



WINTERRÜCKBLICK 2020/2021
DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-
NETZBETREIBER

INHALT

Vorwort	4
1. Beschreibung des Winters 2020/2021	5
1.1 Vergleich zu den Vorjahren	5
1.2 Gasverbrauch in Deutschland	6
1.3 Gasimporte und -exporte für Deutschland / LNG Entwicklung	8
1.4 Entwicklung der Speicherfüllstände	12
1.5 Vorsorge durch die Kontrahierung von langfristigen Regelenergieprodukten	14
1.6 Kurzfristige LTO-Ausschreibungen für März 2021	14
1.7 Regelenergieeinsatz	15
2. Besonderheiten in den Marktgebieten und Fernleitungsnetzen	16
2.1 L-Gas	16
2.2 LiFA-Ausschreibung	16
3. Kernaussagen	18
Quellenverzeichnis	
Abbildungen und Tabellen	
Impressum	

Abkürzungsverzeichnis

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EDP	Electronic Data Platform
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GSE	Transparenzplattform, Gas Storage Europe
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
JKM	Japan-Korea-Marker
Kd	Einheit des Gradtages (Kelvin-day)
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LiFA	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NGI	Natural Gas Intelligence
OGE	Open Grid Europe
RLM	Registrierte Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
TAP	Trans-Adriatic-Pipeline
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
THT	Tetrahydrothiophen
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgashandel für die Niederlande abgewickelt wird)
TWh	Terrawattstunde
VNB	Verteilnetzbetreiber

VORWORT



Liebe Leserin, lieber Leser,

im Gaswinter 2020/2021 waren die Fernleitungsnetzbetreiber einmal mehr Garant für eine stabile Erdgasversorgung in Deutschland. Längere Kälteperioden führten dazu, dass der Gasverbrauch von Haushaltskunden und der Industrie leicht über dem Durchschnitt der letzten Winterperioden lag. Auch in den Wochen strenger Minusgrade im Februar 2021 war unser Gasnetz stets in der Lage, Verbrauchsspitzen, die sich aus dem erhöhten Energieverbrauch in diesen Tagen ergaben, zuverlässig zu bedienen.

Marktliche Prozesse haben zu einer vergleichsweise frühen und starken Inanspruchnahme der Gasmengen aus den Untertagespeichern geführt. Durch die vorausschauende Vorsorge mit der Beschaffung von geeigneten Bezugsoptionen am langfristigen Regelenergiemarkt, begleitet durch ein kontinuierliches und aufmerksames Monitoring der Versorgungslage und eine gut funktionierende, netzbetreiberübergreifende Abstimmung in der Netzsteuerung, konnte diese Hochlastsituation sicher bewältigt werden.

Im Februar gingen aus Texas in den USA Bilder um die Welt, wo es während des ungewöhnlichen Kälteeinbruchs zu flächendeckenden Stromausfällen kam. Rund ein Drittel der Kraftwerke standen nicht zur Verfügung, weil auch Teile der Gasinfrastruktur eingefroren waren. Die Ereignisse zeigen, wie zentral unsere Gasinfrastruktur für die gesamte Energieversorgung unseres Landes und wie wichtig der vorbeugende Schutz vor Witterungseinflüssen ist. Als Betreiber von kritischer Infrastruktur haben die Fernleitungsnetzbetreiber diese Situation in den durch die Corona-Pandemie nach wie vor herausfordernden Zeiten äußerst erfolgreich gemeistert. Es gab im Ergebnis zu keinem Zeitpunkt eine kritische Versorgungssituation in Deutschland.

Wir werden mit unserem Netz weiterhin einen bedeutenden Beitrag für die Energieversorgung leisten. Erdgas bleibt im Bereich der Wärmeerzeugung in Industrie und privaten Haushalten unverzichtbar und ist Übergangsenergieträger hin zu erneuerbaren Energien – vor allem in den Wintermonaten mit erhöhtem Energiebedarf.

Wir sind davon überzeugt, dass unser Fernleitungsnetz in einer künftig dekarbonisierten Energiewelt sogar noch an Bedeutung gewinnen wird. Denn nur wenn gasförmige Energieträger und Strom intelligent zusammenspielen, können wir den Durchbruch in eine CO₂-neutrale Zukunft schaffen. Dafür schaffen wir die Basis.

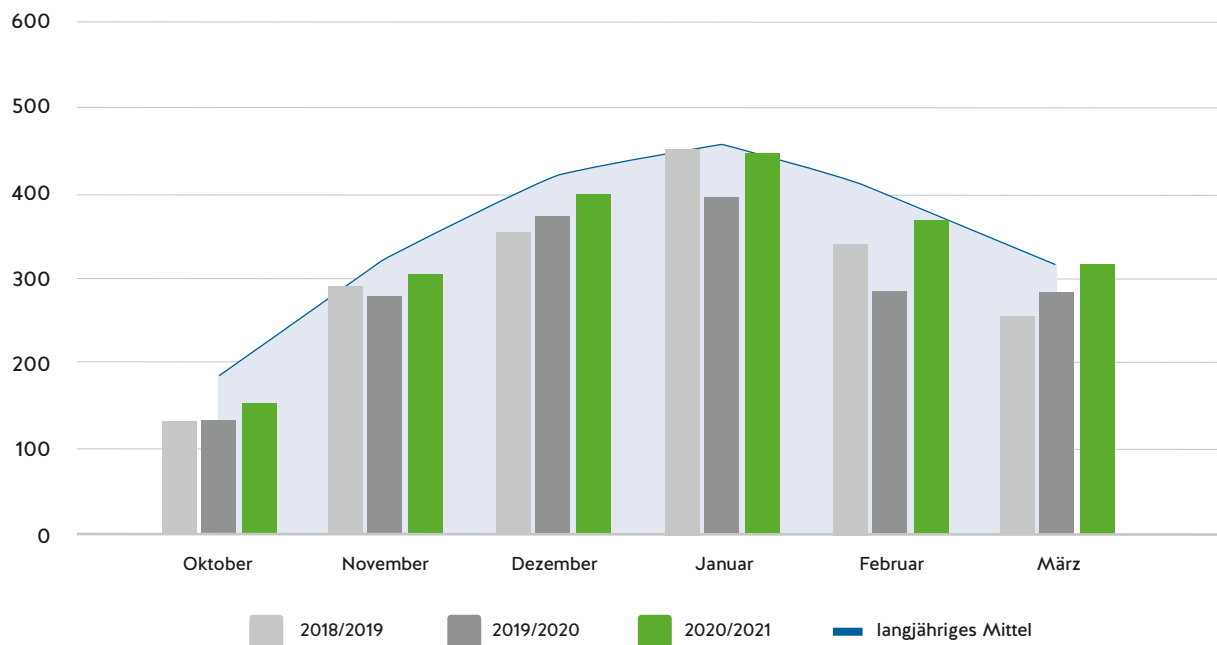
Ihr
Dr. Thomas Gößmann,
Vorstandsvorsitzender

