Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

*Von R. SEDLACEK**

Einleitung, Organisatorische Veränderungen im NLfB

Im letzten Jahr wurde im Rahmen dieses Artikels über die Zuständigkeit des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung (NLfB) als »Erdölgeologischer Dienst« sowie über die Zusammenarbeit mit dem Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld, den Bergbehörden, Ministerien und Geologischen Landesämtern und anderen Bundesländern berichtet. Im Rahmen einer Re-Organisation des NLfB wurden inzwischen die drei bisherigen Fachabteilungen in zwei Organisationseinheiten zusammengefasst. Das sich mit Exploration, Produktion, Reserven und der hier behandelten Untertage-Erdgasspeicherung (Porenspeicher) befassende Referat »Kohlenwasserstoffgeologie« (N1.3) gehört nun organisatorisch zur Abteilung 1 »Geologie, Rohstoffe, Baugrund« (Abb.1). Die Referatsaufgaben liegen auch künftig in der geowissenschaftlichen Beratung für Bergbehörden und Ministerien, der Organisation des Erdölgeologischen Austauschkreises mit der E&P-Industrie sowie der Koordination des »Verbundes Kohlenwasserstoffgeologie« (KW-Verbund).

Im Bereich des oben genannten KW-Verbundes gibt es gegenüber dem Vorjahr als wichtige Veränderung den Beitritt der Bundesländer Hamburg, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz (Abb. 2).

Das NLfB berät nunmehr die anderen Bundesländer u. a. bei der Nutzung des tieferen Untergrundes wie der Erdöl-Erdgas-Exploration und -Produktion, der Versenkung bergbaulicher Prozesswässer und der Untertage-Erdgasspeicherung.

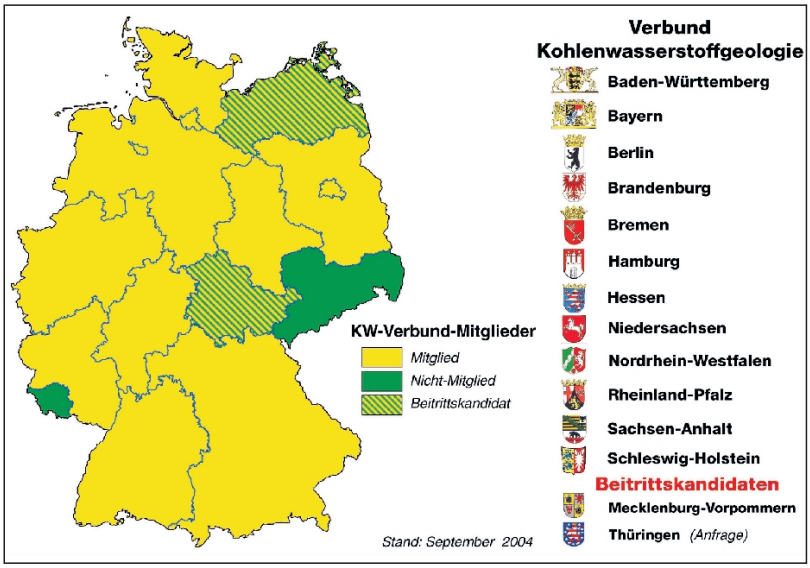

Abb. 2 Mitglieder im Verbund Kohlenwasserstoffgeologie

Datenerfassung für Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland, Fachinformationsysteme

Seit über 10 Jahren veröffentlicht das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung jährlich die Kenndaten zur Untertagespeicherung in Deutschland. Bisher haben sowohl das Landesbergamt in Clausthal-Zellerfeld als auch das NLfB speicherrelevante Daten bei den Firmen angefragt und für unterschiedliche Zielsetzungen ausgewertet und veröffentlicht. Aus pragmatischen Gründen wurden in diesem Jahr die bisher von den Speicherbetreibern an beide Häuser gemeldeten Daten zentral vom LBA abgefragt, erfasst und dem NLfB zur Verfügung gestellt.

Die Speichertabellen stellen eine Kompilierung dieser Daten dar.

Nutzer und Nachfrager der nachfolgenden Informationen über Gasspeicherung in Deutschland sind staatliche Stellen, Erdöl- und Erdgasversorger, Ingenieurbüros, Beratergesellschaften sowie die Speicherunternehmen selbst.

Die Daten findet man auch im Erdöl-Erdgas-Jahresbericht des NLfB. Er ist als Download über das Internet abrufbar (www.nlfb.de; weitere Webadressen unter Literatur).

Abb. 1 Organisationsplan des NLfB

Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung

Untertage-Erdgasspeicher sind wesentliche Elemente einer modernen Erdgasversorgung. Sie haben in einem Erdgas-Importland wie Deutschland, dessen Erdgasaufkommen zu ca. 80 % durch Einfuhren gedeckt wird, neben einer technischen Aufgabe auch eine strategische Bedeutung bei der Energieversorgung.

