

Untertage Gasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

Von R. SEDLACEK*

E inleitung

Das zum 1. 1. 2006 neu gegründete Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG, Fusion von: Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung (NLfB), Hannover und Landesbergamt in Clausthal-Zellerfeld) veröffentlicht seit fast zwei Jahrzehnten an dieser Stelle die jährlichen nationalen Daten zur Untertage-Speicherung von Erdgas. Ergänzend sind in dieser Publikation auch Angaben zu Speichern für Rohöl und Mineralölprodukte enthalten. Die Daten basieren auf der jährlichen Abfrage bei den deutschen Speicherunternehmen. Darüber hinaus informiert das LBEG über Aktivitäten der Internationalen Gas Union zum Status der weltweiten Gasspeicherung sowie über aktuelle nationale Entwicklungen des Speichergeschehens. Bei der Beratung von Wirtschaft und Politik durch das LBEG ist seit Jahren eine steigende Nachfrage nach Informationen zur Erdgasspeicherung zu beobachten. Dies betrifft Speicherdaten allgemein, Informationen über aufgelassene Lagerstätten für eine Nachnutzung als Gasspeicher, Lage von Salzstöcken für den Bau von Kavernenspeichern, Entwicklung des Arbeitsgasvolumens und andere energierelevante Informationen. Treibende Kraft für die Anfragen aus dem In- und Ausland ist die Zunahme der Erdgasnutzung in Deutschland und Europa, der steigende Anteil der deutschen Erdgasimporte sowie zunehmend strategische Aspekte der nationalen Versorgungssicherheit mit Erdgas und die Liberalisierung des Erdgasmarktes.

Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Der Einsatz von Untertage-Gasspeichern hat für ein Energie-Importland wie Deutschland eine elementare Bedeutung. Etwa 20 % der Erdgasversorgung stammen aus heimischen Erdgaslagerstätten, über 80 % müssen leitungsgelinkt importiert werden. Damit Erdgas beim Verbraucher –



Erdgas		Rohöl, Mineralölprodukte, Flüssiggas	
Porenspeicher	Kavernenspeicher	Kavernenspeicher	
● in Betrieb mit max. Arbeitsgaskapazität nach Endausbau [Mill.m ³ (V _n)]	● in Betrieb	● in Betrieb	
● in Planung oder Bau mit voraussichtlicher max. Arbeitsgaskapazität [Mill.m ³ (V _n)]	● in Planung oder Bau	2 Anzahl der Einzelspeicher	

*Dipl.-Ing. Robert Sedlacek, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Referat N 1.3 »Kohlenwasserstoffgeologie«, Hannover (E-mail: Robert.Sedlacek@lbeg.niedersachsen.de)

0179-3187/06/11
© 2006 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

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

Energieträger	Anteile in %	
	2004	2005
Mineralöl	36,6	36,0
Erdgas	22,4	22,7
Steinkohle	13,5	12,9
Braunkohle	11,4	11,2
Kernenergie	12,6	12,5
Wasser- und Windkraft	1,2	1,2
Sonstige	2,5	3,5
nach DIW (2006)		

das sind Kraftwerke, Industrie und Haushalte – jederzeit verfügbar ist, müssen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung leistungsfähige Untertage-Gasspeicher bereitstellen. Neben ihrer klassischen Aufgabe als Puffer zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher kommt ihnen zunehmend auch eine strategische Bedeutung bei der Energieversorgung zu. Dies wurde besonders im vergangenen Winter im Rahmen des Konfliktes zwischen Russland und der Ukraine deutlich (die Presse berichtete). Der Einsatz von Ergasspeichern hat u. a. folgende Gründe. 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 sind vertraglich festgeschrieben und ebenfalls nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die auf der Abnahmeseite am schlechtesten kalkulierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Erdgasspeicher »puffern« sowohl den Sommer- als auch den 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 der Winterverbrauch an Erdgas z. B. 15-mal so hoch sein wie im Sommer. Ein sehr kalter, langer Winter mit extremen Minustemperaturen, wie es z. B. im Winter 1995/1996 der Fall war, kann zu einer sehr hohen Auslastung der Erdgasspeicher führen. Als Erdgasspeicher kommen in Deutschland entweder Poren- oder Kavernenspeicher zum Einsatz. Sie werden in der Regel in warmen Monaten (bei niedrigem Gasbedarf) befüllt und bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf entleert. Viele Porenspei-

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 Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgas wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_i als Bezugsgröße verwendet.

