



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2021





Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2021

Hannover 2022

Titelbild

Das Titelbild zeigt die Bohranlage auf der Lokation der Bohrung Adorf Z16, mit der diese Bohrung im Auftrag der Firma Neptune Energy im Jahr 2021 in Hoogstede erfolgreich abgeteuft wurde. Die Bohrung wurde in den Sandsteinen des Oberkarbon gasföndig und hat den Erdgasfund der bereits im Vorjahr abgeteuften Bohrung Adorf Z15 bestätigt und deutlich nach Osten erweitert. Eine moderne Aufbereitungsanlage für das Rohgas wurde errichtet und inzwischen produzieren beide Bohrungen Erdgas, das vor Ort in das lokale Netz eingespeist wird. Allein die Bohrung Adorf Z15 könnte knapp 45 000 Haushalte pro Jahr mit Erdgas versorgen. Mitte 2022 soll eine Erdgasbohrung namens Adorf Z17 in der Gemeinde Georgsdorf im Landkreis Grafschaft Bentheim niedergebracht werden, um die Ausdehnung der Lagerstätte noch weiter nach Osten nachzuweisen und zu erschließen. Anfang 2022 haben lokale Fachunternehmen bereits den Bohrplatz auf dem ehemaligen Torf-Verladeplatz am Torfabfuhrweg gebaut.

Foto: © Schöning Fotodesign für Neptune Energy Deutschland GmbH,

Text: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie/Neptune Energy Deutschland GmbH.



© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Referat Energieressourcen, Geothermie

Stilleweg 2
30655 Hannover
Tel. 0511 643 0
Fax 0511 643 2304

Download unter www.lbeg.niedersachsen.de
Stand: 24.04.2023

Vorwort

Dieser Jahresbericht erscheint zu einem Zeitpunkt, an dem sich die bislang gekannte Weltordnung und die damit verbundenen Sicherheiten – auch in der Rohstoffpolitik – schlagartig geändert haben. Die Folgen zu starker Abhängigkeiten führen uns vor Augen, wie vulnerabel Deutschland als viertgrößte Volkswirtschaft der Erde ist. Unsere Versorgung insbesondere mit Öl, Erdgas und Kohle muss und wird aktuell in sehr kurzer Zeit auf eine breitere Basis gestellt. Die Krise des Jahres 2022 legt den Rückschluss nahe, dass Transformationsprozesse im Energiebereich beschleunigt, Hemmnisse abgebaut und Bezugsquellen diversifiziert werden müssen. Die Nutzung erneuerbarer Energien muss schneller ausgebaut werden, daran gibt es keinen Zweifel. Wir sind aber in den kommenden Jahren auf fossile Energieträger angewiesen. Aufgrund des Ukraine-Krieges wird Russland nicht mehr unser Hauptlieferant bleiben, andere Regionen der Welt sowie auch unsere Nachbarländer müssen die Versorgungslücke schließen. Diese Situation ist verbunden mit vielen Unwägbarkeiten und Herausforderungen, bietet jedoch auch die Chance der Energie-Transformation – mit dem ja ohnehin ausgerufenen Ziel zu einer CO₂-neutraleren Klimabilanz.

Erdöl und Erdgas bleiben allerdings als Brückentechnologie noch ein zentraler Baustein der Energieversorgung und sind für die Energieerzeugung einstweilen unverzichtbar. Zeigen aktuelle Daten doch, dass mehr als die Hälfte der Energie, die in Deutschland verbraucht wird, auf diese beiden Energieträger fällt. Aber auch in anderen Wirtschaftsbereichen erlangen diese beiden Rohstoffe eine besondere Bedeutung. So dient, neben der Energieerzeugung, Erdöl beispielsweise für die Herstellung von zukunftssträchtigen Technologien wie Smartphones, Windrädern oder auch Medikamenten. Erdgas hingegen ist ein wichtiger Rohstoff für die chemische Industrie zur Produktion von Wasserstoff oder Synthesegasen, welche wichtige Ausgangsstoffe für die Produktion von Kunststoffen darstellen.

Ein Jahresbericht wie der jetzt vorliegende dient jedoch vor allem der Rückschau, deshalb möchten wir auf das Jahr 2021 zurückzublicken – also das Vorkriegsjahr. Geprägt war es in erster Linie von den Herausforderungen der Corona-Pandemie. Wie bereits im ersten Jahr der Pandemie konnte sich der coronabedingte Einbruch der Bohraktivitäten nicht wieder erholen. So wurde keine neue Explorationsbohrung abgeteuft. Unser Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland“ zeigt, dass die heimische Förderung weiterhin rückläufig ist. Er enthält alle Zahlen, Daten und Fakten zum Konzessionswesen, zu Bohraktivitäten, Exploration und Produktion sowie zu Reserven von Kohlenwasserstoffen.

Der weiter steigende Bedarf und die sinkenden Fördermengen im Inland zeigen die Abhängigkeit Deutschlands von Rohstoffimporten. Umso bedeutender ist, dass Deutschland künftig ausreichend nationale Gasreserven vorhalten wird, um etwaige Lieferengpässe auszugleichen und die Gasversorgung sicherzustellen. Der Bundestag hat hierfür im März 2022 ein Gesetz verabschiedet.

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

Ihr

Carsten Mühlenmeier

Präsident des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	5
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen	6
Zusammenfassung	7
Summary	8
1 Bohraktivität	9
1.1 Explorationsbohrungen	9
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	11
1.3 Bohrmeterleistung	13
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	15
2 Geophysik	17
3 Konzessionswesen	18
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	23
4.1 Erdölförderung.....	23
4.2 Erdgasförderung.....	28
5 Erdöl- und Erdgasreserven	33
5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2022.....	33
5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2022.....	34
5.3 Reservendefinitionen.....	36
6 Untertage-Gasspeicherung	38
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung.....	38
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	39
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2021	40
7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	47
8 Literatur und nützliche Links	49
Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme	

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2021.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2021.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2016 bis 2021, aufgeschlüsselt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2021, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: *Geophysikalische Messungen 2021* - entfällt.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2021.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2021.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2021.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2017 bis 2021.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2021.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2019 bis 2021 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2020 und 2021 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2017 bis 2021.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2021 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2019 bis 2021 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2020 und 2021 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2022 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2022 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2022 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2022).
- Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2021).
- Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2021).
- Tab. 23: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 24a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 24b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 25: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2021.
- Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.
- Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung.
- Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe.
- Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee.
-
- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.
- Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2021.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2021.
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland.
- Anl. 9: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 10: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 11: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland.
- Anl. 12: Verhältnis Reserven/Produktion.
- Anl. 13: Erdöl und Erdgas in Deutschland. Kumulative Produktion und Reserven.
- Anl. 14: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 15: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland.

Zusammenfassung

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 2021. 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 2020 um weitere 10 500 km² auf 25 000 km² verkleinert. Es wurde lediglich eine neue Erlaubnis in Baden-Württemberg erteilt. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Brandenburg, Saarland, Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen.

Oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas wurden in 2021 nicht durchgeführt.

Nach dem coronabedingten Einbruch der Bohraktivität in 2020 hat sich diese in 2021 nicht substantiell erholt. Gegenüber dem Allzeittief in 2020 ist die Bohrmeterleistung in 2021 um etwa 2500 m auf 8740 m angestiegen.

In 2021 wurden keine neuen Explorationsbohrungen gebohrt. Drei Explorationsbohrungen aus den Vorjahren hatten noch kein Ergebnis erhalten. Davon wurde eine in 2021 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; sie ist nicht fündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen hat sich gegenüber sechs im Vorjahr auf drei halbiert. Eine Bohrung, die ihre Endteufe bislang nicht erreicht hatte, ruhte nahezu das ganze Jahr. Weitere sieben Bohrungen aus den Vorjahren warteten noch auf ein Ergebnis. In 2021 wurden sechs Bohrungen mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen. Davon wurden

drei Bohrungen fündig und drei Hilfsbohrungen haben ihr Ziel erreicht.

Die Erdgasförderung ist nahezu stabil geblieben. Gegenüber dem Vorjahr konnte die Jahresfördermenge um 0,8 Prozent gesteigert werden und betrug 5,7 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Erdölförderung war demgegenüber abermals rückläufig. Im Vergleich zum Vorjahr hat die Fördermenge um 4,7 Prozent abgenommen und betrug 1,8 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist weiter zurückgegangen, wenn auch nur leicht. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 1 Mrd. m³ (2,3 Prozent) abgenommen und beliefen sich auf 42,2 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die in 2021 entnommene Fördermenge konnte also größtenteils durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr deutlich um 4,5 Mio. t (16,4 Prozent) verloren und betrug 22,9 Mio. t. Die Reserven haben also wesentlich mehr verloren als die in 2021 entnommene Fördermenge.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,4 Mrd. m³ auf 23,3 Mrd. m³ verringert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch um weitere 2,4 Mrd. m³ ausgebaut werden.

Summary

This report summarizes the results of oil and gas exploration and production, as well as underground gas storage activity in Germany for 2021. 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 2020, the total area of exploration licenses has decreased by a further 10,500 km² to 25,000 km². Only one new exploration license was granted in Baden-Württemberg. Exploration licenses or parts thereof have expired in Mecklenburg-Western Pomerania, Lower Saxony, Brandenburg, Saarland, Baden-Württemberg, Bavaria, Rhineland-Palatinate and North Rhine-Westphalia.

Geophysical measurements to explore the subsurface for oil and gas were not carried out in 2021.

After the corona-related slump in in 2020, drilling activity did not recover substantially in 2021. Compared to the all-time low in 2020, the drilling meterage in 2021 has increased by around 2500 m to 8740 m.

No new exploration wells were drilled in 2021. Three exploration drilling projects from previous years had not yet received a result. One of these was completed in 2021 with final result; it was not successful.

The number of active development wells has halved from six in the previous year to three. A well that had not yet reached its final depth was idle for almost the whole year. A further seven wells from previous years were still waiting for a result. In 2021, six wells were completed with successful results, of which three wells found oil or gas and another three wells were successful as injection wells.

Gas production has remained almost stable. Compared to the previous year, annual production could be increased by 0.8 percent and amounted to 5.7 billion m³ in field quality.

In contrast, oil production declined again. Compared to the previous year, it decreased by 4.7 percent and amounted to 1.8 million t (including condensate).

Combined proven and probable gas reserves continued to decline, albeit only slightly. Compared to the previous year, the reserves decreased by 1 billion m³ (2.3 percent) and amounted to 42.2 billion m³ in field quality. The annual gas production withdrawn in 2021 could thus be largely replaced by new reserves.

Combined proven and probable oil reserves fell significantly by 4.5 million t (16.4 percent) compared to the previous year and amounted to 22.9 million t. The reserves have therefore decreased significantly more than the production volume withdrawn in 2021.

The available working gas volume of German underground gas storage facilities decreased by 0.4 billion m³ to 23.3 billion m³. According to current plans the working gas volume is to be increased by 2.4 billion m³ in the future.

1 Bohraktivität

Nachdem die inländische Bohraktivität in 2020 aufgrund der Folgen der Corona-Pandemie auf ein Allzeittief gesunken war, hat sie sich in 2021 nicht substantiell erholt.

Auch in 2021 wurde der überwiegende Teil der für das Jahr geplanten Bohrungen nicht durchgeführt. In der Folge hat die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter

angefallen sind) gegenüber dem Vorjahr sogar noch einmal deutlich von sieben auf drei abgenommen (Kap. 1.2).

Die Bohrmeterleistung ist gegenüber dem Vorjahreswert zwar um 40 Prozent angestiegen, aber die Zunahme ist durch den Basis-Effekt geprägt und bedeutet keine wirkliche Erholung (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 (Kapitel 1.4).

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2021 werden drei Bohrungen geführt (Tab. 1). Im Jahr 2021 wurde keine

neue Explorationsbohrung abgeteuft. Alle drei Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2021 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten.

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

Aufschlussbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG¹) (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 angetroffen, der Posidonienschiefer in einer Mächtigkeit von knapp 25 m. In beiden Formationen wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Die Bohrung wurde bei 1575 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 1677 m eingestellt. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich ist und direkt im Anschluss an das Abteufen in 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 Jahre 2011 identifiziert wurde. Primäre Zielhorizonte waren wie in Römerberg die Reservoirsandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoir im Muschelkalk und Keuper stellten die sekundären Ziele dar. Der Landepunkt der Bohrung bezogen auf Top Buntsandstein liegt un-

¹ Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tab. 2

gefähr 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 2415 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend wurden umfangreiche Fördertests auf den Muschelkalk, Keuper, die Pechelbronn-Gruppe und die Cerithien-Schich-

ten durchgeführt, die bis in das Jahr 2020 andauerten. Nach einer mehrmonatigen Pause, die der Pandemiesituation geschuldet war, wurde in 2021 ein erweiterter Produktionstest mittels Tiefpumpe auf die Cerithien-Schichten durchgeführt. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung stand Ende 2021 noch aus.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall Dea) (Anl. 2) sollte das Potenzial in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden, nachdem die Förderung der 1995 abgeteuften und hydraulisch stimulierten Düste Z9a nach wenigen Jahren wegen technischer Probleme eingestellt worden war. Die Bohrung wurde 2012 abgeteuft und traf die Sandsteine gasführend in einer mehrere hundert Meter mächtigen Wechsel-

folge mit Tonsteinen an. Es wurden sechs Bohrkern mit einer Gesamtlänge von ca. 130 m gezogen. Die geplanten hydraulischen Stimulationen im Anschluss an die Bohrphase wurden bislang nicht durchgeführt. In 2018/2019 wurden in mehreren Maßnahmen die Lage des Gas-Wasser-Kontaktes, geomechanische Parameter und Permeabilität ermittelt sowie eine Simulation der geplanten hydraulischen Stimulation durchgeführt. In 2021 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat gegenüber dem Vorjahr von sieben auf drei abgenommen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Eine Bohrung (Mittelplate-A 29), die ihre Endteufe noch nicht erreicht hat, ruhte nahezu das ganze Jahr und wurde im Dezember zur Wiederaufnahme der Bohrtätigkeit vorbereitet.

