



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2023





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: 01.04.2025

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 Bohrkategorien.
- 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 2022 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** (EMPG¹; 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 Reservoirsandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoirs 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 Fördererprobungen 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) | | | | | | | |
| <i>Weser-Ems</i> | | | | | | | |
| Lünne 1a* | EMPG | 32394004 | 5807959 | n. k. E. | Lias Epsilon | 1.677,4 | Lias Epsilon |
| <i>Oberrheintal</i> | | | | | | | |
| Schwegenheim 1* | Palatina | 32452440 | 5458897 | n. k. E. | Buntsandstein | 2.415,0 | Buntsandstein |
| Teilfeldsuchbohrung (A4) | | | | | | | |
| <i>Westlich der Ems</i> | | | | | | | |
| Adorf Z17 (2.)* | Neptune | 32370940 | 5828006 | gasfündig | Oberkarbon | 4.610,0 | Oberkarbon |
| <i>Oberrheintal</i> | | | | | | | |
| 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) | | | |
| <i>Elbe-Weser</i> | | | |
| Osterheide Z2 | Vermilion | Rotliegend | bohrt |
| Produktionsbohrungen (B2) | | | |
| <i>Nördlich der Elbe</i> | | | |
| Mittelplate-A 29 (8.)* | Wintershall Dea | Dogger Beta-Sandstein | noch kein Ergebnis |
| Mittelplate-A 31 (3.) | Wintershall Dea | Dogger Beta-Sandstein | technisch fehl |
| <i>Elbe-Weser</i> | | | |
| Böttersen 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 |
| <i>Weser-Ems</i> | | | |
| Leer Z5 (6.)* | Vermilion | Rotliegend-Sandsteine | noch kein Ergebnis |
| <i>Westlich der Ems</i> | | | |
| 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 |
| <i>Alpenvorland</i> | | | |
| Aitingen-Süd 4 | ONEO | Bausteinschichten | ölfündig |
| Hilfsbohrungen (B3) | | | |
| <i>Weser-Ems</i> | | | |
| Rehden 37 | Wintershall Dea | Werra-Anhydrit | technisch fehl |
| <i>Westlich der Ems</i> | | | |
| 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 Bohrkategorien, den Werten der vorangehenden fünf Jahre gegenübergestellt.

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

| Jahr | Bohrmeter | | Explorationsbohrungen | | | | | | Feldesentwicklungsbohrungen | | | | | |
|----------------------|---------------|------------|-----------------------|-----|--------------|------------|-------|------|-----------------------------|-------------|---------------|-------------|--------------|-------------|
| | m | % | A3 | | A4 | | A5 | | B1 | | B2 | | B3 | |
| 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.

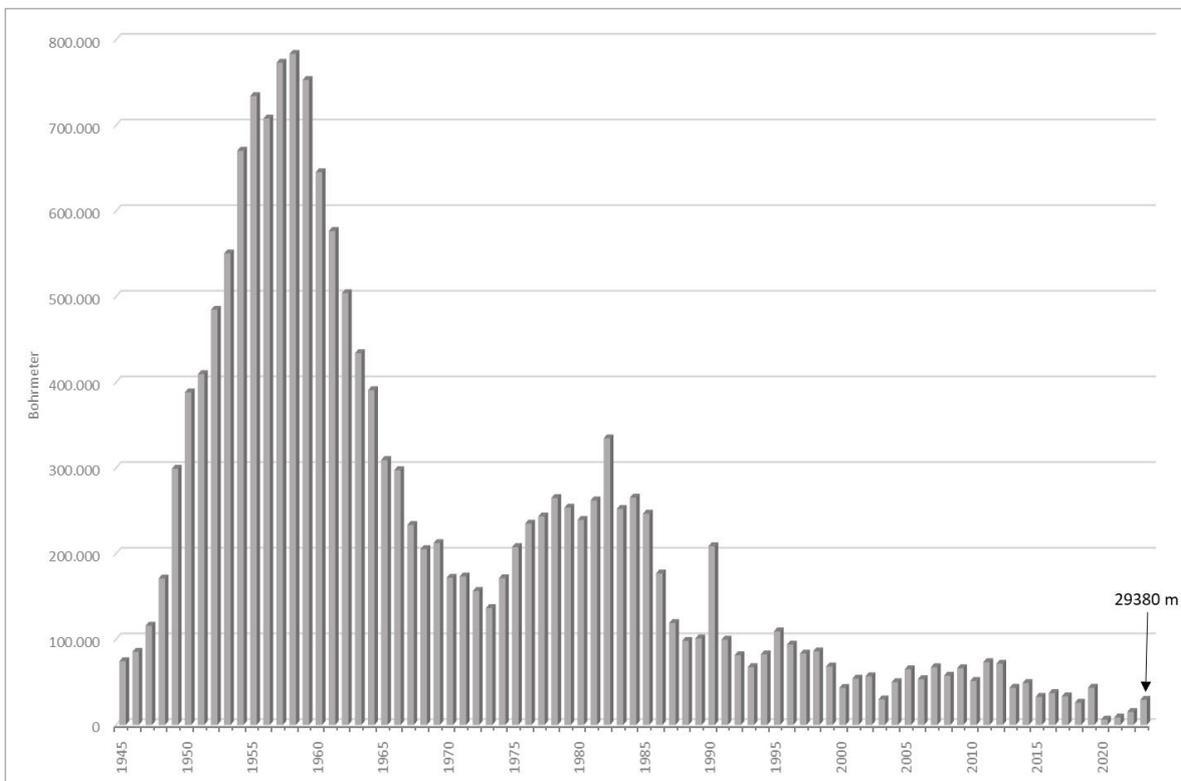


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2023.

1.4. Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

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

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 abgeteufte wird. Im Allgemeinen hat sie nicht die Aufgabe, Erdöl- oder Erdgasansammlungen zu suchen. Ihre Nummerierung 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 abgeteufte 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.

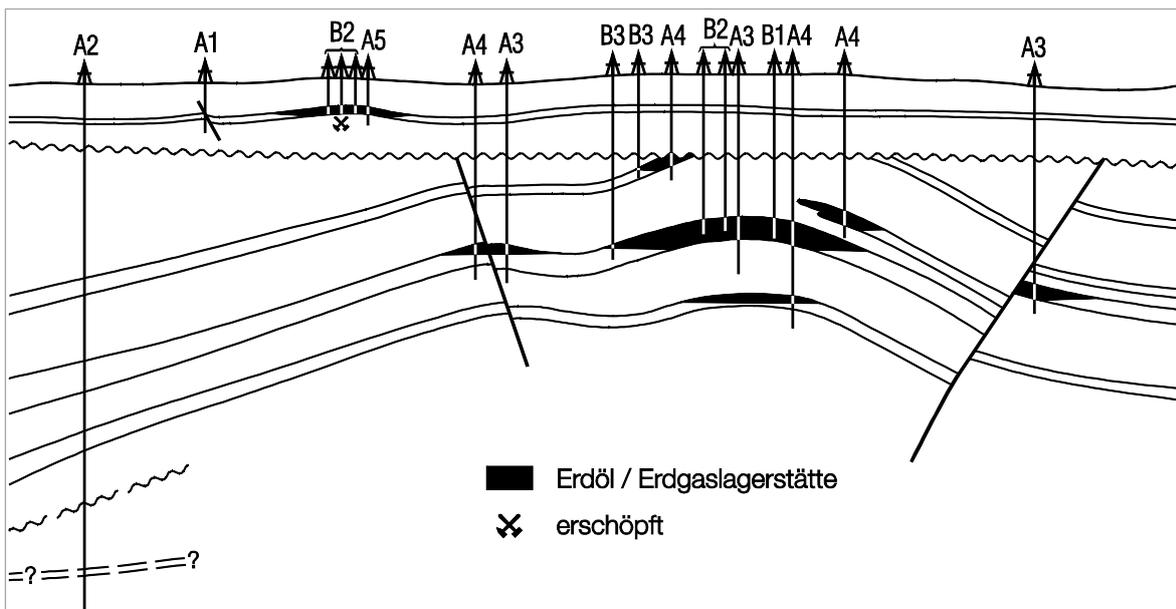


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

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.

