

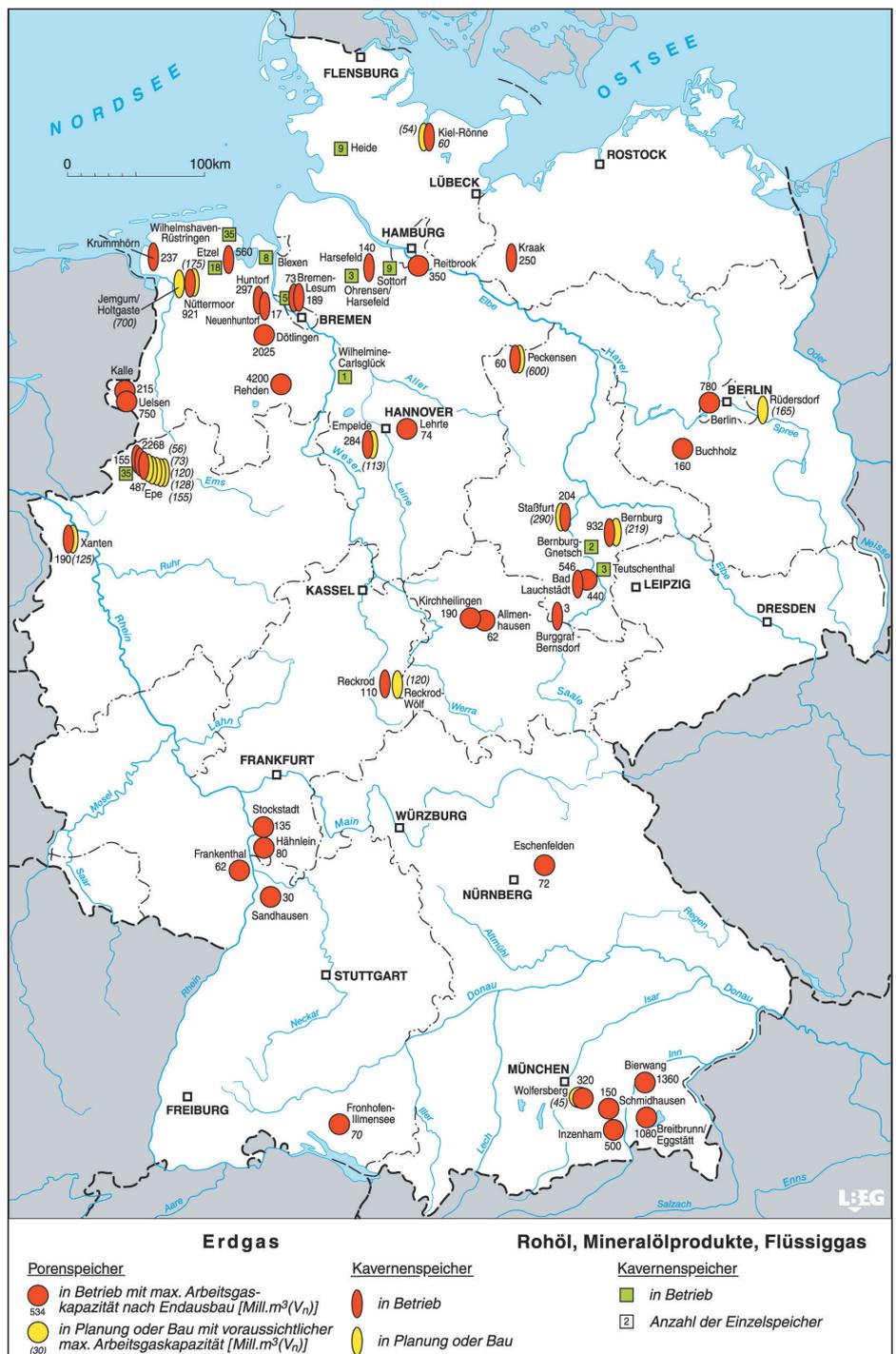
Untertage-Gasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

