



WINTERRÜCKBLICK 2016/2017
DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-
NETZBETREIBER

1 BESCHREIBUNG DES WINTERS 2016/2017

1.1 VERGLEICH ZU DEN VORJAHREN

Während die vorherigen drei Winterperioden in Deutschland (grüne Linien Abb.1) wärmer waren als die langjährigen Durchschnittstemperaturen, verlief der Winter 2016/2017 wieder deutlich strenger.

Ein exemplarischer Vergleich der monatlichen Heizgradtage an der Station Nürnberg zeigt, dass der Wärmebedarf im Januar 2017 signifikant über dem Durchschnitt lag. Die Vormonate entsprachen dem langjährigen Mittel, im Februar 2017 setzte eine systementlastende Erwärmung ein (rote Linie Abb. 1).

Eine ähnliche Entwicklung war, wenn auch einen Monat versetzt, im Februar 2012 zu beobachten und führte damals zu Engpasssituationen in Süddeutschland. 2013 zog sich hingegen eine Kälteperiode in den März, die zu sehr hohen aber unkritischen Gastransporten führte.

Heizgradtage Winter 2016/2017 (Station Nürnberg, DWD)

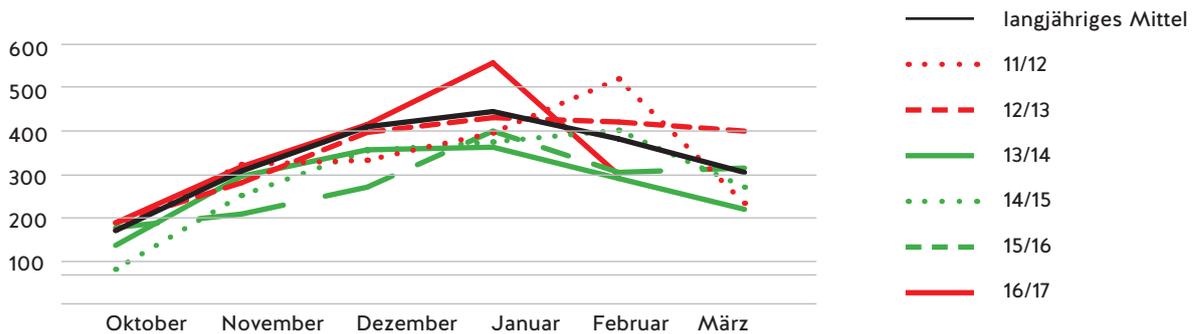


Abbildung 1 (Datenquelle: Deutscher Wetterdienst)

Wie die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) bereits in ihrem Winterausblick 2016/2017 festgestellt hatten, waren die Speicherfüllstände zu Winterbeginn sehr hoch und ließen auf eine hohe Verfügbarkeit von Erdgasmengen schließen. Insbesondere in der Region Süddeutschland des Marktgebietes der NetConnect Germany (NCG) begann die Ausspeicherung jedoch bereits Mitte November (blaue Linie Abb. 2) und damit deutlich früher als in allen Vorjahren.

Der Abruf von Erdgas aus den Südspeichern setzte sich kontinuierlich fort, so dass Anfang Februar bereits ein so niedriger Füllstand erreicht war, wie er sonst erst am Ende des Winters erreicht wurde. Eine ähnliche Entwicklung war an den L-Gas-Speichern sowie einigen H-Gas-Speichern im Marktgebiet der Gaspool (GPL) zu beobachten.