Zusätzlich waren weitere zehn Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2021 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2021 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2021 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 14 Bohrungen haben sieben ein Ergebnis erhalten; davon wurden drei Bohrungen fündig sowie eine nicht fündig gemeldet. Für drei 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 in 2021. Bohrlokationen siehe Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Weser-Ems</i> Lünne 1a ¹	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
<i>Oberrheintal</i> Schwegenheim 1 ¹	Neptune	32452440	5458897	n.k.E.	Buntsandstein	2415,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Weser-Ems</i> Düste Z10 ¹	Wintershall Dea	32465081	5839579	nicht fündig	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
Status mit Stand vom 31. Dezember 2021; ¹ : Endteufe vor 2021 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis							

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2021.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Westlich der Ems</i> Adorf Z16	Neptune	Oberkarbon	gasfündig
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i> Mittelplate-A 29 (6.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	Vorbereitung zu Wiederaufnahme der Bohraktivität
<i>Elbe-Weser</i> Böttersen Z11 ¹	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Hankensbüttel-Süd 96 ¹	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z4c ¹	Wintershall Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i> Leer Z5 (6.) ¹	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i> Rühlermoor 686a	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Elbe-Weser</i> Hankensbüttel-Süd 97 (2.) ¹	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht
Vorhop-Knesebeck H3b	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i> Emlichheim 522 ¹	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 526 ¹	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH		Status mit Stand vom 31. Dezember 2021	
Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH		¹ : Endteufe vor 2021 erreicht	
Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG			
Wintershall Dea – Wintershall Dea Deutschland GmbH			

1.3 Bohrmeterleistung

Nach dem coronabedingten Einbruch der Bohraktivität in 2020 hat sich diese - wie eingangs erwähnt - nicht substanziell erholt. Zwar ist die Bohrmeterleistung in 2021 gegenüber dem Allzeittief in 2020 um etwa 2500 m auf 8740 m angestiegen, aber im Vergleich zum Mittel der vorangehenden Jahre stellt der Wert von 2021 noch nicht einmal ein Drittel dar.

In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2021 den Werten der vorangehenden fünf Jahren 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 2016 bis 2021, aufgeschlüsselt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2016	37126	100	6985	18,8	1495	4,0	5499	14,8	4193	11,3	16750	45,1	2205	5,9
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
Mittelwert 2016-2020	29228	100	2490	8,5	5352	18,3	2635	9,0	1235	4,2	15401	52,7	2116	7,2

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2021, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
	m	m	m	m	m	m	m	%
Bundesland								
Niedersachsen	-	-	-	6988,0	503,1	1249,0	8740,1	100
Gebiet								
Elbe-Weser	-	-	-	-	-	1249,0	1249,0	14,3
Westlich der Ems	-	-	-	6988,0	503,1	-	7491,1	85,7

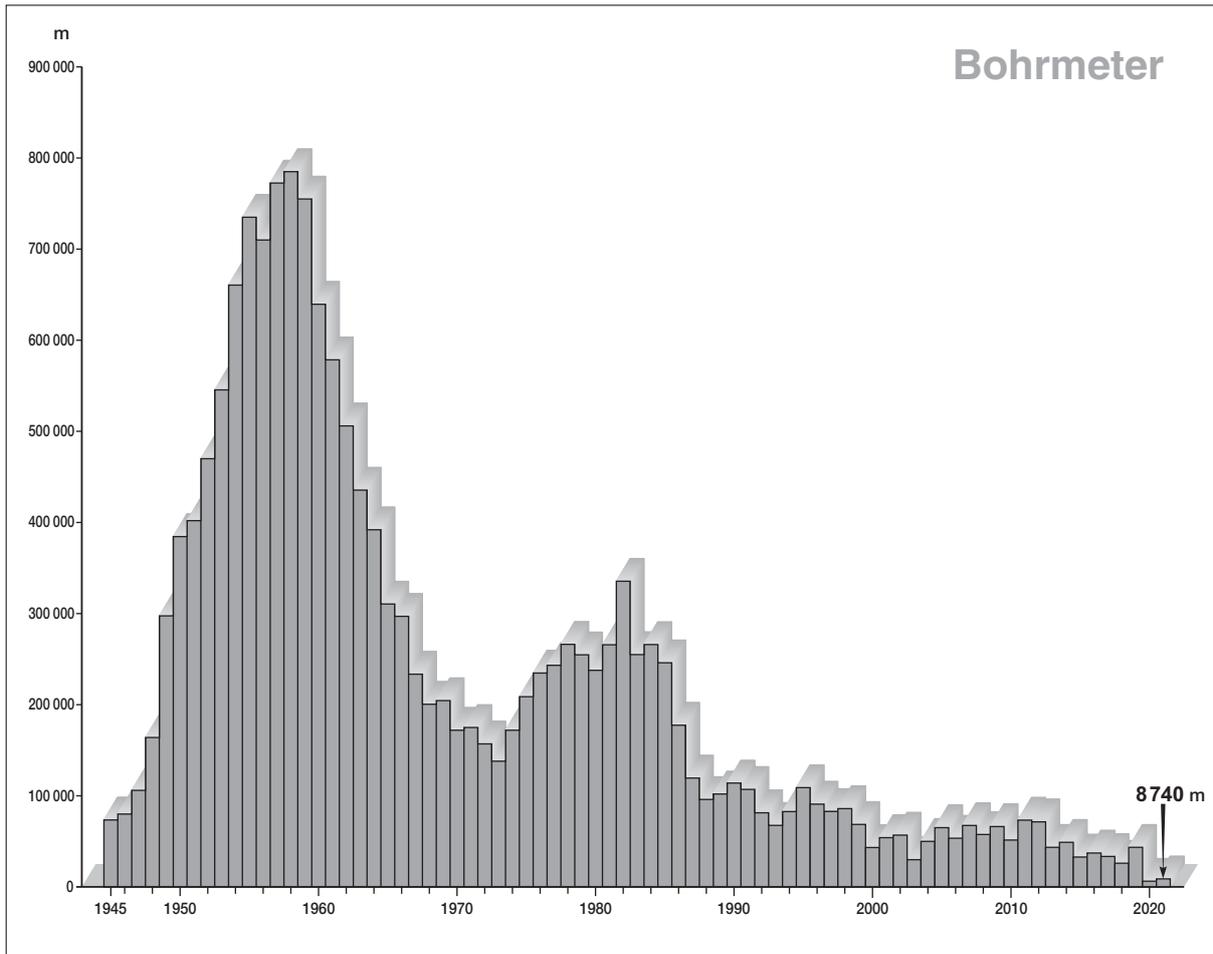


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2021.

1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Für die in Deutschland abgeteuften Bohrungen gilt seit 1.1.1981 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 evtl. Wiedererschließung. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 2001.

B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

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

Sie verfolgt einen bereits produzierenden Horizont entweder im Anschluss an eine fündige Bohrung oder im Gebiet eines Erdöl- oder Erdgasfeldes bei Kenntnis unkomplizierter Lagerungsverhältnisse. Die

Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

B2 Produktionsbohrung (production well, exploitation well)

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

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

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

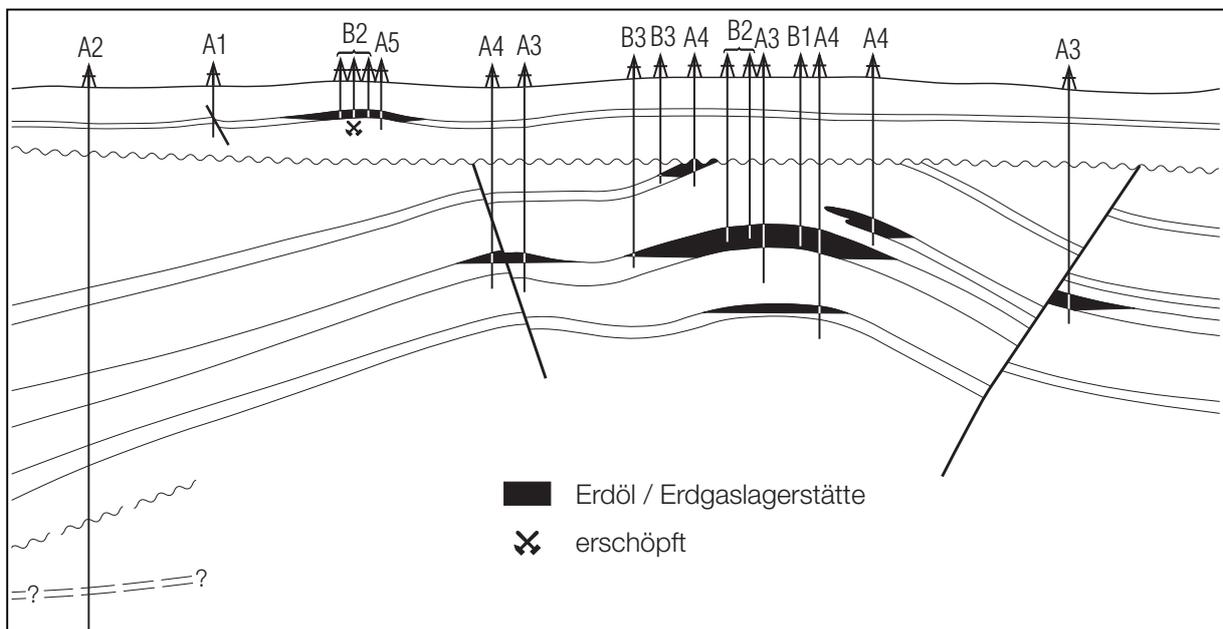


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

In 2021 wurden wie im Vorjahr keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas durchgeführt.

In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik überdeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt.

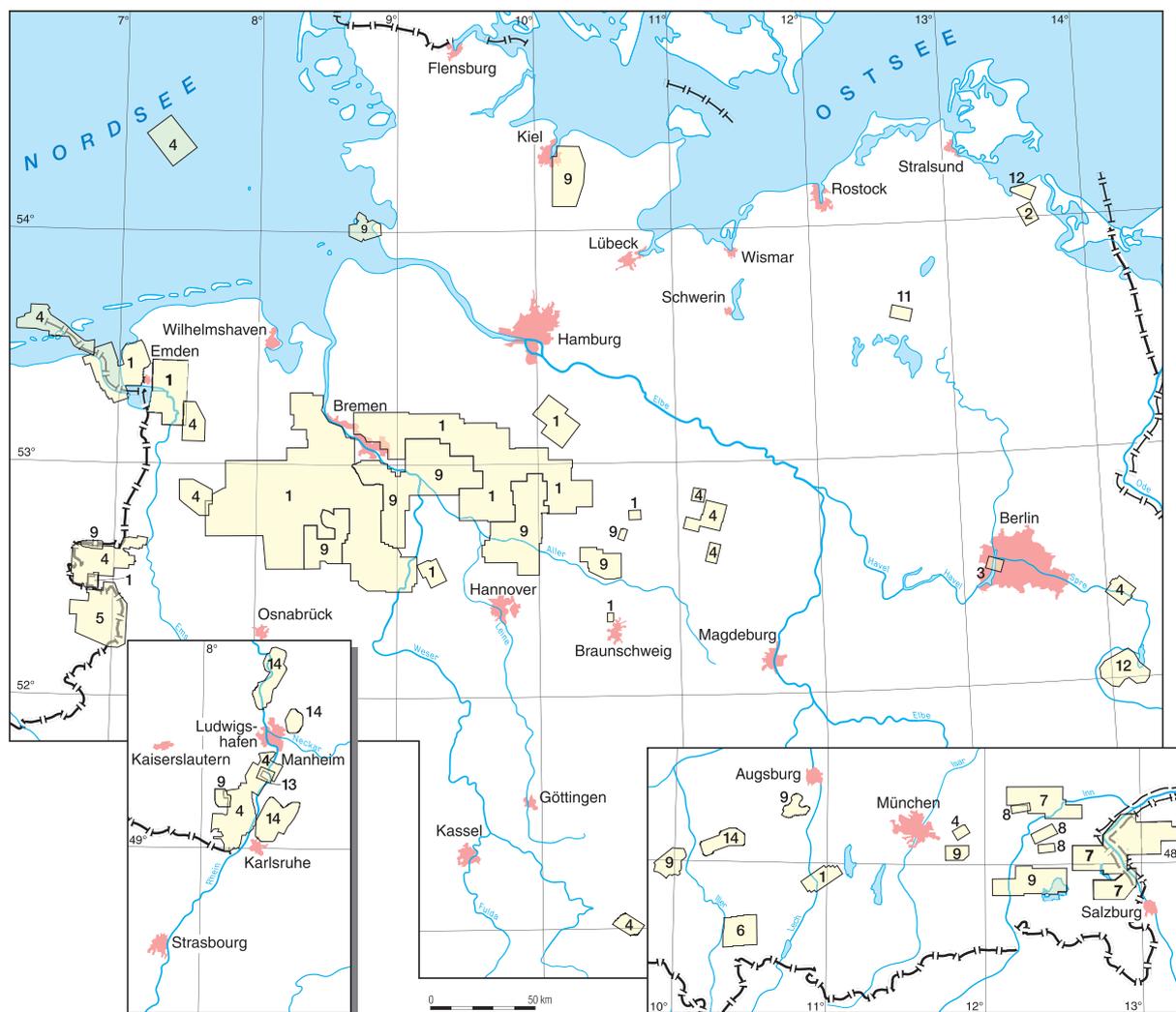


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: Neptune, 5: NAM, 6: OMV, 7: RDG, 8: E.ON, 9: Wintershall Dea, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: FGT, 14: Rhein Petroleum.

3 Konzessionswesen

Im Jahr 2021 hat die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen weiter abgenommen. Seit 2014 ist sie damit stetig rückläufig. Es wurde nur ein Erlaubnisfeld neu erteilt. Demgegenüber sind zahlreiche Erlaubnisfelder erloschen oder wurden verkleinert.

Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen um etwa 10 500 km² verringert und betrug Ende 2021 noch 25 000 km².

Das einzig neu erteilte Erlaubnisfeld liegt in Baden-Württemberg und hat eine Fläche von etwa 17 km².

24 Erlaubnisfelder sind durch Fristablauf, Aufhebung oder Widerruf erloschen bzw. infolge von Teilverlängerungen oder Teilaufhebungen verkleinert worden.

Die Flächenabnahme war in Mecklenburg-Vorpommern mit 3900 km² am größten. In Niedersachsen hat die Fläche der Erlaubnisfelder um etwa 3650 km² abgenommen, in Brandenburg um etwa 1300 km², im Saarland um 590 km², in Baden-Württemberg um etwa 580 km², in Bayern um etwa 300 km², in Rheinland-Pfalz um etwa 140 km² und in Nordrhein-Westfalen um etwa 30 km².

