

# Winterausblick der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

2021/2022



**FNB Gas**  
DIE FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

# Inhalt

	<b>Vorwort</b>	3
	<b>Key Facts</b>	4
	<b>Zusammenfassung</b>	5
1	<b>Beobachtung des Marktes</b>	6
1.1	<b>Analyse Großhandelsmarkt</b>	6
1.2	<b>Speicheranalyse</b>	7
1.3	<b>LNG in Europa</b>	8
1.4	<b>Marktgebietszusammenlegung</b>	9
2	<b>Sicherstellung der Versorgung</b>	10
2.1	<b>Regelenergieprodukte LTO und STB</b>	10
2.2	<b>Absicherung Lastszenarien Süddeutschland</b>	11
2.3	<b>L-Gas / Marktraumumstellung (MRU)</b>	11
2.4	<b>Zusätzliche Transportkapazitäten</b>	12
2.5	<b>Krisenvorsorge COVID-19</b>	13
	Impressum	13
	Abbildungen und Tabellen	13

## Vorwort



„Auf die Preise  
haben wir keinen  
Einfluss, aber  
zumindest können  
wir den Menschen  
sagen, dass  
der Transport  
gesichert ist.“



## Liebe Leserin, lieber Leser,

Die aktuellen Preisentwicklungen an den großen Energiehandelsplätzen zeugen von einer hohen Nachfrage nach Erdgas in Europa und der Welt. Die Gründe dafür sind vielfältig: von der Erholung der Wirtschaft nach dem schwierigen Pandemiejahr – verbunden mit einer besonders starken Nachfrage in Asien – bis zum schrittweisen Kohleausstieg, der in vielen Ländern vollzogen wird. Dieser erfordert nicht nur einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien, sondern weist zumindest mittelfristig auch Gaskraftwerken eine stärkere Rolle im Energiemix zu.

Was die Versorgungssicherheit in den Wintermonaten angeht, ist die Lage nicht so komfortabel wie im letzten Jahr. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen jedoch, bezogen auf ihren Transportauftrag, keinen Anlass zur Sorge. Nach Bewertung aller Parameter gehen wir als Branche davon aus, die Gasversorgung für die kommende Kälteperiode sicher und zuverlässig gewährleisten zu können. Die Grundlage dafür bilden unser 40.000 Kilometer umfassendes Gastransportnetz, die angeschlossenen Speicher, hoch technologisierte Steuerungssysteme und kontinuierliches Monitoring. Nicht zuletzt stehen dafür die rund 5.000 Mitarbeiter\*innen unserer Branche, die in diesem Jahr viele Projekte und Maßnahmen für eine zuverlässige Gasversorgung in Deutschland umgesetzt haben.

Ein wichtiger Indikator für die sichere Versorgung sind die Speicherfüllstände. Diese liegen aktuell deutlich unter Vorjahresniveau, die Versorgungssicherheit sehen wir dennoch zur Zeit nicht gefährdet. Die FNB behalten die Füllstände den Winter über sorgfältig im Blick, um im Zweifelsfall schnell reagieren und auf bewährte Sicherungsinstrumente zurückgreifen zu können. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Ausblicks sehen wir ausreichend Flexibilität für die Abdeckung der Leistungsspitzen in der Gasversorgung und bei der Beschaffung von Regelenergie.

In Deutschland verbrauchtes Erdgas stammt überwiegend aus Importen. Künftig können die vollen Transportkapazitäten der Europäischen Gas-Anbindungsleitung EUGAL ebenso wie der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung OPAL für eine Einspeiseerhöhung eingesetzt werden. Mit der Trans-Adriatic-Pipeline TAP und der Nord Stream 2 wird eine weitere Diversifizierung der Transportwege ermöglicht.

Machen Sie sich anhand dieses Winterausblicks selbst ein Bild.

Ihr

**Dr. Thomas Gößmann,**  
**Vorstandsvorsitzender FNB Gas**

## Key Facts

**Speicherfüllstand**  
am 1.11.2021 ist  
**unterdurchschnittlich**  
**bei 68%**

**GASPOOL Balancing Services**  
**und NetConnect Germany:**  
seit 1. Oktober 2021

**Trading**  
**Hub**  
**Europe**

Am 7.10.2021 erreichter  
**Preis-**  
**höchststand:**  
**113,73 EUR/**  
**MWh**

Bis November 2021  
**571.000**  
**Geräte**  
auf H-Gas umgestellt

Hoher **Kapazi-**  
**tätsbedarf**  
in Süddeutschland  
wegen Kohleausstieg  
**gedeckt** durch  
Lastflusszusagen

# Zusammenfassung



## **Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) werden auch im Winter 2021/2022 einen zuverlässigen Gastransport sicherstellen.**

Die Preisbewegung im neuen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) hat sich mit Ausnahme des Höchststandes am 07.10.2021 von 113,73 EUR/MWh (PEGAS Average Price per Delivery THE) zu einer Seitwärtsbewegung auf hohem Niveau um die 85 EUR/MWh entwickelt.

Die Speicherfüllstände der am deutschen Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher lagen im Frühjahr 2021 bei knapp 25 Prozent. Sie sind bis zum 01.11.2021 bis auf 68 Prozent angestiegen. Die FNB beobachten die Speicherfüllstände und mögliche Einspeisungen in das Fernleitungsnetz aus den Speichern im Winter fortlaufend.