Speicherfüllstand H-Gas Süd NCG

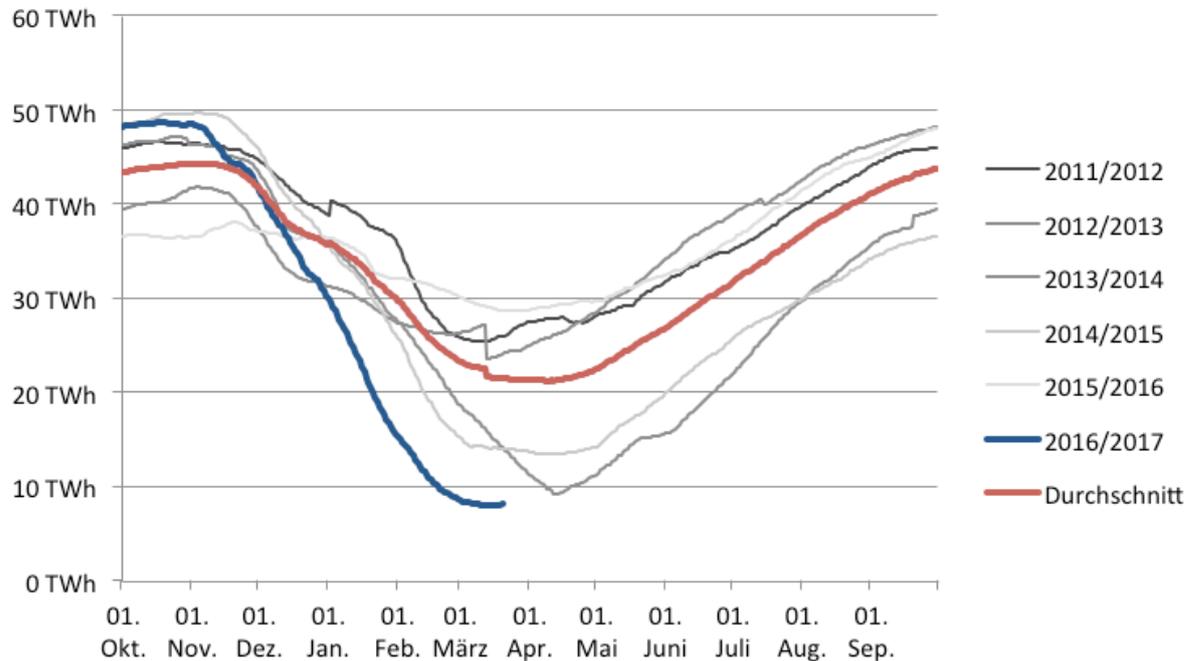


Abbildung 2 (Datenquelle: eigene Berechnung auf Basis von AGSI und ENTSOG-Daten)

1.2 DIE REGELENERGIEPRODUKTE LTO UND DSM

Auf Basis des Eckpunktepapiers des Bundeswirtschaftsministeriums zur Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit wurden in beiden Marktgebieten vor dem Winter Ausschreibungen von langfristigen Regelenergieprodukten (Long-Term-Options (LTO) und Demand-Side-Management (DSM)) durch die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) für den Winter 2016/2017 durchgeführt. Im Ergebnis wurden LTO mit einer aggregierten Absicherungsleistung von über 10.000 MWh/h kontrahiert. DSM-Produkte wurden in beiden Marktgebieten nicht angeboten.

Der Anbieter der LTO ist verpflichtet, diese Einspeiseleistung in der entsprechenden Regelenergiezone dem entsprechenden Netzgebiet bzw. qualitätsscharf im Marktgebiet vorzuhalten. Da in Deutschland insbesondere in den Monaten Dezember 2016 und Januar 2017 eine starke und schnelle Abnahme der Speicherfüllstände und damit einhergehend eine frühzeitige Abnahme der möglichen Ausspeicherleistung zu beobachten war, mussten die FNB und MGV davon ausgehen, dass die Anbieter die LTO Leistung nur zu einem geringen Teil – wenn überhaupt – an Speichern vorhielten. Auch die vergleichsweise niedrigen Leistungspreise der kontrahierten Produkte im Rahmen der Regelenergieausschreibung im Vorfeld des Winters stützten die Vermutung, dass die Anbieter die Leistung an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten (GÜP/MÜP) vorhielten, da die Preise kaum Speicherkosten gedeckt hätten. Die Spezifikation der ausgeschriebenen LTO-Produkte erlaubte diese Vorhaltung an GÜP/MÜP, führte damit allerdings nicht zur sicheren Vorhaltung von Speicherleistung, die in bestimmten Fällen für die Leistungsbilanzen von wesentlicher Bedeutung ist (siehe auch Kap. 2).