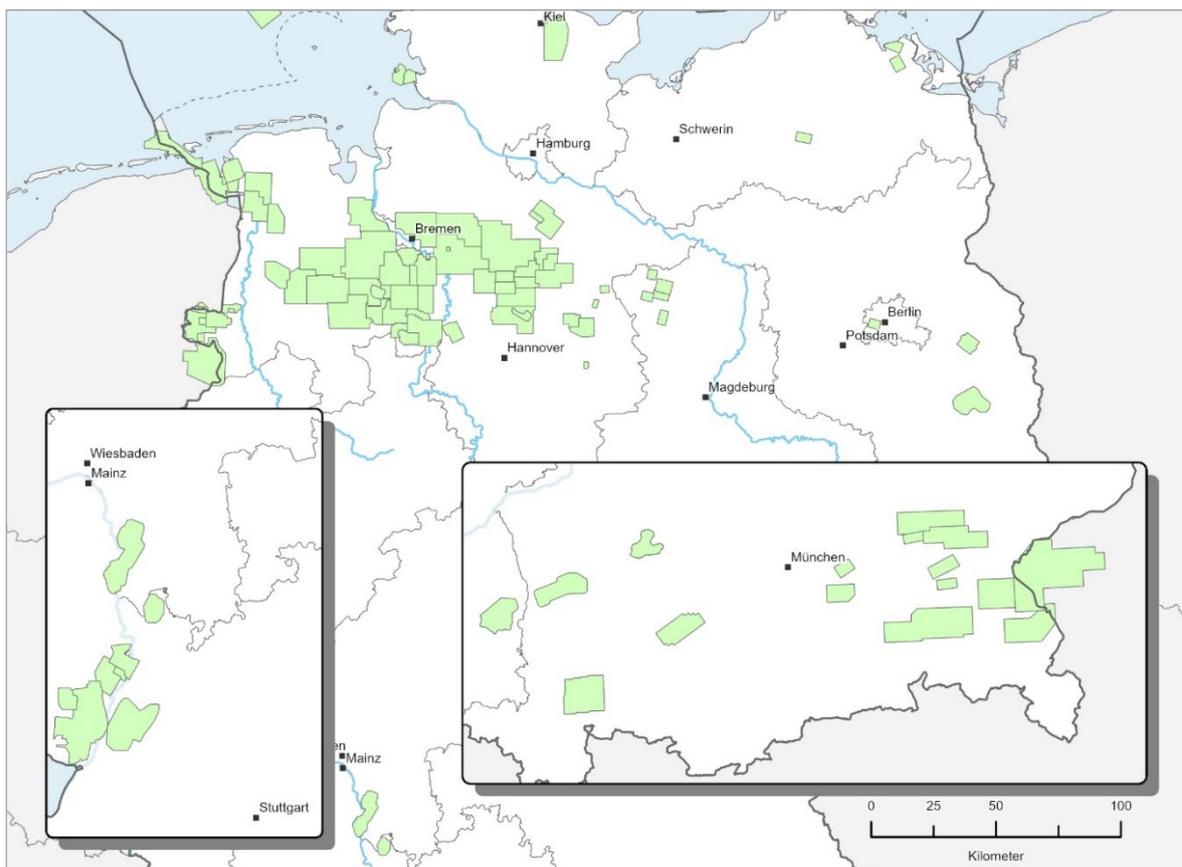


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen (grün eingefärbt) der Erdöl- und Erdgassuche und -gewinnung und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee).

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 Kohlenwasserstoffen 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 |
| Bedekaspele 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. | | |

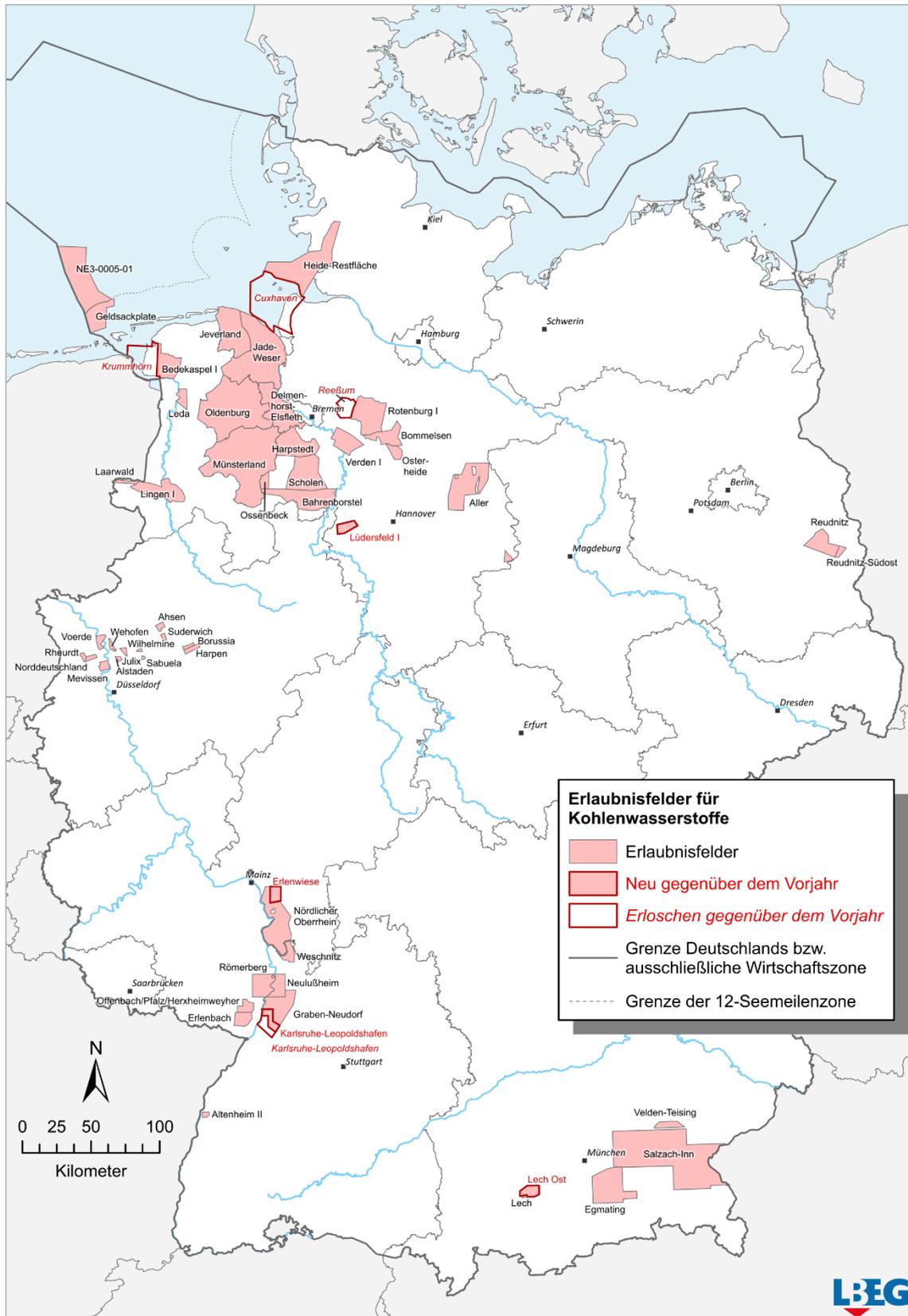


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe (Stand 31.12.2023; Quelle: zuständige Bergverwaltungen).

