

Unterage-Erdgasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

Dieser Artikel basiert auf dem Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2024“ des niedersächsischen Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), der vollständig unter www.lbeg.niedersachsen.de als Download verfügbar ist.

This article is based on the annual report “Crude Oil and Natural Gas in the Federal Republic of Germany 2024” by the LBEG Lower Saxony State Office for Mining, Energy and Geology (LBEG), which is fully available for download at www.lbeg.niedersachsen.de.

Grundzüge der Unterage-Erdgasspeicherung

Die klassische Aufgabe von Untertage-Erdgasspeichern 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. Weiterhin hat sich ihre strategische Bedeutung in Krisenzeiten gerade in den letzten Jahren deutlich gezeigt. 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.

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.

Fundamentals of Underground Natural Gas Storage

The classical task of underground natural gas storage is the balancing of daily and seasonal consumption peaks. A change in the production rates of wells in domestic natural gas fields is possible only to a limited extent due to production-engineering reasons as well as the capacity bandwidth of their processing facilities. Import volumes for natural gas, by contrast, are contractually fixed and thus predictable, but cannot readily be changed at short notice. The crucial and non-predictable variables for secure gas supply are seasonal (temperature-dependent) as well as diurnal consumption fluctuations. To guarantee a constant gas flow between natural gas suppliers and natural gas consumers, gas storages have a classical buffer function. Furthermore, their strategic importance in times of crisis has become clearly evident, especially in recent years. For companies, the marketing of storage capacities and the optimization of procurement by exploiting fluctuating gas prices has top priority. The classical storage cycle – injection in summer, withdrawal in winter – is thereby losing importance.

The storage types are porous storages (former oil/gas reservoirs or saline aquifers) and salt cavern storages. Porous storages basically serve seasonal baseload coverage. Owing to the natural flow paths in the capillary pore space of the storage rocks, they generally respond more slowly to changes in production rates than cavern storages. The latter are more powerful in their injection and withdrawal rates and are therefore particularly suitable for covering diurnal peak loads. However, some porous storages in naturally fractured storage rocks achieve similarly high production rates as cavern storages.

(Quelle/Source: Shutterstock)

Bei Porenspeichern bieten ehemalige Lagerstätten im Allgemeinen eine gute Datengrundlage für die geologisch-lagerstättentechnischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie z.B. der Dictheit der geologischen Barriere-Horizonte und damit der Leistungsfähigkeit eines Speichers. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Porenspeicher in Aquifern 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 (Dictheit) 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 in Deutschland 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 somit aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei Langer & Schütte (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland im Maßstab 1 : 500.000 (BGR 2008) ist auf dem Kartenserver des LBEG einzusehen.

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 (Wallbrecht et al. 2006).

For porous storages, former reservoirs generally offer a good data basis for the geological and reservoir-engineering conditions of the deeper subsurface, such as the tightness of the geological barrier horizons and thus the performance of a storage. This applies especially to the pressure-volume behavior that can be inferred from the production phase for storage use. Porous storages in aquifers, by contrast, must be explored entirely anew in order to determine the size of the aquifer pore volume, the distribution of the storage horizon and its cap rocks, the pressure-volume behavior in later operation, as well as the sealing properties of fault pathways. Only after carrying out a 3D seismic survey and drilling exploration wells can results regarding the structural framework, the storage volume, and the maximum pressure be derived. For this reason, aquifer storages are, with respect to lead time, exploration effort, and mining risk (seal integrity), fundamentally the most demanding storage types. The paramount premise for all storages is mining safety, i.e., safe operation under all operating conditions and knowledge of gas distribution in three-dimensional space over time. Since 2013, however, no new plans for porous storages in Germany have been reported by the operating companies.

Cavern storages can be established (solution-mined) after drilling a well where thick saline formations (salt domes) occur and, at the same time, an environmentally compatible disposal or utilization of the brine is possible. The location of cavern storages is therefore, for geological reasons, predominantly restricted to northern Germany. The southernmost cavern storage is located in the Fulda area. A description of the geology of North German saline formations that constitute potential storage sites can be found in Langer & Schütte (2002). A map of the salt structures in northern Germany at a scale of 1:500,000 (BGR 2008) is available on the map server of the LBEG (Lower Saxony State Office for Mining, Energy and Geology).

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

The International Gas Union has summarized relevant storage terms in a glossary (Wallbrecht et al. 2006).

