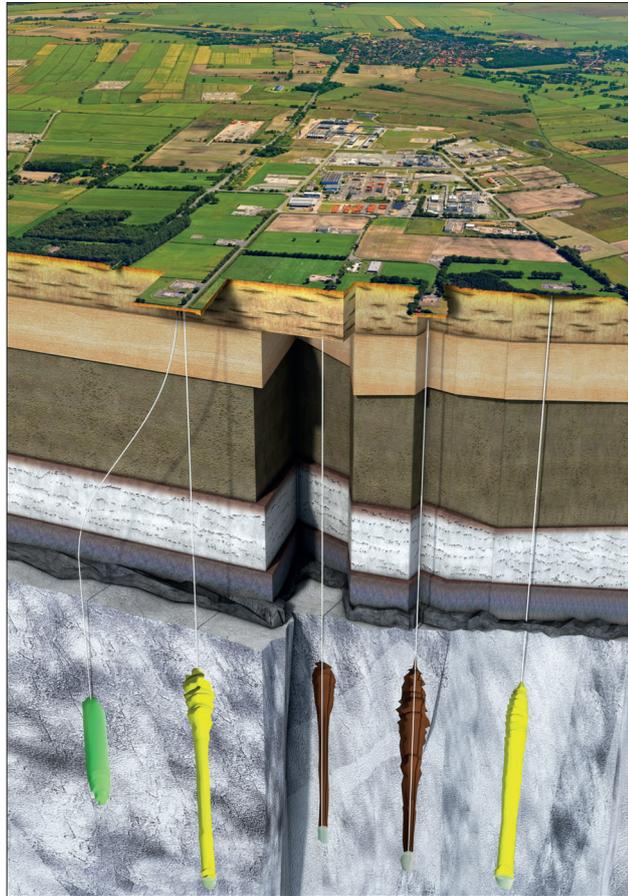


# GeoBerichte 49



LANDESAMT FÜR  
BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE



## Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022



Niedersachsen





## **GeoBerichte 49**

Landesamt für  
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der  
Bundesrepublik Deutschland  
2022

Hannover 2023

## Impressum

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

Stilleweg 2  
30655 Hannover  
Tel. (0511) 643-0  
Fax (0511) 643-2304

Download unter [www.lbeg.niedersachsen.de](http://www.lbeg.niedersachsen.de)

1. Auflage.

Version: 27.10.2023

Redaktion: Ricarda Nettelmann

Mail: [bodenkundlicheberatung@lbeg.niedersachsen.de](mailto:bodenkundlicheberatung@lbeg.niedersachsen.de)

Titelbild: Das Titelbild zeigt ein Schnittbild der Kavernenanlage Etzel mit Öl- und Gas-kavernen. Dabei illustrieren die Farben der Kavernen die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten der unterirdischen Speicherung.

Die STORAG ETZEL GmbH ist einer der größten Anbieter von Kavernenspeichern in Deutschland. Am Standort Etzel baut, betreibt und vermietet das Bergbauunternehmen seit 1971 untertägige Speicherkapazität und leistet damit einen wertvollen Beitrag zur Energiesicherheit und Gasnetzstabilität in Deutschland und Nordwesteuropa.

Durch seine Geologie mit einem massiven Salzstock in über 750 m Tiefe bietet Etzel hervorragende Voraussetzungen für die sichere Einlagerung von flüssigen und gasförmigen Energieträgern. Aktuell werden hier in 51 Kavernen rund 3,9 Mrd. Kubikmeter Erdgas gespeichert. In weiteren 24 Kavernen können über 10 Mio. Kubikmeter Rohöl gelagert werden.

STORAG ETZEL hat in seiner Geschichte bereits erfolgreich Ölkavernen auf Erdgas umgerüstet. Im Kontext der Energiewende und Dekarbonisierung wird im Forschungsprojekt H2CAST Etzel derzeit die Umwidmung von Gas/Öl auf Wasserstoff untersucht. Das Projekt wird vom Land Niedersachsen und vom Bund gefördert.

Web: [www.storag-etzel.de](http://www.storag-etzel.de) / [www.h2cast.com](http://www.h2cast.com)

Foto: STORAG ETZEL, Kavernenspeicher / © DEEP/KBB UT.

Text: STORAG ETZEL GmbH / Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie.

ISSN 1864–6891 (Print)

ISSN 1864–7529 (digital)

DOI 10.48476/geober\_49\_2023

GeoBer.	<b>49</b>	S. 3 – 41	5 Abb.	25 Tab.	13 Anl.	Hannover 2023
---------	-----------	-----------	--------	---------	---------	---------------

## Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022

### 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 2022. 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 2021 um weitere 5.700 km<sup>2</sup> auf 19.400 km<sup>2</sup> verkleinert. Es wurden nur zwei neue Erlaubnisse erteilt, je eine in Baden-Württemberg und Bayern. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern vor allem in den Bundesländern Niedersachsen und Bayern sowie in der Nordsee, in geringem Ausmaß aber auch in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz.

Oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas wurden 2022 nur in sehr geringem Umfang durchgeführt. Es wurde ein 2D-seismischer Survey mit 31 Profilkilometern akquiriert.

Die Bohraktivität hat 2022 gegenüber dem Vorjahr zugelegt. Die Bohrmeterleistung ist gegenüber 2021 um etwa drei Viertel auf 15.125 m angestiegen.

Im Jahr 2022 wurden zwei neue Explorationsbohrungen abgeteuft. Hinzu kommen zwei weitere Explorationsbohrungen aus den Vorjahren, die noch kein Ergebnis erhalten hatten. 2022 wurde eine Bohrung mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; sie ist ölfündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber drei im Vorjahr auf sechs angestiegen. Dazu kommen vier Bohrungen aus den Vorjahren, die noch kein Ergebnis erhalten hatten. 2022 wurden fünf Bohrungen mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen. Davon wurden drei Bohrungen ölfündig, und zwei Hilfsbohrungen haben ihr Ziel erreicht.

Die Erdgasförderung konnte nicht stabil gehalten werden. Gegenüber dem Vorjahr ist die Jahresfördermenge um 7,9 % zurückgegangen und betrug 5,2 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität.

Die Erdölförderung war abermals rückläufig. Im Vergleich zum Vorjahr war die Fördermenge um 5,9 % geringer und betrug 1,7 Mio. t (einschließlich Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat weiter abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr sind die Reserven um 4,2 Mrd. m<sup>3</sup> (9,9 %) zurückgegangen und beliefen sich auf 38,1 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität. Die 2022 entnommene Fördermenge konnte also nur zu einem kleinen Teil durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 0,9 Mio. t (3,9 %) zugenommen und betrug 23,8 Mio. t. Die 2022 entnommene Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,4 Mrd. m<sup>3</sup> auf 22,9 Mrd. m<sup>3</sup> verringert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch um weitere 3,8 Mrd. m<sup>3</sup> 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 2022. 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 2021, the total area of exploration licenses has decreased by a further 5,700 km<sup>2</sup> to 19,400 km<sup>2</sup>. Only two new exploration licenses were granted, one in each of Baden-Württemberg and Bavaria. Exploration licenses or parts thereof have expired mainly in Lower Saxony, Bavaria as well as the in the North Sea and also to a minor degree in Baden-Württemberg and Rhineland-Palatinate.

In 2022 there were only few geophysical measurements to explore the subsurface for oil and gas. There has been one 2D seismic survey with a total of 31 line-kilometers.

Drilling activity in 2022 has grown compared to the previous year. Drilling meterage in 2022 has increased by approx. 75 percent to 15,125 m.

Two new exploration wells were drilled in 2022. Two exploration drilling projects from previous years had not yet received a result. One exploration well was completed in 2022 with a final result; it found oil.

The number of active development wells has doubled from three in the previous year to six. A further four wells from previous years were still waiting for a result. In 2022, five wells were completed with successful results, of which three wells found oil and another two wells are service wells.

Gas production has not remained stable. Compared to the previous year, the annual production decreased by 7.9 percent and amounted to 5.2 billion m<sup>3</sup> in field quality.

Oil production declined again. Compared to the previous year, the output decreased by 5.9 percent and amounted to 1.7 million t (including condensate).

Combined proven and probable gas reserves continued to decline. Compared to the previous year, the reserves decreased by 4.2 billion m<sup>3</sup> (9.9 percent) and amounted to 38.1 billion m<sup>3</sup> in field quality. The gas production withdrawn in 2022 could only be partly compensated by new reserves.

In contrast combined proven and probable oil reserves increased by 0.9 million t (3.9 percent) compared to the previous year and amounted to 23.8 million t. Thus the additional reserves slightly over-compensated the production volume withdrawn in 2022.

The available working gas volume of underground natural gas storage reservoirs decreased by 0.4 billion m<sup>3</sup> to 22.9 billion m<sup>3</sup>. According to current plans the working gas volume is to be increased by 3.8 billion m<sup>3</sup> in the future.

## Inhalt

<b>Abbildungen und Tabellen</b> .....	<b>6</b>
<b>Vorwort</b> .....	<b>7</b>
<b>1. Bohraktivität</b> .....	<b>8</b>
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 .....	10
1.4. Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen .....	12
<b>2. Geophysik</b> .....	<b>13</b>
<b>3. Konzessionswesen</b> .....	<b>14</b>
<b>4. Erdöl- und Erdgasproduktion</b> .....	<b>19</b>
4.1. Erdölförderung .....	19
4.2. Erdgasförderung .....	24
<b>5. Erdöl- und Erdgasreserven</b> .....	<b>28</b>
5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2023 .....	28
5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2023 .....	29
5.3. Reservendefinitionen .....	31
<b>6. Untertage-Erdgasspeicherung</b> .....	<b>32</b>
6.1. Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung .....	32
6.2. Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit .....	33
6.3. Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2022 .....	34
<b>7. Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas</b> .....	<b>39</b>
<b>8. Literatur und Links</b> .....	<b>40</b>
<b>Anlagen</b> .....	<b>40</b>

## Abbildungen und Tabellen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2022.
- 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 31.12.2022.
- Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee am 31.12.2022.
- 
- Tab. 1: Explorationsbohrungen im Jahr 2022. Bohrlokationen siehe Anlagen 1 und 2.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen im Jahr 2022.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2017 bis 2022, aufgeschlüsselt nach Bohrkategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2022, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen im Jahr 2022.
- Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31. Dezember 2022).
- Tab. 7: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2022.
- Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung 2018 bis 2022.
- Tab. 9: Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2022.
- Tab. 10: Verteilung der Erdölförderung 2020 bis 2022 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 11: Jahresförderungen 2021 und 2022 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 12: Erdgas- und Erdölgasförderung 2018 bis 2022.
- Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2022 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2020 bis 2022 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 15: Jahresförderungen 2021 und 2022 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 16: Erdölreserven am 1. Januar 2023, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 17: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2023, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2023, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2023).
- Tab. 20: Kenndaten der Untertage-Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2022).
- Tab. 21: Untertage-Erdgasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2022).
- 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

Im Jahr 2022 haben die fossilen Energieträger Erdöl und Erdgas noch einmal in ganz besonderer Weise öffentliche Aufmerksamkeit erfahren. Dies geschah vor dem Hintergrund des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine und dem Ende der Rohstofflieferungen aus Russland. Vor dem Krieg hatte Deutschland die Hälfte des verbrauchten Erdgases und gut ein Drittel des importierten Erdöls aus Russland bezogen. Dies endete aufgrund des Embargos gegen Russland. Wir waren darauf nicht vorbereitet, es drohte eine „Energiekrise“ – ein Begriff, der sich zum geflügelten Wort entwickelte.

Mit einem ganzen Bündel von Maßnahmen ist die Politik der Energiekrise begegnet. Hervorheben möchte ich an dieser Stelle den Aufbau einer LNG-Infrastruktur, an der auch das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) seinen Anteil hatte und hat. Nicht zuletzt das LBEG ist gemeint, wenn Spitzenpolitiker das neue „Deutschland-Tempo“ in den Genehmigungsverfahren hervorheben.

Aber auch die heimische Förderung von Erdöl und Erdgas ist wieder neu in den Mittelpunkt gerückt. In diesem Zuge ist das Vorhaben des niederländischen Unternehmens ONE-Dyas B. V. zur Förderung von Erdgas – in niederländischen Gewässern, aber dicht an der Grenze zum deutschen Hoheitsgebiet, ca. 20 km von der Insel Borkum entfernt – politisch noch einmal neu bewertet worden. Vor Beginn des russischen Angriffskrieges hatte sich der niedersächsische Landtag noch gegen das Projekt positioniert, unter dem Druck der neuen geopolitischen Lage erfolgte ein Umdenken. Das Genehmigungsverfahren des LBEG für die deutsche Seite ist noch nicht abgeschlossen, in den Niederlanden gibt es bereits Klagen gegen das Vorhaben. Vereinbarung ist: Falls die Niederländer mit der Förderung beginnen können, werden wir ihnen einen großen Teil des gewonnenen Erdgases abnehmen – weil wir es in Deutschland für eine Übergangsphase noch brauchen.

Vor dem Winter 2022/23 war die Sorge vor einer lang andauernden Energiekrise so groß, dass selbst das „Fracking in unkonventionellen Lagerstätten“ für Teile der Politik kein Tabuthema mehr ist. Kritiker betonen demgegenüber, dass der Einstieg in die Förderung von Schiefergas Jahre dauern würde und uns deshalb bei den aktuellen Engpässen gar nicht helfen kann.

Eines ist klar: Der Verbrauch von Erdöl und Erdgas, die heimische Förderung und besonders neue Projekte müssen im Lichte der gesetzlich festgelegten Ziele des Klimaschutzes der Bundesrepublik gesehen werden. Schon bis 2030, also binnen der nächsten sieben Jahre, sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 65 % sinken. Und bis 2045, also in gut 22 Jahren, soll Deutschland klimaneutral sein. Wir müssen demnach die Energieerzeugung mit Erdgas und Erdöl zurückfahren und die erneuerbaren Energien – in erster Linie Windenergie, Solarenergie und Erdwärme – mit „Deutschland-Tempo“ ausbauen. Die Erdöl- und Erdgasindustrie hat dabei eine gute Chance, auch künftig bei der Energieversorgung Deutschlands eine Rolle zu spielen, indem sie ihre bereits vorhandenen Tiefbohrungen für Geothermieprojekte nachnutzt.

Die künftigen Entwicklungen sind vorgezeichnet. Das ändert aber nichts daran, dass Erdöl und Erdgas in der aktuellen Übergangsphase noch für die Energieversorgung unseres Landes gebraucht werden. Insofern danke ich allen Beteiligten für die Erstellung dieses Berichtes, der einen guten Überblick über den Stand der heimischen Förderung, der Rohstoffreserven sowie über die vorhandenen Speicheranlagen für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas bietet. Erstmals wird dieses Format in die Reihe der GeoBerichte des LBEG aufgenommen.

Den Leserinnen und Lesern des Jahresberichtes „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“ wünsche ich eine interessante Lektüre.

Carsten Mühlenmeier  
Präsident LBEG

# 1. Bohraktivität

Die inländische Bohraktivität hat 2022 gegenüber dem Vorjahr zwar zugelegt, doch blieb sie deutlich unter dem Niveau der Zeit vor der Corona-Pandemie. Diese Entwicklung spiegelt sich sowohl in der Anzahl der aktiven Bohrungen als auch in der Bohrmeterleistung wider.

Die Anzahl der aktiven Bohrungen – das sind Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind – ist gegenüber dem Vorjahr von drei auf acht angestiegen (Kap. 1.2). Knapp drei Viertel der Bohrungen, die ursprünglich für 2022 geplant waren, konnten umgesetzt werden.

Die Bohrmeterleistung ist gegenüber dem Vorjahreswert um etwa drei Viertel angestiegen, aber trotz dieser die Zunahme liegt sie noch deutlich unter dem langjährigen 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 2022 werden vier Bohrungen geführt (Tab. 1). Zwei dieser Bohrungen wurden 2022 abgeteuft. Die beiden anderen Bohrungen stammen aus den Vorjahren, hatten aber noch kein Ergebnis erhalten.

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

### 1.1.1. Aufschlussbohrungen

#### Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde im Jahr 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG<sup>1</sup>; Anl. 1) abgeteuft. Sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden sollte. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m an-

getroffen, 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 und direkt im Anschluss an das Abteufen im Jahr 2011 geplant war, steht noch aus.