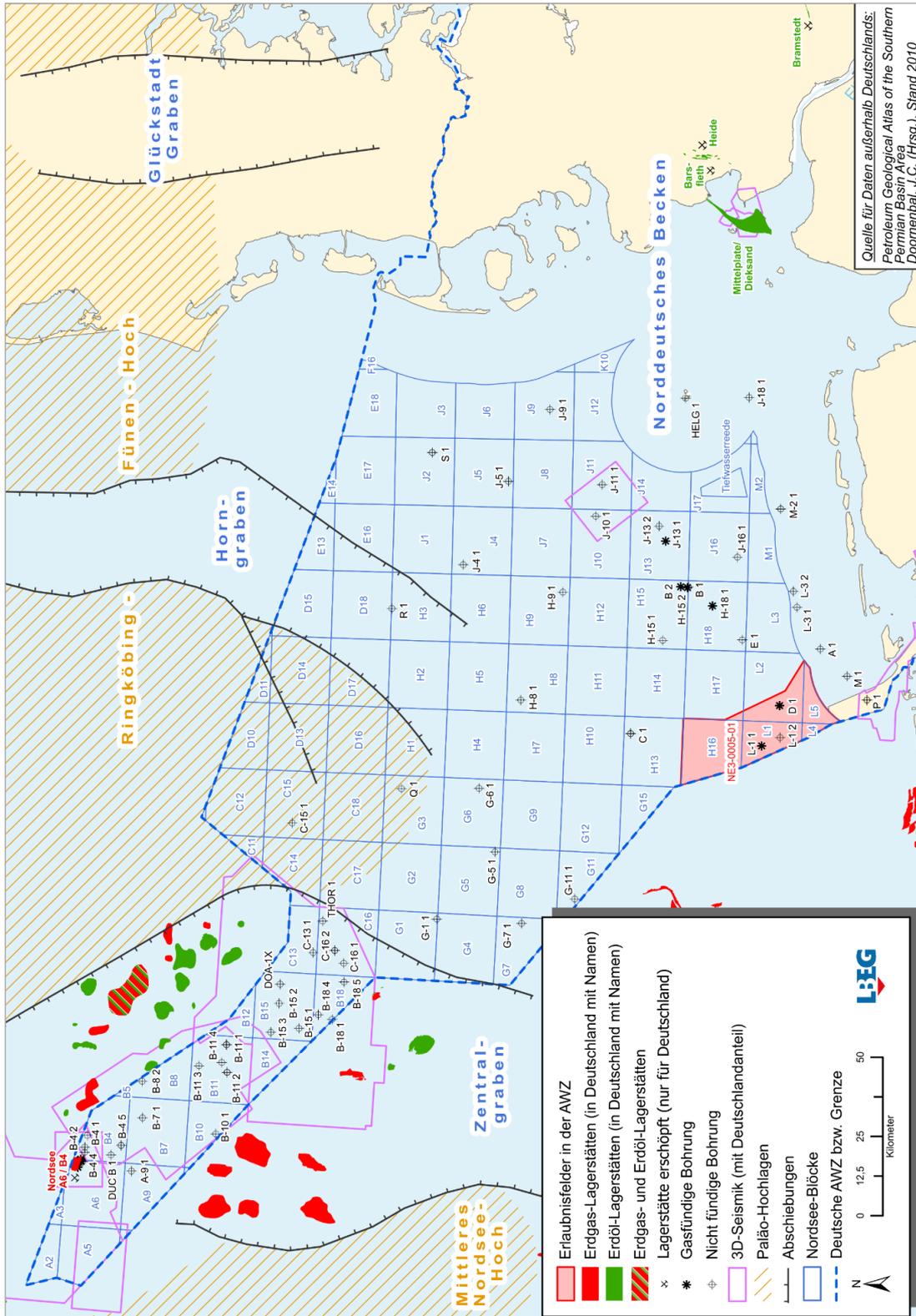


Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee (Stand 31.12.2023).

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 Erdölproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland zu rund 5,2 % aus inländischer Förderung gedeckt (AGEB 2024).

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

| Bundesland | Erdöl (inkl. Kondensat) | | Erdgas | | Erdöl- und Erdgas | | Naturgas (Erdgas und Erdöl- und Erdgas) | |
|------------------------|----------------------------|------------|----------------------------------|------------|----------------------------------|------------|--|------------|
| | t | % | m ³ (V _n) | % | m ³ (V _n) | % | m ³ (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 Ölausstritte („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 Harne wurden wieder in Produktion genommen. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Förderer sonden 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 | | Sonden* |
|-------|-------------------------------|-----------|-----------|-------------------------------|-------------------|-------------------|----------------------|------------|
| | | | | 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 | Lönigen | 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 | Welpel/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 | | Sonden* |
|------|--|-----------|-------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|------------|
| | | | | 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 aus aufgegebenen Vorkommen | | | 672 | 306.669 | - | - | - |
| | | | | - | 3.244.231 | - | 644.231.900 | - |
| | Summe Gebiet | | | 353.844 | 85.529.873 | 12.910.221 | 5.155.053.058 | 335 |
| | Oberheintal | | | | | | | |
| 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 |
| | Kondensat der Erdgasförderung 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 aus aufgegebenen Vorkommen | | | 149 | 25.059 | - | - | - |
| | | | | - | 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 CO₂-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 Gesamtförderung 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 im Jahr 2023 |
|---------------------------|---------|------|---------|------|------------|------|------------------------------|
| | t | % | t | % | t | % | |
| 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(V_n) Rohgas bzw. 4,3 Mrd. m³(V_n) Reingas gefördert (Tab. 7). Die Erdgasproduktion fiel somit gegenüber dem Vorjahr um 0,7 Mrd. m³(V_n) (-12,6 %) Rohgas bzw. 0,5 Mrd. m³(V_n) (-10,7 %) normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (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(V_n) Rohgas gefördert, was einem Rückgang von 0,6 Mrd. m³(V_n) 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(V_n) angegeben. Das sind knapp 0,5 Mrd. m³(V_n) 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 m ³ (V _n) | 1.000 m ³ (V _n) | 1.000 m ³ (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 m ³ (V _n) | kumulativ m ³ (V _n) | |
| | Elbe-Weser | | | | | |
| 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 | Klosterseele / Kirchseele / 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 m³(V _n) | kumulativ m³(V _n) | |
| | Fortsetzung Weser-Ems | | | | | |
| NI | Varnhorn (Karbon) | 1968 | EMPG | 1.394.800 | 107.659.230 | – |
| NI | Varnhorn / Quaaadm./ 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 | – |
| | Oberrhheintal | | | – | 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 m ³ (V _n) | % | 1.000 m ³ (V _n) | % | 1.000 m ³ (V _n) | % | 1.000 m ³ (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 im Jahr 2023 |
|---------------------------------|--|------|--|------|--|-----|------------------------------|
| | 1.000 m ³ (V _n) | % | 1.000 m ³ (V _n) | % | 1.000 m ³ (V _n) | % | |
| 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 |
| Söhligen (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 Mio. t | wahrsch. Mio. t | Gesamt Mio. t | 2023 Mio. t | sicher Mio. t | wahrsch. Mio. t | Gesamt 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), betragen 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 verteilen 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 Mrd. m ³ | wahrsch. Mrd. m ³ | gesamt Mrd. m ³ | 2023 Mrd. m ³ | sicher Mrd. m ³ | wahrsch. Mrd. m ³ | gesamt Mrd. m ³ |
| 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 Mrd. m ³ | wahrsch. Mrd. m ³ | gesamt Mrd. m ³ | 2023 Mrd. m ³ | sicher Mrd. m ³ | wahrsch. Mrd. m ³ | gesamt Mrd. m ³ |
| 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 Erdöl) 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 **Rohgasmenge** 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 **Reingasmenge** 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 Grenzzraten 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 Dichte 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 Aquifere 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 (Dichte) 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 Kartenserver² des LBEG einzusehen.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissen-gasvolumen. 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 gesunken³ (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(V_n) 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(V_n) 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(V_n) 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(V_n). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird somit langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,5 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein.

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

| | Einheit | Porenspeicher | Kavernenspeicher | Summe |
|---|---|---------------|------------------|-------|
| Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“ | Mrd. m ³ (V _n) | 8,6 | 14,1 | 22,7 |
| Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“ | Mrd. m ³ (V _n) | 8,6 | 14,8 | 23,4 |
| Plateau-Entnahmerate | Mio. m ³ (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. m ³ (V _n) | – | 3,1 | 3,1 |
| Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“ ²⁾ | | – | 5 | 5 |
| Summe Arbeitsgas ³⁾ | Mrd. m ³ (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. m ³ (V _n) | Mio. m ³ (V _n) | Mio. m ³ (V _n) | 1.000 m ³ /h |
| Baden-Württemberg | Porenspeicher | 2 | 221 | 40 | 44 | 75 |
| Bayern | Porenspeicher | 5 | 6.988 | 2.938 | 2.938 | 2.330 |
| Brandenburg | Kaverne(n) | 1 (1) | 118 | 91 | 91 | 140 |
| Bremen | Kaverne(n) | 1 (2) | 224 | 142 | 142 | 360 |
| Hessen | Kaverne(n) | 1 (3) | 180 | 140 | 140 | 92 |
| | Porenspeicher | 3 | 434 | 215 | 215 | 235 |
| Mecklenburg-Vorpommern | Kaverne(n) | 1 (4) | 301 | 222 | 222 | 400 |
| Niedersachsen | Kaverne(n) | 10 (103) | 10.361 | 6.981 | 7.517 | 9.185 |
| | Porenspeicher | 2 | 8.179 | 4.810 | 4.810 | 2.795 |
| Nordrhein-Westfalen | Kaverne(n) | 9 (84) | 4.499 | 3.428 | 3.428 | 6.290 |
| Rheinland-Pfalz | Porenspeicher | 1 | 300 | 90 | 90 | 130 |
| Sachsen-Anhalt | Kaverne(n) | 5 (71) | 3.913 | 3.062 | 3.171 | 4.465 |
| | Porenspeicher | 1 | 670 | 440 | 440 | 238 |
| Schleswig-Holstein | Kaverne(n) | 1 (2) | 90 | 56 | 99 | 100 |
| Thüringen | Porenspeicher | 1 | 380 | 62 | 62 | 50 |
| Summe | Kavernensp. | 29 (270) | 19.686 | 14.122 | 14.810 | 21.032 |
| Summe | Porenspeicher | 15 | 17.172 | 8.595 | 8.599 | 5.853 |
| Summe | Gesamt | 44 | 36.858 | 22.717 | 23.409 | 26.885 |