Natural Gas as a Primary Energy Source, Supply, Consumption, and Security of Supply

The natural gas consumption in Germany increased in the reporting year, according to preliminary data, by 4.1 percent to around 758 billion kWh (AGEB 2025) or 78 billion cubic meters (standard volume) (All volume specifications refer to a specific calorific value HS of 9.77 kWh/m³(Vn)). In the energy industry, this reference value is often referred to as “pure gas” or “Groningen calorific value.” In statistics, a reference value of 11.5 kWh/m³(Vn) is also commonly used, which refers to the average quality of North Sea gas. Using the calorific value of 9.77 kWh/m³(Vn) and the preliminary consumption figure of 758 billion kWh (AGEB 2025), Germany’s

Energieträger	Anteile in %	
	2023	2024
Mineralöl	36,4	36,2
Erdgas	24,6	25,9
Steinkohle	8,1	7,3
Braunkohle	8,4	7,7
Kernenergie	0,7	–
Erneuerbare Energien	19,5	20,0
Sonstige, einschließlich Stromtauschsaldo	2,3	2,9

Tab. 1: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2025).

Tab. 1: Shares of energy sources in primary energy consumption (AGEB 2025).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	8,6	14,0	22,6
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m ³ (V _n)	8,6	14,9	23,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	126	509	635
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ¹⁾	Tage	62	28	36
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		14	29	43
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	0	3,1	3,1
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" ²⁾		0	5	5
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	8,6	18,0	26,6

¹⁾ Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb" (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate)

²⁾ Inkl. Speichererweiterungen

Tab. 2: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2024).

Tab. 2: Key data on natural gas storage in Germany (as of December 31, 2024).

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit

Der Erdgasverbrauch in Deutschland ist im Berichtsjahr nach vorläufigen Daten um 4,1 Prozent auf rund 758 Milliarden kWh (AGEB 2025) bzw. 78 Milliarden Kubikmeter (Vn) gestiegen (alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert HS mit 9,77 kWh/m³(Vn)). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(Vn) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Unter Verwendung des Brennwertes von 9,77 kWh/m³(Vn) und der vorläufigen Verbrauchsangabe von 758 Milliarden kWh (AGEB 2025) berechnet sich ein Erdgasverbrauch von Deutschland von ca. 78 Milliarden Kubikmetern (Vn)). Nachdem in den Vorjahren preis- und verhaltensinduzierte Einsparmaßnahmen als Folge des Ukraine-Krieges und der gedämpften Konjunktur prägend waren, wird der diesjährige Anstieg des Verbrauchs im Wesentlichen auf das gesunkene Preisniveau zurückgeführt, welches zu einer erhöhten Nachfrage nach Erdgas von energieintensiven Industriezweigen führte (AGEB 2025). Ähnlich den Vorjahren konnte auch im Berichtsjahr der Erdgasverbrauch nur zu ca. 4,9 Prozent aus inländischer Förderung gedeckt werden (AGEB 2025).

Für die restlichen rund 95 Prozent 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 Tab. 1 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2024 um 1,3 Prozentpunkte auf 25,9 Prozent angestiegen.

Gegenüber dem Vorjahr ist die heimische Erdgasförderung um 3,8 Prozent gefallen und produzierte damit rund 4,1 Milliarden Kubikmeter (Vn) Reingas in 2024.

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2024

(Stichtag: 31. Dezember 2024)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer.

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.

natural gas consumption is calculated at approximately 78 billion cubic meters (Vn)). After in previous years price- and behavior-induced saving measures as a consequence of the Ukraine war and the damped economic situation were predominant, this year's increase in consumption is essentially attributed to the decreased price level, which led to increased demand for natural gas from energy-intensive industrial sectors (AGEB 2025). Similar to previous years, in the reporting year natural gas consumption could be covered only to about 4.9 percent from domestic production (AGEB 2025).

For the remaining approximately 95 percent of consumption, natural gas must be imported, whereby the significance of domestic underground natural gas storage for storing the imports becomes evident. The shares of energy carriers in primary energy consumption are shown in tab. 1. Natural gas continues to rank second in the order of importance. Its share in the energy mix increased in 2024 by 1.3 percentage points to 25.9 percent. Compared to the previous year, domestic natural gas production fell by 3.8 percent and thereby produced around 4.1 billion cubic meters (standard volume) of raw gas in 2024.

