

Untertage-Gasspeicherung in Deutschland

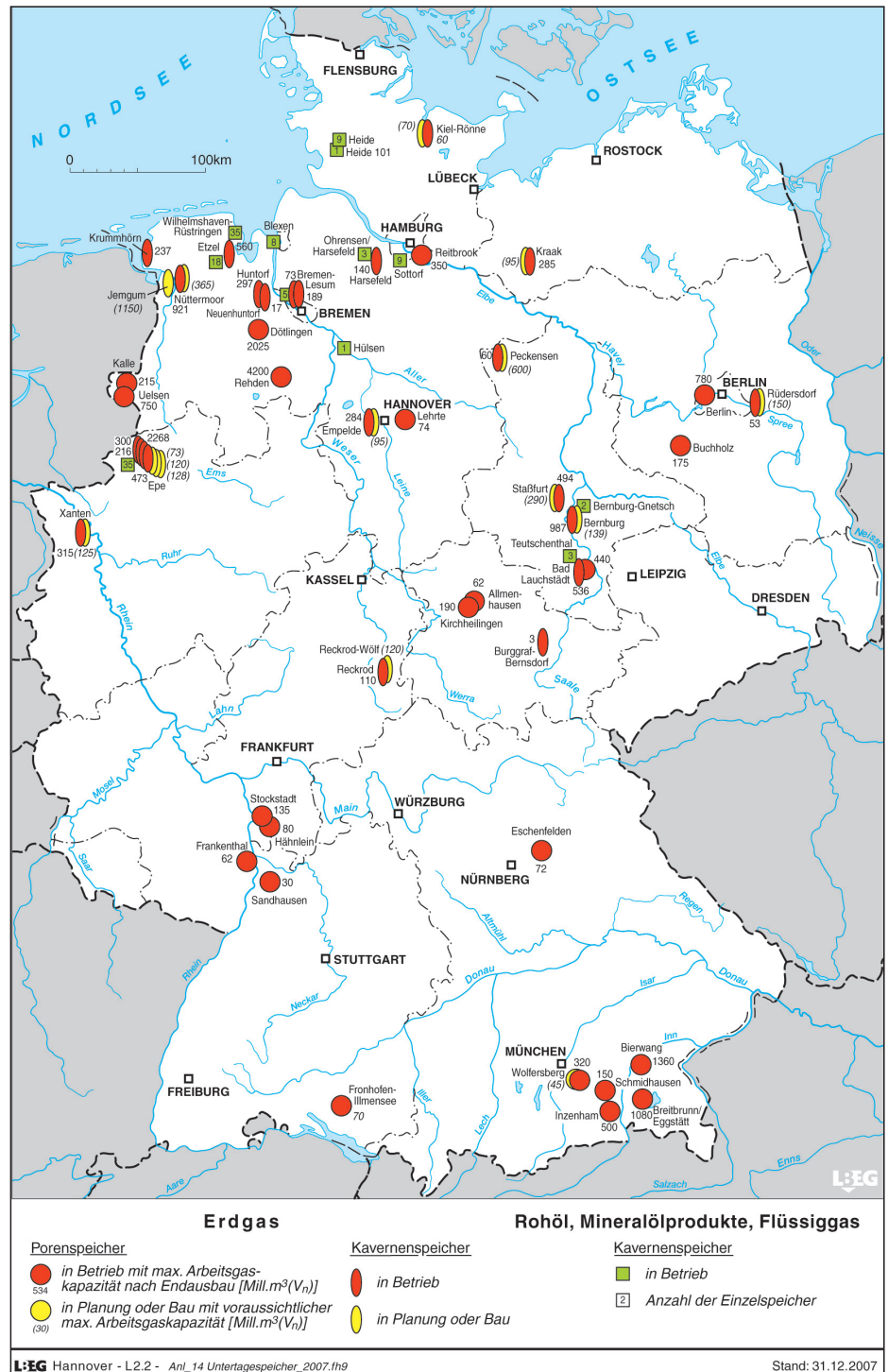
Underground Gas Storage in Germany

Von R. SEDLACEK*

Einführung

Die Untertage-Speicherung in Deutschland zeigt seit Jahren durch die Einrichtung neuer und Erweiterung bestehender Speicher einen Aufwärtstrend. Diese Entwicklung erfährt derzeit einen besonderen Energieschub.

Das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie – Bergbehörde für die Länder Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein und Geologischer Dienst für Niedersachsen – berichtet an dieser Stelle jährlich über den Stand der Untertage-Gasspeicherung sowie über die Speicherung von Rohöl und Mineralölprodukten in Deutschland. Die Anfragen beim LBEG zu Informationen über Speicher, Kenndaten und Betreiber und zukünftige Projekte haben zugenommen. Die Kunden stammen nicht nur aus dem technischen Bereich und der Presse, sondern auch aus der Bank- und Investmentbranche. Vor dem Hintergrund zunehmender Erdgasimporte in Deutschland sowie der Perspektive, dass diese in den nächsten Jahrzehnten speziell aus dem russischen Raum zunehmen werden, übernehmen Speicher eine tragende Rolle in der Gaswirtschaft und Energiepolitik. Untertage-Erdgasspeicher sind Garanten für eine sichere Erdgasversorgung. Ihre Bedeutung und Wertschätzung steht inzwischen auch in der Wahrnehmung durch die Bevölkerung in exponierter Position, weil die strategische Bedeutung von Speichern mit einer Zunahme der Importabhängigkeit wächst. Presse, Funk und Fernsehen berichten regelmäßig zum Thema Erdgasversorgung, Speicherung sowie den Bau der geplanten Ostseepipeline »Nord Stream«. Das Thema Krisenvorratung von Erdgas war im Rahmen der Georgienkrise auf der Tagesordnung. Die Untertage-Gasspeicherung nutzt seit Jahrzehnten moderne Technologien, die auch bei der umweltpolitisch motivierten Lagerung von CO₂ im tieferen Untergrund eingesetzt werden sollen. Erste Großprojekte sind in Planung. Eine CCS (Carbon Capture and



* Dipl.-Ing. Robert Sedlacek, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Referat L2.2 »Energiewirtschaft Erdöl und Erdgas, Bergbauberechtigungen«, Hannover, E-mail: Robert.Sedlacek@lbeg.niedersachsen.de

Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

Storage)-Richtlinie der EU-Kommission ist in der Endphase und soll in nationales Recht umgesetzt werden. Betrachtet man den »Annex« der EU-Richtlinie, der eine Art Pflichtenheft der Disziplinen für eine sichere Speicherung von CO₂ darstellt, findet man alle Technologien, die in der Untertagespeicherung eingesetzt werden. Exploration, Bohrentechnik, Geomodellierung, Simulation und Monitoring. Die Erfahrungen der Erdöl/ Erdgas- und Speicherbranche werden im Falle einer Realisierung von CCS-Projekten in industriellem Maßstab zu nutzen und durch Forschung und Entwicklung, die auf spezielle Aspekte der CO₂-Deponierung fokussiert sind, zu erweitern sein.

