglichkeit hat, anhand der abgegebenen Angebote zu erkennen, ob diese in Form von Einspeisungen oder Lastabschaltungen erfüllt werden, ist ein Rückschluss auf die Anteile von Demand Side Management (DSM) im LTO-Produkt nicht möglich. Außer im Rahmen von Testabrufen mussten die kontrahierten LTO im Winter 2021/2022 nicht in Anspruch genommen werden.

1.8 Entwicklung der Speicherfüllstände

Die FNB monitoren die Füllstände der an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossenen Gasspeicher engmaschig, sodass frühzeitig Indikationen auf zu niedrige Speicherfüllstände und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit erkannt und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können.

Abbildung 9 – Speicherfüllstände (in Prozent AGV) – Gaswirtschaftsjahr



Zu Beginn des Winters waren die deutschen Erdgasspeicher sehr unterschiedlich befüllt. Während viele Speicher zum 1. November 2021 einen für diesen Zeitpunkt im Jahresverlauf üblichen Füllstand aufwiesen, waren die Speicher der Betreiber Astora und GSA LLC (beide Gazprom Konzern) deutlich geringer befüllt worden. Insbesondere der größte Speicher in Deutschland am Standort Rehden und der ebenfalls an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossene Speicher Haidach in Österreich waren mit Ständen von 9 Prozent und 19 Prozent nur sehr gering befüllt bzw. weitgehend geleert worden. Dies führte zu einem geringen Durchschnittsfüllstand aller Speicher an den deutschen Netzen von nur 68 Prozent.

Im November 2021 sind die erwarteten Einspeicherungen durch Händler nicht erfolgt und zusätzlich wurden im Verlauf des Novembers insbesondere in Süddeutschland sehr hohe Ausspeicherraten festgestellt. Der Inlands-Verbrauch war in diesem Zeitraum nicht außergewöhnlich hoch.

Durch das Speichermonitoring der FNB wurden die bereits zu Anfang Dezember stark sinkenden Füllstände als mögliches Risiko für die Versorgungssicherheit für den Zeitraum ab Mitte Januar erkannt. Die Prognosen des Leistungsbedarfs zeigten insbesondere in Süddeutschland, dass die erforderliche Mindestleistung im Februar/März 2022 ohne Gegenmaßnahmen nicht gesichert aus den Speichern hätte bereitgestellt werden können. Gemeinsam mit dem Marktgebietsverantwortlichen THE haben die FNB geeignete Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erarbeitet und in Abstimmung mit dem BMWK und der BNetzA ab Mitte Dezember 2021 Sonder-LTO (Long Term Options) zuerst in Süddeutschland (H-Gas Süd) und in der Folge auch in anderen Teilen des deutschen Netzgebietes ausgeschrieben und kontrahiert.

Aufgabe von LTOs



Mit der Ausschreibung von LTOs wird sichergestellt, dass die notwendige Regelenergie in Höhe der kontrahierten Leistung auch im Hochlastfall verfügbar ist. Dies kann außer durch Abschaltungen von Exits zu Letztverbrauchern nur sichergestellt werden, indem die Leistung an den Speichern der jeweiligen Regelenergie-Zone vorgehalten wird.

Durch eine möglichst langfristige leistungspreisbehaftete Ausschreibung wird dem Händler (= Regelenergielieferanten) ausreichend Anreiz gesetzt, Mengen im Speicher vorzuhalten, da durch den Leistungspreis ggf. wirtschaftliche Nachteile durch den Verzicht auf die vorzeitige Ausspeicherung kompensiert werden. Alle kurzfristigen Regelenergieprodukte können diesen Zweck nicht erreichen, da sie keinen Anreiz zur Vorhaltung der Mengen im Speicher bieten.

Die Höhe der erforderliche Mindestleistung aus den Speichern wird szenarienbasiert auf Grundlage der NEP-Daten (Quellenverteilung) ermittelt. Dabei wird ein funktionierender Energiemarkt und eine uneingeschränkte nationale und internationale Gasinfrastruktur angenommen, d. h. Lieferquellen (Importrouten, LNG-Mengen, etc.) stehen in üblicher Höhe zur Verfügung. Der Ausfall von Lieferländern oder Störungen der Infrastruktur sind hierbei nicht berücksichtigt.

Durch Kontrahierung von LTO in der beschriebenen Höhe haben sich die Speicherstände vom zeitweise historisch niedrigen Januar-Niveau bis Ende März wieder auf ein zwar unterdurchschnittliches, aber nicht mehr kritisches Niveau entwickelt. Bei einer im Februar/März erwartbaren Kälteperiode (14 Tage) wären somit die zur Versorgungssicherheit erforderlichen Mindestleistungen aus Speichereinrichtungen vorhanden gewesen.

Dies war umso wichtiger, da durch die Eskalation des Russland-Ukraine Konflikts zum Krieg seit Ende Februar und den damit einhergehenden Sanktionen gegen Russland das Risiko der Unterbrechung der Versorgung Europas mit Gas aus Russland deutlich gestiegen ist.

