

Vom Leitungsbereich auszufüllen.		
Eingangsdatum Leitung 14.12.2021	Tagebuchnummer S-211213-074	eDW-Nummer 2021.12.13/00094

13. Dezember 2021 zur Information VS-nfD <i>erststuft</i> <i>ab dem 31.05.2024, Reserve - WEB4 (IB4alt)</i> 31/05 <i>lu</i> St Gr a.d.D. Gasspeicher Für die Rücksprache am: 15.12.2021, 11 Uhr	BM
	PSt
	St
	Koord

Aktenzeichen	IIB4 - 33400/005-02			
Bearb.	RL	Mitz.	UAL	AL
	IIB4, 13.12.21		IIB, 14.12.21	Her, II, 14.12.21

I. Kernsatz

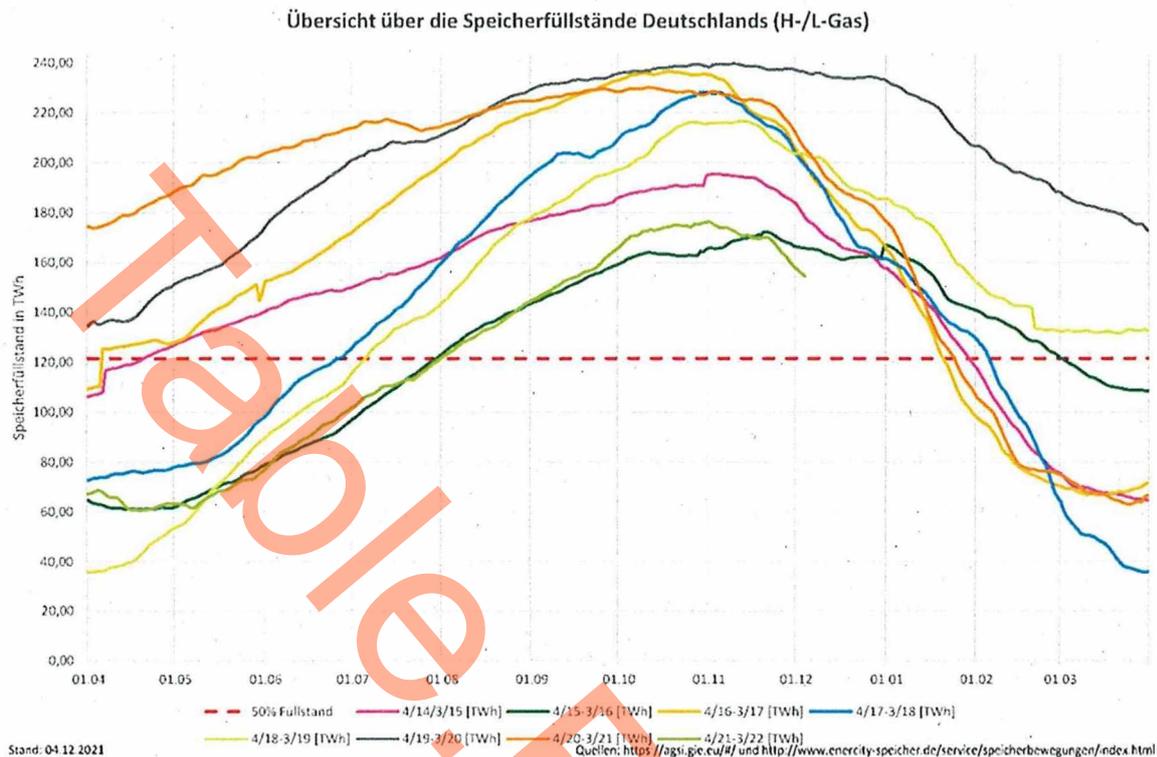
- 1) Deutsche Gasspeicher unterdurchschnittlich gefüllt, aber BMWi und BNetzA monitoren seit Monaten eng.
- 2) Durch punktgenaue Ausschreibungen werden Anreize gesetzt, nicht auszuspeichern, sondern für regionale Engpässe erforderliche Mengen vorzuhalten.
- 3) Speicherverpflichtungen sind keine Lösung.