Von R. SEDLACEK*

E inleitung

Im Rahmen seiner Tätigkeit als Bergbehörde für die Länder Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein und als Geologischer Dienst für Niedersachsen und Bremen berichtet das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie jährlich über den Stand der Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. Bei der Abfrage von Industriedaten werden in dem hier vorliegenden Artikel ergänzend auch Angaben zu Speichern für Rohöl und Mineralölprodukte veröffentlicht. Fragestellungen, z. B. von Gasversorgern, Banken, Firmen der Energiebranche und Institutionen aus dem In- und Ausland nach diesen Daten, nach geplanten Speicherprojekten sowie nach dem »who is who?« in der deutschen Speicherindustrie zeigen, dass die Gasspeicherung als Wachstumsbranche von großem Interesse ist. Vor dem Hintergrund steigenden Gasverbrauchs und zunehmender Erdgasimporte in Deutschland sowie der Prognose, dass die Erdgaslieferungen in den nächsten Jahrzehnten verstärkt aus dem russischen Raum kommen werden, spielen Speicher mehr denn je eine führende Rolle in der Gaswirtschaft und der Energiepolitik. Die politischen Entscheidungsträger wissen, dass Erdgas auch in den nächsten Jahrzehnten ein unverzichtbarer Energierohstoff sein wird. Untertage-Erdgasspeicher sind Garanten für eine sichere Erdgasversorgung und stehen daher in der Bedeutung und Wertschätzung in exponierter Position. Die Untertage-Gasspeicherung nutzt Technologien, die bei der derzeit energiepolitisch untersuchten Lagerung von CO₂ im tieferen Untergrund eingesetzt werden. Exploration, Bohrtechnik, Geomodellierung, Simulation, Speicherbetrieb und Monitoring: Erfahrungen der Erdöl-Erdgas- und Speicherbranche sind für eine Langzeitlagerung von CO₂ nutzbar und sind durch Forschung und Entwicklung, die auf spezielle Aspekte der CO₂-Deponierung fokussiert sind, zu erweitern. Deutschland ist eine führende Nation bei der Speicherung von Erd-



*Dipl.-Ing. Robert Sedlacek, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Referat L.2.2 »Energiewirtschaft Erdöl und Erdgas, Bergbauberechtigungen«, Hannover (E-mail: Robert.Sedlacek@lbeg.niedersachsen.de)

0179-3187/07/11
© 2007 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

gas. Neue Technologien, wie die geplante CO₂-Versenkung werden daher von den mehr als 50-jährigen Betriebserfahrungen profitieren.

Dieser Artikel ist nach Erscheinen auch als download auf der Website des LBEG in den Pfaden <http://www.lbeg.niedersachsen.de/rohstoffe/downloads> verfügbar.

Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die Bundesrepublik Deutschland ist ein Energie-Importland. 18 % des Erdgasverbrauchs stammen aus deutschen Erdgaslagerstätten, der restliche Anteil wird durch Fernleitungen importiert. Zur Sicherstellung der Erdgasversorgung dienen dabei überwiegend Untertage-Erdgasspeicher. Speicher stellen den Ausgleich zwischen tages- und jahreszeitlich schwankendem Verbrauch und dem Angebot (heimische Förderung und Importe) dar. Neben der klassischen Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher kommt Speichern auch eine zunehmende strategische Bedeutung bei der Energieversorgung zu. Je höher der Anteil des Importvolumens ist, umso größer ist die Abhängigkeit von Lieferländern. Durch eine Diversifizierung des Bezuges auf mehrere Staaten lässt sich die Importabhängigkeit von einzelnen Nationen reduzieren. Speicher haben in diesem Zusammenspiel von Upstream (Exploration und Produktion) und Downstream (Vermarktung) eine elementare Brückenfunktion.

Auf die Angebots- und Nachfragesituation fokussiert hat der Einsatz von Erdgasspeichern u. a. folgende Bedeutung: 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 auf der Abnahmeseite entscheidende und nicht zuverlässig prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Es gibt sowohl Extremwinter, wie 1995/1996 und ausgesprochen milde Winter, wie den 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 dieser Verbrauchsspitzen. Im Versorgungsgebiet von Hannover kann der Winterver-

Tabelle 1 **Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland**

Bezugsland	Anteil in %	
	2006	2005
Deutschland	18	20
Niederlande	18	18
Norwegen	26	24
Russland	34	32
Dänemark/Großbritannien	4	6
nach WEG (2007)		

brauch an Erdgas z. B. 15-mal so hoch sein wie im Sommer.

