

Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

Von R. SEDLACEK*

ABSTRACT

The following report describes the status of 39 underground gas storage facilities in operation and 17 planned projects in Germany. In addition to the numbers for individual storage facilities new developments are also reported. This survey also includes data and locations for subsurface storage of liquid hydrocarbons. Due to an upgrading of existing and the start of new storage facilities the working gas volume in Germany further significantly increased to 18.3 billion m³. In the near future some 23 billion m³ are expected when all of the presently planned projects have been carried out. Based on the European Standard EN 1918 from the year 1998 new projects are designed according to this standard. The standard is used by the Geological Survey of Lower Saxony in expertises on the subsurface (geological) safety of storage facilities in porous rock storage.

KURZFASSUNG

Seit mehreren Jahren veröffentlicht das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung (NLfB) an dieser Stelle die Kenndaten zur Untertage-Speicherung in Deutschland. Die Informationen stammen von den jeweiligen Betreiberfirmen, aus der Arbeit in Gremien sowie aktuellen Pressemitteilungen und Publikationen. Die Entwicklung bei den Untertage-Erdgasspeichern zeigt einen weiteren signifikanten Zuwachs um mehr als 2 Mrd. m³ (Vn) Arbeitsgasvolumen auf 18,3 Mrd. m³ (Vn). Dies ist im wesentlichen auf die Erweiterung bestehender Projekte zurückzuführen. Bei der Planung neuer Projekte zeigt sich eine Stagnation. Dies ist u.a. durch eine Zurückhaltung der Unternehmen bei der Investition zwei und dreistelliger Millionenbeträge in einem sich wandelnden Erdgasmarkt, dessen Liberalisierung begonnen hat, begründet. Bei Realisierung aller derzeit geplanten Projekte wird in Deutschland mittelfristig ein Arbeitsgasvolumen von 23 Mrd. m³ (Vn) in Poren- und

*Dipl.-Ing. R. Sedlacek, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Referat »Kohlenwasserstoffgeologie«, Stilleweg 2, D-30655 Hannover.

¹⁾ Alle Angaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 kWh/m³ (V_n), häufig als »Reingas« oder »Groningen-Brennwert« bezeichnet..