Weltweit ist der LNG Handel im vergangenen Jahr trotz der COVID-19 Pandemie erneut gestiegen und hat einen Umfang von 356 Millionen Tonnen erreicht. In Europa haben sich die LNG-Importe 2020 im Vergleich zum Vorjahr jedoch leicht verringert. Seit Juli 2020 liegt der asiatische LNG-Spot-Preis über dem Niveau des niederländischen Spot-Preises. Sollte dieser Preisunterschied auch über den Winter bestehen bleiben, ist davon auszugehen, dass die LNG-Exporteure weiterhin vermehrt auf dem asiatischen Markt absetzen werden.

Am 1. Oktober 2021 hat das deutschlandweite Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) durch die Zusammenlegung der bisherigen Marktgebiete (GASPOOL) Balancing Services und NetConnect Germany (NCG) erfolgreich seine Arbeit aufgenommen.

Als Absicherungsmaßnahme zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität werden für die kommende Winterperiode erstmals „Long-Term-Options“ (LTO) für das neue Marktgebiet THE ausgeschrieben. Die Methodik zur Berechnung der Mengen wurde für diese Periode noch nicht angepasst, so dass die Mengen auf der Addition der jeweiligen Einzelbedarfe für die bisherigen Marktgebiete beruhen.

Für Süddeutschland zeichnen sich weiterhin hohe zusätzliche Ausspeisekapazitäten durch Verteilnetzbetreiber und Kraftwerksbetreiber ab, die im Rahmen des Kohleausstiegs auf Gas umstellen. Mit Ausschreibungen für Lastflusszusagen für den Winter konnte der bekannte Kapazitätsbedarf gedeckt werden.

Nach wie vor wird ein Teil des deutschen Gasmarktes mit L-Gas versorgt. Bis November werden im Jahr 2021 planmäßig weitere 571.000 Geräte auf H-Gas umgestellt sein. Die planmäßige weitere Reduktion der Importkapazitäten aus den Niederlanden um rund 10 Prozent gegenüber dem Vorjahr ist im Einklang mit einer reduzierten Abnahme.

Aus technischer Sicht stünden in diesem Winter zusätzliche Transportkapazitäten für Importmengen z.B. durch die Nord Stream 2, EUGAL und OPAL zur Verfügung.

Die FNB konnten die andauernden Herausforderungen durch die COVID-19 Pandemie auch im Sommer 2021 durch gezielte Weiterführung und Anpassungen der dem Infektionsgeschehen entsprechenden Maßnahmen kompensieren und damit eine Gefährdung der Versorgungssicherheit vermeiden.

# Beobachtungen des Marktes

Die Preisentwicklung an den Großhandelsmärkten ist nachfrageseitig getrieben durch die starke weltweite wirtschaftliche Erholung, in Folge der Lockerungen von Maßnahmen gegen die COVID-19 Pandemie. Insbesondere das Wiederanlaufen der Produktion in Asien führte u.a. zu den im Kapitel 1.3 LNG in Europa beschriebenen Flussverlagerungen und einer Reduktion des Angebots für Europa. Eine weitere Nachfrageverschärfung ergab sich aus dem steigenden Einsatz von Gas bei der Stromproduktion beim Ausgleichen der sog. Stromlücke, die durch eine verringerte Wind- und Solarenergieeinspeisung bedingt war. Der allgemeine Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise wirkte sich zudem preiserhöhend aus. Der im Kapitel 2.3 L-Gas / Marktraumumstellung (MRU) beschriebene Rückgang der nationalen Produktion ist auch in Produktionsländern wie den Niederlanden und Großbritannien zu beobachten. Zusammen führen die steigende Nachfrage und auch der Rückgang der europäischen Produktion zu einem weiter erhöhten Importbedarf.

Neben der Preisentwicklung an den Großhandelsmärkten könnten auch weitere Faktoren eine Rolle für die vergleichsweise niedrigen Speicherfüllstände spielen.