#### Oberrheintal

Die Bohrung **Schwegenheim 1** (Neptune; 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 Fördertests auf den Muschelkalk, den Keuper, die Pechelbronn-Gruppe und die Cerithien-Schichten durchgeführt, die bis in das Jahr 2020 andauerten. Nach einer mehrmonatigen Pause, die der Pandemiesituation geschuldet war, wurde 2021 ein erweiterter Produktionstest mittels Tiefpumpe auf die Cerithien-Schichten durchgeführt. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung stand Ende 2022 noch aus.

### 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

<sup>1</sup> Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 2.

auf Top Oberkarbon, etwa 6 km ost-südöstlich der Folgebohrung Adorf Z16 aus dem Jahre 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 Stefan und Westfal 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. Daher stand ein endgültiges Ergebnis zum Jahresende 2022 noch nicht fest.

### Oberheintal

Die Bohrung **Römerberg 6** (Neptune; Anl. 2) wurde zur weiteren Entwicklung des Erdölfeldes Römerberg abgeteuft. Das Primärziel war die Errichtung einer Erdölproduktionsbohrung in den prospektiven Reservoir-Einheiten des Lettenkeupers/Oberen Muschelkalks und Mittleren Muschelkalks zwischen den bestehenden Bohrungen Römerberg 1 und Römerberg 8, die aus dem Buntsandstein fördern. Der Reservoirabschluss erfolgte ca. 800 m südwestlich der Bohrung Römerberg 4 und ca. 1.800 m westlich der

Bohrung Römerberg H1, die aus dem Keuper/Muschelkalk fördern. Der Landepunkt am Top des Lettenkeupers hat einen Abstand von ca. 120 m zu der strukturbildenden westlichen Hauptabschiebung des Feldes. Die Bohrung hat die Zielhorizonte ölführend erreicht und wurde nach erfolgreichen Produktionstesten auf den Lettenkeuper und den Muschelkalk ölfündig gemeldet.

## 1.2. Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

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

Zusätzlich waren weitere sechs Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2022 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2022 mit ihren Ergebnissen bzw. ihrem Status zum Jahresende 2022 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 14 Bohrungen haben sieben ein Ergebnis erhalten; davon wurden vier Bohrungen fündig sowie eine nicht fündig gemeldet. Für zwei Hilfsbohrungen wurde das erfolgreiche Ergebnis „Ziel erreicht“ 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.

Tab. 1: Explorationsbohrungen im Jahr 2022. Bohrlokationen siehe Anlagen 1 und 2.

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
<b>Aufschlussbohrung (A3)</b>							
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a*	EMPG	32394004	5807959	n. k. E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
<i>Oberheintal</i>							
Schwegenheim 1*	Neptune	32452440	5458897	n. k. E.	Buntsandstein	2415,0	Buntsandstein
<b>Teilfeldsuchbohrung (A4)</b>							
<i>Westlich der Ems</i>							
Adorf Z17 (2.)	Neptune	32370940	5828006	n. k. E.	Oberkarbon	4610,0	Oberkarbon
<i>Oberheintal</i>							
Römerberg 6	Neptune	32457474	5465438	ölfündig	Muschelkalk, Keuper	2942,0	Unterer Muschelkalk

Status mit Stand vom 31. Dezember 2022; \* Endteufe vor 2022 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen im Jahr 2022.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
<b>Produktionsbohrungen (B2)</b>			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate A29 (8.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z11*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Hankensbüttel-Süd 96*	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Vorhop 63	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Vorhop-Knesebeck 43a	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	nicht fündig
Vorhop-Knesebeck 43b	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Weser-Ems</i>			
Leer Z5 (6.)*	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 70 (3.)	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
<b>Hilfsbohrungen (B3)</b>			
<i>Elbe-Weser</i>			
Vorhop H2a (2.)	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht
Vorhop-Knesebeck H3b*	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH, Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Wintershall Dea – Wintershall Dea Deutschland GmbH.		Status mit Stand vom 31. Dezember 2022. * Endteufe vor 2022 erreicht.	

### 1.3. Bohrmeterleistung

Zwar ist die Bohrmeterleistung 2022 gegenüber dem Vorjahr um etwa drei Viertel auf 15.125 m angestiegen, dennoch lag sie noch deutlich unter dem Niveau der Zeit vor dem Corona-bedingten Einbruch im Jahr 2020. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden Jahre fiel sie etwa um ein Drittel geringer aus.

In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2022 den Werten der vorangehenden fünf Jahre gegenübergestellt.

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

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

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2017 bis 2022, aufgeschlüsselt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2017	33416	100	2031	6,1	5249	15,7	1115	3,3	–	–	22156	66,3	2865	8,6
2018	25961	100	–	–	5507	21,2	457	1,8	1236	4,8	16666	64,2	2095	8,1
2019	43416	100	3435	7,9	13620	31,4	6105	14,1	744	1,7	18168	41,8	1344	3,1
2020	6220	100	–	–	887	14,3	–	–	–	–	3263	52,5	2070	33,3
2021	8740	100	–	–	–	–	–	–	6988	80,0	503	5,8	1249	14,3
<b>2022</b>	<b>15125</b>	<b>100</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>9088</b>	<b>60,1</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>5321</b>	<b>35,2</b>	<b>716</b>	<b>4,7</b>
Mittelwert 2017–2021	23551	100	1093	4,6	5053	21,5	1535	6,5	1794	7,6	12151	51,6	1925	8,2

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2022, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
<b>Bundesland</b>	m	m	m	m	m	m	m	%
Niedersachsen	–	6146,0	–	–	3311,5	716,0	10173,5	67,3
Rheinland-Pfalz	–	2942,0	–	–	–	–	2942,0	19,5
Schleswig-Holstein	–	–	–	–	2009,0	–	2009,0	13,3
<b>Gebiet</b>								
Nördlich der Elbe	–	–	–	–	2009,0	–	2009,0	13,3
Elbe-Weser	–	–	–	–	3291,5	716,0	4007,5	26,5
Westlich der Ems	–	6146,0	–	–	20,0	–	6166,0	40,8
Oberrheintal	–	2942,0	–	–	–	–	2942,0	19,5

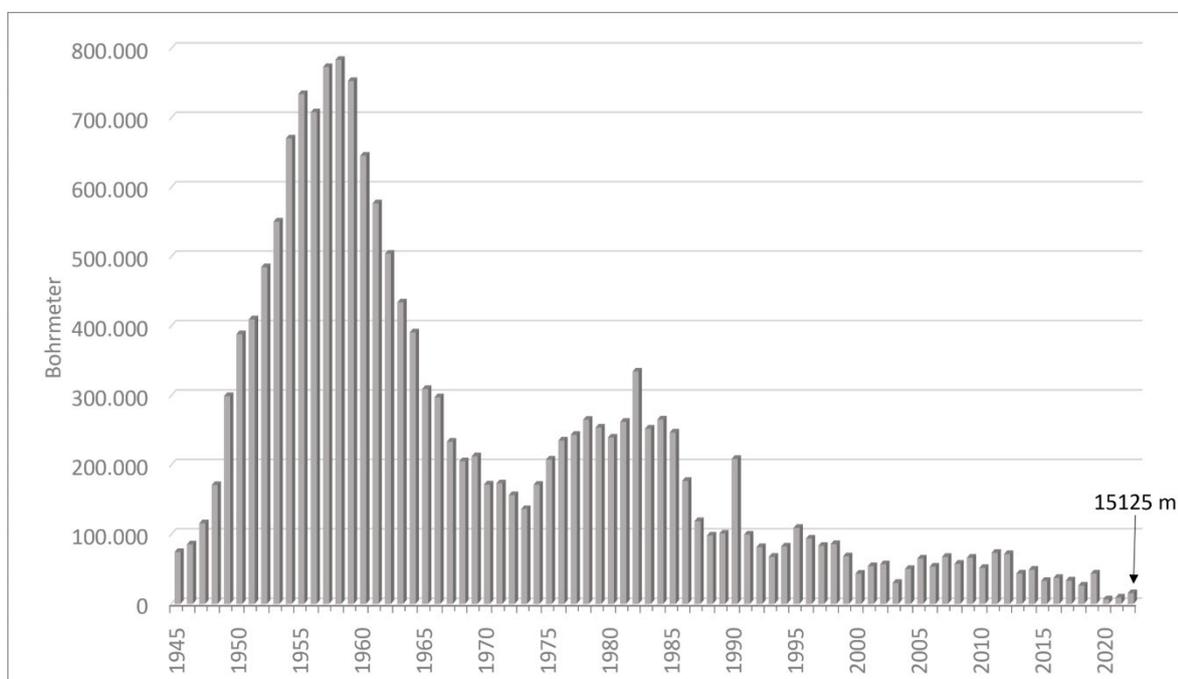


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2022.

## 1.4. Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

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

### A Explorationsbohrung (exploration well)

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

#### A1 Untersuchungsbohrung (shallow stratigraphic test, structure test)

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

#### A3 Aufschlussbohrung (new field wildcat)

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

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

Sie sucht entweder ein von produzierenden Flächen abgetrenntes Teilfeld in demselben produktiven Horizont, wobei

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

#### A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

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

### B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

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

Sie verfolgt einen bereits produzierenden Horizont entweder im Anschluss an eine fundige 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. Fundige Hilfsbohrungen werden in Produktionsbohrungen umklassifiziert.

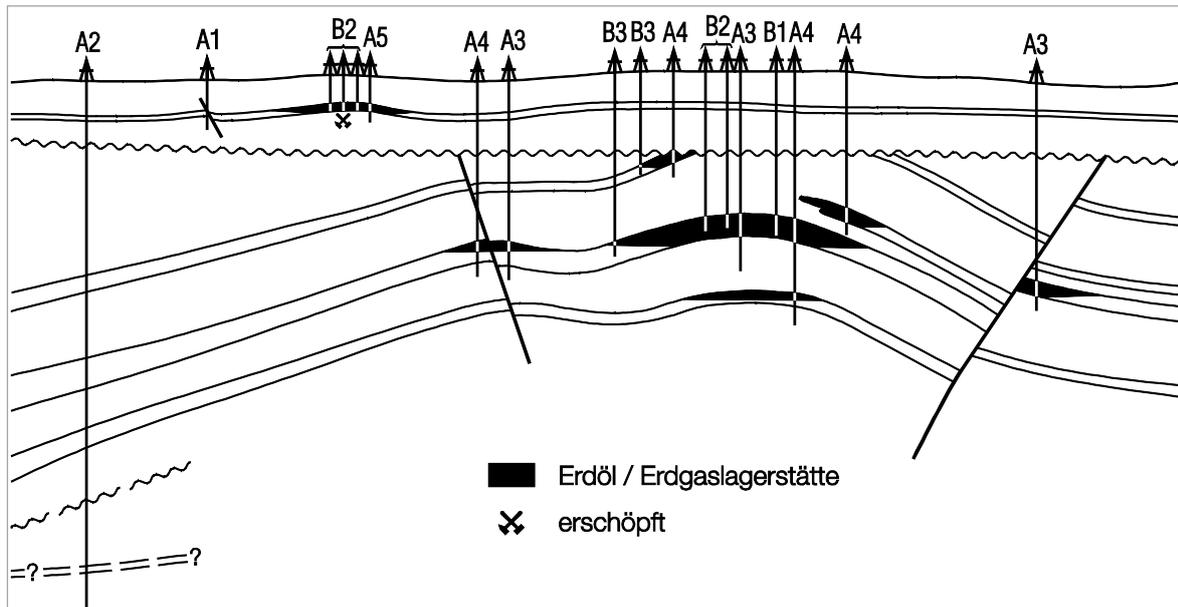


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

## 2. Geophysik

Nachdem in den Jahren 2020 und 2021 keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas durchgeführt wurden, wurden im Vorjahr in kleinem Umfang 2D-seismische Messungen durchgeführt.

Und zwar wurde im Oberrheintal beiderseits des Rheins in den aneinandergrenzenden Erlaubnisfeldern Neulußheim und Römerberg im Auftrag der Neptune Energy Deutschland GmbH und Palatina GeoCon GmbH & Co. KG der Survey „2D Neulußheim 2022“ mit vier Linien und insgesamt knapp 31 Profilkilometern akquiriert. Die Messungen wurden durchgeführt, um die Erdöllagerstätte Römerberg noch besser abbilden zu können.

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

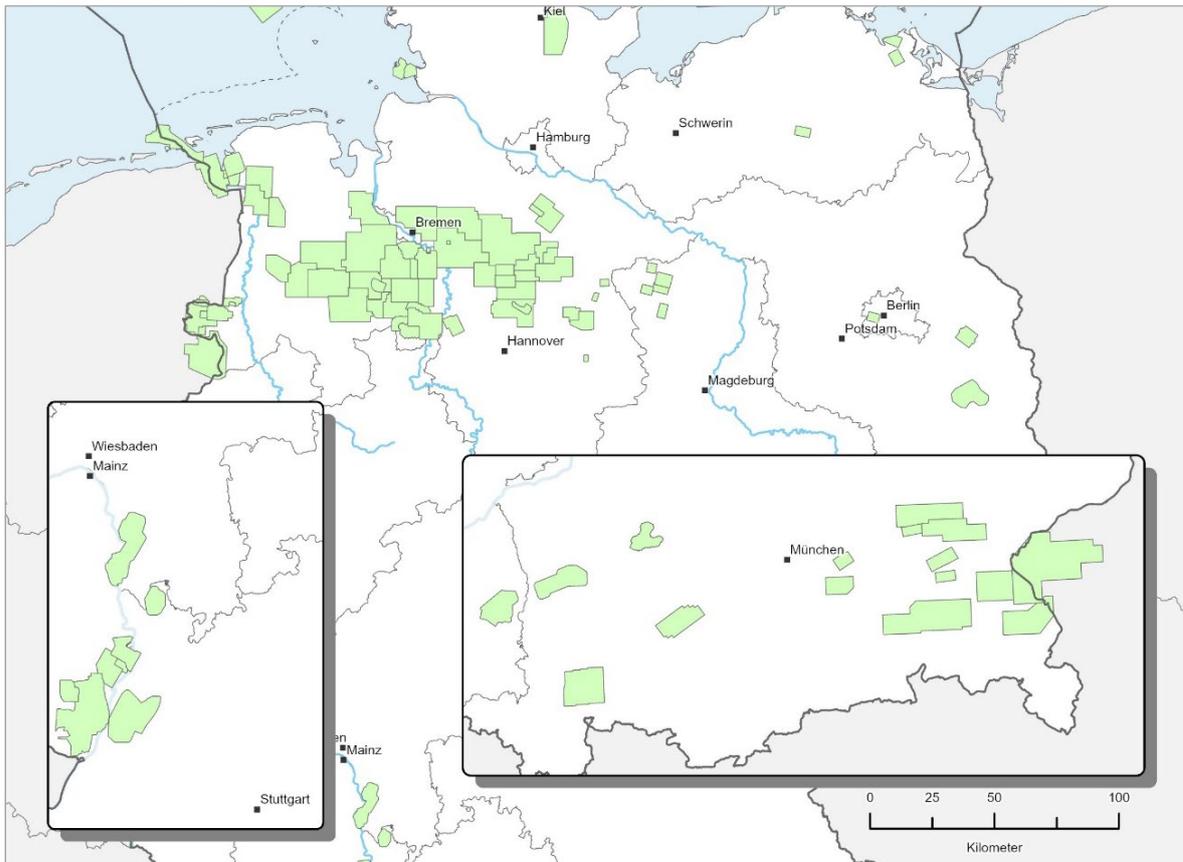


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen (grün eingefärbt) der Erdöl- und Erdgassuche und -gewinnung und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee).

### 3. Konzessionswesen

Im Jahr 2022 hat sich die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen abermals verringert. Seit 2014 ist sie damit kontinuierlich kleiner geworden. Es wurden nur zwei Erlaubnisfelder neu erteilt. Demgegenüber sind zahlreiche Erlaubnisfelder erloschen oder wurden verkleinert.

Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat im Vergleich zum Vorjahr um etwa 5.700 km<sup>2</sup> abgenommen und betrug Ende 2022 noch 19.400 km<sup>2</sup>.

Die beiden neu erteilten Erlaubnisfelder liegen in Baden-Württemberg und Bayern und haben zusammen eine Fläche von etwa 100 km<sup>2</sup>.

14 Erlaubnisfelder sind durch Fristablauf, Aufhebung oder Widerruf erloschen bzw. infolge

von Teilverlängerung, Teilaufhebung oder in Verbindung mit Zusammenlegung verkleinert worden. Mit etwa 2.900 km<sup>2</sup> geht die Hälfte der Flächenabnahme auf Veränderungen in Niedersachsen zurück. Eine deutliche Abnahme war aber auch in Bayern mit 1.600 km<sup>2</sup> und in der Nordsee mit 1.100 km<sup>2</sup> zu verzeichnen. In Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz hat die Fläche der Erlaubnisfelder zusammen um etwa 100 km<sup>2</sup> abgenommen.

