

Untertage Gasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

Dieser Artikel basiert auf dem Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2021“ des LBEG, der vollständig unter www.lbeg.niedersachsen.de als Download verfügbar ist.

Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund fördertechnischer Gründe sowie der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur im begrenzten Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas hingegen sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar, aber nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Um einen konstanten Gasfluss zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbrauchern zu garantieren, kommt den Gasspeichern eine klassische Pufferfunktion zu. Zunehmend wird diese auch um eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Die Vermarktung von Speicherkapazitäten und die Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise hat für die Unternehmen oberste Priorität. Der klassische Speicherzyklus – Einspeisung im Sommer, Ausspeisung im Winter – verliert dadurch an Bedeutung.

Seit Beginn der Gasversorgung in Deutschland stieg das verfügbare Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher nahezu stetig an, bis dieser Auf-

This article is based on the LBEG's annual report "Petroleum and Natural Gas in the Federal Republic of Germany 2021", and is available in full as a download at www.lbeg.niedersachsen.de.

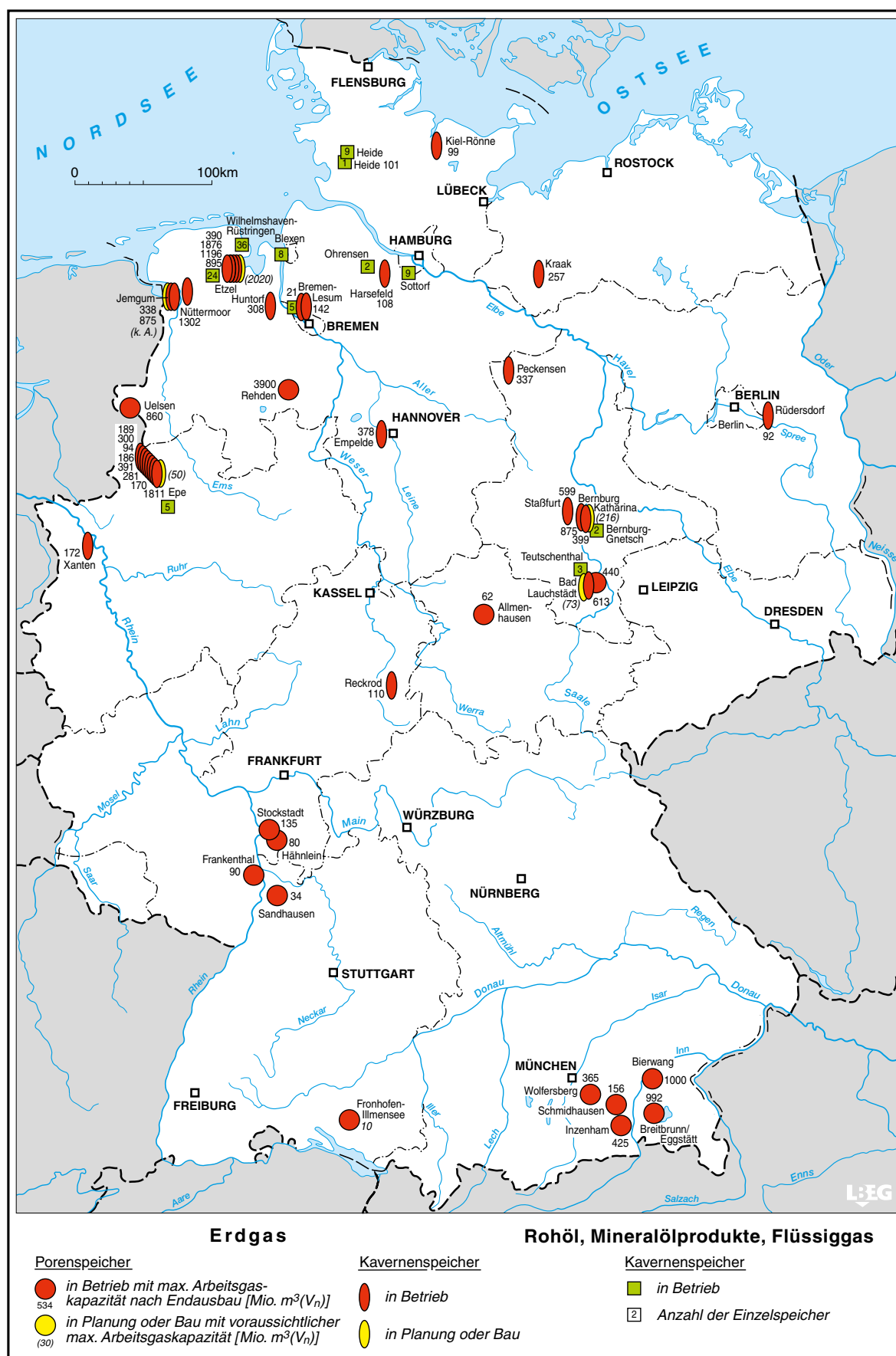
Main features of underground gas storage