Location and Key Data of Storage Facilities in 2024 (Reference Date: December 31, 2024)

The storage information in this report is based on an annual data query of the LBEG at the German storage companies in cooperation with the competent authorities of the federal states.

The nationwide collection of storage data goes back, among other things, to a resolution of the Federal Ministry for Economic Affairs of July 4, 1980, within the framework of the Federal-State Committee for Mining (Bund-Länder-Ausschuss Bergbau).

Since the beginning of natural gas supply in Germany, the available working gas volume steadily increased through the establishment of new and the expansion of existing storage facilities, until this upward trend came to a halt in 2018 and, in recent years, slightly reversed (see fig. 1). Similar to previous years, the reporting year 2024 also records a decline in the available working gas volume of about 0.1 billion cubic meters (standard volume) or about 0.5 percent compared to the previous year, which is essentially attributable to several small reductions in the working gas volume of cavern storages. Thus, in the reporting year, a working gas volume of 22.6 billion cubic meters (standard volume) was available in Germany's underground natural gas storages. In addition to the total available working gas volume, tab. 2 lists further key data of natural gas storage in Germany.

Seit Beginn der Gasversorgung in Deutschland stieg das verfügbare Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher nahezu stetig an, bis dieser Aufwärtstrend (vgl. Abb. 1) im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist und sich in den letzten Jahren in einem gerin- gen Ausmaß umkehrte. Ähnlich der Vorjahre verzeichnetet sich auch im Berichtsjahr 2024 ein Rückgang des verfügbaren Arbeitsgasvolumens von ca. 0,1 Milliarden Kubikmetern (Vn) oder rund 0,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr, der im Wesentlichen auf mehrere geringe Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens von Kavernenspeichern zurückzuführen ist. Damit ist für das Berichtsjahr ein Arbeitsgasvolumen von 22,6 Milliarden Kubikmetern (Vn) in Deutschlands Untertagegasspeichern für Erdgas verfügbar gewesen. Neben dem gesamten verfügbaren Arbeitsgasvolumen werden in Tab. 2 weitere Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland aufgeführt.

Gegenüber dem Vorjahr sind im Berichtsjahr nur geringfügige Änderungen der Kenndaten zu verzeichnen. In Baden-Württemberg wird der Porenspeicher Fronhofen-Illmensee zurückgebaut, welcher mit 10 Millionen Kubikmetern (Vn) Arbeitsgas nur gering zur gesamten Arbeitsgaskapazität Deutschlands beigetragen hat. Die Anzahl der Standorte für Untertagegas- speicher in Deutschland verringert sich somit auf 43. Auch die Anzahl der in Betrieb befindlichen Kavernen hat sich gegenüber dem Vorjahr um eins verringert auf 269 Einzelkavernen. Der Inbetriebnahme einer zusätzlichen Kaverne im Kavernen- speicher Katharina, mit nun elf Kavernen, steht die um jeweils eine Kaverne reduzierte Anzahl an den Standorten Epe und Nüttermoor gegenüber.

Die insgesamt geringen Änderungen führten auch dazu, dass der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands weiterhin 62 Prozent (Porenspeicher 38 Prozent) beträgt.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr bis auf die fertiggestellte Kaverne im Speicher Katharina ebenfalls nur wenig geändert. Die Summe des geplanten Speichervolumens beträgt damit weiterhin rund 3,1 Milliarden Kubikmeter (Vn). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Pro- jekte wird somit langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,6 Milliarden Kubikmetern (Vn) verfügbar sein.

Compared to the previous year, only minor changes in the key data are to be recorded in the reporting year. In Baden-Württemberg, the porous storage Fronhofen–Illmensee is being de-commissioned, which contributed only slightly to the total working gas capacity of Germany with 10 million cubic meters (standard volume) of working gas. The number of sites for underground natural gas storage in Germany thus decreases to 43. The number of cavern units in operation also decreased by one compared to the previous year, to 269 individual caverns. The commissioning of an additional cavern in the cavern storage Katharina, now with eleven caverns, contrasts with the reduction of one cavern each at the sites Epe and Nüttermoor. The overall minor changes also led to the fact that the share of usable working gas volume in cavern storages in the total working gas volume of Germany continues to amount to 62 percent (porous storages 38 percent). For storage projects that are planned or under construction, compared to the previous year, only little has changed, apart from the completed cavern in the storage Katharina. The total planned storage volume thus continues to amount to around 3.1 billion cubic meters (standard volume). In the event of the realization of all projects reported by the companies in this report, a maximum working gas volume of 26.6 billion cubic meters (standard volume) will thus be available in the long term.