Tabelle 2 **Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland**

Bezugsland	Anteil in %	
	2004	2005
Deutschland	16	15
Niederlande	19	20
Norwegen	24	25
Russland	35	34
Dänemark/Großbritannien	6	6
nach DIW (2006)		

cher dienen der saisonalen Grundlastabdeckung in Kombination mit Kavernenspeichern, die besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet sind. Porenspeicher reagieren durch die natürlichen Fließwege im Speichergestein langsamer auf Veränderungen der Förderraten als Kavernenspeicher, die eher mit einem unterirdischen Druckbehälter vergleichbar sind. In Ergänzung zur o. g. traditionellen Fahrweise werden Speicher zunehmend auch unter spekulativen Aspekten und/oder zur Bezugsoptimierung betrieben. D. h., auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme von Gas erfolgen. Speicher in den Vereinigten Staaten von Amerika werden aus o. g. Gründen schon lange mit mehrfachen Umschlägen des Arbeitsgasvolumens gefahren. 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.

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch im Jahr 2005

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung in Berlin hat in seiner jährlichen Energiebilanz veröffentlicht, dass der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um rd. 1 % niedriger lag (DIW 2006). Als Hauptgrund werden die gestiegenen Energiepreise genannt. Die Energiedaten des DIW werden durch die seit über 30 Jahren tätige Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen von sieben Verbänden der deutschen Energiewirtschaft und drei Instituten für energiewirtschaftliche Forschung erhoben, analysiert und publiziert. 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 leicht erhöht. Das Erdgasaufkommen in Deutschland – Summe aus Importen und heimischer För-

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

Einheit	Jahr		Veränderung 2004/05 in %
	2004	2005	
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh	191	184	-3,0
Einfuhr, Mrd. kWh	976	1.004	2,9
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh	1.167	1.188	1,8
Ausfuhr, Mrd. kWh	145	196	34,8
Speichersaldo, Mrd. kWh	-26	4	-
Verbrauch, Mrd. kWh	996	996	0,0
Primärenergieverbrauch von Erdgas, Mio. t. SKE	110	110	0,0
<i>Inländische Erdgasförderung¹⁾, Mrd. m³ (V_n)</i>	19,3	18,7	-3,0
<i>Erdgasaufkommen¹⁾, Mrd. m³ (V_n)</i>	119,3	121,6	1,9
<i>Verbrauch¹⁾, Mrd. m³ (V_n)</i>	102	102	0,0
nach DIW (2006)			
¹⁾ Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt, Erdgasförderung: Berichterstattung des WEG, 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 $9,77 \text{ kWh/m}^3 (V_n)$ entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.			

derung – betrug im Jahr 2005 etwa 19 Mrd. $m^3(V_n)$ inländische Produktion¹⁾ aus über 80 Gasfeldern und über 100 Mrd. $m^3(V_n)$ als Importmenge aus den in Tabelle 2 aufgeführten Erdgasförderländern (DIW 2006). Tabelle 3 zeigt die Statistik für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland. Der Gasverbrauch lag auf Vorjahresniveau und betrug etwa 102 Mrd. $m^3(V_n)$.

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2005 (Stichtag: 31. 12. 2005)

Die Daten für Untertage-Speicher in Deutschland werden jährlich vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie von den Speicherbetreibern abgefragt und u.a. in der hier vorliegenden Form ausgewertet und veröffentlicht.