Dieser Artikel steht nach seinem Erscheinen auch als download auf der Website des LBEG www.lbeg.niedersachsen.de in den Pfaden Produkte und Projekte, Publikationen, Untertage-Gasspeicherung.

Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die sichere Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland – über 80 % des Gasverbrauches werden importiert – wird u. a. durch Untertage-Erdgasspeicher gewährleistet (Tab. 1). Sie gleichen tages- und jahreszeitliche Verbrauchsspitzen aus. Die klassische Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher

wird zunehmend durch eine strategische Bedeutung bei der Energieversorgung ergänzt. Auch der Einsatz zur Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise gewinnt an Bedeutung, d. h. auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme stattfinden. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang nach oben oder unten möglich. Die Importmengen für Erdgas werden vertraglich fixiert, d. h. sie sind nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die entscheidende und unzuverlässig prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Es gibt sowohl Extremwinter, wie zum Jahreswechsel 1995/1996 und milde Winter, wie die beiden vergangenen. Erdgasspeicher haben in beiden Fällen den Bedarf zuverlässig gepuffert und sowohl Grundlast als auch die tageszeitlichen Verbrauchsspitzen ausgeglichen. Haushalte und Kleinverbraucher sowie Großverbraucher (Industrie) sind die Hauptverursacher von Verbrauchsspitzen. Im Versorgungsgebiet von Hannover kann z. B. der Winterverbrauch an Erdgas 15-mal so hoch sein wie im Sommer. Bei ständig steigendem Importanteil nehmen auch die Abhängigkeit von Lieferländern und die Bedeutung der Gasspeicherung zu. Erdgas aus Russland, das künftig auch über die Ostseepipeline und Deutschland nach West-Europa gelangen soll, wird dabei künftig eine immer dominantere Rolle spielen.

Deutschland verfügt im Norden des Landes über günstige Bedingungen für die Einrichtung großer Speicher. Als Speichertypen sind entweder Poren- oder Kavernenspeicher im Einsatz. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung und reagieren durch die natürlichen Fließwege im Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen der Förderraten als Kavernenspeicher. Letztere sind eher mit unterirdischen Druckbehältern vergleichbar. Kavernenspeicher sind daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Unter günstigen Bedingungen können Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen Förderraten erreichen, die ähnlich hoch sind wie Raten aus Kavernenspeichern.

Das Gesamtvolumen der Speicher ist die Summe aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen. Als Kissengas bezeichnet man die verbleibende Restgasmenge in einem Gasspeicher, die den Mindestdruck aufrechterhalten soll. Weitere Speicherbegriffe findet man in einem »Glossar« der Internationalen Gas Union [Wallbrecht et al 2006].

Ein hoher Kissengasanteil ermöglicht eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate) über einen langen Zeitraum. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Kissengas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und die nationale Energieversorgung.

Tabelle 1 Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland

Bezugsland	Anteil in %	
	2006	2007
Deutschland	18	18
Niederlande	18	17
Norwegen	26	25
Russland	34	36
Dänemark/Großbritannien	4	4
nach WEG (2008)		

Tabelle 2 Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland

Energieträger	Anteile in %	
	2006	2005
Mineralöl	35,7	36,1
Erdgas	22,8	22,7
Steinkohle	13,0	12,9
Braunkohle	10,9	11,2
Kernenergie	12,6	12,4
Wasser- und Windkraft	1,3	1,2
Sonstige	4,2	3,7
nach DIW (2007)		

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

Einheit	Jahr		Veränderung 2006/07 in %
	2006	2007	
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh	182	166	-8,6
Einfuhr, Mrd. kWh	1.008	929	-8
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh	1.189	1.095	-8
Ausfuhr, Mrd. kWh	162	162	0,0
Speichersaldo, Mrd. kWh	-17	26	-
Verbrauch, Mrd. kWh	1.011	960	-5
Primärenergieverbrauch von Erdgas, Mio. t. SKE	112,1	106,4	-5
Inländische Erdgasförderung ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	18,6	17,0	-8,6
Erdgasaufkommen ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	121,7	112,1	-8
Verbrauch ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	103,5	98,3	-5
nach AGEB und WEG (2008)			
¹⁾ Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2008). Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z. B. in kWh 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 (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.			

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch¹⁾

Der jährliche Bericht in der AG Energiebilanzen (AGEB) wird seit diesem Jahr nicht mehr über das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), sondern direkt über die AGEB veröffentlicht. Der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland lag auf Grund der milden Witterung und der höheren Energiepreise um etwa 5 % niedriger als im Vorjahr [AGEB 2008].

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 2 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Anders als in den letzten Jahren sank der Anteil am PEV gegenüber dem Vorjahr, und zwar um 0,1 %. Das Erdgasaufkommen in Deutschland ging aus den oben genannten Gründen um 8 % zurück und betrug 112,1 Mrd. m³(V_n) (rechnerischer Wert des LBEG mit 9,77 kWh/m³(V_n) auf Basis von AGEB 2008), davon 17 Mrd. m³(V_n) aus heimischer Förderung. Der tatsächliche Gasverbrauch ging um 5 % ebenfalls zurück und betrug etwa 98 Mrd. m³(V_n). Tabelle 3 zeigt die statistischen Angaben der AGEB für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland.

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2007

(Stichtag: 31. Dezember 2007)

Die folgenden Speicherdaten basieren auf der Grundlage einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Die Daten werden auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums »Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland« (www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen) verwendet. Die statistischen und beschreibenden Angaben zu den Speichern dienen Firmen, dem BMWi, BDEW, WEG, der Bundesnetzagentur sowie weiteren Nutzern in Wirtschaft und Politik als Nachweis- und Informationsquelle. Die Datenerhebung geht u. a. auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Aufgrund der Entwicklung auf dem Speichermarkt verzeichnet das LBEG seit Jahren eine steigende Nachfrage nach Daten der in Deutschland tätigen Speicherfirmen und geplanten Projekten.

