GeoBerichte 49

LBEG

LANDESAMT FÜR
BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2023

Niedersachsen

GeoBerichte 49

Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2023

Hannover 2024

Impressum

Herausgeber: © Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Referat L3.6 – Energieressourcen, Geothermie

Stilleweg 2
30655 Hannover
Tel. (0511) 643-0

Download unter *https://www.lbeg.niedersachsen.de/*

1. Auflage.

Version: 09.07.2024

Redaktion: Ricarda Nettelmann

Mail: bodenkundlicheberatung@lbeg.niedersachsen.de

Titelbild: Das Bild zeigt die von der Firma ONEO GmbH & Co. KG operierte Erdölbohrung Aitingen-Süd 4 im Augsburger Land. Diese wurde im Frühjahr 2023 vom bestehenden Bohrplatz der Bohrung Aitingen-Süd 3 abgeteuft. Die Bohrung zielte auf den Sandstein der tertiären Bausteinschichten, den sie nach 16 Tagen Bohrzeit in einer Teufe von etwa 1.300 m erreichte und dort ölfündig wurde.

Die Produktionsbohrung ergänzt damit das Feld Aitingen. Zu den etwa 110 m³ Erdöl pro Tag aus den laufenden Förderungen des Feldes erwarten die Betreiber anfänglich weitere 50–60 m³ täglich aus dieser Bohrung.

Web: *https://www.oneo.eu*

Foto: ONEO GmbH & Co. KG.

Text: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, ONEO GmbH & Co. KG.

ISSN 1864–6891 (Print)

ISSN 1864–7529 (digital)

DOI 10.48476/geober_49_2024

GeoBer.	**49**	S. 3 – 41	5 Abb.	25 Tab.	13 Anl.	Hannover 2024

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2023

Kurzfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas sowie der Untertage-Gasspeicherung in Deutschland im Jahre 2023. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber 2022 um weitere 1.600 km² auf 17.800 km² verkleinert. Es wurden nur drei neue Erlaubnisse erteilt, je eine in Bayern, Hessen und Niedersachsen. Erloschen sind drei Erlaubnisfelder in Niedersachsen. In Baden-Württemberg ist ein Teil eines Erlaubnisfeldes im Zuge einer Verlängerung erloschen.

Oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas wurden 2023 nicht durchgeführt.

Die Bohraktivität hat 2023 wie bereits im Vorjahr deutlich zugelegt. Die Bohrmeterleistung hat sich gegenüber 2022 fast verdoppelt und ist auf 29.380 m angestiegen.

Im Jahr 2023 wurde nur eine neue Explorationsbohrung abgeteuft. In der Statistik für 2023 werden noch drei weitere Explorationsbohrungen geführt, die in den Vorjahren gebohrt worden waren, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. 2023 haben zwei der insgesamt vier Bohrungen ein endgültiges Ergebnis erhalten; eine ist gasfündig und eine ölfündig.

Die Anzahl der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich mit 15 gegenüber 6 im Vorjahr mehr als verdoppelt. In der Statistik kommen noch vier weitere Bohrungen dazu, die in den Vorjahren abgeteuft worden waren, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. 2023 wurden neun Bohrungen fündig. Davon waren acht Bohrungen ölfündig und eine Bohrung gasfündig.

Die Erdgasförderung ist weiterhin rückläufig. Gegenüber dem Vorjahr ist die Jahresfördermenge um 12,6 % zurückgegangen und betrug 4,6 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Erdölförderung war ebenfalls rückläufig. Im Vergleich zum Vorjahr war die Fördermenge um 3,7 % geringer und betrug 1,6 Mio. t (einschließlich Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat weiter abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr sind die Reserven um 2,5 Mrd. m³ (6,5 %) zurückgegangen und beliefen sich auf 35,6 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die 2023 entnommene Fördermenge konnte damit nur teilweise durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 1,0 Mio. t (4,2 %) abgenommen und betrug 22,8 Mio. t. Die 2023 entnommene Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven zum Teil ausgeglichen werden.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,2 Mrd. m³ auf 22,7 Mrd. m³ verringert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch langfristig bis auf 26,5 Mrd. m³ ausgebaut werden.

Summary

This report summarizes the results of oil and gas exploration and production, as well as underground gas storage activity in Germany for 2023. The report is based on data provided by oil and gas companies, as well as state mining authorities on regular request by the LBEG.

Compared to 2022, the total area of exploration licenses has decreased by a further 1,600 km² to 17,800 km². Only three new exploration licenses were granted, one in each of Bavaria, Hesse, and Lower Saxony. Three exploration licenses have expired in Lower Saxony, another exploration license in Baden-Württemberg has partly expired in the course of renewal.

In 2023 there were no geophysical measurements to explore the subsurface for oil and gas.

Drilling activity in 2023 has grown compared to the previous year once again. Drilling meterage in 2023 has nearly doubled to 29,380 m.

Only one new exploration well was drilled in 2023. There were another three exploration drilling projects from previous years that had not yet received a result. In 2023 two of the four exploration wells received a final result; one found gas, the other one found oil.

The number of active development wells has more than doubled from six in the previous year to fifteen. A further four wells from previous years were still waiting for a result. In 2023, nine wells were completed with successful results, of which eight wells found oil and one found gas.

Natural gas production is still declining. Compared to the previous year, the annual production decreased by 12.6 percent and amounted to 4.6 billion m³ in field quality.

Oil production also declined. Compared to the previous year, the output decreased by 3.7 percent and amounted to 1.6 million t (including condensate).

Combined proven and probable natural gas reserves continued to decline. Compared to the previous year, the reserves decreased by 2.5 billion m³ (6.5 percent) and amounted to 35.6 billion m³ in field quality. The gas production withdrawn in 2023 could only be partly compensated by new reserves.

Combined proven and probable oil reserves decreased by 1.0 million t (4.2 percent) compared to the previous year and amounted to 22.8 million t. The production volume withdrawn in 2023 could therefore be partially offset by additional reserves.

The available working gas volume of underground natural gas storage reservoirs decreased by 0.2 billion m³ to 22.7 billion m³. According to current plans the working gas volume is to be expanded to 26.5 billion m³ in the future.

Inhalt

Abbildungen und Tabellen **6**
Vorwort **7**
1. Bohraktivität **8**
1.1. Explorationsbohrungen 8
1.1.1. Aufschlussbohrungen 8
1.1.2. Teilfeldsuchbohrungen 8
1.2. Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen 9
1.3. Bohrmeterleistung 11
1.4. Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen 12
2. Geophysik **14**
3. Konzessionswesen **15**
4. Erdöl- und Erdgasproduktion **19**
4.1. Erdölförderung 19
4.2. Erdgasförderung 24
5. Erdöl- und Erdgasreserven **28**
5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2024 28
5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2024 29
5.3. Reservendefinitionen 31
6. Untertage-Erdgasspeicherung **31**
6.1. Grundzüge der Untertage- Erdgasspeicherung 31
6.2. Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit 33
6.3. Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2023 33
7. Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas **39**
8. Literatur und Links **40**
Anlagen **41**

Abbildungen und Tabellen

Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2023.

Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und -gewinnung und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee).

Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe (Stand 31.12.2023).

Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee (Stand 31.12.2023).

Tab. 1: Explorationsbohrungen im Jahr 2023.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen im Jahr 2023.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2018 bis 2023, aufgeschlüsselt nach Bohrungskategorien.

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2023, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/ Produktionsgebieten.

Tab. 5: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen im Jahr 2023.

Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31.12.2023).

Tab. 7: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2023.

Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung 2019 bis 2023.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung der Felder 2023.

Tab. 10: Verteilung der Erdölförderung 2021 bis 2023 auf die Produktionsgebiete.

Tab. 11: Jahresförderungen 2019 und 2023 der förderstärksten Erdölfelder.

Tab. 12: Erdgas- und Erdölgasförderung 2019 bis 2023.

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2023 (Rohgas ohne Erdölgas).

Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2021 bis 2023 auf die Produktionsgebiete.

Tab. 15: Jahresförderungen 2022 und 2023 der förderstärksten Erdgasfelder.

Tab. 16: Erdölreserven am 1. Januar 2024, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Tab. 17: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2024, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Tab. 18: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2024, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Tab. 19: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2024).

Tab. 20: Kenndaten der Untertage-Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2023).

Tab. 21: Untertage-Erdgasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31.12.2023).

Tab. 22: Erdgas-Porenspeicher.

Tab. 23a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Tab. 23b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Tab. 24: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Vorwort

Nachdem das Jahr 2022 überwiegend von den Folgen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine sowie den damit verbundenen energiepolitischen Herausforderungen geprägt war, standen wir im Jahr 2023 vor neuen Aufgaben. Durch die Neuausrichtung der deutschen Energieversorgung wurde der Import von Erdgas diversifiziert. Nicht zuletzt ist verflüssigtes Erdgas nun ein Teil des sicheren Energiemixes.

Der Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Einsatz klimaneutralen Wasserstoffs sind noch nicht so weit fortgeschritten, wie es gewünscht war. Eine Ablösung von Erdgas als Brückentechnologie ist noch nicht in Sicht. Klar ist damit, dass wir bis zur vollständigen Umstellung des deutschen Energieverbrauchs auf erneuerbare Energien und die Nutzung von Wasserstoff weiterhin stark auf den Import von Erdöl und Erdgas angewiesen sind.

Auf Deutschlands Straßen fahren noch immer mehr Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren als solche mit alternativen Kraftstoffen und Antriebsarten. Auch für die Industrie ist Erdöl ein wichtiger Grundstoff für viele Produkte. Beim Gasverbrauch gestaltet es sich ähnlich. Die Anzahl der Haushalte, die Erdgas als Energieträger nutzen, geht zwar weiter zurück, dennoch heizen knapp 50 % der Menschen ihre Häuser weiterhin mit Erdgas. Das wird sich in naher Zukunft auch nicht gravierend ändern, aber trotz wieder fallender Erdgaspreise haben die privaten Haushalte und die Industrie ihren Erdgasverbrauch in 2023 deutlich reduziert.

Dementsprechend ist die Erdöl- und Erdgasindustrie nach wie vor ein wichtiger Wirtschaftszweig. Allerdings stellen wir fest, dass die heimische Förderung von Kohlenwasserstoffen auch im Jahr 2023 rückläufig war. Die Erdgasfördermenge ist um 12,6 %, die Erdölfördermenge um 3,7 % zurückgegangen. Erfreulicher ist dagegen, dass die Untertage-Erdgasspeicher weiter ausgebaut werden sollen, damit Verbrauchsschwankungen und etwaige Engpässe noch besser ausgeglichen werden können. Wir stellen durch unsere kontinuierliche Überwachung und strengen Genehmigungsprozesse die Einhaltung von Sicherheits- und Umweltstandards sicher. Regelmäßige Inspektionen sowie engmaschige Kontrollen tragen dazu bei, Risiken zu minimieren und die Sicherheit der Betriebsabläufe zu gewährleisten.

Ich bedanke mich bei allen Beteiligten für die Erstellung dieses Berichtes und wünsche Ihnen, liebe Leserinnen und Leser, eine interessante Lektüre. Die Hintergrundinformationen zu den Themen Erdöl und Erdgas geben einen guten Überblick über dieses Thema – und die heimische Förderung.

Carsten Mühlenmeier

Präsident LBEG

1. Bohraktivität

Die inländische Bohraktivität hat 2023 gegenüber dem Vorjahr deutlich zugelegt, doch hat sie das Niveau der Zeit vor der Corona-Pandemie nicht wieder erreicht. Diese Entwicklung wird sowohl in der Anzahl der aktiven Bohrungen als auch in der Bohrmeterleistung deutlich.

Die Anzahl der aktiven Bohrungen – das sind Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind – hat sich gegenüber dem Vorjahr verdoppelt (Kap. 1.2). Drei Viertel der ursprünglich für 2023 geplanten Bohrungen wurden auch abgeteuft.

Die Bohrmeterleistung hat sich gegenüber dem Vorjahreswert fast verdoppelt und lag seit dem Einbruch im Jahr 2020 das erste Mal wieder über dem fünfjährigen Mittel (Kap. 1.3).

1.1. Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen (Kap. 1.4).

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2023 werden vier Bohrungen geführt (Tab. 1). Eine dieser Bohrungen wurde 2023 abgeteuft. Die drei anderen Bohrungen stammen aus den Vorjahren, hatten aber noch kein Ergebnis erhalten.

Im Folgenden werden die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt.

1.1.1. Aufschlussbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde im Jahr 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG[1]; Anl. 1) abgeteuft. Sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealdens und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden sollte. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m angetroffen, der Posidonienschiefer in einer Mächtigkeit von knapp 25 m. In beiden Formationen wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Die Bohrung wurde bei 1.575 m wie geplant im Keuper eingestellt und zur **Lünne 1a** abgelenkt, um den Posidonienschiefer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschiefer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1.677 m eingestellt. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich ist, wurde nicht durchgeführt.

Oberrheintal

Die Bohrung **Schwegenheim 1** (Palatina; Anl. 2) untersuchte eine strukturelle Hochlage im Oberrheingraben analog der Situation der Öllagerstätte Römerberg auf Ölführung, die in der 3D-Seismik Römerberg-Südwest aus dem Jahr 2011 identifiziert wurde. Primäre Zielhorizonte waren wie in Römerberg die Reservoir-Sandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoire im Muschelkalk und Keuper stellten die sekundären Ziele dar. Der Landepunkt der Bohrung, bezogen auf Top Buntsandstein, liegt ungefähr 6 km südwestlich der Fundbohrung von Römerberg. Die Bohrung hat die Zielformationen etwa in den prognostizierten Teufen aufgeschlossen und wurde im Jahr 2019 bei einer Endteufe von 2.415 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend wurden umfangreiche Fördertests auf den Muschelkalk, den Keuper, die Pechelbronn-Gruppe und die Cerithien-Schichten durchgeführt, die bis in das Jahr 2020 andauerten. Nach einer mehrmonatigen Pause, die der Pandemiesituation geschuldet war, wurde 2021 ein erweiterter Produktionstest mittels Tiefpumpe auf die Cerithien-Schichten durchgeführt. Im August 2023 wurde die Betriebsführung auf die Palatina GeoCon GmbH & Co. KG übertragen. Es sind weitere Testarbeiten auf den Lettenkohlenkeuper und den Oberen Muschelkalk geplant.

1.1.2. Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet westlich der Ems

Die Bohrung **Adorf Z17** (Neptune; Anl. 2) sollte die Erdgaslagerstätte Adorf-Karbon, die 2020 mit der Bohrung Adorf Z15 nachgewiesen wurde, nach Osten erweitern. Sie liegt, bezogen auf Top Oberkarbon, etwa 6 km ostsüdöstlich der Folgebohrung Adorf Z16 aus dem Jahr

[1] Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 2.

2021 zwischen der etwa 3 km entfernten Bohrung Adorf Z11 im Nordwesten und der etwa 2 km entfernten Bohrung Dalum Z4 im Südosten. Diese beiden Bohrungen hatten bereits 1961 bzw. 1967 das Oberkarbon gasführend erschlossen, wurden aber aufgrund der äußerst geringen Gaszuflüsse als nicht fündig eingestuft. Um bestmögliche Produktionseigenschaften zu erzielen, sollte die Bohrung Adorf Z17 die fluviatilen Sandsteine des Stefans und Westfals auf einer 50° geneigten und ca. 1 km langen Bohrstrecke nahezu senkrecht zur Streichrichtung der natürlichen, offenen Klüfte erschließen. Nachdem das erste Bohrloch aufgrund technischer Schwierigkeiten aufgegeben werden musste, hat die Bohrung mit dem zweiten Bohrloch die Sandsteine des Oberkarbons gasführend angetroffen. Die Perforation und Freiförderung erfolgte im Februar/März 2023. Die Bohrung ist gasfündig.

Oberrheintal

Die Bohrung **Schwarzbach 2** (Rhein Petroleum; Anl. 1) wurde zur weiteren Entwicklung des Erdölfeldes Schwarzbach abgeteuft. Die Lagerstätte Schwarzbach war 2015 mit der Bohrung Schwarzbach 1a entdeckt worden und fördert seit 2018. Mit der neuen Bohrung wurde untersucht, ob sich die Lagerstätte weiter nach Süden ausdehnt. Der geplante Landepunkt der Bohrung lag etwa 1,4 km südsüdwestlich der ersten Bohrung und zielte auf eine tektonische Scholle, die bereits im Jahr 1986 durch die nicht fündige Bohrung Stockstadt-Mitte 1 erbohrt worden war. Nach detaillierten Untersuchungen, insbesondere der Auswertung der 3D-Seismik aus den Jahren 2011/2012, hat die Bohrung Stockstadt-Mitte 1 damals eine multiple Störungszone im Bereich der Träger angetroffen und war kein valider Test dieser tektonischen Scholle. Der geplante Landepunkt der Bohrung Schwarzbach 2 lag im Niveau der Zielhorizonte knapp 150 m weiter südsüdwestlich als die damalige Bohrung Stockstadt-Mitte 1 und entsprechend weiter von den kartierten Störungen entfernt. Nachdem das erste Bohrloch aufgrund technischer Schwierigkeiten aufgegeben werden musste, hat die Bohrung Schwarzbach 2 mit dem zweiten Bohrloch die Zielhorizonte, die Sandsteine der Meletta- und Pechelbronn-Schichten, ölführend nachgewiesen. Auf Basis der Ergebnisse von anschließend durchgeführten Fördertesten wurde die Bohrung für ölfündig erklärt.

1.2. Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr auf 16 verdoppelt. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben.

Zusätzlich werden in der Statistik noch sieben weitere Bohrungen geführt, die bereits vor 2023 abgeteuft worden waren, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2023 mit ihren Ergebnissen bzw. ihrem Status zum Jahresende 2023 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 23 Bohrungen haben elf ein Ergebnis erhalten; davon wurden zwei Bohrungen gasfündig und neun ölfündig gemeldet.

Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt. Bei Bohrungen, deren Status mit „technisch fehl“ angegeben ist, wird die Bohrtätigkeit wiederaufgenommen werden, um das ursprünglich definierte geologische Ziel doch noch zu erreichen.

Tab. 1: Explorationsbohrungen im Jahr 2023 (Bohrlokationen siehe Anlagen 1 und 2).

