



WINTERRÜCKBLICK 2019/2020
DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-
NETZBETREIBER

INHALT

Vorwort

1	Beschreibung des Winters 2019/2020	5
1.1	Vergleich zu den Vorjahren	5
1.2	Gasverbrauch in Deutschland	5
1.3	Gasimporte und -exporte für Deutschland / LNG-Entwicklung	7
1.4	Entwicklung der Speicherfüllstände	10
1.5	Vorsorge durch die Kontrahierung von langfristigen Regelenergieprodukten	12
1.6	Regelenergieeinsatz	13
2	Auswirkungen auf die Marktgebiete und Fernleitungsnetze	14
2.1	Ukraine Transit / Nord Stream 2	14
2.2.	L-Gas	14
2.3.	Wiederholte LiFA-Ausschreibung in Süddeutschland	14
3	Krisenvorsorge	15
3.1	Corona-Virus	
4	Kernaussagen und Empfehlungen	18

Quellenverzeichnis

Abbildungen und Tabellen

Impressum

Abkürzungsverzeichnis

AGSI+	Aggregated Gas Storage Inventory
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GSE	Gas Storage Europe
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
Kd	Einheit des Gradtages (Kelvin-day)
KRITIS	Kritische Infrastrukturen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LiFA	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträge
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co KG
ReCo	Regional Coordination System for Gas
RKI	Robert Koch-Institut
RLM	Registrierte Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgas-Handel für die Niederlande abgewickelt wird)
TWh	Terrawattstunde
UGS	Untergrundgasspeicher

VORWORT



Ralph Bahke,
Vorstandsvorsitzender

Liebe Leserin, lieber Leser,

milde Temperaturen, hohe Speicherfüllstände und ein gegenüber dem Jahresdurchschnitt der Vorjahre niedrigerer Gasverbrauch kennzeichnen den Gaswinter 2019/2020. Mit langfristigen Regelernergieausschreibungen für den Zeitraum Januar bis März 2020 haben wir die Erdgasversorgungssicherheit weiter erhöht. Doch waren es diesmal nicht die kalten Monate, sondern die Folgen des weltweiten Lockdowns als Reaktion auf die Covid-19-Pandemie, die uns Fernleitungsnetzbetreiber ganz besonders forderten. Unser diesjähriger Witerrückblick, den Sie hiermit in den Händen halten, gibt Ihnen einen Überblick über wesentliche Entwicklungen dieser Kälteperiode und die Covid-19-bedingten Besonderheiten.

In den ersten Wochen des Covid-19-Lockdowns war noch vieles unsicher. Viele Arbeitsabläufe mussten neu organisiert und die technischen Voraussetzungen dafür geschaffen werden. Behörden und Ministerien waren zu sensibilisieren, damit wir uns als kritische Infrastrukturbetreiber im Störfall frei bewegen und unsere Kernfunktionen sicherstellen können. Vieles läuft mittlerweile virtuell. Es gibt regelmäßige nationale und internationale Abstimmungsrunden, um auch in Covid-19-Zeiten gemeinsam die Gasversorgung Europas zu sichern. Dabei zeigte sich, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit ihrem etablierten und geübten Krisenmanagement und motivierten Mitarbeitern auch für eine solche Pandemie gut gerüstet sind. Selbst unter erschwerten Bedingungen sind wir in der Lage, gemeinsam jederzeit die Versorgung mit Gas sicherzustellen.

Ihr

Ralph Bahke,
Vorstandsvorsitzender

1 BESCHREIBUNG DES WINTERS 2019/2020

1.1 VERGLEICH ZU DEN VORJAHREN

Der vergangene Winter war durch milde Temperaturen charakterisiert. Eine ausgeprägte Kälteperiode war nicht zu verzeichnen. Wie bereits im Winter 2018/2019 wurde auch im Winter 2019/2020 in keinem Monat das langjährige Mittel der Heizgradtage (der durchschnittliche Wärmebedarf) überschritten.

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



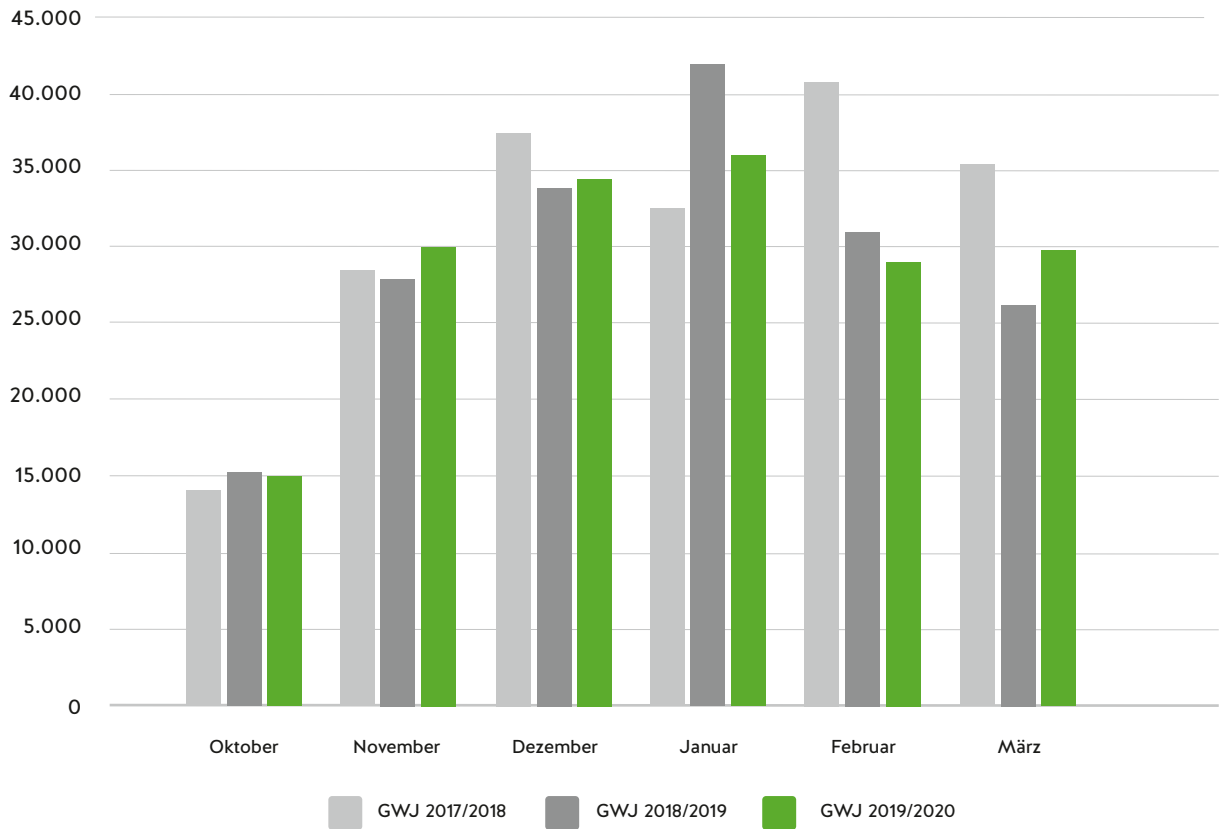
Quelle: Station Nürnberg - Deutscher Wetterdienst (DWD); Langjähriges Mittel von 1970 bis 2019 - Institut Wohnen und Umwelt (IWU), (eigene Darstellung)

1.2 GASVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND

Der Bedarf an Gas für Haushaltskunden und industrielle Endverbraucher lag im Winter 2019/2020 leicht unter dem Durchschnittsverbrauch der letzten Winterperioden. Ursächlich hierfür sind die milden Temperaturen in Deutschland und Europa. Während in den vorangegangenen Gaswirtschaftsjahren jeweils der Januar beziehungsweise Februar die Verbrauchsspitzen markierten, war der Verbrauch über den Winter 2019/2020 gleichmäßiger verteilt.