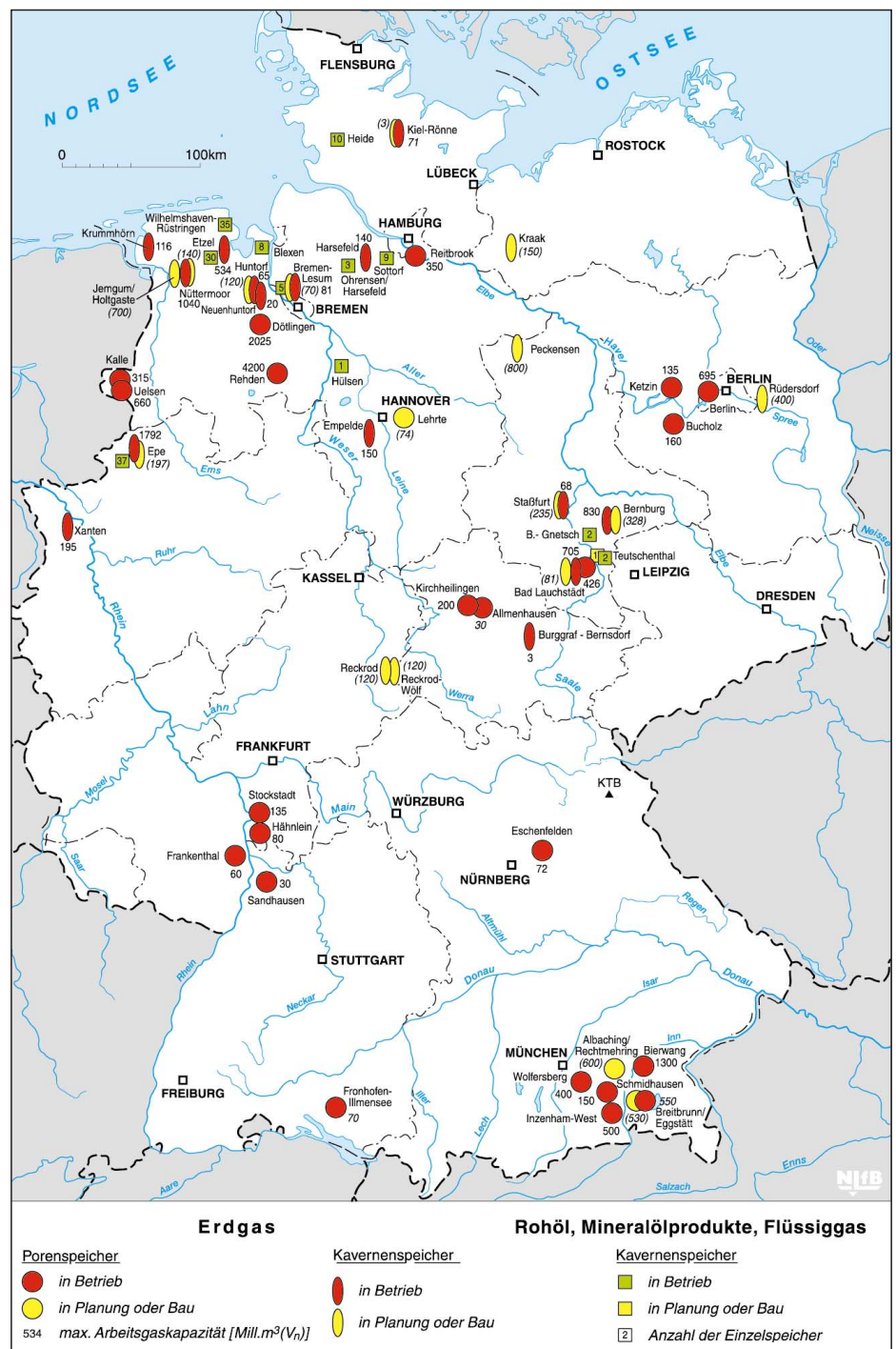


Abb. 1 Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl und Mineralölprodukte und Flüssiggas

0179-3187/00/11
© 2000 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Kavernenspeichern existieren. Als ergänzende Information wurden die Daten von Untertage-Speichern für flüssige Kohlenwasserstoffe, die u. a. der Krisenbevorratung dienen, mit aufgenommen.

Im Rahmen seiner Tätigkeit bei Gutachten zu neuen Porenspeicher-Projekten, die von Ministerien und Bergbehörden in Auftrag gegeben werden, verwendet das NLFb die seit 1998 gültige Europäische Norm EN 1918 u. a. für die Abschätzung der Dichtheit bei überinitialen Speicherdrücken sowie bei der Konzipierung von Überwachungsmaßnahmen. Durch die Anwendung dieser funktionalen Norm ist sichergestellt, dass deutsche Gaspeicher internationale Anforderungen nachvollziehbar erfüllen und ein Maximum an Speichervolumen und -leistung realisierbar ist.

ERDGASANTEIL AM PRIMÄRENERGIE-VERBRAUCH STEIGT WEITER

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland war 1999 gegenüber dem Vorjahr geringfügig niedriger (-2 %). Nach Berichten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW, 2000) zeigte sich beim Erdgasaufkommen (Importe plus Eigenförderung) trotz der besonders milden Witterung in den Wintermonaten ein Zuwachs von ca. 5 % und beim effektiven Erdgasverbrauch (Aufkommen minus (Exporte plus Speicheraufbau)) ein leicht steigender Trend (+0,5 %). Nach Einschätzung des DIW hätte der Zuwachs beim Verbrauch bei »normaler« Witterung sogar rund 3 % betragen. Die Anteile der Energieträger am PEV 1999 sind in Tab. 1 zusammengestellt.

Erdgas steht an zweiter Stelle hinter dem Mineralöl. Obwohl für die nächsten zwei Jahrzehnte für Deutschland ein leicht sinkender Primärenergieverbrauch vorhergesagt wird (z. B. PROGNOSE, 1999, für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Pflingsten, 2000), bleibt das

Tabelle 1 **Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (in %)**

	1999	1998
Erdöl	39,4	40,0
Erdgas	21,3	20,8
Steinkohle	13,4	14,1
Braunkohle	10,3	10,5
Kernenergie	13,1	12,2
Wasser- und Windkraft	0,6	0,5
Sonstige	1,9	1,9

Tabelle 2 **Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens (in %)**

	1999	1998
Deutschland	21	20
Niederlande	19	22
Norwegen	20	20
Russland	35	35
Dänemark/Großbritannien	5	3