Das Erdgasaufkommen wird durch die heimische Förderung und durch Importe abgedeckt. Die aus den deutschen Gaslagerstätten produzierten Gasmengen können aus anlagen- und lagerstättentechnischen Gründen nur in begrenztem Umfang nach oben oder unten geregelt werden. Die Importmengen für Erdgas sind an Verträge gebundenen. Erdgasspeicher gleichen als Puffer zwischen Angebot und Nachfrage den Unterschied zwischen Sommer- und Winterbedarf aus und glätten tageszeitliche Ver-

*Dipl.-Ing. Robert Sedlacek, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Referat N 1.3 »Kohlenwasserstoffgeologie«, Hannover (E-mail: Robert.Sedlacek@nlfb.de)

0179-3187/04/11
© 2004 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

brauchsspitzen, die neben dem Verbrauch in Haushalten und Kleinverbrauchern u. a. auch durch die Lastprofile von Großkunden beeinflusst werden können. Im Netzgebiet von Hannover kann dabei z. B. der Winterverbrauch an Erdgas 15mal so hoch sein wie im Sommer.

Bei der Art der untertägigen Speicherung unterscheidet man zwischen Poren- und Kavernenspeichern, die in der Regel in warmen Monaten (bei reduzierter Gasnachfrage) befüllt und bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf entleert werden. Grundsätzlich werden Porenspeicher zur saisonalen Grundlastabdeckung und Kavernenspeicher besonders für Spitzenlastabdeckungen genutzt. Speicher, deren Einsatz unter spekulativen Aspekten oder zur Bezugsoptimierung erfolgt, werden auch abweichend von der »klassischen« Fahrweise betrieben, d. h. auch in Winterperioden kann eine temporäre Einspeicherung stattfinden.

Das maximal zulässige Gesamtvolumen der Speicher stellt die Summe von Arbeitsgas- und Kissengasvolumen dar. Das Arbeitsgasvolumen ist das im Jahresverlauf eingespeiste oder entnommene maximale Gasvolumen (Umschlagsvolumen). Das Kissengas stellt das Energiepolster eines Speichers dar und sichert über einen möglichst langen Zeitraum konstant hohe Entnahmeraten. Je größer der Anteil des maximalen Arbeitsgasvolumens an dem nationalen Erdgasaufkommen ist und je schneller es bewegt (ein- und ausgespeichert) werden kann, desto leistungsfähiger und flexibler ist die nationale Erdgasversorgung.

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Nach Berichten des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung in Berlin (DIW 2004), stagnierte der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland im Jahr 2003, wobei die schwache Konjunktur und kalte Witterung zwei gegenläufige Einflussfaktoren waren. Mit einer Temperaturbereinigung wäre der PEV um 1,0 % niedriger ausgefallen als im Jahr 2002.

Tabelle 1 zeigt den Anteil der Energieträger am PEV. Erdgas ist auf dem zweiten Platz der Rangfolge und sein Anteil am PEV hat sich, wie in den letzten Jahren, weiter erhöht.

Wie ebenfalls vom DIW berichtet, stieg der tatsächliche Erdgasverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 3,6 %, auf der Basis einer Temperaturbereinigung um 1,0 %. Das Erdgasaufkommen in Deutschland (die Summe aus Importen und heimischer Förderung) betrug im Jahr 2003 etwa 22 Mrd. $m^3(V_n)$ an inländischer Produktion[1] aus 82 Erdgaslagerstätten und etwa 93 Mrd. $m^3(V_n)$ (DIW 2004) Importmenge aus fünf Ländern (Tab. 2). Der tatsächliche Gasverbrauch betrug etwa 102 Mrd. $m^3(V_n)$. Tabelle 3 zeigt Erdgasförderung, -importe, -aufkommen und -verbrauch in Deutschland.

In Anlehnung an die letzte Studie von PROGNOS (1999), die für das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (s. a. Pfingsten 2000) erstellt wurde, werden die Schätzungen für die zunehmende Nutzung von Erdgas fortgeschrieben. Sein Anteil am PEV soll von derzeit 22,5 % auf ca. 25 % im Jahr 2010 und weiter auf 27 % im Jahr 2020 ansteigen.

Tabelle 1 **Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland**

Energieträger	Anteile in % 2003	2002
Mineralöl	36,4	37,5
Erdgas	22,5	21,7
Steinkohle	13,7	13,2
Braunkohle	12,6	11,6
Kernenergie	11,4	12,6
Wasser- und Windkraft	1,0	0,9
Sonstige	2,4	2,5

nach DIW (2004)

Tabelle 2 **Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens**

Land	Anteil in % 2003	2002
Deutschland	19	18
Niederlande	17	19
Norwegen	26	25
Russland	32	31
Dänemark/Großbritannien	7	7

nach DIW (2004)

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2003 (Stichtag: 31. 12. 2003)

Die Abbildung 3 zeigt die Lokationen der deutschen Untertagespeicher. Ergänzend dargestellt sind die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. In der Gruppe der Porenspeicher sind in Deutschland vorwiegend ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten und Aquifere in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland vertreten. Als Speicherhorizonte dienen dabei bevorzugt poröse Sandsteinformationen.

Die Lage der bergmännisch hergestellten (gesolten) Kavernenspeicher ist auf das Vorkommen von mächtigen Salinaren des Zechsteins in Form von Salzstöcken in Norddeutschland beschränkt.

Tabelle 4 fasst die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung zusammen.