## 1.1 Analyse Großhandelsmarkt

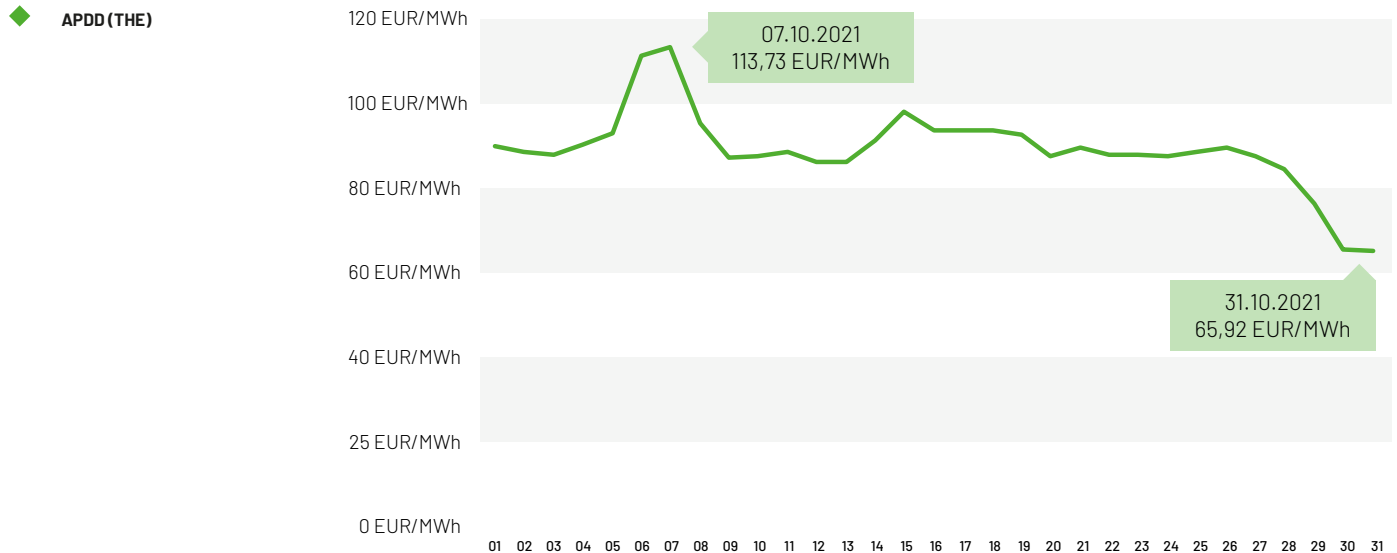
Die deutschen Handelsplätze NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) und GASPOOL Balancing Services GmbH (GASPOOL) sahen seit dem 29.02.2021 kontinuierlich steigende Preise. Beide Marktgebiete verabschiedeten sich am letzten Handelstag, dem 30.09.2021, mit einem neuen Höchststand seit Bestehen des Grundmodells der Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im deutschen Gasmarkt (GaBi Gas). Dieser lag im Marktgebiet NCG bei 83,00/MWh (PEGAS Average Price per Delivery Day NCG) und im Marktgebiet GASPOOL bei 84,45 EUR/MWh (PEGAS Average Price per Delivery Day GASPOOL). Die bisherigen Preishöchststände wurden in der Kältewelle im Februar und März 2018 erreicht und lagen für beide Marktgebiete am 02.03.2018 bei 61,50 EUR/MWh (NCG Day Ahead Settlement Price bzw. GASPOOL Day Ahead Settlement Price).

Abbildung 1 – Entwicklung VHP Indexpreis NCG/GASPOOL



Die Preisbewegung im neuen Marktgebiet stellt sich mit Ausnahme des Höchststandes am 07.10.2021 von 113,73 EUR/MWh (PEGAS Average Price per Delivery THE) über den Oktober hin als eine Seitwärtsbewegung dar. Die Preise blieben den gesamten Monat auf dem hohen Niveau um die 85 EUR/MWh und sanken am Monatsende auf 65,92 EUR/MWh.

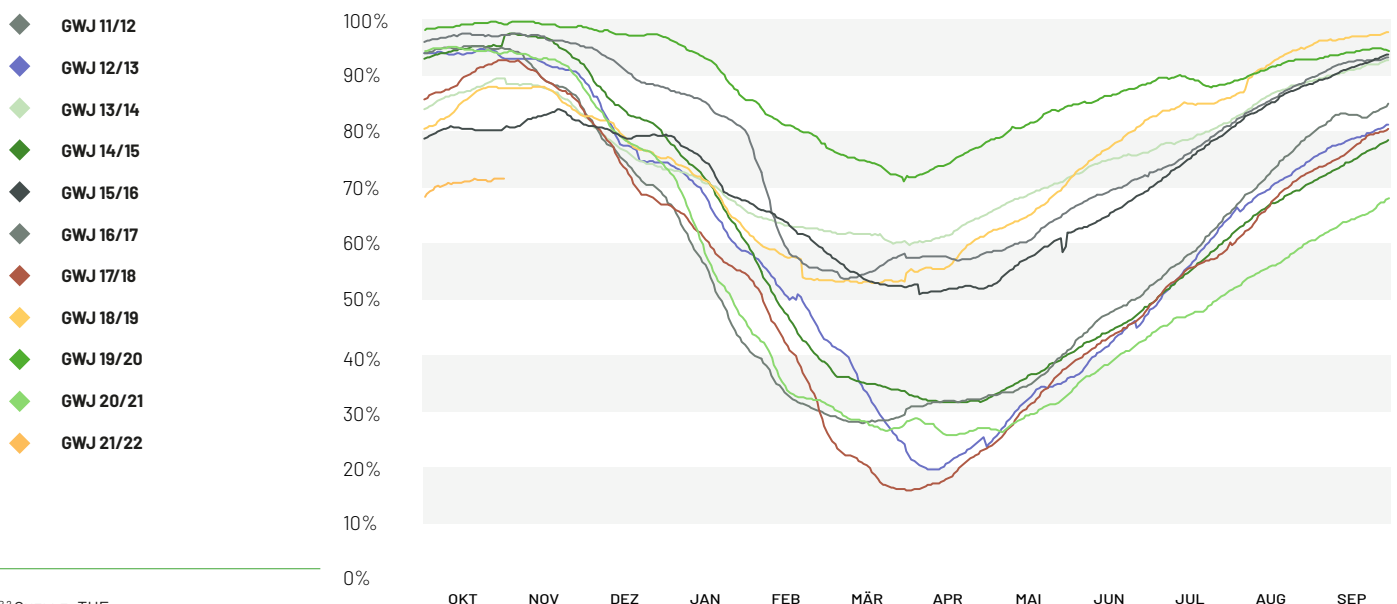
Abbildung 2 – **Entwicklung VHP Indexpreis THE (Oktober 2021)**



## 1.2 Speicheranalyse

Ein wichtiger Baustein für die Versorgungssicherheit sind die Untergrundspeicher, die an die Netze der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind. Die hier verbrauchsnah verfügbaren Gasmengen können bei Auslastung der Lieferkorridore in einer Kälteperiode zusätzlich in die Netze eingespeist werden und damit Versorgungsengpässe vermeiden. Da die nutzbare Leistung abhängig vom Füllstand der Speicher ist, sollten diese auch am Ende des Winters noch einen Mindestfüllstand aufweisen. Dies setzt sowohl eine gute Befüllung zum Winteranfang als auch eine vorausschauende Nutzung während des Winters voraus. Für die Befüllung und die Nutzung der Speichermengen sind die Speicherkunden verantwortlich.