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 | Bundesland | Eigentümer ¹⁾ | Speichertyp | Teufe | Speicherformation | Gesamt- volumen ²⁾ | max. nutzbares Arbeitsgas | Arbeitsgas nach Endausbau | Plateau- Entnahmerate |
|---------------------|------------|---|---------------|-------------|------------------------------|--|---|---|-------------------------------|
| <i>in Betrieb</i> | | | | | | | | | |
| Allmenhausen | TH | TEAG Thüringer Energie AG | ehem. Gasfeld | m | Buntsandstein | Mio. m ³ (V _n) 380 | Mio. m ³ (V _n) 62 | Mio. m ³ (V _n) 62 | 1.000 m ³ /h 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 (Trigonodolomit) | 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 (Aquitän) | 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 | terraneis bw | Aquifer | 600 | Tertiär | 68 | 30 | 34 | 45 |
| Schmidhausen | BY | Storengy Deutschland GmbH | ehem. Gasfeld | 1.015 | Tertiär (Aquitän) | 310 | 156 | 156 | 125 |
| Stockstadt | HE | MND Energy Storage Germany GmbH | ehem. Gasfeld | 500 | Tertiär (Pliozän) | 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 | Gesamt-volumen 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 Gasspeicher-ges. 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 Neuenhuntrorf.

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. Speichieranlagen 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 Speichieranlagen 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 verarbei-

tende 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/derverband/publikationen/>.

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

KARTENSERVEN DES LBEG: NIBIS® Kartenserver im Niedersächsischen Bodeninformativsystem. – <https://nibis.lbeg.de/cardomap3/>.

LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. – Akademie d. Geowissensch. **20**: 63–69; Hannover.

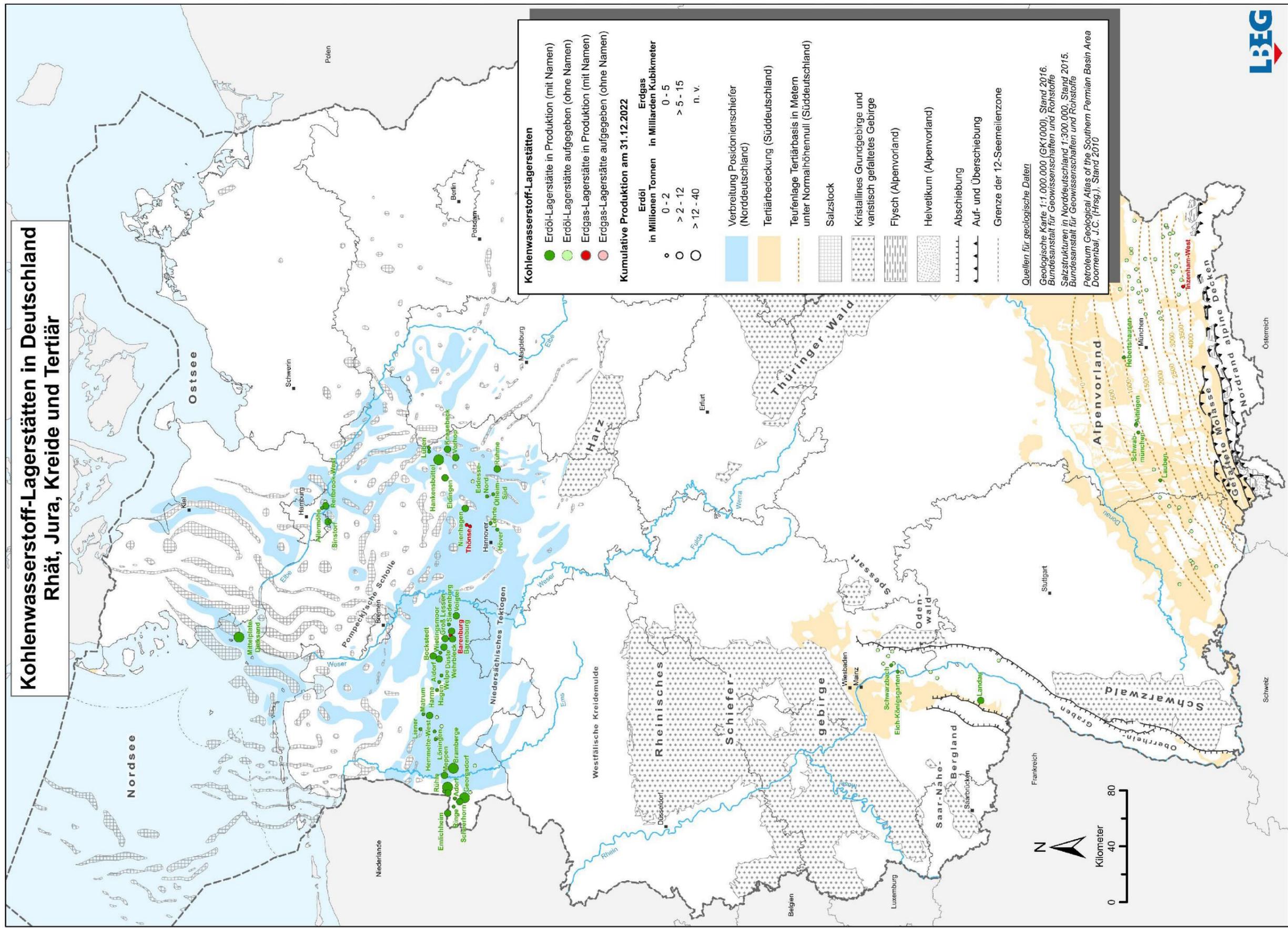
PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven - Exploration - Produktion (Glossar). – Geol. Jb. **D 109**; Hannover.

WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. – Arbeitskreis K-UGS; Hannover.

Anlagen

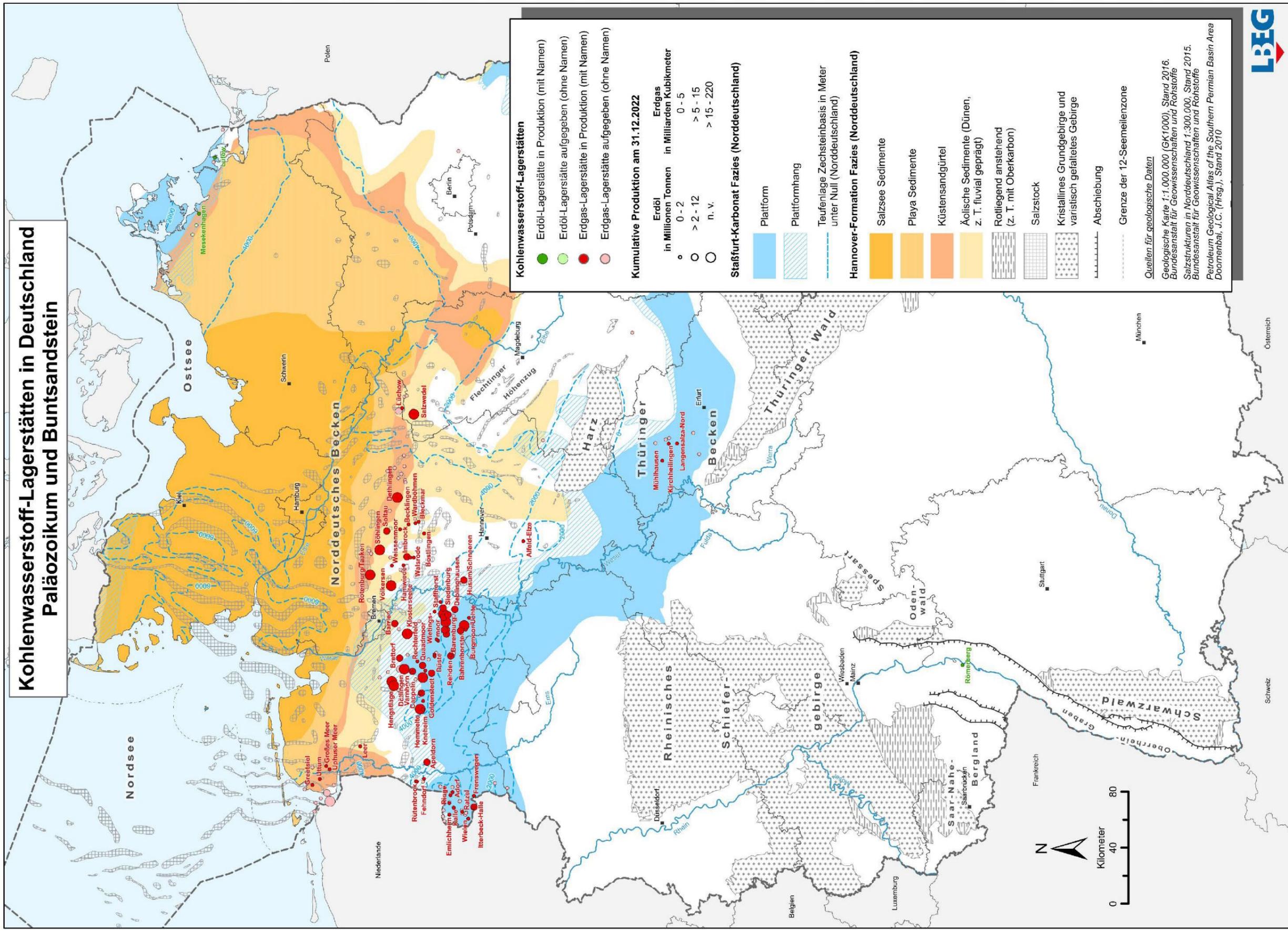
- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland – Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland – Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2024.
- Anl. 4: Erdgasfelder, prospektive 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