In den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Thüringen, die in den klassischen Erdöl- und Erdgasprovinzen liegen, sind inzwischen keine Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen mehr vergeben.

Der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderungen 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 2022.

Name	Inhaber	Bundesland
<b>Neu erteilte Erlaubnisse</b>		
Weschnitz	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Lech	Genexco Gas GmbH	Bayern
<b>Zusammenlegung</b>		
Offenbach/Pfalz und Herxheimweyher, jetzt Offenbach/Pfalz/Herxheimweyher	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
<b>Teilaufhebungen und Teilverlängerungen</b>		
Karlsruhe-Leopoldshafen	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Rotenburg, jetzt Rotenburg I	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Verden-Verkleinerung, jetzt Verden I	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Hamwiede, jetzt Bommelsen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
<b>Erloschene Erlaubnisse</b>		
Grafring	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Bayern
Grafring-Süd	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Bayern
Starnberger See (großr. Aufsuchung)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
Celle	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Bramsche I	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Flechum	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
NE3-0001-01	ONE-Dyas B.V., Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee (Niedersachsen)
NE3-0002-01	Petrogas E&P UK Limited, Danoil Exploration A/S	Nordsee (Niedersachsen)
Quelle: zuständige Bergverwaltungen.		

Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31. Dezember 2022).

Name	Inhaber	Bundesland
<b>Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie</b>		
Salzach-Inn	ONEO GmbH & Co. KG	Bayern
Egmatting (großräumige Aufsuchung)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
Velden-Teising (großr. Aufsuchung)	Genexco Gas GmbH	Bayern
Lech	Genexco Gas GmbH	Bayern
<b>Bezirksregierung Arnsberg</b>		
Julix	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Sabuella	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Mevissen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen

Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31. Dezember 2022) (Fortsetzung).

Name	Inhaber	Bundesland
<b>Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie</b>		
Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Cuxhaven-Verkleinerung	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen, Hamburg
Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Harpstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Scholen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Heide-Restfläche	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Schleswig-Holstein
Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd., ONE-Dyas B.V.	Niedersachsen
Laarwald	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Aller	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Leda	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
Reeßum	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bahrenborstel	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bedekaspel I	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Lingen I	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
Bommelsen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Osterheide	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Verden I	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Rotenburg I	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
NE3-0005-01	ONE-Dyas B. V., Neptune Energy Germany B. V., Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee (Niedersachsen)
<b>Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg</b>		
Reudnitz	Genexco GmbH	Brandenburg
Reudnitz-Südost	Genexco GmbH	Brandenburg
<b>Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz</b>		
Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
Erlenbach	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Offenbach/Pfalz/Herxheimweyher	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
<b>Regierungspräsidium Darmstadt</b>		
Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
<b>Regierungspräsidium Freiburg</b>		
Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
Karlsruhe-Leopoldshafen	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Graben-Neudorf	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Altenheim II	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
Weschnitz	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen.		

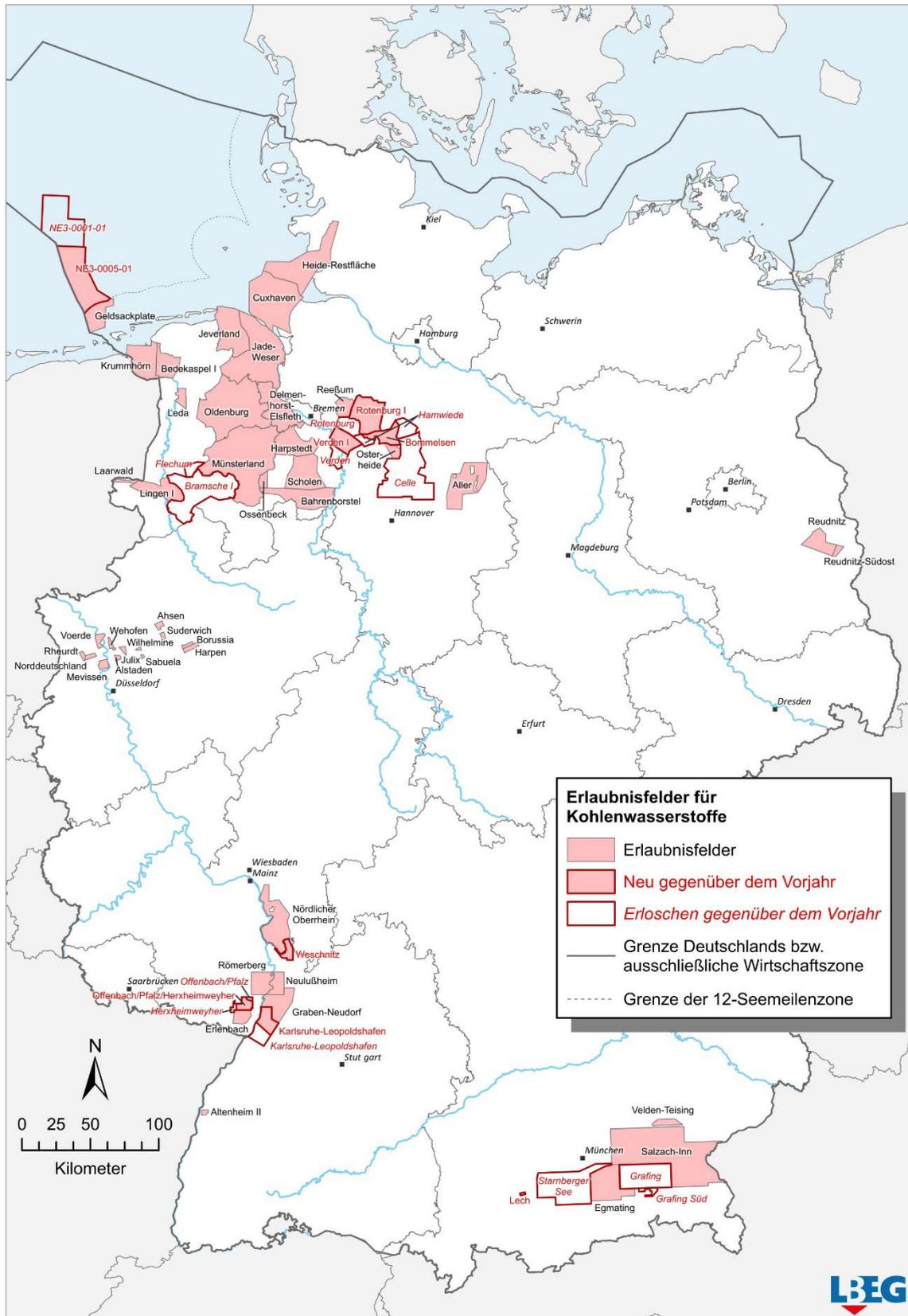


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand 31.12.2022 (Quelle: zuständige Bergverwaltungen).

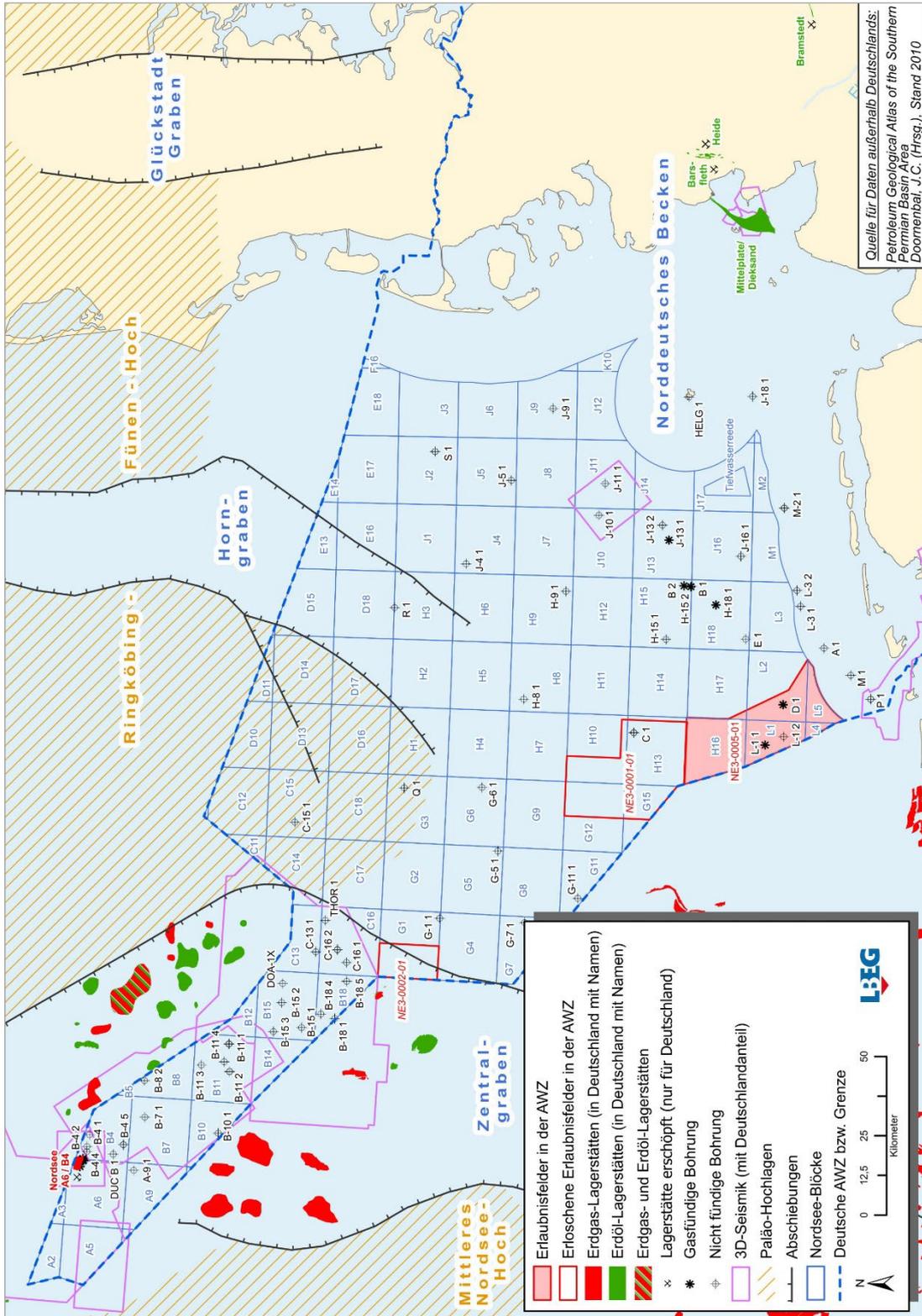


Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee am 31.12.2022.

## 4. Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2022 1,7 Mio. t **Erdöl** (Tab. 7) und trug so zu knapp 2 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 97,1 Mio. t (AGEB 2023) in Deutschland bei.

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2022 bei 5,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas (Tab. 7) bzw. 4,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H<sub>s</sub> = 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (s. Kap. 5.3). Damit hat die letztjährige Erdgas- und Erdölproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland zu rund 5,5 % aus inländischer Förderung gedeckt (AGEB 2023).

Tab. 7: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2022.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Baden-Württemberg	125	0,0	–	–	–	–	–	–
Bayern	34 480	2,0	6 510 912	0,1	1 137 442	2,5	7 648 354	0,1
Hamburg	9 522	0,6	–	–	173 500	0,4	173 500	0,0
Hessen	786	0,0	–	–	17 169	0,0	17 169	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	9 206	0,5	–	–	2 358 280	5,1	2 358 280	0,0
Niedersachsen	579 366	34,1	5 075 409 054	97,0	27 306 070	59,2	5 102 715 124	96,6
Rheinland-Pfalz	116 064	6,8	–	–	1 527 711	3,3	1 527 711	0,0
Sachsen-Anhalt	–	–	133 043 768	2,5	–	–	133 043 768	2,5
Schleswig-Holstein	949 465	55,9	–	–	13 642 577	29,6	13 642 577	0,3
Thüringen	–	–	19 465 651	0,4	–	–	19 465 651	0,4
<b>Summe</b>	<b>1 699 014</b>	<b>100</b>	<b>5 234 429 385</b>	<b>100</b>	<b>46 162 749</b>	<b>100</b>	<b>5 280 592 135</b>	<b>100</b>

### 4.1. Erdölförderung

Die Nutzung von Erdöl hat in Deutschland eine lange Tradition. Schon 1546 wurden durch Agricola natürliche Ölaustritte („Teerkohlen“) 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 2022 wurden in Deutschland 1,7 Mio. t Erdöl einschließlich 7.929 t Kondensat gefördert (Tab. 7). Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 106.918 t (-5,9 %) unter den Wert des Vorjahres von 1,8 Mio. t (Tab. 8 und Anl. 5).

Im **Ländervergleich** liegen die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,62 Mio. t Öl. Das sind 90 % der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl

2022 auf 949.000 t. Das sind 106.000 t (-10,1 %) weniger als 2021. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung beträgt damit 55,9 %. Die Ölfelder Niedersachsens produzierten im selben Zeitraum 579.000 t Öl. Das sind 16.000 t (2,8 %) mehr als im Vorjahr; dies entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 34,1 %. In Rheinland-Pfalz fiel die Erdölproduktion gegenüber dem Vorjahr um 17.000 t auf 116.000 t. Der Anteil an der Gesamtförderung lag damit bei 6,8 %.

Nach **Fördergebieten** aufgeschlüsselt wurden in den Erdölgebieten nördlich der Elbe mit 954.000 t 105.000 t oder 9,9 % weniger gefördert als im Vorjahr. Westlich der Ems stieg die Produktion um 3.000 t (0,7 %) auf 368.000 t. Im Oberrheintal wurden wiederum mit 117.000 t 16.000 t (-12,1 %) weniger Erdöl als im Vorjahr gefördert (Tab. 10).

Am Stichtag 31. Dezember 2022 standen 43 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden stieg um 1 auf 683 (Tab. 8).

Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung 2018 bis 2022.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Förderstellen
	Mio. t	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Anzahl	Anzahl
2018	2,067	66,914	51	988
2019	1,923	61,310	51	986
2020	1,896	56,016	49	743
2021	1,806	49,538	44	682
<b>2022</b>	<b>1,699</b>	<b>46,163</b>	<b>43</b>	<b>683</b>

Die zehn förderstärksten Erdölfelder Deutschlands erbrachten zusammen 89 % der Gesamtölförderung im Jahr 2022. 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 43 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 949.465 t Öl aus 26 Förderbohrungen produzierte das Feld 56 % der deutschen Erdölerträge. Das sind 106.393 t weniger als im Vorjahr, was 11,2 % der Produktion des Feldes entspricht. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 36.518 t pro Bohrung.

Das Ölfeld Emlichheim produziert seit 1944 aus den Sandsteinen des Valangin und ist eines der ältesten noch in Förderung stehenden Ölfelder Deutschlands. Im Jahr 2022 wurden mit 128.552 t 16,5 % mehr Erdöl gefördert als 2021. 78 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 1.648 t standen hier in Förderung.

Das Ölfeld Rühle produziert seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Im Berichtszeitraum 2022 wurden mit 119.140 t 5,8 % weniger Erdöl gefördert als 2021. 134 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 889 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 101.685 t Erdöl. Das sind 16,7 % weniger gegenüber dem Vorjahr; dies entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 20.337 t.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2022 unter 100.000 t Erdöl.