Abbildung 3 – **Aggregierte Speicherfüllstände Deutschland**

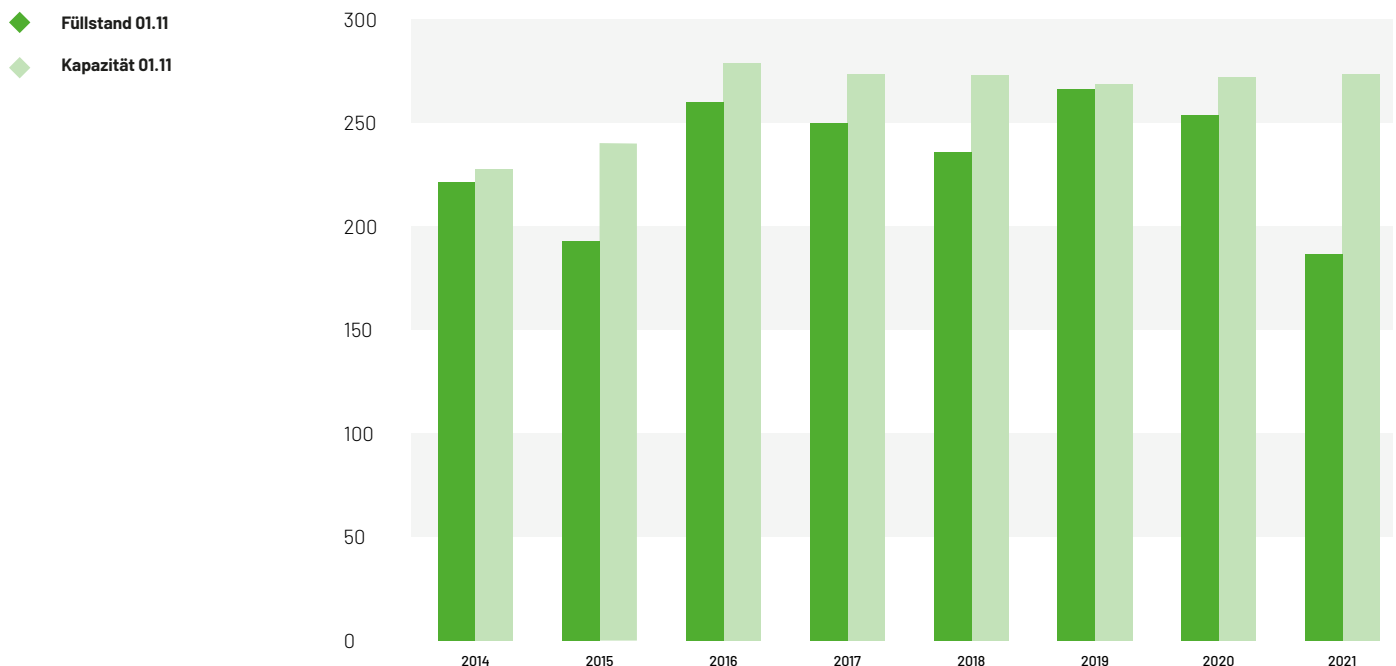


Der relativ kalte Winter 2020/2021 begünstigte eine starke Ausspeicherung. Bis März 2021 sanken die aggregierten Füllstände aller an die deutschen FNB-Netze angeschlossenen H- und L-Gas-Speicher (einschließlich der im österreichischen Grenzgebiet gelegenen) auf knapp 25 Prozent.

Verglichen mit den Vorjahren war im Zeitraum von April bis Oktober 2021 ein Einspeicherverhalten auf niedrigerem Niveau zu beobachten. Bis zum 01.11.2021 wurde daher nur ein mittlerer Füllstand von 68 Prozent erreicht. Die Hauptgründe dafür waren neben dem geringen Füllstand nach dem langen und kalten Winter, ein erhöhter Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung aufgrund einer unterdurchschnittlichen Windenergieerzeugung und fehlende Mengen an LNG. Während viele Speicher zu Beginn des Winters einen üblichen Füllstand aufweisen, sind insbesondere die Speicher Rehden sowie der in Österreich gelegene, ans deutsche Fernleitungsnetz angeschlossene Speicher Haidach/GSA bisher nur marginal befüllt worden.