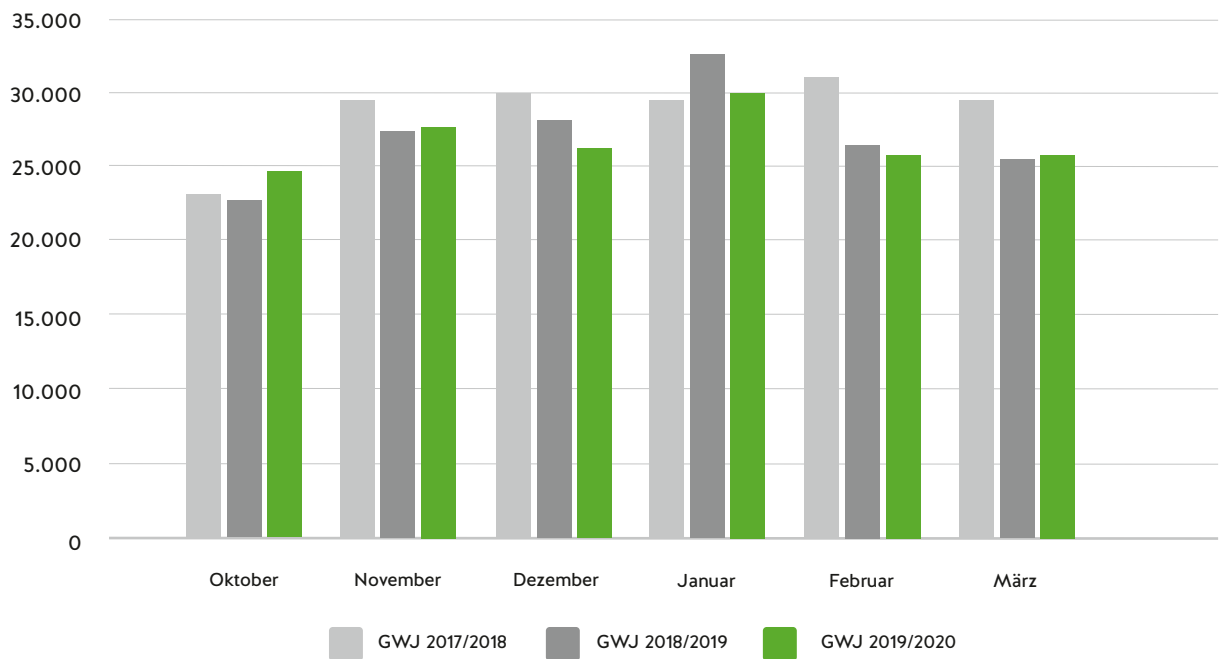
Nachfolgend wird pro Monat der Gasbedarf der letzten drei Winterperioden im Vergleich dargestellt. Unterschieden wird hierbei zwischen den Bedarfen privater Haushalte und Kleingewerben (basierend auf Standardlastprofilen [SLP], Abbildung 2) sowie größeren gewerblichen Verbrauchern mit gemessenen Lasten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



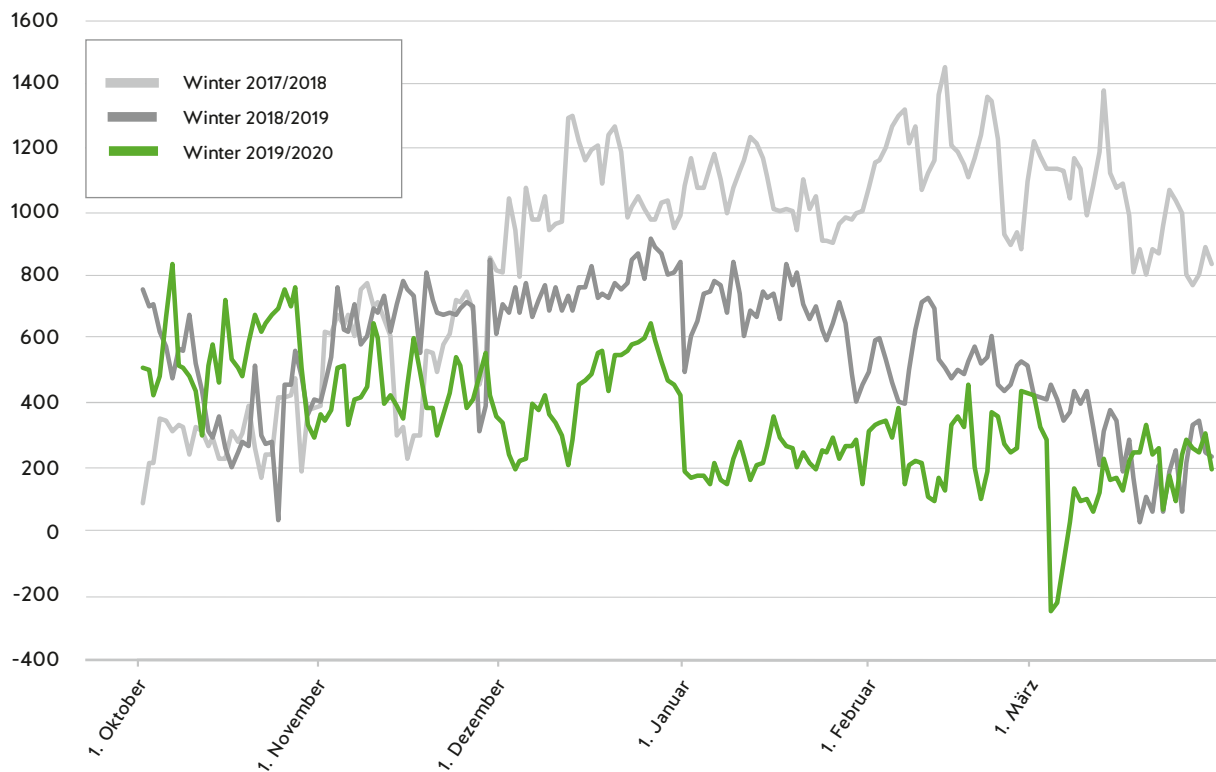
Quelle: GASPOOL/NCG

1.3 GASIMPORTE UND -EXPORTE FÜR DEUTSCHLAND / LNG-ENTWICKLUNG

Im vergangenen Winter war zu beobachten, dass der Gasexport Richtung Westen (Frankreich, Niederlande und Belgien) erneut niedriger ausfiel als in den vergangenen drei Jahren. Während sich der Gasexport im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März auf 64 TWh belief, war der Export im Vergleichszeitraum des vergangenen Winters 2018/2019 um 59 Prozent höher (101,8 TWh). Zuvor belief sich der Export im Jahr 2017/2018 auf 157 TWh.¹

Im Vergleich dazu war der Export Richtung Süden (Schweiz, Italien) wie in den vergangenen Wintern mit etwa 37 TWh nahezu konstant.