Tab. 9: Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2022.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2022 t	kumulativ t	2022 m³(V <sub>n</sub> )	kumulativ m³(V <sub>n</sub> )	
	<b>Nördlich der Elbe</b>							
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	Win.Dea	949 465	39 989 936	13 642 577	556 917 013	26
HH	Reitbrook-West/Allermöhe aus aufgegebenen Vorkommen	1960	Neptune	4 804	3 442 357	73 474	53 936 043	7
	Summe Gebiet			–	22 652 578	–	937 010 610	–
				954 270	66 084 872	13 716 051	1 547 863 667	33
	<b>Oder/Neiße-Elbe</b>							
MV	Lütow	1965	Neptune	2 240	1 363 680	39 635	646 574 556	2
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-) aus aufgegebenen Vorkommen	1988	Neptune	6 965	142 102	2 318 645	34 373 369	2
	Summe Gebiet			–	1 867 171	–	714 182 212	–
				9 206	3 372 953	2 358 280	1 395 130 137	4
	<b>Elbe-Weser</b>							
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	Vermilion	846	905 320	9 360	16 761 555	13
NI	Eldingen	1949	EMPG	3 916	3 365 082	13 593	27 367 192	6
NI	Hankensbüttel	1954	E / W	26 644	15 170 292	272 920	371 282 003	8
NI	Höver	1956	Vermilion	1 002	362 285	61 830	13 084 011	8
NI	Knesebeck	1958	Vermilion	15 115	3 563 276	756 400	29 627 422	15
NI	Lehrte	1952	5P	–	449 559	–	19 089 651	–
NI	Lüben	1955	EMPG	2 436	1 970 694	78	11 389 367	3
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	3 451	597 811	19	5 925 797	5
NI	Nienhagen	1861	E / W	3 119	6 992 976	43 800	3 195 210	3
NI	Ölheim-Süd	1968	Vermilion	4 995	1 597 176	1 632 631	95 941 758	18
NI	Rühme	1954	EMPG	11 965	2 364 386	264 433	21 728 407	20
HH/NI	Sinstorf	1960	Neptune	5 514	3 057 221	116 921	54 741 339	3
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 256	144 339	–	–	*
NI	Vorhop	1952	Vermilion	14 610	3 117 953	988 600	194 321 802	23
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 077	195 976	–	–	–
	Summe Gebiet			–	34 602 563	–	1 484 301 641	–
				96 944	78 456 908	4 160 585	2 348 757 155	125
	<b>Weser-Ems</b>							
NI	Barenburg	1953	EMPG	21 392	7 216 173	1 320 355	545 971 644	23
NI	Bockstedt	1954	Win.Dea	10 698	3 705 831	123 520	61 613 903	13
NI	Bramberge	1957	Neptune	57 329	20 361 674	5 818 003	1 137 251 051	35
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Win.Dea	1 181	2 772 608	27 930	119 381 555	3
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	1 232	3 749 915	16 928	87 546 275	8
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	5 438	3 521 835	134 715	99 882 990	2
NI	Hagen	1957	EMPG	–	142 612	–	11 141 079	–
NI	Harme	1956	EMPG	–	345 030	–	51 670 740	–
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	2 609	2 325 564	140 563	225 140 608	7
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	429	125 178	8 471	7 392 728	2
NI	Löningen	1960	EMPG	4 480	774 030	376 574	361 858 736	5
NI	Matrum	1982	EMPG	773	198 692	99 433	24 173 135	1
NI	Siedenburg	1957	EMPG	2 315	1 127 883	88 388	64 315 829	5
NI	Voigtei	1953	EMPG	–	4 228 029	33 755	355 294 151	–
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	7 543	2 799 023	597 404	301 464 240	9
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	3 362	2 013 309	417 450	558 343 719	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			221	69 574	–	–	–
	Summe Gebiet			–	4 933 451	–	301 023 325	–
				119 003	60 410 411	9 203 489	4 313 465 706	115

BY: Bayern, HE: Hessen, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein; \*Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1.000 t/a, vgl. Tabelle 13.  
Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2022.

Tab. 9: Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdöl- und Erdgasförderung der Felder 2022 (Fortsetzung).

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdöl- und Erdgasförderung		Sonden
				2022	kumulativ	2022	kumulativ	
				t	t	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Westlich der Ems</b>							
NI	Adorf	1948	Neptune	5 801	1 819 829	199 416	62 094 437	4
NI	Emlichheim	1944	Win.Dea	128 552	11 531 228	2 250 034	164 542 105	78
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	60 059	19 567 422	3 496 111	1 812 764 212	83
NI	Meppen	1960	EMPG	10 824	3 374 356	968 507	159 122 257	12
NI	Ringe	1998	Neptune	22 276	549 718	423 335	9 156 980	4
NI	Rühle	1949	E / N	119 140	35 748 051	4 663 373	1 748 680 018	134
NI	Scheerhorn	1949	Neptune	20 790	9 086 583	2 041 246	545 096 081	25
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			693	306 651	–	–	–
				–	3 244 231	–	644 231 900	–
	Summe Gebiet			368 136	85 228 070	14 042 022	5 145 687 991	340
	<b>Oberrheintal</b>							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	–	1 399 014	–	31 171 438	–
RP	Landau	1955	ONEO	14 379	4 613 768	218 875	18 882 740	46
RP	Römerberg	2003	Neptune	101 685	1 901 438	1 308 836	18 934 969	5
HE	Schwarzbach	2018	Rhein Petr.	786	3 857	17 169	72 435	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	1 683 380	–	51 020 324	–
	Summe Gebiet			116 850	9 601 458	1 544 880	120 081 906	52
	<b>Alpenvorland</b>							
BY	Aitingen	1976	ONEO	26 258	1 748 360	1 016 188	104 907 319	9
BY	Hebertshausen	1981	ONEO	2 494	164 304	–	–	1
BY	Lauben	1958	ONEO	1 706	34 069	4 520	78 355	1
BY	Schwabmünchen	1968	ONEO	3 936	78 631	116 734	1 401 495	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			211	24 910	–	–	–
				–	8 412 427	–	2 381 303 378	–
	Summe Gebiet			34 605	10 462 700	1 137 442	2 487 690 547	14
	<b>Kondensat der Erdgasförderung</b>							
	Thüringer Becken			–	32 653	–	–	–
	<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>							
	Niederrhein-Münsterland			–	9 688	–	–	–
	Nordsee			–	813 228	–	–	–
	Thüringer Becken			–	16 693	–	17 822 000	–
	<b>Summe Deutschland</b>			<b>1 699 014</b>	<b>314 489 634</b>	<b>46 162 749</b>	<b>17 376 499 108</b>	<b>683</b>

E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea;  
5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, ONEO: ONEO GmbH & Co. KG, Rhein Petr.: Rhein Petroleum GmbH,  
Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH.

Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden in einigen Erdölfeldern tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser „Enhanced Oil Recovery (EOR)“-Maßnahmen wird die Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht und damit verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO<sub>2</sub>-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten im Jahr 2022, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,7 Mio. t, einen Anteil von rund 11 %. Damit blieb der Wert gegenüber dem Vorjahr auf dem gleichen Niveau. In den Erdölfeldern, in denen EOR-Maßnahmen angewendet werden, lag der durch diese Maßnahmen geförderte Anteil 2022 bei ca. 95 %.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) lag 2022 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

2022 bei ca. 25 %. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, z. B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2022 bei 6 %. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malms und des Tertiärs folgen mit jeweils knapp 3 % sowie die 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 7.929 t. Das entspricht knapp 0,5 % der Gesamtförderung von 1,7 Mio. t. (Tab. 10).

Bis Ende 2022 sind in Deutschland kumulativ ca. 314 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 41,3 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 762 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 2020 bis 2022 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2020		2021		2022		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	819	0,0	–	–	–	–	813 228	0,3
Nördlich der Elbe	1 091 940	57,6	1 059 704	58,7	954 270	56,2	66 084 872	21,0
Oder/Neiße-Elbe	10 833	0,6	9 228	0,5	9 206	0,5	3 372 953	1,1
Elbe-Weser	83 626	4,4	77 714	4,3	96 944	5,7	78 456 908	24,9
Weser-Ems	131 511	6,9	124 170	6,9	119 003	7,0	60 410 411	19,2
Westlich der Ems	373 180	19,7	365 565	20,2	368 136	21,7	85 228 070	27,1
Thüringer Becken	–	–	–	–	–	–	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	–	–	–	–	–	–	9 688	0,0
Oberheintal	165 505	8,7	132 890	7,4	116 850	6,9	9 601 458	3,1
Alpenvorland	38 528	2,0	36 661	2,0	34 605	2,0	10 462 700	3,3
<b>Summe</b>	<b>1 895 942</b>	<b>100</b>	<b>1 805 932</b>	<b>100</b>	<b>1 699 014</b>	<b>100</b>	<b>314 489 634</b>	<b>100</b>

Tab. 11: Jahresförderungen 2021 und 2022 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2021		2022		kumulativ		Fördersonden in 2022
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 055 858	58,5	949 465	55,9	39 989 936	12,7	26
Emlichheim (NI)	107 351	5,9	128 552	7,6	11 531 228	3,7	78
Rühle (NI)	126 021	7,0	119 140	7,0	35 748 051	11,4	134
Römerberg (RP)	118 625	6,6	101 685	6,0	1 901 438	0,6	5
Georgsdorf (NI)	60 519	3,4	60 059	3,5	19 567 422	6,2	83
Bramberge (NI)	61 870	3,4	57 329	3,4	20 361 674	6,5	35
Hankensbüttel (NI)	8 572	0,5	26 644	1,6	15 170 292	4,8	8
Aitingen (BY)	28 459	1,6	26 258	1,5	1 748 360	0,6	9
Ringe (NI)	28 417	1,6	22 276	1,3	549 718	0,2	4
Barenburg (NI)	18 684	1,0	21 392	1,3	7 216 173	2,3	23

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 2022 wurden in Deutschland 5,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas bzw. 4,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas gefördert (Tab. 7). Die Erdgasproduktion fiel damit um 0,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (-7,9 %) Rohgas bzw. 0,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (-6,2 %) normiertes Reingas mit einem Brennwert von

H<sub>s</sub> = 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (s. Kap. 5.3) gegenüber dem Vorjahr (Tab. 12 und Anl. 6).

Im **Ländervergleich** liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 5,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas gefördert. Das sind 279 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder 5,2 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt damit 97,0 % (Tab. 7, Anl. 8). Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 4,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) angegeben. Das sind knapp 0,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder 5,0 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt damit 98,6 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 13 und 14).

Tab. 12: Erdgas- und Erdölgasförderung 2018 bis 2022.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Anzahl	Anzahl
2018	6 820 785	66 914	6 887 699	77	434
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
<b>2022</b>	<b>5 234 429</b>	<b>46 163</b>	<b>5 280 592</b>	<b>66</b>	<b>280</b>

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2022 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2022 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Elbe-Weser</b>					
NI	Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	8 166 060	2 026 747 489	1
NI	Becklingen	1985	Vermilion	8 165 430	1 341 332 886	1
NI	Böstlingen	2011	EMPG	–	216 825 581	–
NI	Dethlingen	1971	E / W	73 986 156	24 278 882 717	2
NI	Hamwiede	1968	EMPG	30 691 071	2 759 970 733	1
NI	Husum / Schneeren	1986	E / N	125 432 937	12 481 638 394	9
NI	Imbrock	1995	EMPG	7 699 198	1 132 277 430	1
NI	Lüchow / Wustrow	1966	Neptune	759 750	10 646 752 980	1
NI	Rotenburg / Taaken	1982	E / W	590 973 126	66 107 197 511	24
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	Neptune	133 043 768	212 951 467 153	16
NI	Söhlingen	1980	EMPG	220 791 366	43 615 112 420	17
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	–	6 498 619 036	–
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	37 246 710	2 975 767 081	4
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	1 409 392	1 454 499 858	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	Win.Dea	439 772 483	25 971 541 091	16
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	117 788 292	15 313 590 323	7
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	Vermilion	28 179 290	1 964 364 006	2
NI	Weissenmoor	1996	Win.Dea	98 566 808	2 643 140 421	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	2 462 531 798	
	Summe Gebiet			1 922 671 837	436 842 258 907	105
	<b>Weser-Ems</b>					
NI	Apeldorn	1963	Neptune	69 167 572	6 420 629 613	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	326 442 469	21 180 310 097	10
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	29 621 291	4 291 857 833	3
NI	Barenburg (Keuper)	2017	EMPG	4 750 743	33 833 850	1
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	44 403 448	6 664 615 861	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	47 470 747	17 302 571 518	3
NI	Barrien	1964	Win.Dea	15 600 154	12 924 551 034	4
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	142 069 077	12 143 542 869	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	12 314 847	562 099 287	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	37 449 594	8 846 105 436	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	79 543 442	5 199 030 823	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	25 177 076	17 673 034 618	2
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Win.Dea	–	971 639 381	–
NI	Düste (Karbon)	1957	Win.Dea	–	29 479 265	–
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	1 267 326	1 338 254 232	–
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	290 631 748	6 352 184 689	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	526 776 068	67 623 521 945	20
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / N	4 999 053	2 597 783 859	–
NI	Großes Meer	1978	Vermilion	660	422 928 076	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	–	223 027 024	–
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	256 887 960	37 532 973 575	10
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	122 149 562	65 419 555 133	8
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	103 273 269	27 235 061 236	10
NI	Klosterseeelte / Kirchseeelte / Ortholz	1985	EMPG	22 743 657	16 524 004 785	1
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 228 320	218 021 182	1
NI	Leer	1984	Vermilion	15 640 340	922 461 230	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	58 336 536	15 403 809 767	6
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	22 605 162	32 940 650 715	2
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	290 729 279	31 490 605 105	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Win.Dea	13 026 066	1 419 612 992	1
NI	Uphuser Meer	1981	Vermilion	3 766 190	225 937 612	1
NI	Uttum	1970	EMPG	24 210 180	1 564 236 349	1

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen.  
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2022.

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2022 (Rohgas ohne Erdölgas) (Fortsetzung).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2022 m³(V <sub>n</sub> )	kumulativ m³(V <sub>n</sub> )	
	<b>Fortsetzung Weser-Ems</b>					
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	1 887 215	106 264 430	1
NI	Varnhorn / Quaadm./ Wöstendöllen...	1968	EMPG	326 992 112	30 773 101 040	12
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	28 861 989	960 837 398	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	19 426 138	4 735 132 009	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	89 537 826 660	–
	Summe Gebiet			2 972 449 290	561 228 406 839	137
	<b>Westlich der Ems</b>					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	Neptune	10 095 792	835 069 044	1
NI	Adorf (Karbon)	2020	Neptune	219 079 654	343 807 695	2
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Win.Dea	–	979 405 156	–
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Win.Dea	3 806 894	3 336 135 146	1
NI	Fehndorf	1965	Win.Dea	5 332 538	1 050 898 227	1
NI	Frenswegen	1951	Neptune	1 537 247	276 871 291	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	Neptune	5 458 673	1 378 100 823	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	Neptune	22 217 461	5 909 508 440	5
NI	Kalle (Zechstein)	1958	Neptune	7 229 597	3 496 428 859	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	Neptune	1 730 228	927 406 851	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	Neptune	26 164 774	1 001 414 463	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Win.Dea	2 769 796	687 389 595	–
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Win.Dea	–	2 841 000 447	1
NI	Wielen (Karbon)	1959	Neptune	2 002 920	332 994 562	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	Neptune	5 906 120	3 257 604 590	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	14 996 295 771	–
	Summe Gebiet			313 331 695	41 650 330 959	19
	<b>Thüringer Becken</b>					
TH	Kirchheilingen	1958	Neptune	408 481	304 590 380	3
TH	Langensalza-Nord	1935	Neptune	2 900 658	300 933 526	6
TH	Mühlhausen	1932	Neptune	16 156 512	2 116 113 060	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	3 692 261 160	–
	Summe Gebiet			19 465 651	6 413 898 126	18
	<b>Alpenvorland</b>					
BY	Inzenham-West	1971	NAFTA	6 510 912	1 074 506 604	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			–	16 544 071 993	–
	Summe Gebiet			6 510 912	17 618 578 597	1
	<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>					
	Niederrhein-Münsterland			–	248 997 700	–
	Nordsee			–	9 465 227 008	–
	Nördlich der Elbe			–	231 000 000	–
	Oder/Neiße-Elbe			–	947 602 968	–
	Oberrheintal			–	1 052 490 217	–
	<b>Summe Deutschland</b>			<b>5 234 429 385</b>	<b>1 075 698 791 321</b>	<b>280</b>

E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea;  
5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, NAFTA: NAFTA Speicher GmbH & Co. KG,  
Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH.

**Regional** betrachtet, fiel im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um 0,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) bzw. 3,7 % auf 3,0 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>).

Dementsprechend fiel auch die Reingasförderung um 0,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (-3,8 %) auf 2,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 1,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas gefördert und damit 0,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (-18,2 %) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging hier um 0,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (-14,4 %) auf 1,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gegenüber 2021 zurück.

Im Jahr 2022 wurden zusätzlich zum Erdgas rund 46 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (59,2 %) und Schleswig-Holstein (29,6 %), gefolgt von Mecklenburg-Vorpommern mit 5,1 %, produziert (Tab. 7).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 66 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2022 fördernden Sonden ist von 380 im Vorjahr auf 280 gefallen (Tab. 12).

Analog zu den Vorjahren kamen auch im Jahr 2022 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 (Tab. 13 und 15). Dort wurden im Berichtszeitraum 0,59 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,53 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Gas. An dritter Stelle liegt Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,44 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Gas (Tab. 15). Während Rotenburg/Taaken und Völkersen/Völkersen-Nord aus den Gesteinen des Rotliegenden

fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2022 insgesamt 213 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der kumulativproduktions Deutschlands und bei weitem der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2022 standen hier 16 Sonden in Betrieb, die insgesamt 133 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 295 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) aus 118 Sonden bedeutet das neben der starken Sondenreduktion einen Förderrückgang von 45 %. 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 49 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gegenüber 108 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) im Vorjahr (BVEG 2023).