Tab. 4, 5a, and 5b show the key data for the individual gas storages that are currently in operation, in planning, or under construction and for which an operating plan application exists.

For the working gas volume in tab. 4, 5a, and 5b, two values are given in each case: the “maximum (usable) working gas volume” as well as the “working gas volume after full expansion.” The “maximum (usable) working gas volume” is the volume that, as of the reference date, is installed and available under technical, contractual, and mining-law framework conditions. This value may differ from the “working gas volume after full expansion” in storages in operation if a new storage is in the buildup phase (initial filling) or an existing storage is being expanded. In some cases, the “maximum working gas volume” is not fully utilized for contractual or technical reasons (facility capacity, compressor) as well as for reservoir-engineering or geological reasons. Due to partly complex consortium conditions, the tables list the owners but not the sometimes different operating companies of the underground storages.

The distribution of working gas volumes by storage type and federal state is shown in tab. 3.

Tab. 6 shows the geographical location of underground natural gas storages as well as cavern storages for liquid hydrocarbons. As porous storages were preferably established in sandstone formations and fractured limestones of former oil or natural gas reservoirs, or subordinately in saline aquifers, they are located in the sedimentary basins of northern, eastern, and southern Germany. The cavern storages are tied to the distribution of thick saline formations and are therefore found in northern and eastern German sedimentary basins.

Storage Facilities for Crude Oil, Petroleum Products, and Liquefied Gas

In addition to underground natural gas storages, tab. 6 and fig. 2 show the geographical location and the key data of the eleven storage facilities for crude oil, petroleum products, and liquefied gas.

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt- volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
Baden-Württemberg	Porenspeicher	1	68	30	34	45
Bayern	Porenspeicher	5	6.988	2.938	2.938	2.273
Brandenburg	Kaverne(n)	1 (1)	118	91	91	140
Bremen	Kaverne(n)	1 (2)	234	150	150	360
Hessen	Kaverne(n)	1 (3)	180	140	140	92
Mecklenburg-Vorpommern	Porenspeicher	3	423	215	215	235
Niedersachsen	Kaverne(n)	1 (4)	262	217	217	400
Nordrhein-Westfalen	Kaverne(n)	10 (102)	10.280	6.885	7.632	9.135
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	2	8.179	4.810	4.810	2.795
Sachsen-Anhalt	Kaverne(n)	9 (83)	4.433	3.372	3.372	6.290
Sachsen-Anhalt	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Schleswig-Holstein	Porenspeicher	1	670	440	440	200
Thüringen	Kaverne(n)	1 (2)	90	56	99	100
Summe	Kavernensp.	29	19.564	14.019	14.940	21.195
Summe	Porenspeicher	14	17.008	8.585	8.589	5.728
Summe	Gesamt	43	36.572	22.604	23.529	26.923

* Bei Porenspeichern Anzahl der Standorte, bei Kavernenspeichern Anzahl der Standorte und Anzahl der Kavernen in Klammern,

** Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Tab. 3: Untertage-Erdgasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2024)

Tab. 3: Underground natural gas storage by federal state (as of December 31, 2024)

Ort	Bundes-land	Eigentümer ¹⁾	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen ²⁾	max. nutzbares Arbeitsgas		Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
							m	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	
Allmenhausen	TH	TEAG Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	50	
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	200	
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.000	1.000	1.200	
Breitbrunn-Eggstädt	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	992	992	520	
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130	
Hähnlein	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100	
Inzenham	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	188	
Rehden	NI	SEFE Energy GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	6.600	3.950	3.950	2.400	
Sandhausen	BW	terraneis bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45	
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.015	Tertiär (Aquitän)	310	156	156	125	
Stockstadt	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	70	37	37	45	
Stockstadt	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	193	98	98	90	
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.470–1.525	Buntsandstein	1.579	860	860	395	
Wolfsberg	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Bayerngas GmbH	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240	
Summe						17.008	8.585	8.589	5.728	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2024.

Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen.

¹⁾ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.

²⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Tab. 4: Erdgas-Porenspeicher in Betrieb.

Tab. 4: Operational natural gas pore storage facilities.

Tab. 4, 5a und 5b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gaspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.