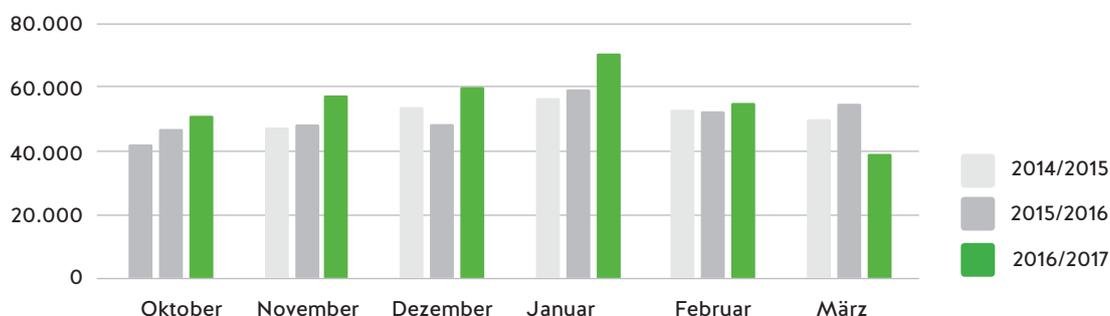
Um einer zu frühen Komplettentleerung der Speicher entgegenzuwirken und somit Vorsorge für einen eventuell auftretenden Bedarf nach Leistungsbereitstellung aus Speichern in temperaturbedingten Hochlastphasen im weiteren Verlauf des Winters zu treffen, wurden in beiden Marktgebieten kurzfristig im Februar 2017 weitere LTO ausgeschrieben, die eine direkte Leistungsvorhaltung an dezidierten Speicherpunkten vorsahen. Diese bewirkten die gewünschte Reduzierung der Ausspeicherungsrate an den kontrahierten Speicherpunkten. Sowohl die vor dem Winter 2016/2017 als auch die im Februar 2017 kontrahierten LTO selbst wurden zu keinem Zeitpunkt gezogen, da eine weitere Kältewelle ausblieb.

1.3 GRÜNDE FÜR DIE STARKE INANSPRUCHNAHME DER GASSPEICHER

Zu begründen ist die starke Inanspruchnahme der Gasspeicher in den Monaten Dezember 2016 und Januar 2017 nach Einschätzung der FNB primär mit den hohen Gasverbräuchen und Absatzmengen in den Marktgebieten (Abb. 3). Die bereits erläuterten niedrigen Temperaturen in Deutschland führten in diesen Monaten zu einem Anstieg des Verbrauchs durch Standardlastprofil (SLP)-Endkunden um über 20 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Der Gasbedarf war jedoch nicht nur wärmegetrieben.

Weitere indirekte Treiber waren die Wind- bzw. Dunkelflaute vom 15. bis 25. Januar 2017 (www.energy-charts.de) und die Abschaltung von fünf französischen Nuklearreaktoren, die die französische Atomaufsichtsbehörde Mitte 2016 angeordnet hatte. Die fehlenden Strommengen und damit einhergehend hohen Marktpreise für Strom führten in Europa selbst bei anziehenden Spotpreisen für Gas zu einem sehr positiven „Clean Spark-Spread“, so dass u. a. die deutsche Stromerzeugung aus Erdgas im Januar 2017 mit 11 TWh_{el} einen Spitzenwert erreichte (BDEW Monatsbericht). Dieser Effekt zeigt sich auch in den Verbrauchsdaten durch RLM-Endkunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung wie Industriekunden), welche im Vergleich zu den Vorjahren deutlich erhöht waren (Abb. 3).

RLM Verbrauchsmengen GASPOOL + NCG je Monat



SLP Verbrauchsmengen GASPOOL + NCG je Monat

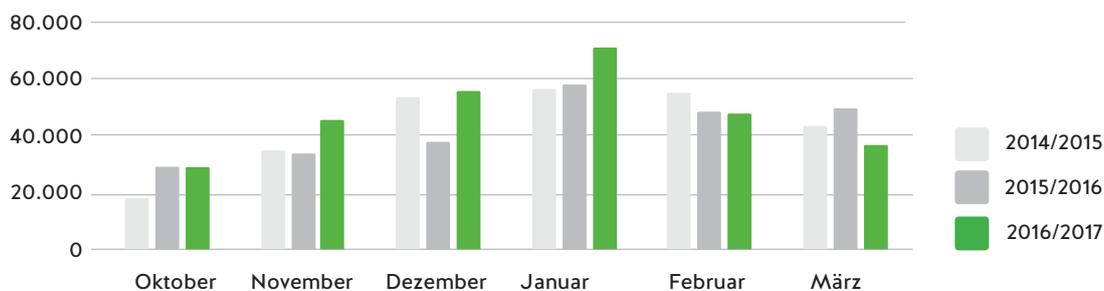


Abbildung 3 (Datenquelle: GASPOOL und NetConnect Germany)

Die hohen Gasverbräuche in Deutschland im Winter 2016/2017 sind jedoch nicht der alleinige Grund für die hohen Ausspeicherungsmengen. Ein weiterer Grund dafür, dass dieser erhöhte Gasabsatz durch Gasmengen aus den Speichern und nicht durch zusätzliche Importe aus benachbarten Märkten bedient wurde, spiegelt sich in der Preisentwicklung an den europäischen Kurzfrist- und Terminmärkten wider.