Der Förderanteil von Erdgas aus den Kalksteinen des Zechsteins lag 2022 bei rund 44 %. Von den 10 größten Feldern (Tab. 15) fördert u. a. Goldenstedt/Visbeck aus diesem Horizont. Die Sandsteine des Rotliegenden sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdgas in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2022 bei ca. 34 %. Aus diesen Gesteinen produziert u. a. das Feld Rotenburg/Taaken. Der Förderanteil aus den Sandsteinen des Karbons lag 2022 bei 14 %. Das Feld Goldenstedt/Oythe produziert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten der Trias und des Juras folgen mit einem Anteil von 7 % bzw. 1 % (Anl. 8).

Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2020 bis 2022 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2020		2021		2022		kumulativ	
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Nordsee	7 902	0,1	–	–	–	–	9 465 227	0,9
Nördlich der Elbe	–	–	–	–	–	–	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	–	–	–	–	–	–	947 603	0,1
Elbe-Weser	2 522 203	44,7	2 349 466	41,4	1 922 672	36,7	436 842 259	40,6
Weser-Ems	2 960 501	52,5	3 087 887	54,3	2 972 449	56,8	561 228 407	52,2
Westlich der Ems	127 021	2,3	211 969	3,7	313 332	6,0	41 650 331	3,9
Thüringer Becken	13 538	0,2	20 896	0,4	19 466	0,4	6 413 898	0,6
Niederrhein-Münsterland	–	–	–	–	–	–	248 998	0,0
Oberrheintal	–	–	–	–	–	–	1 052 490	0,1
Alpenvorland	5 108	0,1	11 637	0,2	6 511	0,1	17 618 579	1,6
<b>Summe</b>	<b>5 636 273</b>	<b>100</b>	<b>5 681 854</b>	<b>100</b>	<b>5 234 429</b>	<b>100</b>	<b>1 075 698 792</b>	<b>100</b>

Tab. 15: Jahresförderungen 2021 und 2022 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2021		2022		kumulativ		Fördersonden im Jahr 2022
	1000 m³(V <sub>n</sub> )	%	1000 m³(V <sub>n</sub> )	%	1000 m³(V <sub>n</sub> )	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	653 115	11,5	590 973	11,3	66 107 198	6,1	24
Goldenstedt/Visbek (NI)	581 445	10,2	526 776	10,1	67 623 522	6,3	20
Völkersen (NI)	542 767	9,6	439 772	8,4	25 971 541	2,4	16
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	319 911	5,6	326 992	6,2	30 773 101	2,9	12
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	316 992	5,6	326 442	6,2	21 180 310	2,0	10
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	276 097	4,9	290 729	5,6	31 490 605	2,9	10
Goldenstedt/Oythe (NI)	317 188	5,6	290 632	5,6	6 352 185	0,6	5
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	286 653	5,0	256 888	4,9	37 532 974	3,5	10
Söhlingen (NI)	261 664	4,6	220 791	4,2	43 615 112	4,1	17
Adorf (NI)	108 425	1,9	219 080	4,2	343 808	0,0	2

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung.

## 5. Erdöl- und Erdgasreserven

### 5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2023

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap. 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2023 auf 23,8 Mio. t Erdöl und liegen damit um 0,9 Mio. t oder 3,9 % über denen des Vorjahres (Tab. 16 und Anl. 9). Die im Jahr 2022 entnommene Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden. 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 2023 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Sie stiegen im Raum nördlich der Elbe um 134.000 t (1,0 %) gegenüber dem Vorjahr auf 13,1 Mio. t. Auch westlich der Ems stiegen die Reserven um 721.000 t (21,4 %) auf 4,1 Mio. t. Hingegen sanken im Oberrheintal mit 3,3 Mio. t die Reserven um 89.000 t (-2,6 %) (Tab. 16).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 13,1 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 135.000 t (1,0 %) mehr als im Vorjahr. Das entspricht 54,9 % der gesamtdeutschen Erdölreserven. Auch in Niedersachsen stiegen die Reserven um 815.000 t auf 7,1 Mio. t (12,9 %). Somit lagerten hier 29,9 % der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden mit 3,1 Mio. t 89.000 t oder 2,8 % weniger gemeldet als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 12,9 % der deutschen Erdölreserven auf dem dritten Platz (Tab. 16).

Das **Verhältnis Reserven/Produktion** (früher statische Reichweite), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, steigt zum Stichtag der Reservenberechnung auf 14 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 am Stichtag der Reservenschätzung rund 62 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Juras, 21 % in Gesteinen der Unterkreide und 13 % 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 2023, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2022			Produktion	Reserven am 1. Januar 2023		
	sicher Mio. t	wahrsch. Mio. t	gesamt Mio. t	2022 Mio. t	sicher Mio. t	wahrsch. Mio. t	Gesamt Mio. t
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,175	0,035	0,210	0,034	0,104	0,035	0,139
Hamburg	0,009	0,002	0,010	0,010	0,015	0,010	0,025
Hessen	0,011	0,225	0,236	0,001	0,011	0,225	0,236
Mecklenburg-Vorpommern	0,022	0,016	0,038	0,009	0,007	0,125	0,132
Niedersachsen	3,918	2,391	6,309	0,579	5,187	1,938	7,125
Rheinland-Pfalz	1,685	1,477	3,162	0,116	1,653	1,419	3,073
Schleswig-Holstein	10,165	2,772	12,937	0,949	8,455	4,617	13,072
<b>Gebiet</b>							
Nördlich der Elbe	10,170	2,774	12,944	0,954	8,456	4,621	13,078
Oder/Neiße-Elbe	0,022	0,016	0,038	0,009	0,007	0,125	0,132
Elbe-Weser	0,882	0,653	1,535	0,097	0,956	0,604	1,560
Weser-Ems	0,962	0,450	1,412	0,119	0,915	0,582	1,497
Westlich der Ems	2,078	1,289	3,367	0,368	3,330	0,758	4,087
Oberrheintal	1,696	1,702	3,398	0,117	1,664	1,644	3,309
Alpenvorland	0,175	0,035	0,210	0,035	0,104	0,035	0,139
<b>Summe Deutschland</b>	<b>15,985</b>	<b>6,918</b>	<b>22,903</b>	<b>1,699</b>	<b>15,433</b>	<b>8,369</b>	<b>23,801</b>
Summe der Produktion einschließlich Baden-Württemberg.							

## 5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2023

Am 1. Januar 2023 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 38,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 4,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder 9,9 % (Tab. 17 und Anl. 9).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven, bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von H<sub>s</sub> = 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (s. Kap. 5.3), wurden am Stichtag mit 37,0 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) angegeben und lagen damit 4,0 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (-9,8 %) 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.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat weiter abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr sind die Reserven um 4,2 Mrd. m<sup>3</sup> (9,9 %) zurückgegangen und beliefen sich auf 38,1 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität. Die 2022 entnommene Fördermenge konnte also nur zu einem kleinen Teil durch neue Reserven ausgeglichen werden.

**Regional** betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2023 mit 17,0 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Weser-Ems. Das sind 1,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (-9,1 %) weniger als 2022. Für den Raum Elbe-Weser wurden 16,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 2,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (-11,9 %). Die Reingasreserven verteilten sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 17,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (-2,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>), -12,4 %) und Weser-Ems mit 15,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Das sind 1,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder 8,3 % weniger als im Vorjahr (Tab. 17 und 18).

Im **Ländervergleich** liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 37,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas. Das sind 4,1 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) oder 9,8 % weniger als 2022. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt damit 99,6 %. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 36,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) angegeben. Das sind 4,0 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) bzw. 9,8 % 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 2023, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2022			Produktion	Reserven am 1. Januar 2023		
	sicher Mrd. m <sup>3</sup>	wahrsch. Mrd. m <sup>3</sup>	gesamt Mrd. m <sup>3</sup>	2022 Mrd. m <sup>3</sup>	sicher Mrd. m <sup>3</sup>	wahrsch. Mrd. m <sup>3</sup>	gesamt Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,034	0,060	0,094	0,007	0,028	0,054	0,082
Niedersachsen	19,884	22,112	41,996	5,075	19,869	18,012	37,881
Sachsen-Anhalt	0,102	0,011	0,113	0,133	0,054	0,003	0,057
Thüringen	0,013	0,001	0,015	0,019	0,026	0,004	0,030
<b>Gebiet</b>							
Elbe-Weser	9,748	9,273	19,022	1,923	8,166	8,585	16,751
Weser-Ems	7,479	11,212	18,691	2,972	8,914	8,080	16,994
Westlich der Ems	2,758	1,639	4,397	0,313	2,843	1,350	4,193
Thüringer Becken	0,013	0,001	0,015	0,019	0,026	0,004	0,030
Alpenvorland	0,034	0,060	0,094	0,007	0,028	0,054	0,082
<b>Summe Deutschland</b>	<b>20,033</b>	<b>22,185</b>	<b>42,218</b>	<b>5,234</b>	<b>19,976</b>	<b>18,074</b>	<b>38,050</b>

Volumenangaben in Normkubikmetern.

Das **Verhältnis Reserven/Produktion**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, fällt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2023 leicht um 0,1 Jahre auf 7,3 Jahre. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) 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 70 % der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perms. Davon sind 41 % in Sandsteinen des Rotliegenden und 30 % in Karbonatgesteinen des Zechsteins akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (21 %) und triassischen Sandsteinen (8 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten.

Tab. 18: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2023, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2022			Produktion	Reserven am 1. Januar 2023		
	sicher Mrd. m <sup>3</sup>	wahrsch. Mrd. m <sup>3</sup>	gesamt Mrd. m <sup>3</sup>	2022 Mrd. m <sup>3</sup>	sicher Mrd. m <sup>3</sup>	wahrsch. Mrd. m <sup>3</sup>	gesamt Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,039	0,068	0,107	0,006	0,032	0,061	0,093
Niedersachsen	19,471	21,344	40,815	4,724	19,202	17,619	36,821
Sachsen-Anhalt	0,037	0,004	0,041	0,049	0,020	0,001	0,021
Thüringen	0,009	0,001	0,010	0,014	0,017	0,003	0,020
<b>Gebiet</b>							
Elbe-Weser	10,043	9,563	19,606	1,873	8,372	8,797	17,169
Weser-Ems	6,540	10,043	16,583	2,569	7,830	7,385	15,214
Westlich der Ems	2,924	1,742	4,666	0,330	3,020	1,438	4,458
Thüringer Becken	0,009	0,001	0,010	0,014	0,017	0,003	0,020
Alpenvorland	0,039	0,068	0,107	0,006	0,032	0,061	0,093
<b>Summe Deutschland</b>	<b>19,556</b>	<b>21,417</b>	<b>40,973</b>	<b>4,792</b>	<b>19,271</b>	<b>17,684</b>	<b>36,955</b>

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/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>).

### 5.3. Reservendefinitionen

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

Die Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die **Rohgas**-menge entspricht dem der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) schwanken kann. Die **Reingas**menge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Bericht beziehen sich einheitlich auf einen spezifischen Brennwert H<sub>s</sub> = 9,7692 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>), 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

Allgemeines 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. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar, aber nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Um einen konstanten Gasfluss zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbrauchern zu garantieren, kommt den Gasspeichern eine klassische Pufferfunktion zu. Zunehmend wird diese auch um eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Die Vermarktung von Speicherkapazitäten und die Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise haben für die Unternehmen oberste Priorität. Der klassische Speicherzyklus – Einspeisung im Sommer, Ausspeisung im Winter – verliert dadurch an Bedeutung.

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-/Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren

durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Letztere sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Aber auch einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Bei Porenspeichern bieten ehemalige Lagerstätten im Allgemeinen eine gute Datengrundlage für die geologisch-lagerstättentechnischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie z. B. die Dichtheit der geologischen Barriere-Horizonte und damit die Leistungsfähigkeit eines Speichers. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Porenspeicher in Aquiferen hingegen müssen gänzlich neu exploriert werden, um die Größe des Aquifer-Porenvolumens, die Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, das Druck-Volumen-Verhalten im späteren Betrieb sowie die dichtenden Eigenschaften von Störungsbahnen zu bestimmen. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und dem Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtheit) grundsätzlich die anspruchsvollsten Speichertypen. Die oberste Prämisse bei allen Speichern ist die bergbauliche Sicherheit, d. h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit.

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

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist somit aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei LANGER & SCHÜTTE (2002). Eine Karte

der Salzstrukturen in Norddeutschland im Maßstab 1 : 500 000 ist auf dem Kartenserver<sup>2</sup> 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 Kissen-gas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgas-menge, die einen Mindestdruck für eine Gasent-nahme aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissen-gasanteil ermöglicht eine längere (konstante) Entnahmerate. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgas-verbrauch 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 zusammen-gefasst (WALLBRECHT et al. 2006).

## 6.2. Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit

Der Erdgasverbrauch in Deutschland ist im Be-richtsjahr nach vorläufigen Daten um 15,7 % auf rund 773 Mrd. kWh<sup>3</sup> gesunken (AGEB 2023). Als Ursachen dafür sind zum großen Teil preis- und verhaltensinduzierte Einsparmaßnahmen als Folge des Ukraine-Krieges zu identifizieren, aber auch der insgesamt milde Witterungsver-lauf des Jahres trug untergeordnet dazu bei (AGEB 2023). Wie in den Vorjahren konnte auch im Berichtsjahr der Erdgasverbrauch nur zu ca. 5 % aus inländischer Förderung gedeckt werden (AGEB 2023).

Für die restlichen 95 % des Verbrauchs muss Erdgas eingeführt werden, wobei sich die Be-deutung der inländischen Untertage-Erdgas-speicherung für die Lagerung der Importe zeigt.

Die Anteile der Energieträger am Primärener-gieverbrauch sind in Tabelle 19 dargestellt (nach AGEB 2023). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2022 um drei Prozentpunkte auf 23,6 % gefallen.

Gegenüber dem Vorjahr ist die heimische Erd-gasförderung um 6,2 % gefallen und förderte damit rund 4,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas im Jahr 2022 (s. Kap. 4).

Tab. 19: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2023).

Energieträger	Anteile in %	
	2021	2022
Mineralöl	32,5	35,3
Erdgas	26,6	23,6
Steinkohle	8,9	9,8
Braunkohle	9,1	10,0
Kernenergie	6,1	3,2
Erneuerbare Energien	15,7	17,2
Sonstige / Stromaustauschsaldo	1,8 / -0,5	1,7 / -0,9

<sup>2</sup> Salzstrukturen auf dem NIBIS® Kartenserver:  
<https://nibis.lbeg.de/cardomap3/?permalink=12mWv9DL>.

<sup>3</sup> Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifi-schen Brennwert H<sub>S</sub> mit 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). In der Förder-industrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist

auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordsee-gas bezieht. Unter Verwendung des Brennwertes von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) und der vorläufigen Verbrauchsangabe von 773 Mrd. kWh (AGEB 2023) berechnet sich ein Erd-gasverbrauch in Deutschland von ca. 79 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>).

### 6.3. Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2022 (Stichtag: 31. Dezember 2022)

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. Wie im Vorjahr verzeichnet sich auch in diesem Berichtsjahr 2022 ein Rückgang des verfügbaren Arbeitsgasvolumens von ca. 0,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder rund 1,8 % gegenüber dem Vorjahr, der im Wesentlichen auf mehrere geringe Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens von Kavernenspeichern zurückzuführen ist. Damit ist für das Berichtsjahr ein Arbeitsgasvolumen von 22,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) in Deutschlands Untertagespeichern für Erdgas verfügbar gewesen. Neben

dem gesamten verfügbaren Arbeitsgasvolumen werden in Tabelle 20 weitere Kenndaten der untertägigen Erdgasspeicherung in Deutschland gezeigt.

Gegenüber dem Vorjahr lässt sich vermerken, dass der Kavernenspeicher Bremen-Lesum des Betreibers Wesernetz Bremen GmbH & Co. KG stillgelegt und geflutet worden ist, was aufgrund des geringen Volumens des Speichers allerdings nur geringfügig zur Verringerung des gesamten deutschen Arbeitsgasvolumens beigetragen hat. Es waren zwar auch Speichererweiterungen zu verzeichnen, wie z. B. die Inbetriebnahme einer zusätzlichen Kaverne im Kavernenspeicher Katharina oder eine Erhöhung des gemeldeten Arbeitsgasvolumens des Porenspeichers Rehden um 50 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>), doch diese konnten in der Summe die bereits erwähnte Reduzierung des in Deutschland verfügbaren Arbeitsgasvolumens von 0,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) nicht kompensieren.