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2021.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
30	Altenheim II	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
Teilaufhebungen und Teilverlängerungen			
1	Reudnitz	Genexco GmbH	Brandenburg
01_18	Bedekaspel-Verkleinerung (jetzt Bedekaspel I)	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung) (jetzt Lingen I)	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide (jetzt Osterheide)	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Erloschene Erlaubnisse			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II *	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
19	Heidelberg-Weinheim	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim *	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
29	Engelsberg *	ONEO GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
3	Lübben	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
9	Zehdenick-Nord	Jasper Resources GmbH	Brandenburg
3	Plantagenetgrund KW	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
6	Oderbank KW	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
7	Ribnitz	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
12_10	Heemsen-Verkleinerung	ONEO Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
18_02	Borsum I	ONEO Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
19_04	Weesen I	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
8	Germersheim	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
33	Böchingen	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
34	Landau Südwest	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG Grubengas-Gewinnungs GmbH	Saarland
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5
* : Erlaubnis war bis 2020 im Verfahren, nun gemäß ursprünglicher Frist vor 2021 endgültig erloschen			

Der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderungen sind in den Tabellen 6 und 7

sowie in den Abbildungen 4 und 5 (Abb. 5 ohne Veränderungen im Bestand) dargestellt.

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2021.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie			
4	Salzach-Inn	ONEO GmbH & Co. KG	Bayern
9	Grafring	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Bayern
22	Starnberger See (großr. Aufsuch.)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
25	Egmatring (großr. Aufsuchung)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
27	Grafring Süd	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Bayern
28	Velden-Teising (großr. Aufsuch.)	Genexco Gas GmbH	Bayern
Bezirksregierung Arnsberg			
2	Julix	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
12	Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
13	Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevisen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
071	Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Nieders., Hamburg
135	Rotenburg	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
144	Harpstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
150	Scholen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
153	Verden-Verkleinerung	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Schleswig-Holstein
513	Hamwiede	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
98003	Celle	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
13_01	Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd., ONE-Dyas B.V.	Niedersachsen
13_05	Laarwald	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
14_02	Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
16_03	Aller	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
18_01	Bramsche I	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
19_01	Leda	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
19_02	Reesum	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
20_01	Bahrenborstel	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
20_02	Flechum	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
21_01	Bedekaspe I	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
21_02	Lingen I	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
21_04	Osterheide	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
41_18_01	NE3-0001-01	ONE-Dyas B.V., Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee (Nieders.)
41_18_02	NE3-0002-01	Petrogas E&P UK Limited, Danoil Exploration A/S	Nordsee (Nieders.)
41_18_03	NE3-0005-01 *	ONE-Dyas B.V., Neptune Energy Germany B.V., Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee (Nieders.)

Fortsetzung Tab. 7			
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg			
1	Reudnitz	Genexco GmbH	Brandenburg
6	Reudnitz-Südost	Genexco GmbH	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz			
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz *	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
23	Herxheimweyher *	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
35	Erlenbach	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Regierungspräsidium Darmstadt			
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Regierungspräsidium Freiburg			
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
27	Karlsruhe-Leopoldshafen	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
28	Graben-Neudorf	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
30	Altenheim II	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5
* : Erlaubnis im Verfahren			

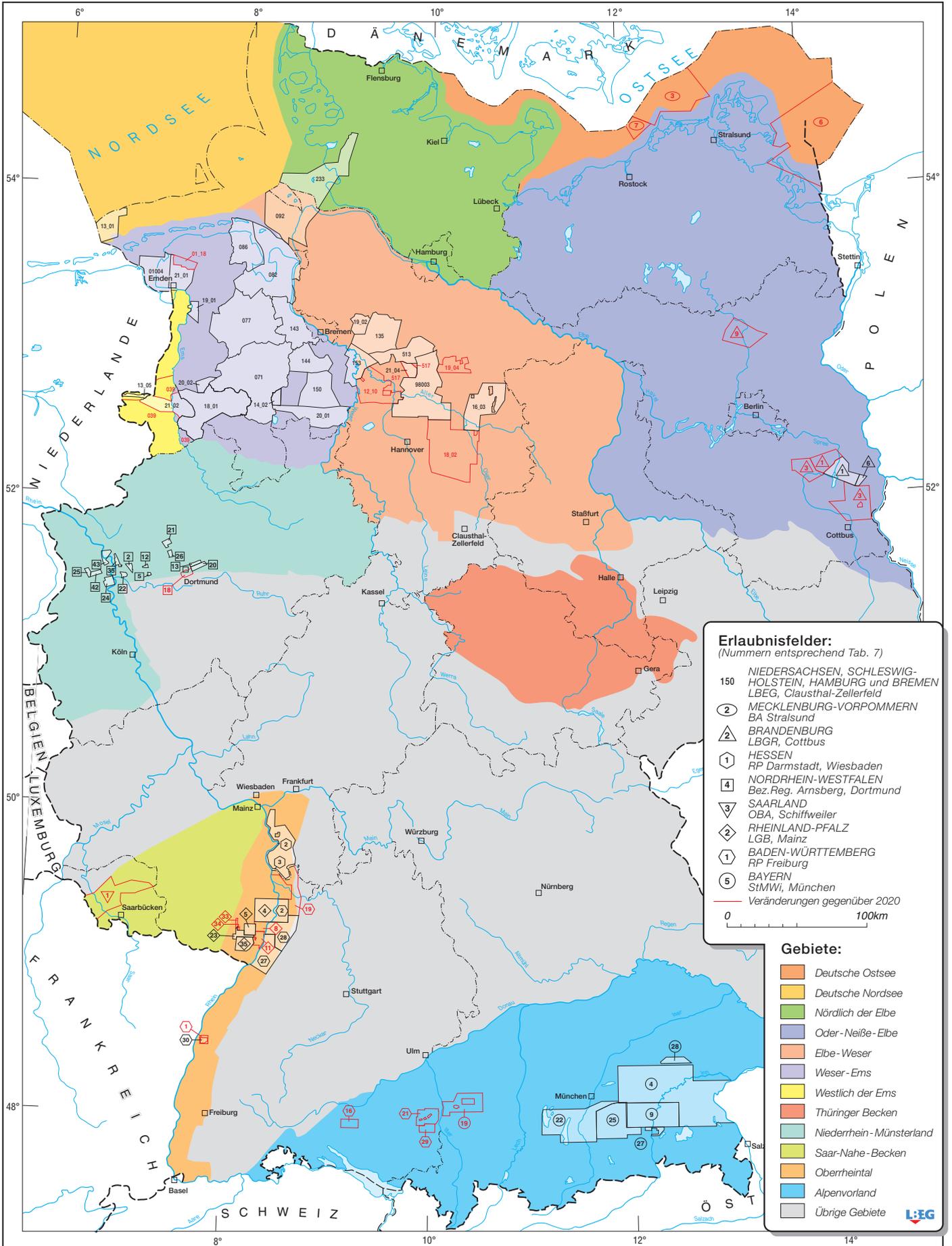


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2021. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

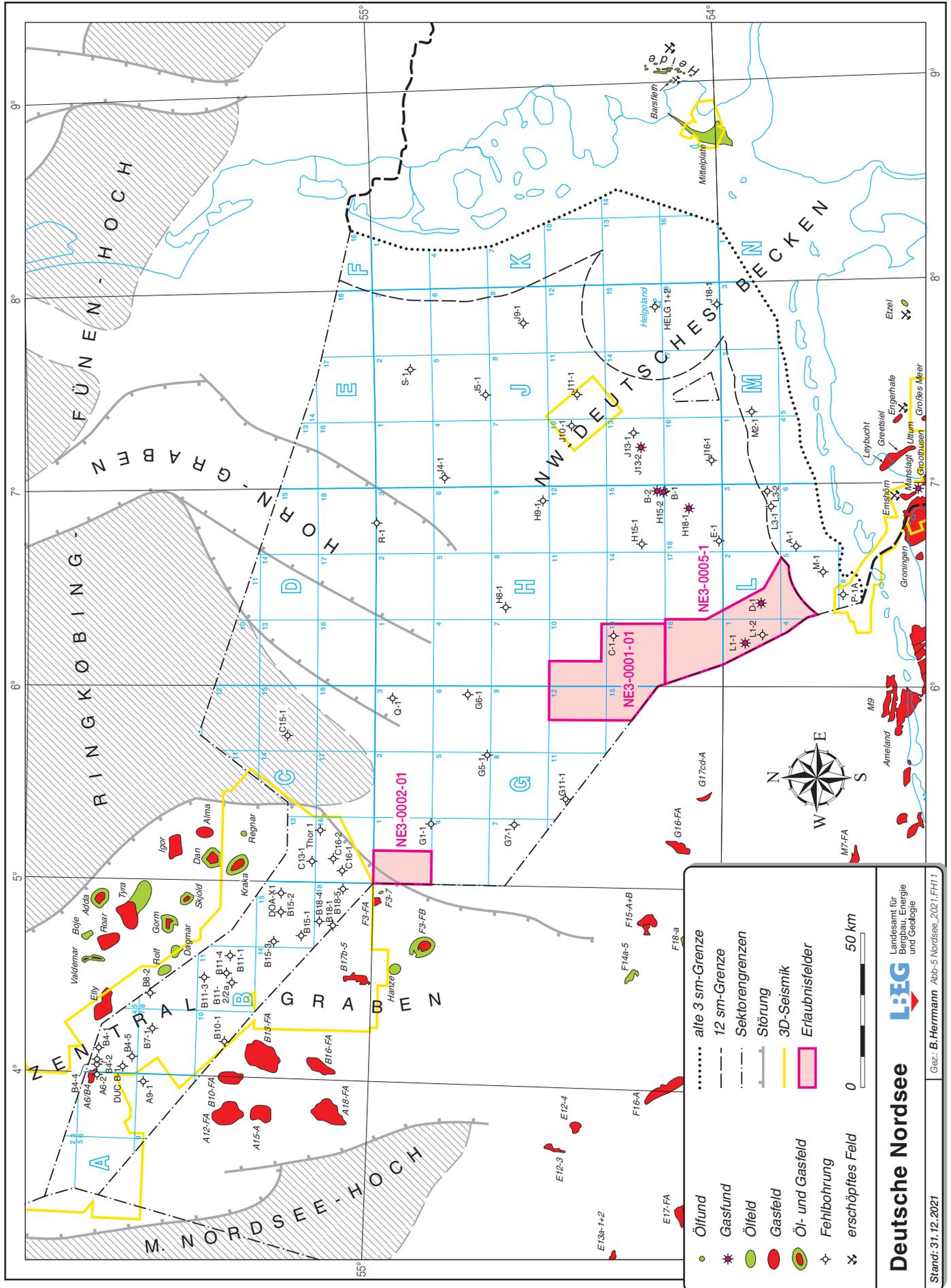


Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee.

Deutsche Nordsee Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Stand: 31.12.2021

Gz.: B.Herrmann, Abb.-5 Nordsee, 2021, FH1

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2021 1,8 Mio. t **Erdöl** (Tab. 8) und trug so zu 2 Prozent zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 92,4 Mio. t (AGEB 2022) in Deutschland bei.

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2021 bei 5,7 Mrd. m³(V_n) Rohgas (Tab. 8) bzw.

5,1 Mrd. m³(V_n) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3). Damit hat die letztjährige Erdgas- und Erdölgasproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 103,6 Mrd. m³ Reingas zu ca. 4,9 Prozent gedeckt (AGEB 2022).

4.1 Erdölförderung

Im Berichtsjahr 2021 wurden in Deutschland 1,8 Mio. t Erdöl einschließlich 9 187 t Kondensat gefördert (Tab. 8). Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 90 000 t (-4,8 Prozent) unter den Wert des Vorjahres von 1,9 Mio. t (Tab. 9 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 Prozent der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl in 2021 auf 1,06 Mio. t. Das sind rund 30 000 t weniger als 2020. Der Anteil an der deutschen

Gesamtförderung liegt damit bei 58,5 Prozent. Niedersachsen produzierte mit 563 853 t rund 20 000 t weniger. Das entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 31,2 Prozent. Auch in Rheinland-Pfalz wiederum fiel die Produktion mit 132 674 t um rund 33 000 t gegenüber dem Vorjahr (Tab. 8). Der Anteil an der Gesamtförderung lag damit bei 7,3 Prozent.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2021.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%
Baden-Württemberg	121	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	36 540	2,0	11 636 820	0,2	1 240 039	2,5	12 876 859	0,2
Hamburg	7 441	0,4	-	-	150 568	0,3	150 568	0,0
Hessen	216	0,0	-	-	2 655	0,0	2 655	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	9 228	0,5	-	-	2 000 258	4,0	2 000 258	0,0
Niedersachsen	563 853	31,2	5 353 955 615	94,2	29 443 987	59,4	5 383 399 602	93,9
Rheinland-Pfalz	132 674	7,3	-	-	1 691 587	3,4	1 691 587	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	295 365 859	5,2	-	-	295 365 859	5,2
Schleswig-Holstein	1 055 858	58,5	-	-	15 009 360	30,3	15 009 360	0,3
Thüringen	-	-	20 895 798	0,4	-	-	20 895 798	0,4
Summe	1 805 932	100	5 681 854 092	100	49 538 454	100	5 731 392 546	100

Nach **Fördergebieten** aufgeschlüsselt wurden in den Erdölgebieten nördlich der Elbe mit knapp 1,1 Mio. t 32 000 t oder 3,0 Prozent weniger gefördert als im Vorjahr. Westlich der Ems fiel die Produktion um 8 000 t (-2,0 Prozent) auf 366 000 t. Auch im Oberrheintal wurde mit 133 000 t 33 000 t (-19,7 Prozent) weniger Erdöl als im Vorjahr gefördert (Tab. 11).

Am Stichtag 31. Dezember 2021 standen 44 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden fiel um 61 auf 682 (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Erdölfelder Deutschlands erbrachten zusammen 90,2 Prozent der Gesamtölförderung in 2021. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion des förderstärksten Feldes Mittelplate/Dieksand um mehr als den Faktor acht höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems. Auf Platz drei folgt das Feld Römerberg im Oberrheintal (Tab. 10 und 12). In 16 der insgesamt 44 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 Jura gefördert. Mit 1,05 Mio. t Öl aus 25 Förderbohrungen produzierte das Feld 58 Prozent der deutschen Erdölerträge. Das sind 29 692 t weniger als im Vorjahr, was 2,8 Prozent der Produktion des Feldes ent-

spricht. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 42 234 t pro Bohrung.