Für das Arbeitsgasvolumen sind in Tab. 4, 5a und 5b 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 die Eigentümer, aber nicht die z. T. abweichenden Betreiberfirmen der Untertagespeicher genannt.

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tab. 3 dargestellt.

Abb. 2 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porenspeicher vorzugsweise in Sandstein-Formationen und klüftigen Kalksteinen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder untergeordnet in Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Die Kavernenspeicher sind an die Verbreitung mächtiger Salinare gebunden und finden sich somit in Nord- und Ostdeutschen Sedimentbecken.

Germany must import about 98 percent of its required petroleum. In addition to above-ground tanks, salt cavern storages serve for crisis stockpiling of motor gasoline, middle distillates, heavy oils, and crude oil according to the Petroleum Stockpiling Act (Erdölbevorratungsgesetz) as well as for balancing production fluctuations of processing plants. According to the Petroleum Stockpiling Act, reserves equivalent to the net imports of a period of 90 days must be maintained.

The Erdölbevorratungsverband (EBV, Petroleum Stockpiling Association), a public-law corporation and national institution for crisis stockpiling, according to its report for the fiscal year 2023/2024 (EBV 2024), held a reserve of 21 million tons of crude-oil equivalent, with which an overcoverage of the stockpiling obligation of 4.8 percent was given.

Members of the EBV are all companies based in the European Union, the Swiss Confederation, or the Kingdom of Norway that import into Germany or produce in Germany crude oil or crude-oil products of at least 25 tons per year, or have them produced.

Speicher	Bundes-land	Eigentümer ¹⁾	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicher-formation	Gesamt- volumen ²⁾	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780–950	Zechstein 2	835	655	727	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500–700	Zechstein 2	1.234	931	931	1.000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1.312–1.765	Zechstein	234	150	150	360
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1.300–1.800	Zechstein 2	500	362	367	510
Epe-ENEKO ³⁾	NI	Eneco Gasspeicher GmbH	2	1.100–1.400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NI	KGE – Kommunale Gasspeichergerges. Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	238	179	179	400
Epe-NUON	NI	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1.100–1.420	Zechstein 1	400	290	290	600
Epe-RWE, H-Gas	NI	RWE Gas Storage West GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	493	372	372	870
Epe-RWE, L-Gas	NI	RWE Gas Storage West GmbH	5	1.250–1.430	Zechstein	276	195	195	400
Epe-RWE, NL	NI	RWE Gas Storage West GmbH	4	1.080–1.490	Zechstein	230	177	177	500
Epe-Trianel	NI	Trianel Gasspeicher Epe mbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	240	183	183	600
Epe-Uniper	NI	Uniper Energy Storage GmbH	39	1.090–1.420	Zechstein 1	2.220	1.710	1.710	2.200
Etzel-EGL 1 and 2	NI	PATRIZIA GmbH	19	900–1.700	Zechstein 2	1.630	996	1.196	1.320
Etzel-EKB	NI	PATRIZIA GmbH	9	1.200–1.600	Zechstein 2	1.231	796	895	800
Etzel-ESE	NI	PATRIZIA GmbH	19	1.200–1.600	Zechstein 2	2.584	1.686	1.876	2.250
Etzel-FSG Crystal	NI	PATRIZIA GmbH	4	1.150–1.200	Zechstein 2	610	390	390	700
Harsfeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1.156–1.701	Zechstein	163	110	110	300
Huntrup ⁴⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	6	650–1.400	Zechstein	413	209	209	450
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1.400	Zechstein	519	342	342	250
Jemgum-SEFE	NI	SEFE Energy GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950–1.500	Zechstein 2	972	722	875	775
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	11	500–700	Zechstein 2	638	580	639	1.000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG	2	1.420–1.705	Rotliegend	90	56	99	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910–1.450	Zechstein	262	217	217	400
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	20	950–1.300	Zechstein	1.658	1.272	1.272	1.780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1.279–1.453	Zechstein	549	350	350	1.108
Rockred	HB	MET Germany Holding GmbH	3	800–1.100	Zechstein 1	180	140	140	92
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900–1.200	Zechstein	118	91	91	140
Staßfurt	ST	RWE Gas Storage West GmbH	9	400–1.130	Zechstein	711	592	592	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1.000	Zechstein	204	172	172	320
Summe			269			19.564	14.019	14.940	21.195

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2024.

Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt.

¹⁾ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.

²⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

³⁾ Kein Zugang zum deutschen Netz.