The classic task of underground gas storage facilities is to balance daily and seasonal consumption peaks. Changing the production rates of wells in domestic natural gas fields is only possible to a limited extent due to production-related reasons as well as the capacity range of their processing plants. The import volumes for natural gas, on the other hand, are contractually fixed and can therefore be forecast, but cannot easily be changed at short notice. Seasonal (temperature-dependent) as well as diurnal fluctuations in consumption represent the decisive and unpredictable factor for a secure gas supply. In order to guarantee a constant gas flow between natural gas suppliers and natural gas consumers, gas storage facilities have a classic buffer function. Increasingly, this is also being supplemented by a strategic significance for times of crisis in energy supply. Marketing storage capacities and optimizing supply by exploiting fluctuating gas prices is a top priority for companies. The classic storage cycle - injection in summer, withdrawal in winter - is thus losing importance.

Since the beginning of gas supply in Germany, the available working gas volume has risen almost steadily due to the installation of new storage facilities and the expansion of existing ones, until this upward trend came to a halt in 2018. In 2021, a decrease of about 0.4 bcm(Vn) or about 1.7% compared to the

Foto: EWE GASSPEICHER GmbH,
Fotograf: Thorsten Ritzmann





L:EG Hannover - L3.6 - Anl_14 Untertagespeicher_2021.fh11

Stand: 31.12.2021

Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland [4]

Fig. 1 Storage locations in Germany [4]

wärtstrend im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist. Im Berichtsjahr 2021 verzeichnet sich ein Rückgang von ca. 0,4 Mrd. m³(Vn) oder rund 1,7 % gegenüber dem Vorjahr, der im Wesentlichen auf mehrere geringe Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens von Kavernenspeichern zurückzuführen ist.

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Letztere sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Aber auch einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissengas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für eine Gasentnahme aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissengasanteil ermöglicht eine längere (konstante) Entnahmerate. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammengefasst [7].

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit

Tab. 1 Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch
Fig. 1 Shares of energy sources in primary energy consumption

Energieträger Energy sources	Anteile in % Share in %	
	2020	2021
Mineralöl / Mineral oil	34,4	32,3
Erdgas / Natural gas	26,4	26,8
Steinkohle / Black coal	7,5	8,5
Braunkohle / Lignite	8,1	9,2
Kernenergie / Nuclear power	5,9	6,1
Erneuerbare Energien / Renewable energy	16,6	15,9
Sonstige / Strom / Others / Electricity	1,8 / -0,6	1,7 / -0,6

Quelle: AGE 2022 [1]

Tab. 2 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2021)
Fig. 2 Characteristics of German natural gas storage (as of December 31, 2021)

	Einheit Unit	Porenspeicher Pore storage	Kavernenspeicher Cavern storage	Summe Sum
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“	Mrd. m ³ (Vn)	8,5	14,8	23,3
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“ ¹⁾	Mrd. m ³ (Vn)	8,5	14,8	23,3
Plateau-Entnahmerate	Mrd. m ³ (Vn)/d	142	518	660
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ¹⁾	Tage	59	29	35
Anzahl der Speicher „in Betrieb“	-	15	30	45
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“	Mrd. m ³ (Vn)	0	2,4	2,4
Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“ ²⁾	-	0	5	5
Summe Arbeitsgas ¹⁾⁺²⁾	Mrd. m ³ (Vn)	8,5	17,2	25,7

1) Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“ (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate)
2) Inkl. Speichererweiterungen

previous year is recorded, which is mainly due to several small reductions in the working gas volume of cavern storage facilities.

Storage types include pore storage facilities (former petroleum natural gas reservoirs or saltwater aquifers) and salt cavern storage facilities. Pore storage facilities are basically used for seasonal base load coverage. Due to the natural flow paths in the capillary pore space of the reservoir rocks, they generally react more slowly to changes in production rates than cavern storage facilities. The latter are more efficient in their injection and withdrawal rates and are therefore particularly suitable for diurnal peak load coverage. However, some pore storages in naturally fractured reservoir rocks also achieve similar high pumping rates as cavern storages.