Aufgrund günstiger geologischer Bedingungen verfügt die Bundesrepublik Deutschland insbesondere in den nördlichen Bundesländern über günstige Bedingungen für die Einrichtung großer Speicher. Als Erdgasspeicher kommen grundsätzlich entweder Poren- oder Kavernenspeicher zum Einsatz. Einige Porenspeicher dienen der saisonalen Grundlastabdeckung in Kombination mit Kavernenspeichern, die besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet sind. Porenspeicher reagieren durch die natürlichen Fließwege im Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen der Förderraten als Kavernenspeicher, die eher mit unterirdischen Druckbehältern vergleichbar sind. Unter günstigen Bedingungen können Porenspeicher mit einem natürlich geklüfteten

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)		

Speichergestein für einen gewissen Zeitraum auch Förderraten erreichen, die wesentlich höher sind. In Ergänzung zur o. g. traditionellen Fahrweise als Puffer werden Speicher zunehmend auch unter spekulativen Aspekten und/oder zur Bezugsoptimierung betrieben. Das heißt, auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme von Gas erfolgen. Um bei der Speicherterminologie national und international die gleiche Sprache zu sprechen, haben deutsche Speicherunternehmen in Anlehnung an ein Dokument der Internationalen Gas Union ein »Glossar« der Speicherbegriffe erarbeitet (Wallbrecht et al, 2006).

Das Gesamtvolumen der Speicher ist die Summe aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen. Als Kissengas bezeichnet man die verbleibende

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

Einheit	Jahr		Veränderung 2005/06 in %
	2006	2005	
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh	182	184	-1,2
Einfuhr, Mrd. kWh	1.015	1.018	-0,3
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh	1.197	1.202	-0,4
Ausfuhr, Mrd. kWh	160	211	-24,2
Speichersaldo, Mrd. kWh	-21	10	-
Verbrauch, Mrd. kWh	1.016	1.001	1,5
Primärenergieverbrauch von Erdgas, Mio. t. SKE	112,9	110,9	1,5
Inländische Erdgasförderung ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	18,6	18,8	-1,1
Erdgasaufkommen ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	122,5	123	-0,4
Verbrauch ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	104,0	102,5	1,5
nach DIW und WEG (2007)			

¹⁾ Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2007). Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieeinhalte 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 H₀ von 9,77 kWh/m³ (V_n) entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

¹⁾ Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H₀ 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 Erdgas wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

Restgasmenge in einem Gasspeicher, die den Mindestdruck aufrecht halten soll. Ein hoher Anteil an Kissengas ermöglicht eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate). Je höher der 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.

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch¹⁾

In seiner jährlichen Energiebilanz in der AG »Energiebilanzen« hat das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) in Berlin veröffentlicht, dass der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um rund 1 % höher lag (DIW 2007). Das Wirtschaftswachstum steigerte den Verbrauch, die hohen Energiepreise sowie das insgesamt wärmere Jahr minderten ihn.

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 2 dargestellt. Erdgas liegt nach wie vor auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am PEV hat sich, wie in den letzten Jahren, leicht erhöht.

Im Berichtsjahr betrug das Erdgasaufkommen in Deutschland – Summe aus Importen und heimischer Förderung – etwa 19 Mrd. m³(V_n) inländische Produktion¹ und gut 100 Mrd. m³(V_n) als Importmenge aus den in Tabelle 1 aufgeführten Erdgasförderländern (DIW 2007). Tabelle 3 zeigt die statistischen Angaben des DIW für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland. Der Gasverbrauch betrug etwa 104 Mrd. m³(V_n).

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2006 (Stichtag: 31. Dezember 2006)

Grundlage der nachfolgenden Zahlenangaben für Untertage-Speicher sind die vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie von den Speicherbetreibern jährlich abgefragten und ausgewerteten Daten.