Im Unterschied zu den H-Gas-Speichern blieben die Füllstände der Speicher im L-Gas Gebiet des ehemaligen NCG-Marktgebiets im Verlauf des Winters weitgehend auf einem normalen Niveau.

1.9 Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung: Kurzfristige LTO-Ausschreibungen

Mitte Dezember 2021 wurde im Rahmen des FNB-übergreifenden Speichermonitorings ein für diesen Zeitpunkt ungewöhnlich niedriger Füllstand der Speicher im Bereich H-Süd festgestellt.

Sonderausschreibung 1:

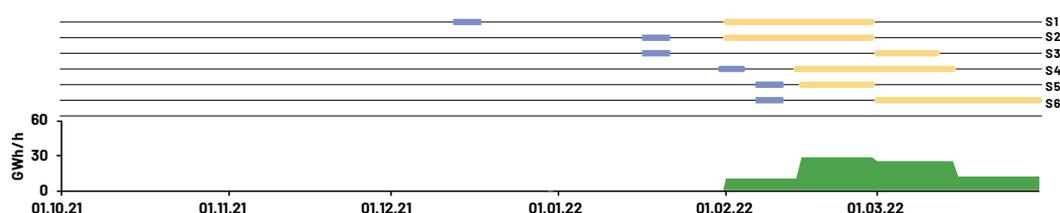
In Abstimmung mit der BNetzA und dem BMWK wurden deshalb zusätzlich zum bereits ausgeschriebenen H-Gas LTO-Volumen (siehe Kapitel 1.7) für den Leistungszeitraum Februar 2022 weitere 5.000 MWh/h mit 14 Abruftagen in den Regelenergiezone der Zone H-Süd ausgeschrieben (Sonderausschreibung 1) und erfolgreich kontrahiert. Mit dieser Maßnahme wurde sichergestellt, dass die zur Deckung der auftretenden Lastflussschwankungen notwendige Regelenergie in der ausgeschriebenen Höhe auch im Hochlastfall in der Regelenergiezone H-Süd verfügbar war. Die zusätzlichen Kosten der Ausschreibung betragen für die Leistungspreise circa 50 Millionen Euro, der im Abbruchfall zu zahlende durchschnittliche Arbeitspreis lag bei 146,06 EUR/MWh. Bei dieser sowie auch den folgenden fünf Sonderausschreibungen durfte die Wirkung des physischen Effekts ausschließlich über Speicheranschlusspunkte (SAP) erfolgen. Denn im Falle der Notwendigkeit der Regelenergieeinsätze im Hochlastfall hätten diese lediglich aus den Speichern in der entsprechenden Regelenergiezone zuverlässig gedeckt werden können.

Sonderausschreibungen 2 und 3:

Mitte Januar zeigte sich im FNB-übergreifenden Speichermonitoring weiterhin ein Absicherungsbedarf in Süddeutschland. Entsprechend hat THE in Abstimmung mit den FNB, der BNetzA und dem BMWK erneut LTO-Sonderausschreibungen für Regelenergiezonen in der Zone H-Süd durchgeführt. Für den Leistungszeitraum Februar 2022 wurden 5.000 MWh/h mit 14 Abruftagen (Sonderausschreibung 2) und für den Leistungszeitraum 1.- 15. März 7.000 MWh/h mit sieben Abruftagen ausgeschrieben (Sonderausschreibung 3). Auch bei diesen Ausschreibungen konnten die ausgeschriebenen Bedarfe vollständig gedeckt werden. Der Leistungspreis für die zweiten Sonderausschreibung belief sich auf circa 38 Millionen Euro und der im Abruffall zu zahlende durchschnittliche Arbeitspreis betrug 128,98 €/MWh. Für die dritte Sonderausschreibung belief sich der Leistungspreis auf circa 44 Millionen Euro und der durchschnittliche Arbeitspreis lag bei 105,75 €/MWh.

Abbildung 10 - Übersicht der Sonderausschreibungen

- S Sonderausschreibung
- ◆ Ausschreibungszeiträume
- ◆ Leistungszeiträume
- ◆ Sonderausschreibungen



S	Ausgeschriebene Leistung	in % aller Sonderaus.	Max. gebundene Gasmenge	in % aller Sonderaus.
1	5.000 MWh/h	11%	1.680 GWh	13%
2	5.000 MWh/h	11%	1.680 GWh	13%
3	7.000 MWh/h	15%	1.176 GWh	9%
4	6.000 MWh/h	13%	2.016 GWh	16%
5	12.000 MWh/h	25%	2.016 GWh	16%
6	12.000 MWh/h	25%	4.032 GWh	32%

Sonderausschreibung 4:

Während die Maßnahmen der Sonderausschreibungen 1 bis 3 eine Stabilisierung der Füllstände in der Zone H-Süd bewirkten, erfolgte über die Weihnachtsfeiertage und im Januar im Bereich H-Nordost eine durchgängig hohe Ausspeicherung. Für den Leistungszeitraum 14. Februar 2022 bis 15. März 2022 wurden insgesamt 6.000 MWh/h für 14 Abruftage kontrahiert. Der Gesamtleistungspreis lag bei circa 25 Mio. Euro, der im Abruffall zu zahlende durchschnittliche Arbeitspreis lag bei 129,27 €/MWh.