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
Weser-Ems							
Lünne 1a*	EMPG	32394004	5807959	n. k. E.	Lias Epsilon	1.677,4	Lias Epsilon
Oberrheintal							
Schwegenheim 1*	Palatina	32452440	5458897	n. k. E.	Buntsandstein	2.415,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
Westlich der Ems							
Adorf Z17 (2.)*	Neptune	32370940	5828006	gasfündig	Oberkarbon	4.610,0	Oberkarbon
Oberrheintal							
Schwarzbach 2 (2.)	Rhein Petroleum	32462900	5519031	ölfündig	Meletta-Sch., Pechelbronn-S.	2.225,0	Rotliegend

Status mit Stand vom 31. Dezember 2023; * Endteufe vor 2023 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen im Jahr 2023.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
Elbe-Weser			
Osterheide Z2	Vermilion	Rotliegend	bohrt
Produktionsbohrungen (B2)			
Nördlich der Elbe			
Mittelplate-A 29 (8.)*	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Mittelplate-A 31 (3.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	technisch fehl
Elbe-Weser			
Bötersen Z11*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Vorhop 64	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Vorhop-Knesebeck 43b*	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Vorhop-Knesebeck 49a	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Weser-Ems			
Leer Z5 (6.)*	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Westlich der Ems			
Adorf Z18	Neptune	Oberkarbon	gasfündig
Emlichheim 39 (4.)	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 45a	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 71a	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 82a	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 91b	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 608	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 609	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Alpenvorland			
Aitingen-Süd 4	ONEO	Bausteinschichten	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
Weser-Ems			
Rehden 37	Wintershall Dea	Werra-Anhydrit	technisch fehl
Westlich der Ems			
Ringe H1	Neptune	Bentheim-Sandstein	bohrt

EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH,
Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH,
ONEO – ONEO GmbH & Co. KG,
Palatina – Palatina GeoCon GmbH & Co. KG,
Rhein Petroleum – Rhein Petroleum GmbH,
Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG,
Wintershall Dea – Wintershall Dea Deutschland GmbH.

Status mit Stand vom 31. Dezember 2023.
* Endteufe vor 2023 erreicht.

1.3. Bohrmeterleistung

Die Bohrmeterleistung des Jahres 2023 hat sich gegenüber dem Vorjahr fast verdoppelt und betrug 29.380 m. Das Niveau der Zeit vor der Corona-Pandemie hat sie aber nicht wieder erreicht. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre hat sie um knapp 50 % zugelegt.

In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2023, aufgeschlüsselt nach Bohrungskategorien, den Werten der vorangehenden fünf Jahre gegenübergestellt.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2018 bis 2023, aufgeschlüsselt nach Bohrungskategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2018	25.961	100	–	–	5.507	21,2	457	1,8	1.236	4,8	16.666	64,2	2.095	8,1
2019	43.416	100	3.435	7,9	13.620	31,4	6.105	14,1	744	1,7	18.168	41,8	1.344	3,1
2020	6.220	100	–	–	887	14,3	–	–	–	–	3.263	52,5	2.070	33,3
2021	8.740	100	–	–	–	–	–	–	6.988	80,0	503	5,8	1.249	14,3
2022	15.125	100	–	–	9.088	60,1	–	–	–	–	5.321	35,2	716	4,7
2023	**29.380**	**100**	**–**	**–**	**2.825**	**9,6**	–	–	**3.978**	**13,5**	**18.950**	**64,5**	**3.627**	**12,3**
Mittelwert 2018–2022	19.892	100	687	3,5	5.820	29,3	1.312	6,6	1.794	9,0	8.784	44,2	1.495	7,5

Die regionale Verteilung der Bohrmeter auf die Bundesländer bzw. die Explorations- und Produktionsgebiete ist in Tabelle 4 aufgelistet.

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2023, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	–	–	–	–	1.635,5	–	1.635,5	5,6
Hessen	–	2.825,0	–	–	–	–	2.825,0	9,6
Niedersachsen	–	–	–	3.978,0	11.174,8	3.627,0	18.779,8	63,9
Schleswig-Holstein	–	–	–	–	6.139,5	–	6.139,5	20,9
Gebiet								
Nördlich der Elbe	–	–	–	–	6.139,5	–	6.139,5	20,9
Elbe-Weser	–	–	–	3.978,0	2.696,0	–	6.674,0	22,7
Weser-Ems	–	–	–	–	–	1.685,0	1.685,0	5,7
Westlich der Ems	–	–	–	–	8.478,8	1.942,0	10.420,8	35,5
Oberrheintal	–	2.825,0	–	–	–	–	2.825,0	9,6
Alpenvorland	–	–	–	–	1.635,5	–	1.635,5	5,6

Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter seit 1945.

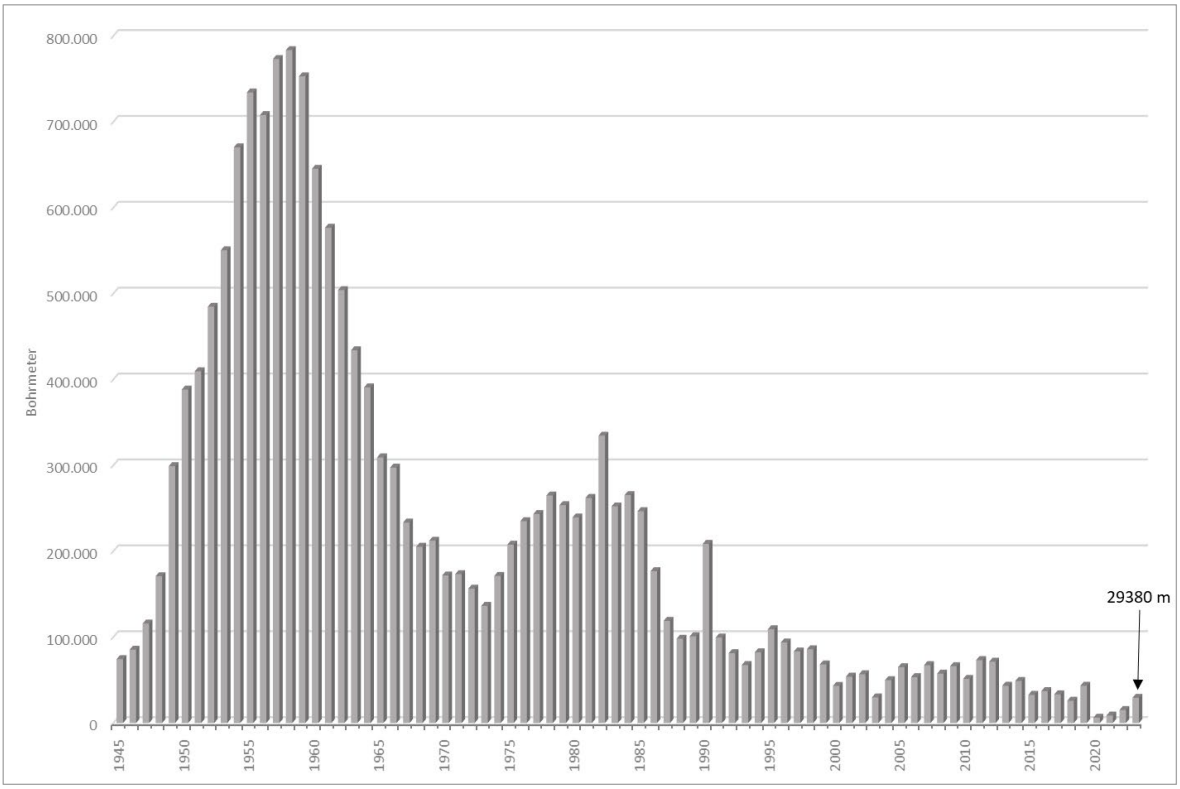


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2023.

1.4. Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Für die in Deutschland abgeteuften Bohrungen gilt seit 01.01.1981 verbindlich die folgende, von Bergbehörden, Geologischem Dienst und der Erdölindustrie gemeinsam erarbeitete Bohrungsklassifikation:

A Explorationsbohrung (exploration well)

Sie hat die Aufgabe, den Untergrund auf die Voraussetzungen für die Kohlenwasserstoffgenese und -akkumulation bzw. auf das Auftreten wirtschaftlich förderbarer Vorkommen zu untersuchen. Sie erfüllt alle Voraussetzungen, um den Aufschlussverpflichtungen der Erdölgesellschaften zur Suche nach Kohlenwasserstoffen in den ihnen verliehenen Gebieten zu genügen.

A1 Untersuchungsbohrung (shallow stratigraphic test, structure test)

Sie dient der geologischen Vorerkundung. Es handelt sich meist um eine Bohrung geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft wird. Im Allgemeinen hat sie nicht die Aufgabe, Erdöl- oder Erdgasansammlungen zu suchen. Ihre Numerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 1001.

A2 Basisbohrung (deep stratigraphic test)

Sie erkundet in großen Teufen solche Schichtfolgen, über die bisher nur geringe Kenntnisse vorliegen, mit dem Ziel, Muttergesteine und/oder Speichergesteine nachzuweisen. Da sie ohne genaue Kenntnis der erdölgeologischen Verhältnisse abgeteuft wird, hat sie nicht die unmittelbare Aufgabe, eine Erdöl- oder Erdgaslagerstätte zu suchen.

A3 Aufschlussbohrung (new field wildcat)

Sie hat die Aufgabe, ein neues Erdöl- oder Erdgasfeld zu suchen.

A4 Teilfeldsuchbohrung (new pool test: new tectonic block, new facies area, deeper or shallower horizon, etc.)

Sie sucht entweder ein von produzierenden Flächen abgetrenntes Teilfeld in demselben produktiven Horizont, wobei sie in der Regel nicht weiter als 5 km von einem bereits erschlossenen Feld entfernt steht, oder einen neuen erdöl- oder erdgasführenden Horizont unterhalb oder oberhalb einer erschlossenen Lagerstätte. Dieser neue Horizont gehört in der Regel einer anderen stratigraphischen Stufe (z. B. Mittlerer Buntsandstein, Unterer Keuper, Rotliegend) an als die Lagerstätte.

A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

Sie dient der Untersuchung aufgelassener Lagerstätten im Hinblick auf die Beurteilung und Erprobung neuer Fördermethoden zur eventuellen Wiedererschließung. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 2001.

B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

B1 Erweiterungsbohrung (outpost, extension well, step out well)

Sie verfolgt einen bereits produzierenden Horizont entweder im Anschluss an eine fündige Bohrung oder im Gebiet eines Erdöl- oder Erdgasfeldes bei Kenntnis unkomplizierter Lagerungsverhältnisse. Die Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

B2 Produktionsbohrung (production well, exploitation well)

Sie wird innerhalb eines Erdöl- und Erdgasfeldes niedergebracht, um einen oder mehrere bekannte erdöl-/erdgasführende Horizonte flächenhaft zu erschließen und in Förderung zu nehmen.

B3 Hilfsbohrung (injection well, observation well, disposal well, etc.)

Die Hilfsbohrung trägt als Einpressbohrung (zur Druckerhaltung oder zur Erhöhung des Ausbeutegrades), Beobachtungsbohrung, Schluckbohrung etc. indirekt zur Förderung des Erdöls oder des Erdgases bei. Fündige Hilfsbohrungen werden in Produktionsbohrungen umklassifiziert.

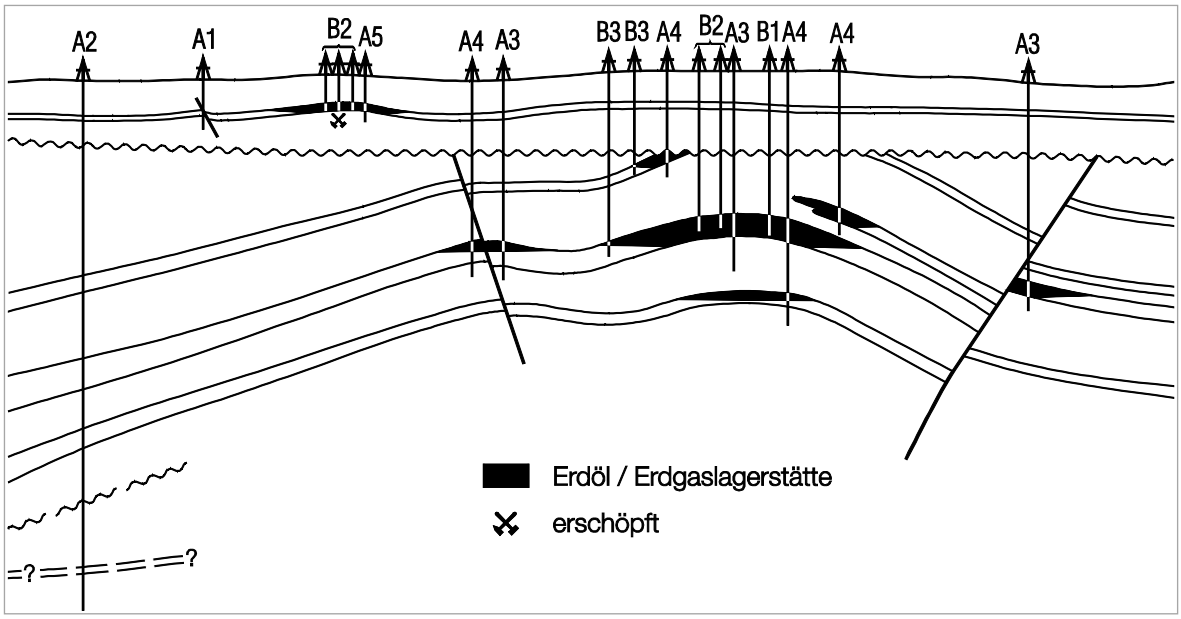


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2. Geophysik

Im Jahr 2023 wurden keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas durchgeführt.

Die durch 3D-Seismik überdeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie sind in der Abbildung 3 zusammengestellt.

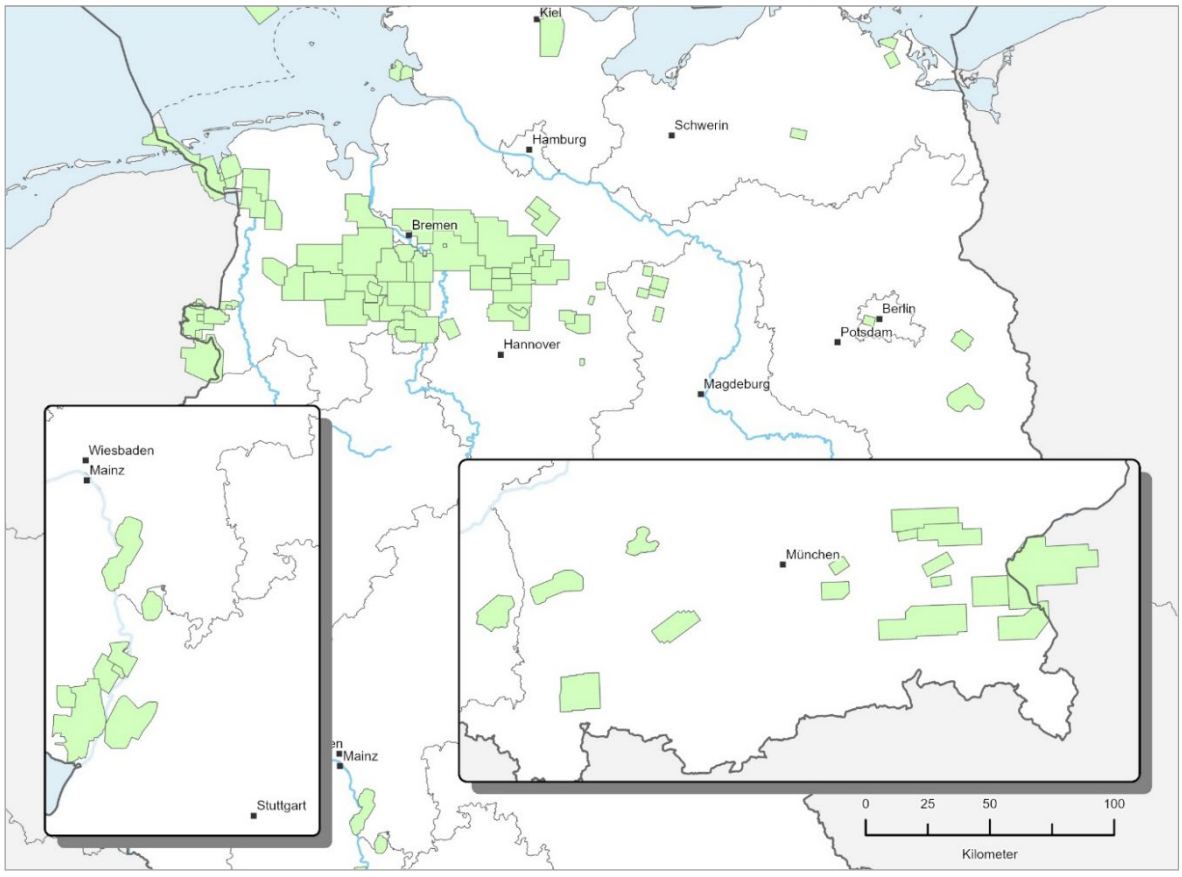


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen (grün eingefärbt) der Erdöl- und Erdgassuche und -gewinnung und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee).

3. Konzessionswesen

Auch im Jahr 2023 hat sich die Fläche der Konzessionen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen wieder verringert. Damit hält dieser Trend nun 10 Jahre lang an. Zwar wurden drei Erlaubnisfelder neu erteilt, jedoch sind auch drei, allerdings größere, Erlaubnisfelder erloschen, und eines wurde verkleinert.

Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat im Vergleich zum Vorjahr um etwa 1.600 km² abgenommen; sie betrug Ende 2023 noch 17.800 km².

In den Ländern Bayern, Hessen und Niedersachsen wurde je ein Erlaubnisfeld neu erteilt. Zusammen haben sie eine Fläche von etwa 270 km².

Drei Erlaubnisfelder sind durch Fristablauf erloschen, und eines ist infolge einer Teilverlängerung verkleinert worden.

In den Ländern Bayern und Hessen hat sich die Konzessionsfläche um jeweils knapp 100 km² vergrößert.

In Niedersachsen betrug die Abnahme der Konzessionsfläche etwa 1.700 km². In Baden-Württemberg fiel eine Fläche von knapp 100 km² wieder ins Bergfreie.

In den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Thüringen, die den klassischen Erdöl- und Erdgasprovinzen zuzuordnen sind, sind, wie schon im vergangenen Jahr, keine Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffe mehr vergeben.

Der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderungen gegenüber dem Vorjahr sind in den Tabellen 5 und 6 sowie in den Abbildungen 4 und 5 dargestellt.

Tab. 5: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen im Jahr 2023.

Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse		
Lech Ost	Genexco GmbH	Bayern
Erlenwiese	Genexco GmbH	Hessen
Lüdersfeld I	Concept Real fünf GmbH	Niedersachsen
Teilverlängerungen		
Karlsruhe-Leopoldshafen	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Erloschene Erlaubnisse		
Cuxhaven (Verkleinerung)	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Reeßum	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Quelle: zuständige Bergverwaltungen.		

Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31.12.2023).

Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie		
Egmating (großräumige Aufsuchung)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
Lech	Genexco Gas GmbH	Bayern
Lech Ost	Genexco GmbH	Bayern
Salzach-Inn	ONEO GmbH & Co. KG	Bayern
Velden-Teising (großr. Aufsuchung)	Genexco Gas GmbH	Bayern
Bezirksregierung Arnsberg		
Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
Julix	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen

Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31.12.2023) (Fortsetzung).

Name	Inhaber	Bundesland
Mevissen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Sabuela	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie		
Aller	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bahrenborstel	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bedekaspel I	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bommelsen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd., ONE-Dyas B.V.	Niedersachsen
Heide-Restfläche	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Schleswig-Holstein
Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Harpstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Laarwald	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Leda	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
Lingen I	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
Lüdersfeld I	Concept Real fünf GmbH	Niedersachsen
Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
NE3-0005-01	ONE-Dyas B.V., Neptune Energy Germany B.V., Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee (Niedersachsen)
Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Osterheide	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Rotenburg I	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Scholen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Verden I	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg		
Reudnitz	Genexco GmbH	Brandenburg
Reudnitz-Südost	Genexco GmbH	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz		
Erlenbach	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Offenbach/Pfalz/Herxheimweyher	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
Regierungspräsidium Darmstadt		
Erlenwiese	Genexco GmbH	Hessen
Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Regierungspräsidium Freiburg		
Altenheim II	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
Graben-Neudorf	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Karlsruhe-Leopoldshafen	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
Weschnitz	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen.		

Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe (Stand 31.12.2023; Quelle: zuständige Bergverwaltungen).

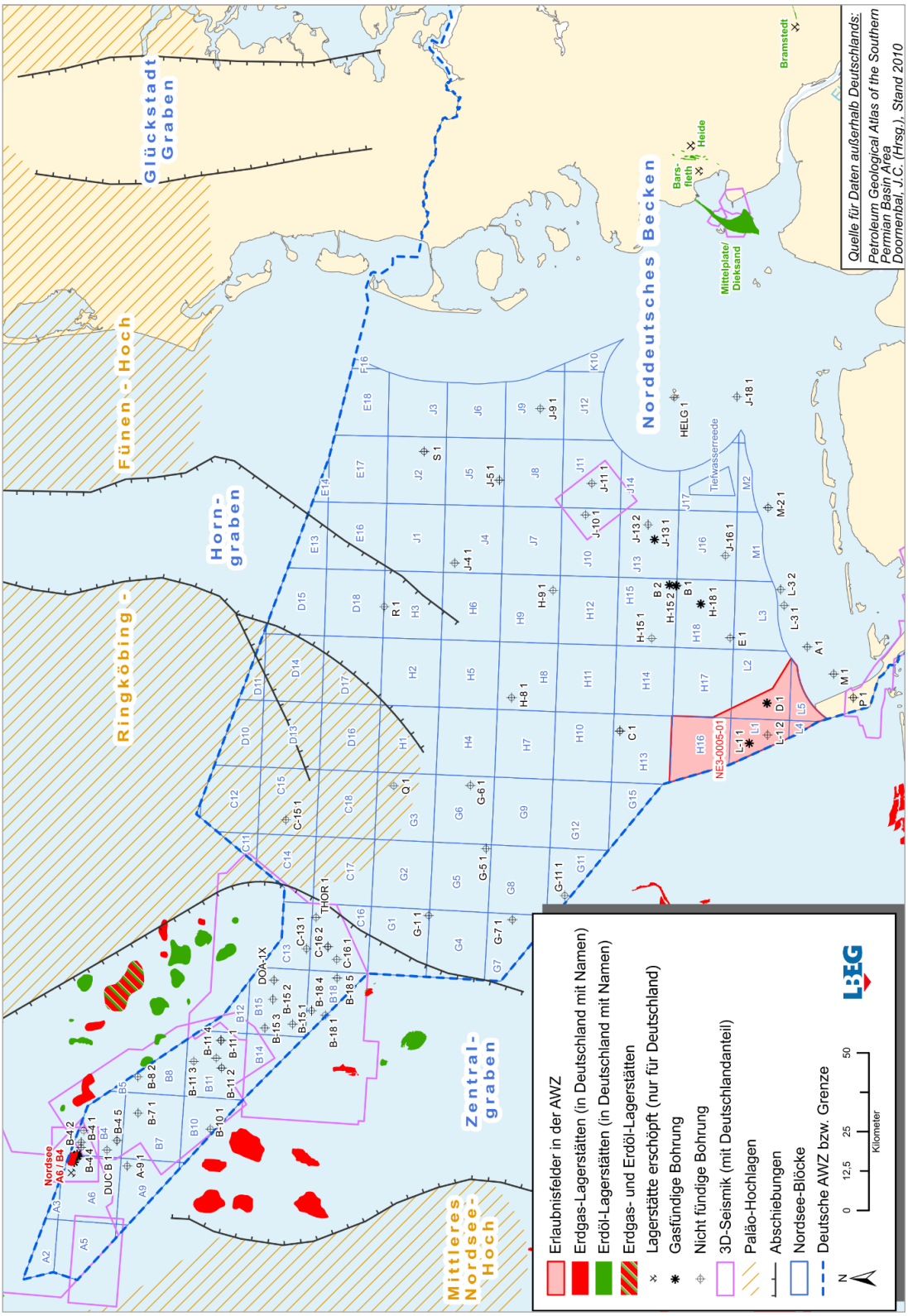


Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee (Stand 31.12.2023).

4. Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2023 1,6 Mio. t **Erdöl** (Tab. 7) und trug so zu 1,8 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 90,2 Mio. t (AGEB 2024) in Deutschland bei.

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2023 bei 4,6 Mrd. m³(V_n) Rohgas (Tab. 7) bzw. 4,3 Mrd. m³(V_n) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3). Damit hat die letztjährige Erdgas- und Erdölgasproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland zu rund 5,2 % aus inländischer Förderung gedeckt (AGEB 2024).

Tab. 7: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2023.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m³(V_n)	%	m³(V_n)	%	m³(V_n)	%
Baden-Württemberg	147	0,0	–	–	–	–	–	–
Bayern	37.572	2,3	8.470.036	0,2	1.319.623	3,0	9.789.659	0,2
Hamburg	7.843	0,5	–	–	282.105	0,6	282.105	0,0
Hessen	899	0,0	–	-	19.059	0,0	19.059	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	8.600	0,5	–	–	3.082.200	7,0	3.082.200	0,1
Niedersachsen	569.258	34,8	4.488.031.278	98,1	23.722.034	54,1	4.511.753.312	97,7
Rheinland-Pfalz	117.833	7,2	–	–	2.393.929	5,5	2.393.929	0,1
Sachsen-Anhalt	–	–	70.109.041	1,5	–	–	70.109.041	1,5
Schleswig-Holstein	893.179	54,6	–	–	13.008.222	29,7	13.008.222	0,3
Thüringen	–	–	9.633.346	0,2	–	–	9.633.346	0,2
Summe	**1.635.331**	**100**	**4.576.243.701**	**100**	**43.827.171**	**100**	**4.620.070.072**	**100**

4.1. Erdölförderung

Die Nutzung von Erdöl hat in Deutschland eine lange Tradition. Schon 1546 wurden durch Agricola natürliche Ölaustritte („Teerkuhlen“) bei Braunschweig und Hänigsen beschrieben. Die Bohrtätigkeit auf Erdöl begann aber erst nach einem Ölfund im Jahre 1859 in Wietze mit der „Hunäus-Bohrung", die in 36,5 m Tiefe anstelle des vermuteten Braunkohlevorkommens auf Öl stieß.

Im Berichtsjahr 2023 wurden in Deutschland 1,6 Mio. t Erdöl einschließlich 7.702 t Kondensat gefördert (Tab. 7). Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 60.000 t (-3,7 %) im Vergleich zum Vorjahreswert von 1,7 Mio. t (Tab. 8 und Anl. 5).

Im **Ländervergleich** liegen die bedeutendsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,46 Mio. t Öl, was 89 % der deutschen Gesamtproduktion entspricht. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl 2023 auf 893.000 t. Das sind 56.000 t (-5,9 %) weniger als 2022. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung beträgt damit 54,6 %. Im selben Zeitraum produzierten die Ölfelder Niedersachsens 569.000 t Öl. Dies sind 10.000 t (-1,7 %) weniger als im Vorjahr und entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 34,8 %. In Rheinland-Pfalz hingegen stieg die Erdölproduktion gegenüber dem Vorjahr um 2.000 t auf 118.000 t. Der Anteil an der Gesamtförderung betrug damit bei 7,2 %.

Nach **Fördergebieten** aufgeschlüsselt wurden im vergangenen Jahr in den Erdölgebieten nördlich der Elbe 898.000 t gefördert, was einem Rückgang von 57.000 t oder 5,9 % entspricht. Westlich der Ems fiel die Produktion um 14.000 t (-3,9 %) auf 354.000 t. Im Oberrheintal hingegen wurden 119.000 t Erdöl gefördert. Das sind 2.000 t (1,6 %) mehr als im Vorjahr (Tab. 10).

Am Stichtag 31. Dezember 2023 standen 45 Ölfelder in Produktion. Die Felder Hagen sowie Harme wurden wieder in Produktion genommen. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden stieg um 2 auf 685 (Tab. 8).

Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung 2019 bis 2023.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. $m^3(V_n)$	Anzahl	Anzahl
2019	1,923	61,310	51	986
2020	1,896	56,016	49	743
2021	1,806	49,538	44	682
2022	1,699	46,163	43	683
2023	**1,635**	**43,827**	**45**	**685**

Die zehn förderstärksten Erdölfelder Deutschlands erbrachten zusammen 89 % der Gesamtölförderung im Jahr 2023. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion des förderstärksten Feldes Mittelplate/Dieksand um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Emlichheim in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems. Auf Platz vier, hinter dem niedersächsischen Feld Rühle, folgt das Feld Römerberg im Oberrheintal (Tab. 9 und 11). In 17 der insgesamt 45 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen über 10.000 t.

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Juras gefördert. Mit 893.179 t Öl aus 28 Förderbohrungen produzierte das Feld 54,6 % der deutschen Erdölerträge. Das sind 56.286 t weniger als im Vorjahr, was 6,3 % der Produktion des Feldes entspricht. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 31.899 t pro Bohrung.

Das Ölfeld Emlichheim produziert seit 1944 aus den Sandsteinen des Valangins und ist eines der ältesten noch in Förderung stehenden Ölfelder Deutschlands. Im Jahr 2023 wurden mit 126.120 t 1,9 % weniger Erdöl gefördert als 2022. 74 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 1704 t standen hier in Förderung.

Das Ölfeld Rühle produziert seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangins in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Im Berichtszeitraum 2023 wurde mit 120.957 t 1,5 % mehr Erdöl gefördert als 2022. 138 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 877 t standen hier in Förderung.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Fünf Bohrungen förderten im letzten Jahr aus den Gesteinen der Trias 105.159 t Erdöl. Das sind 3,3 % mehr gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 52.579 t.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2023 unter 100.000 t Erdöl.

Tab. 9: Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2023.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Son-den*
				2023	**kumulativ**	**2023**	**kumulativ**	
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	Win.Dea	893.179	40.883.116	13.008.222	569.925.235	28
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	Neptune	4.589	3.441.802	195.903	54.106.944	4
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	22.652.578	–	937.010.610	–
	Summe Gebiet			**897.769**	**66.977.496**	**13.204.125**	**1.561.042.789**	**32**
	Oder/Neiße-Elbe							
MV	Lütow	1965	Neptune	652	1.361.577	37.548	646.519.788	2
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	Neptune	7.948	143.882	3.044.652	35.803.797	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	1.867.171	–	714.182.212	–
	Summe Gebiet			**8.600**	**3.372.630**	**3.082.200**	**1.396.505.797**	**4**
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	Vermilion	846	906.166	9.360	16.770.915	13
NI	Eldingen	1949	EMPG	3.935	3.369.017	10.687	27.377.879	5
NI	Hankensbüttel	1954	E / W	26.824	15.197.115	279.027	371.561.030	8
NI	Höver	1956	Vermilion	527	362.812	32.998	13.117.009	8
NI	Knesebeck	1958	Vermilion	18.097	3.581.374	70.110	29.697.532	15
NI	Lehrte	1952	5P	–	449.559	–	19.089.651	–
NI	Lüben	1955	EMPG	4.068	1.974.762	12.584	11.401.951	3
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	5.951	603.763	19.167	5.944.964	5
NI	Nienhagen	1861	EMPG	3.079	6.996.056	24.386	3.219.596	3
NI	Ölheim-Süd	1968	Vermilion	3.617	1.600.792	1.058.929	97.000.687	18
NI	Rühme	1954	EMPG	10.696	2.375.082	209.921	21.938.328	17
HH/NI	Sinstorf	1960	Neptune	3.803	3.055.336	100.761	54.769.529	2
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	2.260	146.599	–	–	**
NI	Vorhop	1952	Vermilion	22.578	3.140.531	1.747.132	196.068.934	25
	Kondensat der Erdgasförderung			1.021	196.997	–	–	–
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	34.602.563	–	1.484.301.641	–
	Summe Gebiet			**107.302**	**78.558.522**	**3.575.062**	**2.352.259.645**	**122**
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	23.910	7.240.083	1.354.658	547.326.302	24
NI	Bockstedt	1954	Win.Dea	10.929	3.716.760	124.939	61.738.842	15
NI	Bramberge	1957	Neptune	49.121	20.345.545	4.674.162	1.136.514.029	34
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Win.Dea	1.163	2.773.772	27.804	119.409.359	5
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	1.255	3.751.170	17.002	87.563.277	9
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	5.621	3.527.456	174.605	100.057.595	3
NI	Hagen	1957	EMPG	29	142.641	126	11.141.205	1
NI	Harme	1956	EMPG	180	345.211	4.863	51.675.603	1
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	1.467	2.327.031	30.345	225.170.953	6
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	406	125.584	2.617	7.395.345	2
NI	Löningen	1960	EMPG	5.823	779.853	176.361	362.035.097	5
NI	Matrum	1982	EMPG	703	199.395	31.633	24.204.768	2
NI	Siedenburg	1957	EMPG	2.964	1.130.847	139.268	64.455.097	6
NI	Voigtei	1953	EMPG	–	4.228.029	–	355.294.151	0
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	6.034	2.805.057	522.775	301.987.015	11
NI	Welpe/Bollermoor	1957	EMPG	1.568	2.014.878	41.794	558.385.513	6
	Kondensat der Erdgasförderung			192	69.766	–	–	–
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	4.933.451	–	301.023.325	–
	Summe Gebiet			**111.367**	**60.456.527**	**7.322.952**	**4.315.377.474**	**130**

HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein;
E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea;
5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH.
* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2023.
** Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1.000 t/a, vgl. Tabelle 13.

Tab. 9: Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2023 (Fortsetzung).

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Son-den*
				2023	**kumulativ**	**2023**	**kumulativ**	
	Westlich der Ems							
NI	Adorf	1948	Neptune	1.193	1.813.716	36.373	61.919.061	-
NI	Emlichheim	1944	Win.Dea	126.120	11.657.349	2.207.219	166.749.324	74
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	57.608	19.625.030	3.729.775	1.816.493.987	84
NI	Meppen	1960	EMPG	10.072	3.384.429	735.292	159.857.549	12
NI	Ringe	1998	Neptune	18.293	538.100	388.330	9.127.940	4
NI	Rühle	1949	E / N	120.957	35.880.956	4.071.643	1.752.325.432	138
NI	Scheerhorn	1949	Neptune	18.928	9.079.393	1.741.589	544.347.864	23
	Kondensat der Erdgasförderung			672	306.669	–	–	–
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	3.244.231	–	644.231.900	–
	Summe Gebiet			**353.844**	**85.529.873**	**12.910.221**	**5.155.053.058**	**335**
	Oberrheintal							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	–	1.399.014	–	31.171.438	–
RP	Landau	1955	ONEO	12.674	4.612.063	196.611	18.860.476	44
RP	Römerberg	2003	Neptune	105.159	1.854.276	2.197.318	19.406.300	2
HE	Schwarzbach	2015	Rhein Petr.	899	4.756	19.059	91.494	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	1.683.380	–	51.020.324	–
	Summe Gebiet			**118.731**	**9.553.489**	**2.412.988**	**120.550.032**	**47**
	Alpenvorland							
BY	Aitingen	1976	ONEO	29.243	1.751.345	1.178.855	105.069.986	10
BY	Hebertshausen	1981	ONEO	2.872	164.682	–	–	1
BY	Lauben	1958	ONEO	1.750	34.285	7.480	81.315	1
BY	Schwabmünchen	1968	ONEO	3.705	78.400	133.288	1.418.049	3
	Kondensat der Erdgasförderung			149	25.059	–	–	–
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	8.412.427	–	2.381.303.378	–
	Summe Gebiet			**37.719**	**10.466.197**	**1.319.623**	**2.487.872.728**	**15**
	Kondensat der Erdgasförderung							
	Thüringer Becken			–	32.653	–	–	–
	Aus aufgegebenen Vorkommen							
	Niederrhein-Münsterland			–	9.688	–	–	–
	Nordsee			–	813.228	–	–	–
	Thüringer Becken			–	16.693	–	17.822.000	–
	Summe Deutschland			**1.635.331**	**315.786.998**	**43.827.171**	**17.406.483.523**	**685**

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz.
E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea;
EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH,
ONEO: ONEO GmbH & Co. KG, Rhein Petr.: Rhein Petroleum GmbH, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH.
* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2023.

Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden in einigen Erdölfeldern tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser Enhanced Oil Recovery (EOR)-Maßnahmen wird die Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht und damit verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO_2-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten im Jahr 2023, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,6 Mio. t, einen Anteil von rund 12 %. Damit änderte sich der Wert gegenüber dem Vorjahr unwesentlich. In den Erdölfeldern, in denen EOR-Maßnahmen angewendet werden, lag der durch diese Maßnahmen geförderte Anteil 2023 bei ca. 95 %.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) lag 2023 bei rund 63 %. Die mit Abstand größte Fördermenge kam hier aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer. Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2023 bei ca. 24 %. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, z. B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2023 bei 6 %. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malms und des Tertiärs folgen mit jeweils um 3 % sowie des Perms mit 0,6 % (Anl. 7).

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung, zu dem auch das Erdölgaskondensat zählt, betrug im Berichtsjahr 7.702 t. Das entspricht knapp 0,5 % der Gesamtölförderung von 1,6 Mio. t. (Tab. 10).

Bis Ende 2023 sind in Deutschland kumulativ ca. 316 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 42,3 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 747 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 11). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und den Reservoireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

Tab. 10: Verteilung der Erdölförderung 2021 bis 2023 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2021		2022		2023		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	–	–	–	–	–	–	813.228	0,3
Nördlich der Elbe	1.059.704	58,7	954.270	56,2	897.769	54,9	66.977.496	21,2
Oder/Neiße-Elbe	9.228	0,5	9.206	0,5	8.600	0,5	3.372.630	1,1
Elbe-Weser	77.714	4,3	96.944	5,7	107.302	6,6	78.558.522	24,9
Weser-Ems	124.170	6,9	119.003	7,0	111.367	6,8	60.456.527	19,1
Westlich der Ems	365.565	20,2	368.136	21,7	353.844	21,6	85.529.873	27,1
Thüringer Becken	–	–	–	–	–	–	49.346	0,0
Niederrhein-Münsterland	–	–	–	–	–	–	9.688	0,0
Oberrheintal	132.890	7,4	116.850	6,9	118.731	7,3	9.553.489	3,0
Alpenvorland	36.661	2,0	34.605	2,0	37.719	2,3	10.466.197	3,3
Summe	**1.805.932**	**100**	**1.699.014**	**100**	**1.635.331**	100	**315.786.998**	**100**

Tab. 11: Jahresförderungen 2022 und 2023 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2022		2023		kumulativ		Fördersonden
	t	%	t	%	t	%	im Jahr 2023
Mittelplate/Dieksand (SH)	949.465	55,9	893.179	54,6	40.883.116	12,9	28
Emlichheim (NI)	128.552	7,6	126.120	7,7	11.657.349	3,7	74
Rühle (NI)	119.140	7,0	120.957	7,4	35.880.956	11,4	138
Römerberg (RP)	101.685	6,0	105.159	6,4	1.854.276	0,6	2
Georgsdorf (NI)	60.059	3,5	57.608	3,5	19.625.030	6,2	84
Bramberge (NI)	57.329	3,4	49.121	3,0	20.345.545	6,4	34
Aitingen (BY)	26.258	1,5	29.243	1,8	1.751.345	0,6	10
Hankensbüttel (NI)	26.644	1,6	26.824	1,6	15.197.115	4,8	8
Barenburg (NI)	21.392	1,3	23.910	1,5	7.240.083	2,3	24
Vorhop (NI)	14.610	0,9	22.578	1,4	3.140.531	1,0	25
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung.							