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

Kavernenspeicher können nur dort durch einen bergmännischen »Solprozess« gebaut werden, wo mächtige Salinare des Zechsteins in Form von Salzstöcken vorkommen. Ihre Lage ist auf Norddeutschland beschränkt; die südlichste Verbreitung liegt etwa im Raum von Fulda.

Die aktuellen Kenndaten aller Gasspeicher in Deutschland, die in Betrieb oder in Planung und Bau sind, findet man in den Tabellen 4 und 5 aufgelistet.

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

Tabelle 6 fasst die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung zusammen. Im Jahr 2005 waren danach 23 Porenspeicher und 21

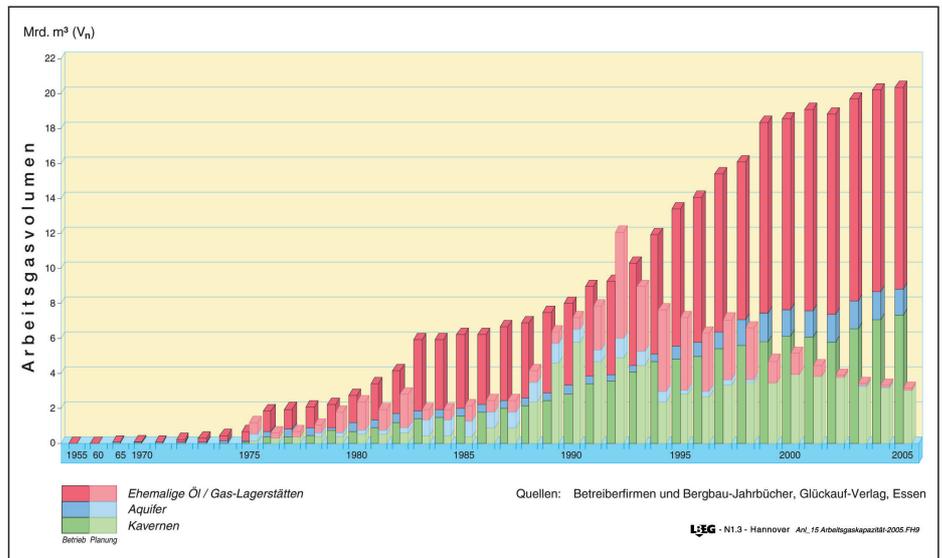


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Die Anzahl der Einzelkavernen hat sich in den o. a. Kavernenspeicherbetrieben um 6 auf 155 erhöht. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 19,1 Mrd. $m^3(V_n)$ und hat sich damit gegenüber 2004 um 0,2 Mrd. $m^3(V_n)$ leicht erhöht. Das »Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau« hat sich gegenüber 2004 von 20,2 Mrd. $m^3(V_n)$ auf 20,3 Mrd. $m^3(V_n)$ ebenfalls leicht erhöht. Etwa zwei Drittel des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und etwa ein Drittel in Kavernenspeichern verfügbar.

Weitere 3,1 Mrd. $m^3(V_n)$ (Vorjahr 3,4) sind auf der Grundlage bergrechtlicher Betriebspläne in Planung oder im Bau (Schwerpunkt Kavernen).

Falls alle in den Tabellen angegebenen Projekte realisiert werden sollten, wird in deutschen Gasspeichern in den nächsten Jahren ein maximales Arbeitsgasvolumen von 23,4 Mrd. $m^3(V_n)$ (Vorjahr 23,6) verfügbar sein.

Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955 (Aquiferspeicher Engelbostel, inzwischen aufgegeben). Ab dem Jahr 2003 erfolgte in den Tabellen eine Ausweisung zweier Zahlenangaben für das Arbeitsgas. In Abb. 2 wird seither die Kategorie »Arbeitsgas in Betrieb nach Endausbau« dargestellt. Die historische Entwicklung zeigt eine Stabilisierung des Arbeitsgasvolumens seit den 90er Jahren, da einige Großprojekte weitestgehend abgeschlossen wurden.