Sonderausschreibungen 5 und 6:

Mitte Februar 2022 wurden in Abstimmung mit der BNetzA und dem BMWK erneut zwei weitere LTO-Sonderausschreibungen durchgeführt. Für den Leistungszeitraum 15. Februar 2022 bis 28. Februar 2022 wurde eine Ausschreibung mit sieben Abruftagen für mehrere Regelenergiezonen (Sonderausschreibung 5) durchgeführt und erfolgreich 12.000 MWh/h kontrahiert. Ebenfalls wurden für den Leistungszeitraum 1. März 2022 bis 31. März 2022 bundesweit für verschiedene Regelenergiezonen (Sonderausschreibung 6) insgesamt 11.720 MWh/h mit 14 Abruftagen kontrahiert. Für die Sonderausschreibung 5 lagen die Gesamtleistungspreise bei circa 35 Mio. Euro und der durchschnittliche Arbeitspreis im Abruffall bei 128,29 €/MWh. Die Gesamtleistungspreise für die Sonderausschreibung 6 betragen circa 92 Mio. Euro und der durchschnittliche Arbeitspreis im Abruffall lag bei 122,22 €/MWh.

Tabelle 2 – **Übersicht der Sonderausschreibungen**



Abbildung 11 – **Regelenenergiezonen**

	Angebotszeitraum	Leistungszeitraum (Gastag)	Abrufstage	Regel Energie Teilzone	Zuschlag	Gesamtleistungspaket	Durchschnitt AP bei Abruf
Sonderausschreibung 1	13.12.2021 - 17.12.2021	01.02.2022 - 28.02.2022	14	HS	5.000 MWh/h	ca. 50 Mio. Euro	146,06 €/MWh
Sonderausschreibung 2	17.01.2022 - 21.01.2022	01.02.2022 - 28.02.2022	14	HS	5.000 MWh/h	ca. 38 Mio. Euro	128,98 €/MWh
Sonderausschreibung 3	17.01.2022 - 21.01.2022	01.03.2022 - 15.03.2022	07	HS	7.000 MWh/h	ca. 44 Mio. Euro	105,75 €/MWh
Sonderausschreibung 4	31.01.2022 - 04.02.2022	14.02.2022 - 15.03.2022	14	HGE & HOS	6.000 MWh/h	ca. 25 Mio. Euro	129,27 €/MWh
Sonderausschreibung 5	07.02.2022 - 11.02.2022	15.02.2022 - 28.02.2022	07	HGE, HOS, HGN, HGU, HN, HM & HS	12.000 MWh/h	ca. 35 Mio. Euro	128,29 €/MWh
Sonderausschreibung 6	07.02.2022 - 11.02.2022	01.03.2022 - 31.03.2022	14	HGE, HOS, HGN, HGU, HN, HM & HS	11.720 MWh/h	ca. 92 Mio. Euro	122,22 €/MWh

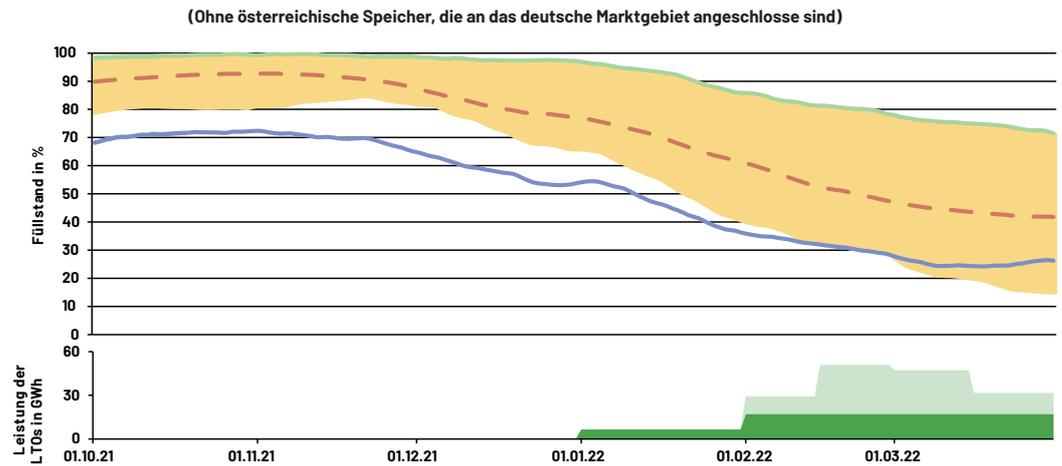
Bewertung der Sonderausschreibungen und Vergleich zu alternativen Maßnahmen:

Wie in Kapitel 1.7 beschrieben, sind LTOs langfristige Regelenenergieprodukte mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis, auf die der MGW im Bedarfsfalle zugreifen kann. Die Leistung ist durch die Anbieter an bestimmten Ein- bzw. Ausspeisepunkten in definierten Zonen vorzuhalten. Vor dem Hintergrund der Entwicklung des Winters 2021/2022, insbesondere mit Blick auf die niedrigen Speicherfüllstände, wurde daher auf die kurzfristige Ausschreibung von LTO zurückgegriffen.