4.2. Erdgasförderung

Mit der Gasfündigkeit einer Trinkwasserbohrung bei Hamburg-Neuengamme im Jahr 1910 begann auch in Deutschland die Nutzung von Erdgas. Wurden in den Folgejahren nur vereinzelte Felder sowie das Ölbegleitgas gefördert, begann um 1950 mit der Ausweitung der Einsatzmöglichkeiten die vermehrte Exploration auf Erdgas.

Im Berichtsjahr 2023 wurden in Deutschland 4,6 Mrd. m³(Vn) Rohgas bzw. 4,3 Mrd. m³(Vn) Reingas gefördert (Tab. 7). Die Erdgasproduktion fiel somit gegenüber dem Vorjahr um 0,7 Mrd. m³(Vn) (-12,6 %) Rohgas bzw. 0,5 Mrd. m³(Vn) (-10,7 %) normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(Vn) (s. Kap. 5.3, Tab. 12 und Anl. 6).

Im **Ländervergleich** ist Niedersachsen die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands. Im vergangenen Jahr wurden hier 4,5 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert, was einem Rückgang von 0,6 Mrd. m³(Vn) oder 11,6 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt damit 98,1 % (Tab. 7, Anl. 8). Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 4,2 Mrd. m³(Vn) angegeben. Das sind knapp 0,5 Mrd. m³(Vn) oder 10,2 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt damit 99,1 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 13 und 14).

Tab. 12: Erdgas- und Erdölgasförderung 2019 bis 2023.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1.000 m³(V_n)	1.000 m³(V_n)	1.000 m³(V_n)	Anzahl	Anzahl
2019	6.637.697	61.310	6.699.007	72	419
2020	5.636.273	56.016	5.692.289	73	406
2021	5.681.854	49.538	5.731.393	69	380
2022	5.234.429	46.163	5.280.592	66	280
2023	**4.576.244**	**43.827**	**4.620.071**	**64**	**267**

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2023 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden*
				2023	**kumulativ**	
	Elbe-Weser			$m^3(V_n)$	$m^3(V_n)$	
NI	Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	–	2.026.747.489	1
NI	Becklingen	1985	Vermilion	6.752.528	1.348.085.414	1
NI	Böstlingen	2011	EMPG	2.462.880	219.288.461	1
NI	Dethlingen	1971	EMPG	68.156.407	24.347.039.124	2
NI	Hamwiede	1968	EMPG	33.438.419	2.793.409.152	1
NI	Husum / Schneeren	1986	E / N	111.971.645	12.450.098.629	9
NI	Imbrock	1995	EMPG	9.070.907	1.141.348.337	1
NI	Lüchow / Wustrow	1966	Neptune	–	10.641.226.526	–
NI	Rotenburg / Taaken	1982	E / W	545.179.704	66.652.377.215	25
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	Neptune	70.109.041	212.719.834.891	15
NI	Söhlingen	1980	EMPG	198.266.295	43.813.378.715	16
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	3.329	6.498.622.365	–
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	36.637.123	3.012.404.204	4
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	39.017	1.454.538.875	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	Win.Dea	359.335.807	26.330.876.898	13
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	113.214.115	15.426.804.438	6
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	Vermilion	30.705.829	1.995.069.835	2
NI	Weissenmoor	1996	Win.Dea	95.529.689	2.738.670.110	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	2.462.531.798	–
	Summe Gebiet			**1.680.872.735**	**438.072.352.475**	**100**
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	Neptune	63.067.972	6.399.694.601	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	266.430.301	21.446.740.398	10
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	30.086.550	4.321.944.383	2
NI	Barenburg (Keuper)	2017	EMPG	4.926.216	38.760.066	1
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	40.010.132	6.704.625.993	3
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	37.284.600	17.339.856.118	3
NI	Barrien	1964	Win.Dea	27.628.405	12.952.179.439	5
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	120.717.426	12.264.260.295	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	12.378.282	574.477.569	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	30.539.781	8.876.645.217	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	53.882.125	5.252.912.948	2
NI	Dötlingen	1965	EMPG	21.904.975	17.694.939.593	2
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Win.Dea	–	971.639.381	–
NI	Düste (Karbon)	1957	Win.Dea	–	29.479.265	–
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	–	1.338.254.232	–
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	258.597.633	6.610.782.322	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	450.187.067	68.073.709.012	20
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	EMPG	3.610.330	2.601.394.189	1
NI	Großes Meer	1978	Vermilion	–	422.928.076	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	–	223.027.024	–
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	204.336.271	37.737.309.846	10
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	111.958.491	65.531.513.624	8
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	84.450.287	27.319.511.523	10
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	39.332	16.524.044.117	–
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	3.970.957	221.992.139	1
NI	Leer	1984	Vermilion	11.263.121	933.724.351	3
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Win.Dea	–	2.662.184.549	–
NI	Rehden (Karbon)	1952	Win.Dea	–	8.755.129.762	–
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	61.327.836	15.465.137.603	7
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	8.919.984	32.949.570.699	–
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	248.048.546	31.738.653.651	9
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Win.Dea	17.072.353	1.436.685.345	–
NI	Uphuser Meer	1981	Vermilion	4.115.810	230.053.422	1
NI	Uttum	1970	EMPG	23.352.127	1.587.588.476	1

NI: Niedersachsen, ST: Sachsen-Anhalt;
E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea, 5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH;
* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2023.

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2023 (Rohgas ohne Erdölgas) (Fortsetzung).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden*
				2023	**kumulativ**	
				$m^3(V_n)$	$m^3(V_n)$	
	Fortsetzung Weser-Ems					
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	1.394.800	107.659.230	–
NI	Varnhorn / Quaadm./ Wöstendöllen	1968	EMPG			
	…			211.938.714	30.985.039.754	10
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	26.679.644	987.517.042	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	16.634.093	4.751.766.102	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	89.537.826.660	–
	Summe Gebiet			**2.456.754.161**	**563.601.158.016**	**129**
	Westlich der Ems					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	Neptune	1.426.653	825.909.467	–
NI	Adorf (Karbon)	2020	Neptune	342.652.345	686.460.040	4
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Win.Dea	–	979.405.156	–
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Win.Dea	4.725.006	3.340.860.152	1
NI	Fehndorf	1965	Win.Dea	667.352	1.051.565.579	1
NI	Frenswegen	1951	Neptune	1.843.509	276.648.342	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	Neptune	4.739.889	1.379.756.743	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	Neptune	20.126.987	5.895.926.289	5
NI	Kalle (Zechstein)	1958	Neptune	6.733.772	3.498.266.799	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	Neptune	3.255.668	929.219.145	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	Neptune	23.130.165	999.366.722	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Win.Dea	1.910.135	689.299.730	–
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Win.Dea	–	2.841.000.447	–
NI	Wielen (Karbon)	1959	Neptune	3.454.811	336.250.002	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	Neptune	5.847.131	3.254.069.147	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	14.996.295.771	–
	Summe Gebiet			**420.513.423**	**41.980.299.529**	**19**
	Thüringer Becken					
TH	Kirchheilingen	1958	Neptune	414.940	304.489.332	3
TH	Langensalza-Nord	1935	Neptune	1.723.411	301.040.011	6
TH	Mühlhausen	1932	Neptune	7.494.995	2.113.387.138	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	3.692.261.160	–
	Summe Gebiet			**9.633.346**	**6.411.177.641**	**18**
	Alpenvorland					
BY	Inzenham-West	1971	NAFTA	8.470.036	1.082.976.640	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	16.544.071.993	–
	Summe Gebiet			**8.470.036**	**17.627.048.633**	**1**
	Aus aufgegebenen Vorkommen					
	Niederrhein-Münsterland			–	248.997.700	–
	Nordsee			–	9.465.227.008	–
	Nördlich der Elbe			–	231.000.000	–
	Oder/Neiße-Elbe			–	947.602.968	–
	Oberrheintal			–	1.052.490.217	–
	Summe Deutschland			**4.576.243.701**	**1.079.637.354.188**	**267**

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, TH: Thüringen;
EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, NAFTA: NAFTA Speicher GmbH & Co. KG,
Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH;
* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2023.

Regional betrachtet fiel im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um 0,5 Mrd. m³(Vn) bzw. 17,3 % auf 2,5 Mrd. m³(Vn). Die Reingasförderung sank um 0,4 Mrd. m³(Vn) (-16,5 %) auf 2,1 Mrd. m³(Vn). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 1,7 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert, was einem Rückgang von 0,2 Mrd. m³(Vn) (-12,6 %) im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Die Reingasförderung ging hier um 0,2 Mrd. m³(Vn) (-10,4 %) auf 1,7 Mrd. m³(Vn) gegenüber 2022 zurück.

Zusätzlich zum Erdgas wurden 2023 rund 44 Mio. m³(Vn) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (54,1 %) und Schleswig-Holstein (27,9 %), gefolgt von Mecklenburg-Vorpommern mit 7,0 %, sowie Rheinland-Pfalz mit 5,5 % produziert (Tab. 7).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 64 Erdgasfelder in Produktion. Für die Felder Alfeld-Elze, Lüchow, Goldenstedt (Buntsandstein) und Großes Meer wurde keine Produktion gemeldet, während Böstlingen sowie Soltau die Produktion wieder aufgenommen haben. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2023 fördernden Sonden ist von 280 im Vorjahr auf 267 gefallen (Tab. 12).

Analog zu den Vorjahren kamen auch im Jahr 2023 rund zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 15).

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld. Dort wurden im Berichtszeitraum 0,55 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,45 Mrd. m³(Vn) Gas. An dritter Stelle liegt Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,36 Mrd. m³(Vn) Gas. Während Rotenburg/Taaken und Völkersen/Völkersen-Nord aus den Gesteinen des Rotliegenden fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein (Tab. 13 und 15).

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2023 insgesamt 213 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht rund einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und bei weitem der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2023 standen hier noch 15 Sonden in Betrieb, die insgesamt 70 Mio. m³(Vn) Rohgas förderten. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel weist einen hohen Stickstoffanteil auf und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (s. Kap. 5.3) liegt. Die errechnete Reingasmenge betrug demnach rund 26 Mio. m³(Vn) gegenüber 49 Mio. m³(Vn) im Vorjahr (BVEG 2024).

Der Förderanteil von Erdgas aus den Kalksteinen des Zechsteins lag 2023 bei rund 40 %. Von den 10 größten Feldern (Tab. 15) fördert u. a. Goldenstedt/Visbek aus diesem Horizont. Die Sandsteine des Rotliegenden sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdgas in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2023 bei ca. 34 %. Aus diesen Gesteinen produziert u. a. das Feld Rotenburg/Taaken. Der Förderanteil aus den Sandsteinen des Karbons lag 2023 bei 18 %. Das Feld Goldenstedt/Oythe produziert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten der Trias und des Juras folgen mit einem Anteil von 8 % bzw. 1 % (Anl. 8).

Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2021 bis 2023 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2021		2022		2023		kumulativ	
	1.000 m³(V_n)	%	1.000 m³(V_n)	%	1.000 m³(V_n)	%	1.000 m³(V_n)	%
Nordsee	–	–	–	–	–	–	9.465.227	0,9
Nördlich der Elbe	–	–	–	–	–	–	231.000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	–	–	–	–	–	–	947.603	0,1
Elbe-Weser	2.349.466	41,4	1.922.672	36,7	1.680.873	36,7	438.072.352	40,6
Weser-Ems	3.087.887	54,3	2.972.449	56,8	2.456.754	53,7	563.601.158	52,2
Westlich der Ems	211.969	3,7	313.332	6,0	420.513	9,2	41.980.300	3,9
Thüringer Becken	20.896	0,4	19.466	0,4	9.633	0,2	6.411.178	0,6
Niederrhein-Münsterland	–	–	–	–	–	–	248.998	0,0
Oberrheintal	–	–	–	–	–	–	1.052.490	0,1
Alpenvorland	11.637	0,2	6.511	0,1	8.470	0,2	17.627.049	1,6
Summe	**5.681.854**	**100**	**5.234.429**	**100**	**4.576.244**	**100**	**1.079.637.354**	**100**

Tab. 15: Jahresförderungen 2022 und 2023 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2022		2023		kumulativ		Fördersonden
	1.000 m³(V_n)	%	1.000 m³(V_n)	%	1.000 m³(V_n)	%	im Jahr 2023
Rotenburg/Taaken (NI)	590.973	11,3	545.180	11,9	66.652.377	5,0	25
Goldenstedt/Visbek (NI)	526.776	10,1	450.187	9,8	68.073.709	5,1	20
Völkersen (NI)	439.772	8,4	359.336	7,9	26.330.877	2,0	13
Adorf Karbon (NI)	219.080	4,2	342.652	7,5	686.460	0,1	4
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	326.442	6,2	266.430	5,8	21.446.740	1,6	10
Goldenstedt/Oythe (NI)	290.632	5,6	258.598	5,7	6.610.782	0,5	5
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	290.729	5,6	248.049	5,4	31.738.654	2,4	9
Varnhorn/Quaadmoor/… (NI)	326.992	6,2	211.939	4,6	30.985.040	2,3	10
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	256.888	4,9	204.336	4,5	37.737.310	2,8	10
Söhlingen (NI)	220.791	4,2	198.266	4,3	43.813.379	3,3	16

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung.

5. Erdöl- und Erdgasreserven

5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2024

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap. 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2024 auf 22,8 Mio. t Erdöl und liegen damit um 1,0 Mio. t oder 4,2 % unter denen des Vorjahres (Tab. 16 und Anl. 9). Damit ist die im Jahr 2023 produzierte Fördermenge von 1,6 Mio. t Erdöl zum Teil durch neu ausgewiesene Reserven ausgeglichen worden. Die Entwicklung der Reserven ist auf Schwankungen in der Bewertung der großen Erdölfelder bzw. der Umstellung von Fördermaßnahmen zurückzuführen.

Regional betrachtet lagerten am 1. Januar 2024 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe stiegen sie um 238.000 t (1,8 %) gegenüber dem Vorjahr auf 13,3 Mio. t. Westlich der Ems hingegen fielen die Reserven um 575.000 t (-14,1 %) auf 3,5 Mio. t. Auch im Oberrheintal sanken die Reserven um 346.000 t auf 3,0 Mio. t (-10,4 %) (Tab. 16).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den aktuellen Berechnungen mit 13,3 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 236.000 t (1,8 %) mehr als im Vorjahr. Dies entspricht 58,3 % der gesamtdeutschen Erdölreserven. In Niedersachsen fielen die Reserven um 919.000 t auf 6,2 Mio. t (-12,9 %). Somit lagerten hier 27,2 % der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurde eine Menge von 2,7 Mio. t gemeldet, was einem Rückgang von 346.000 t oder 11,2 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Somit belegt Rheinland-Pfalz mit 12,0 % der deutschen Erdölreserven den dritten Platz (Tab. 16).

Das **Verhältnis Reserven/Produktion** (früher als statische Reichweite bezeichnet), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, verbleibt zum Stichtag der Reservenberechnung bei 14 Jahren. Dieser Wert berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 10).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt, befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung rund 65 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Juras, 19 % in Gesteinen der Unterkreide und 12 % in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (2 %), im Tertiär (2 %) sowie untergeordnet im Zechstein.

Tab. 16: Erdölreserven am 1. Januar 2024, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2023			Produktion	Reserven am 1. Januar 2024		
	sicher	wahrsch.	Gesamt	2023	sicher	wahrsch.	Gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,104	0,035	0,139	0,038	0,066	0,035	0,101
Hamburg	0,015	0,010	0,025	0,008	0,009	0,005	0,014
Hessen	0,011	0,225	0,236	0,001	0,011	0,225	0,236
Mecklenburg-Vorpommern	0,007	0,125	0,132	0,009	0,003	0,217	0,221
Niedersachsen	5,187	1,938	7,125	0,569	4,439	1,767	6,206
Rheinland-Pfalz	1,653	1,419	3,073	0,118	1,628	1,099	2,727
Schleswig-Holstein	8,455	4,617	13,072	0,893	8,518	4,791	13,308
Gebiet							
Nördlich der Elbe	8,456	4,621	13,078	0,898	8,524	4,792	13,316
Oder/Neiße-Elbe	0,007	0,125	0,132	0,009	0,003	0,217	0,221
Elbe-Weser	0,956	0,604	1,560	0,107	0,805	0,582	1,387
Weser-Ems	0,915	0,582	1,497	0,111	0,837	0,476	1,313
Westlich der Ems	3,330	0,758	4,087	0,354	2,799	0,713	3,512
Oberrheintal	1,664	1,644	3,309	0,119	1,639	1,324	2,963
Alpenvorland	0,104	0,035	0,139	0,038	0,066	0,035	0,101
Summe Deutschland	**15,433**	**8,369**	**23,801**	**1,635**	**14,673**	**8,140**	**22,813**

Summe der Produktion einschließlich Baden-Württemberg.

5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2024

Am 1. Januar 2024 beliefen sich die Summen der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands auf 35,6 Mrd. m³(Vn) Rohgas. Dies entspricht einem Rückgang der Reserven gegenüber dem Vorjahr um 2,5 Mrd. m³(Vn) oder 6,5 % (Tab. 17 und Anl. 9). Damit ist die im Jahr 2023 produzierte Fördermenge von 4,6 Mrd. m³(Vn) Rohgas durch neu ausgewiesene Reserven teilweise ausgeglichen worden.

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven, bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(Vn) (s. Kap. 5.3), betrugen am Stichtag 34,7 Mrd. m³(Vn) und lagen damit 2,2 Mrd. m³(Vn) (-6,1 %) unter denen des Vorjahres (Tab. 18).

Die stetige Abnahme der Erdgasreserven ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren sehr stark zurückgegangen, was sich in der Bohrmeterstatistik (Tab. 3 und 4) widerspiegelt.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2024 mit 16,1 Mrd. m³(Vn) die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Elbe-Weser. Das sind 0,6 Mrd. m³(Vn) (-3,6 %) weniger als 2023. Für den Raum Weser-Ems wurden 14,7 Mrd. m³(Vn) gemeldet. Hier liegt der Reservenrückgang bei 2,3 Mrd. m³(Vn) (-13,6 %). Die Reingasreserven verteilten sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 16,5 Mrd. m³(Vn) (-0,7 Mrd. m³(Vn); -3,8 %) und Weser-Ems mit 13,2 Mrd. m³(Vn). Das sind 2,0 Mrd. m³(Vn) oder 13,3 % weniger als im Vorjahr (Tab. 17 und 18).

