

Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

Von R. SEDLACEK*

E inleitung

Die vorliegende jährliche Berichterstattung des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung (NLFb), Hannover erfolgt seit über 15 Jahren und umfasst bundesweite Daten zur Untertage-Speicherung von Erdgas und als inhaltliche Ergänzung auch Angaben zu Speichern für Rohöl und Mineralölprodukte. Im Rahmen einer standardisierten Firmenabfrage über das Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld und das NLFb werden die Kenndaten u. a. in Jahresberichten sowie in Form der hier vorliegenden Publikation herausgegeben. Bei seiner beratenden Tätigkeit für Ministerien, Bergbehörden und Industrie verzeichnet das NLFb eine zunehmende Nachfrage nach Informationen, die es Dritten erlauben, eine Bewertung des heutigen und zukünftigen Erdgas- und Gasspeichermarktes vorzunehmen. Wesentlicher Impuls ist sicherlich das mit zunehmender Bedeutung des Gasmarktes gewachsene energiepolitische und wirtschaftliche Interesse an der Erdgasspeicherung.

Dabei zielen Anfragen an das NLFb nicht nur in Richtung auf speicherspezifische Daten, sondern auch auf strategische Informationen, die im Umfeld der Liberalisierung des Erdgasmarktes relevant sind. Etwa Fragen wie »Wie ist die Auslastung der Speicher in Deutschland? Wie ist die historische und künftige Arbeitsgasentwicklung? Gibt es Über- oder Unterdeckung an Speichervolumen? In welchen Gebieten existiert noch die Möglichkeit Speicher einzurichten? etc.« Die vorliegenden Daten wurden mit Stand vom 31. 12. 2004 erfasst. Soweit verfügbar, werden nachfolgend aber auch Angaben über neue Speicherprojekte oder aktuelle Entwicklungen gegeben.

Diesen Artikel findet man auch als download auf der website des NLFb in den Pfaden <http://www.nlfb.de/rohstoffe/downloads>.

Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung

Deutschland ist ein Energie-Importland. Da zurzeit etwa 80 % des Erdgasaufkommens importiert werden, müssen leistungsfähige Untertage-Erdgasspeicher zur Sicherstellung der Erdgasversorgung bereit-