Im Jahr 2003 waren 23 Porenspeicher und 20 Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Bei der letzteren Gruppe wurden insgesamt 145 Einzelkavernen genutzt. Das mit der gemeldeten Vorjahreszahl vergleichbare »Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau« hat sich von 18,9 Mrd. $m^3(V_n)$ um 0,7 Mrd. $m^3(V_n)$ auf 19,6 Mrd. $m^3(V_n)$ leicht erhöht. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 18,6

Tabelle 3 **Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch in Deutschland**

Einheit	Jahr 2003	2002	Veränderung 2002/03 in %
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh	204,7	198,0	3,6
Einfuhr, Mrd. kWh	909,2	884,1	2,8
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh	1113,9	1082,1	2,9
Ausfuhr, Mrd. kWh	132,5	119,0	11,3
Speichersaldo, Mrd. kWh	11	–5,2	–
Verbrauch, Mrd. kWh	992,3	957,9	3,6
Primärenergie-Verbrauch von Erdgas, Mio. t. SKE	110,0	106,2	3,6
Erdgasaufkommen[1], Mrd. $m^3(V_n)$	114,0	110,8	2,9
Verbrauch[1], Mrd. $m^3(V_n)$	101,6	98,0	3,6

nach DIW (2004)

[1] durch NLfB ergänzt. Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z. B. in kWh, Petajoule oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde ein theoretisches Gasvolumen errechnet, das einem Erdgas der Groningen-Qualität mit einem Heizwert H_0 von 9,77 kWh/m^3 (V_n) entspricht. Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

[1] alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 kWh/$m^3(V_n)$. In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als »Reingas« oder »Groningen-Brennwert« bezeichnet. Daneben ist in Statistiken auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/$m^3(V_n)$ gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmeinhalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

Abb. 3 Speicherlokationen in Deutschland ⇒

Mrd. $m^3(V_n)$. Weitere 3,5 Mrd. $m^3(V_n)$ m Schwerpunkt auf den Kavernenspeichern sind in Planung. Wie in den Vorjahren sind etwa zwei Drittel des Arbeitsgases in Porenspeichern und ein Drittel in Kavernenspeichern verfügbar.

Die deutlich höhere Entnahmerate in Kavernenspeichern gegenüber Porenspeichern ist dadurch bedingt, dass Kavernenspeicher keine Fließrestriktionen durch einen natürlichen Porenraum haben wie die Speichergesteine der Porenspeicher.

Die Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955 (Engelbostel bei Hannover, aufgegebener Aquiferspeicher) zeigt Abbildung 4. Dargestellt für das Jahr 2003 ist die oben genannte Kategorie »Arbeitsgas in Betrieb nach Endausbau«. Da die Großprojekte seit Anfang der 1990er Jahre (u. a. der Ausbau der Erdgaslagerstätte Rehden zu einem der größten Gasspeicher in Europa) inzwischen weitestgehend abgeschlossen sind, zeigt sich seit einigen Jahren eine Stabilisierung in der Höhe des Arbeitsgasvolumens.

Die Kenndaten zu den einzelnen Erdgasspeichern in Deutschland sind in den Tabellen 5 und 6 aufgelistet. In Anlehnung an die bisherige Berichterstattung des Landesbergamtes Clausthal-Zellerfeld (LBA, 2003) werden dort ab diesem Jahr auch vom NLfB zwei Positionen für das Arbeitsgasvolumen berichtet. Das »maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen« stellt das Volumen dar, das im Berichtszeitraum unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen technisch installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom »Arbeitsgasvolumen nach Endausbau« abweichen, wenn sich z. B. ein neuer Speicher in der Aufbauphase befindet oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das »maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen« aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen derzeit nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse werden in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht gleichzeitig die Eigentümer der Speicher genannt.

Abbildung 5 zeigt die in den Tabellen einzeln aufgelisteten maximalen Arbeitsgasinhalte aller 43 derzeit in Betrieb befindlichen Speicher in absteigender Reihung. Wie in den Vorjahren befindet sich weiterhin etwa die Hälfte des Arbeitsgases von rd. 20 Mrd. $m^3(V_n)$ in den vier Speichern Rehden, Dötlingen, Epe und Bierwang, gefolgt von den anderen kleineren Speichern, deren Arbeitsgasmengen überwiegend unter 500 Mio. $m^3(V_n)$ liegen und zum Teil bis deutlich unter 100 Mio. $m^3(V_n)$ Arbeitsgasvolumen reichen.