The total volume of a storage facility is the sum of its working gas and cushion gas volumes. The working gas volume is the actual usable storage volume that is injected or withdrawn. Cushion gas is the amount of residual gas remaining in the storage facility to maintain a minimum pressure for gas withdrawal. A high cushion gas percentage allows for a longer (constant) withdrawal rate. The higher the percentage of working gas volume in national natural gas consumption and the faster the working gas can be injected and withdrawn, the more efficient the natural gas storage and thus the national energy supply.

The International Gas Union has summarized relevant storage terms in a glossary [7].

Natural gas as a primary energy source, supply, consumption, security of supply

Similar to the previous year, only about 5% of the natural gas consumption of about 1,012 billion kWh could be covered by domestic production [1]. For the remaining 95% of consumption, natural gas must be imported, demonstrating the importance of domestic underground gas storage for storing imports. The shares of energy sources in primary energy consumption are shown in Table 1 (after [1]). Natural gas continues to rank second. Its share of the energy mix increased by 0.4 percentage points to 26.8% in 2021.

German natural gas consumption increased by around 2.4% [1] year-on-year to around 104 billion m³ (Vn), which was mainly due to the economic recovery of the economy after the Corona pandemic and a lower average temperature level compared to the previous year, resulting in an increased demand for natural gas for heating homes and workplaces. The use of natural gas in power and heating plants for electricity supply decreased significantly, due to the high price level, especially in the sec-

Tab. 3 Erdgasporenspeicher
Fig. 3 Natural gas pore storage

Speicher Storage	Bundes- land Federal state	Betreiber / Eigentümer Operator / Owner	Speichertyp Type of storage	Teufe Depth	Speicher- formation Storage formation	Gesamt- volumen* Overall volume*	max. nutzbares Arbeitsgas Max. usable working gas	Arbeitsgas nach Endausbau Working as after final expand	Plateau Entnahmerate Plateau with- drawal rate
in Betrieb				m		Mio. m³(Vn)	Mio. m³(Vn)	Mio. m³(Vn)	1000 m³/h
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Spei- chergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	50
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3 140	1 000	1 000	1 200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2 075	992	992	520
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Storage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Mu- schelkalk	168	0	0	0
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 2200	Muschelkalk (Trigonodus- Dolomit)	153	10	10	30
Hähnlein	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	NAFTA Speicher Inzenham / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Rehden	NI	astora GmbH / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	6 780	3 900	3 900	2 400
Sandhausen	BW	terraneis bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1015	Tertiär (Aquitän)	310	156	156	125
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1470 - 1525	Buntsandstein	1 579	860	860	395
Wolfsberg	BY	Bayerngas GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Litho- thamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						17 520	8 545	8 549	5 908

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2021. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.
Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen

Ähnlich wie im Vorjahr konnte der Erdgasverbrauch von rund 1012 Mrd. kWh nur noch zu ca. 5 % aus inländischer Förderung gedeckt werden [1]. Für die restlichen 95% des Verbrauchs muss Erdgas eingeführt werden, wobei sich die Bedeutung der inländischen Untertage-Gasspeicherung für die Lagerung der Importe zeigt.

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tabelle 1 dargestellt (nach [1]). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2021 um 0,4 Prozentpunkte auf 26,8 % gestiegen.

Der deutsche Erdgasverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr um rund 2,4 % [1] auf rund 104 Mrd. m³ (Vn) gestiegen, welches im Wesentlichen durch die konjunkturelle Erholung der Wirtschaft nach der Corona-Pandemie und ein niedrigeres durchschnittliches Temperaturniveau gegenüber dem Vorjahr und dem damit gestiegenen Erdgasbedarf für die Beheizung von Wohn- und Arbeitsräumen zurückzuführen ist. Der Einsatz von Erdgas in Kraft- und Heizkraftwerken zur Stromversorgung nahm zwar, bedingt durch das hohe Preisniveau insbesondere in der zweiten Jahreshälfte, deutlich ab, führte aber in der Summe nicht zu einem Absenken des gesamten Erdgasverbrauchs [1].

Gegenüber dem Vorjahr konnte die heimische Erdgasförderung einen Zuwachs von rund 0,3 % erzielen und förderte damit 5,1 Mrd. m³ (Vn) Reingas in 2021.

ond half of the year, but in total did not lead to a decrease in the total consumption of natural gas [1].

Compared with the previous year, domestic natural gas production achieved growth of around 0.3%, producing 5.1 billion m³ (Vn) of clean gas in 2021.