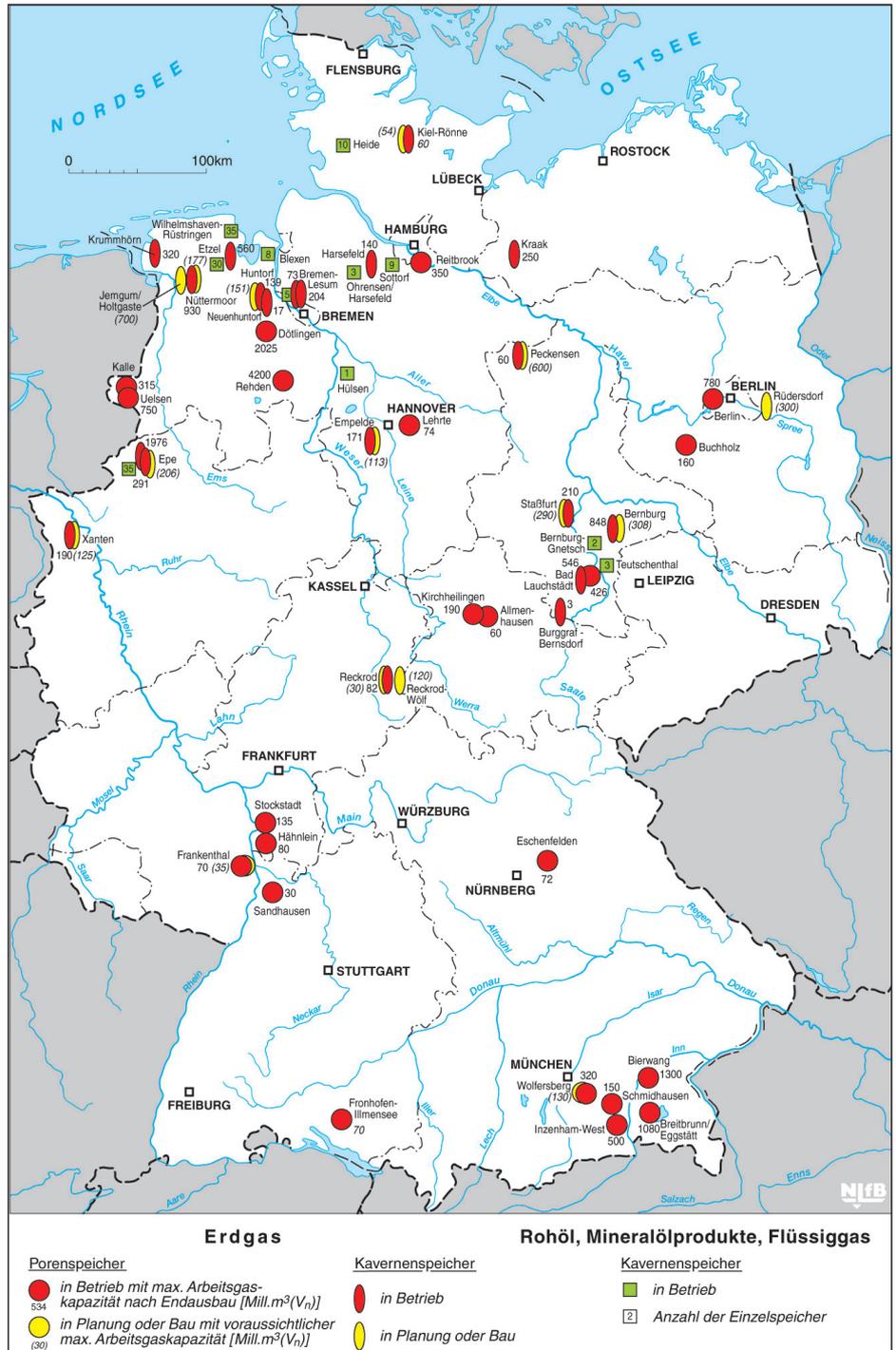


Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

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

0179-3187/05/11
© 2005 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

stehen. Neben ihrer technischen Aufgabe als Puffer zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher kommt ihnen zunehmend auch eine strategische Bedeutung bei der

Energieversorgung zu. Etwa 20 % der Erdgasversorgung stammen aus heimischen Erdgaslagerstätten. Da die Erdgasfelder in ihren Aufbereitungs-

anlagen nur Gasmengen innerhalb der Anlagenkapazität durchsetzen können, ist eine Veränderung der Förderraten nur in begrenztem Umfang nach oben oder unten möglich. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und ebenfalls nicht ohne weiteres veränderbar. Die am schlechtesten kalkulierbare Größe bei einer Erdgasversorgung stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Erdgasspeicher »puffern« sowohl Sommer- als auch Winterbedarf und sie gleichen die tageszeitliche Verbrauchsspitzen, die neben dem Verbrauch in Haushalten und Kleinverbrauchern gleichzeitig durch Großverbraucher (Industrie) beeinflusst werden, aus. Im Netzgebiet von Hannover kann dabei z. B. der Winterverbrauch an Erdgas 15-mal so hoch sein wie im Sommer.

Bei den Typen der Gasspeicherung unterscheidet man in Poren- und Kavernenspeicher. Vom Grundsatz her werden Erdgasspeicher in warmen Monaten (bei niedrigem Gasbedarf) befüllt und bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf entleert. Einige Porenspeicher dienen der saisonalen Grundlastabdeckung in Kombination mit Kavernenspeichern, wobei letztere besonders für Spitzenlastabdeckungen geeignet sind. Dies hängt damit zusammen, dass Porenspeicher durch die natürlichen Fließwege im Speichergestein langsamer auf Veränderungen der Förderraten reagieren können als Kavernenspeicher. Daneben lassen sich die Erdgasspeicher abweichend von der o. g. traditionellen Fahrweise auch unter spekulativen Aspekten oder zur Bezugsoptimierung betreiben. Das heißt, auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme von Gas erfolgen. Diese Fahrweise wird international z. B. für Speicher in den Vereinigten Staaten von Amerika berichtet, d. h. hier sind auch mehrfache Umschläge des Arbeitsgasvolumens möglich.

Das Gesamtvolumen der Speicher ist die Summe aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das im Jahresverlauf bewegte Gasvolumen (Umschlagsmenge). Das Kissengas stellt das energetische Polster eines Speichers dar. Ein hoher Kissengasanteil sichert über einen möglichst langen Zeitraum eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate). Je höher der Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasaufkommen ist und je schneller es ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist eine nationale Erdgas- und Energieversorgung.

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

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

Energieträger	Anteile in %	
	2003	2004
Mineralöl	36,4	36,6
Erdgas	22,5	22,4
Steinkohle	13,7	13,5
Braunkohle	11,3	11,4
Kernenergie	12,5	12,6
Wasser- und Windkraft	0,9	1,2
Sonstige	2,5	2,5
nach DIW (2005)		

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Wie das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung in Berlin in seiner jährlichen Energiebilanz veröffentlichte, hat sich der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland kaum verändert und stieg gegenüber dem Vorjahr nur um 0,3 % (DIW 2005).