Das Ölfeld Rühle produziert seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Im Berichtszeitraum 2021 wurde mit 126 021 t 2 Prozent weniger Erdöl gefördert als in 2020. 122 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 1 033 t pro Bohrung entspricht.

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 118 625 t Erdöl. Das sind 28,4 Prozent weniger gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 23 725 t.

Aus der gleichen geologischen Formation wie das Ölfeld Rühle fördert das Feld Emlichheim seit 1944. Aus 67 Sonden mit einer durchschnittlichen Förderleistung von 1 602 t Erdöl förderte Emlichheim 107 351 t im letzten Jahr.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2021 unter 100 000 t Erdöl.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2017 bis 2021.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2017	2,218	62,434	50	1000
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

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2021.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat-förderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2021	kumulativ	2021	kumulativ	
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	Win.Dea	1 055 858	39 040 471	15 009 360	543 274 436	25
HH	Reitbrook-Alt	1937	Neptune	122	2 607 832	13 773	56 416 998	-
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	Neptune	3 723	3 437 553	98 692	53 862 569	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	20 044 746	-	880 593 612	-
	Summe Gebiet			1 059 704	65 130 602	15 121 826	1 534 147 615	28
	Oder/Neiße-Elbe							
MV	Lütow	1965	Neptune	2 812	1 361 439	80 060	646 534 921	4
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	Neptune	6 416	135 136	1 920 198	32 054 724	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 867 171	-	714 182 212	-
	Summe Gebiet			9 228	3 363 747	2 000 258	1 392 771 857	6
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	Vermilion	945	904 474	8 450	16 752 195	13
NI	Eldingen	1949	EMPG	4 155	3 361 166	21 352	27 353 599	5
NI	Hankensbüttel	1954	E / W	8 572	15 143 648	219 851	371 009 083	7
NI	Höver	1956	Vermilion	1 354	361 283	69 150	13 022 181	8
NI	Knesebeck	1958	Vermilion	14 702	3 548 161	46 250	28 871 022	15
NI	Lehrte	1952	5P	-	449 559	-	19 089 651	-
NI	Lüben	1955	EMPG	-	1 968 258	-	11 389 289	-
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	-	594 360	-	5 925 778	-
NI	Nienhagen	1861	E / W	4 243	6 989 858	43 800	3 151 410	3
NI	Ölheim-Süd	1968	Vermilion	5 784	1 592 181	1 927 280	94 309 127	18
NI	Rühme	1954	EMPG	12 735	2 352 421	219 319	21 463 974	19
HH/NI	Sinstorf	1960	Neptune	4 203	3 051 706	44 539	54 624 418	4
NI	Suderbruch	1949	ONEO Nds	69	3 380 770	-	50 209 340	-
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 471	142 083	-	-	*
NI	Vorhop	1952	Vermilion	16 854	3 103 343	1 098 420	193 333 202	22
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 627	194 900	-	-	-
				-	31 221 793	-	1 434 092 301	-
	Summe Gebiet			77 714	78 359 964	3 698 411	2 344 596 570	114
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	18 684	7 194 781	1 586 390	544 651 289	24
NI	Bockstedt	1954	Win.Dea	11 284	3 695 133	132 502	61 490 383	16
NI	Bramberge	1957	Neptune	61 870	20 304 344	5 231 680	1 131 433 048	36
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Win.Dea	901	2 771 427	23 515	119 353 625	4
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	2 938	3 748 683	43 562	87 529 347	9
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	5 632	3 516 397	344 569	99 748 275	4
NI	Hagen	1957	EMPG	-	142 612	-	11 141 079	-
NI	Harne	1956	EMPG	156	345 030	7 107	51 670 740	-
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	2 645	2 322 954	125 132	225 000 045	7
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	396	124 749	8 400	7 384 257	1
NI	Löningen	1960	EMPG	4 508	769 549	418 638	361 482 162	5
NI	Matrum	1982	EMPG	846	197 919	111 735	24 073 702	1
NI	Siedenburg	1957	EMPG	3 492	1 125 568	167 263	64 227 441	6
NI	Voigtei	1953	EMPG	-	4 228 029	56 741	355 260 396	1

BY: Bayern, HE: Hessen, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein; *Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1000 t/a, vgl. Tabelle 14.
Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2021

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat- förderung		Erdölgasförderung		Son- den	
				2021	kumulativ	2021	kumulativ		
				t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)		
	Fortsetzung Weser-Ems								
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	8 776	2 791 480	680 035	300 866 836	9	
NI	Welpen/Bollermeer	1957	EMPG	1 856	2 009 947	197 537	557 926 269	3	
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			186	69 353	-	-	-	
	Summe Gebiet			124 170	60 291 408	9 134 806	4 304 262 217	126	
	Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	Neptune	6 270	1 814 027	191 773	61 895 022	4	
NI	Emlichheim	1944	Win.Dea	107 351	11 402 676	1 912 716	162 292 071	67	
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	60 519	19 507 363	4 680 465	1 809 268 101	93	
NI	Meppen	1960	EMPG	13 178	3 363 533	962 532	158 153 750	14	
NI	Ringe	1998	Neptune	28 417	527 442	460 419	8 733 645	4	
NI	Rühle	1949	E / N / W	126 021	35 628 911	6 062 287	1 744 016 645	122	
NI	Scheerhorn	1949	Neptune	23 144	9 065 793	2 378 681	543 054 835	35	
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			664	309 426	-	-	-	
	Summe Gebiet			365 565	84 859 934	16 648 873	5 131 645 969	339	
	Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	-	1 399 014	-	31 171 438	-	
RP	Landau	1955	ONEO	14 049	4 599 389	211 743	18 663 865	49	
RP	Römerberg	2003	Neptune	118 625	1 799 754	1 479 844	17 626 133	5	
HE	Schwarzbach	2018	Rhein Petr.	216	3 038	2 655	55 266	1	
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-	
	Summe Gebiet			132 890	9 484 574	1 694 241	118 537 026	55	
	Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	ONEO	28 459	1 722 102	1 096 644	103 891 131	9	
BY	Hebertshausen	1981	ONEO	1 938	161 810	-	-	1	
BY	Lauben	1958	ONEO	1 769	32 535	8 371	73 835	1	
BY	Schwabmünchen	1968	ONEO	4 247	74 695	135 024	1 284 761	3	
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			248	24 699	-	-	-	
	Summe Gebiet			36 661	10 428 268	1 240 039	2 486 553 105	14	
	Kondensat der Erdgasförderung								
	Nordsee			-	813 228	-	-	-	
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-	
	Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-	
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-	
	Summe Deutschland				1 805 932	312 790 759	49 538 454	17 330 336 359	682

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, ONEO Nds: ONEO Niedersachsen GmbH, 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 CO₂-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten in 2021, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,8 Mio. t, einen Anteil von rund 10

Prozent. Damit verblieb der Wert gegenüber dem Vorjahr auf dem gleichen Niveau. In den Erdölfeldern, in denen EOR Maßnahmen angewendet werden, lag 2021 der durch diese Maßnahmen geförderte Anteil bei über 95 Prozent.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) lag 2021 bei rund 64 Prozent. 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 2021 bei ca. 23 Prozent. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2019 bis 2021 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2019		2020		2021		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	3 035	0,2	819	0,0	-	-	813 228	0,3
Nördlich der Elbe	1 043 417	54,3	1 091 940	57,6	1 059 704	58,7	65 130 602	20,8
Oder/Neiße-Elbe	8 656	0,5	10 833	0,6	9 228	0,5	3 363 747	1,1
Elbe-Weser	91 265	4,7	83 626	4,4	77 714	4,3	78 359 964	25,1
Weser-Ems	151 189	7,9	131 511	6,9	124 170	6,9	60 291 408	19,3
Westlich der Ems	435 278	22,6	373 180	19,7	365 565	20,2	84 859 934	27,1
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	148 608	7,7	165 505	8,7	132 890	7,4	9 484 574	3,0
Alpenvorland	41 784	2,2	38 528	2,0	36 661	2,0	10 428 268	3,3
Summe	1 923 232	100	1 895 942	100	1 805 932	100	312 790 760	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2020 und 2021 der förderstärksten Erdölfelder

Lagerstätte (Land)	2020		2021		kumulativ		Fördersonden in 2021
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 085 550	57,3	1 055 858	58,5	39 040 471	12,5	25
Rühle (NI)	128 486	6,8	126 021	7,0	35 628 911	11,4	122
Römerberg (RP)	152 321	8,0	118 625	6,6	1 799 754	0,6	5
Emlichheim (NI)	103 474	5,5	107 351	5,9	11 402 676	3,6	67
Bramberge (NI)	65 250	3,4	61 870	3,4	20 304 344	6,5	36
Georgsdorf (NI)	62 901	3,3	60 519	3,4	19 507 363	6,2	93
Aitingen (BY)	30 526	1,6	28 459	1,6	1 722 102	0,6	9
Ringe (NI)	29 911	1,6	28 417	1,6	527 442	0,2	4
Scheerhorn (NI)	26 118	1,4	23 144	1,3	9 065 793	2,9	35
Barenburg (NI)	17 209	0,9	18 684	1,0	7 194 781	2,3	24
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

des Emslandes, wie z.B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2021 bei 7 Prozent. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malm und Tertiär folgen mit jeweils 3 Prozent sowie des Perm mit 0,6 Prozent (Anl. 7 und 9).

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 9 187 t. Das entspricht 0,5 Prozent der Gesamtölförderung. (Tab. 10).

4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2021 wurden in Deutschland 5,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas bzw. 5,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Reingas gefördert (Tab. 8). Die Erdgasproduktion stieg damit leicht um 45 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas bzw. 17 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ normiertes Reingas mit einem Brennwert von $H_s = 9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Zunahme um 0,8 Prozent Rohgas bzw. 0,3 Prozent Reingas gegenüber dem Vorjahr (Tab. 13 und Anl. 6).

Im **Ländervergleich** liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 5,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas gefördert. Das sind 46 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 0,9 Prozent mehr als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands verbleibt bei 94,2 Prozent. Die Reingasförderung wurde

Bis Ende 2021 sind in Deutschland kumulativ ca. 313 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 39,4 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 793 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und den Reservoireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

für Niedersachsen mit 5,0 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angegeben. Das sind 19 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 0,4 Prozent mehr als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt damit 97,4 Prozent. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 14 und 15).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2017 bis 2021.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$		
2017	7 869 825	62 434	7 932 259	77	449
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

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2021 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2021 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Win.Dea	-	9 465 227 008	-
	Elbe-Weser					
NI	Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	18 670 994	2 018 581 429	1
NI	Becklingen	1985	Win.Dea	9 609 276	1 333 167 456	1
NI	Böstlingen	2011	EMPG	-	216 825 581	-
NI	Dethlingen	1971	E / W	71 144 917	24 204 896 561	2
NI	Hamwiede	1968	EMPG	34 494 223	2 729 279 662	1
NI	Husum / Schneeren	1986	E / N	141 601 137	12 356 205 457	9
NI	Imbrock	1995	EMPG	9 757 714	1 124 578 232	1
NI	Lüchow / Wustrow	1966	Neptune	3 620 890	10 645 993 230	1
NI	Rotenburg / Taaken	1982	E / W	653 114 819	65 516 224 385	25
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	Neptune	295 365 859	212 818 423 385	118
NI	Söhlingen	1980	EMPG	261 664 282	43 394 321 054	17
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	2 181 777	6 498 619 036	-
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	40 061 897	2 938 520 371	4
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	8 196 743	1 453 090 466	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	Win.Dea	542 766 560	25 531 768 608	16
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	115 685 497	15 195 802 031	7
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	Win.Dea	34 626 671	1 936 184 716	2
NI	Weissenmoor	1996	Win.Dea	106 902 507	2 544 573 613	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	2 462 531 798	-
	Summe Gebiet			2 349 465 763	434 919 587 070	208
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	Neptune	77 067 882	6 351 462 041	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	316 991 818	20 853 867 628	8
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	24 963 365	4 262 236 542	3
NI	Barenburg (Keuper)	2017	EMPG	4 855 860	29 083 107	1
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	41 177 929	6 620 212 413	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	48 263 292	17 255 100 771	3
NI	Barrien	1964	Win.Dea	7 523 803	12 908 950 880	4
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	144 046 095	12 001 473 792	5
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	14 107 579	549 784 440	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	42 790 976	8 808 655 842	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	91 760 400	5 119 487 381	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	18 053 598	17 647 857 542	3
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Win.Dea	23 316	971 639 381	-
NI	Düste (Karbon)	1957	Win.Dea	-	29 479 265	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	1 384 020	1 336 986 906	-
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	317 187 877	6 061 552 941	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	581 445 348	67 096 745 877	19
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / N	4 173 626	2 592 784 806	1
NI	Großes Meer	1978	Vermilion	14 290	422 927 416	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	-	223 027 024	-
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	286 652 890	37 276 085 615	10
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	124 293 926	65 297 405 571	8
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	135 187 152	27 131 787 967	10
NI	Klosterseele / Kirchseele / Ortholz	1985	EMPG	23 921 353	16 501 261 128	1
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 232 333	213 792 862	1
NI	Leer	1984	Vermilion	16 216 130	906 820 890	3
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Win.Dea	-	2 662 184 549	-
NI	Rehden (Karbon)	1952	Win.Dea	-	8 755 129 762	-
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	61 577 831	15 345 473 231	6
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	29 581 290	32 918 045 553	2
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	276 096 542	31 199 875 826	10

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2021

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2021 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
	Fortsetzung Weser-Ems					
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Win.Dea	-	1 406 586 926	-
NI	Uphuser Meer	1981	Vermilion	2 168 890	222 171 422	1
NI	Uttum	1970	EMPG	24 324 174	1 540 026 169	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	1 317 870	104 377 215	1
NI	Varnhorn / Quaaadm./ Wöstendöllen ...	1968	EMPG	319 910 818	30 446 108 928	11
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	26 444 906	931 975 409	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	20 129 461	4 715 705 871	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	89 537 826 660	-
	Summe Gebiet			3 087 886 640	558 255 957 549	134
	Westlich der Ems					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	Neptune	10 984 124	824 973 252	1
NI	Adorf (Karbon)	2020	Neptune	108 424 957	124 728 040	1
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Win.Dea	-	979 405 156	-
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Win.Dea	5 278 708	3 332 328 252	1
NI	Fehndorf	1965	Win.Dea	1 779 448	1 045 565 689	1
NI	Frenswegen	1951	Neptune	1 897 989	275 334 044	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	Neptune	2 226 503	1 372 642 150	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	Neptune	30 533 146	5 887 290 979	5
NI	Kalle (Zechstein)	1958	Neptune	5 951 300	3 489 199 262	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	Neptune	4 249 041	925 676 623	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	Neptune	27 375 423	975 249 689	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Win.Dea	1 560 724	684 619 799	-
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Win.Dea	4 146 899	2 841 000 447	1
NI	Wielen (Karbon)	1959	Neptune	16 996	330 991 642	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	Neptune	7 543 814	3 251 698 470	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	14 996 295 771	-
	Summe Gebiet			211 969 071	41 336 999 263	19
	Thüringer Becken					
TH	Fahner Höhe	1960	Neptune	878 791	104 003 112	-
TH	Kirchheilingen	1958	Neptune	516 536	304 181 899	3
TH	Langensalza-Nord	1935	Neptune	2 840 468	298 032 868	6
TH	Mühlhausen	1932	Neptune	16 660 003	2 099 956 548	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	-
	Summe Gebiet			20 895 798	6 394 432 475	18
	Alpenvorland					
BY	Inzenham-West	1971	NAFTA	11 636 820	1 067 995 692	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 544 071 993	-
	Summe Gebiet			11 636 820	17 612 067 685	1
	Aus aufgegebenen Vorkommen					
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700	-
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	-
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968	-
	Oberrheintal			-	1 052 490 217	-
	Summe Deutschland			5 681 854 092	1 070 464 361 936	380

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 stieg im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um 0,1 Mrd. m³(V_n) bzw. 4,3 Prozent auf 3,1 Mrd. m³(V_n). Dementsprechend stieg auch die Reingasförderung um 0,1 Mrd. m³(V_n) (+4,4 Prozent) auf 2,7 Mrd. m³(V_n). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 2,3 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert und damit 0,2 Mrd. m³(V_n) (-6,8 Prozent) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging hier um 0,2 Mrd. m³(V_n) (-7,9 Prozent) auf 2,2 Mrd. m³(V_n) gegenüber 2020 zurück.