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

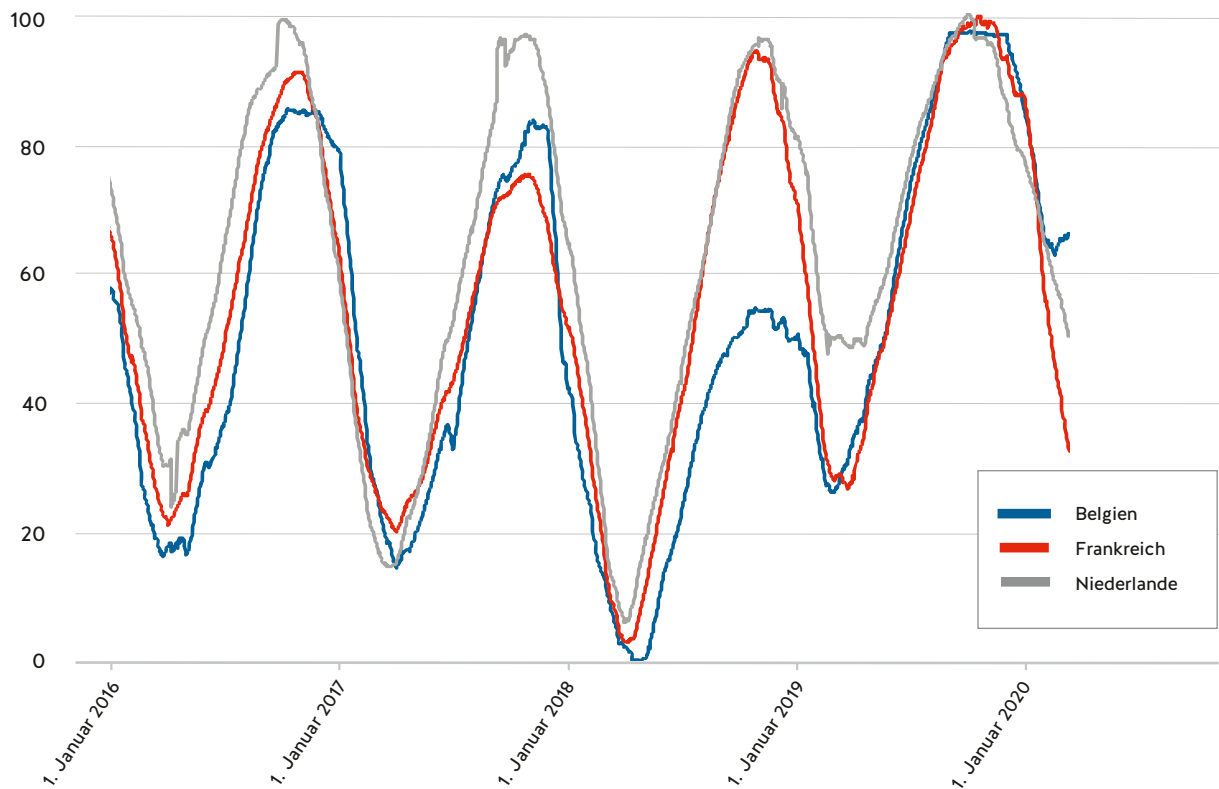


Quelle: ENTSOG -Transparency Plattform, eigene Darstellung

Erklären lässt sich das zum einen mit den milden Temperaturen in Europa. Zum anderen haben die hohen Speicherfüllstände im Westen den Bedarf an Gas sinken lassen. In Frankreich, Belgien und den Niederlanden wurden gemäß den Daten von AGSI+ (Aggregated Gas Storage Inventory) zwischen September und Oktober vergangenen Jahres nahezu die maximalen Speicherfüllstände erreicht. Zu erwähnen ist hierbei, dass die Speicherkapazitäten in Belgien, im Vergleich zu den Niederlanden und Frankreich, um etwa Faktor 15 geringer sind und daher keine großen Auswirkungen auf den Gasimport aus Deutschland haben dürften.

¹ENTSOG -Transparency Plattform, Mai 2020

Abbildung 5 - Speicherauslastung im Westen (Belgien, Frankreich, Niederlande) in Prozent