1 BESCHREIBUNG DES WINTERS 2020/2021

1.1 VERGLEICH ZU DEN VORJAHREN

Im Winter 2020/2021 wurde im Vergleich zum Vorjahr ein erhöhter Wärmebedarf verzeichnet. Allerdings lagen die Werte der Heizgradtage in jedem Monat erneut unterhalb des durchschnittlichen Wärmebedarfs (Periode von 1970 bis 2019). Damit wurde das dritte Jahr in Folge zu keinem Monat das langjährige Mittel der Heizgradtage von 1970 bis 2019 überschritten.

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



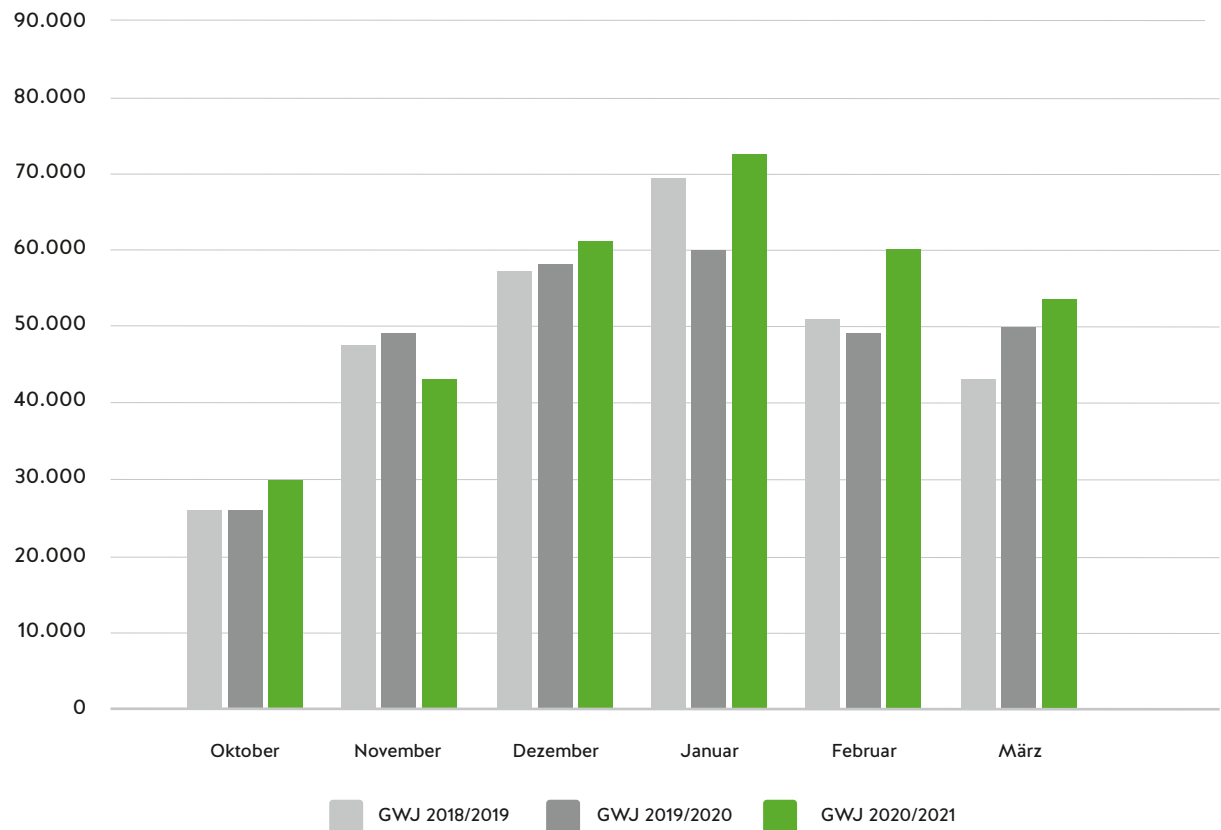
Quelle: Station Nürnberg - Deutscher Wetterdienst (DWD); Langjähriges Mittel von 1970 bis 2019 - Institut Wohnen und Umwelt (IWU), (eigene Darstellung)

1.2 GASVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND

Der Bedarf an Gas für Haushaltskunden und industrielle Endverbraucher lag im Winter 2020/2021 leicht über dem Durchschnittsverbrauch der letzten Winterperioden. Ursächlich hierfür sind die Kälteabschnitte im Januar/Februar. Wie auch im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019, markierten jeweils der Januar beziehungsweise Februar die Verbrauchsspitzen im Unterschied zum vorangegangenen Gaswirtschaftsjahr 2019/2020, wo der Gasverbrauch über den Winter gleichmäßiger verteilt war. Eine signifikante Auswirkung der COVID-19-Pandemie auf den Gasverbrauch lässt sich nicht feststellen.