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 1 dargestellt. Erdgas liegt nach wie vor auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am PEV hat sich kaum verändert. Das Erdgasaufkommen in Deutschland (Summe aus Importen und heimischer Förderung) betrug im Jahr 2004 etwa $19 \text{ Mrd. m}^3 (V_n)$ an inländischer Produktion¹⁾ aus 80 Erdgaslagerstätten und etwa $100 \text{ Mrd. m}^3 (V_n)$ (DIW 2005) Importmenge aus den in Tabelle 2 aufgeführten Nationen. Der tatsächliche Gasverbrauch betrug etwa $102 \text{ Mrd. m}^3 (V_n)$ und lag damit auf Vorjahresniveau. Die Tabelle 3 zeigt Förderung,

Tabelle 2 **Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland**

Bezugsland	Anteil in %	
	2003	2004
Deutschland	18	16
Niederlande	17	19
Norwegen	26	24
Russland	32	35
Dänemark/Großbritannien	7	6
nach DIW (2005)		

Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland.

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2004 (Stichtag: 31.12.2004)

Abbildung 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Erdgasspeicher in Deutschland. Ergänzend dargestellt sind die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Bei den Porenspeichern dominieren ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Als Speicherhorizonte dienen vorwiegend poröse Sandsteinformationen. Aquiferspeicher spielen bei der Gesamtbilanz eine untergeordnete Rolle, haben aber an Standorten mit fehlenden Erdöl-Erdgas-Lagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine große Bedeutung.

Die Lage der durch einen bergmännischen »Solprozess« hergestellten Kavernenspei-

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

Einheit	Jahr		Veränderung 2003/04 in %
	2003	2004	
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh	206	191	-7,2
Einfuhr, Mrd. kWh	909	975	7,2
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh	1.115	1.166	4,6
Ausfuhr, Mrd. kWh	133	146	10,0
Speichersaldo, Mrd. kWh	10	-24	-
Verbrauch, Mrd. kWh	992	996	0,3
Primärenergieverbrauch von Erdgas, Mio. t. SKE	110	110	0,3
Inländische Erdgasförderung ¹⁾ , Mrd. $\text{m}^3 (V_n)$	20,9	19,3	-7,7
Erdgasaufkommen ¹⁾ , Mrd. $\text{m}^3 (V_n)$	114,0	119,3	4,6
Verbrauch ¹⁾ , Mrd. $\text{m}^3 (V_n)$	101,6	102	0,4

nach DIW (2005)

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 $9,77 \text{ kWh/m}^3 (V_n)$ entspricht. Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

cher ist auf das Vorkommen von mächtigen Salinaren des Zechsteins in Form von Salzstöcken in Norddeutschland beschränkt; die südlichste Verbreitung liegt etwa im Raum von Fulda.

In den Tabellen 4 und 5 sind die aktuellen Kenndaten aller Erdgasspeicher in Deutschland aufgeführt, die in Betrieb oder in Planung und Bau sind. Seit dem letzten Jahr werden die Firmendaten durch das Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld (LBA) als zentrale Erfassungsstelle u. a. an das NLFB gemeldet und in der hier vorliegenden Form ausgewertet.

Der Tabellenwert für das »maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen« stellt das Volumen dar, das zum Ende des Jahres 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 Arbeitsgasvolumen« aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen derzeit nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

In Tabelle 6 sind die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung zusammengefasst. Im Jahr 2004 waren danach 23 Porenspeicher und 20 Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Die Kavernenspeicher bestehen derzeit aus 149 Einzelkavernen. Das momentan technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 18,9 Mrd. m³ (V_n). Das »Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau« hat sich gegenüber 2003 von 19,6 Mrd. m³ (V_n) um 0,6 Mrd. m³ (V_n) auf 20,2 Mrd. m³ (V_n) erhöht. Etwa 3,4 Mrd. m³ (V_n) mit Schwerpunkt auf den Kavernenspeichern sind auf der Grundlage bergrechtlicher Betriebspläne in Planung oder in Bau. Wie in den Vorjahren sind etwa zwei Drittel des Arbeitsgases in Porenspeichern und ein Drittel in Kavernenspeichern verfügbar.

Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955. Durch die Ausweisung zweier Zahlenangaben für das Arbeitsgas wird ab dem Jahr 2003 die Kategorie »Arbeitsgas in Betrieb nach Endausbau« dargestellt. Die historische Entwicklung zeigt eine Stabilisierung des Arbeitsgasvolumens seit den 1990er Jahren, da ab diesem Zeitraum einige Großprojekte begonnen und weitestgehend abgeschlossen wurden.

Sollten alle in den Tabellen angegebenen Projekte realisiert werden, wird in deutschen Speichern in den nächsten Jahren ein