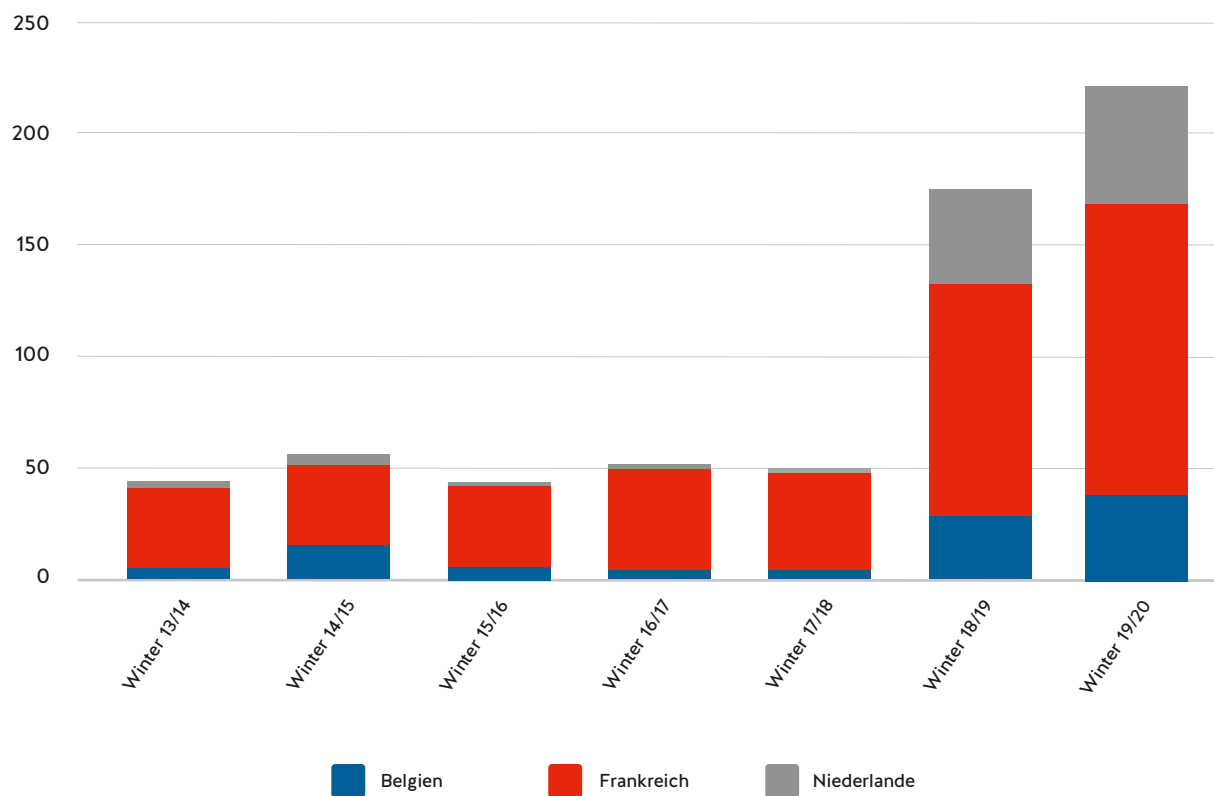


Quelle: AGSI+, eigene Darstellung

Des Weiteren könnten die weiterhin anhaltenden hohen Importmengen von Flüssigerdgas (LNG) in den zuvor genannten Ländern der Grund für den anhaltend geringen Bedarf an Erdgas aus Richtung Deutschland sein. Gemäß der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO) Transparency Plattform wurde diesen Winter LNG in Höhe von 222,1 TWh an den französischen, belgischen und niederländischen LNG-Terminals importiert. Dabei wurde der historisch höchste LNG-Import vom letzten Winter von 176 TWh sogar übertroffen. In den Jahren zuvor wurden weniger als ein Drittel der aktuellen Mengen importiert.

Der Trend der stark erhöhten LNG-Importe lässt sich auch europaweit beobachten, da es weltweit ein großes Überangebot an LNG gibt. Während die LNG-Mengen in den Jahren zwischen 2014 und 2018 im Durchschnitt um circa 12 Prozent gestiegen sind, hat sich der Import im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 80 Prozent erhöht.

Abbildung 6 - Vergleich der LNG-Importmengen pro Winter in TWh/d

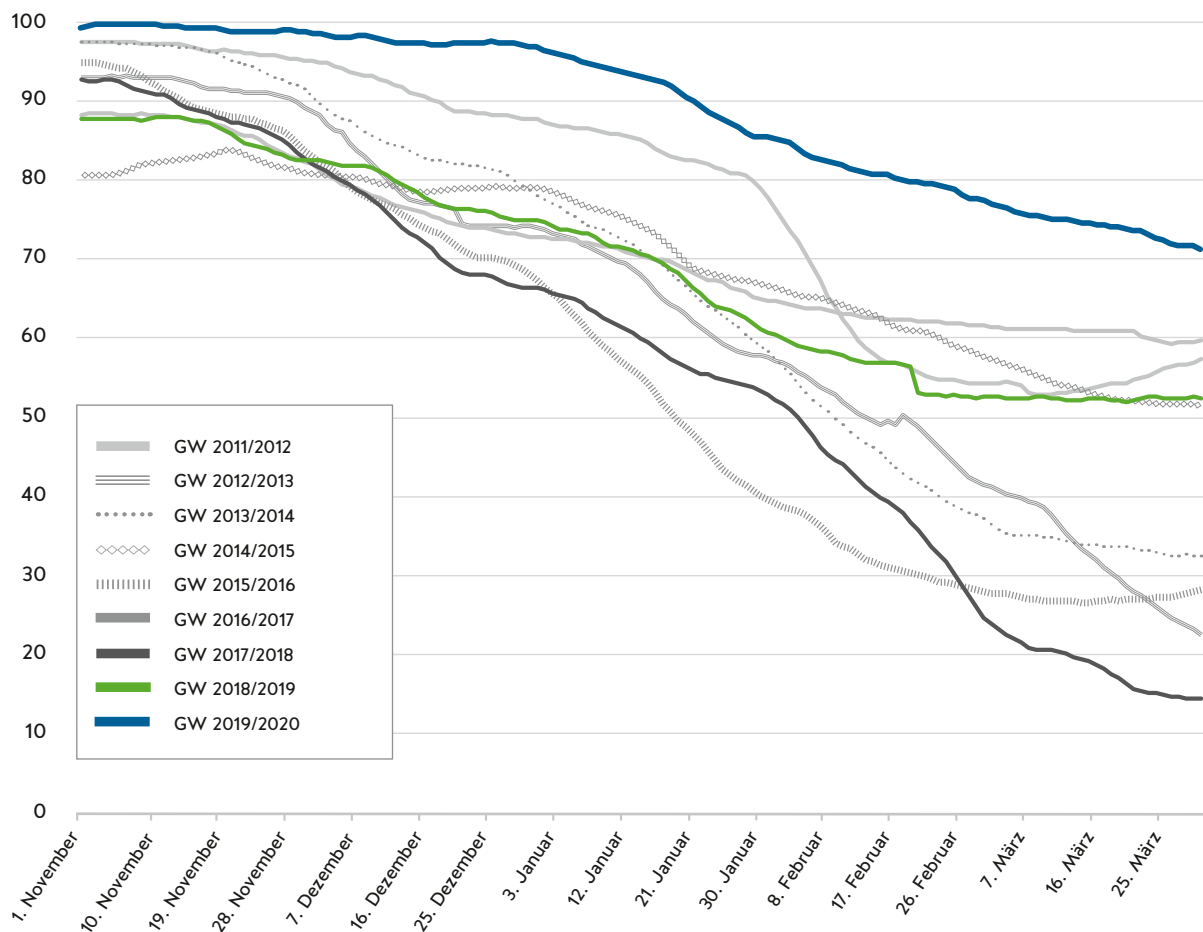


Quelle: ENTSOG - Transparency Plattform, eigene Darstellung

1.4 ENTWICKLUNG DER SPEICHERFÜLLSTÄNDE

Die Speichernutzung innerhalb der deutschen Marktgebiete wies im Winter 2019/2020 den geringsten Umfang der letzten neun Jahre auf. Eingangs des Winters betrug der Speicherfüllstand nahezu 100 Prozent und lag Ende Dezember noch immer bei 97 Prozent. Der Speicherfüllstand sank erst Ende Februar auf unter 80 Prozent, sodass jederzeit eine mehr als ausreichende Ausspeicherleistung aus Speichern in die Netze zur Verfügung stand. 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