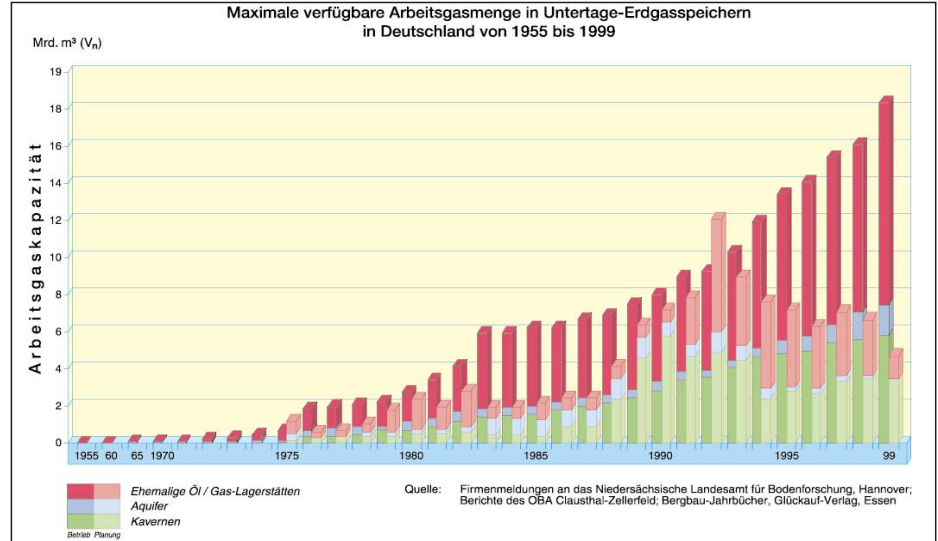


Abb. 2 **Maximale verfügbare Arbeitsgaskapazität in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland von 1955 bis 1999**

Erdgas auf Wachstumskurs. Sein Anteil soll von zurzeit rund 21 % auf 24 bis 25 % im Jahr 2010 und auf 27 % im Jahr 2020 ansteigen. Dieser Zuwachs soll zu Lasten von Mineralöl, Steinkohle und Kernenergie gehen (PROGNOS 2000).

Betrachtet man das derzeitige Erdgasaufkommen, ergibt sich folgendes Bild (DIW, 2000, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (W.E.G.), 2000 und NLFb): Die Erdgasversorgung Deutschlands wurde im Jahr 1999 durch rund 21 Mrd. m³(V_n)¹⁾ inländischer Förderung aus 93 Erdgaslagerstätten und zu ca. 82 Mrd. m³(V_n) durch Importe aus 5 Ländern dargestellt (Tab. 2). Das Erdgasaufkommen stieg damit gegenüber dem Vorjahr um rd. 5 % auf ca. 103 Mrd. m³(V_n) an.

Die inländische Produktion von Erdgas unterliegt im Jahresverlauf nur begrenzten Schwankungen, da Erdgas-Aufbereitungsanlagen für bestimmte Förderkapazitäten ausgelegt sind und diese Mengen nicht beliebig nach oben oder unten verändert werden können. Die Importmengen sind i. d. R. im voraus vertraglich festgelegt. Da der Erdgasverbrauch temperaturabhängig großen saisonalen und tageszeitlichen Veränderungen unterliegt, sind zwischen Versorger und Verbraucher als Ausgleichsvolumen Untertage-Erdgasspeicher (Poren- und Kavernenspeicher) eingerichtet (Tab. 3).

Tab. 4 bis 6 sowie Abb. 1 und 2 zeigen den aktuellen Status für Betrieb, Planung und Bau von Untertagespeichern in Deutschland. Die für den Stichtag 31.12.1999 gültigen Angaben für die Untertage-Erdgasspeicher sowie die Speicher für flüssige Kohlenwasserstoffe beruhen auf den jährlichen Meldungen der jeweiligen Unternehmen an das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung.

Im Jahr 1999 waren 23 Porenspeicher und 16 Kavernenspeicher mit 132 Einzelkavernen in Betrieb (Abb. 1). Sie verfügten über ein maximales Arbeitsgasvolumen von 18,3 Mrd. m³(V_n), das um 2,2 Mrd. m³(V_n) deutlich gegenüber 1998 anstieg. Die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens zeigt Abb. 2. Hauptanteil am aktuellen Anstieg hat bei den Porenspeichern der Speicher *Rehden* (ehem. Gaslagerstätte) mit einer Zunahme von 1,4 Mrd. m³(V_n). Er ist damit nach wie vor einer der größten Speicher in Europa. Im Zuge des Speicheraufbaus wurden auch in den Speichern *Berlin* (Aquifer) sowie *Uelsen* (ehem. Gaslagerstätte) beim Arbeitsgasvolumen Anpassungen nach oben vorgenommen. Auch bei einigen anderen Speichern erfolgten Neubewertungen des Arbeitsgasvolumens, die ebenfalls eine Zunahme bewirkten. Bei den Kavernenspeichern war der Zuwachs mit rund 0,2 Mrd. m³(V_n) nicht ganz so stark und betraf mehrere Speicher. Den größten Anteil