Im Rahmen der Berichterstattung der Speicherkenndaten wurden von den Betreibern einige ergänzende Angaben übermittelt. Weitere Informationen sind in Presseberichten veröffentlicht.

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. m^3/h , wobei der Porenspeicher 238.000 m^3/h als Maximalrate darstellen, welche dann bei rückläufiger Auspeicherrate über den Kavernenspeicher zeitweise auf die o. g. Gesamtrate kompensiert werden kann. Im Speicher *Bierwang* wurde eine weitere Beobachtungsbohrung (BW B9) abgeteuft.

Kavernenspeicher

Die bestehenden drei Kavernen in *Empelde* sollen bis 2008 nachgesolt werden, die vierte Kaverne befindet sich im Solprozess.

In *Epe* (E.ON Ruhrgas) wurde im Jahr 2006 mit der Umrüstung von zwei weiteren Kavernen zur Erdgasspeicherung begonnen.

Als neue Firmen wurden in die Berichterstattung »Nuon« und »Essent« mit den gleichnamigen Speichern *Epe* aufgenommen. Damit sind am Standort *Epe* vier Speicherfirmen aktiv.

In *Nüstermoor* (EWE) befinden sich die Kavernen K17 und K18 (Solung bis ca. Ende 2007), in *Rüdersdorf* die K101 und K102 im Solprozess.

Die Solung der dritten Kaverne des Erdgasspeichers *Reckrod* ist abgeschlossen.

Im Speicher *Krummhörn* bezieht sich der Wert für das »Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau« auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2008. Mit dem Nachsolen der im Vorjahr reparierten Kaverne wurde begonnen. Eine weitere, bereits geflutete Kaverne soll in 2006 repariert werden.

Nach Presseberichten sind folgende weitere Speicherprojekte in Planung: Für das seit Jahren in der tabellarischen Berichterstattung des LBEG unter »in Planung« geführte Projekt *Jemgum* (10 Kavernen) sollen nach Angaben der Wintershall AG nunmehr weitere Untersuchungsarbeiten sowie Konkretisierungen des technischen Konzeptes folgen. Bei positiven Entscheidungen und Vorliegen der bergbehördlichen Genehmigun-

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	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	52	52	65
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	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	100
Döttingen	EMPG* für BEB Erdgas und Erdöl GmbH und MEEG	ehem. Gasfeld	2.650	Buntsandstein	4.058	1.648	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	41	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	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	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	527	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)					23.518	12.365	13.035	8.218
In Planung oder Bau								
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	130	130	130	–
Summe (Planung/Bau)					130	130	130	–
* 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. 2005; 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 2	857	546	546	1.167
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	31	500–700	Zechstein 2	1.167	895	895	1.458
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	92	75	75	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	177	140	171	300
Epe	E.ON Ruhrgas AG	32	1.090–1.420	Zechstein 1	2.087	1.657	1.976	2.450 ²⁾
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1.100–1.420	Zechstein 1	467	352	352	520
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	3	1.160–1.280	Zechstein	250	165	165	400
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	132	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	6	650–1.400	Zechstein	406	298	298	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	168	100
Neuenhuntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	750–1.000	Zechstein	33	17	17	100
Nüstermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950–1.300	Zechstein	1.233	922	922	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	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WWE Netzservice GmbH	4	400–1.130	Zechstein	254	204	204	250
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1.000	Zechstein	220	190	190	280
Summe (in Betrieb)		156			9.067	6.703	7.323	11.610
In Planung und Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	6	500–700	Zechstein 2	354	270	270	–
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1.300–1.800	Zechstein 2	145	113	113	–
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	2	1.300	Zechstein 1	185	145	145	–
Epe	NUON UGS Epe GmbH	4	1.100–1.420	Zechstein 1	280	185 ³⁾	185 ³⁾	–
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	1	1.120	Zechstein	85 ³⁾	56	56	–
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	–
Nüstermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	950–1.300	Zechstein	225	175	175	–
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	2	900–1.200	Zechstein	196	165	165	–
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			4.340	3.028	3.028	–
¹⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen; ²⁾ Maximalrate; ³⁾ durch LBEG geschätzt Stand 31. 12. 2005; Quelle: Betreiberfirmen								

gen könnten die Bauarbeiten bereits in 2007 beginnen.