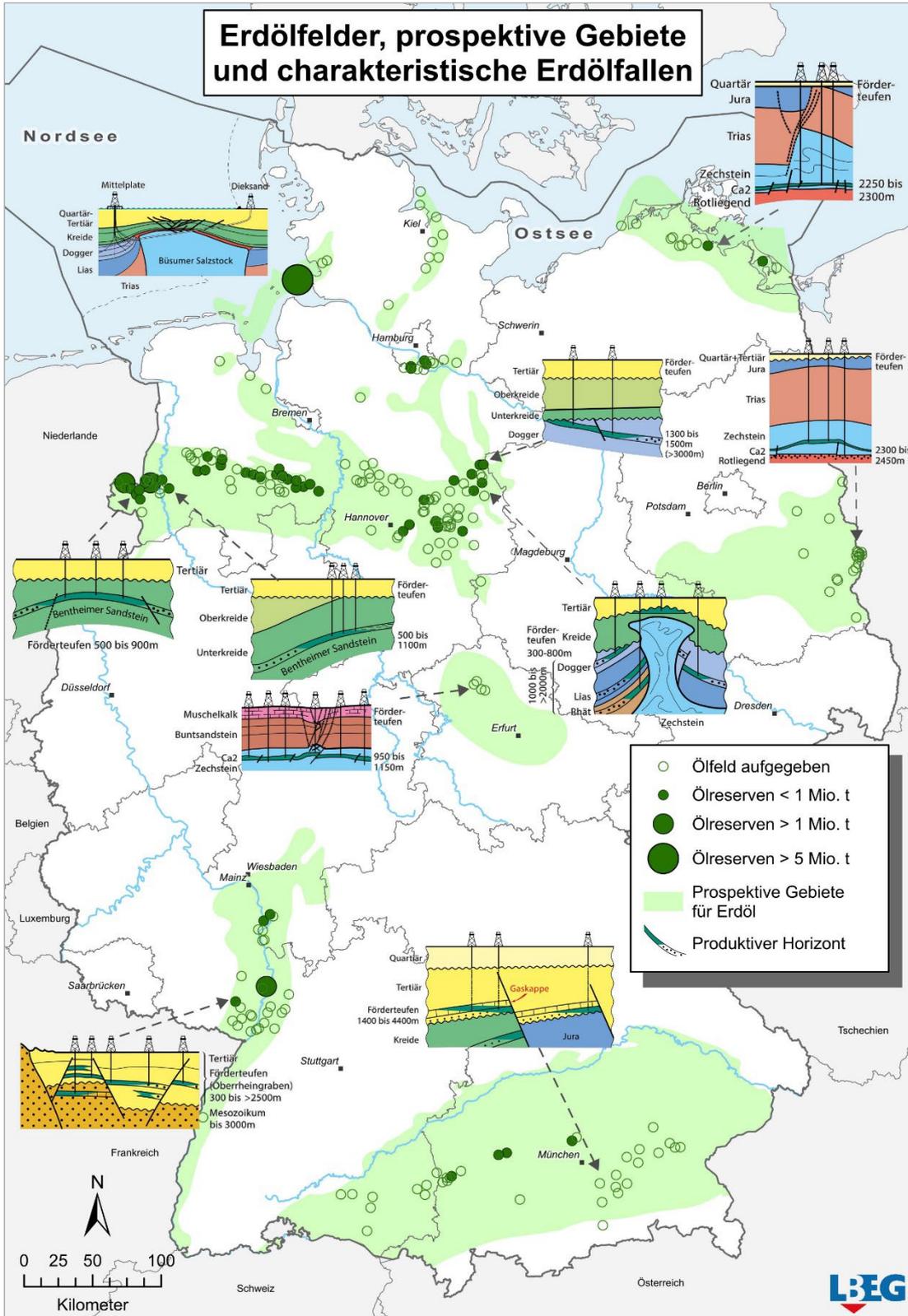
Anlage 1: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland. Jura, Kreide und Tertiär.

Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland Paläozoikum und Buntsandstein



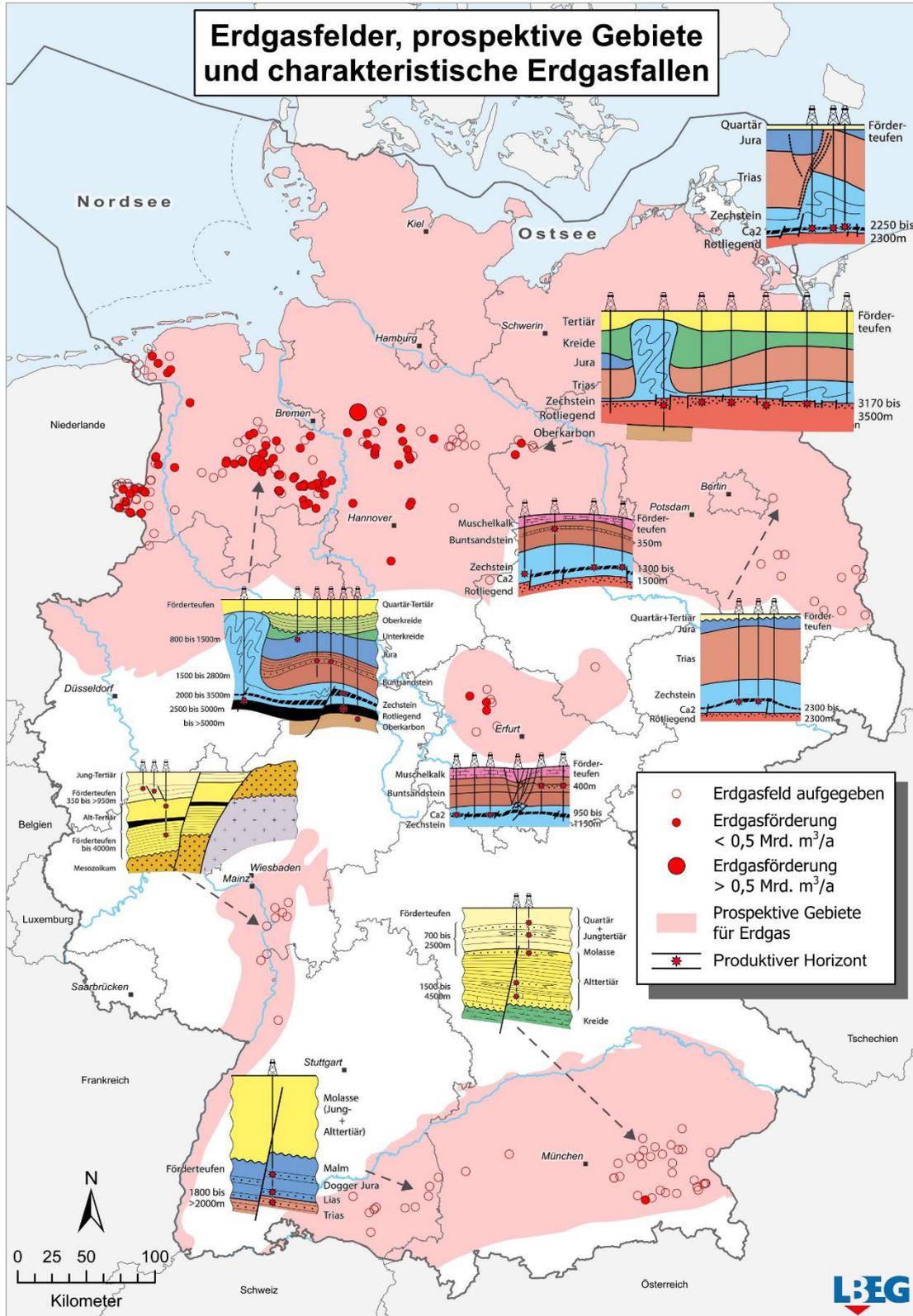
Anlage 2: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.