Im **Ländervergleich** liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Laut der aktuellen Statistik lagerten hier 35,4 Mrd. m³(Vn) Rohgas, was einem Rückgang von 2,5 Mrd. m³(Vn) oder 6,5 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt somit 99,5 %. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 34,6 Mrd. m³(Vn) angegeben. Dies sind 2,3 Mrd. m³(Vn) bzw. 6,1 % weniger als letztes Jahr; dies entspricht einem Anteil von 99,6 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei (Tab. 17 und 18).

Tab. 17: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2024, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2023			Produktion	Reserven am 1. Januar 2024		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2023	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³
Bundesland							
Bayern	0,028	0,054	0,082	0,008	0,026	0,052	0,078
Niedersachsen	19,869	18,012	37,881	4,488	18,362	17,038	35,400
Sachsen-Anhalt	0,054	0,003	0,057	0,070	0,081	0,005	0,086
Thüringen	0,026	0,004	0,030	0,010	0,026	0,003	0,029
Gebiet							
Elbe-Weser	8,166	8,585	16,751	1,681	8,152	7,993	16,145
Weser-Ems	8,914	8,080	16,994	2,457	7,312	7,379	14,691
Westlich der Ems	2,843	1,350	4,193	0,421	2,980	1,670	4,650
Thüringer Becken	0,026	0,004	0,030	0,010	0,026	0,003	0,029
Alpenvorland	0,028	0,054	0,082	0,008	0,026	0,052	0,078
Summe Deutschland	**19,976**	**18,074**	**38,050**	**4,576**	**18,496**	**17,097**	**35,594**

Volumenangaben in Normkubikmetern.

Das **Verhältnis Reserven/Produktion** (früher als statische Reichweite bezeichnet), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, steigt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2024 leicht auf 7,8 Jahre. Dieser Wert berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 10).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich rund 69 % der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perms. Davon sind 42 % in Sandsteinen des Rotliegenden und 27 % in Karbonatgesteinen des Zechsteins akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (21 %) und triassischen Sandsteinen (7 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten.

Tab. 18: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2024, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2023			Produktion	Reserven am 1. Januar 2024		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2023	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³
Bundesland							
Bayern	0,032	0,061	0,093	0,007	0,029	0,059	0,088
Niedersachsen	19,202	17,619	36,821	4,241	17,862	16,704	34,566
Sachsen-Anhalt	0,020	0,001	0,021	0,026	0,030	0,002	0,031
Thüringen	0,017	0,003	0,020	0,007	0,019	0,002	0,021
Gebiet							
Elbe-Weser	8,372	8,797	17,169	1,679	8,322	8,188	16,509
Weser-Ems	7,830	7,385	15,214	2,144	6,435	6,757	13,192
Westlich der Ems	3,020	1,438	4,458	0,444	3,135	1,761	4,896
Thüringer Becken	0,017	0,003	0,020	0,007	0,019	0,002	0,021
Alpenvorland	0,032	0,061	0,093	0,007	0,029	0,059	0,088
Summe Deutschland	**19,271**	**17,684**	**36,955**	**4,281**	**17,940**	**16,767**	**34,706**

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdölgas) nach Angaben des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V., Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m³(V_n).

5.3. Reservendefinitionen

In Anlehnung an internationale Standards (SPE/WPC 1997, UN/ECE 1996 in PORTH et al. 1997) erfasst das LBEG jährlich die Erdöl- und Erdgasreserven der Felder Deutschlands als sichere und wahrscheinliche Reserven und veröffentlicht diese Daten, zusammengefasst nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Die Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die **Rohgas**menge entspricht dem der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Die **Reingas**menge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Bericht beziehen sich einheitlich auf einen spezifischen Brennwert H_s = 9,7692 kWh/m³(V_n), der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das LBEG berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und, in Anlehnung an die Fördergesellschaften und den Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG), auch die Reingasreserven, damit die Angaben sowohl für lagerstättentechnisch/geologische als auch für energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

Sichere Reserven (P90) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 90 %).

Wahrscheinliche Reserven (P50) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 50 %). Wahrscheinliche Reserven sind also mit technischen, vertragsmäßigen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Unsicherheiten behaftet (PORTH et al. 1997).

Beide Reservenklassifizierungen hängen von den jeweiligen Erdöl- bzw. Erdgaspreisen ab. Die schwierige, langfristige Prognose dieser Preise bestimmt daher entscheidend die Förderdauer der Felder und somit auch die Höhe der verbleibenden Reserven. Dabei wird die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte maßgeblich durch die Förderraten bestimmt. Im Allgemeinen gilt: Erhöht sich der Öl- und/oder Gaspreis, folgen niedrigere Grenzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden, und die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen. Fallen die Preise, so verkürzt sich auch die erwartete Lebensdauer eines Feldes, und die Reserven nehmen ab.

Neben den Fördererlösen spielen für die Lebensdauer der Lagerstätten auch andere Faktoren wie Alter und Zustand der Übertageanlagen, Feldleitungen und Infrastruktur (Transportkosten) eine wichtige Rolle. Die Summe aus sicheren und wahrscheinlichen Reserven und ihre Abgrenzung voneinander unterliegt daher einem ständigen Wechsel und ist als dynamische Größe zu betrachten.

6. Untertage-Erdgasspeicherung

6.1. Grundzüge der Untertage-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.

Bei Porenspeichern bieten ehemalige Lagerstätten im Allgemeinen eine gute Datengrundlage für die geologisch-lagerstättentechnischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie z. B. die Dichtheit der geologischen Barriere-Horizonte und damit die Leistungsfähigkeit eines Speichers. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Porenspeicher in Aquiferen 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 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[2] 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).

[2] Salzstrukturen auf dem NIBIS® Kartenserver: *https://nibis.lbeg.de/cardomap3/?permalink=12mWv9DL*.

6.2. Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit

Der Erdgasverbrauch in Deutschland ist im Berichtsjahr nach vorläufigen Daten um 2,4 % auf rund 737 Mrd. kWh gesunken[3] (AGEB 2024). Als wesentliche Ursachen dafür werden weiterhin preis- und verhaltensinduzierte Einsparmaßnahmen als Folge des Ukraine-Krieges und die gedämpfte Konjunktur genannt (AGEB 2024). Ähnlich den Vorjahren konnte auch im Berichtsjahr der Erdgasverbrauch nur zu ca. 5,2 % aus inländischer Förderung gedeckt werden (AGEB 2024).

Für die restlichen rund 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 19 dargestellt (nach AGEB 2024). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2023 um 1,4 Prozentpunkte auf 24,7 % angestiegen.

Gegenüber dem Vorjahr ist die heimische Erdgasförderung um 10,7 % gefallen und produzierte damit rund 4,3 Mrd. m³(Vn) Reingas im Jahr 2023 (s. Kap. 4).

Tab. 19: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2024).

Energieträger	Anteile in %	
	2022	**2023**
Mineralöl	35,1	35,6
Erdgas	23,3	24,7
Steinkohle	9,8	8,7
Braunkohle	10,0	8,3
Kernenergie	3,2	0,7
Erneuerbare Energien	17,5	19,6
Sonstige / Stromaustauschsaldo	1,9 / -0,8	1,9 / 0,4

6.3. Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2023 (Stichtag: 31. Dezember 2023)

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.

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. Anl. 13) im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist und sich in den letzten Jahren in einem geringen Ausmaß umkehrte. Ähnlich wie in den Vorjahren verzeichnet sich auch im Berichtsjahr 2023 ein Rückgang des verfügbaren Arbeitsgasvolumens von ca. 0,2 Mrd. m³(Vn) oder rund 1,2 % gegenüber dem Vorjahr, der auf mehrere geringe Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens von Kavernenspeichern zurückzuführen ist. Damit ist für das Berichtsjahr ein Arbeitsgasvolumen von 22,7 Mrd. m³(Vn) in Deutschlands Untertagegasspeichern für Erdgas verfügbar gewesen. Neben dem gesamten verfügbaren Arbeitsgasvolumen werden in Tabelle 20 weitere Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland aufgeführt.

[3] Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert H_S mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Unter Verwendung des Brennwertes von 9,77 kWh/m³(V_n) und der vorläufigen Verbrauchsangabe von 737 Mrd. kWh (AGEB 2024) berechnet sich ein Erdgasverbrauch in Deutschland von ca. 75 Mrd. m³(V_n).

Gegenüber dem Vorjahr sind im Berichtsjahr nur geringfügige Änderungen der Kenndaten zu verzeichnen. So ist sowohl die Anzahl der 44 Standorte für Untertagegasspeicher als auch die Anzahl von 270 Einzelkavernen bei den Kavernenspeichern gleich geblieben. Der Inbetriebnahme einer zusätzlichen Kaverne im Kavernenspeicher Katharina, mit nun zehn Kavernen, steht die um eine Kaverne reduzierte Anzahl der nun sechs Kavernen in Huntorf gegenüber.

Die insgesamt geringen Änderungen führten auch dazu, dass der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands weiterhin 62 % (Porenspeicher 38 %) 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 3,1 Mrd. m³(Vn). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird somit langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,5 Mrd. m³(Vn) verfügbar sein.

Tab. 20: Kenndaten der Untertage-Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2023).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“	Mrd. m³(V_n)	8,6	14,1	22,7
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“	Mrd. m³(V_n)	8,6	14,8	23,4
Plateau-Entnahmerate	Mio. m³(V_n)/d	142	518	660
theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases[1)]	Tage	61	28	35
Anzahl der Speicher „in Betrieb“		15	29	44
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“	Mrd. m³(V_n)	–	3,1	3,1
Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“[2)]		–	5	5
Summe Arbeitsgas[3)]	Mrd. m³(V_n)	8,6	17,9	26,5

[1)] rechnerischer Wert, bezogen auf Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“ (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate),
[2)] einschließlich Speichererweiterungen,
[3)] Summe der Arbeitsgasvolumina nach Abschluss aller laufenden oder geplanten Ausbauten (Zeile 2 + 6).

Die Tabellen 22, 23a und 23b 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 22, 23a und 23b 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.

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tabelle 21 dargestellt.

Anlage 12 zeigt die geografische Lage der Untertage-Erdgasspeicher 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 (s. Kap. 6.1).

Anlage 13 stellt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens dar. 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.

Tab. 21: Untertage-Erdgasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31.12.2023).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher[1)]	Gesamtvolumen[2)]	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
			Mio. m³(V_n)	Mio. m³(V_n)	Mio. m³(V_n)	1.000 m³/h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	–	221	40	44
Bayern	Porenspeicher	5	–	6.988	2.938	2.938
Brandenburg	Kaverne(n)	1	1	118	91	91
Bremen	Kaverne(n)	1	2	224	142	142
Hessen	Kaverne(n)	1	3	180	140	140
	Porenspeicher	3	–	434	215	215
Mecklenburg-Vorpommern	Kaverne(n)	1	4	301	222	222
Niedersachsen	Kaverne(n)	10	103	10.361	6.981	7.517
	Porenspeicher	2	–	8.179	4.810	4.810
Nordrhein-Westfalen	Kaverne(n)	9	84	4.499	3.428	3.428
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	–	300	90	90
Sachsen-Anhalt	Kaverne(n)	5	71	3.913	3.062	3.171
	Porenspeicher	1	–	670	440	440
Schleswig-Holstein	Kaverne(n)	1	2	90	56	99
Thüringen	Porenspeicher	1	–	380	62	62
Summe	**Kavernensp.**	**29**	**270**	**19.686**	**14.122**	**14.810**
Summe	**Porenspeicher**	**15**	–	**17.172**	**8.595**	**8.599**
Summe	**Gesamt**	**44**	**270**	**36.858**	**22.717**	**23.409**

[1)] Bei Porenspeichern Anzahl der Standorte, bei Kavernenspeichern Anzahl der Standorte und Anzahl der Kavernen in Klammern,
[2)] Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Tab. 22: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Bundes-land	Eigentümer[1)]	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen[2)]	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
in Betrieb				m		Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	1.000 m^3/h
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	238
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.000	1.000	1.200
Breitbrunn-Eggstätt	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
Fronhofen-Illmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750–2.200	Muschelkalk (Trigo-nodus-Dolomit)	153	10	10	30
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 (Aquitan)	880	425	425	245
Rehden	NI	WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	6.600	3.950	3.950	2.400
Sandhausen	BW	terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.015	Tertiär (Aquitan)	310	156	156	125
Stockstadt	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.470–1.525	Buntsandstein	1.579	860	860	395
Wolfersberg	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Bayerngas GmbH	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						**17.172**	**8.595**	**8.599**	**5.853**

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2023.
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. 23a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Speicher	Bundesland	Eigentümer[1)]	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen[2)]	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	1.000 m^3/h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780–950	Zechstein 2	833	654	654	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500–700	Zechstein 2	1.239	936	936	1.000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1.312–1.765	Zechstein	224	142	142	360
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1.300–1.800	Zechstein 2	506	367	367	510
Epe-ENECO[3)]	NW	Eneco Gasspeicher GmbH	2	1.100–1.400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NW	KGE - Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	240	181	181	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1.100–1.420	Zechstein 1	400	290	290	600
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	499	378	378	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	4	1.250–1.430	Zechstein	290	209	209	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gas Storage West GmbH	6	1.080–1.490	Zechstein	242	189	189	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	242	185	185	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1.090–1.420	Zechstein 1	2.250	1.730	1.730	2.200
Etzel-EGL 1 und 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	343	390	750
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1.156–1.701	Zechstein	167	108	108	300
Huntorf[4)]	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	6	650–1.400	Zechstein	415	310	310	450
Jemgum-astora	NI	WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950–1.500	Zechstein 2	972	722	722	775
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1.400	Zechstein	519	342	342	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	10	500–700	Zechstein 2	578	521	630	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	301	222	222	400
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950–1.300	Zechstein	1.727	1.311	1.311	1.780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1.279–1.453	Zechstein	530	337	337	895
Reckrod	HE	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	733	614	614	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1.000	Zechstein	204	172	172	320
Summe			**270**			**19.686**	**14.122**	**14.810**	**21.032**

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2023.
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 Neuenhuntorf.

Tab. 23b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Speicher	Bundesland	Eigentümer[1)]	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen[2)]	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	1.000 m^3/h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780–950	Zechstein 2	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	24	1.200–1.600	Zechstein 2	3.000		2.020	
Jemgum-astora	NI	WINGAS GmbH	8	950–1.500	Zechstein 2	1.200		875	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	2	500–700	Zechstein 2	109		109	
Summe			**36**			**4.398**		**3.126**	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2023.
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.

7. Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 12 und Tabelle 24 die geografische Lage und die Kenndaten der elf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland muss zu rund 98 % sein benötigtes Mineralöl importieren (s. Kap. 4). 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 2022/2023 (EBV 2023) über einen Vorrat von 22 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 6,7 % 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 t im Jahr nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen oder herstellen lassen.

Tab. 24: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Ort	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe (m)	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
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	640–1.430	5 3	Rohöl Benzin	in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	6	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 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Btr.
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700–820	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe					**105 (in Betrieb)**		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2023.
Bundeslandkürzel: HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt.

8. Literatur und Links

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2024): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023. – Berlin/Bergheim; *https://ag-energiebilanzen.de/.*

BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E. V. (BVEG) (2024): Jahresbericht 2023. Themen, Fakten und Zahlen aus dem Jahr 2023. – Hannover; *https://www.bveg.de/der-verband/publikationen/*.

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2023): Bericht über das Geschäftsjahr 2022/2023. – Hamburg; *https://www.ebv-oil.org/cms/pdf/EBV-GB_2022_2023.pdf.*

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**: 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.

Anlagen

Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland – Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.

Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland – Paläozoikum und Buntsandstein.

Anl. 3: Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2024.

Anl. 4: Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen am 31.12.2023.

Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1932 bis 2023 (Stand 31.12.2023).

Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2023 (Stand 31.12.2023).

Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland (Stand 31.12.2023).

Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland (Stand 31.12.2023).

Anl. 9: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand 01.01.2024).

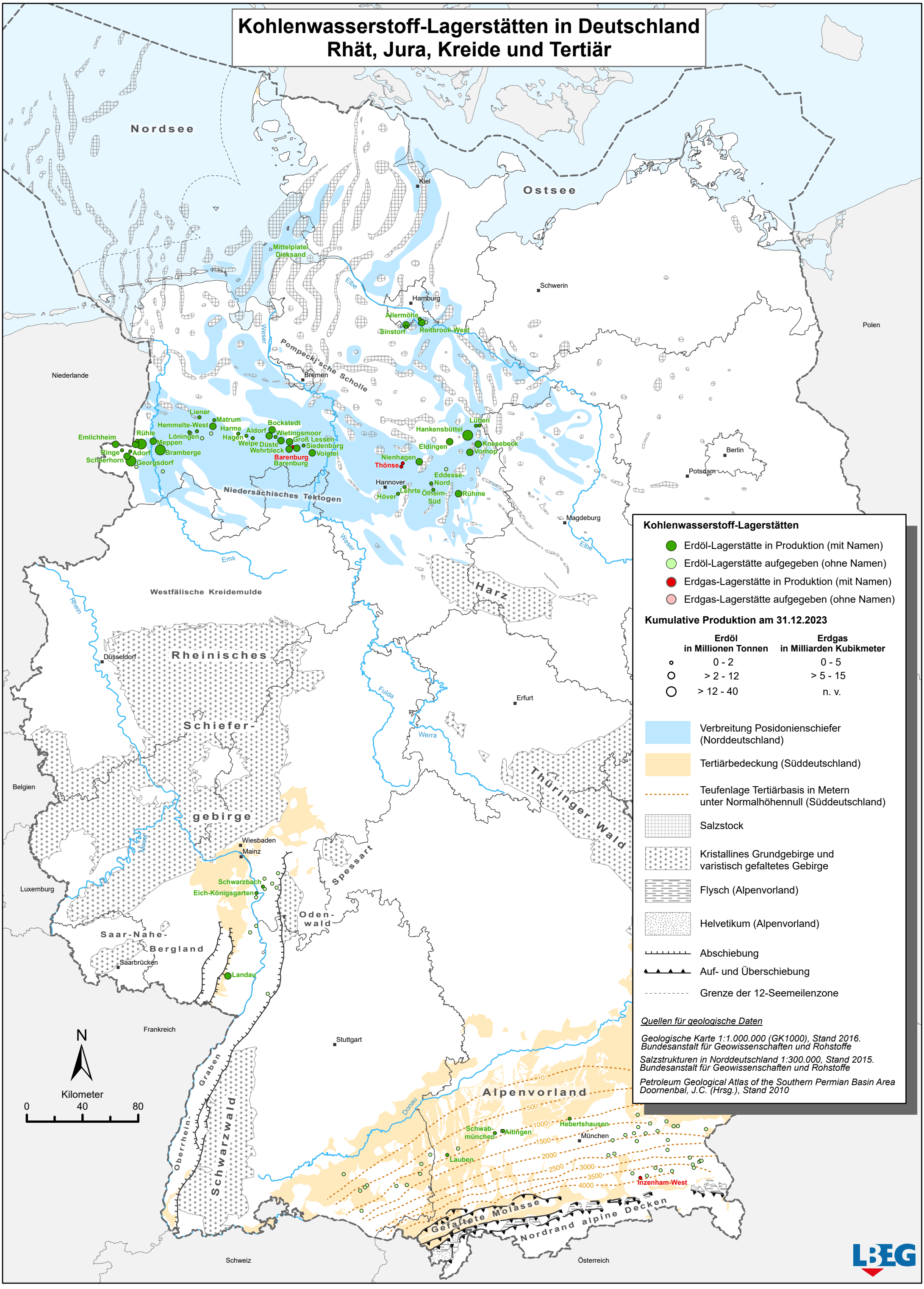
Anl. 10: Verhältnis Reserven/Produktion (Stand 01.01.2024).