Um in diesem Winterrückblick eine fundierte wirtschaftliche Bewertung der LTOs vorzunehmen, hat FNB Gas eine Studie bei einem unabhängiges Beratungsunternehmen (Team Consult) beauftragt. Im Rahmen dieser Studie wurde auch die Frage nach einer hypothetischen Speicheralternative untersucht.

Die Ausgangslage für die Bewertung bilden die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen historisch niedrigen Speicherfüllstände sowie die mengengetriebene Preisdynamik des Winters. In Bezug auf die Speicherfüllstände lässt sich kurz vor und während der Leistungszeiträume der Sonderausschreibungen, also ab dem 1. Februar 2022, eine Entspannung der Situation durch eine Stabilisierung der Speicherfüllstandskurve erkennen. Mitte Februar erreicht sie erstmals wieder einen Wert, der innerhalb der historischen Spannweite liegt.

Abbildung 12 – **Speicherfüllstände, LTOs und Sonderausschreibungen für Deutschland**



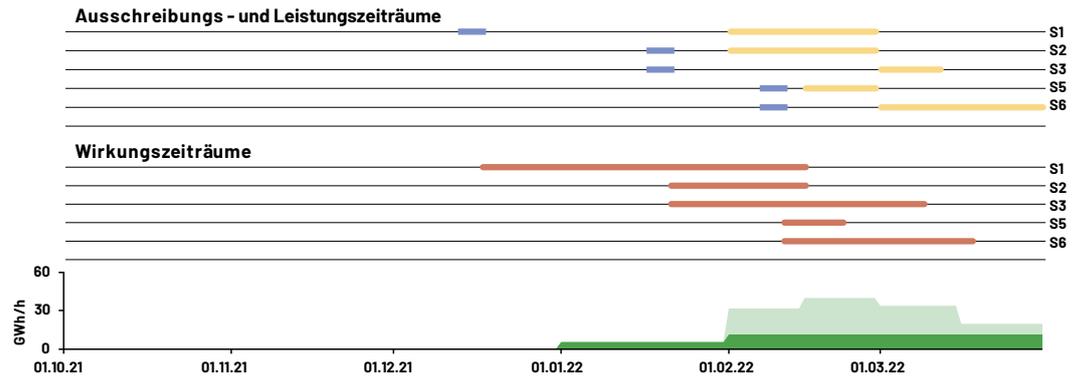
Besonders hervorzuheben ist, dass noch im Winter 2019/2020 die höchsten Speicherfüllstände der letzten zehn Jahre zu verzeichnen waren und auch im Oktober 2021 die Füllstandsentwicklung in ihrer Gesamtbetrachtung keinen Anlass zur Sorge bot.

Allerdings muss auch betont werden, dass – während viele Speicher zu Beginn des Winters einen üblichen Füllstand aufwiesen – insbesondere der Speicher Rehden sowie der in Österreich gelegene, an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossene Speicher Haidach/GSA nur gering befüllt worden waren.

Die Analyse von Team Consult kommt zu dem Ergebnis, dass die Sonder-LTO ihren Zweck erfüllt haben, nämlich die Mengenverfügbarkeit für etwaige lokale Regelernergiebedarfe vor dem Hintergrund niedriger Speicherfüllstände zu sichern. Die zugrunde gelegte Hypothese für die Untersuchung lautet, dass die Sonderausschreibungen dann gewirkt haben, wenn die tatsächliche Nettoauspeichermenge geringer ist als die zu erwartende Nettoauspeichermenge. Die erwartete Nettoauspeichermenge im Wirkungszeitraum der Sonderausschreibungen wird hierzu mithilfe der historischen Werte der Nettoauspeichermengen und unter Zuhilfenahme der historischen und diesjährigen Gradtagszahlen abgeleitet. Damit sind Temperatureffekte eliminiert. Hier ist anzumerken, dass trotz historisch niedriger Gasspeicherfüllstände zu Beginn der Ausspeichersaison in Q4 2021 durchgängig mehr ausgespeichert wurde als aufgrund historischer Muster zu erwarten war. Der Wirkungszeitraum der Sonderausschreibungen ist in dieser Betrachtung definiert als der Zeitraum vom Enddatum der Ausschreibungsphase bis zu jenem Tag vor Ende des Leistungszeitraums, an dem die maximale Abrufzeit unterschritten wird.