Tabelle 4 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m ³ (V _n)	12,4	6,7	19,1
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« (A)	13,1	8,0	21,1
Plateau-Entnahmerate, Mio. m ³ (V _n)/d	192,6	270,2	462,8
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	64	25	41
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	21	44
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau«(B), Mrd. m ³ (V _n)	0,05	3,0	3,1
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	1	14	15
Summe Arbeitsgas (A) + (B), Mrd. m ³ (V _n)	13,2	11,0	24,2

* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas/Plateau-Entnahmerate).
Stand: 31. 12. 2006

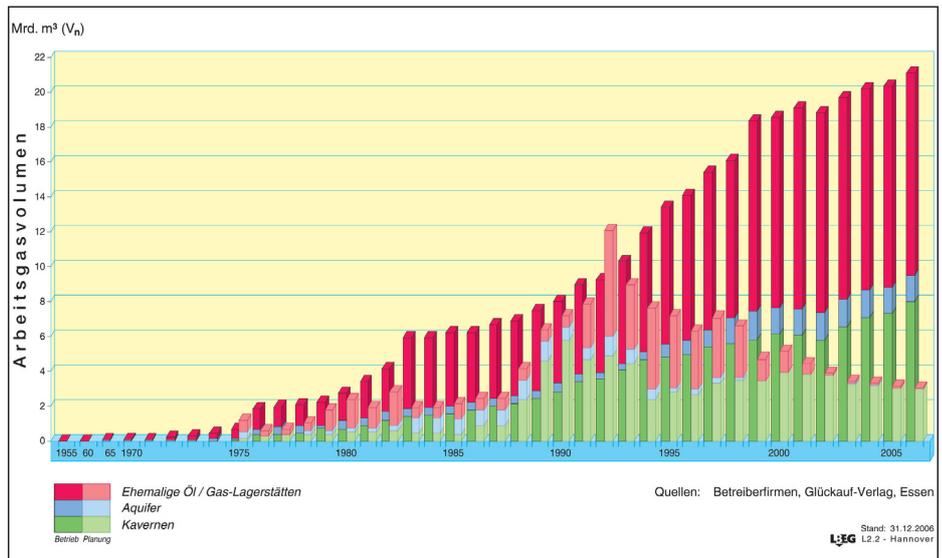


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

Die Standorte der Untertage-Gasspeicher sowie die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe zeigt Abbildung 1. Porenspeicher werden überwiegend durch ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland dargestellt. Als Speicherhorizonte dienen vorwiegend poröse Sandstein-Formationen. Aquiferspeicher spielen in der Gesamtbilanz eine untergeordnete Rolle, sind aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen nicht ohne Bedeutung.

Der Bau von Kavernenspeichern durch einen bergmännischen »Solprozess« kann nur dort erfolgen, wo mächtige Salinare in Form von Salzstöcken vorkommen. Ihre Lage ist auf Norddeutschland beschränkt; die südlichste Verbreitung liegt etwa im Raum von Fulda.

Die Tabelle 4 fasst die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung zusammen. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt wie im Vorjahr 19,1 Mrd. m³(V_n). Das »Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau« hat

sich gegenüber 2005 von 20,3 Mrd. m³(V_n) auf 21,1 Mrd. m³(V_n) leicht erhöht. Etwa zwei Drittel des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und etwa ein Drittel in Kavernenspeichern verfügbar. Zusätzlich werden 3,1 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr 3,1) auf der Grundlage bergrechtlicher Betriebspläne mit dem Schwerpunkt auf Kavernen geplant oder sind in Bau. Bei Realisierung aller Vorhaben wird ein maximales Arbeitsgasvolumen von 24,2 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr 23,4) verfügbar sein.

Die Tabellen 5 und 6 zeigen die aktuellen Daten aller Gasspeicher in Deutschland, die in Betrieb oder in Planung und Bau sind. Beim Arbeitsgas sind zwei Werte aufgeführt:

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 nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955 (Aquiferspeicher Engelbostel, inzwischen aufgegeben) wobei seit ihrer erstmaligen Ausweisung im Jahr 2003 die Kategorie »Arbeitsgas in Betrieb nach Endausbau« dargestellt ist. Die historische Entwicklung zeigt eine Stabilisierung des Arbeitsgasvolumens seit