II. Sachverhalt

D verfügt über die mit Abstand größten Gasspeicher innerhalb der EU mit einem Arbeitsspeichervolumen von rd. 24 Mrd. m³. Die Speicher übernehmen im Winter eine wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit für D und die angrenzenden MS. Allerdings werden die Speicher primär zur Spitzenlastabdeckung benötigt. Es erfolgt also keine Versorgung alleine aus den Speichern. Die Speicher ergänzen den laufenden Energiebezug aus dem Pipelineimport, insbesondere an sehr kalten Tagen. Sie können den kontinuierlichen Gasfluss aus RUS, NOR, NLD und der Eigenproduktion aber nicht ersetzen.

Derzeit sind die europäischen Speicher nur zu 63%, die deutschen Speicher zu 59% befüllt. Das stellt den Tiefststand der letzten Jahre dar (vgl. Graph, Darstellung der BNetzA

zu den deutschen Speicherfüllständen), wenngleich die Speichersituation im Jahr 2015/2016 nicht viel besser war. 2015/2016 kam es zu keinen Versorgungsengpässen, allerdings war das Preisniveau ein völlig anderes.



Entscheidend für die geringen Füllstände waren letztlich zwei Faktoren: Der Winter 2020/21 dauerte lange und war kälter als gewöhnlich. Dadurch wurde bis in den Mai witterungsbedingt ausgespeichert. Damit konnte die Befüllung der Speicher erst später im Jahr beginnen und die Speicher waren auch noch deutlich leerer als in den Vorjahren.

Zweitens erfolgte die Einspeicherung nach Mai nicht wie erwünscht. Die Einspeicherung erfolgte zögerlich, teilweise wurde noch im Sommer ausgespeist. Ursache hierfür war primär der fehlende Sommer-Winter-Spread. Die Händler konnten bei den schon ungewöhnlich hohen Preisen im Sommer nicht erwarten, dass sie das Gas im Winter mit Gewinn verkaufen können. Schon früh wurde der Füllstand seitens BMWi daher genau beobachtet und Gespräche mit den Fernleitungsnetzbetreibern und der BNetzA gesucht.

Während die Speicher der meisten Speicherbetreiber zufriedenstellend bis sehr gut befüllt wurden, wiesen die Speicher, die letztlich mit Gazprom verbunden sind, sehr geringe Speicherfüllstände auf. Der nach Volumen größte Speicher in Rehden (NI), der rund ein 1/6 des deutschen Speichervolumens ausmacht, wurde zu nicht mehr als 10 % befüllt. Auch die Speicher Katharina in Peißen (BB) sowie der Speicher in Haidach waren schlecht befüllt. Letzterer liegt auf österreichischem Territorium, speist aber v.a. in das deutsche Netz ein. Teilweise hat Gazprom auch im Sommer noch ausgespeichert, um Lieferverpflichtungen in der EU nachzukommen.

Insbesondere die Speicher im Süden weisen schon sehr geringe Füllstände auf, vgl. die Darstellung der acht relevanten Speicher. Aktuell sind die Speicher nur zu 38 % gefüllt, da auch hier die großen, Gazprom zuzurechnenden Speicher sehr niedrige Füllstände aufweisen. Einerseits blieb die erhoffte und von Gazprom und Putin angekündigte

Einspeicherung im Oktober und November aus, andererseits wird preis- und witterungsbedingt stärker als üblich ausgespeichert.