Anl. 11: Kumulative Produktion und Reserven (Stand 01.01.2024).

Anl. 12: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas (Stand 31.12.2023).

Anl. 13: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens nach Endausbau in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland (Stand 31.12.2023).

Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland
Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



Kohlenwasserstoff-Lagerstätten

- Erdöl-Lagerstätte in Produktion (mit Namen)
- Erdöl-Lagerstätte aufgegeben (ohne Namen)
- Erdgas-Lagerstätte in Produktion (mit Namen)
- Erdgas-Lagerstätte aufgegeben (ohne Namen)

Kumulative Produktion am 31.12.2023

	Erdöl in Millionen Tonnen	Erdgas in Milliarden Kubikmeter
○	0 - 2	0 - 5
○	> 2 - 12	> 5 - 15
○	> 12 - 40	n. v.

- Verbreitung Posidonienschiefer (Norddeutschland)
- Tertiärbedeckung (Süddeutschland)
- Teufenlage Tertiärbasis in Metern unter Normalhöhennull (Süddeutschland)
- Salzstock
- Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
- Flysch (Alpenvorland)
- Helvetikum (Alpenvorland)
- Abschiebung
- Auf- und Überschiebung
- Grenze der 12-Seemeilenzone

Quellen für geologische Daten

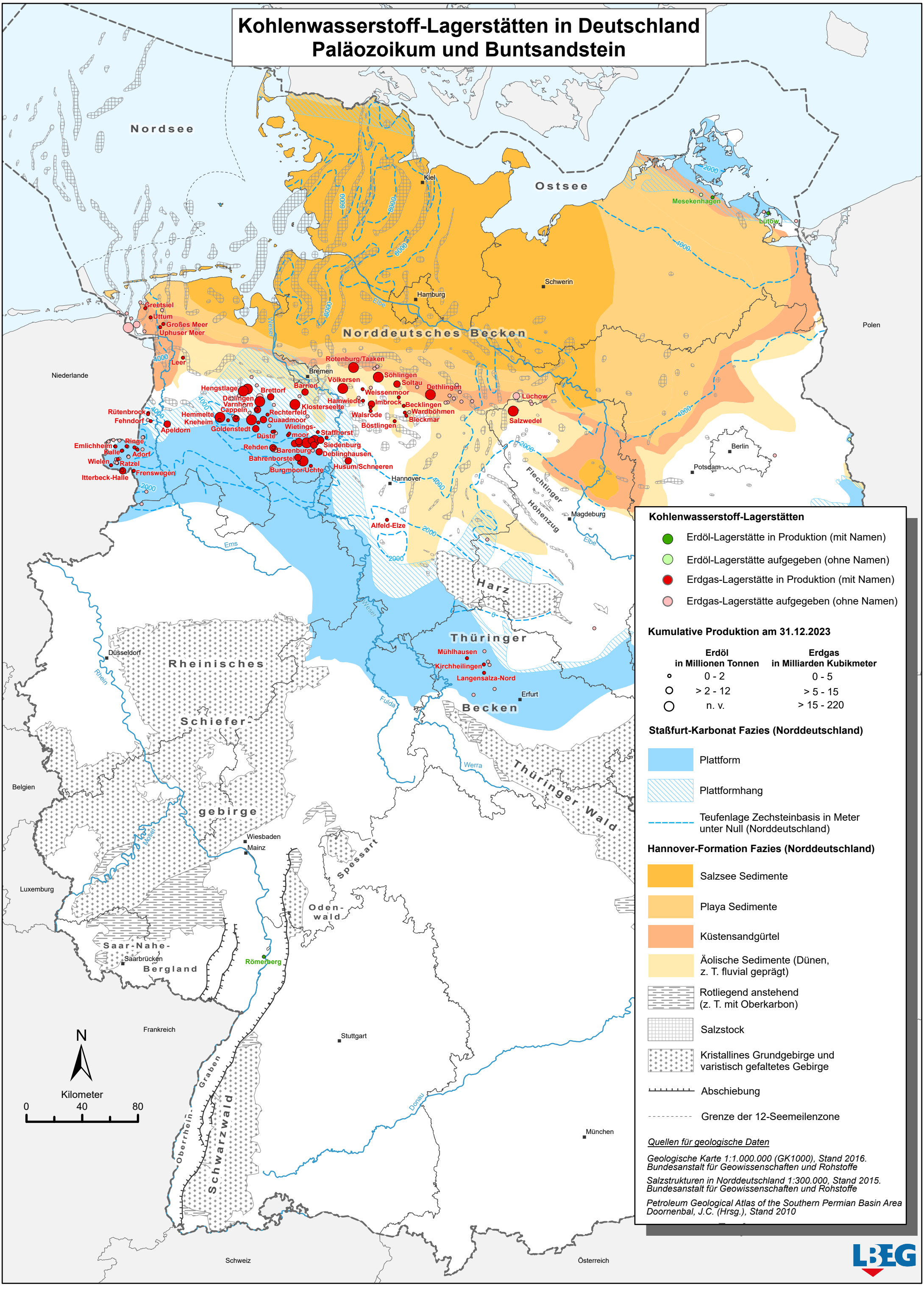
Geologische Karte 1:1.000.000 (GK1000), Stand 2016. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Salzstrukturen in Norddeutschland 1:300.000, Stand 2015. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area Doornenbal, J.C. (Hrsg.), Stand 2010

Anlage 1: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.

Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland
Paläozoikum und Buntsandstein



Kohlenwasserstoff-Lagerstätten

- Erdöl-Lagerstätte in Produktion (mit Namen)
- Erdöl-Lagerstätte aufgegeben (ohne Namen)
- Erdgas-Lagerstätte in Produktion (mit Namen)
- Erdgas-Lagerstätte aufgegeben (ohne Namen)

Kumulative Produktion am 31.12.2023

	Erdöl in Millionen Tonnen	Erdgas in Milliarden Kubikmeter
○	0 - 2	0 - 5
○	> 2 - 12	> 5 - 15
○	n. v.	> 15 - 220

Staßfurt-Karbonat Fazies (Norddeutschland)

- Plattform
- Plattformhang
- Teufenlage Zechsteinbasis in Meter unter Null (Norddeutschland)

Hannover-Formation Fazies (Norddeutschland)

- Salzsee Sedimente
- Playa Sedimente
- Küstensandgürtel
- Äolische Sedimente (Dünen, z. T. fluvial geprägt)
- Rotliegend anstehend (z. T. mit Oberkarbon)
- Salzstock
- Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
- Abschiebung
- Grenze der 12-Seemeilenzone

Quellen für geologische Daten

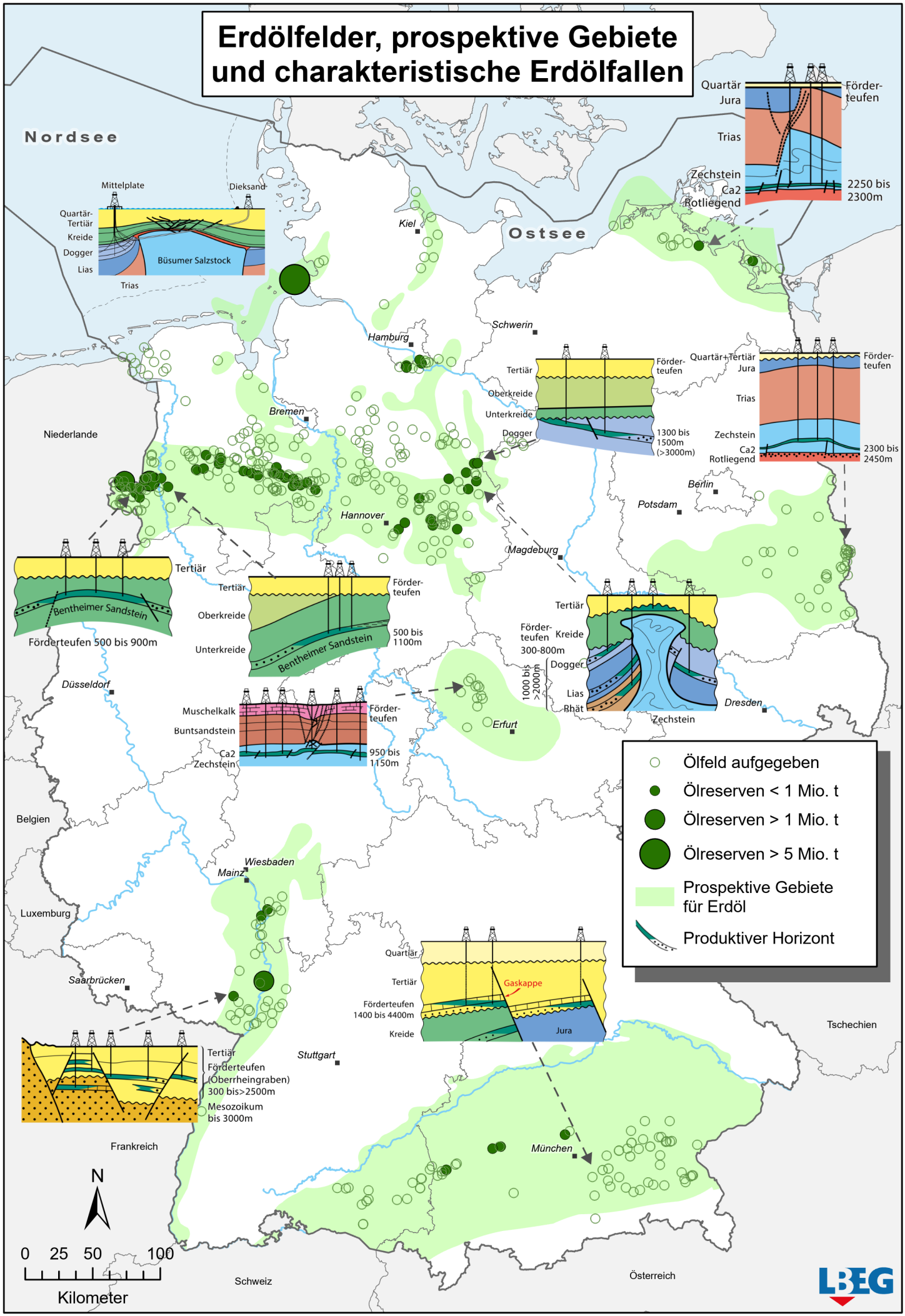
Geologische Karte 1:1.000.000 (GK1000), Stand 2016. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Salzstrukturen in Norddeutschland 1:300.000, Stand 2015. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

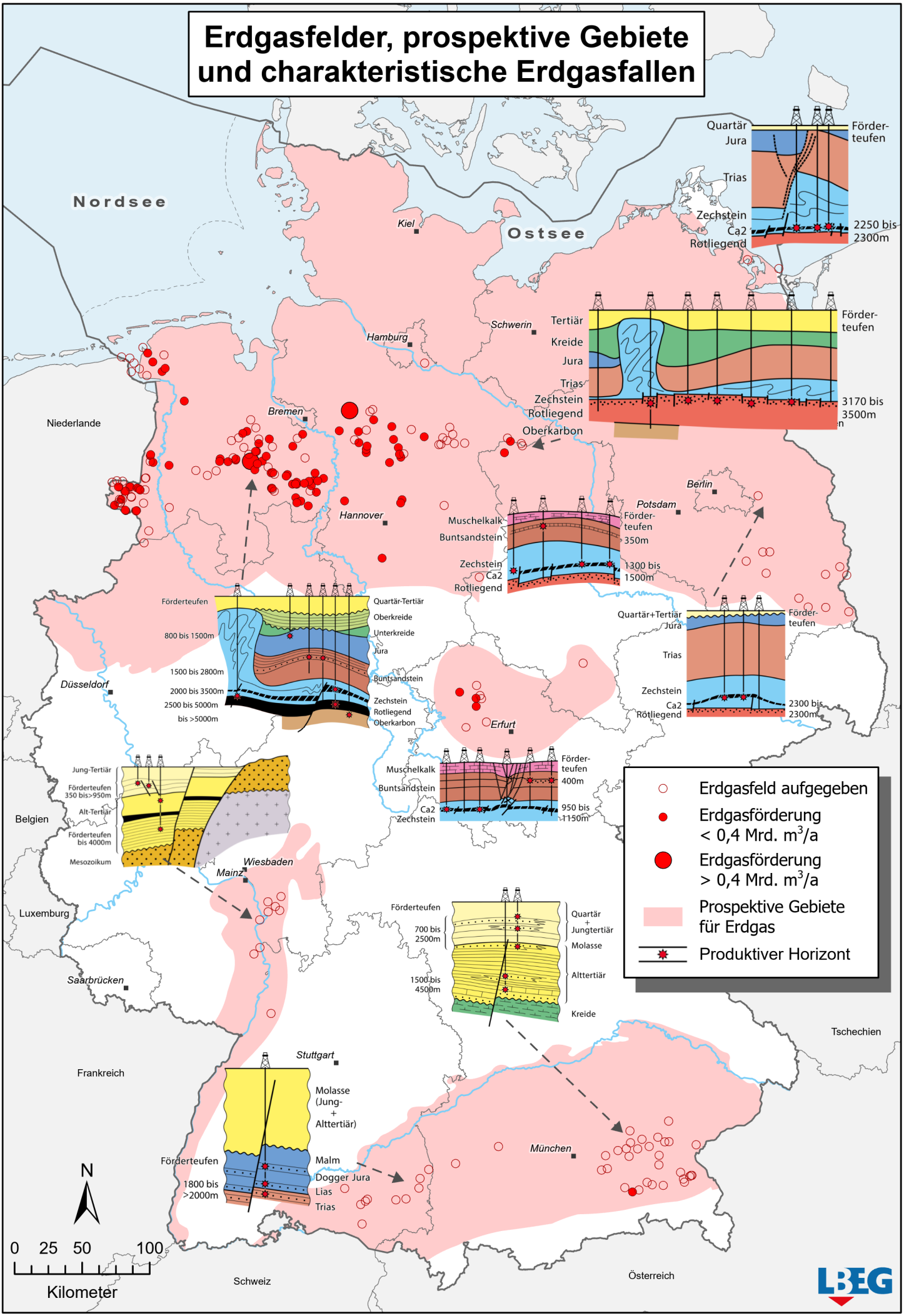
Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area Doornenbal, J.C. (Hrsg.), Stand 2010

LBEG

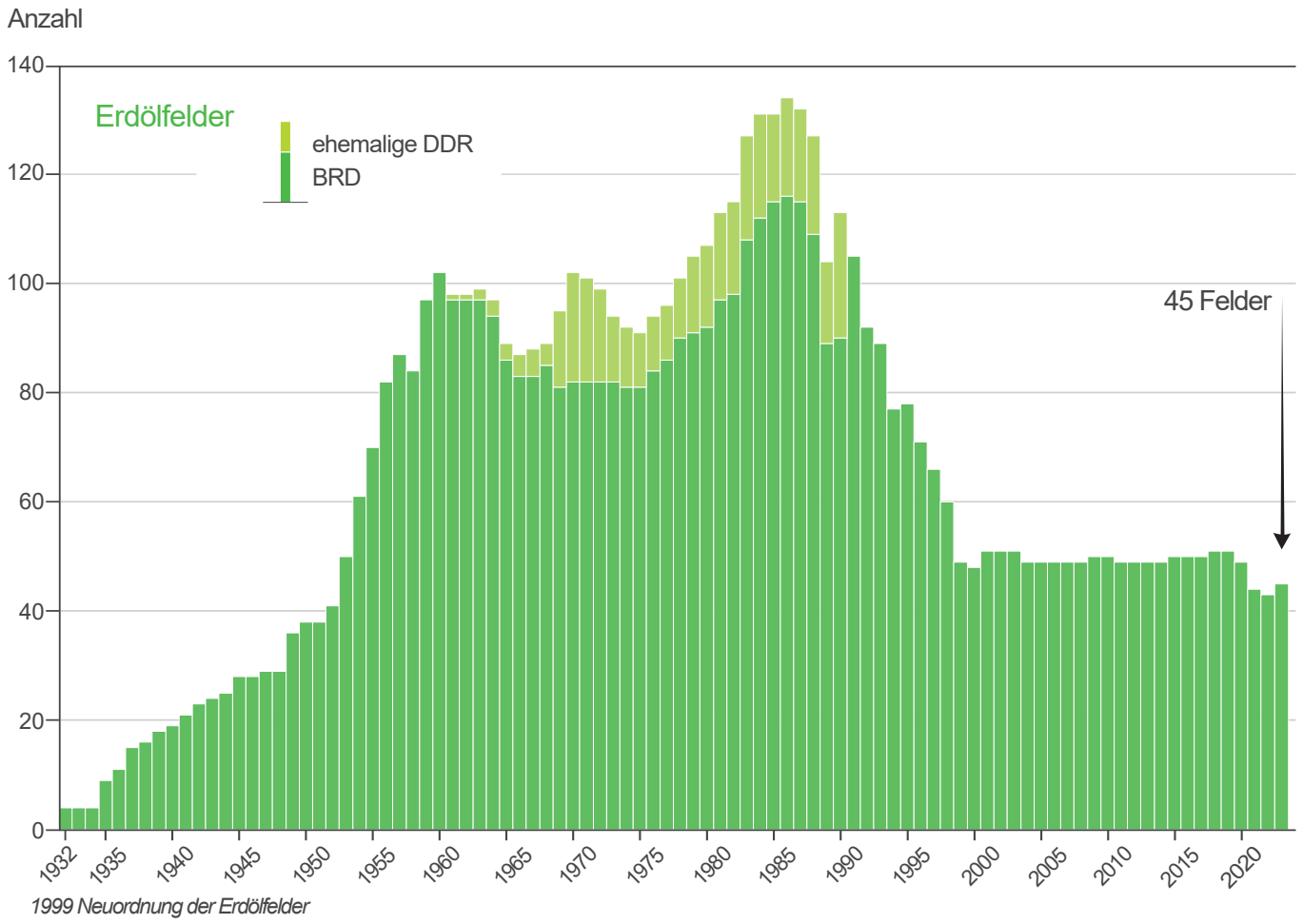
Anlage 2: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.