Tabelle 5 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	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	Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750–1.000	Buntsandstein	1.085	780	780	250
Bierwang	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	2.457	1.360	1.360	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	208	160	160	100
Dötlingen	EMPG* für BEB Erdgas und Erdöl GmbH und MEEG	ehem. Gasfeld	2.650	Buntsandstein	4.058	1.635	2.025	840
Eschenfelden	E.ON Ruhrgas AG, N-ergie Aktiengesellschaft	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I+II	290	62	62	100
Fronhofen- Illmensee	Gaz de France PEG* für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1.750–1.800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	153	36	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 WWE Netzservice GmbH, ThyssenGas	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	215	215	400
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	250	190	190	125
Lehrte	Avacon, E.ON Ruhrgas AG	ehem. Ölfeld	1.000–1.150	Dogger (Cornbrash)	120	35	74	50
Rehden	Wintershall Holding 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	530	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	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)					23.496	12.412	13.105	8.025
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; Gaz de France PEG – Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH								
¹⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen					Stand 31. 12. 2006; Quelle: Betreiberfirmen			

Tabelle 6 Erdgas-Kavernenspeicher

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Teufe m	Speicherformation	Gesamtvolumen ¹⁾ Mio.m ³ (V _n)	max. nutzbares Arbeitsgas Mio.m ³ (V _n)	Arbeitsgas n. Endausbau Mio.m ³ (V _n)	Plateau-Entnahrate 1.000 m ³ /h
In Betrieb								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780–950	Zechstein 2	857	546	546	1.167
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	31	500–700	Zechstein 2	1.214	932	932	1.458
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	90	73	73	160
Bremen-Lesum	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	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	E.ON Ruhrgas AG	32	1.090–1.420	Zechstein 1	2.067	1.641	2.268	2.450 ²⁾
Epe	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1.100–1.420	Zechstein 1	548	414	487	520
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	3	1.160–1.280	Zechstein	280	84	155	250
Etzel	IVG Kavernen 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	131	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	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	2	900–1100	Zechstein	130	117	250	440
Krummhörn	E.ON Ruhrgas AG	3	1.500–1.800	Zechstein 2	73	51	237	100
Neuenhuntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	750–1.000	Zechstein	33	17	17	100
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950–1.300	Zechstein	1.233	921	921	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	178	110	110	100
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WVE Netzservice GmbH	4	400–1.130	Zechstein	254	204	204	250
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1.000	Zechstein	220	190	190	280
Summe (in Betrieb)		156			9.249	6.726	7.983	11.260
In Planung und Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	5	500–700	Zechstein 2	289	–	219	–
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1.300–1.800	Zechstein 2	145	–	113	–
Epe	ENERCO store GmbH	2	1.100–1.400	Zechstein	200	–	120	–
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	1	1.120	Zechstein	85 ³⁾	–	56	–
Epe	NUON Epe GmbH	4	1.100–1.420	Zechstein 1	280	–	155	–
Epe	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	1	1.300	Zechstein 1	91	–	73	–
Epe	Trianel Gasspeicher mbH & Co. KG	3	1.184–1.507	Zechstein 1	161	–	128	–
Jemgum/Holtgaste	Wintershall Holding AG	10	1.000–1.300	Zechstein	1.000	–	700	–
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	1	1.250–1.600	Rotliegend	90	–	54	–
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	950–1.300	Zechstein	225	–	175	–
Peckensen	EEG – Erdgas Erdöl GmbH	10	1.100–1.400	Zechstein	1.050	–	600	–
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding AG	2	700–900	Zechstein 1	150	–	120	–
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	2	900–1.200	Zechstein	196	–	165	–
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WVE Netzservice GmbH	4	850–1.150	Zechstein	380	–	290	–
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	5	1.000	Zechstein	150	–	125	–
Summe (Planung/Bau)		53			4.492	–	3.093	–

¹⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen; ²⁾ Maximalrate; ³⁾ durch LBEG geschätzt

Stand 31. 12. 2006; Quelle: Betreiberfirmen

den 1990er Jahren, da einige Großprojekte weitestgehend abgeschlossen wurden. Nach Berichterstattung der Betreiber bzw. nach Informationen der Presse gibt es zu den tabellarisch erfassten bzw. neuen Projekten folgende Angaben:

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, welche dann bei rückläufiger Ausspeicherrate über den Kavernenspeicher zeitweise auf die o. g. Gesamtrate kompensiert werden kann.

Im Speicher *Bierwang* wurde eine weitere Beobachtungsbohrung (BW B9) abgeteuft. Für *Breitbrunn-Eggstätt* ist ein Ausbau ange-

dacht, z. Z. laufen Planungen für geophysikalische Untersuchungen (3D-Seismik). Für weitere Porenspeicher in Nord- und Süddeutschland laufen Machbarkeitsstudien bzw. Explorationsarbeiten und Voruntersuchungen. So wurde z. B. in *Anzing* (ehem. Gaslagerstätte in Bayern) eine Speichererkundungsbohrung (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 *Bergmannslegen-Hugo* eingeleitet wird.