Füllstände	11.12.2021	Trend Δ /Tag	7 Tage-Trend	Vorjahreswert
Wolfersberg	67%	-1,18% ↓	-8,3%	87%
Inzenham	54%	-0,94% ↓	-9,7%	89%
Haidach (astora)	41%	-0,84% ↓	-5,3%	82%
Haidach (GSA)	5%	0,79% ↑	1,0%	82%
7Fields (UES)	56%	-0,94% ↓	-6,9%	84%
7 Fields (RAG Pool)	44%	-0,61% ↓	-2,3%	82%
Breitbrunn	29%	-0,75% ↓	-5,7%	80%
Bierwang	47%	-0,13% ↓	-5,3%	77%
Eschenfelden (bis 31.03.21)	0%	0,00%	0,0%	76%
Mittelwert, aggregiert:	38%	-0,41% ↓	-5,2%	83%
Gesamt, aggregiert [TWh]:	31,44			70,89

Um mittelfristig erkennbare Engpässe zu vermeiden, wurde 2015 das Instrument der Long Term Options (LTOs) etabliert, um den Reserve-Regelenergiebedarf auf Basis von Ausschreibungen kostenminimierend zu decken. Grundlage sind die Simulationen der Marktgebietsverantwortlichen, die die erwartbar erforderlichen Leistungen simulieren. Sie prognostizieren, wo es aufgrund der Marktlage zu regionalen Engpässen der für die Versorgung erforderlichen Kapazitäten kommen könnte. Der Zuschlag bei der ebenfalls regional eingegrenzten Ausschreibung erfolgt preisbasiert. Sollte sich abzeichnen, dass die ursprünglich ausgeschriebenen Kapazitäten nicht ausreichen, können weitere Ausschreibungen nachgeschoben werden. Außerdem steht noch das sog. short term balancing product für kurzfristige Eingriffe zur Verfügung.

Der europäische Binnenmarkt im Bereich Erdgas funktioniert. D ist zunehmend Transitland. Das bedeutet für die Speicher, dass die Betrachtung nicht rein national erfolgen darf: wenn in den benachbarten MS wie AUT und ITA starker Bedarf herrscht, fließt viel Gas aus D. Auch ist davon auszugehen, dass ausländische Unternehmen in D-Gasspeichern einlagern. Umgekehrt können auch D-Unternehmen im Ausland Speicherscheiben belegen, das ist sogar in der UKR der Fall.

Preissetzend ist im Gasbereich v.a. der LNG-Preis in Asien. Aufgrund des mangelnden globalen Angebots und der konjunkturellen Erholung Asiens sind die Preise explodiert. Die US-LNG-Preise sind hingegen nicht preissetzend.

II. Stellungnahme

Dass aktuell und gerade auch in Süddeutschland stark ausgespeichert wird, dürfte v.a. ein marktgetriebenes Phänomen sein: Die Speicherbetreiber können das günstig eingespeicherte Gas, das sie zum Großteil für 10 – 20 EUR/MWh eingespeichert haben dürften, jetzt zu Preisen von 80 – 100 EUR/MWh absetzen. Hinzu kam die zuletzt für Anfang Dezember verhältnismäßig kalte Witterung mit entsprechendem Mehrbedarf.

Die Rolle von RUS bei der Nicht-Befüllung seiner europäischen Speicher ist nicht ganz klar: Vielfach wurde RUS schon im Sommer vorgeworfen, dass sie die Gasexporte und Einspeicherungen künstlich verknappen. Allerdings lagen hierfür keine Belege vor: sowohl nachrichtendienstliche Erkenntnisse als auch Berichte der Gasunternehmen legten nahe, dass RUS in diesem Sommer schlicht nicht mehr Erdgas exportieren konnte. Die

Produktion kann nicht beliebig gesteigert werden; der Unfall in einer sibirischen Aufbereitungsanlage führte zu sehr erheblichen Produktionsausfällen von bis zu 6 bis 8 Mrd. m³ im Monat, die nach unserer Erkenntnis noch nicht wieder vollständig ausgeglichen werden konnten; RUS hat seine leeren Speicher (hoher Eigenenergiebedarf wegen kalten Winters und heißen Sommers) zunächst selbst gefüllt, bevor es stärker exportierte.