In 2021 wurden zusätzlich zum Erdgas rund 50 Mio. m³(V_n) Erdölgas gewonnen. Erdölgas

ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (59,4 Prozent) und Schleswig-Holstein (30,3 Prozent), gefolgt von Mecklenburg-Vorpommern mit 4,0 Prozent, produziert (Tab. 8).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 69 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2021 fördernden Sonden ist von 406 im Vorjahr auf 380 gefallen (Tab. 13).

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2021 rund zwei Drittel der gesamten Jahresförderung

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2019 bis 2021 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2019		2020		2021		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	27 374	0,4	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	2 739 447	41,3	2 522 203	44,7	2 349 466	41,4	434 919 587	40,6
Weser-Ems	3 717 838	56,0	2 960 501	52,5	3 087 887	54,3	558 255 958	52,2
Westlich der Ems	130 740	2,0	127 021	2,3	211 969	3,7	41 336 999	3,9
Thüringer Becken	18 454	0,3	13 538	0,2	20 896	0,4	6 394 432	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberrhheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	3 845	0,1	5 108	0,1	11 637	0,2	17 612 068	1,6
Summe	6 637 697	100	5 636 273	100	5 681 854	100	1 070 464 362	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2020 und 2021 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2020		2021		kumulativ		Fördersonden in 2021
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	725 749	12,9	653 115	11,5	65 516 224	6,1	25
Goldenstedt/Visbek (NI)	541 876	9,6	581 445	10,2	67 096 746	6,3	19
Völkersen (NI)	606 240	10,8	542 767	9,6	25 531 769	2,4	16
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	287 639	5,1	319 911	5,6	30 446 109	2,8	11
Goldenstedt/Oythe (NI)	295 939	5,3	317 188	5,6	6 061 553	0,6	5
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	278 798	4,9	316 992	5,6	20 853 868	1,9	8
Salzwedel (ST)	301 741	5,4	295 366	5,2	212 818 423	19,9	118
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	259 603	4,6	286 653	5,0	37 276 086	3,5	10
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	261 530	4,6	276 097	4,9	31 199 876	2,9	10
Söhlingen (NI)	252 818	4,5	261 664	4,6	43 394 321	4,1	17
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 16).

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Dort wurden im Berichtszeitraum 0,65 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,58 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Gas. An dritter Stelle liegt Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,54 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Gas (Tab. 16). Während Rotenburg/Taaken und Völkersen/Völkersen-Nord aus den Gesteinen des Rotliegend fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2021 insgesamt 213 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und bei weitem der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2021 standen hier 118 Sonden in Betrieb, die insgesamt 295 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 302 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ bedeutet das einen Förderrückgang von 2 Prozent. 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 108 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (BVEG 2022).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld A6/B4 produzierte in 2021 kein Gas mehr und wird geschlossen. A6/B4 liegt ca. 300 Kilometer nordwestlich von Borkum in der Nordsee im sogenannten Entenschnabel. Die Förderplattform steht dort in 48 m tiefem Wasser. Mit Hilfe von drei Produktionsbohrungen mit einer Länge von jeweils rund 3 800 m wurde das Gasfeld in 2 600 m Tiefe erschlossen. Zwei der Bohrungen verlaufen bis zu 1 000 m horizontal im Trägergestein. A6/B4 wurde 1974 gefunden und förderte seit dem Jahr 2000 insgesamt 9,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 $\text{kWh}/\text{m}^3(\text{V}_n)$ lag die Reingasförderung bei ca. 13,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 813 000 t Erdgaskondensat an. Bei der Inbetriebnahme ging man von einem Förderzeitraum bis in das Jahr 2016 aus.

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2022

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2022 auf 22,9 Mio. t Erdöl und liegen damit um 4,5 Mio. t oder 16,4 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 17 und Anl. 11). Die negative Entwicklung der Reserven ist auf Schwankungen in der Bewertung der großen Erdölfelder bzw. der Umstellung von Fördermaßnahmen zurückzuführen.

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres zeigt, dass die in 2021 entnommene Fördermenge nicht durch neue Reserven kompensiert werden konnte.

Regional betrachtet lagerten am 1. Januar 2022 nach wie vor die größten sicheren und

wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Sie fielen allerdings im Raum nördlich der Elbe um 3,2 Mio. t (-20 Prozent) gegenüber dem Vorjahr auf 12,9 Mio. t. Westlich der Ems fielen die Reserven um 991 000 t (-22,7 Prozent) auf 3,4 Mio. t. Auch im Oberrheintal wurden mit 3,4 Mio. t 243 000 t (-6,7 Prozent) weniger Reserven gemeldet, nachdem sie letztes Jahr gestiegen waren (Tab. 17).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 12,9 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 3,2 Mio. t (-20 Prozent) weniger als im Vorjahr. Das sind 56,5 Prozent der gesamtdeutschen Erdölreserven. In Niedersachsen fielen die Reserven um 1,0 Mio. t auf 6,3 Mio. t (-14,1 Prozent). Somit lagerten hier 27,5 Prozent der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2022 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2021			Produktion	Reserven am 1. Januar 2022		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2021	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,175	0,035	0,210	0,037	0,175	0,035	0,210
Hamburg	0,000	0,000	0,000	0,007	0,009	0,002	0,010
Hessen	0,011	0,225	0,236	0,000	0,011	0,225	0,236
Mecklenburg-Vorpommern	0,019	0,010	0,028	0,009	0,022	0,016	0,038
Niedersachsen	4,657	2,686	7,343	0,564	3,918	2,391	6,309
Rheinland-Pfalz	1,914	1,491	3,405	0,133	1,685	1,477	3,162
Schleswig-Holstein	11,153	5,024	16,176	1,056	10,165	2,772	12,937
Gebiet							
Nördlich der Elbe	11,153	5,024	16,176	1,060	10,170	2,774	12,944
Oder/Neiße-Elbe	0,019	0,010	0,028	0,009	0,022	0,016	0,038
Elbe-Weser	0,777	0,611	1,388	0,078	0,882	0,653	1,535
Weser-Ems	0,881	0,716	1,597	0,124	0,962	0,450	1,412
Westlich der Ems	3,000	1,359	4,358	0,366	2,078	1,289	3,367
Oberrheintal	1,925	1,716	3,641	0,133	1,696	1,702	3,398
Alpenvorland	0,175	0,035	0,210	0,037	0,175	0,035	0,210
Summe Deutschland	17,928	9,471	27,398	1,806	15,985	6,918	22,903
Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg.							

Pfalz wurden mit 3,2 Mio. t 243 000 t oder 7,1 Prozent weniger gemeldet als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 13,8 Prozent der deutschen Erdölreserven auf dem dritten Platz (Tab. 17).

Das **Verhältnis Reserven/Produktion**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, sinkt zum Stichtag der Reservenberechnung auf 12,7 Jahre. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Para-

meter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 12).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung rund 64 Prozent der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 18 Prozent in Gesteinen der Unterkreide und 13 Prozent in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (3 Prozent), im Tertiär (2 Prozent) sowie untergeordnet im Zechstein (Anl. 8 und 9).

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2022

Am 1. Januar 2022 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 42,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um rund 1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 2,3 Prozent (Tab. 18 und Anl. 11).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von $H_s = 9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ (s. Kap. 5.3) wurden am Stichtag mit 41 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angegeben und lagen damit 78 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 0,2 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 19). 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.

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres zeigt, dass, bereinigt um die entnommene Fördermenge, 4,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas durch zusätzliche Reserven kompensiert werden konnten.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2022 mit 19 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im

Gebiet Elbe-Weser. Das sind 0,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (-0,5 Prozent) weniger als 2021. Für den Raum Weser-Ems wurden 18,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 1,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ bzw. 5,6 Prozent. Die Reingasreserven verteilten sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 19,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (+0,14 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$, +0,7 Prozent) und Weser-Ems mit 16,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Das sind 0,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 2,8 Prozent weniger als im Vorjahr (Tab. 18 und 19).

Im **Ländervergleich** liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 42 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas. Das sind 0,8 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 1,8 Prozent weniger als 2021. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt damit 99,5 Prozent. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit rund 41 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angegeben. Das sind 6 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ bzw. 0,01 Prozent weniger als letztes Jahr und entspricht einem Anteil von 99,6 Prozent (+0,2 Prozent). Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei (Tab. 19).

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2022 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2021			Produktion	Reserven am 1. Januar 2022		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2021	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,034	0,060	0,094	0,012	0,034	0,060	0,094
Niedersachsen	21,958	20,825	42,783	5,354	19,884	22,112	41,996
Sachsen-Anhalt	0,253	0,029	0,281	0,295	0,102	0,011	0,113
Thüringen	0,030	0,004	0,034	0,021	0,013	0,001	0,015
Gebiet							
Elbe-Weser	10,643	8,482	19,126	2,349	9,748	9,273	19,022
Weser-Ems	9,315	10,480	19,795	3,088	7,479	11,212	18,691
Westlich der Ems	2,252	1,892	4,144	0,212	2,758	1,639	4,397
Thüringer Becken	0,030	0,004	0,034	0,021	0,013	0,001	0,015
Alpenvorland	0,034	0,060	0,094	0,012	0,034	0,060	0,094
Summe Deutschland	22,275	20,917	43,192	5,682	20,033	22,185	42,218
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 2021 leicht um 0,3 Jahre auf 7,4 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. 12).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich rund 73 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 42 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 31 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (19 Prozent) und triassischen Sandsteinen (7 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten mit 1,3 bzw. 0,2 Prozent.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2022 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2021			Produktion	Reserven am 1. Januar 2022		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2021	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,039	0,068	0,107	0,012	0,039	0,068	0,107
Niedersachsen	21,244	19,577	40,821	4,974	19,471	21,344	40,815
Sachsen-Anhalt	0,092	0,010	0,102	0,108	0,037	0,004	0,041
Thüringen	0,019	0,002	0,021	0,014	0,009	0,001	0,010
Gebiet							
Elbe-Weser	10,795	8,672	19,467	2,188	10,043	9,563	19,606
Weser-Ems	8,153	8,907	17,060	2,671	6,540	10,043	16,583
Westlich der Ems	2,387	2,008	4,395	0,223	2,924	1,742	4,666
Thüringer Becken	0,019	0,002	0,021	0,014	0,009	0,001	0,010
Alpenvorland	0,039	0,068	0,107	0,012	0,039	0,068	0,107
Summe Deutschland	21,393	19,658	41,051	5,108	19,556	21,417	40,973

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

5.3 Reservendefinitionen

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

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

$H_s = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$, der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

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

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

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 Prozent). Wahrscheinliche Reserven sind also mit technischen, vertragsmäßigen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Unsicherheiten behaftet (PORTH et al. 1997).

Beide Reservenklassifizierungen hängen von den jeweiligen Erdöl- bzw. Erdgaspreisen ab. Die schwierige, langfristige Prognose dieser Preise bestimmt daher entscheidend die Förderdauer der Felder und somit auch die Höhe der verbleibenden Reserven. Dabei wird die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte

maßgeblich durch die Förderraten bestimmt. Im Allgemeinen gilt: Erhöht sich der Öl- und/oder Gaspreis, folgen niedrigere Grenzzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden und die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen. Fallen die Preise, so verkürzt sich auch die erwartete Lebensdauer eines Feldes und die Reserven nehmen ab.

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

6 Untertage-Gasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

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

Seit Beginn der Gasversorgung in Deutschland stieg das verfügbare Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher nahezu stetig an, bis dieser Aufwärtstrend (vgl. Anlage 15) im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist. Im Berichtsjahr 2021 verzeichnet sich ein Rückgang von ca. 0,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder rund 1,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr, der im Wesentlichen auf mehrere geringe Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens von Kavernenspeichern zurückzuführen ist.

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

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

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammengefasst (WALLBRECHT et al. 2006).

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit

Ähnlich wie im Vorjahr konnte der Erdgasverbrauch von rund 1012 Mrd. kWh¹ nur noch zu ca. 5 Prozent aus inländischer Förderung gedeckt werden (AGEB 2022). Für die restlichen 95% des Verbrauchs muss Erdgas eingeführt werden, wobei sich die Bedeutung der inländischen Untertage-Gasspeicherung für die Lagerung der Importe zeigt.

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tabelle 20 dargestellt (nach AGEB 2022). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2021 um 0,4 Prozentpunkte auf 26,8 Prozent gestiegen.