Wie in Abbildung 4 dargestellt, lagen die Langfristpreise für den jeweiligen Folgemonat im Zeitraum von Dezember 2016 bis einschließlich Februar 2017 bis zu 2,00 EUR/MWh unter den Preisen am Kurzfristmarkt. Händler, die in diesem Zeitraum noch über Flexibilität in Speichern verfügten, hatten somit einen Anreiz, ihre Gasmengen am Kurzfristmarkt zu veräußern und auszuspeichern.

Lieferverpflichtungen in den Folgemonaten konnten gleichzeitig günstiger am Terminmarkt abgedeckt werden, weshalb ein Zurückhalten von Gasmengen für den weiteren Verlauf des Winters wirtschaftlich nicht sinnvoll war. Verstärkend wirkt an dieser Stelle, dass die Gaspreise im vergangenen Sommer 2016 deutlich niedriger als im Winter 2016/2017 waren. Die Gasmengen in den Speichern konnten daher im Sommer 2016 zu deutlich niedrigeren Kosten eingekauft werden, wodurch bei steigenden Gaspreisen zusätzliche Gewinne durch eine Veräußerung am Kurzfristmarkt generiert werden konnten.

Preisspread zwischen Spot und Folgemonat

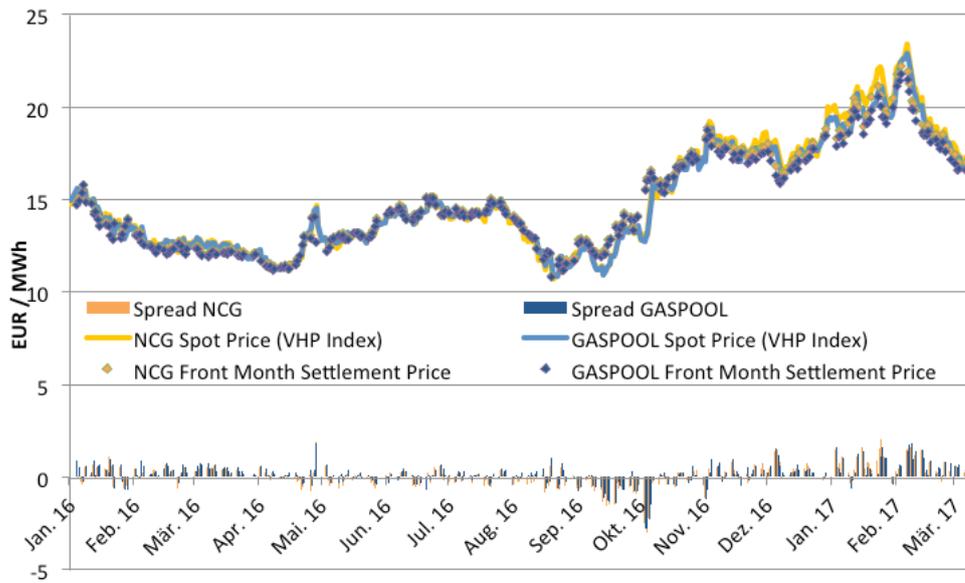


Abbildung 4 (Datenquelle: eigene Berechnung auf Basis von PEGAS-Daten)

2 AUSWIRKUNGEN AUF DIE FERNLEITUNGSNETZE

2.1 BESONDERHEITEN L-GAS

Durch die qualitätsübergreifenden Marktgebiete unterliegen die L-Gas Speichermengen den gleichen kommerziellen Optimierungsmechanismen wie die H-Gas Speichermengen und somit auch den Preissignalen auf den internationalen H-Gas geprägten Gasmärkten. Aus Sicht von Handelsportfolien kann ein L-Gas Bedarf in späteren Winterzeiten auch durch H-Gas Importe gedeckt werden, so dass für L-Gas Speichernutzer bei entsprechenden Preissignalen eine starke frühzeitige Ausspeicherung lohnenswert sein kann. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn der Arbitrageeffekt durch eine frühe Ausspeicherung (Day-ahead Preis deutlich höher als Forward Preise für den weiteren Winter) die potentiellen Kosten, die durch eine bilanzielle H zu L-Gas Konvertierung verursacht würden (Konvertierungsentgelt), übersteigen. Genau eine solche Preiskonstellation lag an vielen Tagen im Dezember 2016 und Januar 2017 vor.