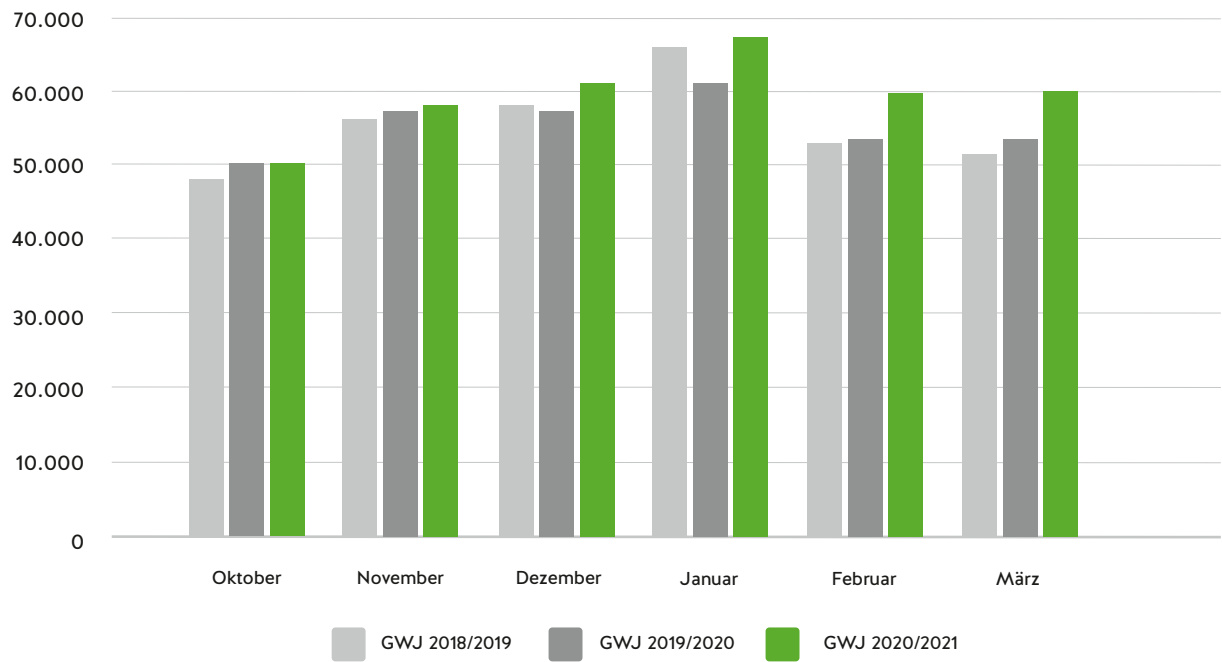
Nachfolgend wird pro Monat der Gasbedarf der letzten drei Winterperioden im Vergleich dargestellt. Unterschieden wird hierbei zwischen den Bedarfen privater Haushalte und Kleingewerben (basierend auf Standardlastprofilen (SLP), Abbildung 2) sowie größeren gewerblichen Verbrauchern mit gemessenen Lasten (gemäß registrierter Leistungsmessung (RLM), Abbildung 3).

Abbildung 2 - Kumulierte SLP-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh



Quelle: GASPOOL/NCG

Abbildung 3 - Kumulierte RLM-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh



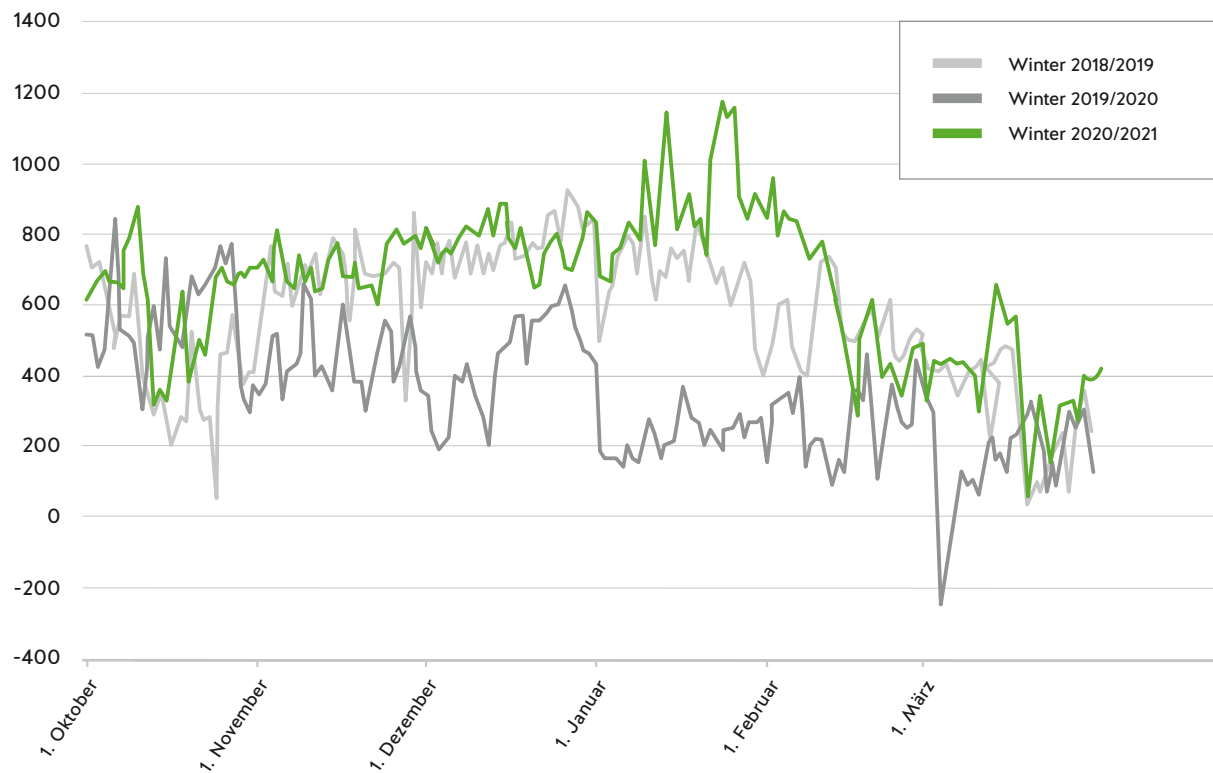
Quelle: GASPOOL/NCG

1.3 GASIMPORTE UND -EXPORTE FÜR DEUTSCHLAND / LNG-ENTWICKLUNG

Exporte Richtung Frankreich, Niederlande und Belgien

Im vergangenen Winter 2020/2021 wurde Richtung Frankreich, Niederlande und Belgien, abzüglich der Importflüsse aus den Ländern, 119,5 TWh H-Gas exportiert. Der Gasexport war damit im Vergleich der vergangenen zwei Jahre im Zeitraum von 1. Oktober bis 31. März um 87 Prozent (2019/2020: 64 TWh) bzw. um 17 Prozent (2018/2019: 101,8 TWh) höher.¹

Abbildung 4 - Gasexport Richtung Westen - Wintervergleich in GWh/d



Quelle: ENTSOG -Transparency Platform, eigene Darstellung

Die erhöhte Gas-Nachfrage lässt sich unter anderem mit deutlich gesunkenen LNG-Importen erklären.