Die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe zeigt Abb. 1. Porenspeicher werden überwiegend durch ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten in

¹⁾ alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als »Reingas« oder »Groningen-Brennwert« bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

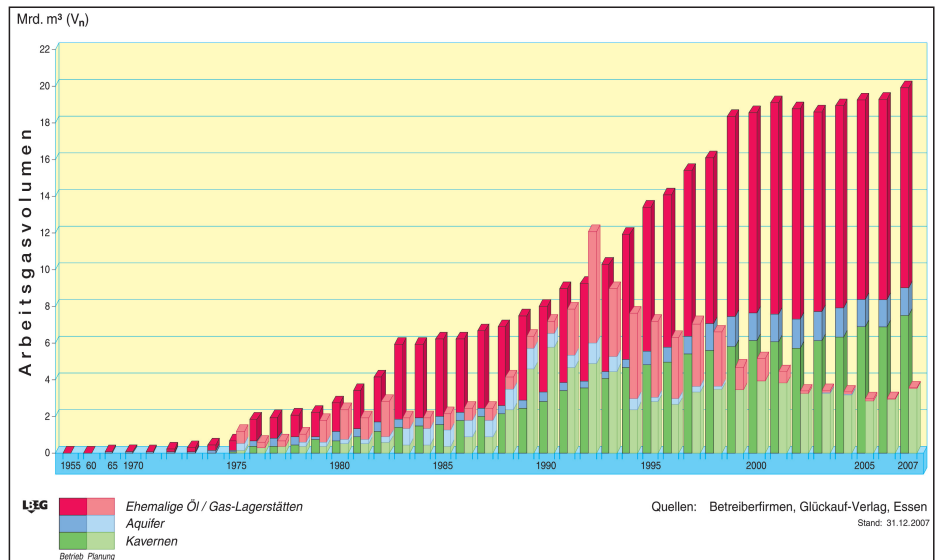


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland dargestellt. Speicherhorizonte sind vorwiegend poröse Sandstein-Formationen. Aquiferspeicher spielen eine untergeordnete Rolle, haben aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine hohe Bedeutung.

Der Bau von Kavernenspeichern erfolgt durch einen bergmännischen »Solprozess« und ist nur dort realisierbar, wo mächtige Salinare vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist daher aus geologischen Gründen auf den Norden Deutschlands beschränkt; der südlichste Kavernenspeicher liegt etwa auf der Höhe von Fulda. In bevorzugter Lage sind Standorte in Küstennähe, die eine Soleentsorgung ins Meer ermöglichen.

Tabelle 4 zeigt eine Zusammenfassung der Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 19,9 Mrd. m³(V_n) und hat sich damit weiter erhöht (Vorjahr: 19,1 Mrd.) Bei den Poren-

speichern erfolgte keine wesentliche Änderung der Zahlenangaben. Bei den Kavernenspeichern stieg der Arbeitsgaswert um etwa 10 % oder 0,8 Mrd. m³(V_n) gegenüber dem Vorjahr, welches auf die Erweiterung bestehender Speicher durch Inbetriebnahme weiterer Kavernen sowie durch neue Speicherprojekte zurück geht. Das »Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau« ist gegenüber 2007 folglich ebenfalls gestiegen, und zwar um 0,9 Mrd. m³(V_n). Etwa zwei Drittel des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und ein Drittel in Kavernenspeichern verfügbar. Zusätzlich werden 3,6 Mrd. m³(V_n) auf der Grundlage bergrechtlicher Betriebspläne mit dem Schwerpunkt auf Kavernenspeichern geplant oder sind im Bau. Bei Realisierung aller Vorhaben (Tab. 5 und 6) wird künftig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 25,6 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein.

Weitere Projekte sind in der Evaluierung, Explorationsphase oder in Bauvorbereitung, wobei die genauen Arbeitsgaszahlen noch nicht feststehen (Informationen siehe in diesem Artikel weiter unten).

Die Tabellen 5 und 6 zeigen die spezifischen Daten für Gasspeicher in Deutschland, die in

Tabelle 4 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m ³ (V _n)	12,4	7,5	19,9
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« ^(A)	13,1	8,9	22,0
Plateau-Entnahmerate, Mio. m ³ (V _n)/d	192,1	278,0	470,1
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	65	27	42
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	23	46
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« ^(B) , Mrd. m ³ (V _n)	0,05	3,5	3,6
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	1	14	15
Summe Arbeitsgas (A + B), Mrd. m ³ (V _n)	13,2	12,4	25,6

* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas/Plateau-Entnahmerate).
Stand: 31. 12. 2007

Tabelle 5 Erdgas-Porenspeicher

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufem	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-nahmerate 1.000 m ³ /h
In Betrieb								
Allmenhausen	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750–1.000	Buntsandstein	1.085	780	780	250
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	2.457	1.360	1.360	1.200
Breitbrunn/ Eggstätt	RWE Dea AG, MEEG* E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	1.080	1.080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570–610	Buntsandstein	234	175	175	180
Döttingen	EMPG* für BEB Erdgas und Erdöl GmbH und EMGSG	ehem. Gasfeld	2.650	Buntsandstein	4.058	1.620	2.025	840
Eschenfelden	E.ON Gas Storage GmbH, N-ergie Aktiengesellschaft	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I+II	290	62	62	100
Fronhofen- Illmensee	GdF Erdgasspeicher GmbH* für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1.750–1.800	Muschelkalk	153	36	70	75
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	RWE Dea AG für E.ON Gas Storage	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	215	215	400
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	250	190	190	125
Lehrte	E.ON Avacon AG	ehem. Ölfeld	1.000–1.150	Dogger (Cornbrash)	120	35	74	50
Rehden	Wintershall Holding AG, WINGAS GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	7.000	4.200	4.200	2.400
Reitbrook	GdF Erdgasspeicher GmbH u. MEEG für E.ON Hanse AG	ehem. Ölfeld	640–725	Oberkreide	530	350	350	350
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH für Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	GdF Erdgasspeicher GmbH für Stadtwerke München	ehem. Gasfeld	1.000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	ehem. Gasfeld	1.500	Buntsandstein	1.220	520	750	245
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	538	320	320	210
Summe (in Betrieb)					23.522	12.411	13.120	8.005
In Planung oder Bau								
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	45	–	45	–
Summe (Planung/Bau)					45	–	45	–
* MEEG – Mobil Erdgas-Erdöl GmbH; EMPG – ExxonMobil Production Germany GmbH; EMGSG – ExxonMobil Gas Storage GmbH GdF Erdgasspeicher GmbH – Gaz de France Erdgasspeicher GmbH ¹⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen								
						Stand 31. 12. 2007; Quelle: Betreiberfirmen		