Insbesondere im Marktgebiet GPL kam es im Dezember und Januar zu starken Entleerungen der L-Gas Speicher. Für die Speicher Lesum und Empelde lagen diese zum 1. Februar 2017 bei deutlich unter 30 Prozent und somit an einem Punkt, an dem eine Einschränkung der Ausspeicherleistung aufgrund des niedrigen Füllgrades beginnt. Kommt es in diesem Füllstandsbereich durch eine mehrtägige Kältewelle zu hohen Auslagerungen, so nimmt die Ausspeicherleistung weiter rapide ab.

NEP Gas 2016: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz

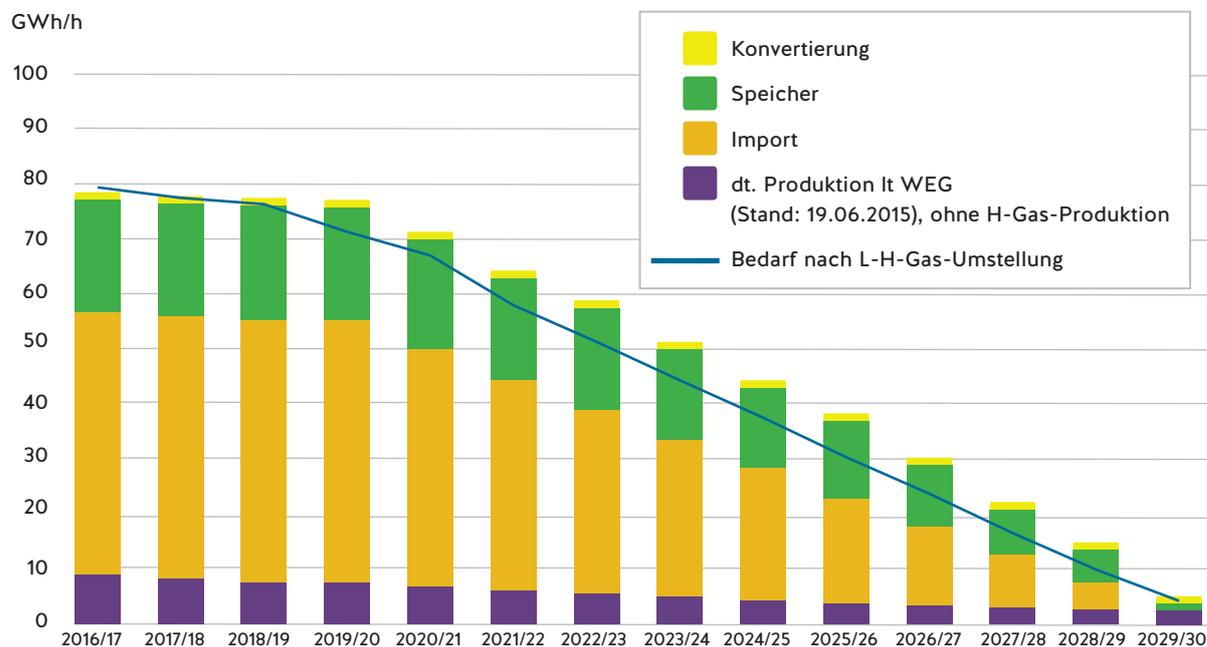


Abbildung 5 (Datenquelle: NEP 2016 der Fernleitungsnetzbetreiber)

Im Netzentwicklungsplan (NEP) 2016 (S. 97-100) wird dargestellt (Abb. 5), dass die Ausspeicherleistung der L-Gas Speicher für eine ausgeglichene Leistungsbilanz in Spitzenlastszenarien elementar ist. Für den Fall, dass es dann noch zu Ausfällen, z. B. größerer L-Gas Produktionseinheiten kommt, ist die Leistungsbilanz noch stärker unterdeckt und das Netz kann nur durch Verbraucherabschaltungen stabil gehalten werden.

Da die L-Gas Aufkommen begrenzt sind (Produktion DE, NL) und aufgrund der eingeleiteten Marktraumumstellung ein Ausbau der Infrastruktur, z. B. in Form neuer Konvertierungsanlagen volkswirtschaftlich unrentabel und zudem für Projektierung sowie Bau ein mehrjähriger zeitlicher Vorlauf notwendig wäre, kommt einem vorsorgeorientierten Speichermanagement im L-Gas in den nächsten Jahren bis zu einer signifikanten Umsetzung der Marktraumumstellung eine sehr hohe Bedeutung zu.