¹ Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform

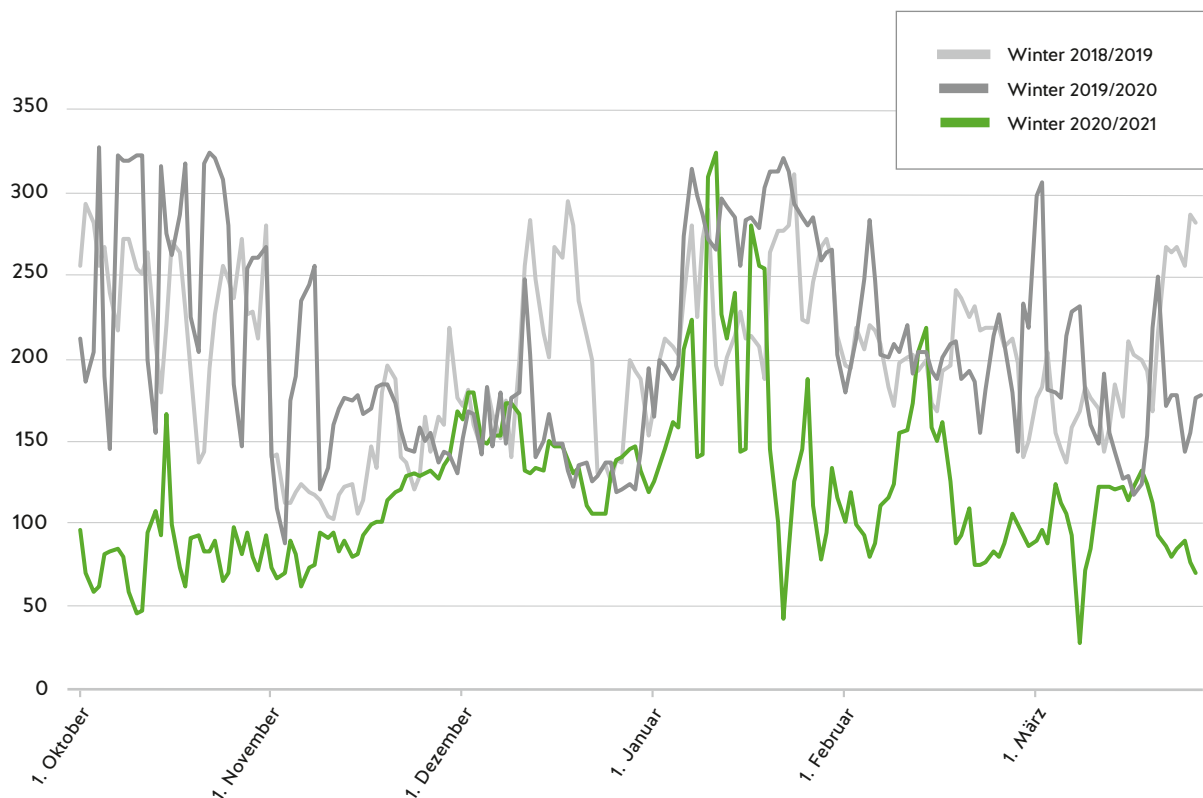
Exporte in Richtung Schweiz / Italien

Die Exporte in Richtung Schweiz und Italien waren im Winter 2020/2021 deutlich geringer als in den vergangenen Jahren.

Einen klaren Rückgang gab es für die Transporte in Richtung Italien. Die am Grenzübergangspunkt (GÜP) Wallbach transportierten Mengen gehören zum überwiegenden Teil zur Versorgung von Endkunden in der Schweiz. Man kann u.a. folgende Gründe für den Rückgang der Transporte in Richtung Italien unterstellen:

- COVID-19 → viele Betriebe vorübergehend geschlossen, weniger Gasbedarf
- Unvorteilhafte Preisdifferenz zwischen dem italienischen Spotmarkt PSV und den nordeuropäischen Spotmärkten NCG und Title Transfer Facility (TTF) → geringer Anreiz für Marktteilnehmer, die Route über die Schweiz zu buchen
- Seit Januar 2021 zusätzliche Importquelle durch Inbetriebnahme Trans-Adriatic-Pipeline (TAP). Die importierten Mengen betragen für das 1. Quartal 2021 etwa 110 GWh/d.

Abbildung 5 - Gasexport Richtung Süden, GÜP Wallbach, Wintervergleich in GWh/d



Quelle: Electronic Data Platform (EDP) Fluxys

Die exportierten Gasmengen im Winter 2020/2021 belaufen sich auf 21,6 TWh. Damit ist im Vergleich zu den beiden vergangenen zwei Jahren ein Rückgang von 42 Prozent (2019/2020: 37,6 TWh) bzw. um 40 Prozent (2018/2019: 36,5 TWh) im Zeitraum von 1. Oktober bis 31. März zu verzeichnen.

Deodorierungsanlage Schwörstadt

Im Rahmen des Projektes zur Reversierung der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) wurde im Dezember 2020 nach etwa zweijähriger Bauzeit die Deodorierungsanlage in der Nähe von Schwörstadt in Betrieb genommen. Das gemeinsame Projekt von Open Grid Europe (OGE) und Fluxys TENP befindet sich an der TENP-Leitung, wenige Kilometer von der schweizerischen Grenze entfernt. Die Anlage wurde gebaut, um das Odormittel zu entfernen, das eventuell in dem aus dem Süden kommenden Gas enthalten sein könnte.

Die vier Adsorber der Anlage, die eine Bauhöhe von etwa 18 Meter haben, sind für eine Leistung von bis zu 900 T Nm³/h ausgelegt.

Zu Testzwecken sind Tetrahydrothiophen-haltige (THT) Gasmengen aus Frankreich (Oltingue) über die Anlage geleitet worden. Die Anlage funktionierte erwartungsgemäß.

LNG-Entwicklung

Wie bereits erwähnt, sind die erhöhten Exporte Richtung Westen auch mit einer reduzierten LNG-Importmenge zu begründen. So beliefen sich die Importe an den französischen, niederländischen und belgischen LNG-Terminals im Winter 2020/2021 auf 121,6 TWh und sind im Vergleich zum Vorjahr (222,1 TWh) um 45 Prozent zurückgegangen.²

Der Rückgang der LNG-Importe hat sich auch europaweit eingestellt. Im Winter 2019/2020 wurde noch die Rekordmenge von 689 TWh LNG importiert. Im vergangenen Winter waren es im Vergleichszeitraum nur noch 481 TWh.³ Die Verringerung der Importe hängt mit dem im Vergleich zu Europa seit Dezember schneller steigenden Gaspreis auf dem asiatischen Markt zusammen. Eine hohe Nachfrage bedingt durch unerwarteten Kälteeinbruch in Nordostasien und einige Lieferausfälle haben Mitte Januar den asiatischen Japan-Korea-Marker (JKM) LNG-Spot-Preis sogar kurzzeitig auf ein Allzeithoch-Preis von ca. 90 €/MWh geführt.⁴ Zum Vergleich: Im selben Zeitraum lag der Gaspreis am UK National Balancing Point bei ca. 29 €/MWh.