Anlage 3



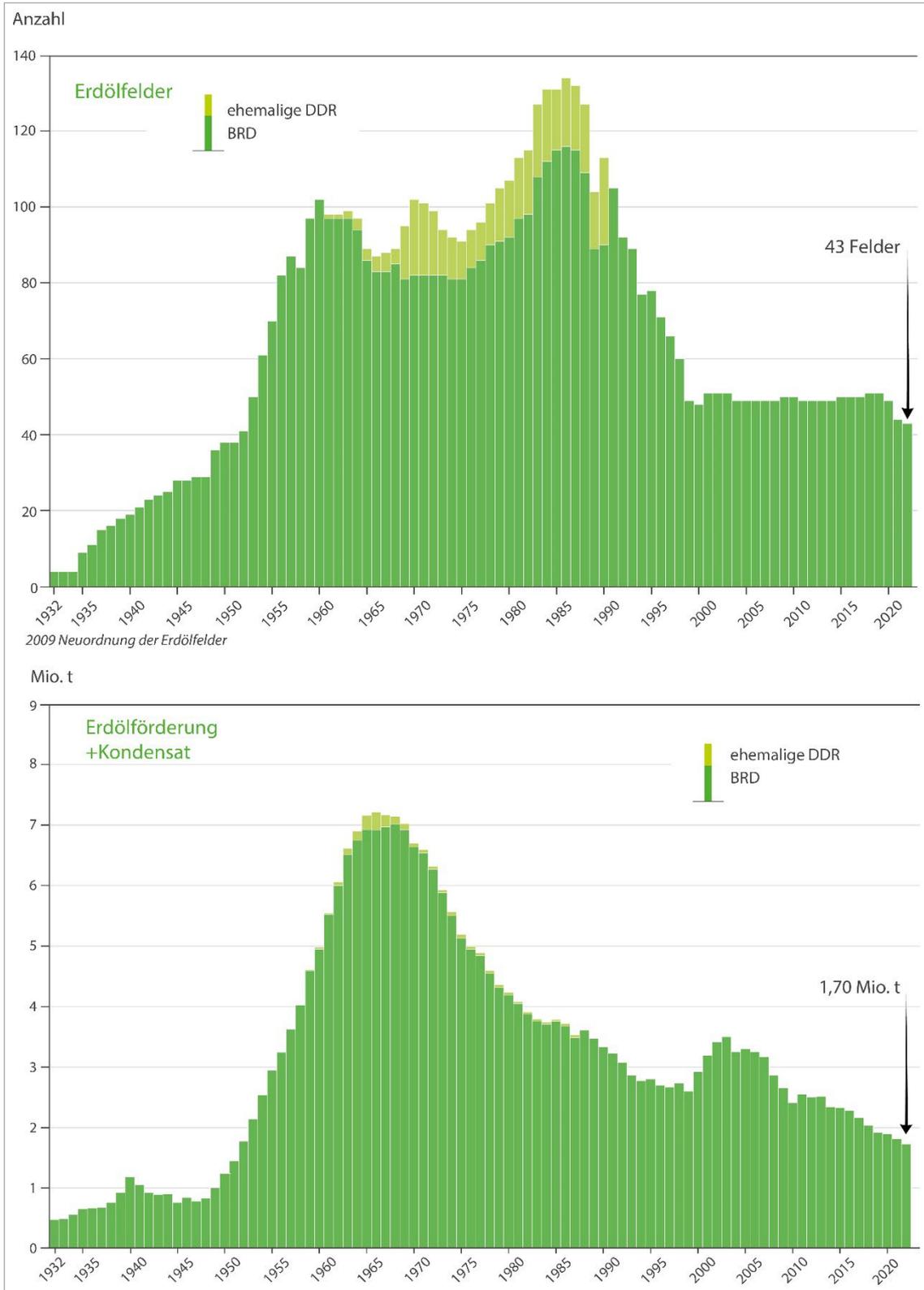
Anl. 3: Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2023.

Anlage 4



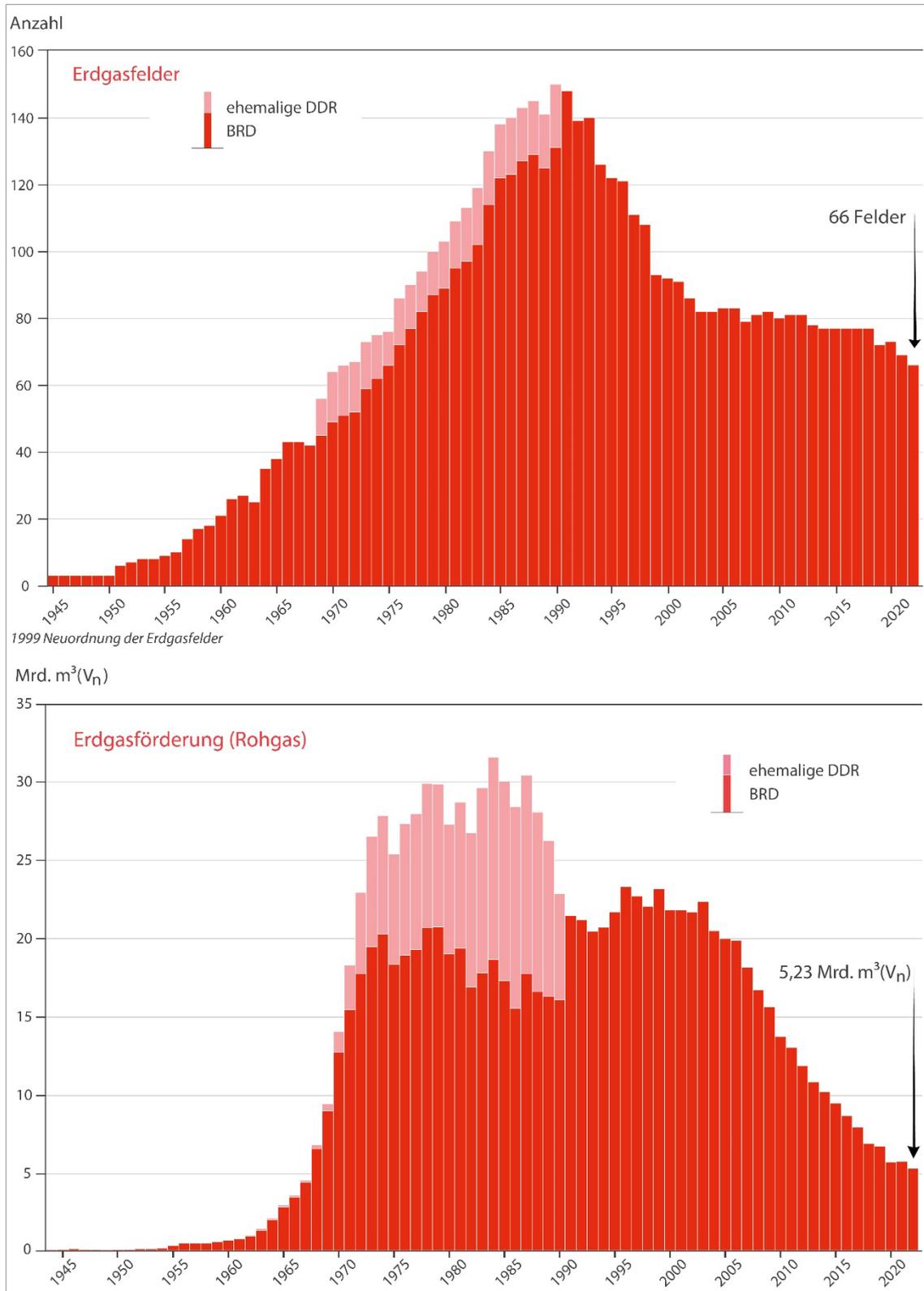
Anl. 4: Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen am 31.12.2022.