Der deutsche Erdgasverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr um rund 2,4 Prozent (AGEB 2022) auf rund 104 Mrd. m³ (V_n) gestiegen, welches im Wesentlichen durch die konjunkturelle Erholung der Wirtschaft nach der Corona-Pandemie und ein niedrigeres durchschnittliches Temperaturniveau gegenüber dem Vorjahr und dem damit gestiegenen Erdgasbedarf für die Behei-

zung von Wohn- und Arbeitsräumen zurückzuführen ist. Der Einsatz von Erdgas in Kraft- und Heizkraftwerken zur Stromversorgung nahm zwar, bedingt durch das hohe Preisniveau insbesondere in der zweiten Jahreshälfte, deutlich ab, führte aber in der Summe nicht zu einem Absenken des gesamten Erdgasverbrauchs (AGEB 2022, weitere Details siehe dort).

Gegenüber dem Vorjahr konnte die heimische Erdgasförderung einen Zuwachs von rund 0,3 Prozent erzielen und förderte damit 5,1 Mrd. m³ (V_n) Reingas in 2021 (s. Kap. 4).

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

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2022).

Energieträger	Anteile in %	
	2020	2021
Mineralöl	34,4	32,3
Erdgas	26,4	26,8
Steinkohle	7,5	8,5
Braunkohle	8,1	9,2
Kernenergie	5,9	6,1
Erneuerbare Energien	16,6	15,9
Sonstige / Stromaustauschsaldo	1,8 / -0,6	1,7 / -0,6

¹ Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert H_s mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Unter Verwendung des Brennwertes von 9,77 kWh/m³(V_n) und der Verbrauchsangabe von 1012 Mrd. kWh (AGEB 2022) berechnet sich ein Erdgasverbrauch von Deutschland von ca. 104 Mrd. m³ (V_n).

Terminals an deutschen Küsten, die stärkere Diversifikation der Bezugsquellen von Erdgas und ein Gasspeichergesetz, das dafür sorgen soll, dass deutsche Gasspeicher zu Beginn des Winters einen bestimmten Füllungsstand (90% des Arbeitsgases zum 1.11. eines Jahres) aufweisen. Dieses Gesetz soll nach derzeitiger Planung bis April 2025 befristet sein und im April 2023 einer Evaluierung unterzogen werden (BMWK 2022a, Tagesschau 2022).

Weiterhin wurde am 4. April 2022 die Bundesnetzagentur auf Anordnung vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

aufgrund unklarer Rechtsverhältnisse sowie Verstoßes gegen die Meldepflicht im Rahmen der Außenwirtschaftsverordnung bis 30. September 2022 als Treuhänderin für die Gazprom Germania GmbH eingesetzt (BMWK 2022b). Gazprom Germania GmbH hat eine herausragende Bedeutung für die deutsche Gasversorgung, z.B. betreibt sie über die Tochtergesellschaft astora GmbH den Erdgasspeicher Rehden (GAZPROM GERMANIA 2022).

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

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

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porenspeicher vorzugsweise in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle.

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

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

Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2021).

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

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

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

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

Tabelle 21 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 23,3 Mrd. m³(V_n).

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

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

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

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr ebenfalls nur wenig geändert. Eine der geplan-

ten Kavernen im Speicher Katharina wurde fertiggestellt. Damit ist, wie im letzten Jahr, eine zukünftige Speicherkapazität von rund 2,4 Mrd. m³ (V_n) Arbeitsgas gemeldet (vgl. Tab. 24b). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,7 Mrd. m³ (V_n) verfügbar sein. Für den geplanten Kavernenspeicher in Jemgum (acht Kavernen) wurden allerdings keine Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmenge für diesen Speicher ist daher in der o.g. Zahl nicht enthalten. Bei Ansatz eines durchschnittlichen Arbeitsgasvolumens von 50 Mio. m³ (V_n) je Kaverne würden bei Realisierung der acht Kavernen theoretisch weitere 0,4 Mrd. m³ (V_n) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tabelle 22 dargestellt.

Die Tabellen 23, 24a und 24b zeigen die Kenn- daten 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 23, 24a und 24b 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

Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2021).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt- volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnah- merate
			Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	221	40	44	75
Bayern	Porenspeicher	5	7 156	2 938	2 938	2 385
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (1)	118	92	92	140
Bremen	Kavernenspeicher	2 (3)	253	163	163	360
Hessen	Kavernenspeicher	1 (3)	178	110	110	100
	Porenspeicher	3	434	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kavernenspeicher	1 (4)	301	257	257	400
Niedersachsen	Kavernenspeicher	10 (107)	10 861	7 665	7 666	9 035
	Porenspeicher	2	8 359	4 760	4 760	2 795
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	9 (84)	4 630	3 593	3 594	6 990
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	5 (69)	3 727	2 823	2 823	4 465
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (2)	90	58	99	100
Thüringen	Porenspeicher	1	380	62	62	50
Summen Deutschland	Kavernenspeicher	30 (273)	20 158	14 761	14 804	21 590
	Porenspeicher	15	17 520	8 545	8 549	5 908
Gesamt		45	37 678	23 306	23 353	27 498

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

nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Untertagegasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb, welcher

Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde. Der neueste Speicherstandort ist Jemgum in Niedersachsen, wo 2013 die ersten Kavernen in Betrieb genommen worden sind.

Tab. 23: Erdgas-Porenspeicher.

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
in Betrieb				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /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
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Storage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	0	0	0
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 2200	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	153	10	10	30
Hähnlein	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	NAFTA Speicher Inzenham / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Rehden	NI	astora GmbH / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	6 780	3 900	3 900	2 400
Sandhausen	BW	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
Wolfsberg	BY	Bayerngas GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						17 520	8 545	8 549	5 908

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

Tab. 24a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

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

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

Tab. 24b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780 - 950	Zechstein 2	96		73	920
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein			50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1200 - 1600	Zechstein 2	3000		2020	
Jemgum-astora	NI	astora GmbH, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	8	950 - 1500	Zechstein 2	1200			
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	4	500 - 700	Zechstein 2	239		216	
Summe			38			4535		2359	

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

7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 26 die geografische Lage und die Kenndaten der elf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rund 98 Prozent ein Importland für Rohöl (s. Kap. 4). Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz, zuletzt zum 1.1.2020 geändert, sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen vorzuhalten.

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

Tab. 25: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

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

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2021

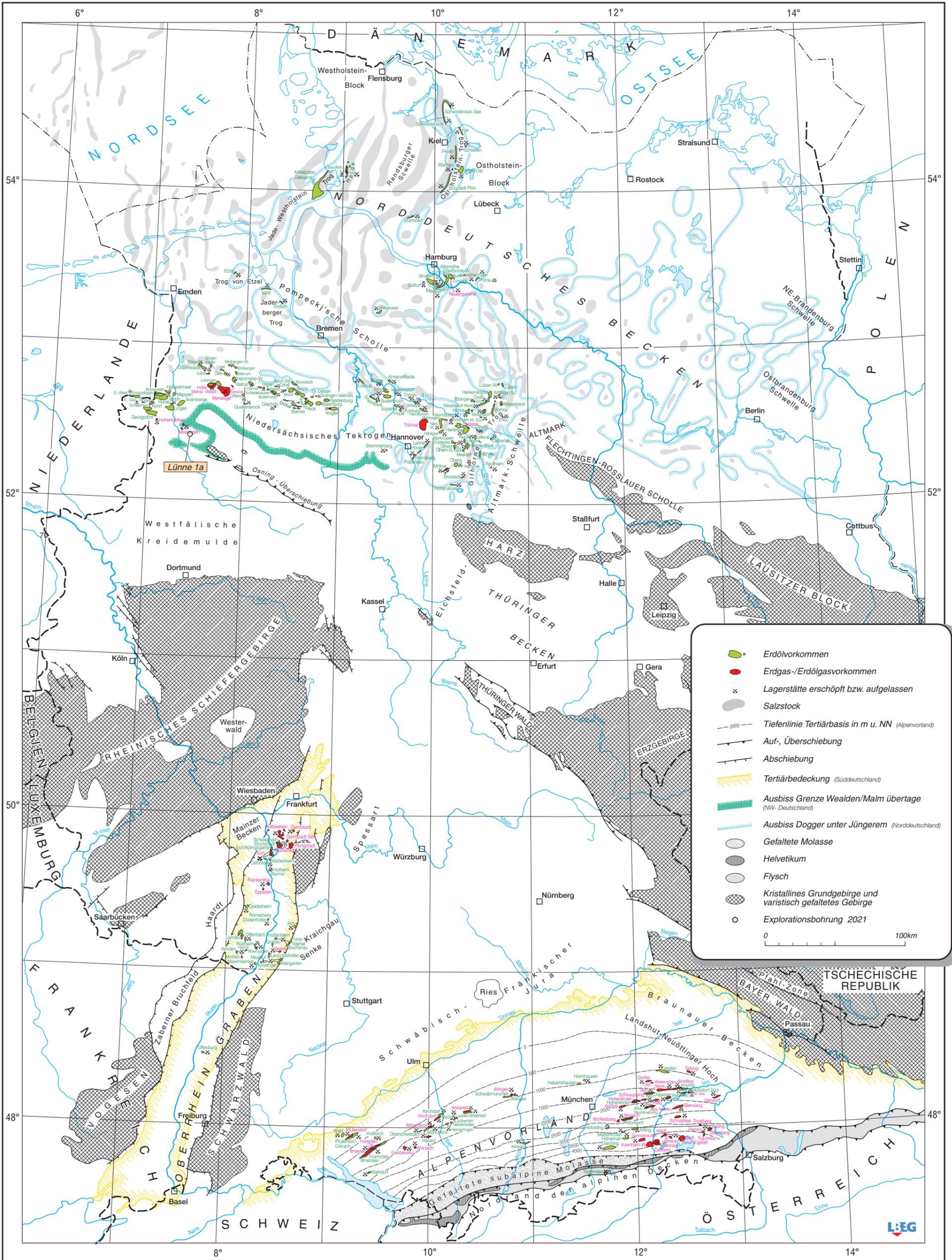
Bundeslandkürzel: HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

8 Literatur und nützliche Links

- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2022): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. - Berlin/Bergheim. www.ag-energiebilanzen.de
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK) (2022A): Faktenpapier Gasspeichergesetz, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325_faktenpapier_gaspeichergesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8; abgerufen am 29.03.2022
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK) (2022B): Anordnung gemäß § 6 des Außenwirtschaftsgesetzes bezüglich der Anteile an der Gazprom Germania GmbH, Bekanntmachung im Bundesanzeiger BAnz AT 04.04.2022 B13, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/amtliche-veroeffentlichung.pdf?__blob=publicationFile&v=4; abgerufen am 20.05.2022
- BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E.V. (BVEG) (2022): Statistischer Bericht 2021, Hannover. www.bveg.de
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2021): Bericht über das Geschäftsjahr 2020/2021; Hamburg. www.ebv-oil.org
- GAZPROM GERMANIA (2022): Unternehmensstruktur, <https://www.gazprom-germania.de/unternehmen/struktur.html>; abgerufen am 20.05.2022
- LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch., Heft 20, S. 63-69; Hannover.
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven–Exploration–Produktion (Glossar). - Geol. Jb., Reihe D, Heft 109; Hannover.
- TAGESSCHAU (2022): Beschluss im Bundestag Gasspeicher sollen ausreichend voll sein, Stand 25.03.2022, 16:47 Uhr <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/welt/wirtschaft/gasspeicher-bundestag-energie-habeck-101.html>; abgerufen am 29.03.2022
- WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-UGS; Hannover.

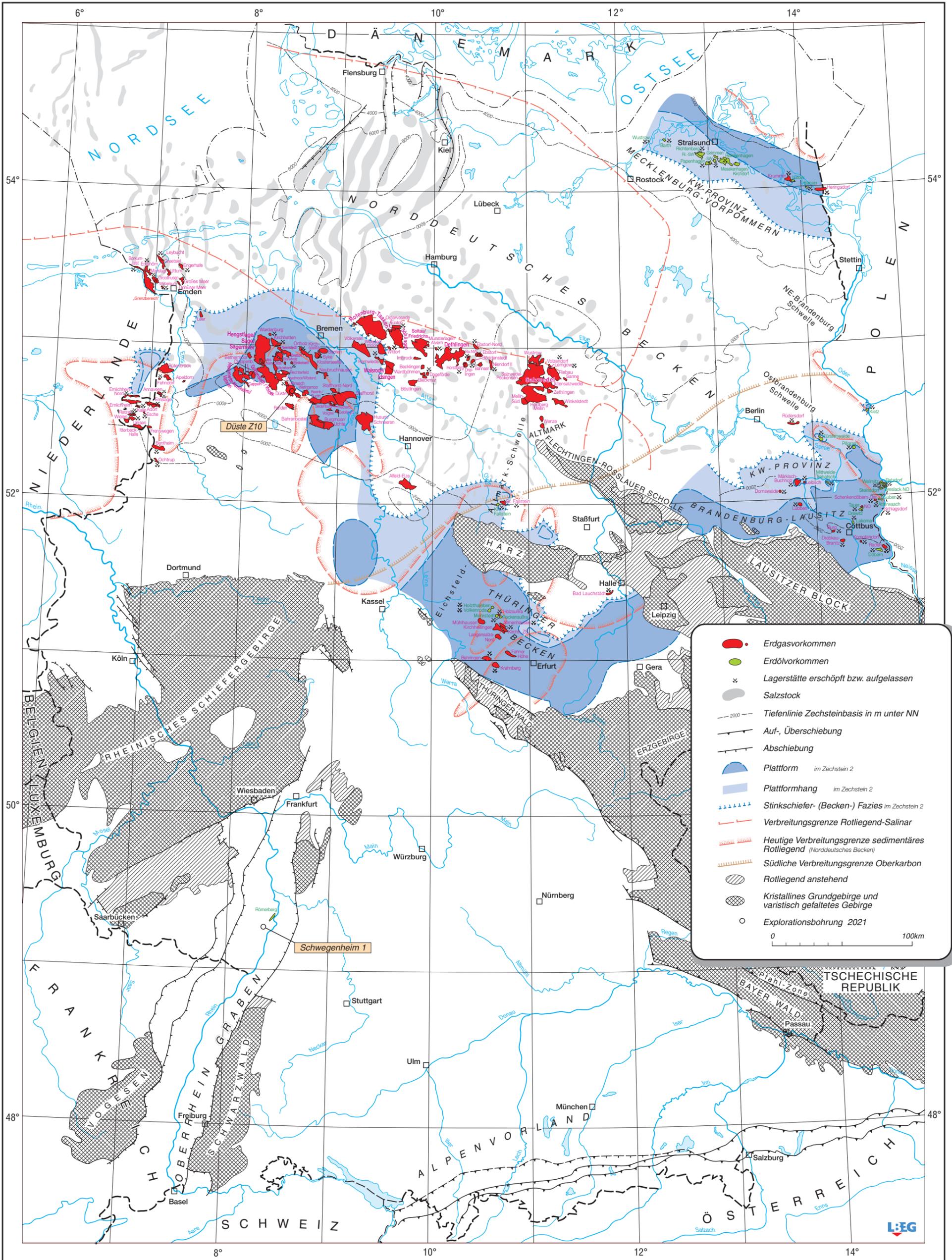
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