The war in Ukraine launched by Russia in February 2022 will result in fundamental changes for gas supplies in Germany. The concrete effects cannot yet be foreseen in detail at the time of writing. In particular, security of supply with natural gas will become more important. Planned measures to improve this include the construction of LNG terminals on German coasts, greater diversification of the sources of supply of natural gas and a Gas Storage Act, which is intended to ensure that German gas storage facilities have a certain filling level (90% of working gas on November 1 of a year) at the start of winter. According to current plans, this law is to be limited until April 2025 and will be subject to an evaluation in April 2023 [2]. Furthermore, on April 4, 2022, the Federal Network Agency was appointed as trustee for Gazprom Germania GmbH until September 30, 2022 by order of the Federal Ministry of Economics and Climate Protection (BMWK) due to unclear legal relationships as well as violation of the reporting obligation within the framework of the Foreign Trade and Payments Ordinance [3]. Gazprom Germania GmbH has an outstanding importance for the German gas supply, e.g. it operates the natural

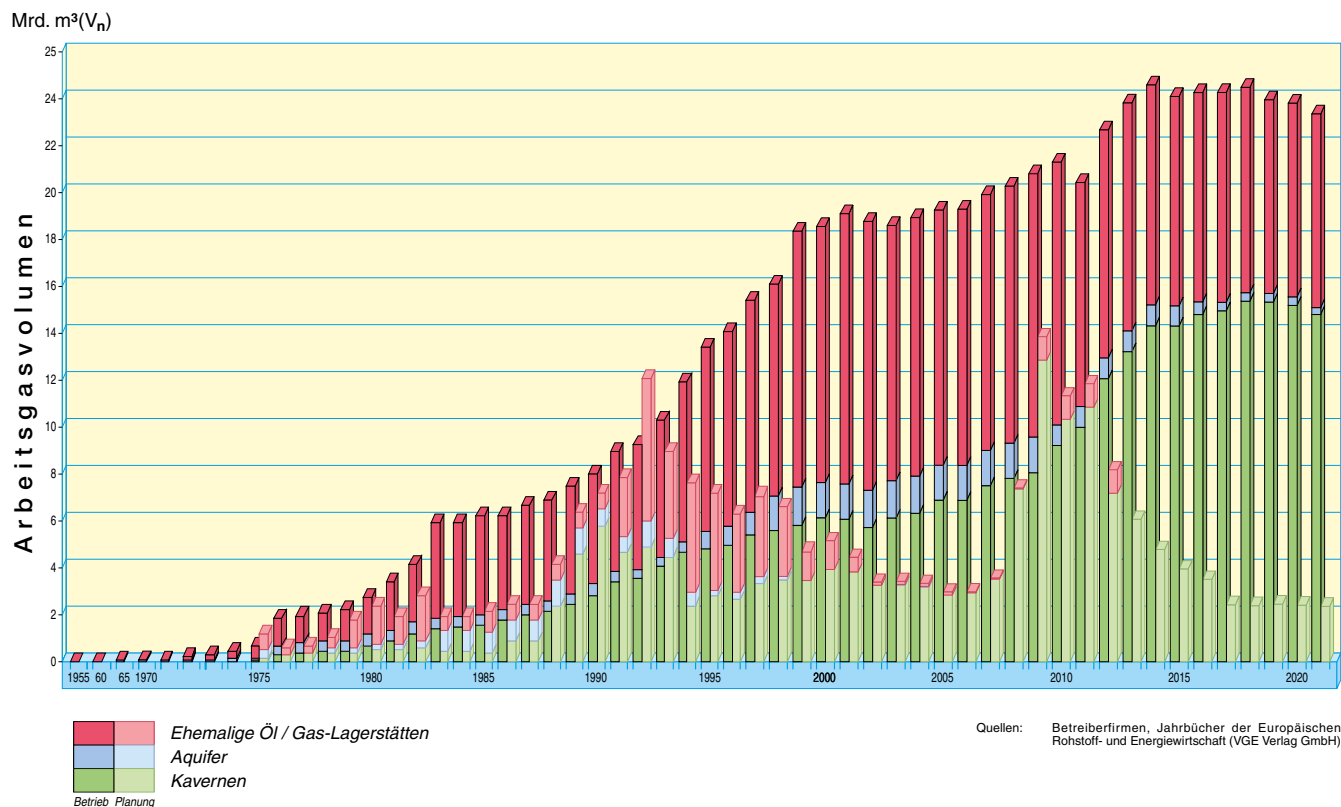


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens der Untertagespeicher in Deutschland seit 1955 [4]

Fig. 2 Development of the working gas volume of underground storage facilities in Germany since 1955 [4]

Tab. 4 Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Tab. 4 Cavern storage for crude oil, petroleum products and liquefied gas