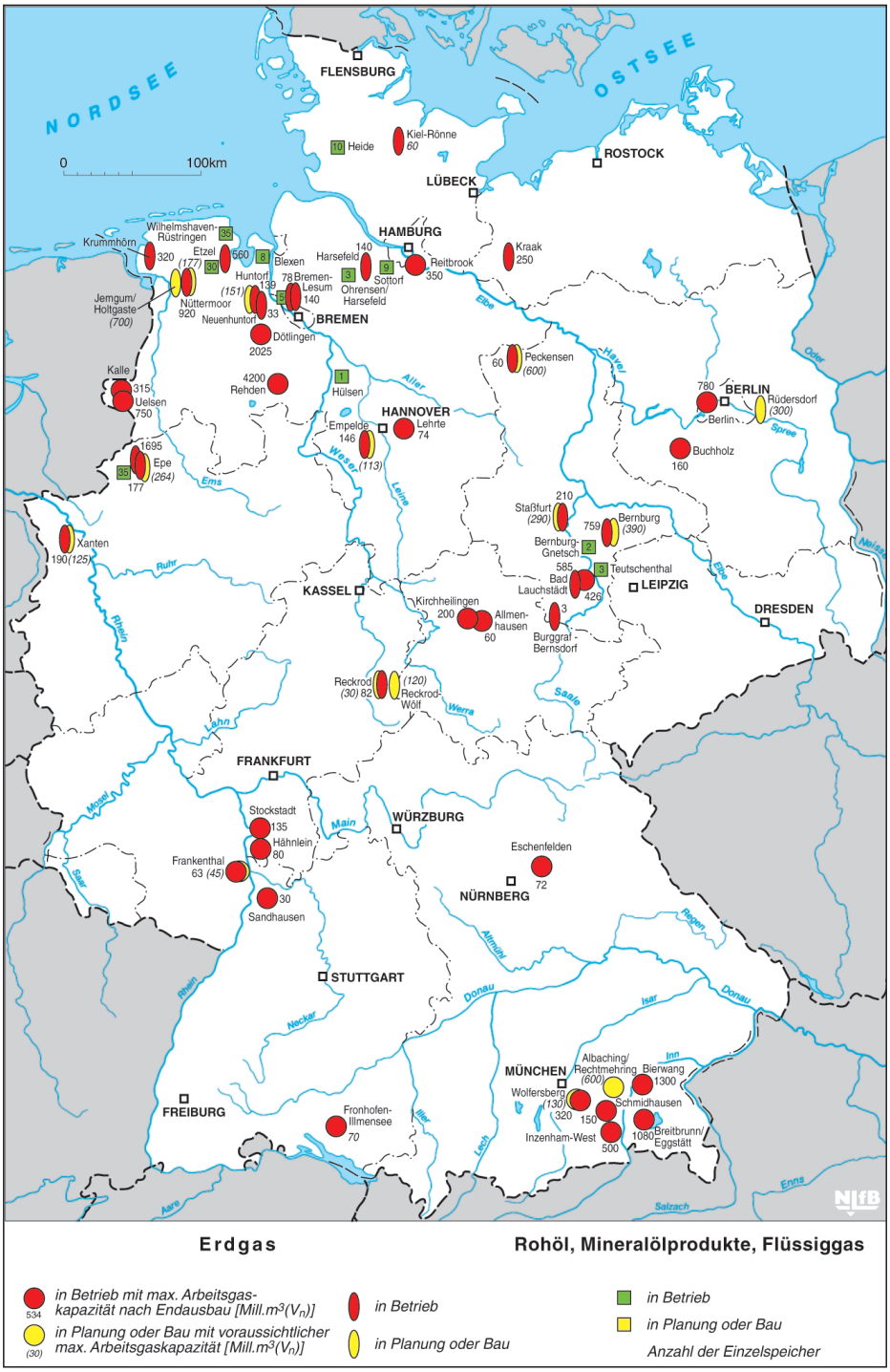

Tabelle 4 **Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung im Jahr 2003**

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. $m^3(V_n)$	12,5	6,1	18,6
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« **(A)**	13,1	6,5	19,6
Maximale Entnahmerate, Mio. $m^3(V_n)$/d	201,7	260,6	462,3
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	62	23	40
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	20	43
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau«**(B)**, Mrd. $m^3(V_n)$	0,2	3,3	3,5
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	2	12	14
Summe Arbeitsgas **(A)** + **(B)**, Mrd. $m^3(V_n)$	13,3	9,8	23,1

Stand: 31. 12. 2003,
* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«.
In der Praxis fällt die Entnahmerate nach gewisser Zeit druckabhängig.

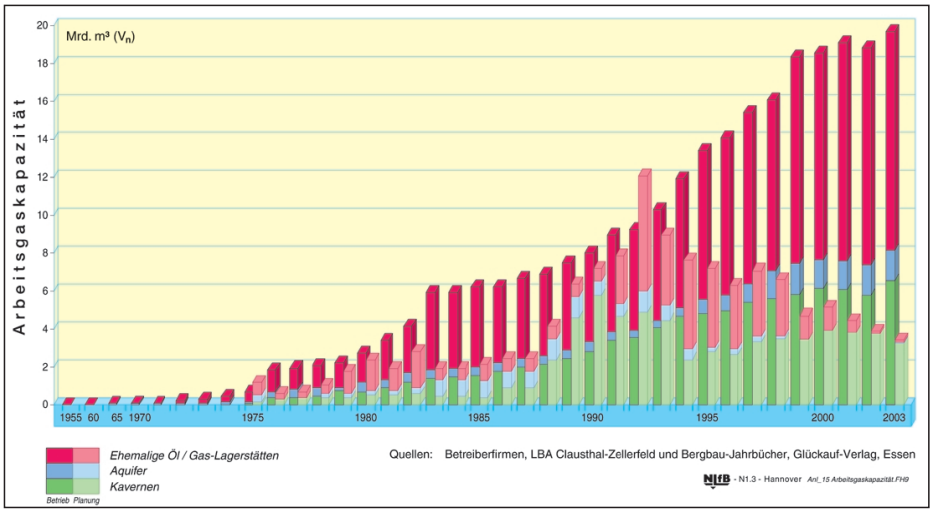

Abb. 4 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

Abbildung 6 verdeutlicht, dass wiederum die Hälfte der maximal möglichen Entnahmerate von etwa 460 Mio. $m^3(V_n)$ durch nur sechs Speicher bereitgestellt wird. An erster Stelle steht weiterhin der Porenspeicher Rehden, gefolgt vom Kavernenspeicher Epe der Ruhrgas AG.