Anlage 5



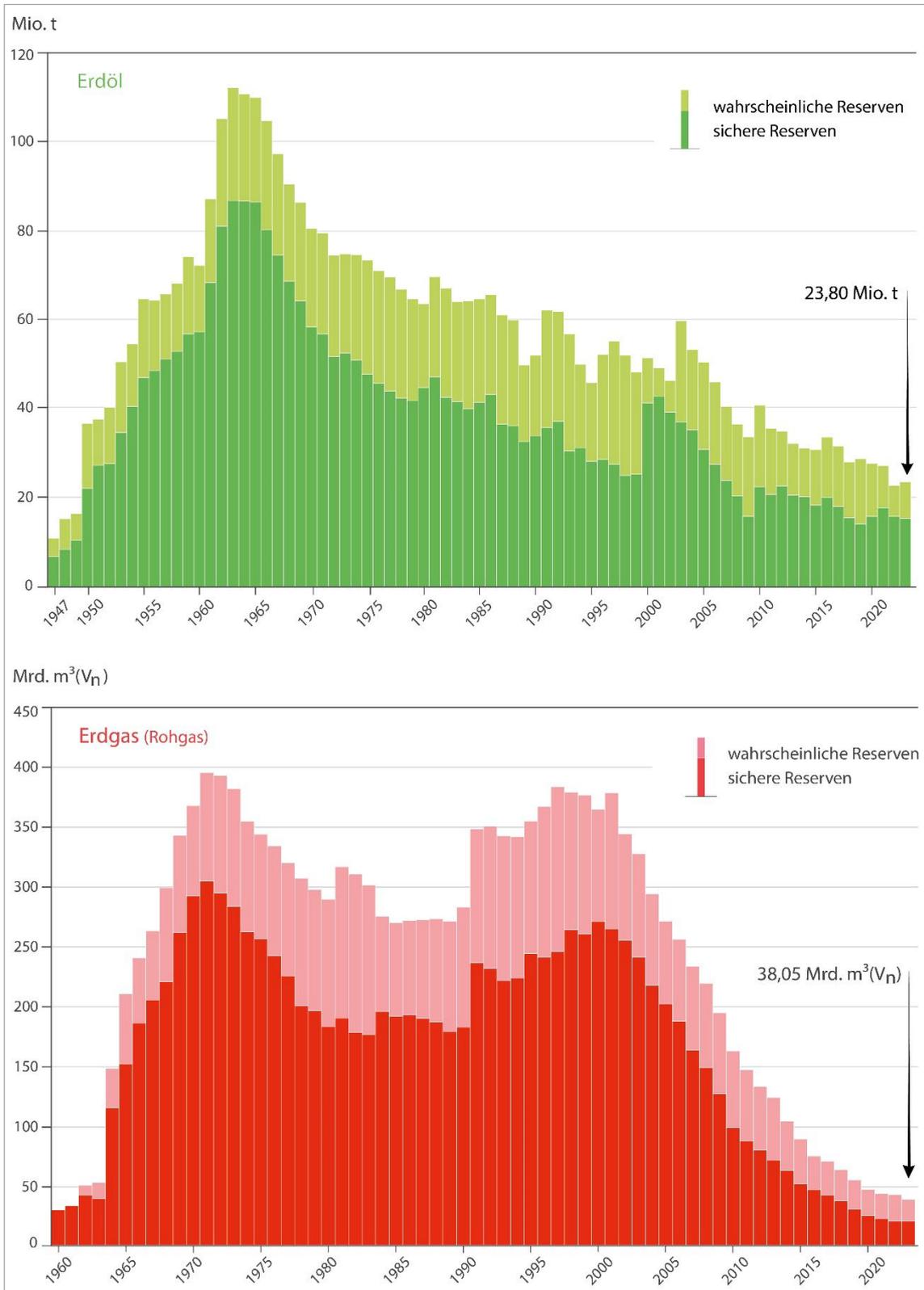
Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1932 bis 2022 (Stand 31.12.2022).

Anlage 6



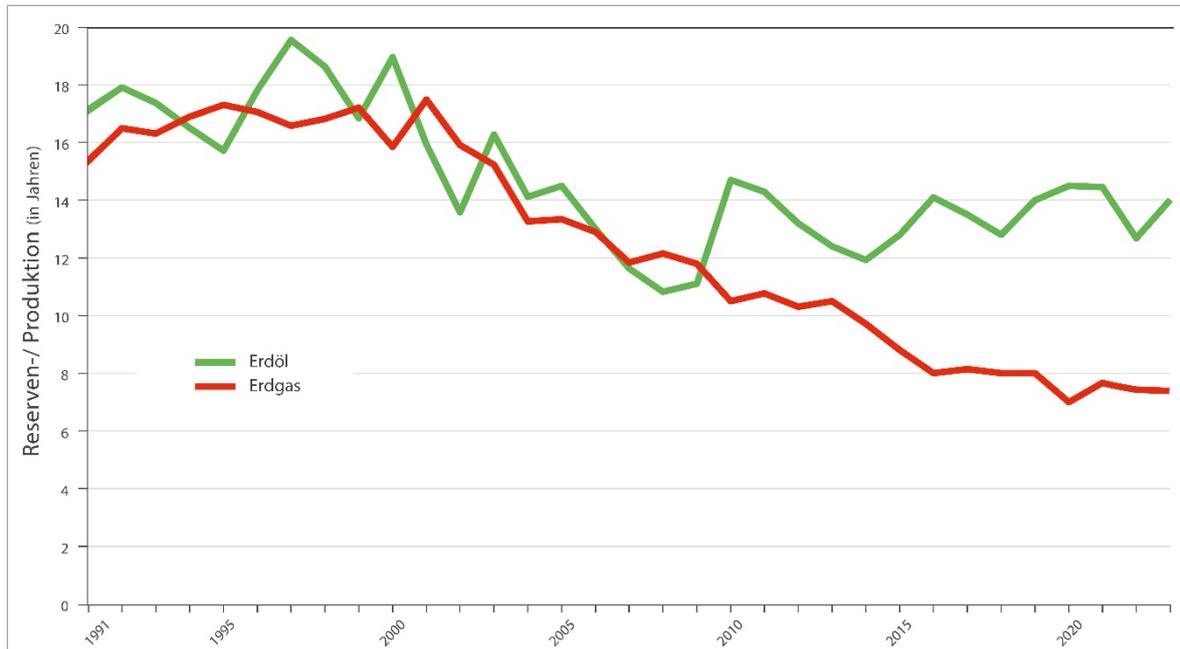
Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2022 (Stand 31.12.2022).