Tabelle 6 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 2	816	536	536	1.020 ²⁾
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	32	500–700	Zechstein 2	1.284	987	987	1.458
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	90	73	73	160
Bremen-Lesum	EMPG für MEEG	2	1.300–1.780	Zechstein	254	177	189	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	175	138	284	300
Epe	NUON Epe Gasspeicher GmbH	4	1.100–1.420	Zechstein 1	285	216	216	250
Epe	E.ON Gas Storage GmbH	34	1.090–1.420	Zechstein 1	2.226	1.761	2.268	2.450
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	625	473	473	520
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	5	1.081–1.303	Zechstein	375	300	300	400
Etzel	IVG Kavernen GmbH	9	900–1.100	Zechstein 2	841	560	560	1.310
Harselfeld	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	1.150–1.450	Zechstein	186	130	140	300
Huntorf	EWE AG	6	650–1.400	Zechstein	406	297	297	150
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2	1.250–1.600	Rotliegend	100	60	60	100
Kraak	E.ON Hanse AG	3	900–1.100	Zechstein	215	190	285	440
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	1.500–1.800	Zechstein 2	73	51	237	100
Neuenhuntorf	EWE AG	1	750–1.000	Zechstein	33	17	17	100
Nütermoor	EWE AG	16	950–1.300	Zechstein	1.233	921	921	1.300
Peckensen	GdF Gasspeicher GmbH	1	1.300–1.450	Zechstein	105	60	60	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	3	800–1.100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	EWE AG	1	900–1.200	Zechstein	66	53	53	70
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WWE Netzservice GmbH	4	400–1.130	Zechstein	243	204	494	250
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1.000	Zechstein	220	190	315	280
Summe (in Betrieb)		169			10.022	7.507	8.878	11.583
In Planung und Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	3	500–700	Zechstein 2	183	–	139	–
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1.300–1.800	Zechstein 2	122	–	95	–
Epe	ENECO store GmbH	2	1.100–1.400	Zechstein	200	–	120	–
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	1	1.335	Zechstein	94	–	73	–
Epe	Trianel Gasspeicher mbH & Co. KG	3	1.184–1.507	Zechstein 1	161	–	128	–
Jemgum	Wingas GmbH & Co. KG	18	1.000–1.600	Zechstein	1.750	–	1.150	–
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1.250–1.600	Rotliegend	117	–	70	–
Kraak	E.ON Hanse AG	1	1.350–1.550	Zechstein	110	–	95	–
Nütermoor	EWE AG	5	950–1.300	Zechstein	564	–	365	–
Peckensen	GdF Erdgasspeicher GmbH	10	1.100–1.400	Zechstein	1.050	–	600	–
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding AG	2	700–900	Zechstein 1	150	–	120	–
Rüdersdorf	EWE AG	2	900–1.200	Zechstein	186	–	150	–
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WWE Netzservice GmbH	4	850–1.150	Zechstein	380	–	290	–
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	5	1.000	Zechstein	150	–	125	–
Summe (Planung/Bau)		58			5.217	–	3.520	–
¹⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen; ²⁾ Maximalrate für Gesamtspeicher Bad Lauchstädt Stand 31. 12. 2007; Quelle: Betreiberfirmen								

Betrieb oder in Planung/im Bau sind. Grundsätzlich sind in den Tabellen alle Speicher aufgeführt für die ein Betriebsplanantrag bei den Genehmigungsbehörden vorliegt. Speicher, die angedacht sind, d. h. für die erst Erkundungen oder Machbarkeitsstudien erfolgen sollen, sind im folgenden Kapitel berücksichtigt. In einigen Fällen liegen hierzu Berichte der Firmen, der Behörden oder der Presse vor.

Beim Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 5 und 6 sind zwei Werte aufgeführt: Das »maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen« stellt das Volumen dar, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen technisch installiert und verfügbar ist. Dieser Wert weicht bei den Speichern in Betrieb vom »Arbeitsgasvolumen nach Endausbau« immer dann ab, wenn ein neuer Speicher in der

Aufbau(befüllungs)phase ist 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 nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle

Eigentümer oder Konsortialpartner genannt. Die Namen der Betreiberfirmen entsprechen dem Stand 31. 12. 2007.

Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955 (Aquiferspeicher Engelbostel, inzwischen aufgegeben). Die historische Entwicklung zeigt bis Anfang der 1990er Jahre ein steil ansteigendes Arbeitsgasvolumen – einige Großprojekte wurden seitdem weitestgehend abgeschlossen – und aktuell einen weiter steigenden Trend.

Zu einigen Projekten existieren ergänzende nachfolgende Angaben der Betreiber, der Landesbehörden oder Presseberichte:

Porenspeicher

Im Aquiferspeicher **Berlin** wurde Anfang 2008 eine 3D-Seismik durchgeführt. Aufgrund der Lage im Stadtgebiet sowie Wald- und Seeflächen galten besondere Anforderungen für die Planung, Durchführung und Interpretation der Messungen.

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. Der Porenspeicher kann eine Maximalrate von 238.000 m³/h darstellen. Die abnehmende Ausspeicherrate kann zeitweise vom Kavernenspeicher kompensiert werden.

Für **Breitbrunn-Eggstätt** ist eine Erweiterung angedacht. Im Sommer 2008 haben geophysikalische Messungen (3D-Seismik) begonnen. Die Messfläche beinhaltet auch den nördlichen Teil des Chiemsees und beträgt insgesamt rund 400 km².

Die Erweiterung von **Woltersberg** soll im Jahr 2009 realisiert werden.

Für weitere Porenspeicher in Nord- und Süddeutschland laufen Machbarkeitsstudien bzw. Explorationsarbeiten und Voruntersuchungen. So wurde z. B. in **Anzing**, eine ehemalige Gaslagerstätte in Bayern, eine Speichererkundungsbohrung (Anzing S 101) durchgeführt.