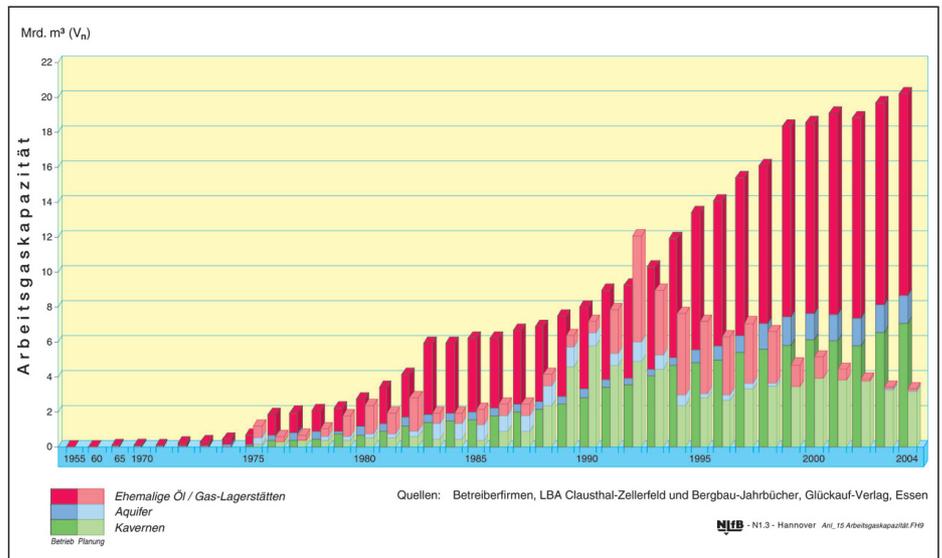


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

maximales Arbeitsgasvolumen von 23,6 Mrd. m³ (V_n) verfügbar sein. Dieser Wert liegt 0,5 Mrd. m³ (V_n) über dem Vorjahreswert.

Im Rahmen der Berichterstattung der Speicherkennndaten wurden von den Betreibern einige ergänzende Angaben übermittelt:

Porenspeicher: Die Zahlenangaben für die Plateau-Raten der beiden im Verbund fahrenden Speicher in Bad Lauchstädt beziehen sich auf einen Gesamtdurchsatz von 1,167 Mio. m³/h, wobei der Porenspeicher 238.000 m³/h als Maximalrate darstellen kann, welche dann bei rückläufiger Auspeicherrate über den Kavernenspeicher zeitweise auf die o. g. Gesamtrate kompensiert werden kann.

Nach einem Zwischenfall auf einem Sondenplatz im Gasspeicher Berlin im April 2004 (die Presse berichtete umfangreich) liefen dort zeitweise Reparaturarbeiten.

Im Speicher Bierwang wurde eine weitere Beobachtungsbohrung (BW B8) abgeteuft. Beim Gasspeicher Lehrte erfolgte ein Wechsel der Betriebsführung (bis 1.10.2004 Gaz de France).

Die Erweiterung des Erdgasspeichers Wolfersberg wird ab 2005 mit dem Abteufen einer weiteren Speicherbohrung in die Realisierungsphase eintreten.

Von besonderer Bedeutung für den deutschen Erdgasmarkt ist der geplante österreichische Speicher Haidach, der sich in Grenznähe zu Deutschland im Bundesland Salzburg befindet. Die 1997 entdeckte und größte Gaslagerstätte in Österreich soll durch ein Firmenkonsortium (Wingas, Gasexport und RAG als Betreiberin) mit einem Aufwand von ca. 250 Mio. Euro in den zweitgrößten Gasspeicher Mitteleuropas umgerüstet werden. Die in 1.600 m Teufe liegende Lagerstätte besitzt ein initiales Gasvolumen von 4,3 Mrd. m³ (V_n) von dem seit 1998 rd. 2,9 Mrd. m³ (V_n) produziert wurden. Um für den Speicherbetrieb frühzeitig genügend Kissengasvolumen verfü-

bar zu haben und es nicht erst wieder zeit- und kostenaufwändig einpressen zu müssen, wurde die Lagerstätte nicht ausgefördert sondern wird nunmehr zur Gasspeicherung umgerüstet. Zum Ende der 1. Ausbaustufe sollen 1,2 Mrd. m³ (V_n), im Endausbau 2,4 Mrd. m³ (V_n) verfügbar sein. Hierzu wird das Abteufen zusätzlicher Bohrungen erforderlich sein. Erste Arbeiten haben begonnen. Der Speicher soll Mitte 2007 in Betrieb gehen. Wegen der Grenznähe und der Anbindung an Deutschland am Gasknotenpunkt Burghausen über eine ca. 40 km lange 900-mm-Leitung, ist das Speicherprojekt als Ergänzung des in Süddeutschland existierenden Speicherportfolios und als konkurrierendes Angebot zu den anderen Speichern auf dem liberalisierten Gasmarkt zu sehen. Weitere Nutznießer könnten neben Österreich selbst auch die Schweiz, vielleicht sogar Frankreich und Norditalien sein.

Kavernenspeicher: Die Kaverne K6 in Huntorf ging im Jahr 2004 in den Erstbefüllbetrieb. Ursprünglich war dort ein geometrisches Volumen von 750.000 m³ geplant. Es konnte aufgrund besonders günstiger Geologie und Form auf ein Volumen von 1,1 Mio. m³ gesteigert werden. Die Kaverne gehört damit zu den größten Gaskavernen Europas.