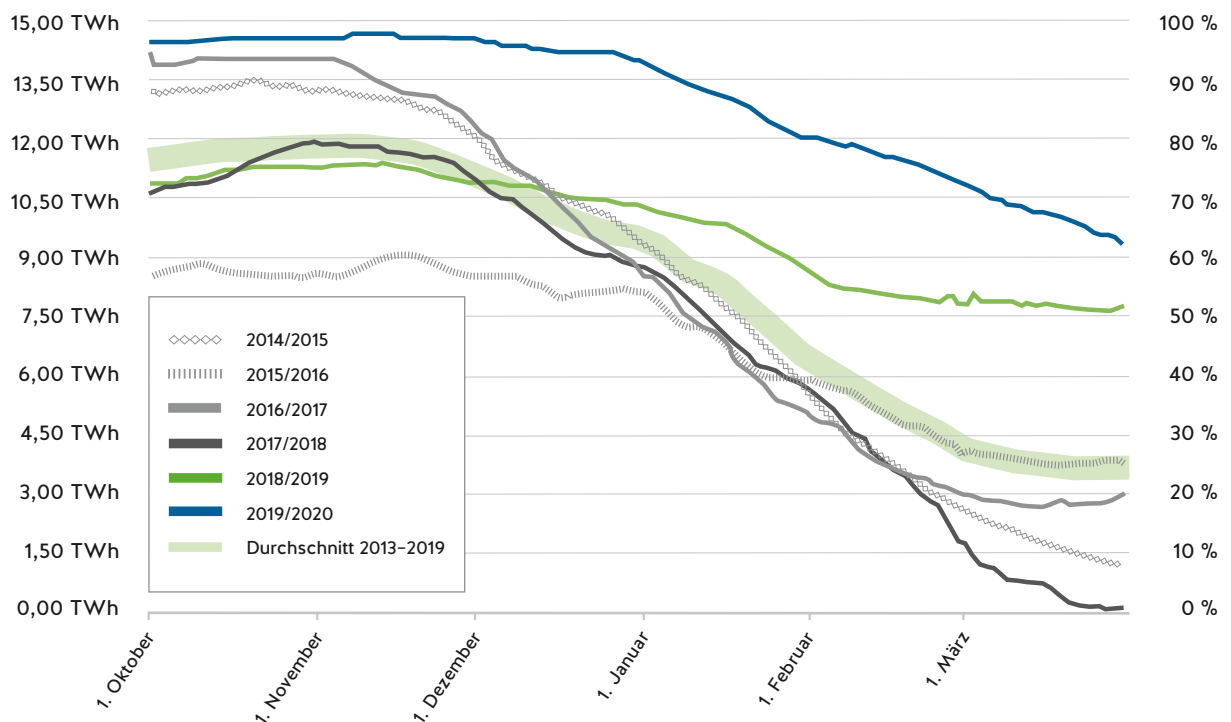


Quelle: Speichermonitoring auf Basis der Daten der GSE-Transparenzplattform

SPEICHERNUTZUNG L-GAS-GASPOOL

Die L-Gas-Speicherfüllstände im Marktgebiet der GASPOOL Balancing Service GmbH (GASPOOL) lagen in der Zeit von Oktober bis März des Winters 2019/2020 deutlich oberhalb der Vorjahre. Die Füllstände waren mit über 14 TWh im Oktober bereits auf dem höchsten Stand seit 2014. Die für Mitte Dezember erwartete verstärkte Auslagerung blieb, ebenso wie im Vorjahr 2018/2019, aus. Der Füllstand lag im März bei über 60 Prozent, und damit signifikant über dem Vorjahreswert von 50 Prozent und mehr als doppelt so hoch wie der Durchschnittswert der letzten fünf Jahre von 25 Prozent.

Abbildung 8 – Speicherfüllstände Gaspool L-Gas-Speicher (Empelde, Lesum, EWE-Speicherzone) in Prozent



Quelle: Speichermonitoring auf Basis der Daten der GSE-Transparenzplattform

SPEICHERNUTZUNG IM GASPOOL-MARKTGEBIET

Die H-Gas-Speicher im GASPOOL-Marktgebiet wurden analog zum Vorjahr noch bis Anfang November 2019 befüllt. Im Maximum wurden über alle Speicher hinweg nahezu 100 Prozent Füllstand erreicht, was etwas über dem Vorjahr liegt. Die Ausspeicherphase hatte bei den für diese Zeit vergleichsweise hohen Temperaturen im November 2019 moderat begonnen und stieg bis Anfang Januar 2020 nur sehr leicht an. Dabei wurde die maximale Ausspeicherleistung nicht erreicht. Im Verlauf des Januars und Februars 2020 erhöhte sich die Ausspeicherleistung wiederum nur leicht, so dass die H-Gas-Speicher im GASPOOL-Marktgebiet zum Ende des Winters 2019/2020 mit etwas über 70 Prozent überdurchschnittlich voll waren. Dieses Phänomen ist seit mindestens zehn Jahren so noch nicht aufgetreten. Bereits Anfang April wurde in einzelne Speicher (z.B. UGS Uelsen & UGS Staßfurt) von einem Tag auf den anderen von Ausspeicherung auf Einspeicherung umgestellt, um signifikante Mengen einzulagern.

SPEICHERNUTZUNG IN SÜDDEUTSCHLAND

Die Ausspeichersaison der Speicher in Süddeutschland begann später als in den vorangegangenen Jahren. Moderat wurde erst ab Anfang Dezember, verstärkt ab Januar ausgespeichert. Der maximale Speicherfüllstand trat Anfang November auf und lag bei nahezu 100 Prozent. Zum Ende der Ausspeichersaison lag der Füllstand immer noch bei über 80 Prozent.

Durch die hohen Speicherfüllstände und aufgrund des milden Winters stand stets genügend Ausspeicherleistung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Süddeutschland zur Verfügung. Die maximal zur Verfügung stehende Ausspeicherleistung ist nun, Dank der gezielten Investitionen in die Infrastruktur durch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), signifikant größer geworden.

1.5 VORSORGE DURCH DIE KONTRAHIERUNG VON LANGFRISTIGEN REGELENERGIEPRODUKTEN

Zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit wurden im November 2019 langfristige Regelernergieausschreibungen für den Zeitraum Januar bis März 2020 durchgeführt. Regelernergieanbieter konnten Optionsprodukte – sogenannte „Long Term Options“ (LTO) – mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis anbieten. Die 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 Regelernergieanbietern ist für die LTO ausgeschlossen, die Vorhaltepflcht an den Grenzübergangspunkten (GÜP) zu den Niederlanden zu leisten, da die MGV aufgrund ihrer eigenen Beschaffungsmöglichkeit am Title Transfer Facility (TTF) selbst die Auslastung dieser GÜP beeinflussen können.

LTO-Regelernergieanbieter im L Gas können die entsprechende Leistung somit ausschließlich an Speicheranschlusspunkten oder an RLM-Ausspeisepunkten vorhalten, wodurch die Qualität der Vorsorgeleistung in diesem Netzgebiet deutlich gesteigert wurde.

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 2020 abzusichernde Leistung im Marktgebiet der NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) im Monat Januar 3,5 GWh/h und in den Monaten Februar und März 11,9 GWh/h sowie im Marktgebiet GASPOOL im Monat Januar 1,3 GWh/h und in den Monaten Februar und März 2,3 GWh/h. Die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für LTO in diesem Zeitraum beliefen sich im Marktgebiet NCG auf circa 14 Millionen Euro sowie im Marktgebiet GASPOOL auf circa 12 Millionen Euro. Für NCG sind die Kosten damit gegenüber dem Vorjahr bei annähernd identischem Kontrahierungsvolumen leicht gesunken. Die für GASPOOL entstandenen Kosten liegen hingegen leicht über denen des Vorjahres, bei ebenfalls annähernd gleichgebliebenem Kontrahierungsvolumen.