In *Epe* (E.ON Ruhrgas) wurde im Jahr 2006 mit der Umrüstung von zwei weiteren Kavernen zur Erdgasspeicherung begonnen. In die Berichterstattung unter »Epe« wurden Nuon, Essent und Enerco als neue Unternehmen mit Speicherprojekten in die Tabellen aufgenommen. Weiterhin plant in Epe auch die Firma Trianel (TGE, Gronau) drei Kavernen zur Speicherung von Erdgas. Ende 2008 soll der Erdgasspeicher, an dem 12 Stadtwerke und kommunale Unternehmen beteiligt sind, in Betrieb genommen werden und etwa 120 Mio. m³ Erdgas fassen. Er soll an die Ferngasnetze von E.ON Ruhrgas und RWE angebunden werden. Damit sind am Standort Epe, der heute schon der größte Kavernenspeicher der Welt ist, sechs Unternehmen mit Planung/Bau oder Betrieb von Kavernenspeichern tätig. In *Etzel*, Standort der IVG Kavernen GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen, sollen in den nächsten Jahren weitere Kavernen gebaut werden. Die Erweiterung soll für E.ON und weitere Nutzer erfolgen. Das damit geschaffene neue Potenzial erfordert einen entsprechenden Ausbau des Transportsystems. Die IVG sieht am Standort Etzel ein geologisches Potential von 90 weiteren Kavernen, das auch nach Ansicht des LBEG im Salzstock Etzel realisierbar wäre. In einem ersten Schritt beabsichtigt die IVG Kavernen GmbH, 11 bereits vorhandene Kavernen von Öl auf Gas umzurüsten. Danach sollen bis zum Jahr 2017/2018 rund 80 Erdgas und 5–10 Rohölkavernen gesolt werden. Bei rd. 75 Mio. m³(V_n) Arbeitsgasvolumen je Kaverne wären damit in ca. 10 Jahren zusätz-

lich ca. 6 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgasvolumen verfügbar. Nach Angaben der IVG existieren entsprechende 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 und dominante Bedeutung für das nationale Speichergeschäft und den Energiemarkt bekommen.

Das seit Jahren in der Berichterstattung des LBEG unter »in Planung« geführte Projekt *Jemgum/Holtgaste* der Wintershall AG wird nunmehr durch die WINGAS GmbH als eigenständiges Speicherprojekt weitergeführt. In einer ersten Ausbaustufe sollen zunächst 18 Kavernen errichtet werden.

Daneben plant die EWE AG ebenfalls im Salzstock Jemgum die Solung von jeweils fünf Kavernen in drei Ausbaustufen.

Für den Standort *Kraak* wurden dem LBEG ergänzend zu den beiden Kavernen »in Betrieb« (Stand 31. 12. 2006) eine weitere Kaverne »in Solung« und eine weitere »in Bau« berichtet.

Im Speicher *Krummhörn* bezieht sich der Wert für das »Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau« auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2010.

In Nüttermoor (EWE) befinden sich die Kavernen K17 und K18 (Solung bis ca. Ende 2007).

Die Erdgas Erdöl GmbH (EEG) plant, den Kavernenspeicher *Peckensen* im Kreis Salzwedel um eine dritte Kaverne zu erweitern. 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). Bei Bedarf könnte der Speicher Peckensen auf bis zu zehn Kavernen erweitert werden.

Die Solung der dritten Kaverne (K3) des Erdgasspeichers *Reckrod* ist abgeschlossen. In *Rüdersdorf* (EWE) sind die K101 und K102 im Solprozess. Die Solung von drei weiteren Kavernen ist angedacht.

Nach aktuellen Informationen durch den Geologischen Dienst und die Bergbehörde von Mecklenburg-Vorpommern liegt ein Antrag der EWE Aktiengesellschaft für einen Kavernenspeicher *Möckow* vor. Er befindet sich südlich von Greifswald in der Nähe des geplanten Landepunktes der geplanten Ostseepipeline (s. u.). Die Größe des geplanten Speichers wurde bisher nicht quantifiziert. Nach Durchführung 3D-seismischer Messungen ist noch in diesem Jahr eine Aufschlussbohrung geplant. Die Sole soll in die Ostsee geleitet werden.