Durch das bereits im FNB-Gas Winterausblick 2016/2017 angesprochene enge Monitoring der L-Gas Speicherfüllstände konnte im Laufe des Januars 2017 durch regelmäßige Leistungsbilanzüberprüfungen im Marktgebiet GPL festgestellt werden, dass bei gleichbleibender Ausspeicherrate wie im Dezember/Januar ab Anfang Februar eine Unterdeckung der L-Gas Leistungsbilanz droht. Aus diesem Grund hat sich GPL entschieden, eine Sonderausschreibung von LTO dediziert an Speicheranschlusspunkten durchzuführen, um entsprechend notwendige Speicherleistung zu sichern. Da die im Oktober für den Zeitraum Dezember 2016 bis März 2017 kontrahierten LTO ausschließlich an GÜP und MÜP lagen, waren diese zur Sicherung der für die Leistungsbilanz im Spitzenlastfall notwendigen Ausspeicherleistungen nicht geeignet.

Insgesamt wurden 750 MW an den beiden am stärksten entleerten L-Gas Speichern Lesum und Empelde ausgeschrieben, in Summe wurden allerdings nur 480 MW angeboten. Die Leistungspreise für einige Lose der Sonderausschreibung lagen bei mehr als dem Vierfachen der maximal angebotenen Leistungspreise der Ausschreibung vor dem Winter 2016. Beides sind Zeichen dafür, dass die starke Entleerung der Speicher bereits zu einer erheblichen Leistungsverknappung geführt hatte. Die angebotene Leistung wurde vollständig für den Zeitraum 15. Februar 2017 bis 15. März 2017 kontrahiert.

2.2 BESONDERHEITEN H-GAS SÜD (NCG)

Die Transportsituation im Süden des H-Gas Gebietes des Marktgebietes NCG war in weiten Teilen des Winters durch hohe Transitflüsse auf der MEGAL und der TENP geprägt. Zusätzlich wurden die Speicher in dieser Region bereits ab November mit hohen Ausspeicherleistungen eingesetzt. Durch die im Vergleich zu den Vorjahren relativ hohen Entry-Mengen im Süden war der Nord-Süd-Transport meist nicht voll ausgelastet. Diese Situation wurde nur durch die Kälteperiode im Januar unterbrochen, die durch sehr hohe Abnahmen der Letztverbraucher in der Region und gleichzeitig hohen Flüssen in die Nachbarländer geprägt war. Während dieser Periode waren an einigen Tagen Engpassmaßnahmen (Swaps und Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazität) erforderlich.

Die Speicherbeschäftigung war im Durchschnitt des Winters im Süden deutlich höher als im Norden, so dass die großen Speicher dort überdurchschnittlich stark entleert wurden.

Durch die im Vergleich zu den Vorjahren deutlich niedrigeren Speicherfüllstände insbesondere im Süden des NCG-Marktgebietes (durchschnittlicher Füllstand am 31. Januar 2017 lag bei 31 Prozent) reduzierte sich die verfügbare Ausspeicherleistung bereits Ende Januar auf ca. 55 Prozent der Maximalleistung. Bei einem erneuten Kälteeinbruch im Februar wäre bei weiter anhaltender Ausspeicherung eine deutliche Reduzierung der insgesamt verfügbaren Einspeiseleistung in die Südregion die Folge gewesen. Um eine dadurch entstehende Unterspeisung der Südregion abzuwenden, wurde Anfang Februar eine Sonderausschreibung von langfristig zu kontrahierenden Regelenergieprodukten (LTOs an Speichern oder DSM-Produkte in der Zone Süd der NCG) mit der Leistung von 4 GW für den Zeitraum 15. bis 28. Februar 2017 durchgeführt.

Die Produkte konnten an den Speichern Inzenham und Bierwang nur zu deutlich erhöhten Leistungspreisen gegenüber den Ausschreibungen im Herbst kontrahiert und dadurch zumindest Teilmengen im Speicher zur Aufrechterhaltung der kontrahierten Leistung zurückgehalten werden. Aufgrund des relativ warmen Februars wurde ein Abruf der kontrahierten Mengen nicht notwendig.