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

Abbildung 4 – **Speicherfüllstände Deutschland (inkl. österreichische Speicher mit direktem Zugang zum deutschen Markt) in TWh**



### 1.3 LNG in Europa

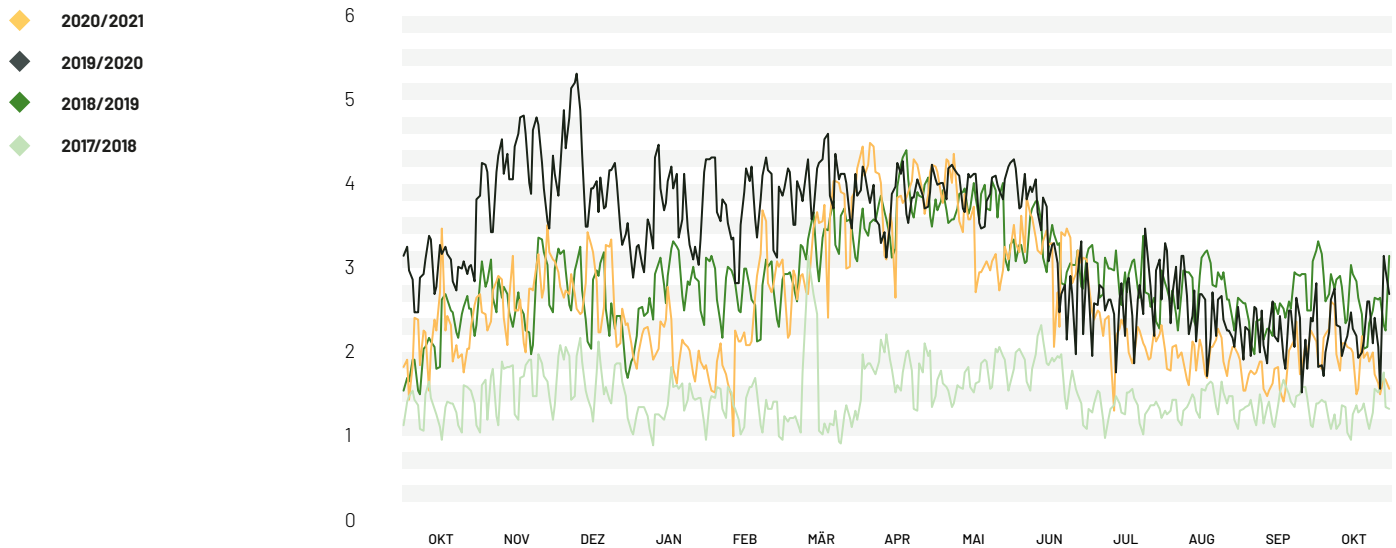
Weltweit ist der LNG-Handel im vergangenen Jahr trotz der COVID-19 Pandemie erneut gestiegen und hat einen Umfang von 356,1 Millionen Tonnen (MT) (≈4.843 TWh) erreicht. Allerdings war das Wachstum mit nur 1,4 MT (≈19 TWh) im Vergleich zum Vorjahr mit einer Zunahme von 37 MT (≈556 TWh) geringfügig. Während Europa 2019 noch maßgeblich am Wachstum beteiligt war, lag der größte Zuwachs im vergangenen Jahr in den chinesischen, japanischen und südkoreanischen Märkten.<sup>1</sup>

In Europa haben sich 2020 sogar gemäß den Daten auf der ENTSOG Transparency Plattform die LNG-Importe im Vergleich zum Vorjahr um 65 TWh verringert (2020: 1.103 TWh, 2019: 1168 TWh). Hierbei ist der größte Rückgang in Frankreich mit 37 TWh und Belgien mit 22 TWh zu verzeichnen. Im Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2020/2021 ist die Importmenge ebenfalls gegenüber dem vorherigen GWJ 2019/2021 um 278 TWh gesunken.

<sup>1</sup>IGU: WORLD LNG REPORT 2021  
<sup>2</sup>Quelle: Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI+); Stand zum 01. November 2021  
<sup>3</sup>Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform



Abbildung 5 – **Jahresvergleich LNG - Importe nach Europa in TWh/d**  
(Zeitraum 01.10 – 30.09.)



Die seit Anfang des Jahres stark gestiegenen Gaspreise haben sich in Europa und Asien sehr ähnlich entwickelt. Jedoch liegt seit circa Ende Juli 2020 der asiatische JKM LNG-Spot-Preis fast durchgängig über dem Niveau des niederländischen TTF Spot-Preises. Sollte dieser Preisunterschied auch über den Winter bestehen bleiben, ist davon auszugehen, dass die LNG Exporteure ihre Abnehmer weiterhin vermehrt auf dem asiatischen Markt finden und die Importe in Europa erneut geringer ausfallen werden als im europäischen LNG Rekordjahr vor zwei Jahren. Entsprechend ist damit zu rechnen, dass im kommenden Winter die pipelinegebundenen Gasexportmengen über Deutschland Richtung Westen wie im vergangenen Winter erneut hoch ausfallen.

## 1.4 Marktgebietszusammenlegung

Am 1. Oktober 2021 hat das deutschlandweite Marktgebiet THE durch die Zusammenlegung der bisherigen Marktgebiete GASPOOL und NCG seine Arbeit aufgenommen. 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 Marktgebietsverantwortlichen haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber den Aufbau und die Ausgestaltung des neuen Marktgebietes intensiv vorbereitet.

Mit der Zusammenlegung der verbliebenen zwei Marktgebiete ist die Konsolidierung der vormals 19 Marktgebiete in Deutschland damit abgeschlossen. Deutschland ist mit- hin zu einem der liquidesten Gashandelsplätze Europas geworden und der Wettbewerb weiter gestärkt. Davon profitieren Transportkunden und Endkunden, Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche.