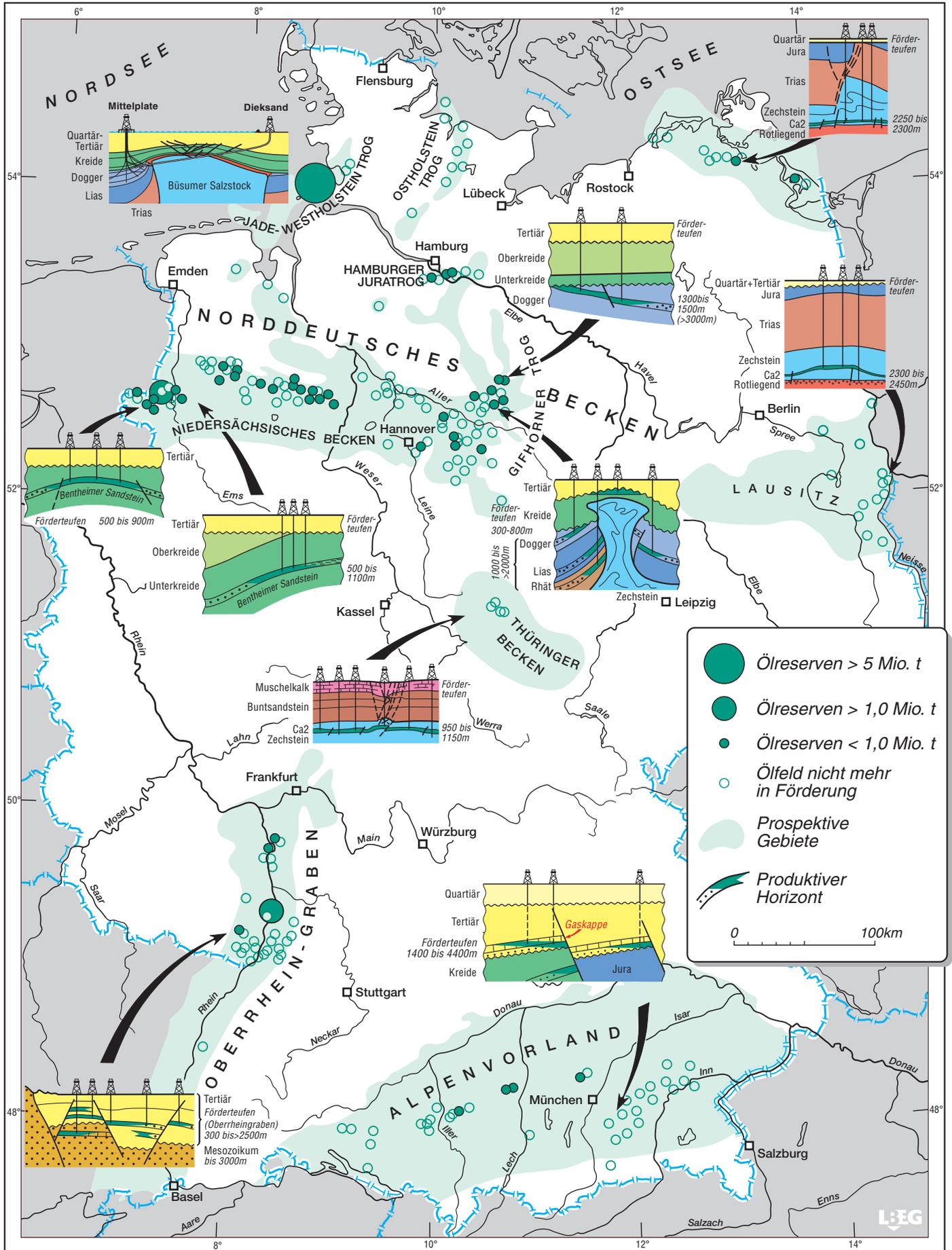
Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