Abbildung 13 – Übersicht über die Wirkungszeiträume der Sonderausschreibungen für die Regelzone HS

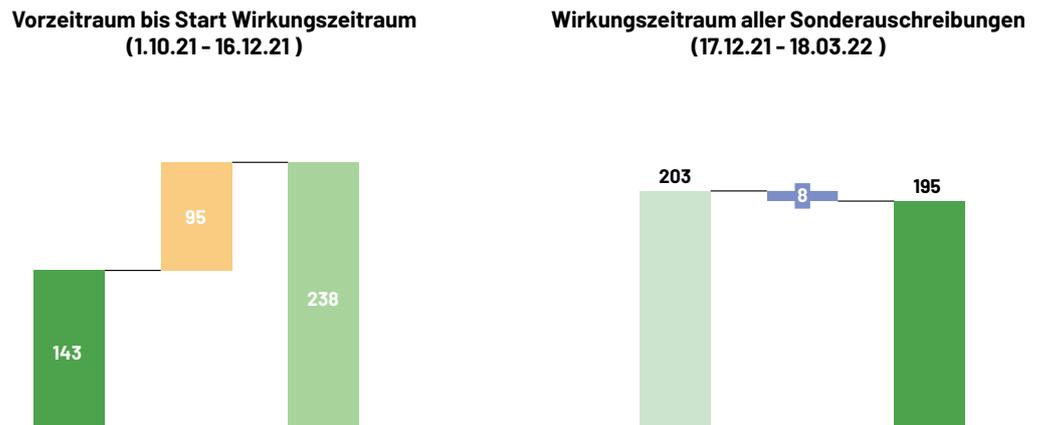
- S Sonderausschreibung
- ◆ Ausschreibungszeiträume
- ◆ Leistungszeiträume
- ◆ Wirkungszeiträume
- ◆ Reguläre LTOs
- ◆ Sonderausschreibungen



S	Ausgeschriebene Leistung	in % aller Sonderaus.	Max. Gebundene Gasmenge	in % aller Sonderaus.
1	5.000 MWh/h	20 %	1.680 GWh	26 %
2	5.000 MWh/h	20 %	1.680 GWh	26 %
3	7.000 MWh/h	28 %	1.176 GWh	18 %
5	4.000 MWh/h	16 %	672 GWh	10 %
6	4.000 MWh/h	16 %	1.344 GWh	21 %

Der Fokus der Betrachtung liegt hierbei auf der Regelenergieteilzone H-Süd (HS). Da hier die Speichersituation durchgängig angespannt war, wurde die Zone in fünf von sechs Sonderausschreibungen berücksichtigt. Um die einmalige Situation vor Ausschreibung der Sonder-LTO zu verdeutlichen, muss betont werden, dass die erwarteten Nettoausspeicherungen für den Zeitraum 1. Oktober 2021 bis 31. Dezember 2021 besonders, jedoch nicht ausschließlich, in der Zone HS deutlich über den erwarteten Ausspeicherungen lagen. Bei kontinuierlicher Fortsetzung dieses Ausspeicherverhaltens wäre Ende Januar/Anfang Februar eine Knappheit eingetreten.

Abbildung 14 – Erwartete Nettoausspeichermengen auf Basis historischer, temperaturbereinigter Daten in GWh/d



Insbesondere für die Regelenergieteilzone H-Süd wurde damit gezeigt, dass die ungewöhnlich hohen Ausspeicherungen gestoppt und auf ein angemessenes Maß gesenkt wurden. Von einem positiven Effekt der Sonderausschreibungen ist daher auszugehen.

ABB¹³ Quelle: AGSI+, FNB, Team Consult Analyse

ABB¹⁴ Quelle: AGSI+, FNB, Team Consult Analyse

Analyse Speicheralternative:

Durch einen Kostenvergleich aller Sonderausschreibungen mit den veröffentlichten Entgelten für die Vorhaltung von entsprechenden Speicherbündeln in der Regelzone H-Süd hat Team Consult untersucht, wie die gezahlten Leistungspreise im Vergleich zu den Kosten für die Vorhaltung entsprechender Speicherkapazität (einschließlich der nötigen Transportkapazität am Speicher) zu bewerten ist. Unter der Annahme, dass die Leistungsbedarfe des Winters 2021/2022 bereits im April 2021 bekannt gewesen wären, hätte die dafür benötigte Speicherbuchung an Speichern in der Zone H-Süd optimiert werden können. Jedoch wäre auch dann der bezahlte Leistungspreis nur leicht höher als das hypothetische Entgelt für die Vorhaltung derselben Leistung als Ausspeicherleistung eines Gasspeichers, einschließlich des benötigten Arbeitsgasvolumens, sowie der benötigten Transportkapazität gewesen. Betrachtet man nur die Sonderausschreibung 1 und 2, war der von THE bezahlte Leistungspreis deutlich geringer als das hypothetische Speicher- und Transportentgelt. Im Vergleich zu Speicherbuchungen bieten die Sonderausschreibungen den Vorteil, kurzfristig und damit bedarfsgerecht auf das Marktgeschehen reagieren zu können. Während die mit den LTOs verbundenen Leistungspreise wie auch die Speicherkosten bei der hypothetischen Alternative in jedem Fall zu bezahlen sind, sind die Arbeitspreise der LTO nur im Abruffall zu bezahlen und es entstehen auch keine Kosten für die Ausspeicherung.