Kavernenspeicher

Die bestehenden drei Kavernen in **Empelde** sollen bis 2008 nachgesolt werden, die vierte Kaverne befindet sich im Solprozess, wobei die Sole seit 2005 in das Salzbergwerk Bergmannsseggen-Hugo eingeleitet wird. Der Speicher soll um drei weitere Kavernen erweitert werden und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgasvolumen umschlagen können. Eine Bekanntmachung gemäß BBergG § 126 ist im Sommer 2008 erfolgt. Noch in 2008 sollen die Vorbereitungen für den Bau der drei neuen Kavernen und den dazu gehörenden gastechnischen Betriebseinrichtungen beginnen und der nach Bundesberggesetz erforderliche Rahmenbetriebsplan beim Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie eingereicht werden. Das Konzept für die Erweiterung sieht vor, zeitlich nacheinander jeweils eine neue Kaverne zu solen und parallel dazu

eine alte Kaverne zu sanieren und zu vergrößern. Diese Maßnahmen sollen bis Ende 2018 abgeschlossen sein. Für das Aussolen der neuen und Nachsolen der alten Kavernen werden die vorhandenen Solanlagen und Fernleitungen weiter genutzt. Die anfallende Sole wird ebenfalls in das Grubengebäude der K+SE GmbH in Sehnde/Lehrte eingeleitet. Durch Ablenkung der Bohrungen werden die neuen Kavernen in einer Tiefe von circa 1.300 bis 1.700 m erstellt, d. h. über den Kavernen finden obertägig keine Veränderungen oder Beeinflussungen statt. Am Standort **Epe**, der größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind sechs Unternehmen für Betrieb oder Planung und Bau von Kavernen angesiedelt. Die Nuon Epe Gasspeicher GmbH hat hier im Jahr 2007 vier Kavernen in Betrieb genommen. Nach Angaben von Nuon sind drei weitere Kavernen geplant. Die Trianel Gasspeicher Gesellschaft plant, ihren Speicher im 4. Quartal 2008 in Betrieb zu nehmen.

Das seit Jahren in der Berichterstattung des LBEG unter »in Planung« geführte Projekt **Jemgum/Holtgast** der Wintershall AG wird nunmehr durch die WINGAS GmbH & Co. KG als eigenständiges Speicherprojekt **Jemgum** fortgeführt. Der Rahmenbetriebsplan wurde zugelassen. In einer ersten Ausbaustufe sollen zunächst 18 Kavernen errichtet werden. Die EWE AG plant die Solung von weiteren 15 Kavernen in drei Ausbaustufen von jeweils fünf Kavernen. WINGAS und EWE wollen den Bau (Solbetrieb) ihrer beiden Speicher gemeinsam durchführen und verfügen über einen gemeinsam eingereichten und vom LBEG genehmigten Rahmenbetriebsplan. Die gemeinsamen Betriebseinrichtungen umfassen z. B. die Wasserentnahme und Soleeinleitbauwerke, Wasserleitung, Pumpenstation, Soletransportleitung und die Energieversorgung. Es ist geplant, Kavernen mit einem geometrischen Volumen von max. 750.000 m³ zu errichten. Nach Fertigstellung ab 2011 sollen beide Speicher unabhängig voneinander betrieben werden. Das Projekt der EWE wurde im Rahmen der Berichterstattung für das Jahr 2007 (Stichtag 31. 12. 2007) noch nicht gemeldet und ist als Zahlenwert (geschätzte 1 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen) daher in der Tabelle noch nicht berücksichtigt.

Weiterhin plant E.ON Gas Storage GmbH als drittes Projekt auf dem Salzstock **Jemgum** einen Untergrundspeicher mit zunächst 20 Kavernen (in zwei Ausbaustufen) zur Speicherung von Erdgas anzulegen. Im Falle einer Realisierung aller 20 Kavernen könnte aus LBEG-Sicht ein geschätztes Arbeitsgasvolumen von über 1 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein. Der Standort Jemgum wird damit künftig erheblich zum weiteren Anstieg des Arbeitsgasvolumens in Deutschland beitragen. Nach Abschluss aller drei Teilprojekte könnten dort künftig weitere 3 bis 3,5 Mrd. m³(V_n) an Arbeitsgas bereit stehen. Der Salzstock Jemgum verfügt über Potenzial für die Solung weiterer Kavernen,

das durch Standortuntersuchungen konkretisiert werden müsste.

In **Kiel-Rönne** läuft der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig seit Anfang 2007 und soll das Zielvolumen im Zeitraum 2013/2014 erreichen.

Im Speicher **Kraak** wurde im Sommer 2007 die dritte Kaverne (K103) in Betrieb genommen. Eine vierte Kaverne ist im Solbetrieb und eine weitere angedacht [Obst, K., 2008]. Im Speicher **Krummhörn** bezieht sich der Wert für das »Arbeitsgasvolumen nach Endausbau« auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2010.

In **Nütermoor** wurde die Solung der Kavernen K17 und K18 Anfang 2008 beendet. Drei weitere Bohrungen wurden abgeteuft von denen sich zwei im Aussolprozess befinden.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel soll um eine dritte Kaverne erweitert werden. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten sollen Ende 2010 zur Verfügung stehen. Die Planungen für die dritte Kaverne sehen ein Arbeitsgasvolumen von 80 Mio. m³ und eine tägliche Entnahmeleistung von 4 Mio. m³ vor. Kaverne K1 ist seit 2001 in Betrieb, K2 in Solung (Inbetriebnahme in 2009). Nach derzeitiger Planung soll Peckensen auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden.

In **Rüdersdorf** wurde die erste Kaverne (K101) in Betrieb genommen. K102 ist seit 2005 im Solprozess. Die Bohrung K103 wurde abgeteuft.

Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

In **Etzel**, Standort der IVG Kavernen GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen, sollen in den nächsten Jahren weitere Kavernen gebaut werden. Die Erweiterung soll für Dritte, u. a. für E.ON Ruhrgas, erfolgen. Der Standort Etzel bietet aufgrund seiner geografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil: der existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gasnetzwerk sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefseehafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe. Den Kunden der IVG dient die Lagerung von Öl und Gas zur Deckung von Verbrauchsspitzen und Zwischenlagerung von Import-Lieferströmen. Die Rohöllagerung dient mit ihren strategischen Reserven der Versorgungssicherheit. Das damit geschaffene neue Potenzial erfordert einen entsprechenden Ausbau des Transportsystems. Die IVG sieht am Standort Etzel ein geologisches Potenzial von 90 weiteren Kavernen, das auch nach Ansicht des LBEG im Salzstock Etzel geologisch realisierbar wäre. In einem ersten Schritt beabsichtigt die IVG Kavernen GmbH, elf bereits vorhandene Kavernen von Öl auf Gas umzurüsten. Danach sollen bis zum Jahr 2017/2018 etwa 80 Erdgas- und 5–10 Rohölkavernen gesolt werden. Bei 75 Mio. m³(V_n) Arbeits-

gasvolumen je Kaverne wären damit in ca. 10 Jahren weitere 6 Mrd. m³ (V_N) Arbeitsgasvolumen verfügbar. Nach Angaben der IVG existieren ausreichende Solkapazitäten. Die zusätzlichen Rohölkavernen dienen auch der Bedienung von Kunden außerhalb Deutschlands, wobei durch die Nähe zum Seehafenterminal der NWO eine Anbindung an das Tankergeschäft gegeben ist. Der Standort Etzel wird damit eine weiter zunehmende Bedeutung für das nationale Speichergeschäft und den Energiemarkt bekommen.