W **Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland**

Eine Reihe neuer Speicherprojekte in Norddeutschland hängen unmittelbar mit dem Bau der ca. 1.200 km »Ostseepipeline« (Nord Stream) vom russischen Wyborg, westlich von Sankt Petersburg, bis in die Nähe von Greifswald zusammen. Die Leitung hat eine wichtige 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 1.200 km lange Ostseeabschnitt könnte ab Frühjahr 2008 begonnen werden. Nach Angaben der Betreibergesellschaft NEGP Company war die Fertigstellung im Herbst 2010 geplant, wobei genehmigungsrechtliche und territoriale Ansprüche der

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⁾	19.138	44	Azerbaidjan*	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	1	9
Spain	1.981	2			
			Summe	333.186	616

¹⁾ Angaben für Deutschland durch LBEG ergänzt; * Staaten der GUS

Quelle: IGU (2006)

Anrainer hierauf Einfluss haben. Die Investitionen werden mit rd. 2 Mrd. Euro onshore und über 4 Mrd. Euro offshore angegeben. Der Landepunkt der Leitung in Deutschland soll bei Greifswald liegen. Einem ersten Leitungsstrang für 27,5 Mrd. m³ soll ein zweiter Strang und weitere 27,5 Mrd. m³ Leitungskapazität erfolgen. Die Gesamtsumme von 55 Mrd. m³ würde einer Gasmenge von rd. 50 % des heutigen Erdgasverbrauches für die Bundesrepublik entsprechen. Mit dem Bau der »Nord Stream« wird eine neue Ära der Versorgung Mittel- und Westeuropas mit russischem Erdgas eingeleitet, die auch neue Untertagespeicherkapazitäten in erheblichen Größenordnungen erfordern wird. Die ZMB GmbH, eine 100 %ige Tochtergesellschaft der GAZPROM Germania GmbH, konzentriert nach eigenen Berichten ihre Objektsuche für den Aufbau solcher Speicherkapazitäten in diesem Umfeld. Dafür sollen in den nächsten Jahren Aquiferstrukturen bei Hinrichshagen in Mecklenburg-Vorpommern und Schweinrich (Brandenburg/Mecklenburg-Vorpommern) auf ihre Eignung überprüft werden. Zunächst sind dort ebenfalls 3D-seismische Messungen vorgesehen. Erste Kapazitätsabschätzungen sollen ergeben haben, dass es möglich wäre, Grundlastspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von mehreren Milliarden Kubikmetern zu errichten.

Ein für die Gasversorgung Deutschlands ebenfalls wichtiges Projekt in Österreich ist der Bau des Speichers *Haidach* bei Salzburg, der mit dem deutschen Gasversorgungsnetz verbunden sein wird. Die Firmen Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG), WINGAS und GAZEXPORT bauen dort die Erdgaslagerstätte Haidach zu einem Erdgaspeicher aus. Er soll bis zu 2,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen speichern können und da-

mit einer der bedeutendsten Speicher in Europa werden. Das Firmenkonsortium hat den Speicher Ende Mai 2007 offiziell in Betrieb genommen.

Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit rund 333 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in über 600 Speichern zur Verfügung (Tab. 7). Während sich von diesen Speichern in Betrieb weltweit etwa 25 % in Europa und 70 % in den USA befinden, stellen die europäischen Speicher auf Volumenbasis etwa 60 % und die nordamerikanischen Speicher rund 35 % des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist in der EU die größte und nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit die viertgrößte Speichernation (Arbeitsgasvolumen). In der Welt dominieren mit rund 80 % die Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfelder und mit etwa 15 % die Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit 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 Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt auf der 23. Welt Gas Konferenz in Amsterdam (5. bis 9. 6. 06) vorgelegt. Die UGS Data Bank und die Visualisierung in der aktualisierten Fassung wurden im Rahmen des Welt Gas Kongresses ebenfalls vorgestellt. Neben den o. a. statistischen Angaben der Datenbank und GIS-gestützten Standortkarten sind 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: www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm. Die IGU bereitet eine Aktualisierung der Daten vor, die im Jahr 2008 abgeschlossen sein soll.