In der außergewöhnlichen Situation im Winter 2021/2022 und unter den zu diesem Zeitpunkt bestehenden (gesetzlichen) Rahmenbedingungen waren die Sonderausschreibungen für LTO effizient und zielführend.

Mit dem am 1. Mai 2022 in Kraft getretenen so genannten „Gasspeichergesetz“ (§ 35 EnWG) zur Einführung von Mindestfüllständen für Gasspeicher hat der Gesetzgeber neue Instrumente zur Sicherung der Versorgung geschaffen.

1.10 Gesetzliche Anpassungen zur Sicherstellung der Versorgung: „Gasspeichergesetz“

Das „Gasspeichergesetz“ regelt die Verantwortlichkeiten, Maßnahmen und Instrumente mit Blick auf die Gas-Versorgungssicherheit grundlegend neu. THE übernimmt damit zusätzliche Aufgaben im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit und bekommt neue Instrumente an die Hand, um die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr zu gewährleisten. Das Gesetz sieht Mindestspeicherfüllstände zu bestimmten Stichtagen vor. Die Verantwortung zur Erreichung der vorgesehenen Füllstände liegt primär bei den Marktakteuren und ist von den Speicherbetreibern zu überwachen und zu melden. Bei Nichterfüllung der Vorgaben kann THE, im Einklang mit den Vorgaben des EnWG und mit Zustimmung des BMWK, ergänzende Maßnahmen ergreifen, um die gesetzlich festgelegten Füllstände zu erreichen.

Füllstands-
vorgaben



Folgende stichtagsbezogenen Füllstandsvorgaben sieht das Gesetz vor:

1. Oktober	→	80 Prozent
1. November	→	90 Prozent
1. Februar	→	40 Prozent

Das Verfahren ist dabei mehrstufig aufgebaut. Zunächst erfolgt die Speicherbefüllung primär marktbasierend, ergänzt durch eine erste Ausschreibung des neuen Instruments der „Strategic Storage Based Options“ (SSBO). Wenn absehbar ist, dass Mindestfüllstände nicht erreicht werden, greifen zusätzliche Instrumente. Im letzten Schritt kann THE selbst physisches Gas erwerben und einspeichern.

Stufe 1:

Die Befüllung der Speicher erfolgt durch die Marktteilnehmer. Zusätzlich kann THE im Frühjahr SSBO (marktbasiertes Produkt) ausschreiben. So soll eine Sockelvorsorge etabliert werden. An den Ausschreibungen für SSBO können nur präqualifizierte Anbieter teilnehmen. Die ersten SSBO- Ausschreibungen wurden am 4. Mai 2022 veröffentlicht, die Ergebnisse lagen bei Redaktionsschluss noch nicht vor.

Stufe 2:

THE führt zusätzliche SSBO-Sonderausschreibungen durch, sofern beim kontinuierlichen Speichermonitoring festgestellt wird, dass die Einspeicherungen im Hinblick auf die Mindestfüllstandsvorgaben zum jeweiligen Stichtag nicht ausreichend erfolgen.

Stufe 3:

Sollten die Gasspeicher weiterhin nicht ausreichend gefüllt sein, kann THE selbst physisches Gas erwerben und einspeichern.

Diese Stufen stellen keine starr zu befolgende Maßnahmenkaskade dar, sondern sind ggf. auch miteinander zu kombinieren.

Sofern Speichernutzer gebuchte Speicherkapazitäten nicht nutzen und absehbar ist, dass dadurch die im Gesetz vorgesehenen Speicherfüllstände nicht erreicht werden können, greift ein weiteres neues Instrument: Diese Kapazitäten werden der THE zur Verfügung gestellt (so genanntes „use-it-or-lose-it“-Prinzip). THE schreibt in diesem Falle entweder SSBO aus oder kauft selbst Gas.

Die Kosten (für Ausschreibungen und Kauf durch THE) werden auf die Netznutzer umgelegt. Gleiches gilt – sofern Erlöse erzielt werden – auch für Erlöse. THE wird dazu eine neue Umlage festlegen, veröffentlichen und abrechnen. Die Umlage wird Bilanzkreisverantwortlichen im Marktgebiet in Rechnung gestellt, ihr Name war bei Redaktionsschluss noch nicht bekannt, ebenso wenig war die Höhe veröffentlicht.

Das Gesetz ist zunächst bis zum 1. April 2025 befristet. Eine erste Evaluierung der neuen Instrumente ist bereits nach dem kommenden Winter 2022/2023 vorgesehen. Ein besonderes Augenmerk sollte dabei auf die Wirksamkeit der Maßnahmen sowie die Themen Liquidität und Kosten gelegt werden.