Im Rahmen der Berichterstattung der Speicherkenndaten wurden von den Firmen ergänzende Angaben zu ihren Speicheraktivitäten übermittelt.

Porenspeicher: Nach einem Zwischenfall in einer Bohrung im Gasspeicher Berlin (die Presse berichtete umfangreich) laufen dort derzeit Reparaturarbeiten. Im Speicher Bierwang wurde eine Beobachtungsbohrung (BW B7) abgeteuft. Die Eignungsuntersuchungen für eine Erweiterung des Erdgasspeichers Wolfersberg laufen.

Kavernenspeicher: Im Speicher Krummhörn bezieht sich der Wert für das Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers ab dem Jahr 2012. In Krummhörn erfolgte in Vorbereitung der Reparatur der Bohrungskomplettierung die Flutung von zwei Kavernen (K5: Abschluss in 2003, K4: Abschluss in 2004). In Huntorf wurde die Kaverne K5 Ende 2003 in Betrieb genommen. Die K6 soll in 2004 in den Erstbefüllbetrieb gehen. Sie war ursprünglich für ein geometrisches Volumen von 750.000 m³ geplant und konnte aufgrund besonders günstiger Geologie und Form auf ein Volumen von 1.100.000 m³ erweitert werden. Sie stellt damit die größte Gaskaverne Europas dar. In Nüttermoor befinden sich die Kavernen K17 und K18 im Solprozess. In Rüdersdorf hat der Solprozess der Kaverne K101 im Mai 2003 begonnen.

Folgende Informationen über geplante Kavernen-Speicherprojekte liegen dem NLfB vor, sind aber noch nicht in den Tabellen berücksichtigt: Das Unternehmen ESSENT ENERGIE Gasspeicher GmbH (Tochter der Firma Deutsche ESSENT GmbH) hat von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH (SGW) auf der Kavernenanlage Epe vier Solekavernen übernommen, die derzeit für den zukünftigen Betrieb mit Groningen-Gas umgerüstet werden; parallel dazu erfolgen derzeit der Bau einer Betriebsanlage vor Ort und die Verlegung einer Stichleitung in die Niederlande.

Die holländische Firma NUON soll ebenfalls beabsichtigen, in Epe zwei Kavernen für die Gasspeicherung zu nutzen.

Sollten alle in den Tabellen aufgeführten Projekte realisiert werden, wird in deutschen Speichern in den nächsten Jahren ein maximales Arbeitsgasvolumen von rd. 23 Mrd. $m^3(V_n)$ verfügbar sein. Dieser Wert entspricht der Planzahl der Vorjahre.

Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Die im letzten Bericht veröffentlichten Zahlen der IGU (2003) wurden fortgeschrieben und um aktuelle Werte für Deutschland ergänzt (Tab. 7). Danach sind weltweit ca. 640 Speicher in Betrieb. Europa besitzt zahlenmäßig etwa ein Viertel, die USA etwa zwei Drittel der weltweiten Speicherprojekte. Bezogen auf das Arbeitsgasvolumen ist Deutschland nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Speichernation. Bei der prozentualen Verteilung auf die Speichertypen bilden die ehemaligen Erdöl- und Erdgasfelder mit etwa 75 % und die Aquiferspeicher mit etwa 15 %, also die Porenspeicher mit insgesamt 90 Prozent Anteil, die größte Gruppe. Der DVGW stellt die im Rahmen der 22. Weltgaskonferenz in Tokio veröffentlichten Kenndaten über eine Passwort geschützte Website GIS-gestützt zur Verfügung. Die IGU plant eine Fortsetzung der weltweiten Datenerhebung und ein Glossar über gebräuchliche Definitionen, um Begrifflichkeiten im Hinblick auf einen internationalen Vergleich der Kapazität und Leistung von Speichern transparent zu gestalten.

Für die Speichersituation in Nordamerika hat die American Gas Association eine Beteiligung angeboten. Die nationalen Speicherdaten sind ergänzend zu diesem Jahresbericht auf der Website des NLfB in einer interaktiven Karte dargestellt (www.nlfb.de/rohstoffe/anwendungsgebiete/BRD-UGS).