Speicher Storage	Bundesland Federal state	Gesellschaft Company	Speichertyp Type of storage	Teufe Depth	Anzahl der Einzelspeicher Number of individual storage units	Füllung Filling	Zustand Condition
				m			
Bernburg-Gnetsch	ST	K+S Minerals and Agriculture GmbH	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	5 3	Rohöl Benzin	in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Betrieb.
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe					104 (in Betrieb)		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2021

Bundeslandkürzel: HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

Tab. 5 Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb
 Tab. 5 Natural gas cavern storage facility in operation

Speicher Storage	Bundes- land Federal state	Betreiber / Eigentümer Operator / Owner	Anzahl Einzelspeicher Number of individual storage units	Teufe Depth	Speicher- formation Storage formation	Gesamt- volumen* Overall volume	max. nutzbares Arbeitsgas Maximum usable working gas	Arbeitsgas nach Endausbau Working gas after final expand	Plateau- Entnahmerate Plateau with- drawal rate
				m		Mio. m³(Vn)	Mio. m³(Vn)	Mio. m³(Vn)	1000 m³/h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780 - 950	Zechstein 2	824	613	613	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500 - 700	Zechstein 2	1 181	875	875	1 000
Bremen-Lesum- Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1312 - 1765	Zechstein	224	142	142	360
Bremen-Lesum- Wesernetz	HB	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	1	1050 - 1350	Zechstein	29	21	21	0
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1300 - 1800	Zechstein 2	524	376	378	510
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1100 - 1400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NW	KGE-Kommunale Gasspei- cheres. Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	238	185	186	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	410	300	300	600
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	512	391	391	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	4	1250 - 1430	Zechstein	238	170	170	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gas Storage West GmbH	6	1080 - 1490	Zechstein	373	281	281	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	247	189	189	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2 276	1 811	1 811	2 900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Equinor Storage Deutschland GmbH / PATRIZIA GmbH	19	900 - 1700	Zechstein 2	1 630	1 196	1 196	1 320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / PATRI- ZIA GmbH	9	1200 - 1600	Zechstein 2	1 231	895	895	800
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / PATRIZIA GmbH	19	1100 - 1600	Zechstein 2	2 584	1 876	1 876	2 250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbe- triebsgesellschaft mbH „Crystal“ / PATRIZIA GmbH	4	1200 - 1600	Zechstein 2	610	390	390	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1156 - 1701	Zechstein	167	108	108	300
Huntorf ¹⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-astora	NI	astora GmbH, VNG Gasspei- cher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950 - 1500	Zechstein 2	1 180	876	875	775
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950 - 1400	Zechstein	513	338	338	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	8	500 - 700	Zechstein 2	444	399	399	1 000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON- Hanse AG	2	1300 - 1750	Rotliegend	90	58	99	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910 - 1450	Zechstein	301	257	257	400
Krummhörn	NI	Uniper Energy Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	270	0	0	0
Nüßtermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1 721	1 302	1 302	1 780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1279 - 1453	Zechstein	560	337	337	895
Reckrod	HE	MET Germany Holding GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900 - 1200	Zechstein	118	92	92	140
Staßfurt	ST	RWE Gas Storage West GmbH	9	400 - 1130	Zechstein	718	599	599	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1000	Zechstein	204	172	172	320
Summe			273			20 158	14 761	14 804	21 590

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2021. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen.
¹⁾ Einschl. Neuenhünthorff. Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

Der im Februar 2022 von Russland begonnene Krieg in der Ukraine wird grundlegende Änderungen für die Gasversorgung in Deutschland nach sich ziehen. Die konkreten Auswirkungen lassen sich zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Artikels noch nicht detailliert absehen. Insbesondere die Versorgungssicherheit mit Erdgas wird einen höheren Stellenwert erhalten. Geplante Maßnahmen, um diese zu verbessern, sind beispielsweise der Bau

gas storage facility Rehden via its subsidiary astora GmbH [4].

Location and characteristics of the storage facilities in 2020 (Reference date: December 31, 2021)

The storage information in this article is based on an annual data query by LBEG of the German storage companies in cooperation with the responsible authorities of the federal states.