Anlage 9



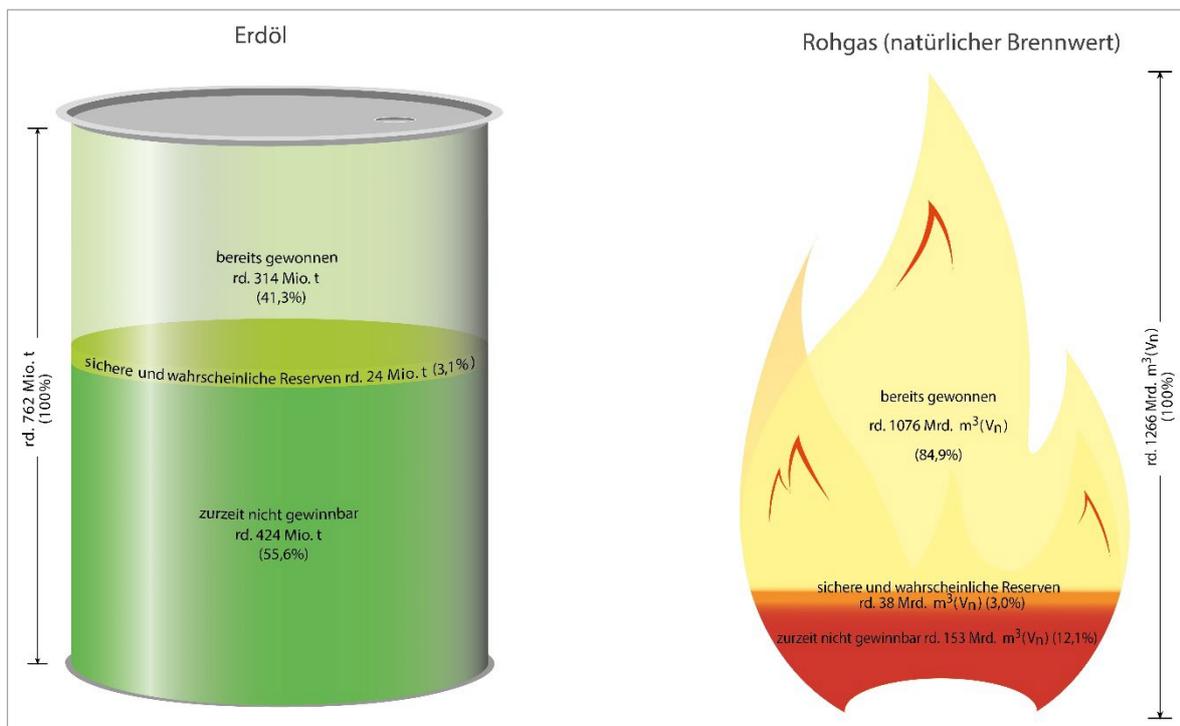
Anl. 9: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand 01.01.2023).

Anlage 10



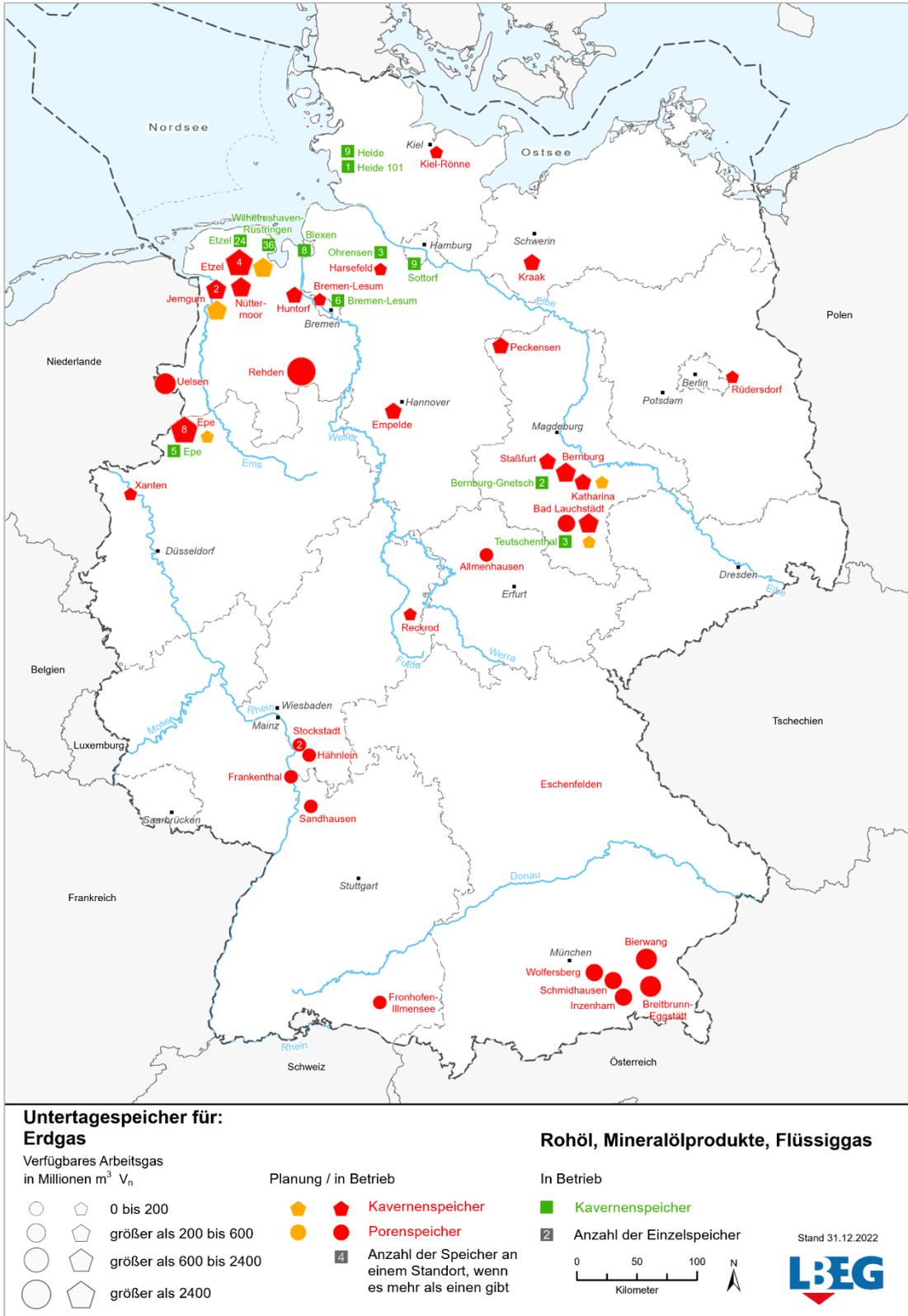
Anl. 10: Verhältnis Reserven/Produktion (Stand 01.01.2023).

Anlage 11



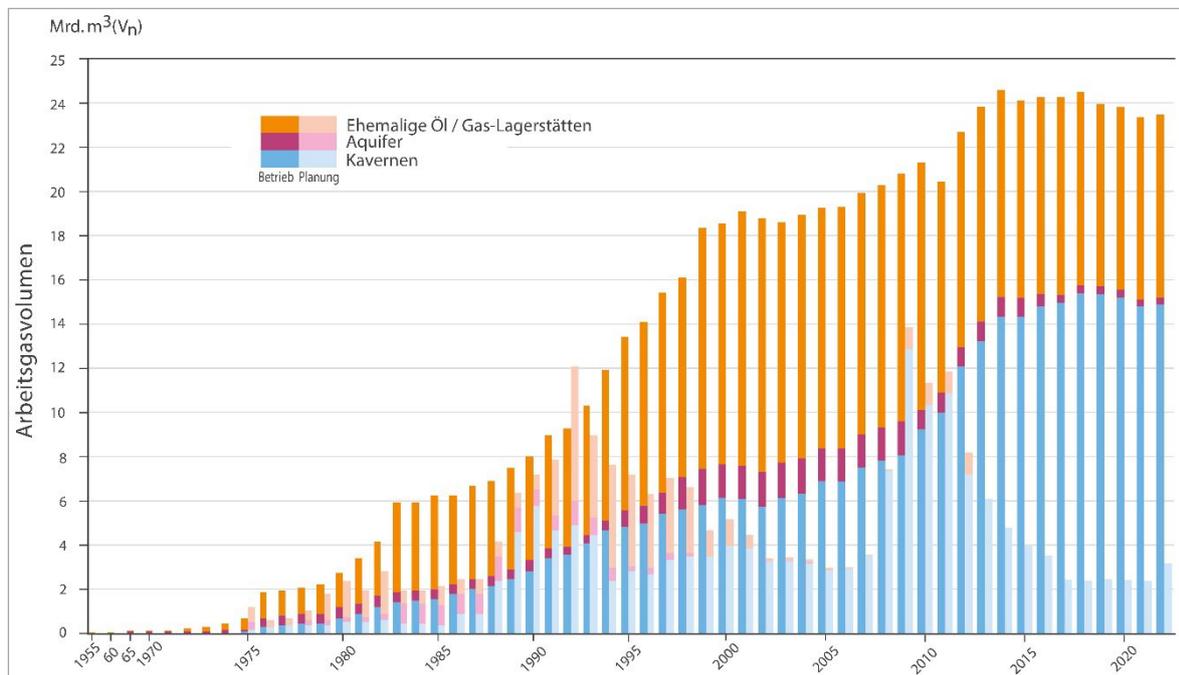
Anl. 11: Kumulative Produktion und Reserven (Stand 01.01.2023).

Anlage 12



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

Anlage 13



Anl. 13: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens nach Endausbau in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland (Stand 31.12.2022; Quellen: Betreiberfirmen, Jahrbücher der Europäischen Rohstoff- und Energiewirtschaft (VGE Verlag GmbH)).

ISSN 1864 – 7529