2

Vorbereitende Maßnahmen auf einen möglichen Ausfall russischer Gaslieferungen

Vor dem Hintergrund des andauernden Angriffskrieges Russlands in der Ukraine ist der Ausfall von russischen Gaslieferungen ein mögliches und ernst zu nehmendes Szenario geworden. Neben den gesetzlichen Maßnahmen, die vor diesem Hintergrund durch die Bundesregierung bereits auf den Weg gebracht wurden, bereiten sich auch die Netzbetreiber auf nationaler und europäischer Ebene und THE auf ein solches Szenario vor.

2.1 LNG-Beschaffung durch THE

Anfang März 2022 wurde der MGV Trading Hub Europe von der Bundesrepublik Deutschland beauftragt, LNG in einer Größenordnung von bis zu maximal 1,5 Mrd. EUR zu beschaffen und einzuspeichern. THE stand hierbei jederzeit in enger Abstimmung mit dem zuständigen Bundesministerium (BMWK). THE hat auftragsgemäß unmittelbar nach Vertragsschluss mit der Beschaffung begonnen. An dem Verfahren hat sich eine zweistellige Anzahl von Interessenten und Bietern beteiligt. Die kontrahierten Gasmengen werden THE in den jeweils vereinbarten Speichern bereitgestellt. Zum weiteren Vorgehen und der Verwendung der kontrahierten Gasmengen laufen bereits Abstimmungen zwischen THE und dem BMWK. THE steht darüber hinaus im Austausch mit dem Ministerium, um eine Entscheidung über etwaige weitere Beschaffungen zu einem späteren Zeitpunkt zu treffen.

2.2 Regionale Koordinierung der Netzbetreiber auf europäischer Ebene

Mit Ausbruch des Krieges gegen die Ukraine wurde das für die Krisenbewältigung der Fernleitungsnetzbetreiber in der europäischen Gasversorgung implementierte Regional Coordination Team (ReCo) der ENTSOG aktiviert. In den bis Mitte Mai täglich und seither weiterhin regelmäßig stattfindenden Abstimmungsrunden aller europäischen FNB wird die aktuelle Lage bezüglich der Versorgungssicherheit der europäischen Länder besprochen. Wesentlicher Berichtspunkt ist die Zusammenfassung der Auswirkungen des Krieges auf die Transporte russischen Gases auf den drei Haupttransportrouten Ukraine, YAMAL und Nord Stream 1.

Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Transporte seit Beginn des Krieges bis zum Redaktionsschluss dieses Witerrückblicks trotz der Kampfhandlungen und Sanktionen im Wesentlichen wie nominiert durchgeführt wurden. Eine Ausnahme stellt der Lieferstopp gegenüber Polen und Bulgarien dar. Vor dem Hintergrund der russischen Forderung der Bezahlung der Gaslieferungen in Rubel, wurden die Lieferungen von Gazprom nach Polen und Bulgarien am 27. April 2022 eingestellt. Die für die Versorgung in den Ländern fehlenden Mengen wurden durch die Händler aus anderen Quellen und Transportwegen kompensiert. Es kam daher in beiden Ländern nicht zu Engpasssituationen. Auch die Versorgungssicherheit in Deutschland wurde bisher durch die Auswirkungen des Krieges nicht beeinträchtigt.

Des Weiteren wurden in den ReCo Diskussionen die Arbeiten der ENTSOG bei der Analyse von verschiedenen Ausfall-Szenarien unterstützt. Insbesondere der Ausfall von

Lieferquellen auf die Transportwege und die Auswirkung auf die Erfüllung der Gasbedarfe in den europäischen Ländern wurden und werden mit den entsprechenden ENT-SOG Gruppen untersucht. Die Ergebnisse dieser Arbeiten können den veröffentlichten ENT-SOG-Berichten (z.B. Summer Supply Outlook 2022) entnommen werden.

2.3 ENT-SOG-Simulation zur Versorgungssituation in Europa

ENT-SOG analysiert in dem am 28. April 2022 veröffentlichten Summer Supply Outlook drei Entwicklungsszenarien für die Speicherfüllstände in der EU basierend auf einem Ausgangsniveau von 26 Prozent durchschnittlichem Speicherfüllstand zum 1. April 2022.

Im Baseline Szenario (Status Quo) wird davon ausgegangen, dass keine Lieferunterbrechungen russischer Gasmengen eintreten. Das Speicherziel von 90 Prozent (theoretisch sogar 100 Prozent) zum 1. November 2022 könnte in allen Ländern erreicht werden.

Im zweiten Szenario wird die Unterbrechung der Transitrouten über die Ukraine und Weißrussland unterstellt, wodurch lediglich ein durchschnittlicher Speicherfüllstand von 84 Prozent erreichbar wäre. Westeuropäische Speicher könnten 100 Prozent Füllstand erlangen, zentral- und osteuropäische Speicher aber maximal 80 Prozent (Deutschland 82 Prozent).