Durch die Stilllegung des Speichers Bremen-Lesum (Wesernetz) hat sich die Anzahl der Standorte der Untertagespeicher von 45 auf 44 verringert. Die Stilllegung dieses Speichers bewirkt weiterhin, dass die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 29 Kavernenspeichern trotz der Inbetriebnahme einer weiteren Kaverne im Speicher Katharina bei 270 Kavernen stagniert.

Tab. 20: Kenndaten der Untertage-Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2022).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	8,6	14,3	22,9
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	8,6	14,9	23,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	142	518	660
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases <sup>1</sup>	Tage	61	28	35
Anzahl der Speicher „in Betrieb“		15	29	44
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	–	3,2	3,2
Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“ <sup>2</sup>		–	5	5
Summe Arbeitsgas <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	8,6	18,2	26,7

<sup>1</sup> Rechnerischer Wert, bezogen auf Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“ (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate),  
<sup>2</sup> Einschließlich Speichererweiterungen,  
<sup>3</sup> Summe der Arbeitsgasvolumina nach Abschluss aller laufenden oder geplanten Ausbauten (Zeile 2 + 6).

Die insgesamt geringen Änderungen führten auch dazu, dass der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands um ca. 2 Prozentpunkte auf 62 % (Porenspeicher 38 %) gefallen ist.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr ebenfalls nur wenig geändert. Eine der geplanten Kavernen im Speicher Katharina wurde fertiggestellt. Allerdings wurde bei der vorliegenden Datenabfrage erstmalig ein geplantes Ar-

beitsgasvolumen für die Erweiterung des Kavernenspeichers Jemgum gemeldet, so dass die Summe des zukünftigen Speichervolumens von rund 2,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf 3,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) angestiegen ist (vgl. Tab. 23b). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird somit langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) verfügbar sein.

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. Dezember 2022).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt-volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
			Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	221	40	44	75
Bayern	Porenspeicher	5	6 988	2 938	2 938	2 385
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (1)	118	91	91	140
Bremen	Kavernenspeicher	1 (2)	224	142	142	360
Hessen	Kavernenspeicher	1 (3)	178	130	130	100
	Porenspeicher	3	434	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kavernenspeicher	1 (4)	301	257	257	400
Niedersachsen	Kavernenspeicher	10 (104)	10 395	7 078	7 685	9 035
	Porenspeicher	2	8 359	4 810	4 810	2 795
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	9 (84)	4 483	3 579	3 579	6 990
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	5 (70)	3 796	2 957	2 931	4 465
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (2)	90	56	99	100
Thüringen	Porenspeicher	1	380	62	62	50
<b>Summen Deutschland</b>	<b>Kavernenspeicher</b>	<b>29 (270)</b>	<b>19 585</b>	<b>14 290</b>	<b>14 914</b>	<b>21 590</b>
	<b>Porenspeicher</b>	<b>15</b>	<b>17 352</b>	<b>8 595</b>	<b>8 599</b>	<b>5 908</b>
<b>Gesamt</b>		<b>44</b>	<b>36 937</b>	<b>22 885</b>	<b>23 513</b>	<b>27 498</b>

\* Bei Porenspeichern Anzahl der Standorte, bei Kavernenspeichern Anzahl der Standorte und Anzahl der Kavernen in Klammern,  
\*\* Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Küssengasvolumen.

Tab. 22: Erdgas-Porenspeicher.

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
<b>in Betrieb</b>				m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	50
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3 140	1 000	1 000	1 200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2 075	992	992	520
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600–1000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750–2200	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	153	10	10	30
Hähnlein	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	NAFTA Speicher Inzenham / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Rehden	NI	astora GmbH / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900–2250	Zechstein	6 780	3 950	3 950	2 400
Sandhausen	BW	terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1015	Tertiär (Aquitän)	310	156	156	125
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1470–1525	Buntsandstein	1.579	860	860	395
Wolfersberg	BY	Bayerngas GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
<b>Summe</b>						<b>17 352</b>	<b>8 595</b>	<b>8 599</b>	<b>5 908</b>

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2022. \* Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.  
 Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen.

Tab. 23a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas n. Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780–950	Zechstein 2	815	639	613	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500–700	Zechstein 2	1 216	916	916	1 000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1312–1765	Zechstein	224	142	142	360
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1300–1800	Zechstein 2	524	375	378	510
Epe-ENEKO <sup>1</sup>	NW	ENEKO Gasspeicher GmbH	2	1100–1400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NW	KGE-Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co KG	4	1100–1400	Zechstein	243	183	183	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100–1420	Zechstein 1	400	290	290	600
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	10	1100–1420	Zechstein 1	505	384	384	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	4	1250–1430	Zechstein	236	168	168	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gas Storage West GmbH	6	1080–1490	Zechstein	269	277	277	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170–1465	Zechstein 1	244	187	187	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1090–1420	Zechstein 1	2 250	1 824	1 824	2 900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Equinor Storage Deutschland GmbH / PATRIZIA GmbH	19	900–1700	Zechstein 2	1 630	996	1 196	1 320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / PATRIZIA GmbH	9	1200–1600	Zechstein 2	1 231	802	895	800
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / PATRIZIA GmbH	19	1100–1700	Zechstein 2	2 584	1 737	1 876	2 250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH „Crystal“ / PATRIZIA GmbH	4	1150–1200	Zechstein 2	610	371	390	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1156–1701	Zechstein	167	108	108	300
Huntorf <sup>2</sup>	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650–1400	Zechstein	441	324	324	450
Jemgum-astora	NI	astora GmbH, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950–1500	Zechstein 2	972	722	875	775
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1400	Zechstein	519	342	342	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	9	500–700	Zechstein 2	501	450	450	1 000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	2	1300–1750	Rotliegend	90	56	99	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910–1450	Zechstein	301	257	257	400
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950–1300	Zechstein	1 717	1 301	1 301	1 780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1279–1453	Zechstein	530	337	337	895
Reckrod	HE	MET Germany Holding GmbH	3	800–1100	Zechstein 1	178	130	130	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900–1200	Zechstein	118	91	91	140
Staßfurt	ST	RWE Gas Storage West GmbH	9	400–1130	Zechstein	734	615	615	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1000	Zechstein	204	172	172	320
<b>Summe</b>			<b>270</b>			<b>19 585</b>	<b>14 290</b>	<b>14 914</b>	<b>21 590</b>

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2022. \* Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.  
 Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt.  
<sup>1</sup> Kein Zugang zum deutschen Netz, <sup>2</sup> Einschließlich Neuenhuntrorf.

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

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780–950	Zechstein 2	96		73	920
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1090–1420	Zechstein			50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1200–1600	Zechstein 2	3 000		2020	
Jemgum-astora	NI	astora GmbH, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	8	950–1500	Zechstein 2	1 200		875	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	3	500–700	Zechstein 2	182		164	
<b>Summe</b>			<b>37</b>			<b>4 478</b>		<b>3 182</b>	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2022. \*Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.  
 Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt.

## 7. Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

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

Deutschland muss sein benötigtes Rohöl zu rund 97 % importieren (s. Kap. 4). Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende

Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen vorzuhalten.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2021/2022 (EBV 2022) über einen Vorrat von 22,1 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 3,6 % 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.

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

Ort	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
Bernburg-Gnetsch	ST	K+S Minerals and Agriculture GmbH	Salzlager-Kavernen	m 510–680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1430	5	Rohöl	in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	6	Benzin, Diesel, Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000–1400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG ETZEL GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660–760	1	Butan	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagen-gesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800–1100	1	Ethylen	in Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1200	1	Propylen	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzstock-Kavernen	700–820	9	EDC	außer Btr.
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200–2000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
<b>Summe</b>					<b>105</b> <b>(in Betrieb)</b>		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2022.

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

## 8. Literatur und Links

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2023): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022. – Berlin/Bergheim, <[www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de)>.

BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E. V. (BVEG) (2023): Statistischer Bericht 2022; Hannover, <[www.bveg.de](http://www.bveg.de)>.

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2022): Bericht über das Geschäftsjahr 2021/2022. – Hamburg, <[www.ebv-oil.org](http://www.ebv-oil.org)>.

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

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

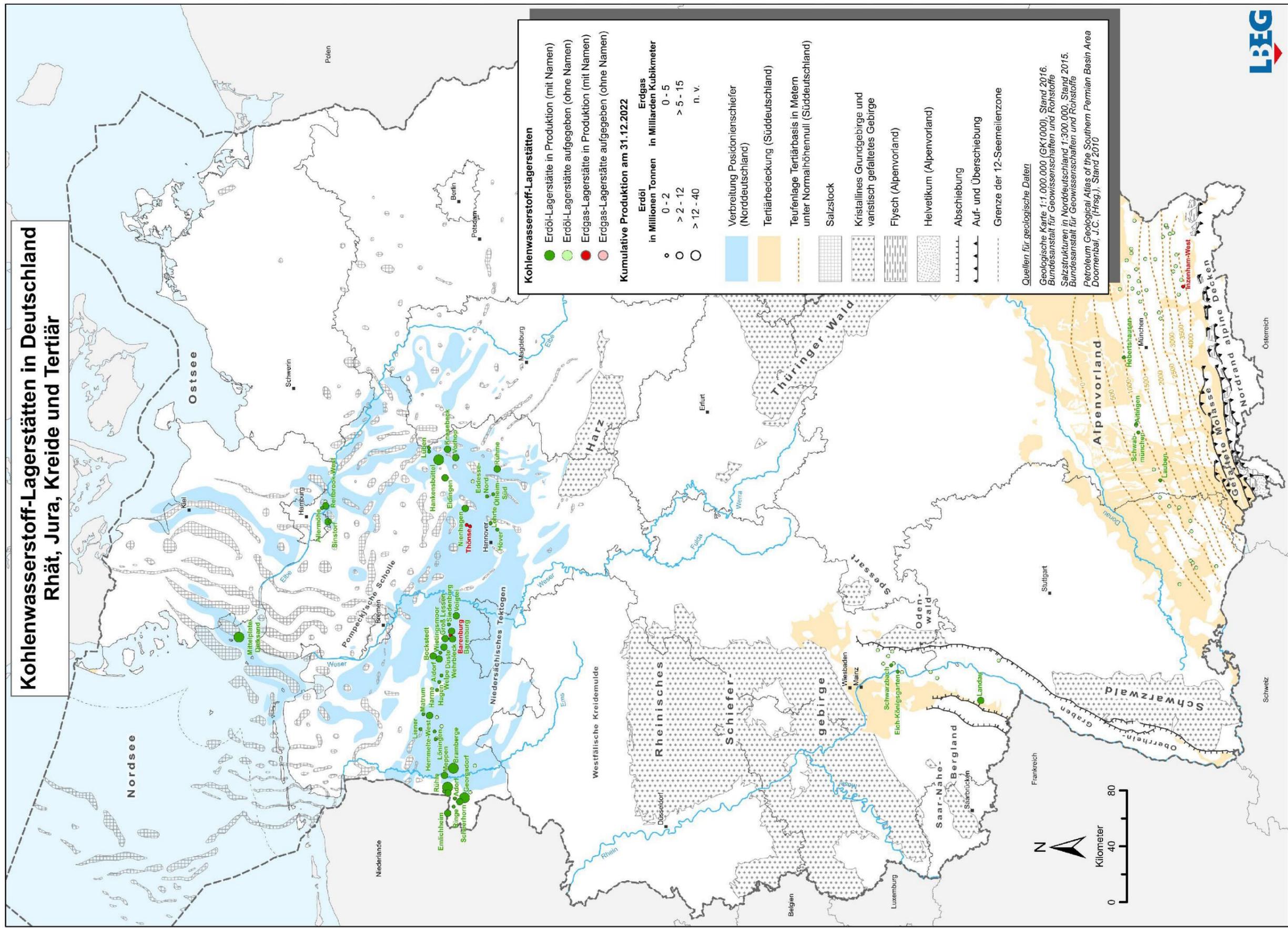
PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven – Exploration - Produktion (Glossar). – Geol. Jb. **D 109**; Hannover.

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

## Anlagen

- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland – Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland – Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2023.
- Anl. 4: Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen am 31.12.2022.
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1932 bis 2022 (Stand 31.12.2022).
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2022 (Stand 31.12.2022).
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland (Stand 31.12.2022).
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland (Stand 31.12.2022).
- Anl. 9: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand 01.01.2023).
- Anl. 10: Verhältnis Reserven/Produktion (Stand 01.01.2023).
- Anl. 11: Kumulative Produktion und Reserven (Stand 01.01.2023).
- Anl. 12: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 13: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland (Stand 31.12.2022).

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



**Kohlenwasserstoff-Lagerstätten**

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

**Kumulative Produktion am 31.12.2022**

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

**Verbreitung Posidonienschiefer (Norddeutschland)**

**Tertiärbedeckung (Süddeutschland)**

**Teufentiefe Tertiärbasis in Metern unter Normalhöhennull (Süddeutschland)**

**Salzstock**

**Kristallines Grundgebirge und variszisch gefaltetes Gebirge**

**Flysch (Alpenvorland)**

**Helvetikum (Alpenvorland)**

**Abschiebung**

**Auf- und Überschiebung**

**Grenze der 12-Seemeilenzone**

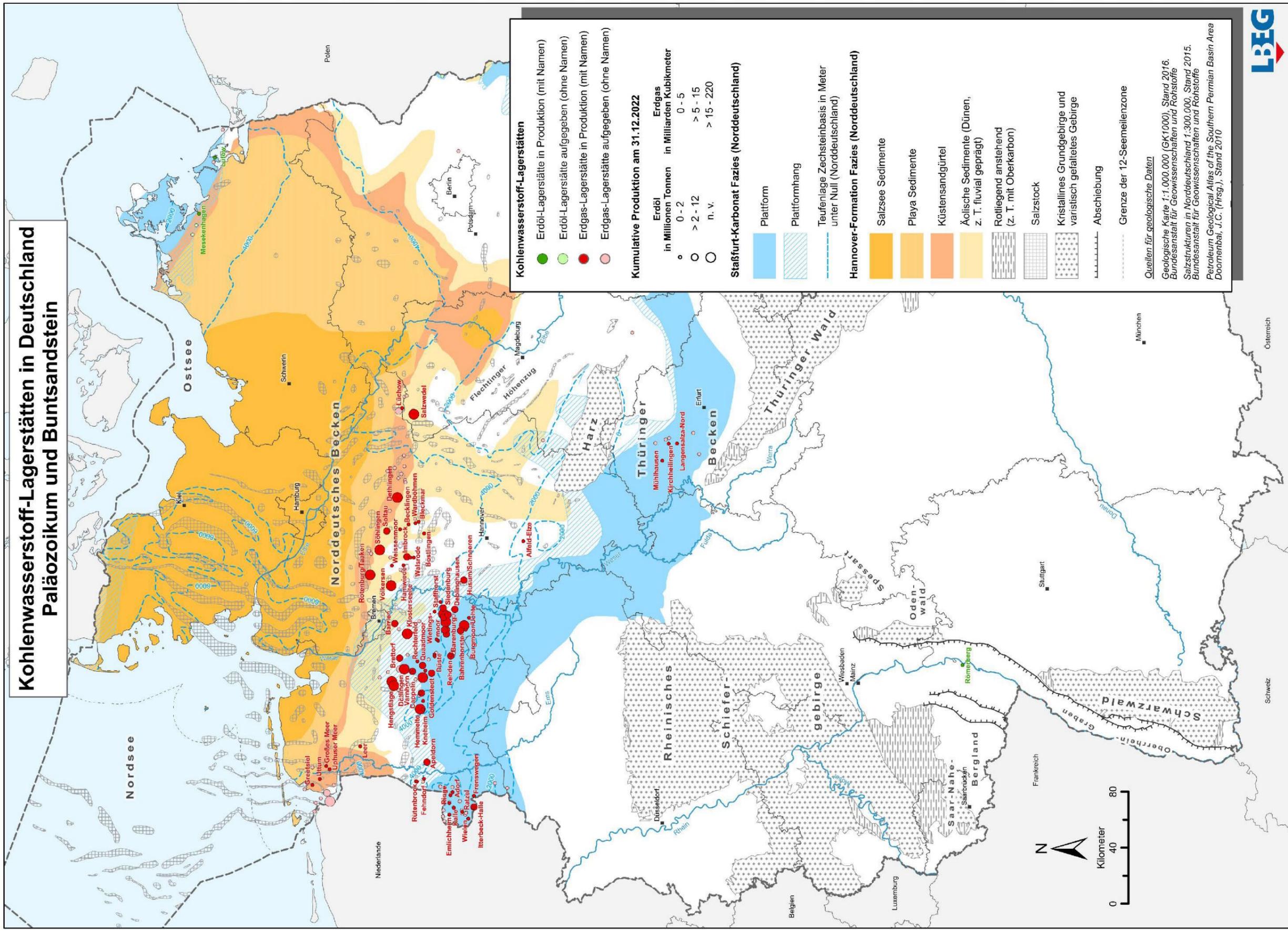
*Quellen für geologische Daten*

Geologische Karte 1:1.000.000 (GK1000), Stand 2016.  
 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe  
 Salzstrukturen in Norddeutschland 1:300.000, Stand 2015.  
 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe  
 Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area  
 Doornik, J.C. (Hrsg.), Stand 2010