Tab. 6 Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau
 Tab. 6 Natural gas cavern storage facilities in planning or under construction

Speicher Storage	Bundes- land Federal state	Betreiber / Eigentümer Operator / Owner	Anzahl Einzel- speicher Number of individual storage units	Teufe Depth	Speicher- formation Storage formation	Gesamt- volumen* Overall volume*	Arbeitsgas nach Endausbau Working gas after final expand	Plateau-Ent- nahmerate Plateau with- drawal rate
				m		Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780 - 950	Zechstein 2	96	73	920
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1200 - 1600	Zechstein 2	3000	2020	
Jemgum-astora	NI	astora GmbH, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	8	950 - 1500	Zechstein 2	1200		
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	4	500 - 700	Zechstein 2	239	216	
Summe			38			4535	2359	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2021. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen.
 Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt

von LNG Terminals an deutschen Küsten, die stärkere Diversifikation der Bezugsquellen von Erdgas und ein Gasspeichergesetz, das dafür sorgen soll, dass deutsche Gasspeicher zu Beginn des Winters einen bestimmten Füllungsstand (90% des Arbeitsgases zum 1.11. eines Jahres) aufweisen. Dieses Gesetz soll nach derzeitiger Planung bis April 2025 befristet sein und im April 2023 einer Evaluierung unterzogen werden [2].

Weiterhin wurde am 4. April 2022 die Bundesnetzagentur auf Anordnung vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund unklarer Rechtsverhältnisse sowie Verstoßes gegen die Meldepflicht im Rahmen der Außenwirtschaftsverordnung bis 30. September 2022 als Treuhänderin für die Gazprom Germania GmbH eingesetzt [3]. Gazprom Germania GmbH hat eine herausragende Bedeutung für die deutsche Gasversorgung, z.B. betreibt sie über die Tochtergesellschaft astora GmbH den Erdgasspeicher Rehden [4].

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2020 (Stichtag: 31. Dezember 2021)

Die Speicherinformationen dieses Artikels beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Seit 2010 erfolgt diese Meldung parallel auch an den Ausschuss Kavernen und Gasspeicher (KUGS), dessen Geschäftsführung beim Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) in Hannover angesiedelt ist und in dessen Jahresbericht die Daten ebenfalls veröffentlicht werden. Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter anderem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück.

Abbildung 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porenspeicher vorzugsweise in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle.

Ehemalige Lagerstätten bieten im Allgemeinen eine gute Datengrundlage für die geologisch-lagerstättentechnischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie z.B. der Dichtigkeit der geologi-

Since 2010, this reporting has also been carried out in parallel to the Committee on Caverns and Gas Storage (KUGS), whose management is based at the Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) in Hanover and in whose annual report the data are also published. The nationwide collection of storage data can be traced back, among other things, to a resolution passed by the Federal Ministry of Economics on July 4, 1980, within the framework of the Federal-State Committee on Mining.

Figure 1 shows the geographic location of underground gas storage facilities and cavern storage facilities for liquid hydrocarbons. Since pore storage facilities were preferentially established in sandstone formations of former oil or gas reservoirs or saltwater aquifers, they are located in the sedimentary basins of northern, eastern, and southern Germany. Aquifer reservoirs now play only a minor role in terms of working gas volume in Germany.

Former reservoirs generally provide a good data basis for the geological reservoir conditions of the deeper subsurface, such as the tightness of the geological barrier horizons and thus the performance of a reservoir. This is especially true for the pressure-volume behavior that can be derived from the production phase when a storage facility is used.

Aquifer reservoirs, on the other hand, must be explored entirely from scratch to determine the size of the aquifer pore volume, the distribution of the reservoir horizon and its overburden layers, the pressure-volume behavior during subsequent operation, and the sealing properties of fault trajectories. Only after performing a 3D seismic survey and drilling exploration wells can results be derived regarding structural design, storage volume, and maximum pressure. For this reason, aquifer reservoirs are basically the most challenging reservoir types in terms of lead time, exploration effort and mining risk (tightness). The overriding premise for all storage facilities is mining safety, i.e., safe operation under all operating conditions and knowledge of gas dispersion in three-dimensional space over time.

However, no new plans for pore storage facilities have been reported by operating companies since 2013.

Cavern storage facilities can be established (spudded) after a well has been drilled where thick salinars (salt domes) occur and, at the same time, environmentally safe discharge or use of the brine is possible. For geological reasons, the location of

schen Barriere-Horizonte und damit der Leistungsfähigkeit eines Speichers. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung.

Aquiferspeicher hingegen müssen gänzlich neu exploriert werden, um die Größe des Aquifer-Porenvolumens, die Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, das Druck-Volumen-Verhalten im späteren Betrieb sowie die dichtenden Eigenschaften von Störungsbahnen zu bestimmen. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und dem Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtheit) grundsätzlich die anspruchsvollsten Speichertypen. Die oberste Prämisse bei allen Speichern ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit.