Dem dritten Szenario schließlich liegt der Ausfall aller russischen Importmengen zu Grunde. Die Speicher in Europa könnten zum 1. November 2022 nur noch zu durchschnittlich 45 Prozent befüllt werden. Aufgrund von Restriktionen bei den Importkapazitäten und inner-europäischen Transportkapazitäten ergäbe sich ein starkes Gefälle zwischen Westeuropa (90-100 Prozent) und Osteuropa (5-35 Prozent). Deutschland könnte Füllstände von rund 30-40 Prozent erreichen. Zudem entstünden Versorgungsrisiken im Baltikum (10-26 Prozent) und Finnland (10-70 Prozent). Um die Sommernachfrage in Zentral-/Osteuropa (auch Deutschland) zu decken, müsste Speichergas eingesetzt werden. Verbesserungsoptionen bestehen in möglichen Gasimporten über Turk Stream (+10 Prozent Speicherfüllstand), Bereitstellung erhöhter Grenzübergangskapazitäten in West-Europa (+5 Prozent Speicherfüllstand) und der Übernahme odorierten Gases im Reverse Flow von Frankreich nach Deutschland (+ 1,63 Prozent Speicherfüllstandserhöhung).

Impressum

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.

Georgenstr. 23

10117 Berlin

Telefon +49 30 92102350

Telefax +49 30 921023543

E-Mail info@fnb-gas.de

Redaktionsschluss 1. Mai 2022

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

AGSI+	Aggregated Gas Storage Inventory (Transparenzplattform der europäischen Speicherbetreiber)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEX	European Energy Exchange AG
EnSiG	Energiesicherungsgesetz
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ExitSO	Ausspeisepunkt
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GÜP	Grenzübergangspunkt
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
HGE	Regelenergiezone „H-Gas Gascade“
HGN	Regelenergiezone „H-Gas Gastransport Nord“
HGU	Regelenergiezone „H-Gas Gasunie Deutschland“
HM	Regelenergiezone „H-Gas Mitte“
HN	Regelenergiezone „H-Gas Nord“
HOS	Regelenergiezone „H-Gas Ontras“
HS	Regelenergiezone „H-Gas Süd“
KRITIS	Kritische Infrastrukturen
LFZ	Lastflusszusagen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LiFA	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträge
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LTO	Long Term Options
m³	Kubikmeter
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MIDAL	Mitte-Deutschland Anbindungs-Leitung
MRU	Marktraumumstellung
MT	Millionen Tonnen
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co KG
NEP	Netzentwicklungsplan
NOWAL	Nord-West-Anbindungsleitung
ReCo	Regional Coordination System for Ga
RLM	Registrierte Leistungsmessung
SAP	Speicheranschlusspunkt
SLP	Standardlastprofil
SSBO	Strategic Storage Based Options
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
UGS	Untergrundgasspeicher
VIP	Virtual Interconnection Point (Virtueller Kopplungspunkt)
VNB	Verteilnetzbetreiber

Quellenverzeichnis

¹ Deutscher Wetterdienst, <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klimadatendeutschland.html?nn=560110>

² Institut Wohnen und Umwelt, <https://www.iwu.de/publications/research-information/energiebilanzen/#c205>

³ Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform

⁴ Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform

⁵ Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform Platform

⁶ Im Modell wurde NordStream 2 nicht miteinbezogen

Abbildungen

- Abb. 1 – Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf) in Kd
- Abb. 2 – SLP-Verbrauchsmengen im Marktgebiet THE sowie kumulierte Mengen der Marktgebiete GASPOOL und NCG je Monat in GWh
- Abb. 3 – RLM-Verbrauchsmengen im Marktgebiet THE je Monat in GWh sowie kumulierte RLM-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh
- Abb. 4 – Gasflüsse Richtung Westen (Gasexport abzüglich Gasimport) – Wintervergleich in GWh/d
- Abb. 5 – Wintervergleich LNG-Import in TWh (ausgewählte Länder)
- Abb. 6 – Ergebnisse für unterschiedliche Szenarien vs. IST Preise
- Abb. 7 – Importe aus Russland
- Abb. 8 – Entwicklung VHP Indexpreis THE
- Abb. 9 – Speicherfüllstände (in Prozent AGV) – Gaswirtschaftsjahr
- Abb. 10 – Übersicht der Sonderausschreibungen
- Abb. 11 – Regelenergiezonen
- Abb. 12 – Speicherfüllstände, LTOs und Sonderausschreibungen für Deutschland
- Abb. 13 – Übersicht über die Wirkungszeiträume der Sonderausschreibungen für die Regelzone HS
- Abb. 14 – Erwartete Nettoauspeichermengen auf Basis historischer, temperaturbereinigter Daten in GWh/d

Tabellen

- Tabelle 1 – Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE
- Tabelle 2 – Darstellung der Sonderausschreibung in der Übersicht