⁴⁾ Einschließlich Neuenhundorf.

Tab. 5a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Tab. 5a: Operational natural gas cavern storage facilities.

Speicher	Bundes-land	Eigentümer ¹⁾	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicher-formation	Gesamt-volumen ²⁾	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gaspeicher GmbH	1	780–950	Zechstein 2	Mio. m ³ (V _n)	89	72	920
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1.090–1.420	Zechstein	k. A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	22	1.200–1.600	Zechstein 2	3.000		2.020	
Jemgum-SEFE	NI	SEFE Energy GmbH	8	950–1.500	Zechstein 2	1.200		875	
Katharina	ST	Erdgaspeicher Peissen GmbH	1	500–700	Zechstein 2	65		59	
Summe			33			4.354		3.076	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2024.
 Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt.

¹⁾ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.

²⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Tab. 5b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Tab 5b: Natural gas cavern storage facilities in operation.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Tab. 6 und Abb. 1 die geografische Lage und die Kenndaten der elf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland muss zu rund 98 Prozent sein benötigtes Mineralöl importieren. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz 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 2023/2024 (EBV 2024) über einen Vorrat von 21 Millionen Tonnen Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 4,8 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 beziehungsweise in Deutschland herstellen oder herstellen lassen.

Literatur und Links/References and Links

- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2025): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024;
 Stand: 12.05.2025; Berlin/Bergheim; <https://www.ag-energiebilanzen.de/>
- BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E. V. (BVEG) (2025): Jahresbericht 2024. Themen, Fakten und Zahlen aus dem Jahr 2024; Hannover; <https://www.bveg.de/der-verband/publikationen/>
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2024): Bericht über das Geschäftsjahr 2023/2024; Hamburg; <https://www.ebv-oil.org>
- KARTENSERVER DES LBEG: NIBIS® Kartenserver im Niedersächsischen Bodeninformationssystem; <https://nibis.lbeg.de/cardomap3/>
- LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare; Akademie d. Geowissensch. 20, S. 63-69; Hannover.
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven–Exploration–Produktion (Glossar); Geol. Jb. D 109; Hannover.
- WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung; Arbeitskreis K-UGS; Hannover.

Die vollständige Publikation "GeoBerichte 49. Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2024" (DOI 10.48476/geober_49_2025) des niedersächsischen Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) ist im Internet unter <https://www.lbeg.niedersachsen.de> abrufbar.

Ort	Bundes-land	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe (m)	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
Bernburg-Gnetsch	ST	K+S Minerals and Agriculture GmbH	Salzleger-Kavernen	510–680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1.430	5	Rohöl, Benzin, in Betrieb	
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Diesel, Heizöl, in Betrieb	
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1.000–1.400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.000	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	800–1.100	1	Ethylen, Propylen	in Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzleger-Kavernen	700–820	3	Ethylen, Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	38	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe					106 (in Betrieb)		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2024.

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

Tab. 6: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Tab. 6: Cavern storage facilities for crude oil, petroleum products, and liquefied petroleum gas.

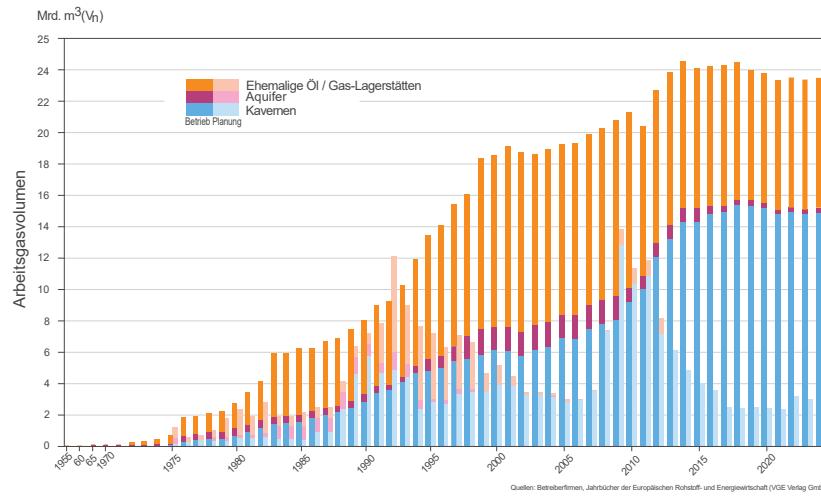


Abb. 1: Historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Untertagegasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb, welcher Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde. Der neueste Speicherstandort ist Jemgum in Niedersachsen, wo 2013 die ersten Kavernen in Betrieb genommen worden sind.