Bis Ende September 2008 wurden in Etzel 14 neue Bohrungen mit bis zu vier Bohranlagen abgeteuft. Weitere Bohrungen (vier in 2008) sind geplant.

Weitere Speicherprojekte in Norddeutschland hängen unmittelbar mit dem Bau der Ostseepipeline durch das deutsch-russische Konsortium Nord Stream AG vom russischen Wyborg, westlich von Sankt Petersburg, bis in die Nähe von Greifswald zusammen. Die Leitung hat eine große Bedeutung für den Europäischen Erdgasmarkt und neue Standorte für Gasspeicher in Deutschland. Die Arbeiten an dem 900 km langen Landabschnitt in Russland haben Ende 2005 begonnen, der Bau des 1.200 km langen Ostseeabschnitts hängt vom Fortgang der Planungen und Verhandlungen bzgl. der Trassenführung ab. Die Investitionen werden mit etwa 2 Mrd. Euro onshore und über 4 Mrd. Euro offshore angegeben. Einem ersten Leitungsstrang für 27,5 Mrd. m³/a soll ein zweiter Strang für weitere 27,5 Mrd. m³/a Leitungskapazität folgen. Die Gasmenge von 55 Mrd. m³ würde etwa 50 % des gegenwärtigen jährlichen Erdgasverbrauches von Deutschland entsprechen. Mit dem Bau der »Nord Stream« wird eine neue Ära der Versorgung Mittel- und Westeuropas mit russi-

chem Erdgas eingeleitet. Dieses wird die zusätzlichen Untertagespeicherkapazitäten in der beschriebenen erhebliche Größenordnung erfordern und hat zu Untersuchungen von weiteren Speicherstandorten geführt.

Nach Informationen durch den Geologischen Dienst und die Bergbehörde von Mecklenburg-Vorpommern liegt ein Antrag der Oldenburger EWE AG für einen Kavernenspeicher **Moeckow** vor (siehe auch Obst, K., 2008). EWE plant auf der Salzstruktur Moeckow einen Gasspeicher zu errichten. Die erste Bohrung konnte Anfang 2008 erfolgreich beendet werden. Die Größe des geplanten Speichers wurde bisher nicht quantifiziert.

Die ZMB GmbH, eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der GAZPROM Germania GmbH, führt auf der Struktur **Hinrichshagen** in Mecklenburg-Vorpommern Aufsuchungsarbeiten auf der Grundlage eines zugelassenen Hauptbetriebsplanes durch (siehe auch Obst, K., 2008). Zwei von drei geplanten Erkundungsbohrungen sind fertig gestellt. Für Ende 2008 ist eine 3D-Seismik geplant. Nach Pressemeldungen der GAZPROM Germania könnte unter günstigen Bedingungen ein Großspeicher mit einigen Mrd. m³ Gesamtvolumen darstellbar sein. Ein weiteres Objekt ist die Struktur **Schweinrich**. Sie liegt grenzüberschreitend in den Bundesländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern (siehe auch Obst, K., 2008). Die ZMB verfügt über einen von beiden Bergbehörden zugelassenen Hauptbetriebsplan zur Erkundung und Errichtung eines Länder übergreifenden Aquiferspeichers. Die geplanten Aufsuchungsarbeiten sollen vorerst im brandenburgischen Teil stattfinden und sowohl Erkundungsbohrungen als auch seismische Untersuchungen einschließen. Erste Kapazitätsab-

schätzungen der ZMB sollen ergeben haben, dass es möglich wäre, Grundlastspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von mehreren Milliarden Kubikmeter zu errichten.

Ein Projekt, das auch für die Gasversorgung und Speichersituation Deutschlands eine Bedeutung hat, ist der Ausbau der grenznahen ehemaligen Gaslagerstätte **Haidach** bei Salzburg in Österreich zu einem Gasspeicher. Er ist mit dem deutschen Leitungsnetz verbunden und kann somit für den saisonalen Ausgleich in Deutschland, aber auch in Österreich genutzt werden. Das Firmenkonsortium bestehend aus RAG, WINGAS und die GAZPROM export hat den Speicher im Mai 2007 in Betrieb genommen. Er wird derzeit im Rahmen der 2. Ausbaustufe zum zweitgrößten Erdgasspeicher in Europa ausgebaut. Der Ausbau beinhaltet eine Erweiterung des Arbeitsgasvolumens von 1,2 Mrd. m³ auf 2,4 Mrd. m³ und eine Ein- und Auspeiseleistung von 500.000 m³/h auf 1.000.000 m³/h. Die Fertigstellung ist für April 2011 geplant.

Deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit rund 334 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in etwa 610 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 7). Von diesen Speichern befinden sich etwa 25 % in Europa und 70 % in den USA; allerdings stellen die europäischen Speicher etwa 60 % und die nordamerikanischen Speicher etwa 35 % des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist in der EU die größte und nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit die viertgrößte Speichernation gemessen am Arbeitsgasvolumen. In der Welt dominieren mit etwa 80 % die Speicher

Tabelle 7 Erdgasspeicher in der Welt

Nation	Arbeitsgasvolumen, Mio. m ³	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen, Mio. m ³	Anzahl Speicherbetriebe
USA	100.846	385	Poland	1.556	6
Russia*	93.533	22	Romania	2.300	5
Ukraine*	31.880	13	Japan	542	4
Germany¹⁾	19.918	46	Azerbaijan*	1.350	2
Italy	17.415	10	Australia	934	4
Canada	14.820	49	Denmark	820	2
France	11.643	15	Belarus*	750	2
Netherlands	5.000	3	Belgium	550	1
Uzbekistan*	4.600	3	China	600	1
Kazakhstan*	4.203	3	Bulgaria	500	1
Hungary	3.610	5	Croatia	558	1
United Kingdom	3.267	4	Armenia*	110	1
Czech Republic	2.891	8	Ireland	210	1
Austria	2.820	4	Argentina	200	2
Slovakia	2.198	2	Kyrgyzstan*	60	1
Latvia	2.300	1	Schweden	9	1
Spain	1.981	2			
			Summe	333.974	610

Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2007 ergänzt. Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas »in Betrieb«.

* Staaten der GUS

Quelle: IGU (2006)

in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 15 % sind Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit weltweit etwa 96 % der Speicher im Vergleich zu den nur 4 % der Kavernenspeicher.