Nach aktuellen Informationen durch den Geologischen Dienst von Mecklenburg-Vorpommern in Güstrow und das zuständige Bergamt in Stralsund liegt ein Antrag der EWE Aktiengesellschaft für einen Kavernenspeicher *Möckow* vor. Die Lokation befindet sich südlich von Greifswald. Die Größe des geplanten Speichers ist bisher nicht festgelegt, da noch seismische Untersuchungen durchgeführt werden müssen. 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. K1 ist in Betrieb seit 2001, die K2 in Solung (Inbetriebnahme in 2009). Bei Bedarf könnte der Speicher auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden.

Neben den vier derzeit am Standort *Epe* aktiven Firmen soll die Firma Trianel (TGE,

Gronau) drei Kavernen zur Speicherung von Erdgas planen. Ende 2008 soll der Erdgasspeicher in Betrieb genommen werden. Er soll etwa 120 Mio. m³ Erdgas fassen. Der Speicher, an dem 12 Stadtwerke und kommunale Unternehmen beteiligt sind, soll an die Ferngasnetze von E.ON Ruhrgas und RWE angebunden werden.

In *Etzel*, z. Z. Standort der IVG AG für Erdgas- und Rohölkavernen, sollen in den nächsten Jahren weitere Kavernen gebaut werden. Die Erweiterung soll für Nutzer wie z. B. E.ON erfolgen. Sie wird auch für die

Tabelle 6 **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)	13,0	7,3	20,3
Plateau-Entnahmerate, Mio. m ³ (V _n)/d	197,2	278,6	475,8
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	66	26	43
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	21	44
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« (B) , Mrd. m ³ (V _n)	0,1	3,0	3,1
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	1	14	15
Summe Arbeitsgas (A) + (B) , Mrd. m ³ (V _n)	13,1	10,3	23,4
* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«.		Stand: 31. 12. 2005	

geplante Erdgaspipeline von Etzel nach Bunde, mit der u. a. eine Anbindung an den niederländischen und belgischen Markt erfolgen soll, von Bedeutung sein. Ein weiterer Aspekt, der den Ausbau des Standortes Etzel erforderlich machen könnte, wäre der Ende 2005 begonnene Bau der ca. 1.200 km »Ostseepipeline« von Wyborg in die Nähe von Greifswald (s. u.).

Die zunehmende Importabhängigkeit Deutschlands und Mitteleuropas von Erdgasimporten aus Russland könnte die strategische Bedeutung von Erdgasspeichern weiter erhöhen. Auch der geplante Bau des Flüssigerdgasterminals in Wilhelmshaven durch die E.ON wäre ein erster Schritt in Richtung Diversifizierung der Bezugsquellen. Das Erdgasterminal sowie auch der geplante Bau einer Ethylen-Fabrik durch den PVC-Hersteller INEOS, ebenfalls Wilhelmshaven, könnten weitere Speicher erforderlich machen. Ganz zu Recht wird schon heute der Standort

Wilhelmshaven (Raffinerie, Tankerterminal, Zwischenlager, Anbindung an Rohöl Pipeline ins Ruhrgebiet und Hamburg und Anbindung an die Kavernenstandorte Wilhelmshaven, Epe und Etzel) in Presseberichten als das »Herz der fossilen Energienation« und Etzel als ihre »Lunge« bezeichnet. Die IVG sieht am Standort Etzel ein geologisches Potenzial von 60 weiteren Kavernen, das auch nach Ansicht des LBEG im Salzstock Etzel realisierbar wäre.