¹ Ermittelt auf Basis der mittleren Speicherkennlinie der deutschen Speicher, Grundlage: Becker Büttner Held; Schlussbericht zu Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt; 15.06.2015.

3 KERNAUSSAGEN „LESSONS LEARNED“

Wird die Korrelation von Preis-Spreads zwischen Spot und Folgemonat zu der Speicherbewirtschaftung im Winter 2016/2017 betrachtet, wird deutlich, dass Speicher zunehmend zum preisoptimierten Portfoliomanagement eingesetzt werden.

So steigt die Ausspeicherrate mit größer werdendem Spread an. Dies liegt im Wesentlichen darin begründet, dass im Winter 2016/2017 die Spotmarktpreise regelmäßig über den Preisen des Folgemonats lagen. Ein Händler, der Speichermengen im Portfolio hat, wird daher davon absehen, seine Mengenbeschaffung kurzfristig über den Spotmarkt abzuwickeln. Vielmehr wird er die kurzfristig notwendigen Mengen aus dem Speicher bereitstellen und seine langfristige (month-ahead) Beschaffung per Futurekontrakt sicherstellen. Mengen in den Speichern für den Versorgungssicherheitsfall zurückzuhalten, wird darüber hinaus nicht vergütet und ist aus Sicht der Händler daher ein unökonomisches Verhalten, welches ihnen im wettbewerblichen Umfeld einen erheblichen Nachteil bereiten wird.

Gleichwohl kann dem Funktionieren der europäischen Märkte insbesondere in Bezug auf grenzüberschreitenden Handel ein positives Zeugnis ausgestellt werden. Entstehen etwa an verschiedenen benachbarten (oder über Drittstaat erreichbaren) virtuellen Handlungspunkten Preisunterschiede, kommt es zu erhöhter Beschäftigung der betreffenden Grenzübergangspunkte. Liegt beispielsweise der day-ahead Preis am NCG Hub unterhalb des day-ahead Preises am italienischen PSV Hub, kommt es zu einer erhöhten Beschäftigung des Grenzübergangspunktes Wallbach.

Exit Wallbach in GWh/d

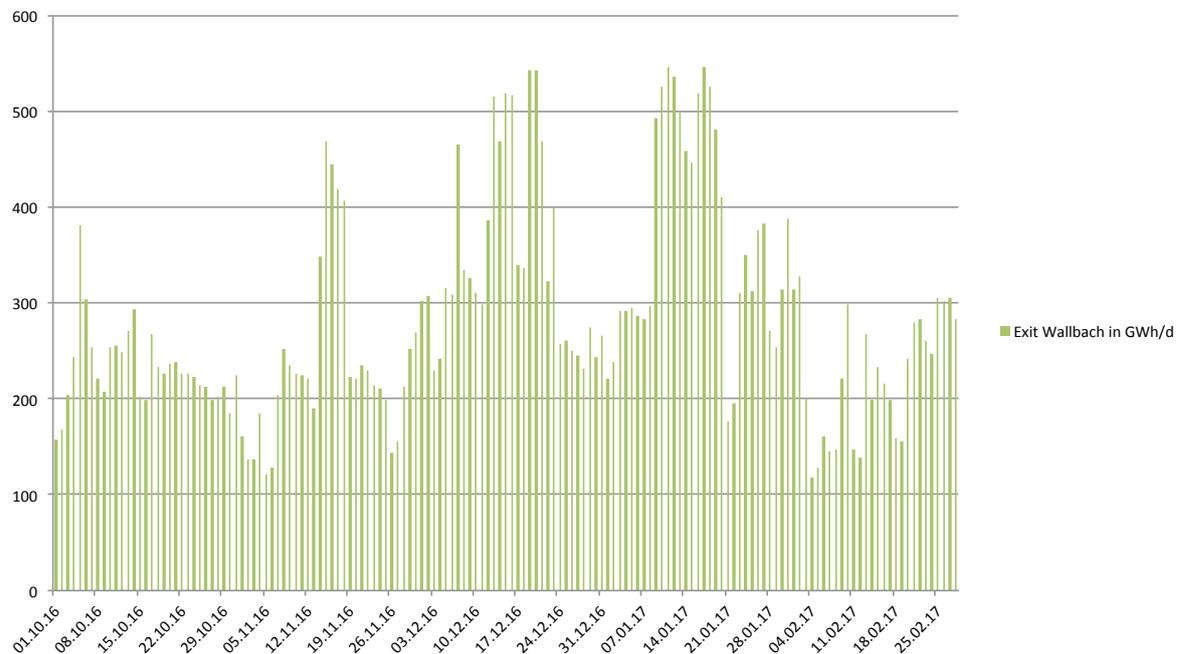


Abbildung 6 (Datenquelle: NetConnect Germany)

Dieses Verhalten von Händlern und Transportkunden deutet auf gut vernetzte Märkte hin, die einen Gasstrom zu dem Hub ermöglichen, an dem der höchste Preis erzielt werden kann.