Eine Arbeitsgruppe der IGU (Basic UGS Activities, Chairman: Joachim Wallbrecht, BEB) hat ihren letzten Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt auf der 23. Welt Gas Konferenz in Amsterdam im Jahr 2006 vorgelegt. Die UGS Data Bank und die Visualisierung in der aktualisierten Fassung wurden im Rahmen des Welt-Gas-Kongresses ebenfalls vorgestellt. Neben den statistischen Daten und GIS-gestützten Standortkarten wurden ein Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten veröffentlicht. Datenbasis und Visualisierung sind in metrischen und englischen Einheiten verfügbar. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen Speicher wurde eine umfassendere Datenbasis entwickelt. Bericht, Datenbank und das Glossar sind über die folgende IGU-Website zugänglich: <http://www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm>. Die IGU arbeitet aktuell an einer Aktualisierung der Daten, die im Jahr 2009 abgeschlossen sein soll.

Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung

Im Koordinierungsausschuss UGS (K-UGS) haben sich die Gremien Arbeitskreis Kavernen (AKK), DVGW-AG »Untertagegasspeicherung« und der WEG-Arbeitskreis »Untertagegasspeicherung« zu einem technischen Know-how-Träger für die Erdgasspeicherung in Deutschland zusammengeschlossen. Der K-UGS dient als Forum zum Austausch von Informationen und Erfahrungen im Zusammenhang mit der technischen Betriebsführung beim Bau und Betrieb von Untertagegasspeichern, von Solegewinnungsanlagen und von Produktspeichern in Kavernen.

Ziel ist ein regelmäßiger Erfahrungsaustausch, einheitliche Stellungnahmen zu Gesetzes- und Verordnungsentwürfen und deren Akzeptanz sowie die gemeinsame Bearbeitung vielfältiger technischer Problemstellungen der Speicherung. Die Geschäftsstelle inkl. der Organisation der halbjährigen Treffen der K-UGS-Mitglieder wird vom WEG in Hannover wahrgenommen. Eine Präzisierung von Aufgaben und Zielen und der Organisation des K-UGS zur verbesserten Vertretung der technisch/wirtschaftlichen Interessen der Speicherbetreiber ist z. Z. in Vorbereitung.

Die Grundlage für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes wurde mit der Gasdirektive im Juni 2003 geschaffen. Im Juli 2005 erfolgte mit dem zweiten Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) die Umsetzung in deutsches Recht. Von den in der Gasdirektive mögli-

chen Alternativen hat Deutschland den verhandelten Speicherzugang (nTPA) und nicht den regulierten Zugang (rTPA) gewählt. Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts unterliegen die Gasnetzbetreiber einer staatlichen Aufsicht, die seit dem Jahr 2005 durch die Bundesnetzagentur in Bonn wahrgenommen wird. Dabei spielen auch Gasspeicher und ihre Nutzung im Rahmen des Netzzuganges eine Rolle. Die Bundesnetzagentur hat ihren aktuellen Monitoring-Bericht für das Jahr 2007 vorgelegt. Für die Gasspeicherung ist insbesondere Kapitel 6.2ff von Interesse (Link siehe Literaturverzeichnis).

Auf Europäischer Ebene haben sich Speicherbetreiber in der Gas Storage Europe (GSE) organisiert. Sie ist ein Zweig der Gas Infrastructure Europe (GIE), einem Zusammenschluss von Netz-, LNG-Terminal- und Speicher-Betreibern. Die GSE nimmt u. a. die Interessen der Speicherbetreiber gegenüber der Europäischen Kommission wahr. Zurzeit sind in der GSE 31 Betreiber mit rd. 110 Speichern organisiert, die ca. 85 % der gesamten Speicherkapazität in Europa darstellen. Die GSE möchte eine konstruktive Rolle im Europäischen Erdgaswettbewerb spielen und sich an der Erstellung von gesetzlichen Regelwerken beteiligen.

Auf Grund der Entwicklung des Gasbedarfes in West-Europa, einhergehend mit einer sinkenden Gasproduktion, wird mit einem steigenden Speicherbedarf in Europa gerechnet. Zahlreiche Projekte sind in Planung oder Bau, wie auch aus der Auflistung geplanter Projekte der GSE, die insgesamt ein Arbeitsgasvolumen von 45 Mrd. m³ aufweisen, zu entnehmen ist (www.gie.eu.com). Eine zusammenfassende Bewertung von Aufkommen und Bedarf für Erdgas sowie die Bedeutung von LNG und infrastrukturelle Entwicklungen für Transport von Erdgas in Europa finden sich bei Ulbrich (2005).

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. Der Liberalisierungsprozess im europäischen Gasmarkt wird im Rahmen des »Madrid-Forums« verfolgt. An dem Forum nehmen die Vertreter der Europäischen Kommission, der Mitgliedsländer, der europäischen und nationalen Regulierer, der Energiehändler und der Speicherbetreiber teil, die sich in der GSE zusammengeschlossen haben. Die Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gasspeicher sind in zwei Publikationen beschrieben [Grewé 2005, Alvermann&Wallbrecht 2005].

Durch das existierende und das geplante Speichervolumen, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, die heimische Gasförderung sowie durch günstige geologische Randbedingungen für die Planung neuer

Speicher ist die kommerzielle Deckung des Gasbedarfes derzeit in Deutschland gewährleistet und die Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Gasspeicher, gegeben. Das Speichervolumen ist bei Bedarf erweiterbar. Allein in Niedersachsen existieren in Küstennähe zahlreiche große Salzstöcke, die ein geologisches Potenzial für Hunderte von weiteren Kavernen mit einem möglichen Arbeitsgasvolumen in zweistelliger Milliardenhöhe besitzen. Aber auch produzierende oder erschöpfte Öl- und Gasfelder bieten sich zukünftig als Porenspeicher an. Ebenso tiefe saline Aquifere, die derzeit z. B. in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg erkundet werden.