Tabelle 3 **Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung**

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m ³ (V _n)	12,5	5,8	18,3
Maximale Entnahmerate/Tag, Mio. m ³ (V _n)	193,9	212,2	406,1
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases, Tage	65	27	45
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	16	39
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau«, Mrd. m ³ (V _n)	1,2	3,4	4,6
Anzahl der Speicher (Planung und Bau)	3	14	17
Summe Arbeitsgas, Mrd. m ³ (V _n)	13,7	9,3	23,0

Stand: 31.12.1999

Tabelle 4 Erdgas-Porenspeicher in Betrieb bzw. Planung oder Bau

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicher- formation	Gesamt Volumen ¹⁾ Mio.m ³ (V _n)	Arbeits- gas ²⁾ Mio.m ³ (V _n)	Kissen- gas Mio.m ³ (V _n)	Entnahme- rate ³⁾ 1000 m ³ /h
In Betrieb								
Allmenhausen	CONTIGAS							
	Deutsche Energie-AG	Gaslagerstätte	350	Buntsandstein	258	30	228	35
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 800	Rotliegend	657	426	231	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750–1.000	Buntsandstein	1.000	695	305	450
Bierwang	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	1.560	Tertiär (Chatt)	2.457	1.300	1.157	1.200
Breitbrunn/ Eggstätt	RWE-DEA AG, Mobil EE GmbH, Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	ca. 1.900	Tertiär (Chatt)	1.085	550	535	250
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570–610	Buntsandstein	210	160	50	100
Dötlingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	2.650	Buntsandstein	4.383	2.025	2.358	840
Eschenfelden	Ruhrgas AG, Energie- und Wasserversorgungs AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	96	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Tertiär	167	60	107	100
Fronhofen	Preussag Energie GmbH für Gasversorgung Süddeutschland	Öllagerstätte	1.750–1.800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	120	70	50	70
Hähnlein	Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham-West	RWE-DEA AG für Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	500	380	300
Kalle	WGV Westfälische Gasversor- gung AG und Co. KG	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	315	315	400
Ketzin	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	rd. 230	Lias	271	135	136	79
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 900	Zechstein	250	200	50	187
Rehden	WINGAS GmbH	Gaslagerstätte	1.900–2.250	Zechstein	7.000	4.200	2.800	2.400
Reitbrook	Preussag Energie GmbH und Mobil EE GmbH für Hamburger Gaswerke	Öllagerstätte mit Gaskappe	640–725	Oberkreide	500	350	150	350
Sandhausen	Ruhrgas AG/Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	Preussag Energie GmbH, Mobil EE GmbH und BEB Erdgas und Erdöl GmbH für Stadtwerke München	Gaslagerstätte	1.000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	49	} 135
Stockstadt	Ruhrgas AG	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	
Uelsen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1.500	Buntsandstein	1.220	660	560	310
Wolfersberg	RWE-DEA AG für Bayerngas	Gaslagerstätte	2.930	Tert. (Lithotham.-Kalk)	618	400	218	210
Summe in Betrieb					22.668	12.543	10.125	
In Planung oder Bau								
Albaching- Rechtmehring	Mobil EE GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1.950	Lithothamnienkalk	Volumen ⁴⁾ 1.350	600	750	
Breitbrunn/ Eggstätt	RWE-DEA AG, Mobil EE GmbH, Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	rd. 1.900	Tertiär (Chatt)	990	530	460	
Lehrte/Hannover	Preussag Energie GmbH für Ferngas Salzgitter	Öllagerstätte	1.000 – 1.150	Dogger (Cornbrash)	120	74 (Endausbau)	46	
Summe Planung/Bau					2.460	1.204	1.256	
¹⁾ Maximales/zugelassenes Gesamt-Volumen per 31.12.1999; ²⁾ Maximale Arbeitsgaskapazität per 31.12.1999; ³⁾ Maximale Entnahmerate per 31.12.1999; ⁴⁾ Zusätzliches oder geplantes Speichervolumen; Stand 31.12.1999 Quelle: Betreiberfirmen								

Tabelle 5 Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb bzw. Planung oder Bau