In Nüftermoor befinden sich die Kavernen K17 und K18 weiterhin, in Rüdersdorf die K101 seit Mai 2003 im Solprozess. In Reckrod wird die Kaverne K3 voraussichtlich bis Ende 2005 zu Ende gesolt sein und ab 2006 erstmalig mit Gas befüllt werden.

Die Arbeitsgasmengen für Empelde »in Betrieb« und »nach Endausbau« beziehen sich auf das Jahr 2012, wobei dann die Kaverne K1 geflutet, K2 nachgesolt und K4 neu gesolt worden sein sollen (Gesamtvolumen dann 284 Mio. m³ (V_n)).

Im Speicher Krummhörn bezieht sich der Wert für das »Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau« auf eine Nachsolung und Erweiterung des Speichers ab dem Jahr

Tabelle 4 Erdgas-Porenspeicher

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicher- formation	Gesamt- volumen ¹⁾ Mio.m ³ (V _n)	max. nutzbares Arbeitsgas Mio.m ³ (V _n)	Arbeitsgas n. Endausbau Mio.m ³ (V _n)	Plateau-Ent- nahmerate 1.000 m ³ /h
In Betrieb								
Allmenhausen	Gasversorgung Thüringen GmbH	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	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	1.080	1.080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570–610	Buntsandstein	223	160	160	110
Dötlingen	EMPG* für BEB Erdgas und Erdöl GmbH und MEEG	ehem. Gasfeld	2.650	Buntsandstein	4.058	1.665	2.025	840
Eschenfelden	E.On Ruhrgas AG, N-ergie Aktiengesellschaft	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Jungtertiär II (A-Sand)	170	60	70	100
Fronhofen- Illmensee	Gaz de France PEG* für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1.750–1.800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	143	38	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 (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE WVE Netzservice GmbH	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	315	315	450
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	250	190	190	125
Lehrte	Avacon, E.ON	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	521	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 (Aquitän)	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)					23.358	12.606	13.137	8.403
In Planung oder Bau								
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	1000	Jungtertiär I (C-Sand)	130	35	35	–
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	130	130	130	–
Summe (Planung/Bau)					260	165	165	–
* 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 maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen					Stand 31. 12. 2004; Quelle: Betreiberfirmen			

Tabelle 5 Erdgas-Kavernenspeicher

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Teufe m	Speicherformation	Gesamt-volumen ¹⁾ Mio.m ³ (V _n)	max. nutzbares Arbeitsgas Mio.m ³ (V _n)	Arbeitsgas n. Endausbau Mio.m ³ (V _n)	Plateau-Ent-nahmeate 1.000 m ³ /h
In Betrieb								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780–950	Zechstein 3	857	546	546	929
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	30	500–700	Zechstein 2	1.107	848	848	1.458
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	90	73	73	160
Bremen-Lesum	EMPG	2	1.315–1.780	Zechstein	269	204	204	360
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	1.300–1.800	Zechstein 2	183	146	171	300
Epe	E.On Ruhrgas AG	32	1.090–1.420	Zechstein 1	2.109	1.661	1.976	2.450
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	7	1.100–1.420	Zechstein 1	373	291	291	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	5	650–1.400	Zechstein	201	139	139	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse 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	17	100
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950–1.300	Zechstein	1.243	930	930	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	254	210	210	250
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH	8	1.000	Zechstein	220	190	190	280
Summe (in Betrieb)		149			8.509	6.328	7.070	10.972
In Planung und Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	7	500–700	Zechstein 2	406	308	308	–
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1.300–1.800	Zechstein 2	145	113	113	–
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	3	1.300	Zechstein 1	333	264	264	–
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	1.000–1.400	Zechstein	194	151	151	–
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	1.000–1.300	Zechstein	1.000	700	700	–
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	1	1.250–1.600	Rotliegend	90	54	54	–
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	–
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	700–900	Zechstein 1	150	120	120	–
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	900–1.200	Zechstein	360	300	300	–
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	4	850–1.150	Zechstein	380	290	290	–
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH	5	1.000	Zechstein	150	125	125	–
Summe (Planung/Bau)		51			4.463	3.174	3.174	–
¹⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Küssengasvolumen					Stand 31. 12. 2004;		Quelle: Betreiberfirmen	

2012. Dort wurde die 2. Kaverne geflutet. Die zuvor geflutete Kaverne wurde repariert und steht zur Nachsolung bereit. Nach Presseberichten wurde für den Speicher Peckensen der Hauptbetriebsplan für eine zweite Kaverne gestellt. Ab etwa 2010 soll hier ein Arbeitsgasvolumen von 80 Mio. m³ (V_n) bereitstehen. Wegen der zunehmenden Erdgasbedeutung und der strategisch günstigen Lage von Peckensen am Gastransport-Knotenpunkt Steinitz ist ein weiterer Ausbau von Peckensen angedacht. Über zwei weitere Kavernen-Speicherprojekte liegen dem NLFB Informationen vor, sind aber noch nicht in den Tabellen berücksichtigt, da bisher keine Betriebsdaten für die Berichterstattung vorliegen. Das Unternehmen ESSENT ENERGIE Gasspeicher GmbH soll von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH (SGW) auf der Ka-