Die Zusammenarbeit zwischen den Dispatchingzentralen der FNB und THE hinsichtlich Beschaffung von Regelenergie und Austausch von Fahrplänen untereinander funktioniert trotz vieler besonderer Herausforderungen gut. Eine Herausforderung bestand in den physikalischen Flussänderungen an den Einspeisepunkten des Marktgebietes, die zum Start des Marktgebietes um 6:00 Uhr am 01.10.2021 in nennenswerter Größen- ordnung von Osten in den Westen aufgetreten sind. Die neuen Virtual Interconnection Points (VIP) Niederlande L-Gas und Dänemark H-Gas sind weitgehend störungsfrei für die Transportkunden zum 01.10.2021 in Betrieb gegangen.

Die nächsten Wochen werden durch einen kontinuierlichen Optimierungsprozess ge- prägt sein. Dazu gehören auch das Testen von Notfallprozessen, wie die gemeinsame Umsetzung des Leitfadens Krisenvorsorge und die Simulation des Einsatzes der Kapa- zitätsinstrumente gemäß KAP+ Festlegung im Marktgebiet THE.

# 2

## Sicherstellung der Versorgung

### 2.1 Regelenenergieprodukte LTO und STB

Die FNB und der Marktgebietsverantwortliche (MGV) treffen auf Basis des Eckpunktapiers des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit vom 16. Dezember 2015 Vorsorgemaßnahmen im Regelenenergiemarkt<sup>3</sup>, um eine ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelenenergieprodukten in außergewöhnlichen Bedarfssituationen sicherzustellen. In erster Linie werden dazu vom MGV langfristige „Long Term Options“ (LTO) ausgeschrieben, bei denen Anbieter die Bereitstellung von Gasmengen bzw. eine Reduzierung der Ausspeisung innerhalb von vorab definierten Zonen bzw. Netzgebieten zusichern, sobald die Optionen vom MGV abgerufen werden. Zusätzlich hat der MGV die Möglichkeit, auf kurzfristiger Basis die sogenannten „Short Term Balancing Services“ (STB) auszuschreiben. Über diese Ausschreibungen können zusätzliche Regelenenergiepotentiale von Marktteilnehmern angeboten werden – insbesondere kurzfristige Potentiale über die Verbrauchsflexibilität von industriellen Endverbrauchern.

Der MGV hat, wie bereits in den letzten Jahren, jetzt jedoch erstmals für das neue Marktgebiet THE, für die kommende Winterperiode LTO ausgeschrieben. Die Methodik zur Berechnung der Mengen wurde für diese Periode noch nicht angepasst, so dass die Mengen auf der Addition der jeweiligen Einzelbedarfe für die bisherigen Marktgebiete beruhen. Für den Januar 2022 ergibt sich eine leichte Reduktion der ausgeschriebenen Menge, während sie für Februar und März auf dem Niveau der Gesamtmarktgebietsbedarfe des Vorjahres liegen.

Die kontrahierten LTO dienen als Vorsorge bei möglichen Extremsituationen und werden zusammen mit STB als letzte marktbasierende Mittel zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität eingesetzt.

Die vom MGV für die Monate Januar bis März 2022 ausgeschriebenen Bedarfe an LTO sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 1 – **Bedarf an LTO für Januar bis März 2022**

	Trading Hub Europe
Januar 2022	3.853 MWh/h
Februar 2022	14.385 MWh/h
März 2022	14.385 MWh/h

Die Methodik zur Berechnung wird im GWJ 2021/2022 mit Blick auf das gesamtdeutsche Marktgebiet in Abstimmung mit dem BMWi und der BNetzA angepasst werden.

Tabelle 1 Quelle: THE

<sup>3</sup><https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.html>

„Zur Zeit sehen wir ausreichend Flexibilität für die Abdeckung der Leistungsspitzen in der Gasversorgung und bei der Beschaffung von Regelernergie“



## 2.2 Absicherung Lastszenarien Süddeutschland

Süddeutschland verzeichnet eine konstant hohe Nachfrage. Für das kommende Jahr bestätigte sich das sehr hohe Niveau des Kapazitätsbedarfs der Verteilnetzbetreiber (VNB). Darüber hinaus zeigen die Prognosen auch für die kommenden Jahre einen stetigen Anstieg des Kapazitätsbedarfs, so dass sich die Abschätzungen der vergangenen Jahre in vollem Umfang bestätigt haben. Weitere Nachfrage zeichnet sich u.a. durch Kraftwerksbetreiber ab, die im Rahmen des Kohleausstiegs auf Gas umstellen. Erste Anfragen dazu liegen bereits vor.

Diesen Herausforderungen stellen sich die FNB bei weiterhin angespannter Bedarfs-situation im Südwesten und unter Berücksichtigung des andauernden Ausfalls der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline I (TENP I). Mit einer Entspannung, insbesondere in Baden-Württemberg, kann erst nach Inbetriebnahme von Netzausbaumaßnahmen gerechnet werden.

Alle beteiligten FNB arbeiten an einer Lösung für das TENP-System, das weiterhin nur eingeschränkt nutzbar ist. Die Neubaumaßnahme für das Leitungssystem soll Ende 2024 abgeschlossen sein. Entsprechend werden in Baden-Württemberg auch für 2021 Lastflusszusagen (LFZ) und Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) in nachgelagerten Netzen zur Reduzierung der Ausspeisung kontrahiert. Mit LFZ-Ausschreibungen für das vierte Quartal 2021 und das Kalenderjahr 2022 an liquiden Netzknoten in Süddeutschland konnte der zu den Ausschreibungszeitpunkten bekannte Kapazitätsbedarf der Netze durch hinreichende Angebote gedeckt werden. Der Punkt Lampertheim entfiel auf Grund der Marktgebietszusammenlegung und wurde deshalb nicht mehr ausgeschrieben. Gleichzeitig zur Ausschreibung von LFZ wurde auch das temporäre Kapazitätsprodukt LiFA erneut für das Kalenderjahr 2022 in Baden-Württemberg ausgeschrieben und kontrahiert. Teilweise wurden eingegangene Angebote aus Gründen mangelnder Wirtschaftlichkeit abgelehnt.