Ein für die Gasversorgung Deutschlands wichtiges grenznahes Projekt ist der Bau des Speichers *Haidach* bei Salzburg. Die Firmen Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG), Wingas und Gazexport bauen dort die Erdgaslagerstätte Haidach zu einem Erdgasspeicher aus. Er soll bis zu 2,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen speichern können und damit einer der größten Speicher in Europa sein. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2007 geplant.

Eine wichtige Bedeutung für den Europäischen Erdgasmarkt und neue Standorte für Gasspeicher in Deutschland dürfte auch der geplante Bau der Nordeuropäischen Gaspipeline (NEGP, Ostseepipeline) haben. Die Landarbeiten des 900 km langen Landabschnittes in Russland haben Ende 2005 begonnen, der 1.200 km lange Ostseeabschnitt könnte ab Frühjahr 2008 folgen. Nach Angaben der Betreibergesellschaft NEGP Company könnte im Herbst 2010 das erste Gas nach Deutschland fließen. 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 (Baukosten rd. 2,5 Mrd. Euro) soll ein zweiter Strang mit weiteren 27,5 Mrd. m³ Leitungskapazität folgen. Die Gesamtsumme von 55 Mrd. m³ würde einer Gasmenge von rd. 50 % des heutigen Erdgasverbrauches der Bundesrepublik Deutschland entsprechen.

Nach wie vor steht das im Zuge des Rückbaus des Salzbergwerkes *Niedersachsen-Riedel* (Flutung durch Süßwasser ab Ende 2006) verfügbare Hohlräumvolumen für eine alternative Soleeinkleitung (Kavernensolung) zur Verfügung (s. EEK 11/2004).

Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

In der Welt stehen, mit Stand 2004/2005, rd. 333 Gm³ Arbeitsgasvolumen aus über 600 UGS zur Verfügung (Tabelle 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 rd. 60 % und die nordamerikanischen Spei-

Tabelle 7 **Speichernationen**

Nation	Arbeitsgasvolumen, Mio. m ³		Anzahl Speicherbetriebe		Nation	Arbeitsgasvolumen, Mio. m ³		Anzahl Speicherbetriebe	
	2003	2006	2003	2006		Jahr	2003	2006	2003
USA	110.485	100.848	417	385	Poland	1.572	1.556	6	6
Russia*	90.045	93.533	23	22	Romania	1.470	2.300	5	5
Ukraine*	34.065	31.880	13	13	Japan	1.143	542	6	4
Germany ¹⁾	18.900	19.068	43	44	Azerbaidjan*	1.080	1.350	2	2
Italy	17.300	17.415	10	10	Australia	934	934	4	4
Canada	14.070	14.820	42	49	Denmark	815	820	2	2
France	11.633	11.643	15	15	Belarus*	750	750	2	2
Netherlands	4.750	5.000	3	3	Belgium	650	550	2	1
Uzbekistan*	4.600	4.600	3	3	China	600	600	1	1
Kazakhstan*	4.203	4.203	3	3	Bulgaria	500	500	1	1
Hungary	3.610	3.610	5	5	Croatia	500	558	1	1
United Kingdom	3.267	3.267	4	4	Armenia*	150	110	1	1
Czech Republic	2.801	2.891	8	8	Ireland	100	210	1	1
Austria	2.647	2.820	4	4	Argentina	80	200	1	2
Slovakia	2.341	2.198	4	2	Kyrgyzstan*	60	60	1	1
Latvia	2.105	2.300	1	1	Schweden		1		9
Spain	1.990	1.981	2	2					
					Summe	339.216	333.124	636	608

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

Quelle: IGU (2003, 2006)

cher rd. 35 % des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Speichernation (Arbeitsgasvolumen). In der Welt dominieren mit rd. 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.