Aufgrund der erwarteten Verlagerung der künftigen Erdgasversorgung durch Erdgas aus Russland und dem gleichzeitigem Rückgang der Anteile aus Westeuropa gibt es auf europäischer und nationaler politischer Ebene strategische Überlegungen für eine Krisenbevorratung. Bei zunehmender Gasnutzung, denkbarer Terrorangriffe auf Gasnetze, Zunahme der Bedeutung von Energierohstoffen als Machtfaktor und der Leitungsgebundenheit von Erdgas ist der Wunsch nach einer rein strategischen Gasreserve im Falle einer »Force Majeure«, wie beim Erdöl seit der Ölkrise 1973, verständlich. Gemäß einer Richtlinie der Europäischen Union von 2004 sollen Mitgliedstaaten nationale Maßnahmen festlegen, um Versorgungsunterbrechungen von Erdgas für acht Wochen zu begegnen. Hierfür stehen Möglichkeiten, wie z. B. die Nutzung von Speichern, Diversifizierung der Versorgung, unterbrechbare Verträge, Verwendung von Ersatzbrennstoffen in Kraftwerken und andere Maßnahmen zur Verfügung. Ob die Möglichkeiten auch tatsächlich ausreichen, um z. B. nach oder während eines Extremwinters die Versorgung von Haushalten und wichtigen Teilen der Industrie aufrechtzuerhalten ist in Szenarien zu untersuchen. Verbände der Energiewirtschaft (z. B. BDEW, AFM+E) entwickeln zurzeit eine Positionierung zum Thema Speicherung und Versorgungssicherheit. Der Beratungsprozess auf europäischer Ebene ist zu diesem Thema auch noch nicht endgültig abgeschlossen. Es darf als sicher gelten, dass die Gasversorger für den Fall eines Extremwinters genügend Puffervolumen vorhalten. Wie die in diesem Artikel beschriebenen Projekte aufzeigen, ist weiteres kommerzielles Speichervolumen in Milliardenhöhe derzeit in der Explorationsphase sowie Planung und Bau. Sollte man nach Analysen zu dem Ergebnis kommen, dass in einem Extremwinter bei Störung der Versorgung trotz Ausnutzung aller Flexibilität im System Erdgas »knapp« werden könnte, ist die Frage nach einer nationalen Erdgasreserve für Deutschland von immenser Bedeutung. Eine nationale Gasreserve sollte kein kommerzieller (saisonaler und tageszeitlicher) Speicher, sondern strikt vom Speichermarkt zu trennen sein.

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 (USG)	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	20	Rohöl, Mineralölprodukte
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.000	9	Rohöl, Mineralölprodukte
Heide 101	Shell Deutschland GmbH	Salzstock-Kaverne	660–760	1	Butan
Hülsen	Wintershall Holding AG	stillgelegtes Bergwerk	550–600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte
Ohrensen	Dow Deutschland GmbH & Co. OHG	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	37	Rohöl, Mineralölprodukte
Summe Einzelspeicher				103	
				Stand 31. 12. 2007;	Quelle: Betreiberfirmen

Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Abbildung 1 und Tabelle 8 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2007 in Betrieb befindlichen zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Die Bundesrepublik Deutschland ist zu 97 % ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salz-Kavernenspeicher einer 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).

Der Erdölbevorratungsverband, Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, gibt in seinem aktuellen Bericht für das Haushaltsjahr 2006/2007 eine Vorratspflicht von insgesamt 21,1 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen »Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle« an [EBV 2007]. Die tatsächlichen anrechenbaren Bestände betrugen 21,9 Mio. t und lagen damit etwa 5 % über der Pflichtmenge. 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.

Im Kavernenspeicher Etzel veränderte sich durch Umrüstung von 11 Ölkavernen auf Gasspeicherung sowie die Herstellung einer

neuen Ölkaverne (K202) die Anzahl der bestehenden Ölkavernen.

Die Nord-West Kavernengesellschaft GmbH hat Ende August 2008 in Wilhelmshaven-Rüstringen eine Aufsuchungsbohrung (K801) beendet. Ein Solbetrieb ist in Vorbereitung.

Der Autor bedankt sich bei den Herren Joachim Wallbrecht (BEB, Hannover), Norbert Liermann (ehem. Geschäftsführer von EMPG, Hannover und OGP, Brüssel) und Madjid Kübler (Team Consult, Berlin) für aktuelle Informationen zur internationalen Speicherung, der Arbeit von Gremien und zu Fragen der Versorgungssicherheit sowie bei Frau Renate Mends (Berlin) für die Durchsicht des Manuskriptes.

Literatur und nützliche Links

- AFM+E (2008): Gasbevorratung in Deutschland, Sicherheitsrisiko? Ein Diskussionsbeitrag, Außenhandelsverband für Mineralöl und Energie e.V., Hamburg, Juni 2008, www.afm-verband.de
- Alvermann, A. & Wallbrecht, J. (2005): Quo Vadis UGS? Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gasspeicher. Erdöl Erdgas Kohle, 121, Heft 11, Hamburg.
- American Gas Association (2004): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 2004. Arlington.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2008): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007. - Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de
- Lecarpentier, A. (2006): Underground Gas Storage in the World – Serving Market Needs. Cedigaz, Ruell-Malmaison. www.cedigaz.org/Fichiers/UGS-flyer/UGSflyeranim.html
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. EWI/ Prognos-Studie, Kurzfassung.
- Bundesnetzagentur (2007): Monitoringbericht. Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de>
- Economic Commission for Europe (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996–1999. United Nations, Geneva.

Erdölbevorratungsverband (EBV) (2007): Geschäftsbericht 2006/2007. Hamburg. www.ebv-oil.de

Grewe, J. (2005): Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung, eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt. Sonderpunkt-Verlag, Münster.

Höffler, F. & Kübler, M. (2006): Demand for storage of natural gas in northwestern Europe. A simulation based forecast 2006–2030. Preprints of the Max Planck Institute for Research on Collective Goods, Bonn 2006/9. International Gas Union (IGU) (2006): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 23. World Gas Conference in Amsterdam (5.–9. 6. 2006), u. a. Speicherglossar und Statusbericht weltweiter Gasspeicherung www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm

Kurstedt, A. (2007): Salzbergwerk Epe – Von der Solegewinnung zum größten Kavernenspeicher Europas. Bergbau 9/2007; Essen.

Obst, K. (2008): Möglichkeiten der Unterspeicherung für Erdgas und CO₂ im Nordosten Deutschlands, Zeitschrift für Geologische Wissenschaften, Bd. 36 (2008), in Vorbereitung, die Heft-Nr. war zum Redaktionsschluss offen, Berlin.

Porth, H., Bandlowa, T., Guerber, B., Kosinowski, M. & Sedlacek, R. (1997): Erdgas, Reserven – Exploration – Produktion (Glossar). Geol. Jb., Reihe D, Heft 109, 1 Abb., 2 Tab.; Hannover.

Schiffer, H. W. (2005): Energiemarkt Deutschland. TÜV-Verlag GmbH; Köln.

Sibbe, S. (2007): Potentiale von Leitungsspeichern im Gasmarkt für Endversorger in Deutschland. Diplomarbeit, FH für Ökonomie und Management; Essen.

Ulbrich, U. (2005): Strategische Infrastrukturprojekte Erdgas und die zukünftige Nutzung von LNG, Vortrag GAT 2005, 8.–9. 11. 2005, Leipzig. Wallbrecht, J. et al (2006), Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. Arbeitskreis K-UGS; Hannover.

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) (2008): Jahresbericht 2007, Hannover. www.erdoel-erdgas.de