Ausblick, politisches Umfeld

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 verhandelten 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. 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 Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gaspeicher sind in zwei Publikationen beschrieben (Grewe, 2005 und Alvermann & Wallbrecht, 2005).

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 Kavernen GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	18	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
Wilhelmine-Carlsgrück	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	35	Rohöl, Mineralölprodukte
Summe Einzelspeicher				99	
				Stand 31. 12. 2006;	Quelle: Betreiberfirmen

Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts unterliegen die Gasnetzbetreiber künftig 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 im August 2006 ihren Monitoring-Bericht vorgelegt. Für den Gassektor ist insbesondere Kapitel 5 von Interesse (Link siehe Literaturverzeichnis).

Eine zusammenfassende Bewertung von Aufkommen und Bedarf für Erdgas sowie die Bedeutung von LNG und infrastrukturelle Entwicklungen für Transport von Erdgas in Europa findet man bei Ulbrich (2005). Durch das existierende und das geplante zusätzliche Speicherpotenzial, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, durch die heimische Gasförderung sowie durch die günstigen geologischen Randbedingungen für die Planung neuer Speicher ist die Deckung des Gasbedarfes derzeit in Deutschland gewährleistet und ein hoher Grad der Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Gasspeicher, gegeben.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Abbildung 3 und Tabelle 8 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2006 in Betrieb befindlichen zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Im Kavernenspeicher Etzel verändert sich durch Umrüstung von elf Ölkavernen auf Gasspeicherung sowie die Herstellung einer neuen Ölkaverne (K202) die Anzahl der bestehenden Ölkavernen. Darüber hinaus plant die IVG Kavernen GmbH, bis zum Jahr 2017/

2018 bis zu zehn weitere Rohölkavernen zu solen.

Die Bundesrepublik Deutschland ist zu rund 97 % von Mineralölimporten abhängig. Die Salz-Kavernenspeicher 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 2006), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die nationale Institution zur Krisenbevorratung darstellt, lag die Vorratsmenge für das Haushaltsjahr 2005/2006 (Stichtag: 1. 4. 2004) mit 22,7 Mio. t etwa 7 % über der für das Haushaltsjahr gültigen Vorratspflichtmenge von 21,2 Mio. t an Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen »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.

Literatur und nützliche Links

- 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.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. EWI/Prognos-Studie, Kurzfassung.
- Bundesnetzagentur (2006): Monitoringbericht, August 2006. Bonn, <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/7263.pdf>

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen:

- www.ag-energiebilanzen.de (siehe auch unter DIW)
- Armelle Lecarpentier (2006): Underground Gas Storage in the World – Serving Market Needs. Cedigaz, Rueil-Malmaison, www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2007): Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland. Wochenbericht Nr. 8/2007, Berlin, www.diw.de
- Economic Commission for Europe (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996–1999. United Nations, Geneva.
- Höffler, F. & Kübler, M. (2006): Demand for storage of natural gas in Northwestern Europe. Working Paper, Team Consult, Berlin: www.teamconsult.net/en/news.html?article=8, Max Planck Institute for Research on Collective Goods: www.coll.mpg.de/pdf_dat/2006_9online.pdf
- Erdölbevorratungsverband (EBV) (2006): Geschäftsbericht 2005/2006. Hamburg, www.ebv-oil.de.
- Grewe, J. (2005): Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung, eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt. Sonderpunkt-Verlag, Münster
- International Gas Union (IGU) (2006): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 23. World Gas Conference in Amsterdam (5.–9. 6. 2006), www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm
- Obst, K (2007): Underground Natural Gas Storage Facilities in NE Germany, Vortrag anlässlich der GEOPOMMERANIA (24.–26. 9. 2007) in Stettin.
- 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
- Ulbrich, U. (2005): Strategische Infrastrukturprojekte Erdgas und die zukünftige Nutzung von LNG. Vortrag GAT 2005, 8.–9. 11. 2005, Leipzig, www.gat-dvgw.de/pdf/vortrag/ulbrich_v05.pdf
- Wallbrecht, J. et al (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung, Arbeitskreis K-UGS, Hannover November 2006.
- Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) (2007): Jahresbericht 2006. Hannover, www.erdoel-erdgas.de