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Speicherformation	Teufe m	Speicher-Volumen ¹⁾ Mio.m ³ (V _n)	Arbeitsgas ²⁾ Mio.m ³ (V _n)	Entnahmerate ³⁾ 1000 m ³ /h
In Betrieb							
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	16	Zechstein 2	780–950	804	705	833
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	27	Zechstein 2	500–700	934	830	1.250
Bremen-Lesum	Stadtwerke Bremen AG	2	Zechstein	1.090–1.320	97,5	81	130
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	Zechstein 2	rd. 580	5,1	3,4	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	Zechstein 2	1.300–1.800	186,5	149,6	300
Epe	Ruhrgas AG	32	Zechstein 1	1.090–1.420	2.250	1.600	2.000
Epe	Thyssengas GmbH	5	Zechstein 1	1.100–1.420	245	192	380
Etzel	IVG Logistik GmbH	9	Zechstein 2	900–1.100	890	534	1.310
Harsefeld	BEB Erdgas u. Erdöl GmbH	2	Zechstein	1.150–1.450	186	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	4	Zechstein	650–850	120	65	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	Rotliegendes	1.400–1.600	108	71	100
Krummhörn	Ruhrgas AG	3	Zechstein 2	1.500–1.800	172	116	250
Neuhuntorf	EWE AG für Preussen Elektra AG	1	Zechstein	750–1.000	32	20	100
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	Zechstein	950–1.300	1.300	1.040	1.000
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	2	Zechstein	400–1.130	81	68	220
Xanten	Thyssengas GmbH	8	Zechstein	1.000	225	195	280
Summe in Betrieb		131			7.639	5.810	
In Planung und Bau							
					Volumen ⁴⁾		
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	2	Zechstein 2	780–950	96	81	
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	9	Zechstein 2	500–700	407	328	
Bremen-Lesum	Mobil EE GmbH	3	Zechstein	1.250–1.750	ca. 100	ca. 70	
Epe	Thyssengas GmbH	4	Zechstein 1	1.300	–	197	
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	1.000–1.400	ca. 200	ca. 120	
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	Zechstein	1.000–1.300	ca. 1.000	ca. 700	
Kiel-Rönne ⁵⁾	Stadtwerke Kiel AG	1	Rotliegend	1.250–1.326	ca. 5	ca. 3	
Kraak	Hamburger Gaswerke GmbH	3	Zechstein	900–1.100	ca. 200	ca. 150	
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	950–1.300	ca. 210	ca. 140	
Peckensen	EEG – Erdöl Erdgas GmbH	10	Zechstein	1.100–1.400	5	ca. 800	
Reckrod	Gas Union GmbH	2	Zechstein 1	700–1.100	150	ca. 120	
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	Zechstein 1	700–1.100	ca. 150	ca. 120	
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	Zechstein	1.250–1.500	ca. 600	ca. 400	
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	3	Zechstein	850–1.150	ca. 286	ca. 235	
Summe Planung/Bau		57			3.409⁶⁾	3.464	

¹⁾ Speichervolumen, gesamt per 31.12.1999; ²⁾ Max. Arbeitsgaskapazität per 31.12.1999; ³⁾ Max. Entnahmerate per 31.12.1999; ⁴⁾ zugelassen per 31.12.1999

⁵⁾ ohne Speicher Epe, ⁶⁾ Kav. mit Sole geflutet, Sanierung der Verrohrung und Nachsolung im diskont. Betrieb; Stand 31.12.1999 Quelle: Betreiberfirmen

Tabelle 6 Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe, m	Anz. der Einzelspeicher	Füllung
Bernburg-Gnetsch	Kali und Salz GmbH Werk Bernburg	Salzlager-Kavernen	510–680	2	Propan
Blexen	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1 430	4 / 1 / 3	Rohöl / Gasöl / Benzin
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorratungsverband (EBV)	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Leichtes Heizöl
Epe	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH für Veba Oel AG	Salz-Kavernen	1.000–1.400	5	Rohöl
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	30	Rohöl
Heide	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorratungsverband (EBV)	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		Rohöl
Ohrensen/Harsefeld	Dow Deutschland Inc.	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1 / 1 / 1	Ethylen / Propylen / EDC
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorratungsverband (EBV)	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Rohöl, Mineralölprodukte
Teutschenthal	BSL Olefinverbund GmbH	Salzstock-Kavernen	700–800	2 / 1*	Ethylen
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorratungsverband (EBV)	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	35	Rohöl, Mineralölprodukte
Summe Einzelspeicher				110	
* im Bau				Stand 31.12.1999	Quelle: Betreiberfirmen