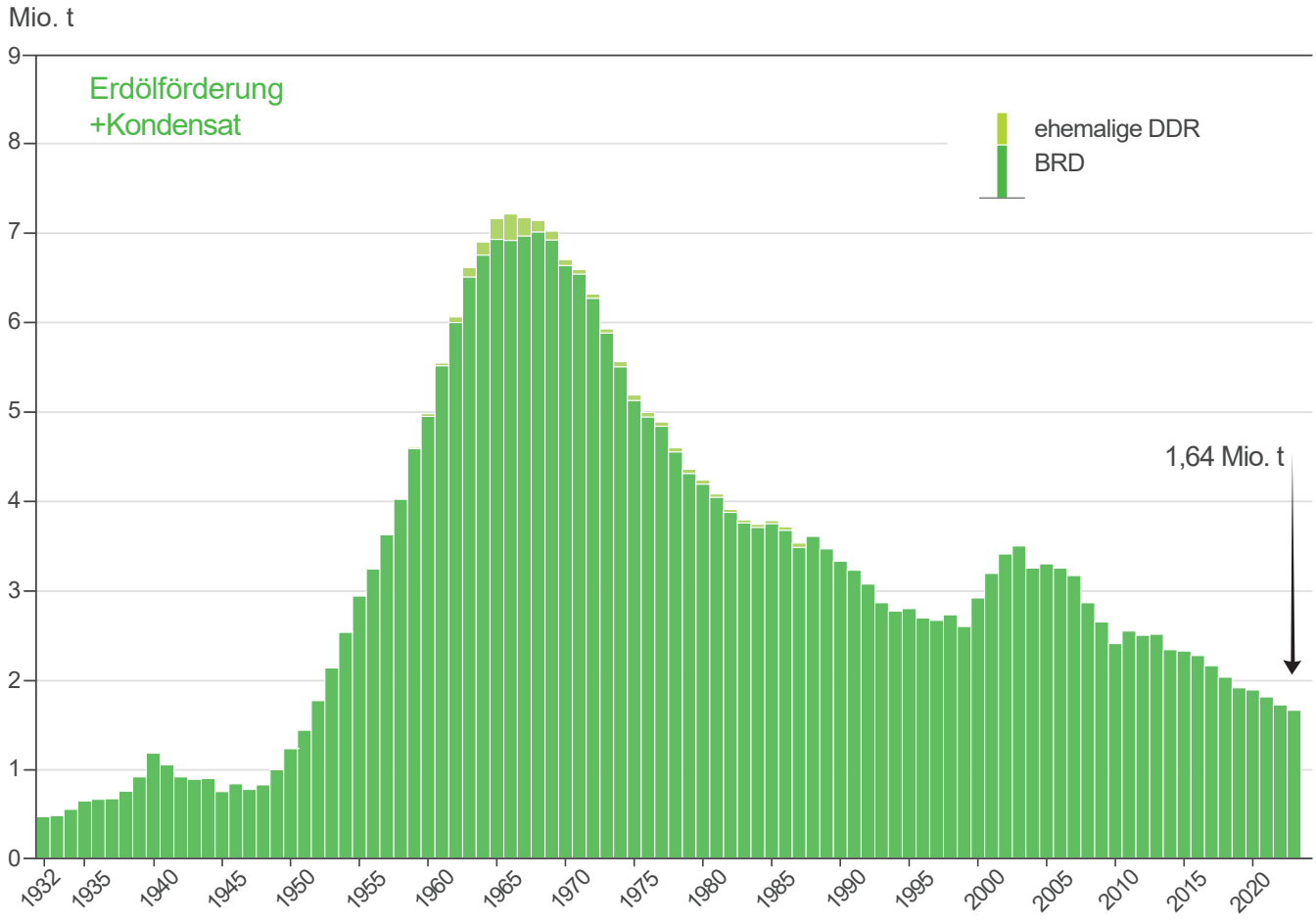
Anlage 3: Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2024



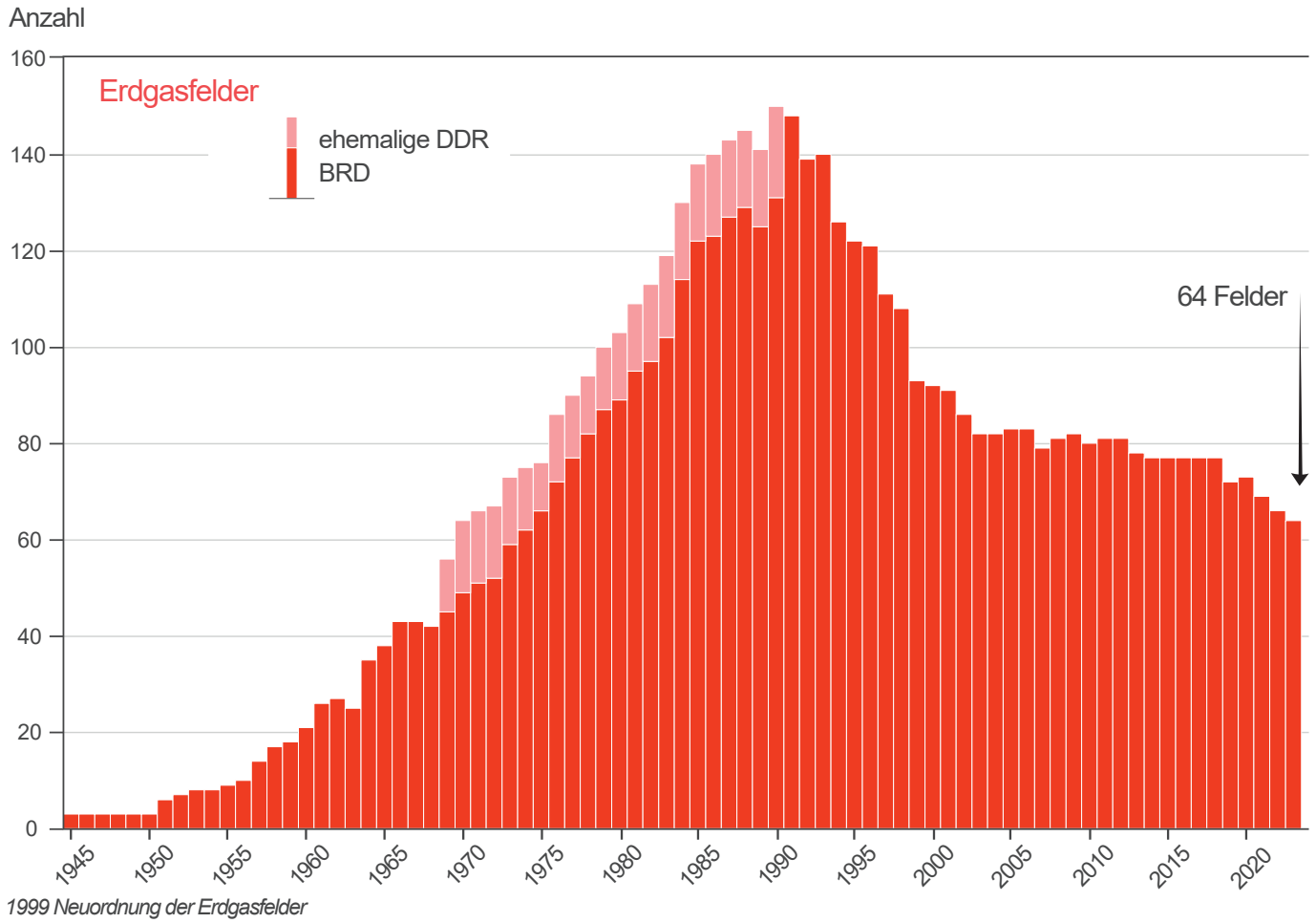
Anlage 4: Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen am 31.12.2023



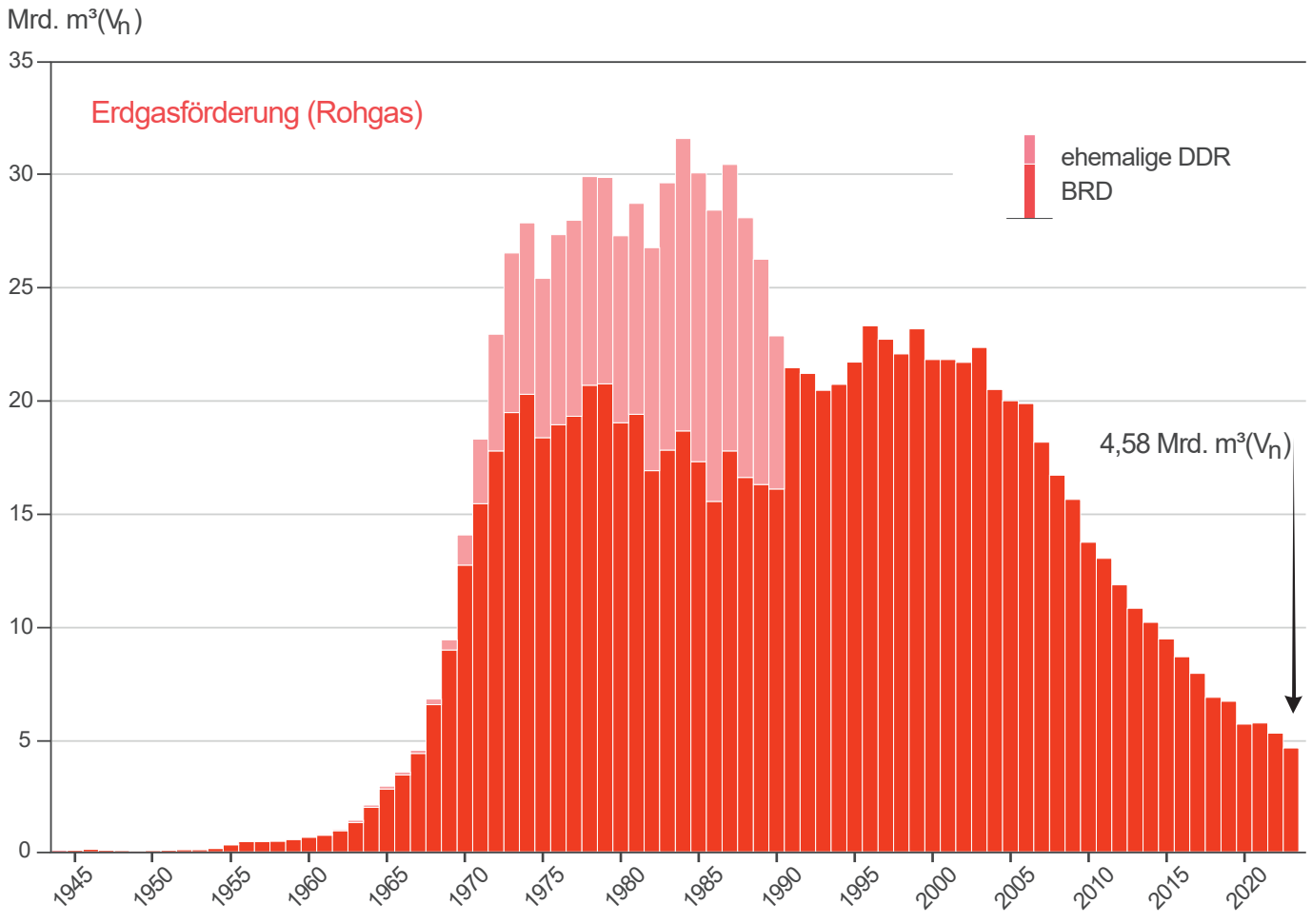
1999 Neuordnung der Erdölfelder



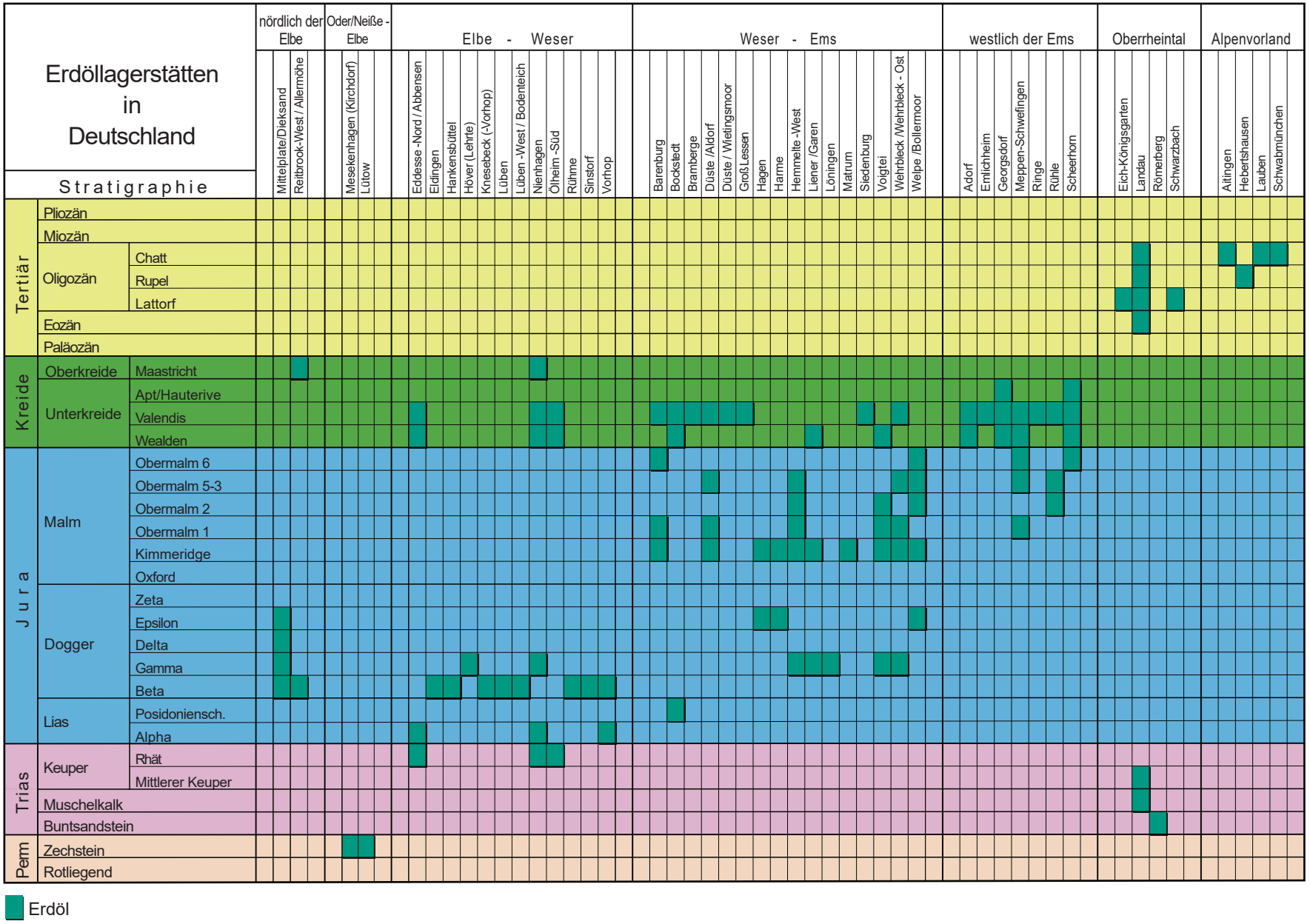
Anlage 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1932 bis 2023