Fig. 1: Historical development of the working gas volume. 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 location is Jemgum in Lower Saxony, where the first caverns went into operation in 2013.

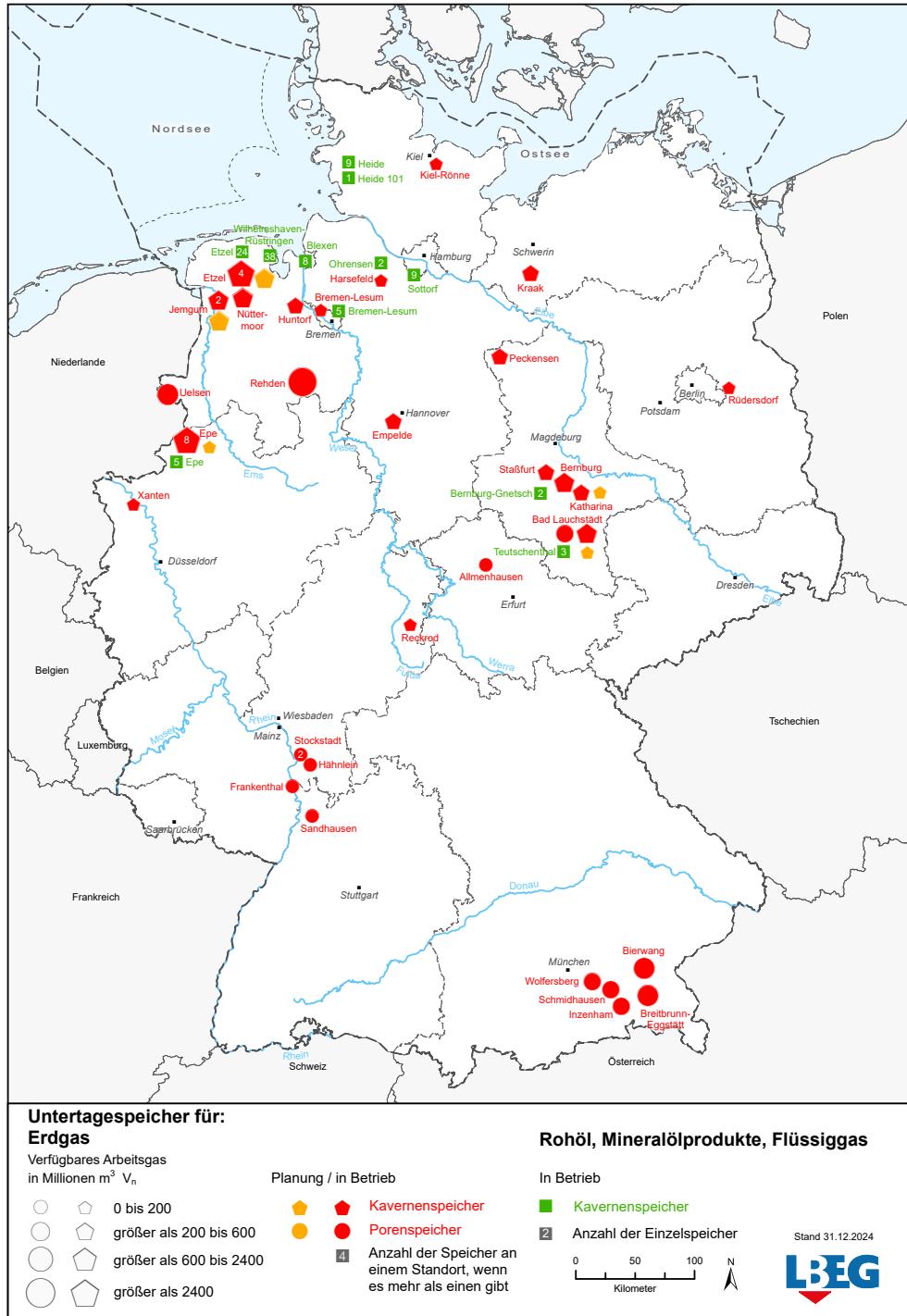


Abb. 2: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Fig. 2: Overview map of underground storage facilities for natural gas, crude oil, petroleum products and liquefied petroleum gas.