Tabelle 7 Prognostizierte Entwicklung des Erdgasaufkommens in Deutschland

Angaben in %	1999	2010
Inlandsförderung	21	14
Niederlande	19	21
Norwegen	20	30
Russland	35	31
Dänemark/Großbritannien	5	4
Erdgasaufkommen, Mrd. m ³ (V _n) ¹⁾	rd. 103 ²⁾	rd. 118
¹⁾ Volumina bezogen auf 9,77 m ³ (V _n). ²⁾ vorläufige Zahl.		

hatte der Speicher *Epe* (Ruhrgas AG). Wie Tab. 4 und Abb. 2 zeigen, reduzierte sich bei den geplanten oder in Bau befindlichen (erweiterten) Porenspeichern der Arbeitsgasanteil um rund 2 Mrd. m³(V_n), weil bei den Speichern *Rehden* und *Uelsen* die letzten Baustufen realisiert wurden. Bei dem Speicherprojekt *Breitbrunn/Eggstätt* handelt es sich ebenfalls um die zweite Baustufe des laufenden Projektes. Die für diese Erweiterung geplanten sechs neuen Horizontalbohrungen werden im 4. Quartal 2000 realisiert sein. Ab April 2001 soll die zweite Baustufe in Betrieb gehen. Beim Aquiferspeicher *Ketzin* wird über eine Aufgabe des Speichers und Verfüllung nachgedacht. Der Speicher *Lehrte* wird zur Zeit befüllt. Mitte Oktober dieses Jahres fand die Inbetriebnahme der ersten Ausbaustufe des Kavernenspeichers *Reckrod* statt. Erstmals steht damit auch in Hessen ein Gasspeicher zur Abdeckung von saisonalen und tageszeitlichen Verbrauchsspitzen sowie zur Optimierung des Erdgas-Ferntransportes zur Verfügung.

Einziges neues Porenspeicherprojekt »in Planung« ist derzeit der Speicher *Albaching-Rechtmehring*. Im Rahmen der Fusion *Esso/Mobil* wurden aus kartellrechtlichen Gründen ehemalige Gaslagerstätten (Bewilligungsfelder) in Süddeutschland zur Nachnutzung als Gasspeicher angeboten. Die Entscheidungen hierüber stehen noch aus. Das bis 1998 berichtete Projekt *Golzow* (Aquiferspeicher) wird nicht mehr in der Statistik geführt. Bei den geplanten oder erweiterten Kavernenspeichern blieb das Arbeitsgasvolumen in der Summe unverändert, innerhalb der einzelnen Projekte wurden aber leichte Veränderungen gemeldet. Neu aufgenommen ist eine Speichererweiterung in *Nüttermoor*. Ende September 2000 wurde der Kavernenspeicher *Kraak* mit der Befüllung der ersten Kaverne in Betrieb genommen. Der Speicher soll bis zum Jahr 2005 mit 3 Kavernen betrieben werden. Aufgrund günstiger geologischer Bedingungen könnte der Speicher auf bis zu 15 Kavernen mit bis zu 50 Mio. m³(V_n) erweitert werden.

Sollten alle Speicherprojekte in Deutschland realisiert werden, könnte in den nächsten Jahren ein Anstieg des maximalen Arbeitsgasvolumens auf 23,0 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr: 22,7 Mrd. m³(V_n)) in Deutschland möglich

sein und zur Versorgungssicherheit beitragen. Dieser Trend geht konform mit dem Anstieg des Erdgasaufkommens (Tabelle 7). Nach Prognosen der Internationalen Gas Union (IGU), die im Juni 2000 auf dem 21. Weltgaskongress vorgestellt wurden, entspricht der erwartete Zuwachs des Erdgasaufkommens für Deutschland etwa der Vorhersage der IGU. Danach soll das Aufkommen in West- und Zentraleuropa jährlich um 1 bis 1,5 % wachsen (NN, 2000). Die heimische Förderung wird auf Grund der positiven Reservenentwicklung der letzten Jahre vermutlich höher ausfallen, wobei Gaspreise und Förderkosten die letztendliche Schlüsselgröße sein werden.

ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNGEN

Bezieht man das heutige und künftig mögliche maximale Arbeitsgasvolumen auf das jeweilige Erdgasaufkommen, folgt ein Arbeitsgasanteil von 18 % heute und ca. 19 % im Jahr 2010. Im internationalen Vergleich liegt Deutschland mit diesem Wert auf dem Niveau der USA, einem Land mit einem weit entwickelten, weitestgehend liberalisierten Erdgasmarkt, bei der Anzahl der Speicher und dem maximalen Arbeitsgasvolumen auf Platz 3 (Tab. 8).