vernenanlage Epe vier Solekavernen für den zukünftigen Betrieb mit L-Gas übernommen haben sowie den Bau einer Betriebsanlage vor Ort und die Verlegung einer Stichleitung in die Niederlande planen. Die holländische Firma NUON soll ebenfalls beabsichtigen, in Epe zwei Kavernen für die Gasspeicherung zu nutzen. Nach einer Mitteilung der Kali und Salz AG sowie Informationen beim NLFB ist im Zuge des Rückbaus des Salzbergwerkes Niedersachsen-Riedel eine Flutung durch Süßwasser aus der Fuhse ab Ende 2006, wahrscheinlich erst ab 2007, geplant. Das für eine alternative Soleeinleitung (Kavernensolung) zur Verfügung stehende Flutungsvolumen beträgt nach Angaben der Kplus – Inaktive Werke des im Entwurf vorliegenden Stilllegungsbetriebsplan 25,3 Mio m³. Bei einem Verhältnis von m³ neu zu schaffendem Ka-

vernerraum zu m³ anfallender Sole von 1:7 bis 1:8 erscheinen damit rechnerisch 3 Mio. m³ Kavernerraum möglich. Die Entnahmeraten aus der Fuhse sollen bei etwa 200 m³/h liegen. Dies wären damit zumindest größenordnungsmäßig auch die Raten, mit denen für den Fall einer Anlage von Kavernen auf der Struktur Wathlingen selber gesolt werden könnte. Jedes Jahr der Süßwasser-Flutung verringert das für Sole zur Verfügung stehende Volumen um rd. 1,8 Mio. m³. Ein großer Vorteil für die mögliche Anlage von Kavernen auf dem Salzstock Wathlingen ist der aus der langjährigen Bergbautätigkeit resultierende gute geologische Kenntnisstand sowie die Bereitschaft und das Eigeninteresse des Bergwerksbetreibers, diese Kenntnisse zur Verfügung zu stellen. Am Standort liegen in den Kommunen und in der Bevölkerung langjährige Erfahrungen mit

Tabelle 6 **Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung**

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m ³ (V _n)	12,6	6,3	18,9
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« (A)	13,1	7,1	20,2
Plateau-Entnahmerate, Mio. m ³ (V _n)/d	201,7	263,3	465
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	62	24	41
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	20	43
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« (B) , Mrd. m ³ (V _n)	0,2	3,2	3,4
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	2	13	15
Summe Arbeitsgas (A) + (B) , Mrd. m ³ (V _n)	13,3	10,3	23,6

Stand: 31. 12. 2004,
* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«.

dem Bergbau vor. Vorteilhaft ist außerdem eine »doppelte Nutzung« des Fuhse-Wassers.

Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Die Zahlen der Internationalen Gas Union (IGU 2003) wurden auch für das Jahr 2004 fortgeschrieben und um aktuelle Werte für Deutschland ergänzt (Tab. 7). Gegenwärtig sind weltweit etwa 640 Erdgasspeicher in Betrieb, davon etwa ein Viertel in Europa und zwei Drittel in den USA. Deutschland ist nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Speichernation (Arbeitsgasvolumen). Etwa 75 % der Speicher sind ehemalige Erdöl- und Erdgasfelder und etwa 15 % Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit etwa 90 % der Speicher, nur 10 Prozent sind Kavernenspeicher. Die IGU plant eine Fortsetzung der weltweiten Datenerhebung und erarbeitet derzeit in einer Arbeitsgruppe ein Glossar über gebräuchliche Definitionen, um Begrifflichkeiten im Hinblick auf einen internationalen Vergleich der Kapazität und Leistung von Speichern transparent zu gestalten. Nach Angaben der deutschen Delegation der IGU hat die American Gas Association eine Beteiligung für die Speicher in den USA angeboten.

Ergänzend zu diesem Jahresbericht werden die nationalen Speicherdaten auf der Website des NLFb in einer interaktiven Karte dargestellt: www.nlfb.de/rohstoffe/anwendungsgebiete/BRD-UGS.

Politisches Umfeld, Entwicklungen auf dem Gasmarkt, Ausblick

Die Grundlage für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes wurde mit der Gasdirective im Juni 2003 geschaffen. Im Juli 2005 erfolgte mit dem zweiten Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) die Umsetzung in deutsches Recht. Von den in der Gasdirective möglichen Alternativen hat Deutschland den ver-

handelten Speicherzugang und nicht den regulierten Zugang gewählt.

Weitergehende Regeln für die Speicherbetreiber sind in den »Guidelines for Good Practice for Storage System Operators« (GGPSSO) der ERGEG (European Regulatory Group for Electricity and Gas), die seit April 2005 gelten, niedergelegt. Näheres dazu bietet der Artikel »Quo vadis UGS? – Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertageerdgasspeicher« in dieser Ausgabe.