Mitte Februar führte zudem eine Kältewelle im US-Bundesstaat Texas zum Ausfall einiger Erdgasverflüssigungsanlagen. Der Gouverneur von Texas verfügte ab 21. Februar 2021 einen kurzzeitigen Exportstopp für Erdgas, um die heimische Stromproduktion zu unterstützen. Nach einem Bericht der Natural Gas Intelligence (NGI) lagen 12 LNG-Tanker im Golf von Mexico, die keine Ladung aufnehmen konnten.⁵

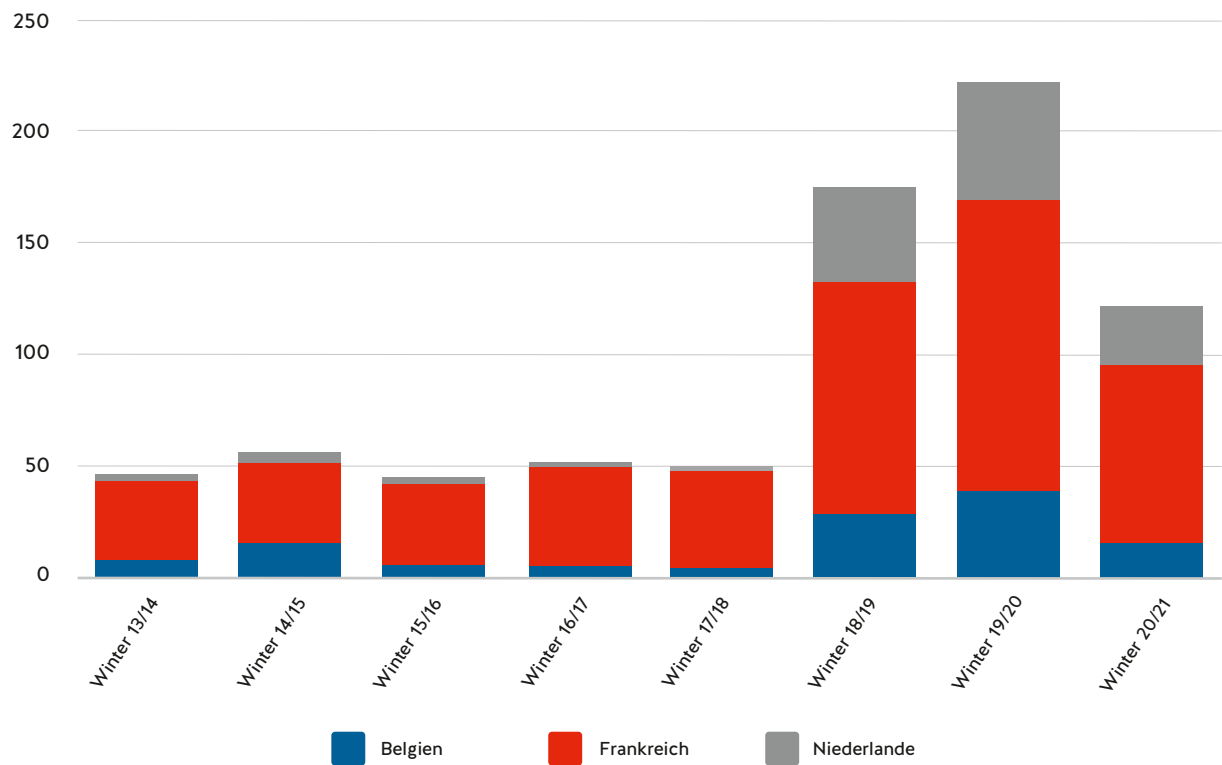
² Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform

³ Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform

⁴ Reuters, 2021: <https://www.reuters.com/article/uk-column-russell-lng-asia-idUSKBN29U0ZR>

⁵ Natural Gas Intelligence, 2021: <https://www.naturalgasintel.com/lng-tanker-finally-departs-gulf-coast-but-export-operations-largely-at-standstill/>