Seit 2013 sind allerdings keine neuen Planungen für Porenspeicher von den Betreiberfirmen mehr gemeldet worden.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage für Kavernenspeicher sind Standorte in Küstennähe, wo nach Umweltverträglichkeitsprüfungen der Bau von Leitungen für eine Soleeinkleitung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung grundsätzlich möglich ist. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei LANGER & SCHÜTTE (2002) [5]. Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland (Quelle: BGR, Maßstab 1:500.000) ist auf dem Kartenserver (<https://nibis.lbeg.de/cardomap3/?permalink=FzrrD3B>) des LBEG einzusehen.

Tabelle 2 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 23,3 Mrd. m³ (Vn).

Gegenüber dem Vorjahr hat sich das Volumen um ca. 0,4 Mrd. m³ (Vn) verringert. Dies resultiert aus der Stilllegung des Kavernenspeichers Krummhörn und des Aquiferspeichers Eschenfelden sowie Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens in mehreren Kavernenspeichern, wie z.B. Epe-Uniper, Bad Lauchstädt oder Staßfurt. Die Erhöhungen des Arbeitsgasvolumens in anderen Kavernenspeichern, die z.B. durch die Inbetriebnahme einer neuen Kaverne im Speicher Katharina erfolgten, konnten die Reduzierungen nicht kompensieren.

Durch die Stilllegung der Speicher Eschenfelden und Krummhörn hat sich die Anzahl der Standorte der Untertage-Speicher von 47 auf 45 verringert. Die Stilllegung von Krummhörn bewirkt weiterhin, dass die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 31 Kavernenspeichern in der Summe um zwei Kavernen auf nunmehr 270 Kavernen gefallen ist.

Die insgesamt geringen Änderungen führten auch dazu, dass der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands mit 64 % (Porenspeicher 36%) weiterhin gleichgeblieben ist.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr ebenfalls nur wenig geändert. Eine der geplanten Kavernen im Speicher Katharina wurde fertiggestellt. Damit ist, wie im letzten Jahr, eine zukünftige Speicherkapazität

cavern storage facilities is mainly restricted to northern Germany. The southernmost cavern storage facility is located in the Fulda area. The preferred location for cavern storage facilities is near the coast, where environmental impact assessments have shown that the construction of pipelines for brine injection into the sea or commercial brine utilization is possible in principle. Current examples here are projects such as Jemgum, Etzel and Epe. A description of the geology of northern German salinaries, which are potential storage sites, can be found in LANGER & SCHÜTTE (2002) [5]. A map of salt structures in northern Germany (source: BGR, scale 1:500,000) can be viewed on the LBEG map server (<https://nibis.lbeg.de/cardomap3/?permalink=FzrrD3B>).

Table 2 shows the characteristics of natural gas storage in Germany. The current technically usable (installed) maximum working gas volume is 23.3 billion m³ (Vn).

Compared to the previous year, the volume has decreased by about 0.4 bcm (Vn). This is the result of the closure of the Krummhörn cavern storage facility and the Eschenfelden aquifer storage facility, as well as reductions in the working gas volume at several cavern storage facilities, such as Epe-Uniper, Bad Lauchstädt and Staßfurt. The increases in working gas volume in other cavern storage facilities, which occurred, for example, due to the commissioning of a new cavern in the Katharina storage facility, could not compensate for the reductions. The decommissioning of the Eschenfelden and Krummhörn storage facilities reduced the number of underground storage sites from 47 to 45. The closure of Krummhörn further causes the number of individual storage caverns in the 31 cavern storage facilities to drop by a total of two caverns to a current total of 270 caverns.

The overall small changes also meant that the share of usable working gas volume in cavern storage facilities in Germany's total working gas volume remained the same at 64% (pore storage 36%).

There was also little change compared with the previous year in the storage projects in planning or under construction. One of the planned caverns in the Katharina storage facility was completed. This means that, as last year, a future storage capacity of around 2.4 billion m³ (Vn) of working gas has been reported (see Table 6). In case of realization of all projects reported by the companies in this report, a maximum working gas volume of 26.7 bcm (Vn) will be available in the long term. However, no working gas volume planning figures have been reported for the planned cavern storage facility in Jemgum (eight caverns). The working gas volume for this storage facility is therefore not included in the above figure. Assuming an average working gas volume of 50 million m³ (Vn) per cavern, the realization of the eight caverns would theoretically add another 0.4 billion m³ (Vn) to the planned working gas volume.

Tables 4, 5 and 6 show the characteristic data for the individual gas storage facilities that are currently in operation, in planning or under construction and for which an operating plan application has been submitted.