Unter Leitung des Working Committes 2 (Underground Gas Storage) der International Gas Union (IGU) wurde im Zeitraum 2003–2006 unter deutscher Leitung die »UGS World Data Bank« aktualisiert und der Datenbestand erheblich verbessert, sowie eine Aktualisierung der georeferenzierten Darstellung der wesentlichen Speicherdaten der Welt (UGS World Map) unter Beteiligung des LBEG vorgenommen. 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.–9. 6. 2006) vorgelegt. Die UGS Data Bank und die Visualisierung in der aktualisierten Fassung wurden im Rahmen der Welt Gas Konferenz 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 ist in metrischen und englischen Einheiten verfügbar. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen UGS 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>.

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 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-Gasspeicher sind in aktuellen Publikationen beschrieben (Grewe, 2005 und Alvermann & Wallbrecht, 2005).

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. Die Bundesnetzagentur hat im August 2006 ihren Monitoring-Bericht vorgelegt. Für den Gassektor ist insbesondere Kapitel 5 von Interesse (Link siehe Literaturverzeichnis).

Die Bedeutung der deutschen Untertage-Gasspeicher wurde im Rahmen des Konfliktes zwischen Russland und Ukraine deutlich, als nicht absehbar war, ob und wie lange es zu einer Liefereinschränkung auf der durch die Ukraine nach Westeuropa laufenden Pipeline kommen würde.

Für die Einrichtung neuer Speicher verfügt Deutschland – besonders im Norden – über günstige geologische Bedingungen. Hier sind sowohl Erdöl-Erdgaslagerstätten als auch Salzstöcke und in begrenztem Umfang auch Aquifere vorhanden. In den anderen Gebieten Deutschlands könnten auch dort existierende Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in gewissem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland wird künftig weniger von geologischen Faktoren als von der Entwicklung des Erdgasmarktes abhängen. Nach allen Prognosen soll der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch weiter ansteigen. Eine aktuelle Prognose von EW/Prognos (2005) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zeigt auf, dass auf europäischer Ebene der Erdgasverbrauch der EU-25-Staaten bis zum Jahr 2030 um etwa 50 % ansteigen soll. Gleichzeitig soll die Erdgasförderung innerhalb Europas deutlich zurückgehen. Dies betrifft auch die Förderung in Deutschland. Der Primärenergieverbrauch in Deutschland

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	28	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. 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				109	
				Stand 31. 12. 2005;	Quelle: Betreiberfirmen

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.

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 existiert in Deutschland unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge derzeit für Erdgas eine hohe Versorgungssicherheit.

In den letzten Jahren sind auf internationaler und nationaler Ebene verstärkt Forschungsaktivitäten sowie Überlegungen zur Speicherung von CO₂ zum Klimaschutz erfolgt. Bei diesem Thema sind die technologischen Erfahrungen der E&P- und der Gasspeicher-Firmen wegweisend für die Vorbereitung, Genehmigung und Begleitung möglicher künftiger Projekte in Deutschland.

Speicheranlagen 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 2005 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Die Bundesrepublik Deutschland ist zu rd. 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 2005), der als Körperschaft

des öffentlichen Rechts die nationale Institution zur Krisenbevorratung darstellt, lag die Vorratsmenge für das Haushaltsjahr 2004/2005 (Stichtag 1. 4. 2005) mit 23,3 Mio. t etwa 5 % über der derzeitigen Vorratspflichtmenge von 22,1 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.

Die nationale Rohölbevorratung hat nach den Auswirkungen der Hurrikans »Katrina« auf die amerikanische Golfküste der USA im September 2005 eine besondere Bedeutung 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. b (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«. Dieser und der 14 Tage später 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.

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) (2006): Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland. Wochenbericht Nr. 10/2006, 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) (2005): Geschäftsbericht 2004/2005. 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) (2003): Basic Activity Study. Working Committee 2, Veröffentlichung anlässlich der 22. World Gas Conference in Tokio (1.–5. 6. 2003), www.igu.org
 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
 Porth, H., Bandlow, 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
 Wirtschaftverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) (2006): Jahresbericht 2005. Hannover, www.erdoel-erdgas.de

Dieser Artikel steht als download auf der Website des LBEG: <http://www.nfb.de/rohstoffe/downloads>