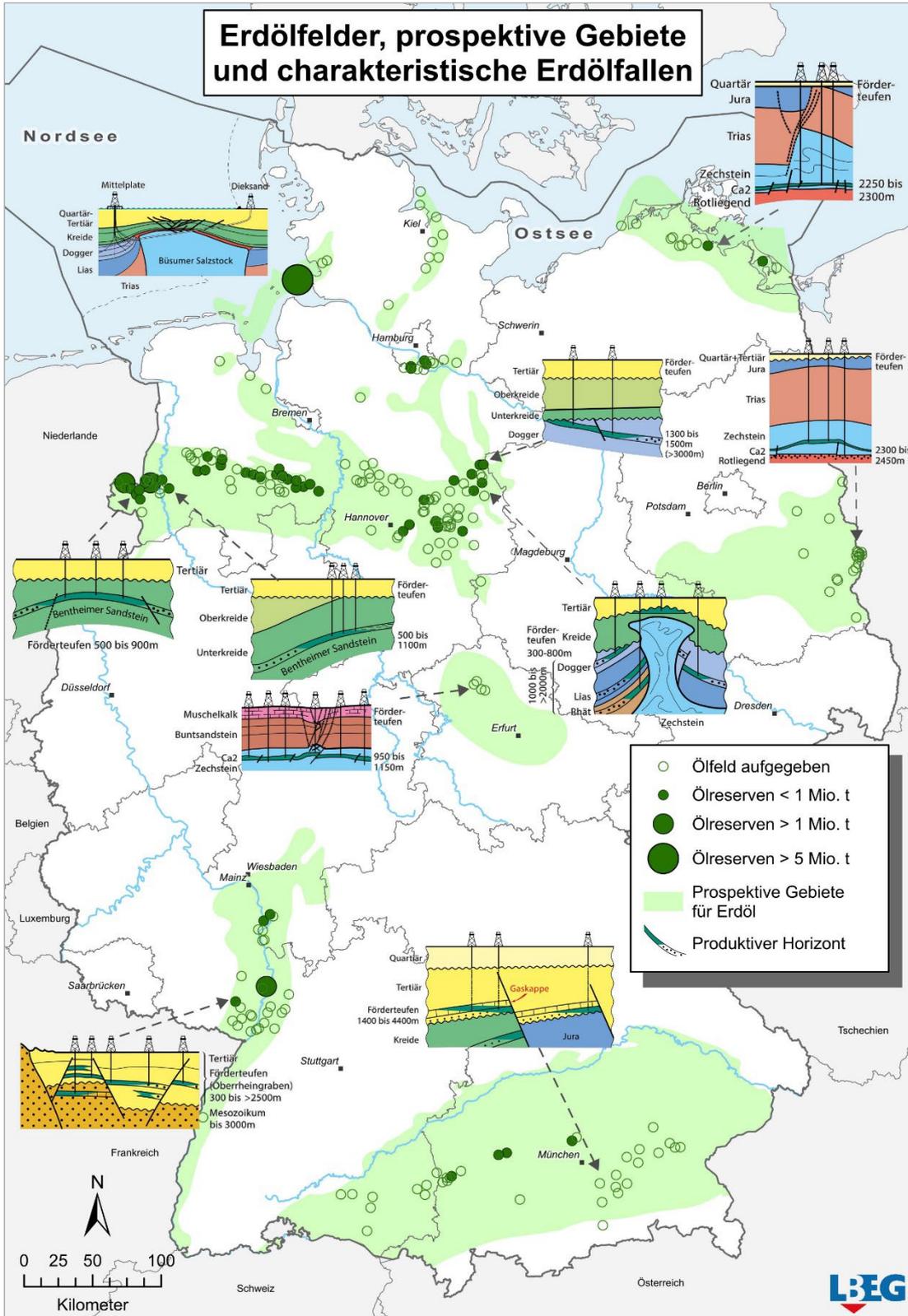
Anlage 1: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland. Jura, Kreide und Tertiär.

# Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland Paläozoikum und Buntsandstein



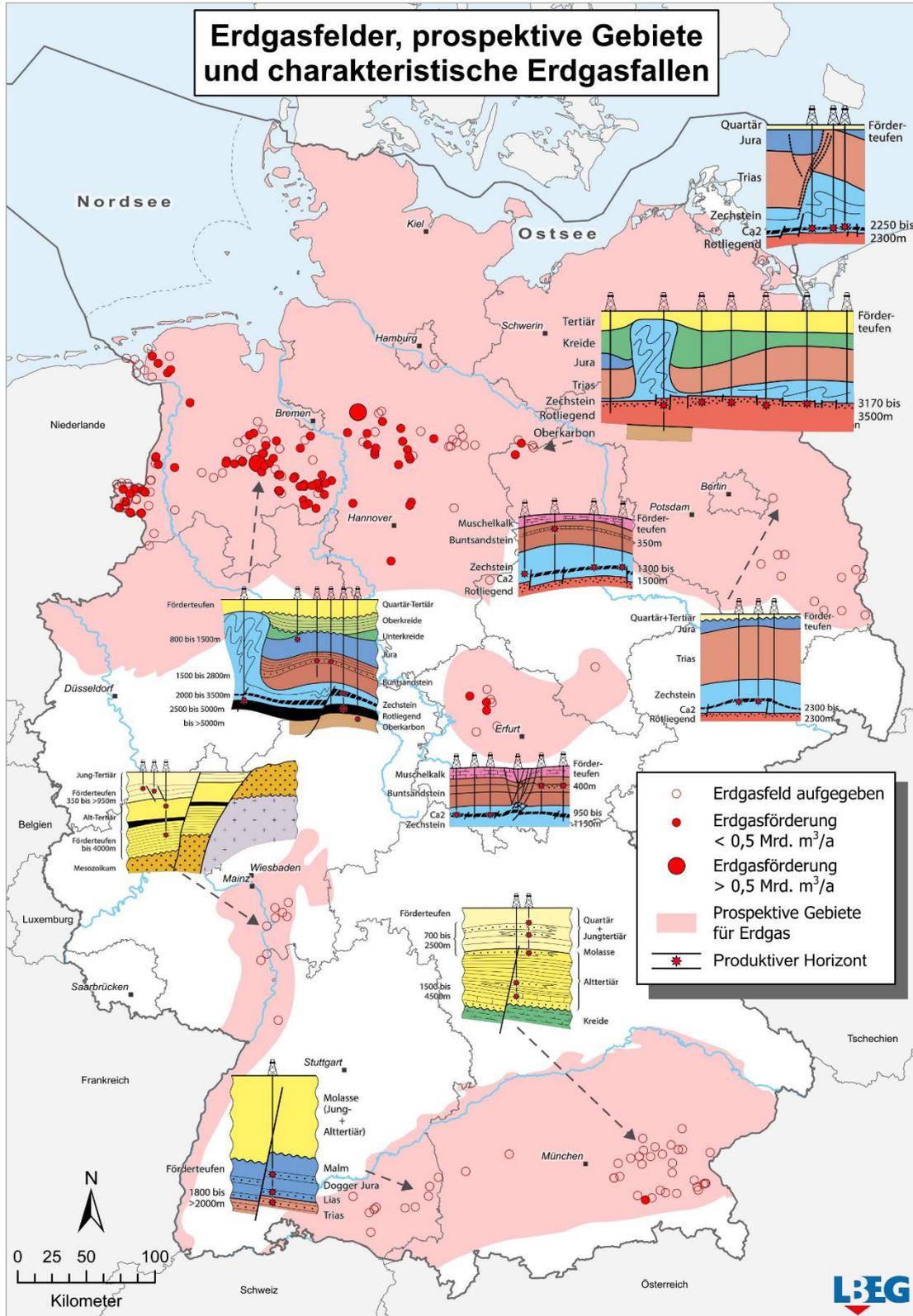
Anlage 2: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.

Anlage 3



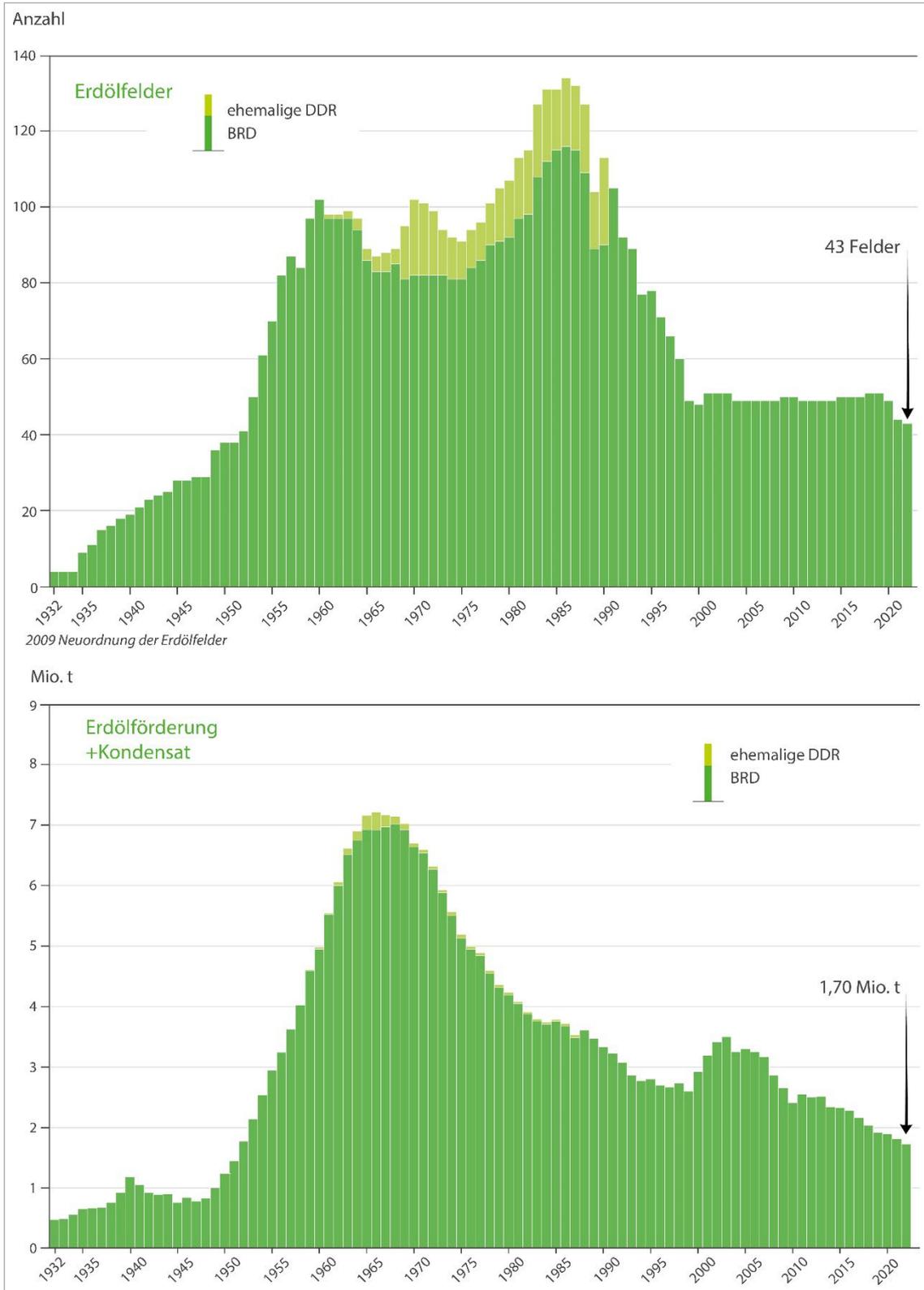
Anl. 3: Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2023.

Anlage 4



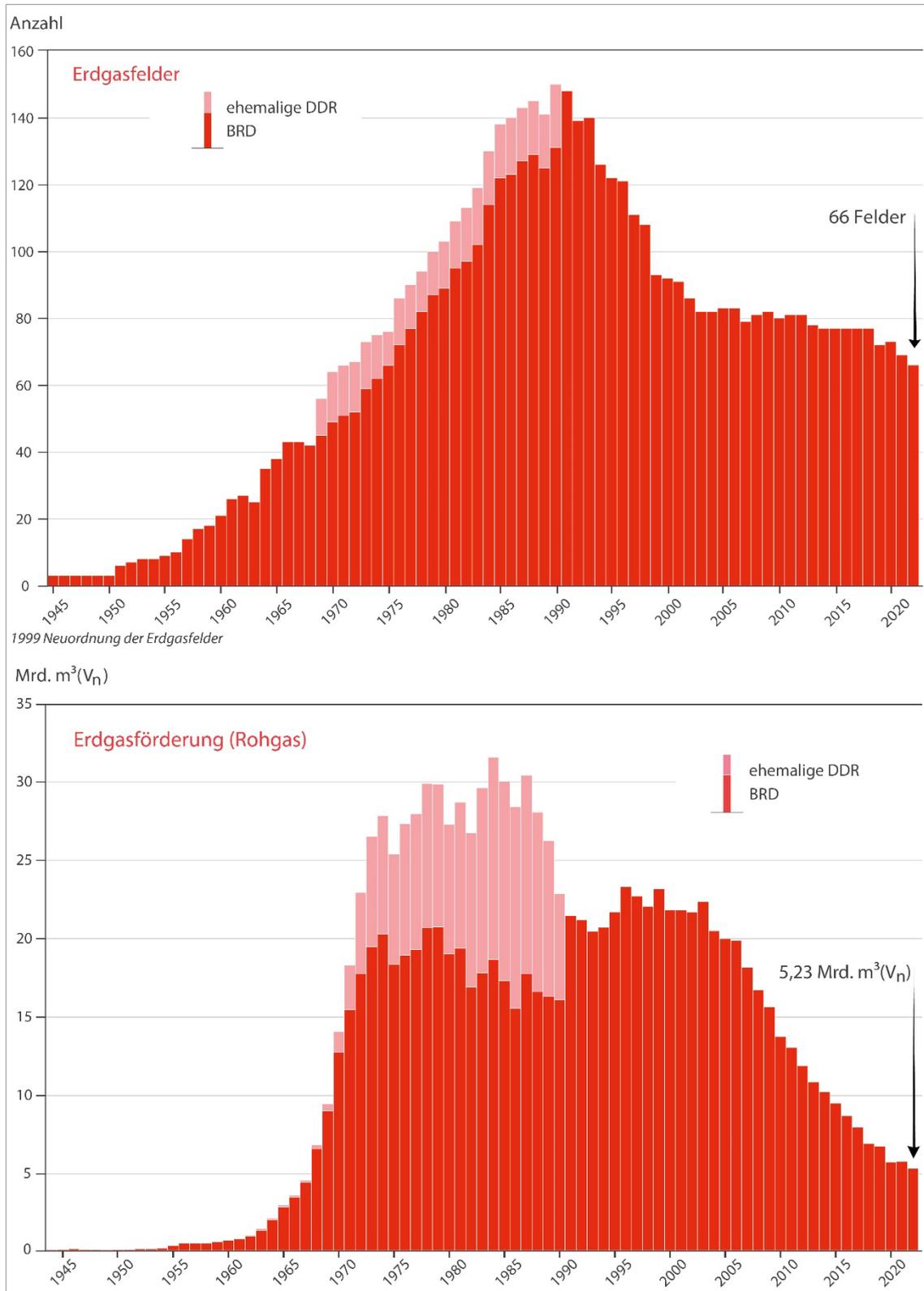
Anl. 4: Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen am 31.12.2022.