Die im Abruffall zusätzlich zu zahlenden Arbeitspreise beliefen sich im Durchschnitt auf 19,40 EUR/MWh im Marktgebiet NCG sowie auf 23,67 EUR/MWh im Marktgebiet GASPOOL. Beide Durchschnittspreise liegen deutlich unterhalb der Vorjahrespreise (NCG 25,30 EUR/MWh bzw. GASPOOL 34,40 EUR/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 2019/2020 nicht in Anspruch genommen werden.

1.6 REGELENERGIEEINSATZ

Die nachfolgenden Tabellen stellen den Einsatz externer Regelenergie in den beiden deutschen Marktgebieten im Zeitraum 1. Oktober 2019 bis 31. März 2020 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	2.471	30.197	1.854	23.263	1.029	14.707	5.355	68.167
Sell	763	6.613	300	2.576			1.063	9.189

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	6.051	71.103	14.186	193.014			20.236	264.116
Sell	11.027	121.320	2.440	25.523			13.467	146.843

Quelle: NCG

Aggregiert über beide Marktgebiete wurden zwischen dem 1. Oktober 2019 und dem 31. März 2020 insgesamt Regelenergieeinkäufe mit einem Volumen von circa 26 TWh getätigt, demgegenüber stehen Verkäufe in Höhe von circa 15 TWh. Diese resultierten in Ausgaben für Regelenergieeinkäufe in Höhe von circa 332 Millionen Euro sowie Einnahmen aus Regelenergieverkäufen in Höhe von circa 156 Millionen Euro.

Über beide Marktgebiete hinweg ist die gesamtbeschäftigte Menge an Regelenergie im Vergleich zur vorjährigen Winterperiode deutlich gesunken – im GASPOOL-Marktgebiet auf circa 56 Prozent; im NCG-Marktgebiet auf circa 83 Prozent. Im Wesentlichen ist dies auf den extrem milden Winter sowie die im GASPOOL-Marktgebiet nahezu ausgebliebene Konvertierung (in Richtung von H-Gas zu L-Gas) zurückzuführen.

Als direkte Folge des Covid-19-Lockdowns kam es bei SLP-Ausspeisepunkten in beiden Marktgebieten ab dem 16. März zu Einspeisungen durch Lieferanten, die vom tatsächlichen Verbrauch stark abwichen. Diese sogenannten Überallokationen, führten zu erhöhten Regelenergieverkaufsmengen bei den MGW. Aufgrund niedriger Preise erzielten diese jedoch nur geringe Erlöse. Insgesamt war der Markt aber liquide genug, die Verkäufe aufzunehmen. Die Regelenergiebeschäftigung war ab Mitte April in beiden Marktgebieten stark rückläufig.

2 AUSWIRKUNGEN AUF DIE MARKTGEBIETE UND FERNLEITUNGSNETZE

2.1 UKRAINE TRANSIT / NORD STREAM 2

Da der langfristige Transitvertrag für russisches Gas durch das ukrainische Fernleitungsnetz Richtung Westeuropa zum Ende des Jahres 2019 auslief und die Verhandlungen im Herbst 2019 schleppend verliefen, stellten sich die Marktteilnehmer auf eine mögliche Engpassituation für den Fall ein, dass die Vertragsparteien nicht rechtzeitig vor dem Jahresende eine Einigung erzielen würden.

Der neue Vertrag mit einer Laufzeit bis zum Jahr 2025 wurde kurz vor dem Jahreswechsel vereinbart, sodass die Fortsetzung des Transits durch die Ukraine unterbrechungsfrei ermöglicht wurde. Dennoch kam es am 1. Januar 2020 zu gravierenden Änderungen der Transportflüsse durch Europa. Durch das neu in Betrieb genommene Leitungssystem EUGAL wurden zusätzliche Mengen aus der Nord Stream 1 nach Tschechien transportiert, gleichzeitig nahmen die Flüsse aus der Slowakei Richtung Italien deutlich ab. Dies führte in den ersten Tagen des Jahres 2020 zu einer Reduzierung des Ukraine-Transits bis fast zum Nullfluss, der erst im Laufe des Januars wieder langsam gesteigert wurde.

In Deutschland waren im Vergleich zu den Vorjahren erhebliche Steigerungen der Mengen aus Norwegen zu verzeichnen, die zu einer höheren Auslastung der Nord-Süd-Kapazitäten führten.

Seit Anfang März sind die Mengen sowohl Richtung Italien als auch durch die Ukraine wieder auf einem höheren Niveau angelangt.

Die zwischenzeitliche Reduzierung des Ukraine-Transits ist unter anderem durch die Vorbereitungen der Marktteilnehmer auf den möglichen Ausfall dieses Transports zu erklären. Durch die Nutzung anderer Lieferquellen, die gut gefüllten Speicher insbesondere in Italien und den relativ warmen Winter war ein vorübergehender Verzicht auf die Mengen aus der Ukraine möglich.

Die ursprünglich für das Jahresende 2019 geplante Inbetriebnahme der Nord Stream 2 konnte durch die Sanktionen der USA gegenüber den am Bau beteiligten Unternehmen nicht erfolgen. Der Ukraine-Transit bleibt weiterhin eine wichtige Säule zur Versorgung West- und Südosteuropas.

2.2 L-GAS

Im Winter 2019/2020 gab es keine besonderen Herausforderungen in Bezug auf das 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.

2.3 WIEDERHOLTE LiFA-AUSSCHREIBUNG IN SÜDDEUTSCHLAND

Für den Winter 2019/2020 wurden in Baden-Württemberg erneut Lastflusszusagen sowie Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) beschafft, um die Versorgungssicherheit abzusichern. 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 Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) trotz des vergleichsweise warmen Winters in signifikanter Höhe erforderlich.

3 KRISENVORSORGE

3.1 CORONA-VIRUS

Auch wenn der Winter von der gaswirtschaftlichen Seite her betrachtet wenig herausfordernd war, wurden die FNB mit der Bewältigung der Anforderungen durch die Covid-19-Pandemie stark gefordert.

Der Beginn der Pandemie war durch die große Verunsicherung gekennzeichnet, wie schnell sich das Virus ausbreiten und welche Maßnahmen zur Eindämmung der Pandemie seitens der Behörden veranlasst werden würden. Daher war es in den ersten Wochen des behördlich angeordneten Lockdowns wichtig und notwendig, im Austausch mit den regionalen Gesundheitsämtern, den überregionalen Behörden und den Bundesministerien die Sonderstellung der FNB als Betreiber kritischer Infrastrukturen (KRITIS) und den damit verbundenen notwendigen Ausnahmen von Einschränkungen der Bewegungsfreiheit zu sensibilisieren. Dabei musste insbesondere die Bewegungsmöglichkeit des Betriebs- und Service-Personals, sowie die Arbeitsfähigkeit der Leitstellen sichergestellt werden.