Two values are listed for the working gas volume in each of Tables 4, 5, and 6: The „maximum (usable) working gas volume“ and the „working gas volume after final expansion.“ The „maximum (usable) working gas volume“ is the volume that is installed and available on the cut-off date under the technical, contractual and mining law conditions. This value may differ from the „working gas volume after final expansion“ for storage facilities in operation if a new storage facility is in the construction phase (initial filling) or an existing storage facility is

pazität von rund 2,4 Mrd. m³ (Vn) Arbeitsgas gemeldet (vgl. Tab. 6). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,7 Mrd. m³ (Vn) verfügbar sein. Für den geplanten Kavernenspeicher in Jemgum (acht Kavernen) wurden allerdings keine Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmenge für diesen Speicher ist daher in der o.g. Zahl nicht enthalten. Bei Ansatz eines durchschnittlichen Arbeitsgasvolumens von 50 Mio. m³ (Vn) je Kaverne würden bei Realisierung der acht Kavernen theoretisch weitere 0,4 Mrd. m³ (Vn) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Tabellen 4, 5 und 6 zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 4, 5 und 6 sind jeweils zwei Werte aufgeführt: Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen“ sowie das „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“. Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen“ ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das „maximale Arbeitsgasvolumen“ aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Untertagegasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb, welcher Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde. Der neueste Speicherstandort ist Jemgum in Niedersachsen, wo 2013 die ersten Kavernen in Betrieb genommen worden sind.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern ist in Abbildung 1 die geografische Lage für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rund 98 % ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz, zuletzt zum 1.1.2020 geändert, sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen vorzuhalten.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2020/2021 (EBV 2021) über einen Vorrat von 23,3 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 1,5 Prozent gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle in der Europäischen Union, der Schweizerischen Eidgenossenschaft oder im Königreich Norwegen ansässigen Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte von mindestens 25 Tonnen im Jahr nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen.

being expanded. In some cases, the „maximum working gas volume“ is not fully utilized due to contractual or technical reasons (plant capacity, compressors) as well as reservoir or geological reasons. Due to sometimes complex consortium relationships, the operating companies and not all owners or consortium partners are named as companies in the tables.

Figure 2 shows the historical development of working gas volumes. The first German underground gas storage facility went into operation in 1955 with the Engelbostel aquifer storage facility, which was abandoned at the end of the 1990s for economic reasons. The newest storage site is Jemgum in Lower Saxony, where the first caverns were commissioned in 2013.

Storage facilities for crude oil, petroleum products and liquefied petroleum gas

Complementing the underground gas storage facilities, Figure 1 shows the geographic location for crude oil, petroleum products and liquefied petroleum gas.

Germany is about 98% an importing country for crude oil. In addition to aboveground tanks, salt cavern storage facilities are used for crisis stockpiling for motor benzines, middle distillates, heavy oils and crude oil in accordance with the Petroleum Stockpiling Act, last amended on January 1, 2020, and to compensate for production fluctuations for processing plants. Under the Petroleum Stockpiling Act, stocks equal to the net imports of a 90-day period must be maintained.

According to its report for fiscal year 2020/2021 (EBV 2021), the Petroleum Stockpiling Association (EBV), a public corporation and national institution for crisis stockpiling, had a stockpile of 23.3 million tons of crude oil equivalent, which was 1.5 percent in excess of the stockpiling requirement. Members of the EBV are all companies based in the European Union, the Swiss Confederation or the Kingdom of Norway that import crude oil or crude oil products of at least 25 tons per year into Germany or produce them in Germany.

Referenzen

- [1] ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2022): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. - Berlin/Bergheim. www.ag-energiebilanzen.de
- [2] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK) (2022A): Faktenpapier Gasspeichergesetz, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325_faktenpapier_gasspeichergesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8; abgerufen am 29.03.2022
- [3] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK) (2022B): Anordnung gemäß § 6 des Außenwirtschaftsgesetzes bezüglich der Anteile an der Gazprom Germania GmbH, Bekanntmachung im Bundesanzeiger BAnz AT 04.04.2022 B13, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/amtliche-veroeffentlichung.pdf?__blob=publicationFile&v=4; abgerufen am 20.05.2022.
- [4] GAZPROM GERMANIA (2022): Unternehmensstruktur, <https://www.gazprom-germania.de/unternehmen/struktur.html>; abgerufen am 20.05.2022.
- [5] LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch., Heft 20, S. 63-69; Hannover.
- [6] TAGESSCHAU (2022): Beschluss im Bundestag Gasspeicher sollen ausreichend voll sein, Stand 25.03.2022, 16:47 Uhr <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/gasspeicher-bundestag-energie-habeck-101.html>; abgerufen am 29.03.2022.
- [7] WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-UGS; Hannover.