Auch bei der theoretischen Verfügbarkeit des Arbeitsgasvolumens von 45 Tagen nimmt Deutschland im weltweiten Vergleich einen Spitzenplatz ein. Theoretisch werden Porenspeicher als saisonale Grundlastspeicher und Kavernenspeicher besonders für Spitzenlastabdeckungen bei Minusgraden genutzt. Der tatsächliche Einsatz hängt von vielerlei Faktoren wie Liefer- und Abnahmeverträgen, Einbindung in das Ferngasnetz, Gaspreisen, Förderpotential heimischer Lagerstätten u. a. ab. Ein wichtiger Punkt bei Kavernenspeichern ist die optimierte Fahrweise bei der Befüllung und Entnahme und das resultierende Druckspiel. Grundsätzlich führt ein über lange Zeiträume tief abgesenkter Speicherdruck zu einer stärkeren Volumenvergrößerung (Konvergenz) des Salzes, die

nicht reversibel ist. Hierdurch kommt es zu einer unerwünschten Verringerung des Kavernenvolumens. Bei Porenspeichern spielen dagegen lagerstättentechnische Aspekte, wie Förderpotenzial der Sonden, Zufluss von Lagerstättenwasser u. a. eine tragende Rolle. Betrachtet man die Zahlen und den in Abb. 2 dargestellten Trend der Entwicklung des Arbeitsgasvolumens, scheint sich in den letzten Jahren eine Sättigung abzuzeichnen, d. h. die Summe des existierenden und geplanten Speichervolumens ist nur unwesentlich angestiegen. Gleichzeitig hat aber das existierende Arbeitsgasvolumen durch die Realisierung geplanter Speicher stark zugenommen. Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens hängt kaum von geologischen Gegebenheiten ab. Besonders in Norddeutschland existiert ein enormes zusätzliches Speicherpotential in nachnutzbaren Erdgaslagerstätten und Salzstöcken sowie – bei entsprechender Exploration – in Aquiferen. Die Entwicklung wird aber elementar von dem derzeit stattfindenden Umbruch auf dem Energiemarkt geprägt sein. Die Liberalisierung des Erdgasmarktes könnte dazu führen, dass die klassische Rolle der Erdgasspeicher – Abdeckung von saisonalen und tageszeitlichen Verbrauchsspitzen – stärker durch spekulative Gesichtspunkte und Fragen der Bezugsoptimierung geprägt wird. Von entscheidender Bedeutung wird sein, ob sich langfristig der Erdgaspreis vom Rohölpreis abkoppelt und diese Energieträger in den freien Wettbewerb treten. Im Falle einer Abkopplung wäre nicht auszuschließen, dass weiteres Speichervolumen unter spekulativen Aspekten eingerichtet würde. Sowohl das derzeit existierende Speicherpotential als auch die Diversifizierung des Erdgasbezuges auf mehrere Länder sind für die Frage einer strategischen Krisenvorsorge für Deutschland positiv zu bewerten.

Das NLFb (Referat »Kohlenwasserstoffgeologie«) wird regelmäßig durch Bergbehörden und Ministerien mit der Erstellung von geologisch-lagerstättentechnischen Gutachten über Erdgasspeicher beauftragt. Im Rahmen von

Tabelle 8 Arbeitsgasvolumen und Anzahl der Speicher im internationalen Vergleich (nach Pfingsten (2000))

Land	Anzahl der Speicher (in Betrieb)	max. Arbeitsgasvolumen in Mrd. m ³ (V _n)
GUS	46	126
USA	393	94–102
Deutschland	39	18,3
Italien	9	15,1
Kanada	37	10,5–12,5
Frankreich	15	10,8
Andere*	31	18,0
Welt	570	293–303
Angaben USA/Kanada nach Cornot-Gandolphe (1995), Carlson (1998) und American Gas Association (1997), übrige nach ECE (1999) und NLFb. Daten für den Zeitraum 1995-1999, für Deutschland, GUS und Italien mit Stand 31.12.1999. *: Belgien (2), Bulgarien (1), Dänemark (1), England (2), Kroatien (1), Österreich (5), Polen (4), Rumänien (4), Slowakische Rep. (1), Spanien (2), Tschechische Rep. (4), Ungarn (4).		