Auswirkungen auf das Betriebs- und Servicepersonal

Die Sicherstellung der Bewegungsfreiheit des Betriebs- und Servicepersonals war auf Grund der föderalen Struktur Deutschlands, in Kombination mit der bundeslandübergreifenden Zuständigkeit der einzelnen FNB, eine besondere Herausforderung. Sie konnte bis heute aus Sicht der FNB nicht bundeseinheitlich zufriedenstellend gelöst werden, da sich die Bundesländer nicht auf ein einheitliches Passierscheinwesen geeinigt haben. Die FNB haben daraufhin ihre Mitarbeiter mit Dokumenten ausgestattet, die ihre Zugehörigkeit zum KRITIS-Unternehmen und die Zugehörigkeit des Unternehmens zu systemrelevanten Infrastrukturen bescheinigt. Vereinzelt Kontrollen durch Ordnungsbehörden, denen diese Dokumente vorgelegt wurden, verliefen weitestgehend positiv, sodass aufgrund der Eigeninitiative der FNB diese Herausforderung gemeistert werden konnte. Für die Zukunft wäre aber ein bundeseinheitliches Passierscheinwesen anzustreben. Dies wird umso wichtiger, je mehr Entscheidungen über notwendige pandemieeinschränkende Maßnahmen in die Hände der verschiedenen Länder gelegt werden.

Sicherung der Kernfunktionalitäten

Für die ausreichende Verfügbarkeit von Personal in den Leitständen haben die FNB eine Reihe von Maßnahmen entsprechend ihrer Pandemiepläne getroffen: angefangen bei der Anweisung der Mitarbeiter zur Einhaltung der notwendigen Hygienemaßnahmen, über die Abschottung oder Auslagerung der Leitstände vom normalen Unternehmensbetrieb und die Minimierung von Kontakten unter den Mitarbeitern bis hin zur Vorbereitung von möglichen freiwilligen Quarantänemaßnahmen in räumlicher Nähe zu den Leitständen, wurden umfangreiche Maßnahmen initiiert und verantwortungsvoll im Rahmen der Entwicklung der Pandemie umgesetzt. Dabei wurden die Regelungen des Robert Koch-Institutes (RKI) als Basis für notwendige Entscheidungen zu Grunde gelegt. Über individuelle Kontakte zu den Gesundheitsämtern konnten dabei einzelfallbezogene Maßnahmen vereinbart und umgesetzt werden.

Kontakt mit Behörden

Im Austausch der Verbände mit den Behörden wurden die wichtigsten Handlungsfelder an die politischen Entscheidungsträger adressiert. Neben den zu lösenden operativen Fragestellungen gehörten infolge des Gesetzespakets zur Abmilderung der Folgen der Covid-19-Pandemie auch wirtschaftliche Aspekte, die adressiert werden konnten.

Die FNB standen zu Beginn der Covid-19-Pandemie vor großen Herausforderungen:

1. Die Beschaffung von notwendigen Schutzmitteln (Masken, Desinfektionsmitteln, Schutzkleidung) war schwierig bis teilweise nicht möglich.
2. Der Zugang von Schlüsselpersonal (insbesondere Leitstellenpersonal) zu Covid-19-Testmöglichkeiten war nur sehr eingeschränkt gegeben.
3. Die uneinheitliche Umsetzung der Empfehlungen des RKI oder des Bundesamtes für Katastrophenschutz durch die zuständigen örtlichen Behörden hat mit diesen zu einem erheblichen Abstimmungsbedarf bei den FNB geführt. Eine Vielzahl von Ansprechpartnern verursachte einen erhöhten Zeitverlust und erschwerte das dringend erforderliche einheitliche Vorgehen.
4. Es herrschte eine große Unsicherheit darüber, ob aufgrund von Gebietsquarantänen (sowohl Ausgangs- als auch Zutrittssperren) und Einschränkungen bei Grenzübertritten, Anlagen und Leitwarten für das notwendige Personal jederzeit zugänglich waren.

Auswirkungen von Covid-19 auf die L-/H-Gas-Umstellung

Die im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 dargestellte L-/H-Gas-Umstellungsplanung sieht für das Jahr 2020 die Umstellung von sieben Bereichen mit insgesamt 396.000 Verbrauchsgeräten vor. Seitens der betroffenen Verteilernetzbetreiber gab es im Frühjahr 2020 Befürchtungen, dass behördliche Quarantänemaßnahmen, ein ggf. erhöhter Krankheitsstand bei den Monteuren sowie Zutrittsverweigerungen durch die betroffenen Kunden eine termingerechte und sichere Durchführung der L-/H-Gas-Umstellung verhindern könnten.

Verschiedene Verteilernetzbetreiber hatten daher ihre Umstellmaßnahmen zwischenzeitlich reduziert oder temporär ausgesetzt. Hierdurch ist es teilweise zu einer Verschiebung von Umstellungsterminen um mehrere Wochen gekommen.

Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses des vorliegenden Witerrückblickes wurden jedoch in allen Umstellungsbereichen die Umstellmaßnahmen wieder aufgenommen. Auch die gemeldete Anzahl an Zutrittsverweigerungen durch die betroffenen Kunden sowie die Covid-19-bedingten Ausfälle bei den Monteuren bewegten sich zu diesem Zeitpunkt überwiegend wieder in einem unkritischen Bereich. Zu den Auswirkungen von Covid-19-bedingten Verzögerungen befinden sich die FNB in einem engen Austausch mit den jeweils betroffenen Verteilernetzbetreibern, der BNetzA und dem BMWi. Seitens der FNB ist geplant, die gesamthaften Auswirkungen von Covid-19 auf die L-/H-Gas-Umstellung im Entwurfsdokument des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 darzustellen.

Europäische Dimension

Zum Informationsaustausch der Auswirkungen der Pandemie auf die Ferngasnetze in Europa wurde das bewährte Krisenmanagement über die Regional Coordination Teams (ReCo), die auf Initiative der ENTSOG entstanden sind und ihre Rechtsgrundlage in der SoS-Verordnung 994/2010 der EU fanden, wöchentlich einberufen.

Als wichtiges Ergebnis der regelmäßigen Online-Diskussionen konnte festgehalten werden, dass trotz aller Erschwernisse bei der Sicherstellung der ausreichenden Personalstärke für die Leitzentralen in den einzelnen Ländern überall Maßnahmen getroffen wurden, die die Steuerung der Netze kontinuierlich gewährleisteten. Außerdem war in allen Ländern zu keiner Zeit ein Mangel an Gas oder auch nur ansatzweise eine Auswirkung der Pandemie auf die Sicherstellung der Gasversorgung zu verzeichnen.

Neben der Einführung und Umsetzung von stringenten Hygienemaßnahmen reagierten die Länder teilweise sehr unterschiedlich mit der Wahl ihrer Maßnahmen. So wurden beispielsweise in Italien, dem zu Beginn der Pandemie am stärksten betroffenen Land, die Mitarbeiter der Leitstellen auf freiwilliger Basis in örtlicher Nähe zu den Leitstellen in speziellen Räumlichkeiten unter Isolation gestellt. Einige FNB folgten diesem Beispiel und nahezu alle Leitstellenverantwortlichen bereiteten sich auf eine vergleichbare Maßnahme vor.