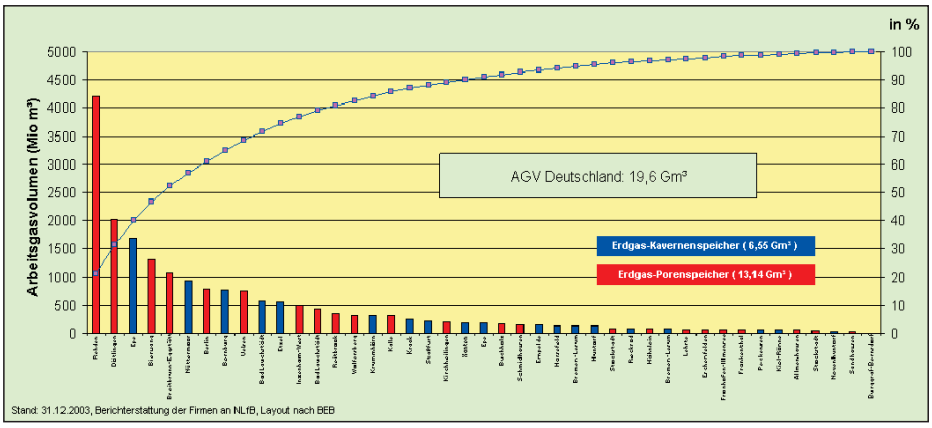

Abb. 5 Arbeitsgasvolumen in deutschen Erdgasspeichern nach Größe sortiert

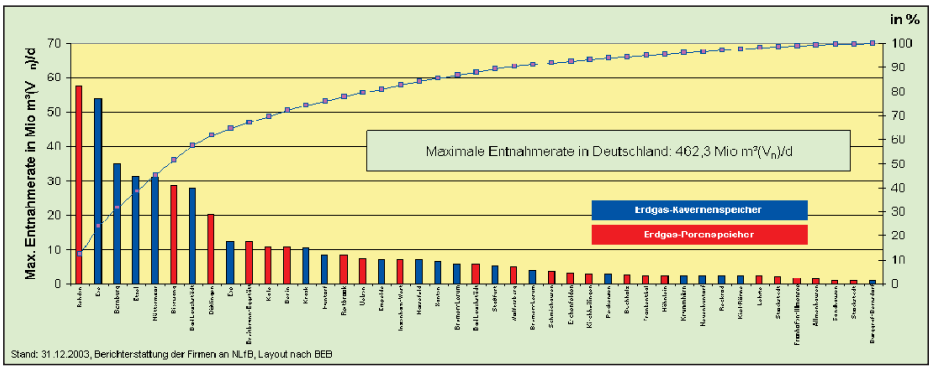

Abb. 6 Maximale Entnahmeraten in deutschen Erdgasspeichern nach Größe sortiert

Tabelle 5 **Erdgas-Porenspeicher**

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicher-formation	Gesamt-volumen[1] Mio.m³ (V_n)	Arbeitsgas (max. nutzbar) Mio.m³ (V_n)	Arbeitsgas n. Endausbau Mio.m³ (V_n)	Entnahme-rate (max.) 1.000 m³/h
In Betrieb								
Allmenhausen	CONTIGAS Deutsche Energie-AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	369	55	60	65
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	657	426	426	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG (GASAG)	Aquifer	750–1.000	Buntsandstein	1.085	780	780	450
Bierwang	E.On Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	2.457	1.300	1.300	1.200
Breitbrunn/ Eggstätt	RWE Dea AG, MEEG* E.On Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	900	1.080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570–610	Buntsandstein	223	160	160	110
Dötlingen	EMPG* für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	ehem. Gasfeld	2.650	Buntsandstein	4.058	1.700	2.025	840
Eschenfelden	E.On Ruhrgas AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Jungtertiär II (A-Sand)	170	63	63	100
Fronhofen-Illmensee	Gaz de France PEG* für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1.750–1.800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	131	34	70	75
Hähnlein	E.On Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham-West	RWE Dea AG für E.On Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitan)	880	500	500	300
Kalle	RWE WWE Netzservice GmbH	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	315	315	450
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	250	200	200	125
Lehrte	Gaz de France PEG für Avacon	ehem. Ölfeld	1.000–1.150	Dogger (Cornbrash)	120	40	74	100
Rehden	Wintershall AG, WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	7.000	4.200	4.200	2.400
Reitbrook	Gaz de France PEG u. MEEG für E.On Hanse AG	ehem. Ölfeld	640–725	Oberkreide	509	350	350	350
Sandhausen	E.On Ruhrgas AG für Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	Gaz de France PEG für Stadtwerke München	ehem. Gasfeld	1.000	Tertiär (Aquitan)	300	150	150	150
Stockstadt	E.On Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	E.On Ruhrgas AG	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	ehem. Gasfeld	rd. 1.500	Buntsandstein	1.220	660	750	310
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	538	320	320	210
Summe (in Betrieb)					**23.334**	**12.470**	**13.140**	**8.403**
In Planung oder Bau								
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	1000	Jungtertiär I (C-Sand)	130	35	45	30
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	130	130	130	90
Summe (Planung/Bau)					**260**	**165**	**175**	**120**

* MEEG – Mobil Erdgas-Erdöl GmbH; EMPG – ExxonMobil Production Germany GmbH;
Gaz de France PEG – Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH

[1] Gesamtvolumen = Summe aus maximal (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen

Stand 31. 12. 2003; Quelle: Betreiberfirmen

Tabelle 6 **Erdgas-Kavernenspeicher**

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Teufe m	Speicher-formation	Speicher-volumen[1] Mio.m³ (V_n)	Arbeitsgas- (max. nutzbar) Mio.m³ (V_n)	Arbeitsgas n. Endausbau Mio.m³ (V_n)	Entnahme-rate (max.) 1000 m³/h
In Betrieb								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780–950	Zechstein 3	870	585	585	1.167
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	28	500–700	Zechstein 2	993	759	759	1.458
Bremen-Lesum	swb Norvia GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	95	78	78	160
Bremen-Lesum	EMPG	2	1.315–1.780	Zechstein	204	140	140	240
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	rd. 580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	1.300–1.800	Zechstein 2	183	146	146	300
Epe	E.On Ruhrgas AG	32	1.090–1.420	Zechstein 1	2.196	1.695	1.695	2.250
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH	5	1.000	Zechstein 1	227	177	177	520
Etzel	IVG Logistik GmbH	9	900–1.100	Zechstein 2	841	560	560	1.310
Harsefeld	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	1.150–1.450	Zechstein	186	140	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	4	650–850	Zechstein	201	139	139	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	2	1.250–1.600	Rotliegend	100	60	60	100
Kraak	E.On Hanse AG	2	900–1100	Zechstein	130	117	250	440
Krummhörn	E.On Ruhrgas AG	3	1.500–1.800	Zechstein 2	73	51	320	100
Neuenhuntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	750–1.000	Zechstein	33	17	33	100
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950–1.300	Zechstein	1.231	920	920	1.300
Peckensen	EEG – Erdgas Erdöl GmbH	1	1.300–1.450	Zechstein	105	60	60	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	2	800–1.100	Zechstein 1	130	82	82	100
Staßfurt	RWE WWE Netzservice GmbH	4	400–1.130	Zechstein	220	210	210	220
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH	8	1.000	Zechstein	220	190	190	280
Summe (in Betrieb)		**145**			**8.243**	**6.129**	**6.547**	**10.860**
In Planung und Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	10	500–700	Zechstein 2	510	390	390	
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1.300–1.800	Zechstein 2	145	113	113	120
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH	4	1.300	Zechstein 1	333	264	264	
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	2	1.000–1.400	Zechstein	194	151	151	
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	1.000–1.300	Zechstein	1.000	700	700	
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	950–1.300	Zechstein	226	177	177	
Peckensen	EEG – Erdgas Erdöl GmbH	10	1.100–1.400	Zechstein	1.050	600	600	
Reckrod	Gas-Union GmbH	1	720–940	Zechstein 1	50	30	30	100
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	700–900	Zechstein 1	150	120	120	
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	900–1.200	Zechstein	360	300	300	210
Staßfurt	RWE WWE Netzservice GmbH	4	850–1.150	Zechstein	380	290	290	
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH	5	1.000	Zechstein	150	125	125	
Summe (Planung/Bau)		**54**			**4.548**	**3.260**	**3.260**	

[1] Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen

Stand 31. 12. 2003; Quelle: Betreiberfirmen

Ausblick, politisches Umfeld

Die Bundesrepublik Deutschland besitzt aus geologischer Sicht in weiten Teilen – besonders in Norddeutschland – günstige Bedingungen für die Einrichtung weiterer Speicher. Im Norden existiert Speicherpotenzial in ausreichender Höhe in Erdgaslagerstätten, Salzstöcken sowie in Aquiferen. Auch in den anderen Fördergebieten könnten existierende Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in begrenztem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland hängt daher nicht von geologischen Faktoren ab.

Das in Zukunft für die Bedienung des Erdgasmarktes in Deutschland benötigte Arbeitsgasvolumen und die Anzahl der Speicherbetriebe wird vom Anstieg des Erdgasverbrauches (Speichereinsatz zur Deckung von saisonalen und tageszeitlichen Bedarfsspitzen), von spekulativen Gesichtspunkten (schwankende saisonale Gaspreise), von Fragen der Bezugsoptimierung und von der Auswirkung der Liberalisierung des Erdgasmarktes geprägt sein.

Gemäß der Anforderungen der EU-Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (Richtlinie 2003/55/EG vom 26. 6. 2003, auch »Beschleunigungsrichtlinie« genannt) wird bei der Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsrechts (EnWG-Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts) auch der Zugang zu Speichern geregelt. Gemäß §19 der »Beschleunigungsrichtlinie« liegt die Wahl des regulierten oder des verhandelten Speicherzugangs in der Entscheidung der einzelnen Staaten. Die Wahl des verhandelten Zugangs zu Speichern ist gemäß Entwurf des EnWG in Deutschland unstrittig. Nach Beschleunigungsrichtlinie und Energiewirtschaftsgesetz sind für die Speicher Kriterien für die technische Betriebssicherheit und für den Anschluss von Speicheranlagen an das Netz technische Vorschriften mit den Mindestanforderungen an die Auslegung und den Betrieb zu erstellen und zu veröffentlichen.

In den letzten Jahren sind neue Themen wie die tiefe Geothermie zur Wärme- und Stromgewinnung sowie Überlegungen zur Speicherung von CO_2 zum Klimaschutz für die Nutzung des tieferen Untergrundes hinzugekommen. Bei beiden Themen werden die technologischen Erfahrungen der E&P- und Gasspeicher-Branche genutzt und auch weiter auf das hier seit Jahrzehnten vorhandene »Know-how« zu setzen sein. Einen wichtigen Aspekt stellen konkurrierende Interessen der Betreiber neuer Technologien und der Speicherfirmen dar. Eine Begleitung der Antragsverfahren durch Genehmigungs- und Fachbehörden (Ministerien, Bergbehörden, Geologische Landesämter) stellt sicher, dass es zu keinen negativen Beeinträchtigungen wirtschaftlicher Interessen oder der bergbaulichen Sicherheit bestehender Speicherbetriebe kommt.