Abbildung 6 - Wintervergleich LNG-Import in TWh

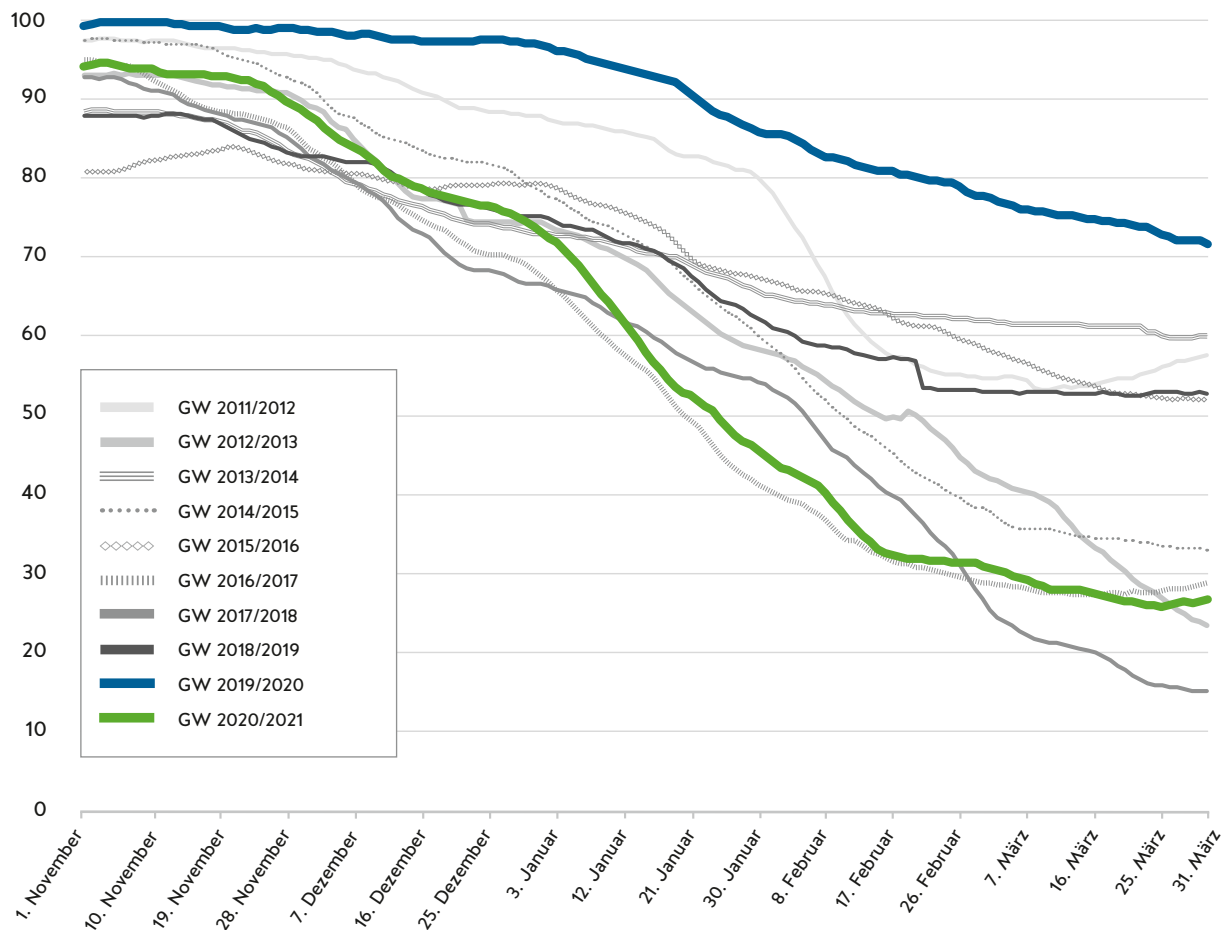


Quelle: ENTSOG - Transparency Platform, eigene Darstellung

1.4 ENTWICKLUNG DER SPEICHERFÜLLSTÄNDE

Die Speichernutzung innerhalb der deutschen Marktgebiete wies im Winter 2020/2021 ein typisches Bild auf, war aber deutlich ausgeprägter als in den beiden vorangegangenen Jahren. Eingangs betrug der Speicherfüllstand 94 Prozent. Im Verlauf des Winters nahm er kontinuierlich ab und erreichte Ende Februar circa 30 Prozent; der Tiefstwert von 25 Prozent wurde im März in KW 12 erreicht. Dennoch stand zu jeder Zeit eine ausreichende Einspeiseleistung aus Speichern in die Netze zur Verfügung. Im Folgenden wird auf die einzelnen Marktgebiete und Gasqualitäten näher eingegangen und für drei ausgewählte Regionen in Deutschland eine ausführliche Beschreibung der Speichernutzung im vergangenen Winter vorgenommen.

Abbildung 7 - Gesamtspeicherfüllstände in Prozent



Quelle: Speichermonitoring auf Basis der Daten der GSE-Transparenzplattform

Speichernutzung in Süddeutschland

Mit hohen Speicherfüllständen (circa 90 Prozent) starteten die süddeutschen Speicher gegenüber den Vorjahren leicht verspätet erst Ende November in die Ausspeichersaison. Die Ausspeicherraten lagen in dieser Zeit kontinuierlich auf sehr hohem Niveau, so dass die Füllstände der Südspeicher zum Ende des Winters auf 27 Prozent sanken. Eine Speicherleerung in diesem Ausmaß und innerhalb dieser Zeitspanne wurde für

Süddeutschland bisher noch nie beobachtet. Dies ist vermutlich auch eine Auswirkung der fertiggestellten Ausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) im süddeutschen Raum, die frühere Einschränkungen der Einspeisekapazitäten der Speicher in die Netze aufgehoben haben.

Trotz der hohen Speicherleerung war zu keinem Zeitpunkt von negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit auszugehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) monitoren im Winterhalbjahr die Speicherfüllstände engmaschig. Das Monitoring dient dazu, frühzeitig Indikationen auf niedrige Speicherfüllstände zu erhalten, die aufgrund der Abhängigkeit zwischen Füllstand und Ausspeicherleistung insbesondere zum Ende des Winters die Versorgungssicherheit beeinträchtigen könnten. Durch das Monitoring sind die FNB in der Lage, rechtzeitig Gegenmaßnahmen einzuleiten. Dies war in diesem Winter beim H-Gas in Deutschland nicht erforderlich.

Speichernutzung H-Gas GASPOOL

Mit gut gefüllten Speichern von durchschnittlich 92 Prozent begann die Ausspeicherphase der H-Gas GASPOOL-Speicher bereits im Oktober, jedoch mit nur geringen Mengen. Teilweise wurde bis November auch noch vereinzelt eingespeichert. Ab Ende November wurde die Ausspeicherleistung deutlich mehr beansprucht, was sich in der zweiten Dezemberhälfte über die Feiertage etwas abschwächte. Ab Anfang Januar fand dann eine konstant intensive Ausspeicherung statt, so dass mit Einbruch der Kältephase Anfang Februar Füllstände von rund 33 Prozent erreicht waren. Ähnlich wie im süddeutschen Raum ist die starke Speicherentleerung innerhalb weniger Wochen außergewöhnlich. Mit dem sprunghaften Temperaturanstieg Mitte/Ende Februar wurde teilweise sogar wieder eingespeichert, was für diesen Zeitpunkt mitten im Winter ebenfalls eine Besonderheit darstellt.

Speichernutzung L-Gas GASPOOL

Die L-Gas-Speicherfüllstände im Marktgebiet der GASPOOL Balancing Services GmbH (GASPOOL) waren mit fast 14 TWh im Oktober auf dem gleichen hohen Niveau wie im Oktober 2019. Ab Dezember kam es zu einer verstärkten Auslagerung, die bis Ende Februar anhielt. Im März gab es nur noch moderate Auslagerungen. Der Füllstand ist Ende März mit 2,7 TWh bei unter 20 Prozent, das liegt signifikant unter dem Vorjahreswert von 40 Prozent. Ein L-Gas-Speicher wird auf Grund der Marktraumumstellung vollständig ausgelagert und steht zukünftig als H-Gas-Speicher zur Verfügung.

Speichernutzung L-Gas NCG

Die L-Gas-Speicher im NCG-Marktgebiet waren zu Beginn der Ausspeicherperiode Anfang November mit 95 Prozent gut gefüllt. Nach einer ersten schwächeren Ausspeicherphase im Dezember waren ab dem Jahreswechsel bis Mitte Januar sehr hohe Ausspeicherleistungen zu verzeichnen, dadurch sanken die Füllstände dieser Speicher deutlich früher als in den vergangenen Jahren auf ein sehr niedriges Niveau für diesen Zeitpunkt des Winters (circa 50 Prozent). Nach der Entscheidung, zur Stärkung der Versorgungssicherheit zusätzliche Regelenergieprodukte auszuschreiben, verringerten sich die Ausspeicherraten deutlich und es wurde an einigen Tagen sogar wieder eingespeichert. Während der Kältewelle Mitte Februar blieben die Ausspeicherraten im Vergleich zu Januar moderat und somit blieb bis zum Ende des Winters jederzeit eine ausreichende Ausspeicherleistung verfügbar.