## 2.3 L-Gas / Marktraumumstellung (MRU)

Nach wie vor wird ein Teil des deutschen Gasmarktes mit L-Gas versorgt. Der deutsche L-Gas-Bedarf wird durch niederländische L-Gas-Importe, heimische L-Gas-Produktion und Konvertierungsmöglichkeiten von H-Gas zu L-Gas bedient. Für die Deckung der Leistungsspitzen im Winter sind darüber hinaus die deutschen L-Gas-Speicher von essenzieller Bedeutung. Im Winter 2021/2022 ergibt sich entsprechend der Planungen im Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) 2020-2030 eine weitere Reduktion der Importkapazitäten aus den Niederlanden um rund 10 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Dies geht einher mit der planmäßigen Reduktion des deutschen L-Gas-Bedarfes aufgrund der in Deutschland durchgeführten L-/H-Gas-Umstellungsmaßnahmen.

### L-/H-GAS-UMSTELLUNGEN IM JAHR 2021

Alle bis zum Redaktionsschluss des vorliegenden Winterausblicks (Mitte Oktober 2021) durchgeführten L-/H-Gas-Umstellungsschritte wurden planmäßig abgewickelt. Von den insgesamt 571.000 Geräten, die im Jahr 2021 auf H-Gas umzustellen sind, werden Stand Mitte Oktober bereits mehr als 550.000 Geräte mit H-Gas versorgt. Die letzten Schaltschritte sind für November 2021 geplant. Die durchgeführten Schaltmaßnahmen wurden weder von COVID-19 noch von der begrenzten Verfügbarkeit von Umstellungsdienstleistern zeitlich beeinflusst. Daher ist davon auszugehen, dass die für das Jahr 2021 geplanten Umstellungen deutschlandweit vollständig abgewickelt werden können. Vor diesem Hintergrund können auch die Importannahmen aus dem Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2020-2030 für den kommenden Winter bestätigt werden, so dass kein zusätzlicher L-Gas-Bedarf aus den Niederlanden entsteht.

## L-GAS-FÖRDERUNG IN GRONINGEN

In den vergangenen Jahren sind im Gebiet des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Zwei Erdbeben in den Jahren 2018 bzw. 2019, jeweils mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala, haben in den Niederlanden zu einem erheblichen politischen Druck geführt, die Groningen-Produktion schnellstmöglich zu beenden.

Für das GWJ 2021/2022 plant das niederländische Wirtschaftsministerium eine Produktionsmenge von 3,9 Milliarden m<sup>3</sup>. Diese geplante Produktionsmenge beinhaltet die vollständigen deutschen Bedarfe entsprechend der Planungen des Umsetzungsberichts zum NEP Gas 2020–2030, die u.a. über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“ an das niederländische Wirtschaftsministerium gemeldet wurden. Die Produktionsmenge bezieht sich auf einen durchschnittlichen Temperaturverlauf. Für etwaige kältere Temperaturen stehen zusätzliche Produktionsmengen zur Verfügung. Nach Aussagen des niederländischen Transportnetzbetreibers GTS ist die Versorgungssicherheit auch im Falle eines kalten Winters nicht gefährdet. Aus Sicht der FNB kann die geplante Reduktion der Importkapazitäten aus den Niederlanden aufgrund der aktuellen Erkenntnisse für den kommenden Winter als unkritisch bewertet werden. Entsprechend bleiben die von den FNB im Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2020–2030 veröffentlichten und mit der GTS abgestimmten Leistungs- und Mengenbilanzen für die L-Gas-Importe aus den Niederlanden weiterhin gültig.

## DEUTSCHE L-GAS-FÖRDERUNG

Die aktuelle, im Szenariorahmen zum NEP Gas 2022–2032 veröffentlichte, Prognose des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG) zeigt einen deutlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion ab dem Jahr 2021 von bis zu 17 Prozent. Diese Prognose weicht wesentlich von den bisherigen ab und führt zu einer Unterdeckung regionaler Leistungsbilanzen. Es erscheint zum gegenwärtigen Zeitpunkt denkbar, dass dieser aktuell vom BVEG prognostizierte Rückgang Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im L-Gas haben könnte. Um diese Auswirkungen regional besser einschätzen zu können, ist ein weiterer Austausch zwischen den FNB und dem BVEG noch vor Beginn des Winters geplant.

„Im Jahr 2021  
wurden planmäßig  
571.000 Geräte von  
L- auf H-Gas  
umgestellt.“



## L-GAS-SPEICHER

Eine weitere wichtige Säule der kapazitiven L-Gas-Bilanz stellen die L-Gas-Speicher dar. Entsprechend den Planungen im Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2020–2030 wurden im Jahr 2021 erste L-Gas Speicher auf H-Gas umgestellt. Da diese Umstellungen planungsgemäß erfolgt sind und auch mit der bedarfsseitigen Umstellung von L- auf H-Gas korrespondieren (Umstellung von 571.000 Geräten im Jahr 2021), ergibt sich hieraus keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit im L-Gas. Aus den weiterhin im L-Gas vorhandenen Speichern ist gemäß der Planungen im Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2020–2030 für den kommenden Winter eine Bereitstellung von nunmehr rund 17 Gigawatt (GW) Leistung vorgesehen, was einer umstellungsbedingten Reduktion von 3 GW entspricht. Voraussetzung für die Verfügbarkeit der Speicherleistung ist ein gewisser Mindestfüllstand, der so lange zu halten ist, wie die Möglichkeit des Spitzenbedarfs besteht, der aus der Erfahrung der Vergangenheit bis Ende März auftreten kann.