Der Liberalisierungsprozess im europäischen Gasmarkt wird im Rahmen des »Madrid-Forums« verfolgt. In dem Forum sind Teilnehmer, die Vertreter der Europäischen Kommission, der Mitgliedsländer, der europäischen und nationalen Regulierer, der Energiehändler und der Speicherbetreiber, die sich in der GSE (Gas Storage Europe) zusammengeschlossen haben.

Die Gasspeicherung stellt weiterhin das wesentliche Flexibilitätsinstrument für die Gasversorgung dar. Die politische Ebene sieht in der Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten und dem gerechten und diskriminierungsfreien Zugang zu den Kapazitäten ein Kernelement für die Entwicklung des Gas-zu-Gas-Wettbewerbs in Europa.

Die Speicherbetreiber können eine zunehmende Nachfrage von neuen Händlern nach Speicherdienstleistungen feststellen. An dieser positiven Entwicklung ist zu erkennen, dass die Untertage-Erdgasspeicherung einen wesentlichen Beitrag auf dem Weg zur Liberalisierung des Gasmarktes leistet. Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts werden die Gasnetz- und Elektrizitätsbetreiber künftig einer staatlichen Aufsicht unterliegen. Die Aufsicht hat seit dem Jahr 2005 die Bundesnetzagentur in Bonn übernommen. Dabei werden auch Gasspeicher und ihre Nutzung im Rahmen des Netzzuganges eine Rolle spielen. Welche Speicherdaten dabei durch die Regulierungsbehörde von den Firmen erhoben werden sollen, bleibt abzuwarten und wurde in ersten Sondierungsgesprächen unter Federführung des Arbeitskreises AKK DVGW WEG mit der Bundesnetzagentur diskutiert.

Deutschland besitzt aus geologischer Sicht mit Schwerpunkt auf Norddeutschland günstige Bedingungen für die Einrichtung weiterer Speicher. Im Norden existiert ein hohes Speicherpotenzial sowohl in Erdöl-Erdgas-Lagerstätten und Salzstöcken als auch in begrenztem Umfang in Aquiferen. Auch in den anderen Fördergebieten könnten existierende Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in gewissem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland hängt daher nicht von geologischen Faktoren, sondern von der Entwicklung des Erdgasmarktes ab. Nach allen Prognosen soll der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch weiter ansteigen. Eine aktuelle Prognose von EWI/Prognos im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit zeigt auf, dass auf europäischer Ebene der Erdgasverbrauch der EU-25 bis zum Jahr 2030 um etwa 50 % ansteigen wird. Gleichzeitig soll die Erdgas-

Tabelle 7 **Speichernationen**

Nation	Arbeitsgasvolumen, Mio. m ³	Anzahl Speicherbetriebe
USA	110.485	417
Russia*	90.045	23
Ukraine*	34.065	13
Germany	18.900	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	339.216	636
Angaben für Deutschland per 31. 12. 2004 ergänzt.		
* Staaten der GUS	Quelle: IGU (2003)	

förderung innerhalb Europas deutlich zurückgehen. Dies betrifft auch die Förderung in Deutschland. Der Primärenergieverbrauch in Deutschland wird sich weiter deutlich in Richtung Erdgas verschieben und soll von heute etwa 22 % am Energiemix auf etwa 32 % im Jahr 2030 ansteigen. Die Zunahme des Erdgasaufkommens und Abnahme der heimischen Förderung werden künftig zu einer weiter zunehmenden Bedeutung der Untertage-Erdgasspeicher führen.

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

In den letzten Jahren sind verstärkt neue Themen wie die tiefe Geothermie zur Wärme- und Stromgewinnung sowie Überlegungen zur Speicherung von CO₂ zum Klimaschutz für die Nutzung des tieferen Untergrundes als Themen für die Nutzung des tieferen Untergrundes hinzugekommen. Bei beiden Themen werden die technologischen Erfahrungen der E&P- und der Gasspeicher-Firmen genutzt. Einen wichtigen neuen Aspekt stellen konkurrierende Interessen der Antragsteller und der Betreiber von tiefen Geothermie-Bohrungen und von Speicherbetrieben dar. Eine frühzeitige Begleitung der bergrechtlichen Antragsverfahren durch Genehmigungs- und Fachbehörden (Ministerien, Bergbehörden, Geologische Landesämter) stellt sicher, dass es zu keiner Kollision wirtschaftlicher Interessen oder der bergbaulichen Sicherheit bestehender Gasspeicher kommt, wenn die Betriebe in geografischer und geologischer Nachbar-

schaft liegen. Hierzu betreibt das NLF in Zusammenarbeit mit den Bergbehörden und Staatlichen Geologischen Diensten der Bundesländer ein GIS-gestütztes Datenbanksystem, in dem die Erlaubnisse, Bewilligungen, Lokationen sowie andere Punkt- und Flächendaten über Gasspeicher, KW-Lagerstätten und Informationen über tiefe Geothermie aktuell vorgehalten werden.