Tabelle 7 **Speichernationen**

Nation	Arbeitsgas-volumen, Mio. m³	Anzahl Speicher-betriebe
USA	110.485	417
Russia*	90.045	23
Ukraine*	34.065	13
Germany	18.600	43
Italy	17.300	10
Canada	14.070	42
France	11.633	15
Netherlands	4.750	3
Uzbekistan*	4.600	3
Kazakhstan*	4.203	3
Hungary	3.610	5
United Kingdom	3.267	4
Czech Republic	2.801	8
Austria	2.647	4
Slovakia	2.341	4
Latvia	2.105	1
Spain	1.990	2
Poland	1.572	6
Romania	1.470	5
Japan	1.143	6
Azerbaijan*	1.080	2
Australia	934	4
Denmark	815	2
Belarus*	750	2
Belgium	650	2
China	600	1
Bulgaria	500	1
Croatia	500	1
Armenia*	150	1
Ireland	100	1
Argentina	80	1
Kyrgyzstan*	60	1
Summe	**338.916**	**636**

Angaben für Deutschland per 31.12.2003 ergänzt.
* Staaten der GUS Quelle: IGU (2003)

Unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge in Deutschland existiert derzeit eine hohe Versorgungssicherheit für Erdgas. Dies ist begründet durch das existierende und das geplante Speicherpotenzial, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges (einschließlich der heimischen Produktion) sowie durch die beschriebenen günstigen geologischen Randbedingungen für die Planung neuer Speicher.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Abbildung 3 und Tabelle 8 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2003 in Deutschland betriebenen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas mit insgesamt 111 Kavernen und einem stillgelegten Bergwerk dargestellt.

Deutschland ist derzeit mit 97 % von Mineralölimporten abhängig. Die Speicher dienen, neben oberirdischen Lagerbehältern, der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG von 1998: Vorratspflicht für 90 Tage) sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe.

Nach dem Bericht des Erdölbevorratungsverbandes (EBV 2003), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die nationale Institution zur Krisenbevorratung darstellt, lag die Vorratsmenge im Geschäftsjahr 2002/2003 mit 24,5 Mio. t etwa 4 % über der derzeit geltenden Vorratspflichtmenge von 23,5 Mio. t an Rohöl und Mineralölprodukten in den drei Erzeugnisklassen, Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle.

Literatur

American Gas Association (1997): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 1996. – Arlington.

Cornot-Gandolphe, S. (1995): Underground Gas Storage in the World. - Cedigaz, Rueil-Malmaison.

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2004): Wochenbericht 7/04, Stagnierender Energieverbrauch in Deutschland - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Download unter www.diw.de (Produkte, Wochenberichte).

Economic Commission for Europe (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. – United Nations, Geneva.

Erdölbevorratungsverband (EBV) (2003): Geschäftsbericht 2002/2003 Hamburg. www.ebv-oil.de.

International Gas Union (IGU) (2003): Basic Activity Study, Working Committee 2, geplante Veröffentlichung anlässlich der 22. World Gas Conference in Tokio (1.–5. 6. 2003). www.igu.org.

BMWA (2003): Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland 2003, Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit in Zusammenarbeit mit den Bergbehörden der Länder, www.bmwi.de/Navigation/Service/Bestellservice/publikationen-energiepolitik.

PROGNOS (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. – Studie im Auftrag des BMWi, Basel.

Pfingsten, M. (2000): Die Rolle des Erdgases im liberalisierten Energiemarkt. – Vortrag anlässlich des Forums E-world of Energy, 8.–9. 2. 2000, Essen.

Wirtschaftverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) (2004): Jahresbericht 2003, Hannover. www.erdoel-erdgas.de.

Tabelle 8 **Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas**

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe, m	Anz.der Einzelspeicher	Füllung
Bernburg-Gnetsch	esco–european salt company GmbH&Co.KG	Salzlager-Kavernen	510–680	2	Propan
Blexen	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	640–1.430	4 / 1 / 3	Rohöl / Gasöl / Benzin
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Leichtes Heizöl
Epe	Deutsche BP AG	Salz-Kavernen	1.000–1.400	5	Rohöl, Mineralölprodukte
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	30	Rohöl, Mineralölprodukte
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.000	9	Rohöl, Mineralölprodukte
Heide 101	RWE Dea AG	Salzstock-Kaverne	660–760	1	Butan
Hülsen	Wintershall AG	stillgelegtes Bergwerk	550–600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte
Ohrensen	Dow Deutschland GmbH & Co.KG	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1 / 1 / 1	Ethylen / Propylen / EDC
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Rohöl, Mineralölprodukte
Teutschenthal	DOW Central Germany	Salzlager-Kavernen	700–800	3	Ethylen, Propylen
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	35	Rohöl, Mineralölprodukte
Summe Einzelspeicher				**111**	

Stand 31. 12. 2003; Quelle: Betreiberfirmen