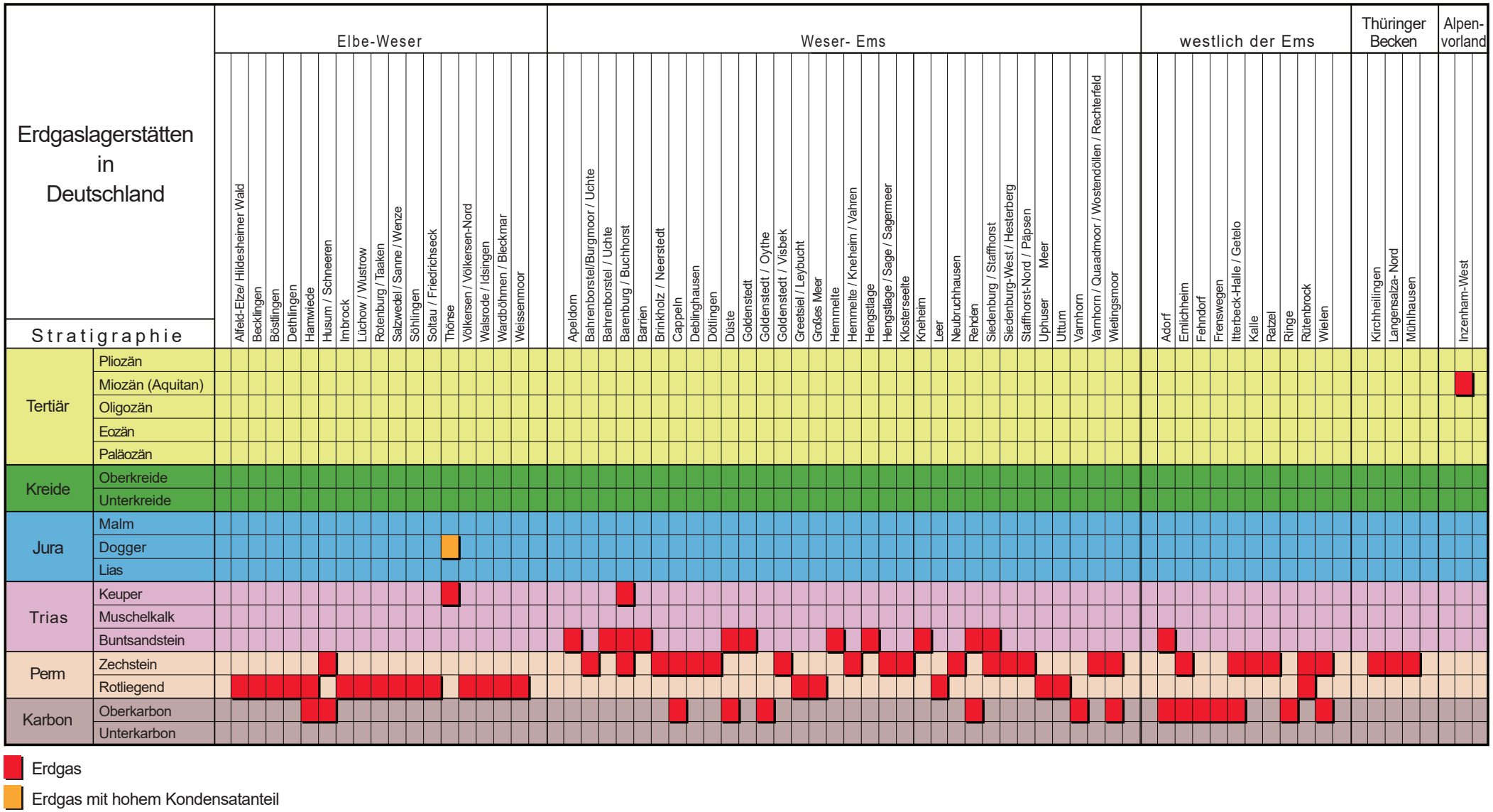
1999 Neuordnung der Erdgasfelder



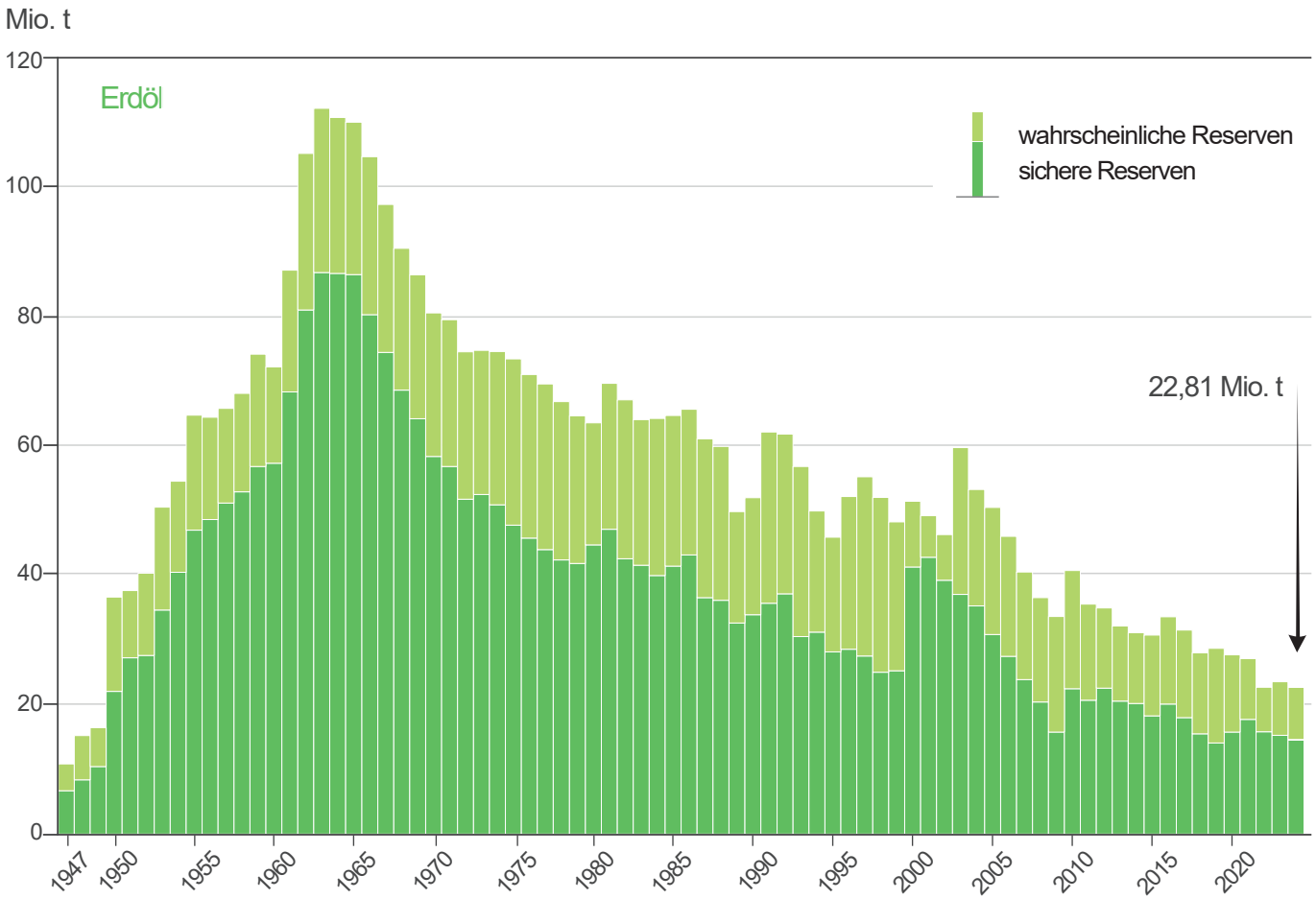
Anlage 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2023

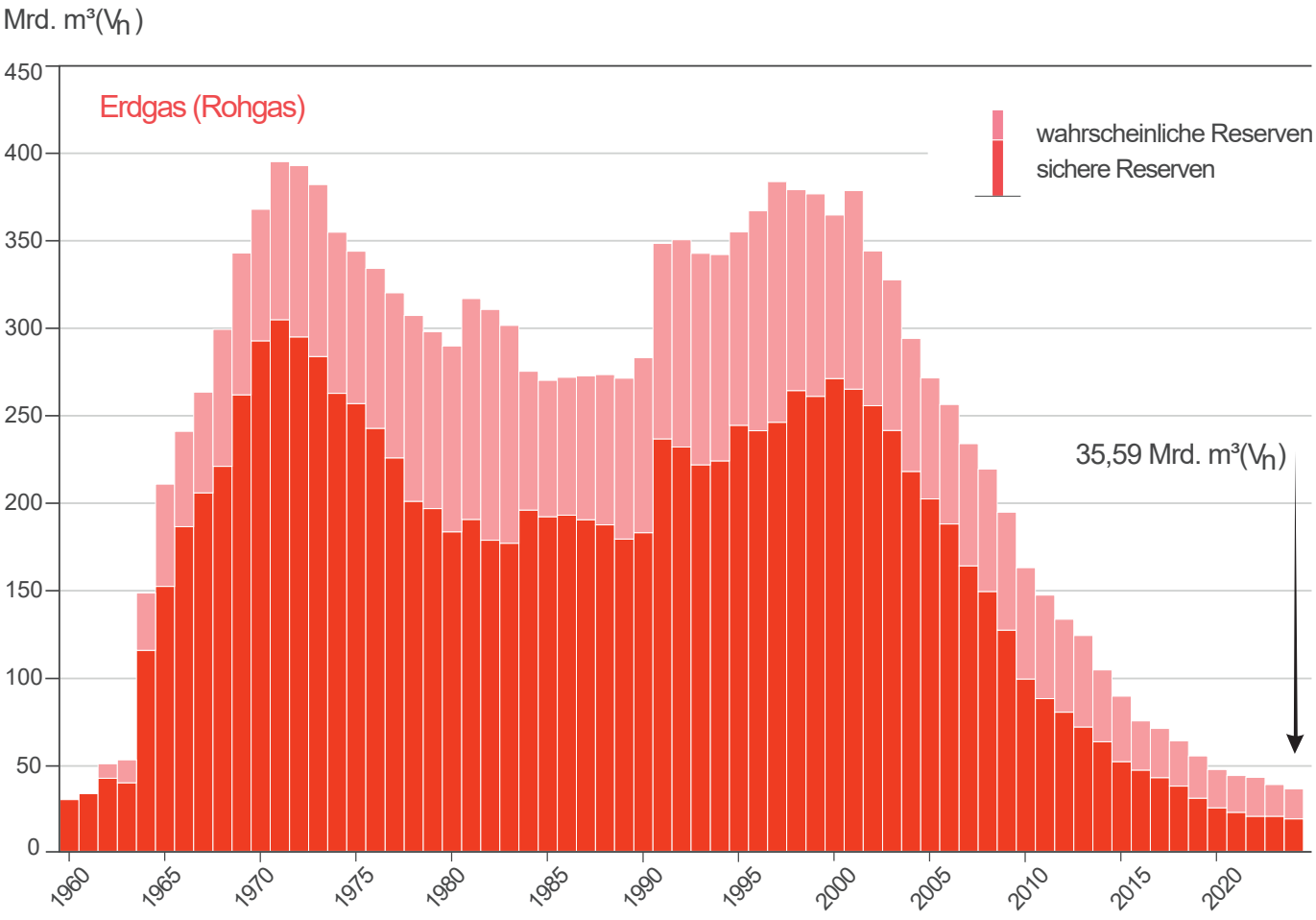


Anlage 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland (Stand: 31.12.2023)



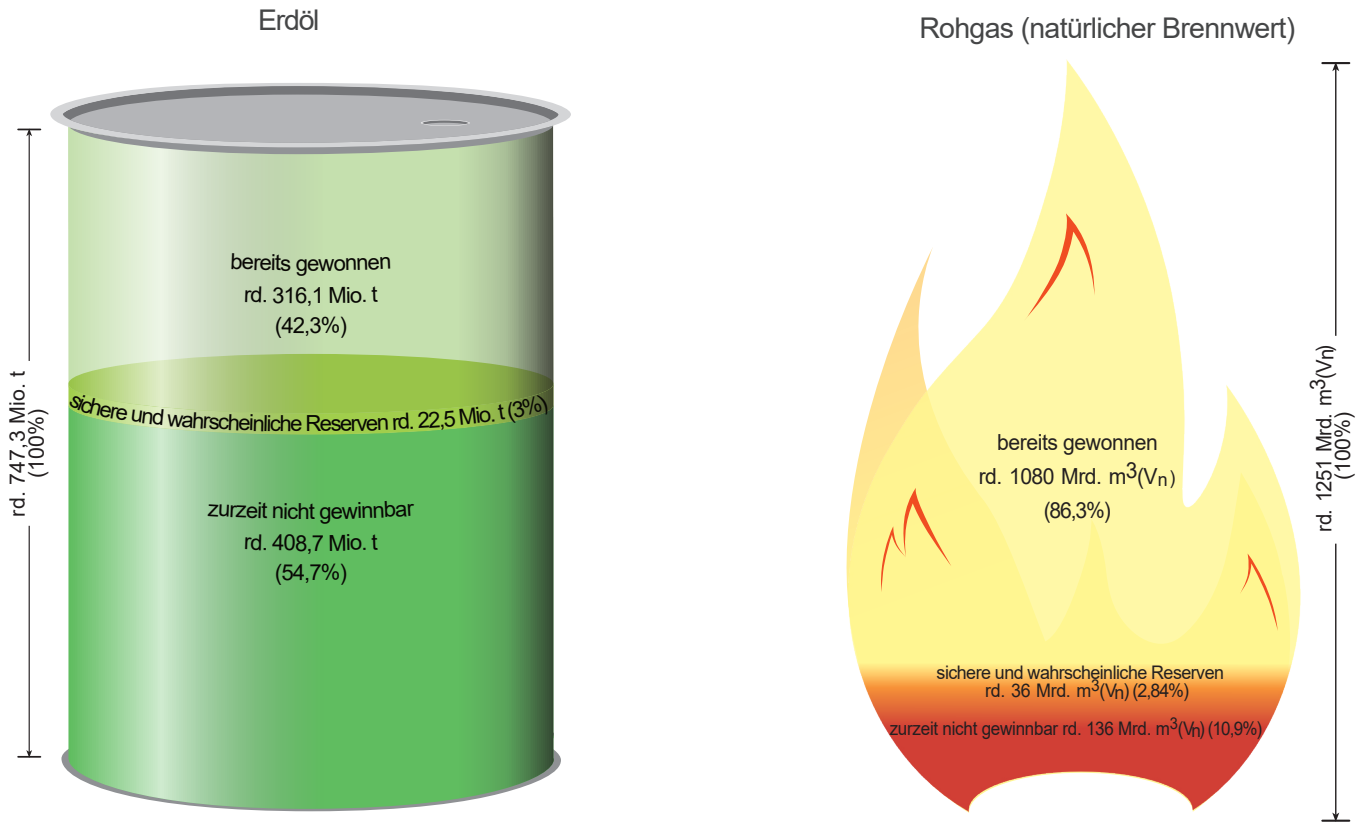
Anlage 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland (Stand: 31.12.2023)



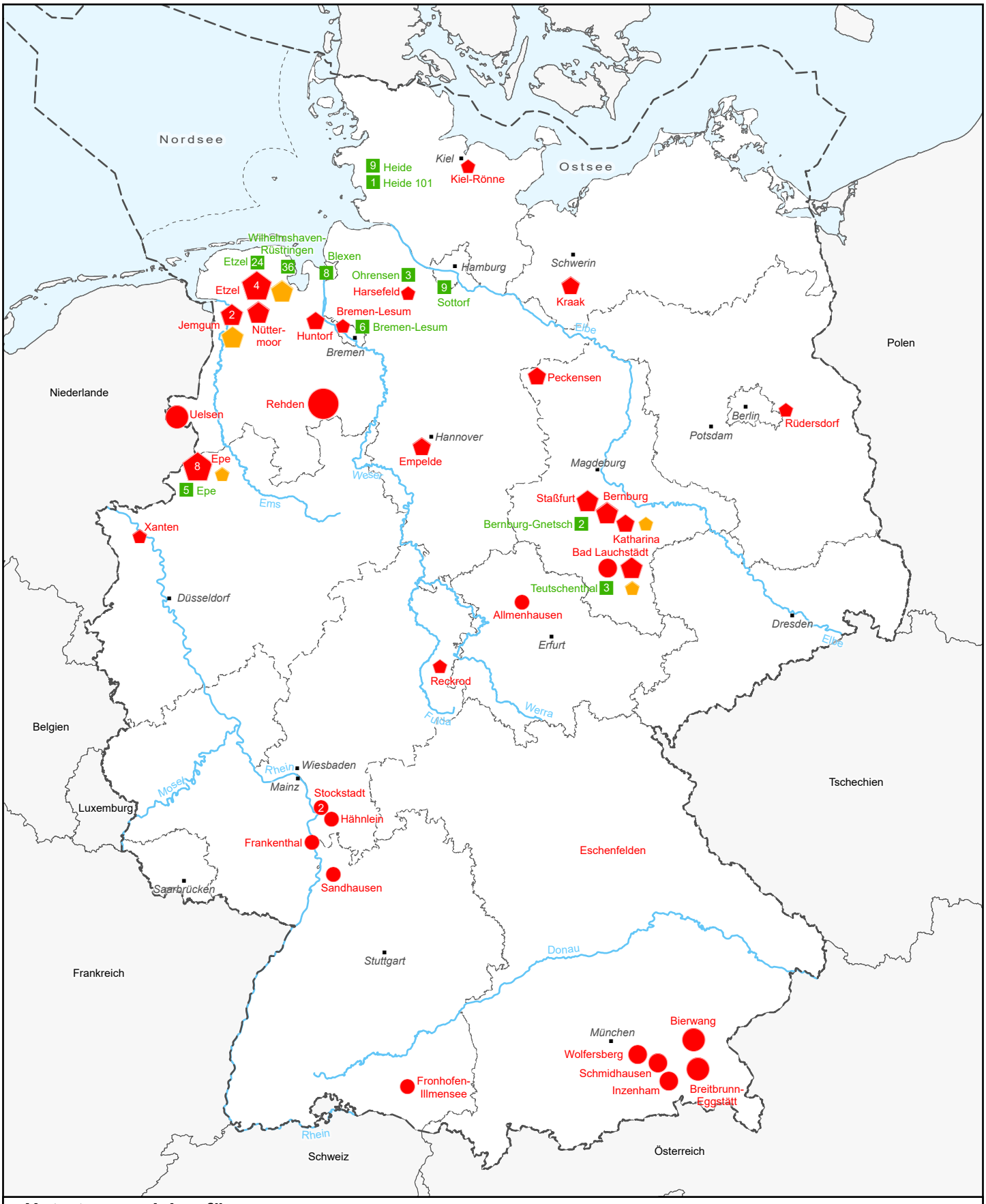


Anlage 9: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand: 01.01.2024)

Anlage 10: Verhältnis Reserven-/Produktion (Stand: 01.01.2024)



Anlage 11: Kumulative Produktion & Reserven (Stand: 01.01.2024)



Untertagespeicher für:

Erdgas

Verfügbares Arbeitsgas
in Millionen m^3 V_n

- 0 bis 200
- größer als 200 bis 600
- größer als 600 bis 2400
- größer als 2400

Planung / in Betrieb

- Kavernenspeicher
- Porenspeicher
- 4 Anzahl der Speicher an einem Standort, wenn es mehr als einen gibt

Rohöl, Mineralölprodukte, Flüssiggas

In Betrieb

- Kavernenspeicher
- 2 Anzahl der Einzelspeicher

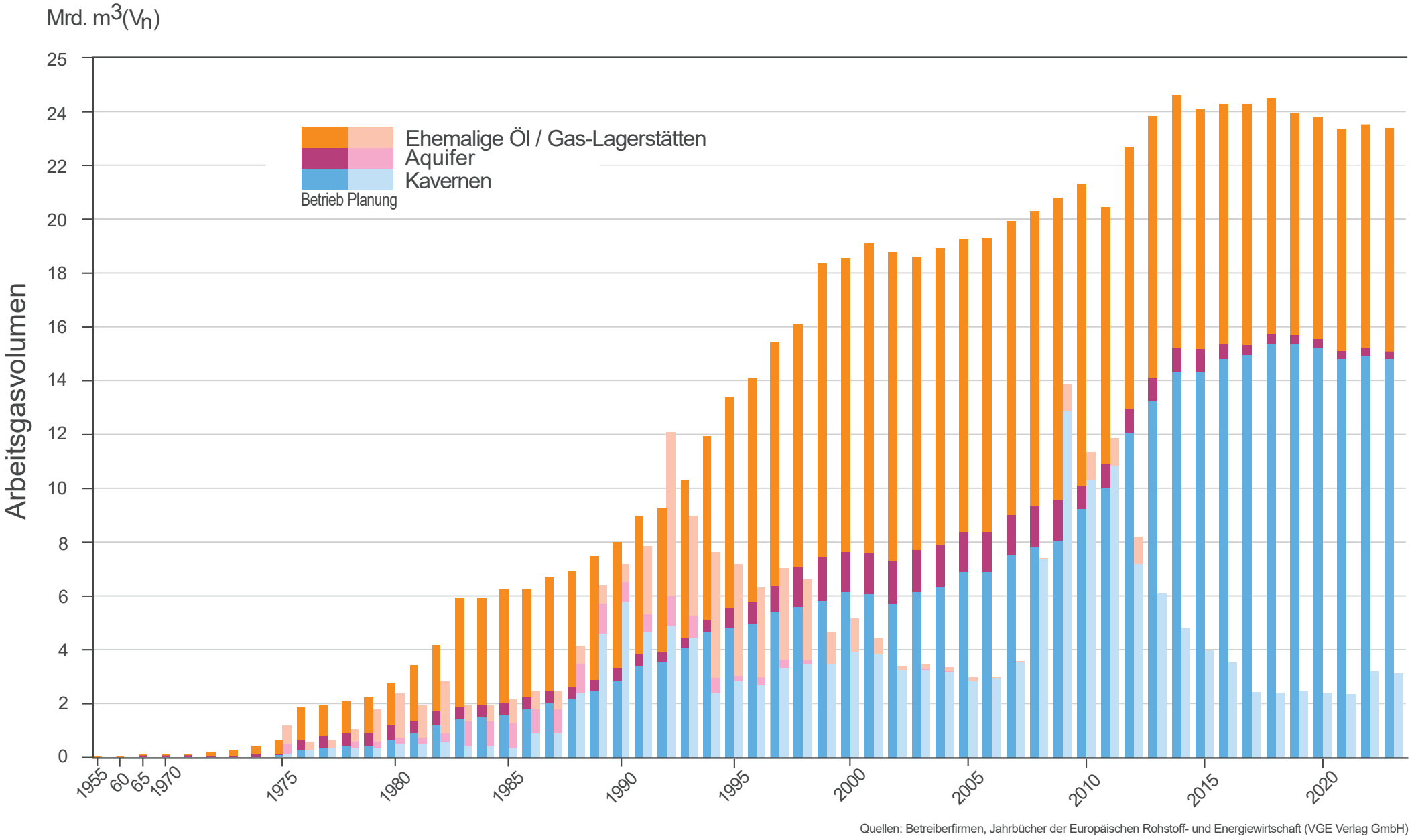
0 50 100 Kilometer

N

Stand 31.12.2023

LBEG

Anlage 12: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.



Anlage 13: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens nach Endausbau in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland (Stand: 31.12.2023)

ISSN 1864 – 7529