Gremienarbeit, Koordinierung UGS (K-UGS)

Die fachlichen und insbesondere die technischen Interessen zur Untertage-Erdgasspeicherung werden in Deutschland in den Gremien Arbeitskreis »Kavernen« (AKK), WEG-Arbeitskreis »Untertagespeicherung« und DVGW-AG »Untertagegasspeicherung« verfolgt.

Zur Verbesserung der Zusammenarbeit und zur Steigerung der Effizienz (Vermeidung von Doppelarbeit, etc.) wurde die Koordinierung UGS (K-UGS) etabliert. Die K-UGS ist ein Zusammenschluss der mit der Untertagegasspeicherung, Solegewinnung und Produktspeicherung befassten obigen Gremien und dient als Forum zum Austausch von Informationen und Erfahrungen im Zusammenhang mit der technischen Betriebsführung bei Bau und Betrieb von Untertagegasspeichern, von Solegewinnungsanlagen und von Produktspeichern in Kavernen.

Positive Ergebnisse der Zusammenarbeit im K-UGS dokumentieren sich im Erfahrungsaustausch, in einheitlichen Stellungnahmen zu Gesetzes- und Verordnungsentwürfen und deren Akzeptanz und in der gemeinsamen erfolgreichen Bearbeitung vielfältiger technischer UGS-Problemstellungen in Arbeitsgruppen.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Abbildung 1 und Tabelle 8 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2004 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Die Bundesrepublik Deutschland ist derzeit mit rd. 97 % von Mineralölimporten abhängig. Die Speicher dienen, neben oberirdischen Lagerbehältern, der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe (ErdölBeVG von 1998: Berechnung der Vorratspflicht für 90 Tage gemäß §3).

Nach dem Bericht des Erdölbevorratungsverbandes (EBV 2004), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die nationale Institution zur Krisenbevorratung darstellt, lag die Vorratsmenge im Geschäftsjahr 2003/2004 (Stichtag 1.4.2004) mit 23,2 Mio. t etwa 5 % über der derzeitigen Vorratspflichtmenge von 22,1 Mio. t an Rohöl und Mineralölprodukten in den drei Erzeugnis-klassen, Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle. Die Reserven stehen im Eigentum des EBV. Mitglieder des EBV sind alle Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen. Eine Bundesrohölreserve existiert nicht mehr. Sie wurde nach einem Beschluss der Bundesregierung 1997 nach und nach verkauft, die letzte Tranche im Herbst 2001.

Die nationale Rohölbevorratung hat nach den Auswirkungen der Hurrikans »Katrina« auf die amerikanische Golfküste der USA im September 2005 eine besondere Bedeu-

Tabelle 8 Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe, m	Anz. d. 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	5/3	Rohöl / 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. 2004;	Quelle: Betreiberfirmen

tung erlangt. Die Mitgliedsstaaten der IEA (Internationale Energie-Agentur) sagten nach einem Hilferuf der US-Regierung und einem Antrag der USA bei der IEA die Freigabe von 60 Mio. Barrel (rd. 9 Mio. t) für einen Zeitraum von 30 Tagen zu. Damit reagierte die Staatengemeinschaft auf die Preisexplosion bei Öl und Benzin in Folge des Hurrikans »Katrina«. Er und der 14 Tage folgende Hurrikan »Rita« hatten die amerikanische Ölförderung im Golf von Mexiko und die petrochemische Industrie in der Region schwer getroffen. In der Folge kam es zu Versorgungsengpässen in den USA und massiven Preissteigerungen an den internationalen Öl- und Benzinmärkten. Zum letzten Mal gaben die Staaten ihre Reserven im Golfkrieg von 1991 frei. Nach Presseberichten des EBV über den die Hilfslieferungen abgewickelt wurden, sollte der deutsche Anteil von rd. 475.000 t Rohöläquivalent (entspr. 445.000 t Mineralölprodukten) in vier gleichen Wochentranchen seinen Mitgliedern zu Marktpreisen angeboten werden.

Der Verfasser dankt Herrn Joachim Wallbrecht, BEB für seine Mitarbeit bei den Abschnitten »Politisches Umfeld« und »Gremien«.

Literatur/Links

- American Gas Association (2004): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 2004. Arlington.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, EWI/Prognos-Studie, Kurzfassung.
- Cornot-Gandolphe, S. (1995): Underground Gas Storage in the World. Cedigaz, Rueil-Malmaison.
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2005): Primärenergieverbrauch in Deutschland von hohen Energiepreisteigerungen und konjunktureller Belebung geprägt. Wochenbericht 7/05; Berlin. www.diw.de
- Economic Commission for Europe (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996–1999. United Nations, Geneva.
- Erdölbevorratungsverband (EBV) (2004): Geschäftsbericht 2003/2004. 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.
- 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.
- Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) (2005): Jahresbericht 2004. Hannover. www.erdoel-erdgas.de.