## 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 7

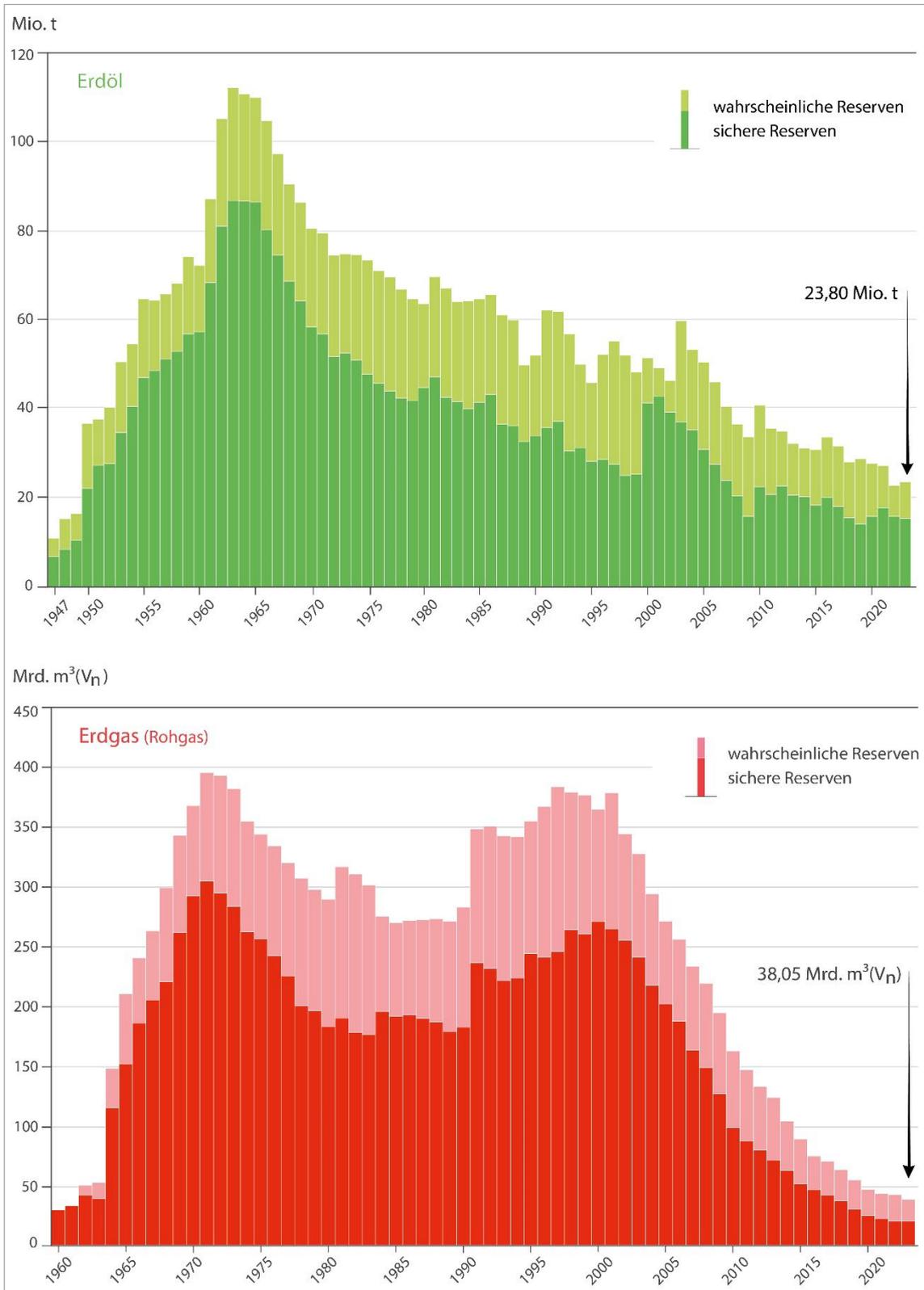
Erdöllagerstätten in Deutschland		Stratigraphie																			
		nördlich der Elbe		Oder/Weiße- Elbe		Elbe - Weser				Weser - Ems				westlich der Ems		Oberriental		Alpenvorland			
Tertiär	Pliozän																				
	Miozän																				
Oligozän	Chatt																				
	Rupel																				
Eozän	Lattorf																				
	Paläozän																				
Kreide	Oberkreide																				
	Apt./Hauterive																				
	Valendis																				
	Wealden																				
Jura	Obermalm 6																				
	Obermalm 5-3																				
	Obermalm 2																				
	Obermalm 1																				
	Kimmeridge																				
	Oxford																				
	Zeta																				
	Epsilon																				
	Delta																				
	Gamma																				
Lias	Beta																				
	Posidoniensch.																				
Trias	Alpha																				
	Rhät																				
	Mittlerer Keuper																				
Perm	Muschelkalk																				
	Buntsandstein																				
	Zechstein																				
Rotliegend																					



Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland (Stand 31.12.2022).

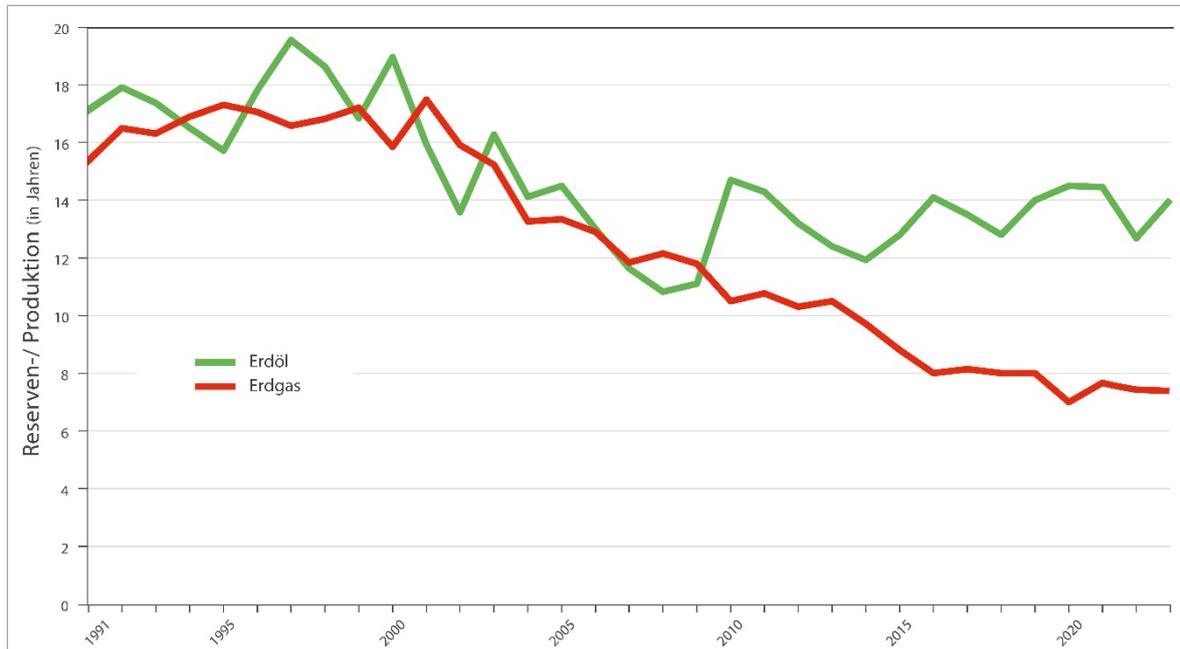


## Anlage 9



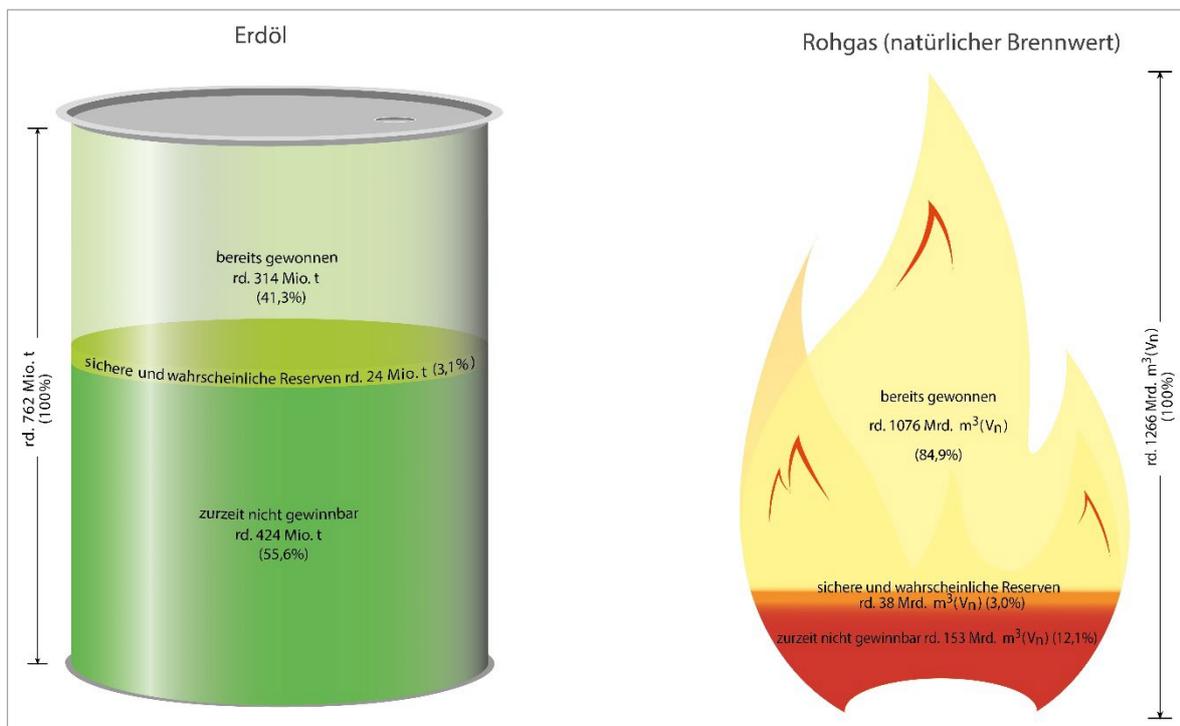
Anl. 9: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand 01.01.2023).

## Anlage 10



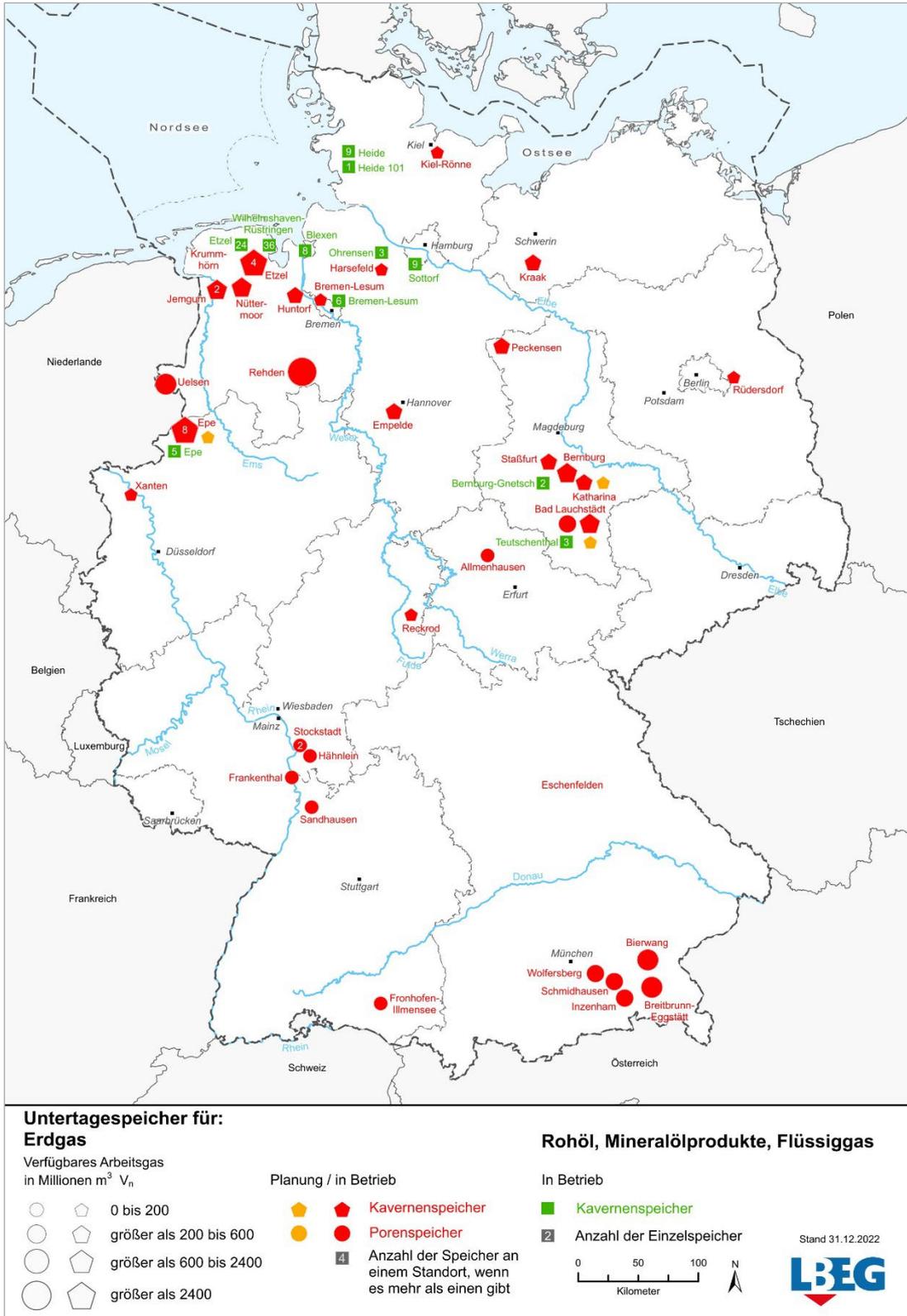
Anl. 10: Verhältnis Reserven/Produktion (Stand 01.01.2023).

## Anlage 11



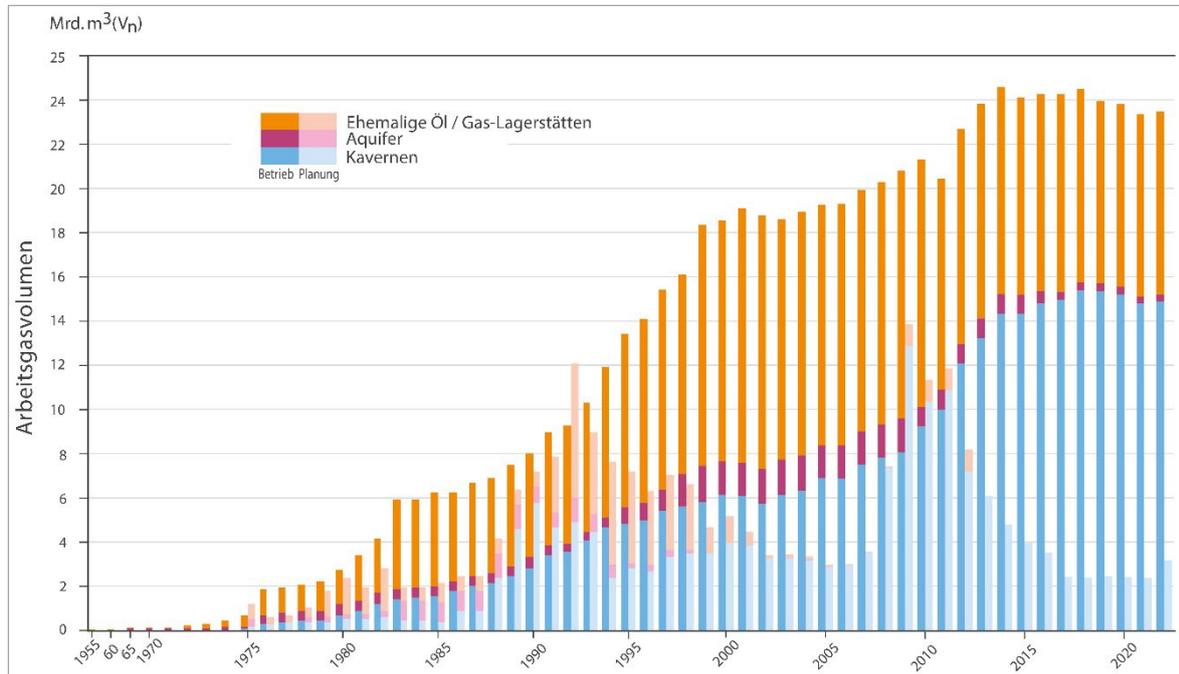
Anl. 11: Kumulative Produktion und Reserven (Stand 01.01.2023).

# 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