Ein weiterer Diskussionspunkt war der grenzüberschreitende Personal- und Materialaustausch. Für die regulären und ereignisgesteuerten Wartungsmaßnahmen war es von besonderer Wichtigkeit, Fachleute und spezielles Material schnell und unbürokratisch an die erforderlichen Stellen zu bekommen. Die EU reagierte teilweise mit Lockerungen der stringenten Grenzsicherungen.

Das weitere Vorgehen in der Pandemie ist ein stetiger Diskussionspunkt, den die ReCo-Teams in kurzen virtuellen Konferenzen diskutieren. Durch diesen Ideenaustausch können die Prozesse in den Ländern überdacht, angepasst und sicherer gemacht werden.

Insgesamt zeigten sich die FNB mit ihrem etablierten und geübten Krisenmanagement gut auf diese außergewöhnlichen Anforderungen der Pandemie vorbereitet. Die sichere Versorgung mit Erdgas war durch diese Maßnahmen zu keiner Zeit der Krise gefährdet.

Auch in Zukunft werden die FNB durch Umsetzung von vorausschauenden Maßnahmen dafür sorgen, dass die Versorgungslage jederzeit gesichert ist.

4 KERNAUSSAGEN UND EMPFEHLUNGEN

Der Bedarf an Gas für Haushaltskunden und industrielle Endverbraucher lag im Winter 2019/2020 leicht unter dem Durchschnittsverbrauch der letzten Winterperioden. Zudem war zu beobachten, dass auch der Gasexport Richtung Westen (Frankreich, Niederlande und Belgien) erneut gesunken ist.

Ursächlich hierfür waren insbesondere die milden Temperaturen in Europa. Zudem haben sehr hohe Speicherfüllstände in ganz Europa den Bedarf an Import-Gas sinken lassen. Weiter könnten die anhaltend hohen Importmengen von LNG nach Westeuropa der Grund für den anhaltend geringen Bedarf an Erdgas aus Richtung Osten sein.

Die Speichernutzung innerhalb der deutschen Marktgebiete wies im Winter 2019/2020 den geringsten Umfang der letzten neun Jahre auf. Eingangs des Winters betrug der Speicherfüllstand nahezu 100 Prozent und lag Ende Dezember bei immer noch 97 Prozent. Der Speicherfüllstand sank erst Ende Februar auf unter 80 Prozent, sodass jederzeit eine mehr als ausreichende Ausspeicherleistung aus Speichern in die Netze zur Verfügung stand.

Im Winter 2019/2020 gab es 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.

Zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit wurden im November 2019 langfristige Regelenergieausschreibungen für den Zeitraum Januar bis März 2020 durchgeführt. Regelenergieanbieter konnten Optionsprodukte – sogenannte „Long Term Options“ (LTO) – mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis anbieten. Die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für LTO in diesem Zeitraum beliefen sich im Marktgebiet NCG auf circa 14 Millionen Euro sowie im Marktgebiet GASPOOL auf circa 12 Millionen Euro. Für NCG sind die Kosten damit gegenüber dem Vorjahr bei annähernd identischem Kontrahierungsvolumen leicht gesunken. Die für GASPOOL entstandenen Kosten liegen hingegen leicht über denen des Vorjahres, bei ebenfalls annähernd gleichgebliebenem Kontrahierungsvolumen.

Eine weitere Besonderheit des Winters 2019/2020 war das trotz milder Temperaturen notwendige Kontrahieren des temporären Produktes LiFA in Baden-Württemberg. LiFA ist ein ergänzendes temporäres Instrument, welches insbesondere der steigenden Kapazitätsnachfrage Rechnung trägt, die in den vergangenen NEPs nicht prognostiziert wurde.

Durch den Covid-19-Lockdown ab dem 16. März kam es in beiden Marktgebieten bei SLP zu starken Überallokationen, die sich in verstärkten Regelenergieverkaufsmengen niederschlugen, die aufgrund der geringen Preise jedoch nur geringe Erlöse erzielten. Der Markt war aber liquide genug, die Verkäufe aufzunehmen. Die Regelenergiebeschäftigung war ab Mitte April in beiden Marktgebieten stark rückläufig.

Auch wenn der Winter von der gaswirtschaftlichen Seite her betrachtet alles andere als aufregend war, wurden die FNB mit dem Handling der Anforderungen durch die Covid-19-Krise stark gefordert.

In den ersten Wochen des behördlich angeordneten Lockdowns war es wichtig, im Austausch mit den regionalen Gesundheitsämtern, den überregionalen Behörden und Bundesministerien, die Sonderstellung der Energieversorger im Rahmen ihrer systemrelevanten Versorgungsfunktionen und den damit verbundenen notwendigen Ausnahmen von Einschränkungen der Bewegungsfreiheit zu sensibilisieren.

Es musste nicht nur die Bewegungsmöglichkeit des Betriebspersonals, sondern auch die Arbeitsfähigkeit der Kernfunktionen der Leitstellen sichergestellt werden. Angefangen von der Belehrung der Mitarbeiter zur Einhaltung der notwendigen Hygienemaßnahmen, über die Separierung der Leitstände bis hin zur Vorbereitung einer möglichen freiwilligen betrieblichen Quarantäne der Mitarbeiter in den Leitständen wurden eine Reihe

von Maßnahmen im Rahmen der Entwicklung der Pandemie umgesetzt. Dabei wurden immer wieder die Regelungen des RKI als Basis für notwendige Entscheidungen zu Grunde gelegt. Über individuelle Kontakte zu den Gesundheitsämtern konnten dabei einzelfallbezogene Maßnahmen vereinbart und umgesetzt werden.

Insgesamt zeigten sich die FNB mit ihrem etablierten und geübten Krisenmanagement gut auf diese außergewöhnlichen Anforderungen der Pandemie vorbereitet. Die sichere Versorgung mit Erdgas war zu keiner Zeit der Krise gefährdet.

Quellenverzeichnis

- Deutscher Wetterdienst (DWD), Station Nürnberg
- Institut Wohnen und Umwelt (IWU)
- GASPOOL Balancing Services GmbH
- NetConnect Germany GmbH & Co. KG
- European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)
- Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI+)
- Transparenzplattform, Gas Storage Europe (GSE)

Abbildungen und Tabellen

- Abbildung 1 Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf) in Kd
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 – Wintervergleich in GWh
Abbildung 5 Speicherauslastung im Westen (Belgien, Frankreich, Niederlande) in Prozent
Abbildung 6 Vergleich LNG-Importmengen pro Winter in TWh/d
Abbildung 7 Gesamtspeicherfüllstände in Prozent
Abbildung 8 Speicherfüllstände GASPOOL L-Gas-Speicher (Empelde, Lesum, EWE-Speicherzone) 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.