Genehmigungsverfahren wird dabei die bergbauliche Sicherheit der Projekte und ihre Überwachung untersucht. Wichtiges Kriterium hierfür ist u.a. der maximale Speicherdruck. Seit 1998 erfolgt die Begutachtung in Anlehnung an die Europäische Norm EN 1918 (CEN, 1998). Die europäischen Normen EN 1918-1 bis 1918-5 vom Jahr 1998 gehen auf eine Initiative französischer Speicherexperten zurück, die Mitte der 90-er Jahre zur Gründung einer Arbeitsgruppe unter dem Signet des Europäischen Komitees für Normung (CEN) als technisches Komitee TC234 führte. Einer der Hauptaspekte für diese Norm war die zunehmende Internationalisierung und Liberalisierung des Erdgasmarktes und der Wunsch nach vergleichbaren Sicherheitskriterien. Die eingesetzte Kommission bestand aus vier Arbeitsgruppen mit jeweils einem federführenden Land (Frankreich: Leitung des Projektes und zuständig für Normung der Aquiferspeicher, Deutschland: Kavernen-Speicher, Italien: ehemalige Öl- und Gasfelder, Schweden: Felskavernen). Das gesamte Komitee bestand aus Vertretern der Länder Frankreich, Italien, Niederlande, Deutschland, Österreich, Spanien, Großbritannien, Belgien und Schweden. Das in 1998 publizierte Papier hat nach CEN-Geschäftsordnung (Europäisches Komitee für Normung) in 19 Staaten den Status einer nationalen Norm. In Deutschland ist u.a. der Normenausschuß Bergbau Mitträger der EN 1918.

Als ergänzende Information zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Abb. 1 die Loka-

tionen und in Tab. 6 die Kenndaten der im Jahr 1999 in Betrieb befindlichen 12 Untertagespeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe mit insgesamt 110 Kavernen und einem stillgelegten Bergwerk zusammengestellt. Die Speicher dienen der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem im Jahr 1998 novellierten Erdölbevorratungsgesetz (Erhöhung der Vorratspflicht von 80 auf 90 Tage) sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach Angaben des Erdölbevorratungsverbandes (EBV, 1999), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die derzeit einzige Institution zur Krisenbevorratung darstellt, betrug die Vorratsmenge im Zeitraum 1998/1999 rd. 25 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukte. Darüber hinaus existierten in der Vergangenheit Bundesrohölreserven von ca. 7,3 Mio. t, die im Kavernenspeicher Etzel eingelagert sind und gemäß Regierungsbeschluss vom Juli 1997 bis Anfang des Jahres 2001 veräußert werden sollen.

Nach einer Reorganisation ist das Referat »Kohlenwasserstoffgeologie« der Abteilung 3 des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung angegliedert worden. Aufgrund vertraglicher Vereinbarungen werden die Aufgaben der Kohlenwasserstoffgeologie auch künftig für fast alle Bundesländer mit Erdöl- und Erdgasvorkommen und Porengasspeicherung gemeinsam vom NLFb wahrgenommen. Die beteiligten Länder sind: Bayern, Berlin, Brandenburg, Hessen, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein; mit weiteren Ländern wird zur Zeit verhandelt. Organisation und Aufgaben des NLFb sind im Internet unter <http://www.nlfb.de> dargestellt.

LITERATUR

- American Gas Association (1997): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 1996. – Arlington.
- Carlson, U. (1998): Die aktuelle Situation der Untertagespeicherung von Erdgas in der Welt. VDF Führungskraft, 1.2.98; Essen.
- CEN (Europäisches Komitee für Normung) (1998): Funktionale Empfehlungen für die Speicherung von Gas in Aquiferen, Öl- und Gasfeldern, EN 1918-1 bis 1918-5, Deutsches Institut für Normung, Berlin.
- Cornot-Gandolphe, S. (1995): Underground Gas Storage in the World. Cedigaz, Rueil-Malmaison.
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2000): Wochenbericht 4–5/2000, Primärenergieverbrauch im Jahre 1999 rückläufig. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.
- Economic Commission for Europe (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996–1999. United Nations, Geneva.
- Erdölbevorratungsverband (EBV) (1999): Geschäftsbericht 1998/1999, Hamburg.
- NN (2000): Gute Perspektiven des Erdgases in der Welt, 116, 6/7, ERDÖL ERDGAS KOHLE, Hamburg.
- PROGNOS (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Studie im Auftrag des BMWi, Basel. (Kurzfassung erhältlich unter <http://www.bmwi.de>)
- Pfingsten, M. (2000): Die Rolle des Erdgases im liberalisierten Energiemarkt. Vortrag anlässlich des Forums E-world of Energy, 8.–9.2.2000, Essen.
- Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (W. E. G.) (2000): Fakten und Trends. Statistischer Monatsbericht, 12/1999, Hannover.