1.5 VORSORGE DURCH DIE KONTRAHIERUNG VON LANGFRISTIGEN REGELENERGIEPRODUKTEN

Zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit wurden im November 2020 langfristige Regelernergieausschreibungen für den Zeitraum Januar bis März 2021 durchgeführt. Regelergieanbieter konnten Optionsprodukte – sogenannte „Long Term Options“ (LTO) – mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis anbieten. Die Long Term Options (LTO) dienen den FNB und Marktgebietsverantwortlichen (MGV) zur Absicherung gegen eine nicht ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelernergieprodukten auf dem Kurzfristmarkt in außergewöhnlichen Regelernergiebedarfssituationen.

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 Regelergieanbietern ist für die LTO ausgeschlossen, die Vorhaltepflcht an den GÜP zu den Niederlanden zu leisten, da die MGV aufgrund ihrer eigenen Beschaffungsmöglichkeit am TTF selbst die Auslastung dieser GÜP beeinflussen können.

LTO-Regelergieanbieter 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.

Wie bereits in den vergangenen Jahren wurde der Bedarf nach LTO für die Winterperiode mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) abgestimmt und anschließend durch die MGV ausgeschrieben. Dabei betrug die für 2021 abzusichernde Leistung im Marktgebiet NCG im Monat Januar 4,2 GWh/h und in den Monaten Februar/März 11,9 GWh/h sowie im Marktgebiet GASPOOL im Monat Januar 1,3 GWh/h und in den Monaten Februar/März 2,3 GWh/h. Die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für LTO in diesem Zeitraum beliefen sich im Marktgebiet NCG erneut auf circa 14 Millionen Euro sowie im Marktgebiet GASPOOL auf circa 15 Millionen Euro. Für NCG sind die Kosten damit gegenüber dem Vorjahr bei höherem Kontrahierungsvolumen leicht gesunken. Die für GASPOOL entstandenen Kosten liegen hingegen über denen des Vorjahres bei gleichgebliebenem Kontrahierungsvolumen.

Die im Abruffall zusätzlich zu zahlenden Arbeitspreise beliefen sich im Durchschnitt auf 16,86 €/MWh im Marktgebiet NCG sowie auf 24,61 €/MWh im Marktgebiet GASPOOL. Beide Durchschnittspreise liegen damit erneut unterhalb der Vorjahrespreise (NCG 19,43 €/MWh bzw. GASPOOL 25,30 €/MWh).

Da die MGV keine Möglichkeit haben, 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 2020/2021 nicht in Anspruch genommen werden.

1.6 KURZFRISTIGE LTO-AUSSCHREIBUNGEN FÜR MÄRZ 2021

Im Marktgebiet NCG wurde Mitte Januar 2021 im Rahmen des FNB-übergreifenden Speichermonitorings ein für diesen Zeitpunkt ungewöhnlich niedriger Füllstand der L-Gas-Speicher festgestellt. Zur Stärkung der L-Gas-Versorgungssicherheit zum Ende des Winters wurde deshalb in Abstimmung mit BNetzA und BMWi zusätzlich zum bereits ausgeschriebenem L-Gas LTO-Volumen aus Kapitel 1.5 für März weitere 2,0 GWh ausgeschrieben und erfolgreich kontrahiert. Die zusätzlichen Kosten betragen 3 Millionen Euro für die Leistungspreise und der im Abruffall zu zahlende durchschnittliche Arbeitspreis lag bei 15,52 €/MWh.

1.7 REGELENERGIEEINSATZ

Die nachfolgenden Tabellen stellen den Einsatz externer Regelenergie in den beiden deutschen Marktgebieten im Zeitraum 1. Oktober 2020 bis 31. März 2021 dar.

Tabelle 1 – Regelenergieeinsatz im Marktgebiet GASPOOL

	GASPOOL H-Gas		GASPOOL L-Gas		GASPOOL über TTF		Gesamt	
	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]
Buy	275	4.750	6.275	110.438	495	8.462	7.045	123.649
Sell	6.272	106.211	592	9.673	24	533	6.888	116.417

Quelle: GASPOOL

Tabelle 2 – Regelenergieeinsatz im Marktgebiet NCG

	NCG H-Gas		NCG L-Gas		NCG über TTF		Gesamt	
	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]
Buy	3.586	59.911	27.865	546.545	36	785	31.487	607.241
Sell	26.709	467.915	1.847	30.264	2	31	28.558	498.210

Quelle: NCG

Aggregiert über beide Marktgebiete wurden zwischen dem 1. Oktober 2020 und dem 31. März 2021 insgesamt Regelenergieeinkäufe mit einem Volumen von circa 39 TWh getätigt, demgegenüber stehen Verkäufe in Höhe von circa 35 TWh. Diese resultierten in Ausgaben für Regelenergieeinkäufe in Höhe von circa 730 Millionen Euro sowie Einnahmen aus Regelenergieverkäufen in Höhe von circa 615 Millionen Euro.

Über beide Marktgebieten hinweg ist die gesamtbeschäftigte Menge an Regelenergie im Vergleich zur vorjährigen Winterperiode deutlich gestiegen – im GASPOOL-Marktgebiet auf circa 215 Prozent; im NCG-Marktgebiet auf circa 180 Prozent. Im Wesentlichen ist dies auf die Kälteperioden im Januar und Februar sowie die in beiden Marktgebieten im Vergleich zu den Vorjahren stark angestiegene Konvertierung (in der Richtung von H Gas zu L Gas) zurückzuführen.

2 BESONDERHEITEN IN DEN MARKTGEBIETEN UND FERNLEITUNGSNETZEN

2.1 L-GAS

Im Winter 2020/2021 gab es bis auf die bilanzielle Konvertierung keine besonderen Herausforderungen im L-Gas. Die Importkapazitäten aus den Niederlanden wurden trotz der Reduktion der Groningen-Produktion nicht eingeschränkt und es gab auch keine anderen Restriktionen für die Beschaffung von Gas am niederländischen Handelsplatz TTF.

Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf die Marktraumumstellung

Aufgrund der COVID-19-Pandemie und des Lockdowns haben sich im Jahr 2020 leichte Änderungen gegenüber der im NEP Gas 2020 – 2030 ursprünglich dargestellten Umstellungsplanung ergeben. Deutschlandweit mussten in Abstimmung mit den jeweiligen Verteilernetzbetreibern (VNB) Schaltschritte in verschiedenen Umstellungsbereichen um ein bis drei Monate verschoben werden. Die letzten Schaltschritte des Jahres 2020 wurden im November erfolgreich durchgeführt, wobei die wieder ansteigende Anzahl von COVID-19-Infektionen keine wesentlichen Auswirkungen auf die Durchführungen dieser Umstellungen hatte.