Ende Oktober kündigte RUS an, dass ab dem 8. November verstärkt in fünf europäische Speicher eingespeichert werden solle. Dabei blieb zunächst unklar, warum RUS nicht schon Ende Oktober lieferte, zumal die russischen Speicher gut gefüllt waren. Nach dem 8. November war eine Zunahme der Einspeicherung in die Gazprom verbundenen Speicher erkenntlich, allerdings nicht durchgängig und nicht auf hohem Niveau. Fraglich ist daher weiterhin, warum die Belieferung zögerlich erfolgt. Trotz der Hinweise, dass RUS weiterhin technische Schwierigkeiten bei der Produktion und dem Export (Gazprom veröffentlicht diese aber nicht) haben könnte und witterungsbedingt Eigenbedarf sieht, besteht aber auch Grund zur Vermutung, dass RUS derzeit mehr liefern und seine Speicher in der EU befüllen könnte.

Es ist zu erwägen, politisch auf RUS zuzugehen und weitere Lieferungen zu fordern. Für die Winterversorgung ist aber wie ausgeführt maßgeblich, dass ausreichende und stetige Flüsse an den Grenzübergangspunkten erfolgen.

In jedem Herbst wird in Abstimmung mit den Netzbetreibern, den Marktgebietsverantwortlichen und der BNetzA identifiziert, wo im kommenden Winter Engpässe entstehen könnten. In diesem Herbst wurden die entsprechenden Kapazitäten ausgeschrieben (für Januar 5,4 GW, für Februar und März je 14,4 GW). Letzten Freitag wurde entschieden, angesichts des sich abzeichnenden Engpasses für den betroffenen süddeutschen Raum eine weitere LTO-Leistung i.H.v. 5 GW für Februar 2022 auszuschreiben, da mögliche Probleme für das 1. Quartal 2022 gesehen werden. Ggfs. könnte es zusätzlich erforderlich werden, im Januar weitere 5 GW auszuschreiben. Durch die Ausschreibung wird v.a. ein Anreiz gesetzt, nicht weiter auszuspeichern. Obwohl die Ausschreibung erst am letzten Freitag veröffentlicht wurde und die Gebote erst in dieser Woche abgegeben werden müssen, konnte beobachtet werden, dass bereits am Samstag erstmals seit langem in Haidach wieder substanziell eingespeichert wurde.

Angesichts niedriger Gasspeicherfüllstände werden wieder vermehrt Forderungen nach strategischen Gasspeichervorgaben laut. D hatte sich nach einem über ein Jahr dauernden Entscheidungsprozess einschl. der Vergabe eines Gutachtens unter Abwägung der Vor- und Nachteile im Jahr 2015 gegen die Schaffung einer Speicherreserve entschieden. Im Ergebnis wurde deutlich, dass eine solche Gasreserve jährliche Mehrkosten bis in Milliardenhöhe verursachen würde. Diese enormen Kosten müssten die Gasnutzer tragen. D hatte sich seinerzeit entschieden, dass die kommerziellen Beteiligten im Markt auch weiterhin über die Einspeicherungen entscheiden. Als Korrektiv zur Steuerung wurden aber neue Instrumente geschaffen, v.a. die LTOs. Staatliche Einlagerungsvorgaben führen zu erhöhten Preisen, nicht zwingend zu einer besseren Bevorratung in den Speichern wie in Nachbarländern vielfach beobachtet werden kann.

Um die Versorgungslage zu verbessern, wurde auf Diversifizierung des Lieferbezugs gesetzt: in der letzten Legislaturperiode wurden die Rahmenbedingungen für den Bau von

LNG-Terminals in D verbessert. Hierdurch könnten etwa LNG-Lieferungen aus dem Nahen Osten und den USA ermöglicht werden, vorbehaltlich einer positiven Investitionsentscheidung der potenziellen Terminalbetreiber in Brunsbüttel und Stade. Grundsätzlich ist aber auch bereits heute der Bezug von LNG über die in Nachbarländern liegenden LNG-Terminals möglich. Zudem würde die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 die Lieferstruktur russischen Gases neben der Nord Stream 1 und den Leitungen über die UKR und BLR diversifizieren und neue Gasvorkommen in RUS erschließen.

Table-Briefings