Wie festgestellt, ist die Versorgungssicherheit im aktuellen Marktmodell nicht berücksichtigt und somit nicht vergütet, wodurch es auf der Handelsseite zu „moral hazard“-Verhalten kommen wird. Übernahme demnach ein Händler Aufgaben der Versorgungssicherheit indem er Gasmengen im Speicher belässt, obwohl die ökonomischen Anreize ihn zu einem anderen Verhalten bewegen, wird er sich im Wettbewerb mit den übrigen Händlern schlechter stellen und am Markt nicht bestehen können.

Ungeachtet dessen wird eine sichere Versorgung mit Erdgas von den FNB als ein volkswirtschaftlich wesentliches Ziel angesehen. Zur Erreichung dieses Ziels hat der vergangene Winter gezeigt, dass LTOs vorzugsweise an Speichern, mindestens jedoch in den „kritischen Zonen“, also L-Gas im GPL-Marktgebiet und H-Gas-Süd im NCG-Marktgebiet, notwendig sind. Die Kontrahierung dieser Mengen sollte bereits im Vorfeld des Winters erfolgen, um überhöhte Preise bei einer Ausschreibung während einer bereits eingetretenen Knappheit an Speicherleistung zu vermeiden.

Eine Kontrahierung von LTOs an Speichern führt dazu, dass die feste Ausspeicherkapazität gesichert zur Verfügung steht und die kontrahierten Speicher nicht zu früh entleert werden.

4 EMPFEHLUNG

Der Winter 2016/2017 war in Deutschland, aber auch in den europäischen Nachbarstaaten durch einen sehr hohen Absatz geprägt. Die Infrastruktur der deutschen FNB war den Anforderungen des vergangenen Winters dank der Ausbauten, die seit 2012 stattgefunden haben, vollständig gewachsen. Nennenswerte technische Ausfälle sind nicht aufgetreten. Über die bestehenden Importrouten und Bezugsquellen konnte sowohl der inländische Bedarf als auch der Exportbedarf nach Erdgas gedeckt werden.

Die deutschen FNB sind im Vorfeld potenziell kritischer Situationen aufgrund zu niedriger Speicherfüllstände ihrer hohen Verantwortung für eine flächendeckend sichere Erdgasversorgung durch die Sonderausschreibung der MGV (LTO an Speichern und DSM) proaktiv nachgekommen. Durch die erst Anfang Februar erfolgte Ausschreibung war die Angebotsabgabe teilweise nicht mehr ausreichend.

In Zukunft sollte weiter auf die Instrumente LTO und DSM zurückgegriffen werden, um die Mengenverfügbarkeit für die Wintermonate sicherzustellen. Diese LTO/DSM-Produkte sollten dann an Ein-/Ausspisepunkten für eine noch festzulegende Abrufdauer und Höhe ausgeschrieben werden.

Das DSM Produkt sollte insoweit angepasst werden, dass es die Marktakzeptanz und damit das Angebot der Industrie erhöht. Weiter würde eine wettbewerbliche Situation zwischen LTO und DSM hergestellt.

Die Wintersituation hat gezeigt, dass die Erdgasspeicher noch immer eine zentrale Säule der Versorgungssicherheit unter extremen Temperaturbedingungen darstellen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen zur Sicherung benötigter Speicherleistung auch zum Ende einer Winterperiode sollten noch weiter entwickelt werden.

5 QUELLENVERZEICHNIS

- Abbildung 1 Deutscher Wetterdienst
Abbildung 2 Eigene Berechnung auf Basis von Daten von AGSI+ AGGREGATED GAS STORAGE INVENTORY sowie European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)
Abbildung 3 GASPOOL und NetConnect Germany
Abbildung 4 Eigene Berechnung auf Basis von Daten von PEGAS (Kooperation von European Energy Exchange AG und Powernext SA)
Abbildung 5 Netzentwicklungsplan 2016 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber
Abbildung 6 NetConnect Germany

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.