Im Jahr 2021 ist es bislang nicht zu erneuten, COVID-19-bedingten Verzögerungen in der Marktraumumstellung gekommen. Bis einschließlich März 2021 wurde bei den durchgeführten Umstellungsmaßnahmen nur von geringen COVID-19-bedingten Problemen berichtet.

Konvertierung von H- zu L-Gas

Im Marktgebiet NCG wurde die bilanzielle Konvertierung von H- zu L-Gas insbesondere im Zeitraum von Januar bis Februar sehr umfangreich genutzt. Dies hatte zur Folge, dass die im L-Gas-Gebiet ausgespeisten Mengen über fünf aufeinanderfolgende Wochen durchschnittlich zu mehr als 60 Prozent (in der Spitze zu 75 Prozent) als Regelenergie von der NCG beschafft wurden. Da die in der Regel mit 4 Stunden Vorlauf zu beschaffenden Mengen aufgrund der geringen Vorlaufzeiten der Transportnominierungen von mindestens 2 Stunden nicht genau zu ermitteln sind, stellte dies eine besondere Herausforderung sowohl für die Regelenergiebeschaffung als auch für die Netzsteuerung dar.

Auch im Marktgebiet GASPOOL wurde die bilanzielle Konvertierung von H- zu L-Gas stark genutzt, wenn auch auf einem geringeren Niveau als bei NCG. So lag die bilanzielle Konvertierung von Januar bis März 2021 168 Prozent über Vorjahresniveau, im März sogar 285 Prozent über dem Niveau vom März 2020.

2.2 LiFA-AUSSCHREIBUNG

Wiederholte LiFA-Ausschreibung in Süddeutschland

Für den Winter 2020/2021 wurden in Baden-Württemberg erneut Lastflusszusagen sowie Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) beschafft, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Das Produkt LiFA dient der kontrollierten Kappung von Lastspitzen in Extremlastsituationen und kam entsprechend in

diesem Winter nicht zum Einsatz, da diese bei moderaten Temperaturen im Südwesten nicht auftraten. Ein Einsatz von Lastflusszusagen war primär aufgrund des relativ hohen Bedarfs sowie der weiterhin bestehenden Einschränkung der Transportkapazitäten über die TENP trotz des vergleichsweise warmen Winters in signifikanter Höhe erforderlich.

3 KERNAUSSAGEN

Der Bedarf an Gas für Haushaltskunden und industrielle Endverbraucher lag im Winter 2020/2021 leicht über dem Durchschnittsverbrauch der letzten Winterperioden. Ursächlich hierfür sind die Kälteabschnitte im Februar. Eine signifikante Auswirkung der COVID-19-Pandemie auf den Gasverbrauch lässt sich nicht feststellen.

Die Speichernutzung innerhalb der deutschen Marktgebiete wies im Winter 2020/2021 ein saisonal typisches Bild auf, war aber deutlich ausgeprägter als in den beiden vorangegangenen Jahren. Zu Winterbeginn betrug der Speicherfüllstand 94 Prozent. Im Verlauf des Winters nahm er kontinuierlich ab und erreichte Ende März circa 25 Prozent. Dennoch stand zu jeder Zeit eine ausreichende Einspeiseleistung aus Speichern in die Netze zur Verfügung.

Im Marktgebiet NCG wurde Mitte Januar 2021 im Rahmen des FNB-übergreifenden Speichermonitorings ein für diesen Zeitpunkt ungewöhnlich niedriger Füllstand der L-Gas-Speicher festgestellt. Zur Stärkung der L-Gas-Versorgungssicherheit zum Ende des Winters wurde deshalb in Abstimmung mit BNetzA und BMWi zusätzlich zum bereits ausgeschriebenen L-Gas LTO-Volumen aus Kapitel 1.5 für März weitere 2,0 GWh ausgeschrieben und erfolgreich kontrahiert.

Gegenüber dem Winter 2019/2020 sind die LNG-Importe nach Europa im Winter 2020/2021 geringer ausgefallen. Im Winter 2019/2020 wurde noch die Rekordmenge von 689 TWh LNG importiert. Im vergangenen Winter waren es im Vergleichszeitraum nur noch 481 TWh.⁶ Die Verringerung der LNG-Importe hängt mit dem seit Dezember schneller steigenden Gaspreis auf dem asiatischen Markt als in Europa zusammen.

Aufgrund der COVID-19-Pandemie und des Lockdowns haben sich im Jahr 2020 Änderungen in der Marktumstellung L/H gegenüber der im Netzentwicklungsplan Gas 2020 – 2030 ursprünglich dargestellten Umstellungsplanung ergeben. Deutschlandweit mussten in Abstimmung mit den jeweiligen Verteilernetzbetreibern Schaltschritte in verschiedenen Umstellungsbereichen um ein bis drei Monate verschoben werden. Insgesamt gab es im Winter 2020/2021 keine netztechnischen oder versorgungsrelevanten Situationen, die nicht durch die FNB und die MGV beherrscht werden konnten. Den frühzeitigen Entnahmen des L-Gas in den deutschen Speichern wurden durch die etablierten Prozesse des Monitorings der FNB und der LTO-Kontrahierungen durch die MGV auf ein versorgungssicherheitsrelevantes Maß entgegengewirkt.

⁶ Datenquelle: ENTSOG: Transparency Platform

Quellenverzeichnis

- Deutscher Wetterdienst (DWD), Station Nürnberg
- Electronic Data Platform (EDP), Fluxys
- European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)
- GASPOOL Balancing Services GmbH
- Institut Wohnen und Umwelt (IWU)
- Natural Gas Intelligence (NGI)
- NetConnect Germany GmbH & Co. KG
- Transparenzplattform, Gas Storage Europe (GSE)
- Reuters

Abbildungen und Tabellen

- Abbildung 1 Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf)
Abbildung 2 Kumulierte SLP-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh
Abbildung 3 Kumulierte RLM-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh
Abbildung 4 Gasexport Richtung Westen in GWh/d – Wintervergleich
Abbildung 5 Gasexport Richtung Süden in GWh/d – Wintervergleich
Abbildung 6 Vergleich LNG-Importmengen pro Winter in TWh
Abbildung 7 Gesamtspeicherfüllstände in Prozent

Tabelle 1 Regelenergieeinsatz im Marktgebiet GASPOOL

Tabelle 2 Regelenergieeinsatz im Marktgebiet NCG

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

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.