Im Jahr 2021 wurden die L-Gas-Speicher bis Anfang November auf einen Stand von 84 Prozent gefüllt, dies entspricht dem durchschnittlichen Füllstand vor dem Winterbeginn der letzten Jahre.

## 2.4 Zusätzliche Transportkapazitäten für Importmengen

Mit der seit dem 18.10.2021 abgeschlossenen Gas-Erstbefüllung des ersten Rohres der Nord Stream 2 steht technisch eine Jahrestransportmenge von 27,5 Milliarden m<sup>3</sup> bereit. Dies entspricht der Hälfte der Gesamttransportkapazität. Die Aufnahme des Gas-transportes durch die Nord Stream 2-Pipeline ist zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses des Winterausblicks 2021/2022 allerdings noch nicht erfolgt, da die Integration des der deutschen Regulierung unterliegenden Teilstückes in das deutsche Marktgebiet und die Zertifizierungsprozesse für den Netzbetrieb noch weiter andauern.

Seit April 2021 stehen die vollen Transportkapazitäten der EUGAL von bis zu 55 Milliarden m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr zur Verfügung. Die EUGAL transportiert Erdgas von der Ostseeküste bis an die tschechische Grenze und kann Gas aus verschiedenen Quellen transportieren – unter anderem Gas aus der Nord Stream 2.

Im Bedarfsfall wären technisch zusätzliche Transportkapazitäten über die OPAL für den Weitertransport von Gas aus der Nord Stream 2 verfügbar, die derzeit einer genehmigungsrechtlichen Vermarktungseinschränkung unterliegen.

## 2.5 Krisenvorsorge COVID-19

Die FNB konnten die andauernden Herausforderungen durch die COVID-19 Pandemie auch im Sommer 2021 durch gezielte Weiterführung und Anpassungen der dem Infektionsgeschehen entsprechenden Maßnahmen kompensieren und damit eine Gefährdung der Versorgungssicherheit vermeiden. Durch die etablierten und funktionierenden Systeme zum Krisen- und Notfallmanagement der FNB ist nicht davon auszugehen, dass es im kommenden Winter zu Beeinträchtigungen des Netzbetriebs aufgrund der Pandemie kommt. Die FNB werden die Entwicklung der Pandemie weiterhin genau verfolgen und bedarfsgerecht die ergriffenen Maßnahmen anpassen.

## 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](mailto:info@fnb-gas.de)

## Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1 – Entwicklung VHP Indexpreis NCG/GASPOOL

Abbildung 2 – Entwicklung VHP Indexpreis THE

Abbildung 3 – Aggregierte Speicherfüllstände Deutschland

Abbildung 4 – Speicherfüllstände Deutschland (inkl. österreichische Speicher mit direktem Zugang zum deutschen Markt) in TWh

Abbildung 5 – Jahresvergleich LNG – Importe nach Europa in TWh/d (Zeitraum 01.10 – 30.09.)

Tabelle 1 – Bedarf an LTO für Januar bis März 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

<b>AGSI+</b>	Aggregated Gas Storage Inventory
<b>Bcm</b>	Milliarden Kubikmeter (Billion Cubic Meters)
<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
<b>BVEG</b>	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie
<b>ENTSOG</b>	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
<b>EUGAL</b>	Europäische Gas-Anbindungsleitung
<b>FNB</b>	Fernleitungsnetzbetreiber
<b>GaBi Gas</b>	Grundmodell der Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im deutschen Gasmarkt
<b>GASPOOL</b>	GASPOOL Balancing Services GmbH
<b>GTS</b>	Niederländischer Netzbetreiber Gastransport Service
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>GWJ</b>	Gaswirtschaftsjahr
<b>H-Gas</b>	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
<b>JKM</b>	Japan-Korea-Marker
<b>KAP+</b>	Überbuchungs- und Rückkaufsystem der Fernleitungsnetzbetreiber für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet
<b>LFZ</b>	Lastflussszusagen
<b>LiFa</b>	Lastflussszusagen in Form von Abschaltverträgen
<b>L-Gas</b>	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas
<b>LTO</b>	Long Term Options
<b>m<sup>3</sup></b>	Kubikmeter
<b>MGV</b>	Marktgebietsverantwortlicher
<b>MRU</b>	Marktraumumstellung
<b>MT</b>	Millionen Tonnen
<b>MWh</b>	Megawattstunde
<b>NCG</b>	NetConnect Germany GmbH & Co KG
<b>NEP Gas</b>	Netzentwicklungsplan Gas
<b>OPAL</b>	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
<b>STB</b>	Short Term Balancing Service
<b>TAP</b>	Trans-Adriatic-Pipeline
<b>TENP I</b>	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline I
<b>TTF</b>	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgas-Handel für die Niederlande abgewickelt wird)
<b>THE</b>	Trading Hub Europe
<b>TWh</b>	Terrawattstunde
<b>VIP</b>	Virtual Interconnection Point
<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber