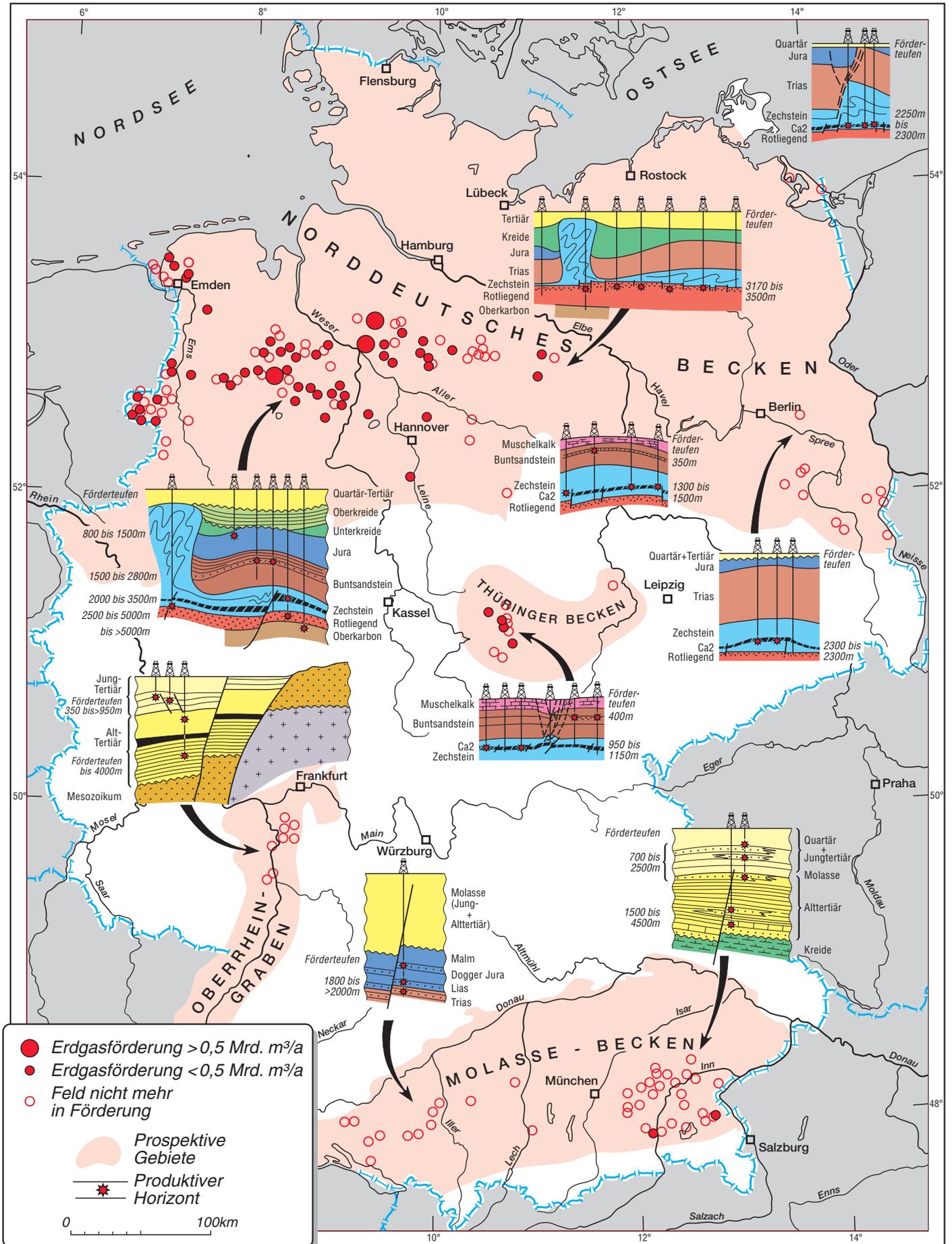


Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

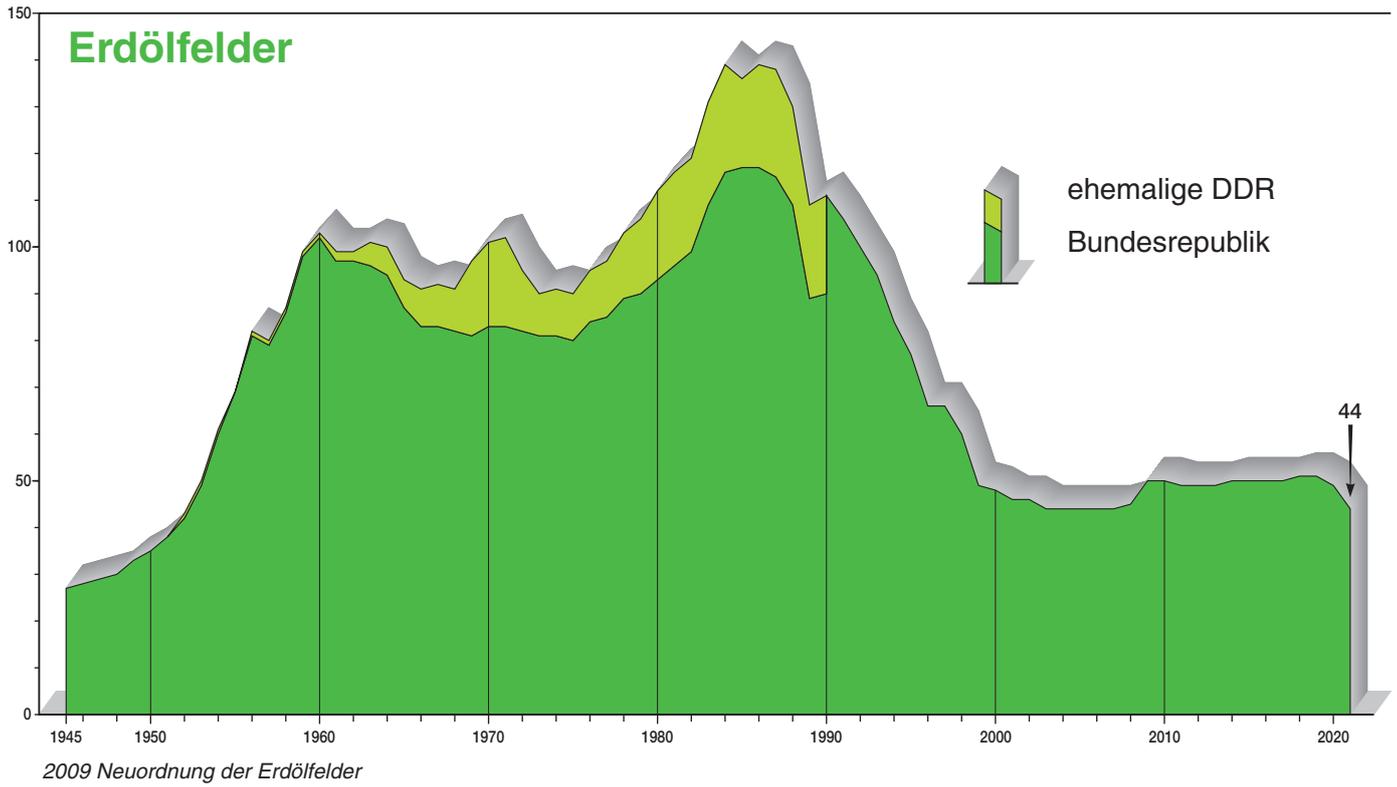




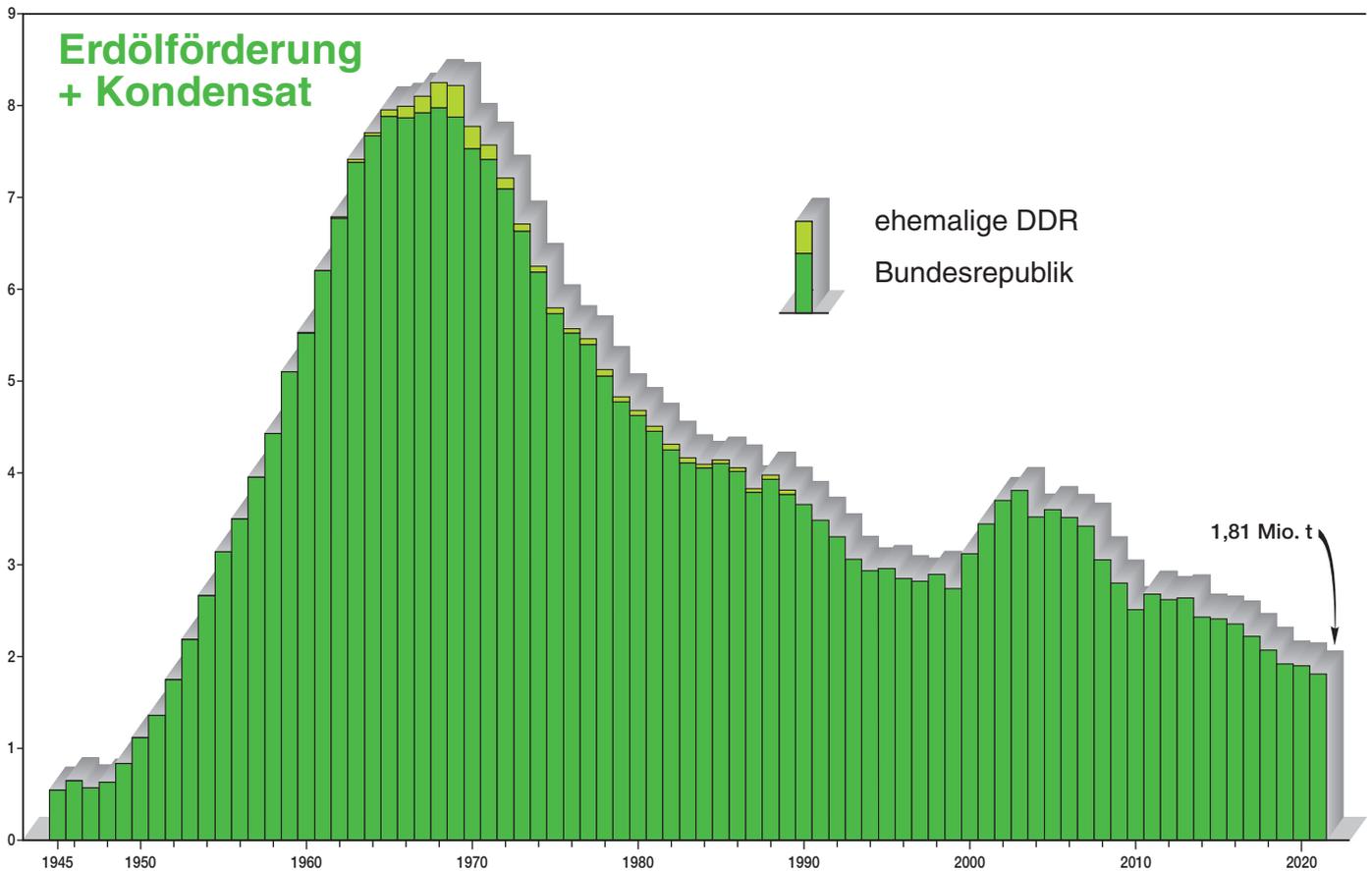


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

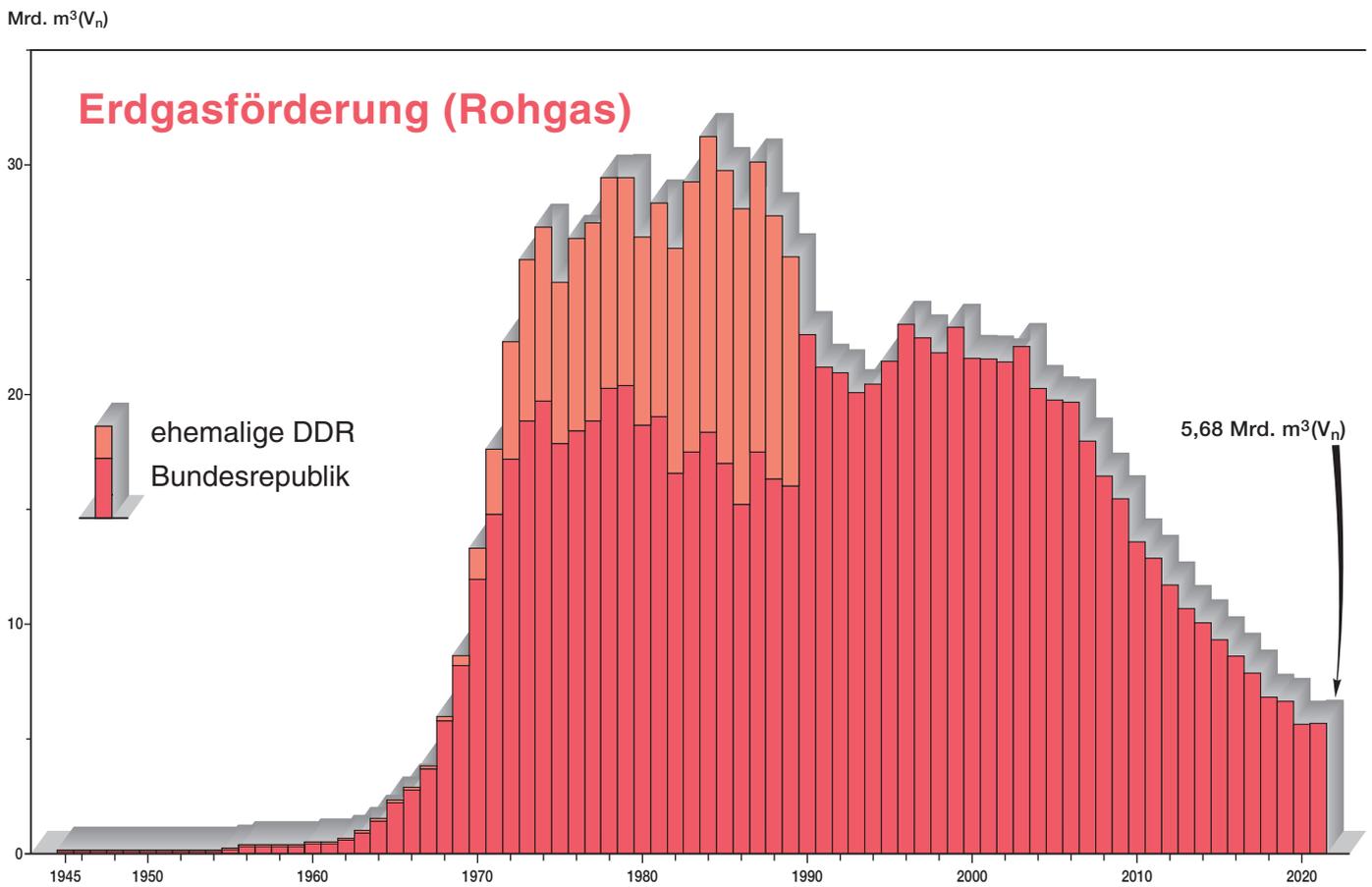
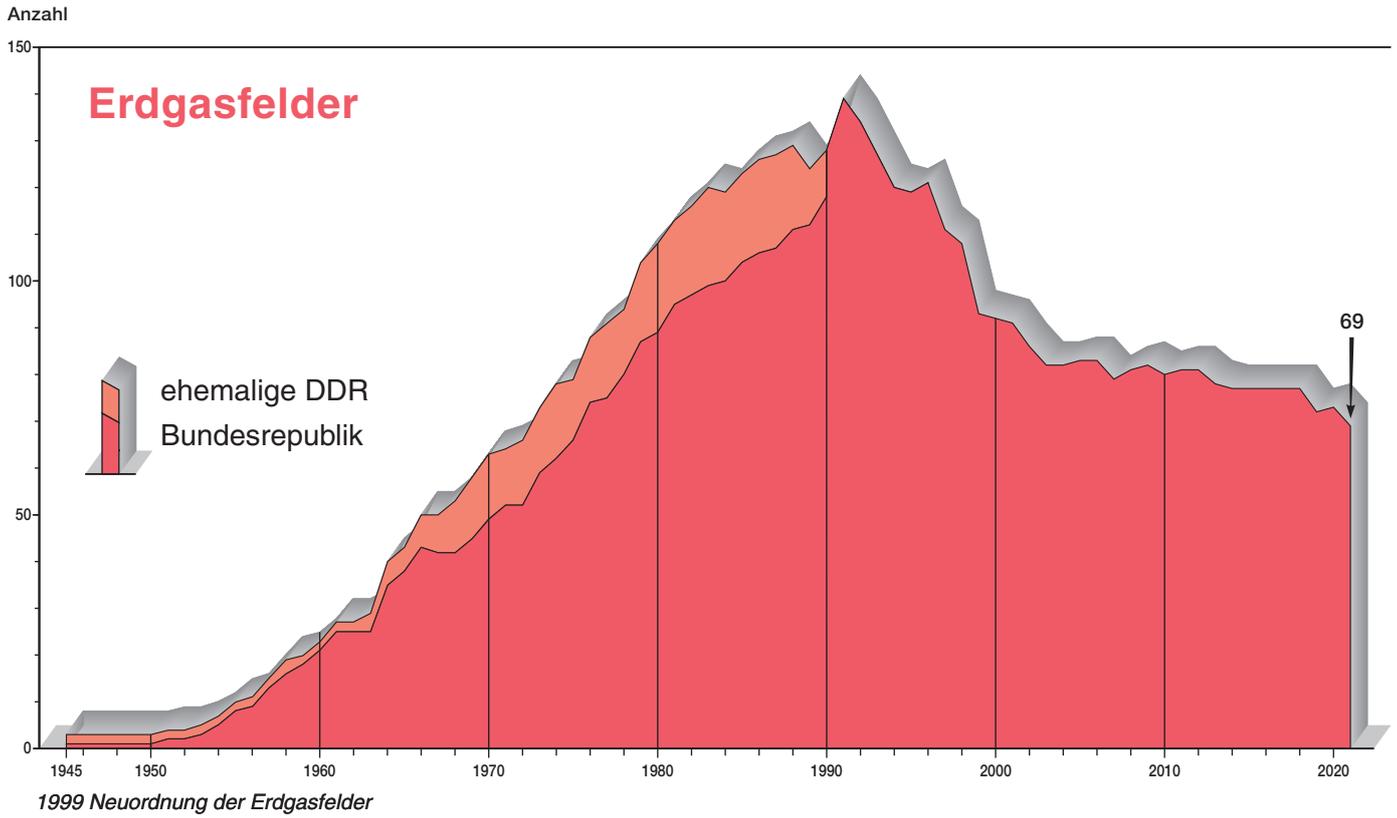
Anzahl



Mio. t



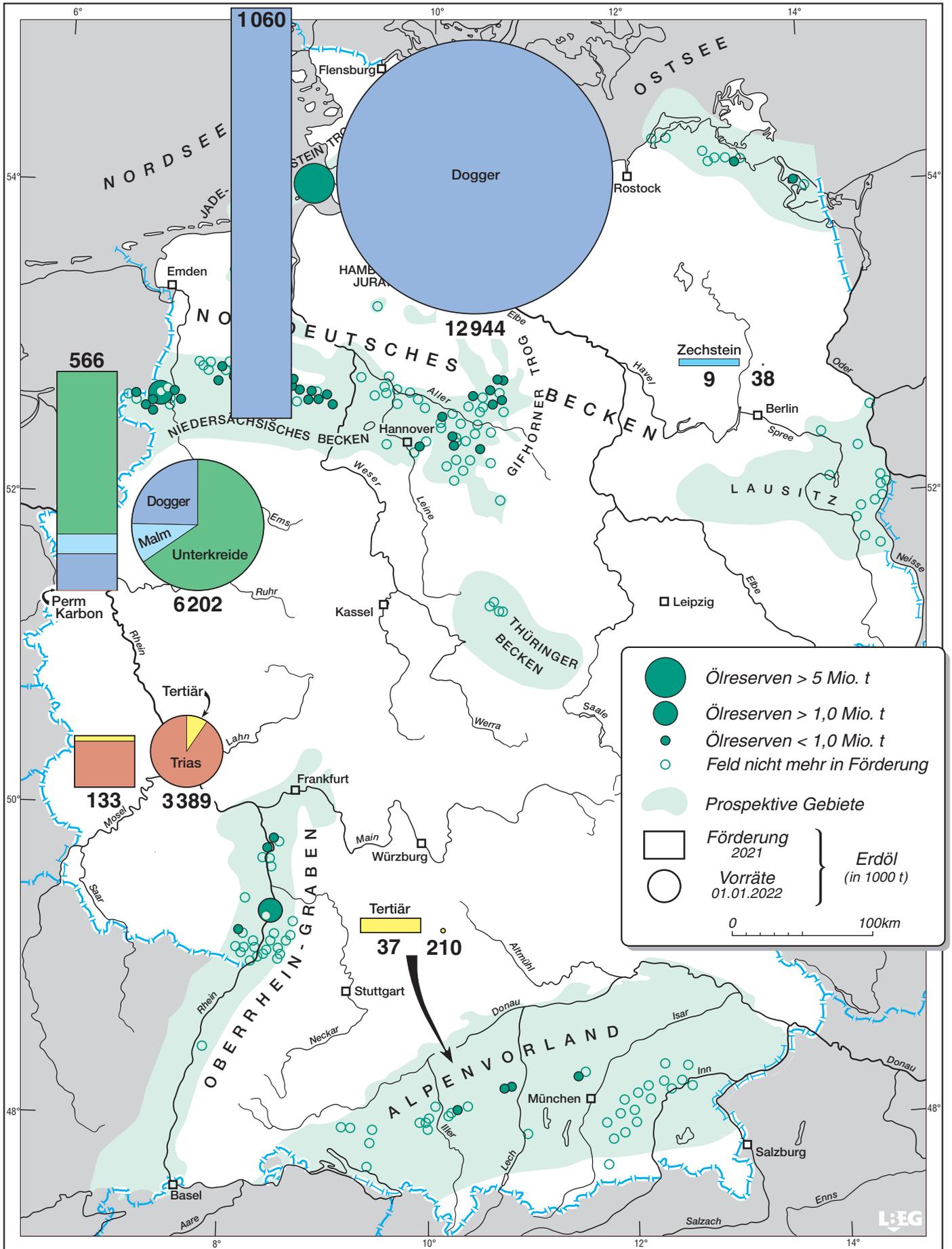
Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2021.



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2021.

Erdöllagerstätten in Deutschland		nördlich der Elbe		Oder/Neiße - Elbe		Elbe - Weser										Weser - Ems										westlich der Ems				Oberheintal		Alpenvorland															
		Mittelplate/Dieksand	Reibrock - Alt	Reibrock-West/Allermöhe	Mesekenhagen (Kirchdorf)	Lütow	Eddesse - Nord / Abbensen	Eldingen	Hankensbüttel	Höver (Lehrte)	Knesebeck (-Vorhhop)	Lüben	Lüben - West / Bodenteich	Nienhagen	Ölheim-Süd	Rühme	Sinstorf	Vorhop	Barenburg	Bockstedt	Bramberge	Düste / Aldorf	Düste / Weitingemoor	Groß Lessen	Hagen	Harme	Hemmelte - West	Liener / Garen	Lönigen	Matrum	Siedenbürg	Volgtei	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	Weipe / Bolleemoor	Adorf	Emlichheim	Georgsdorf	Meppen-Schwefingen	Ringe	Rühle	Scheerhorn	Eich - Königsgarten	Landau	Römerberg	Schwarzbach	Ailingen	Hebershausen
Stratigraphie																																															
Tertiär	Pliozän																																														
	Miozän																																														
	Oligozän	Chatt																																													
		Rupel																																													
		Lattorf																																													
Eozän																																															
Paläozän																																															
Kreide	Oberkreide	Maastricht																																													
		Apt/Hauterive																																													
	Unterkreide	Valendis																																													
		Wealden																																													
Jura	Malm	Obermalm 6																																													
		Obermalm 5-3																																													
		Obermalm 2																																													
		Obermalm 1																																													
		Kimmeridge																																													
		Oxford																																													
	Dogger	Zeta																																													
		Epsilon																																													
		Delta																																													
		Gamma																																													
Lias	Beta																																														
	Posidoniensch.																																														
Trias	Keuper	Rhät																																													
		Mittlerer Keuper																																													
Perm	Muschelkalk																																														
	Buntsandstein																																														
	Zechstein																																														
	Rotliegend																																														

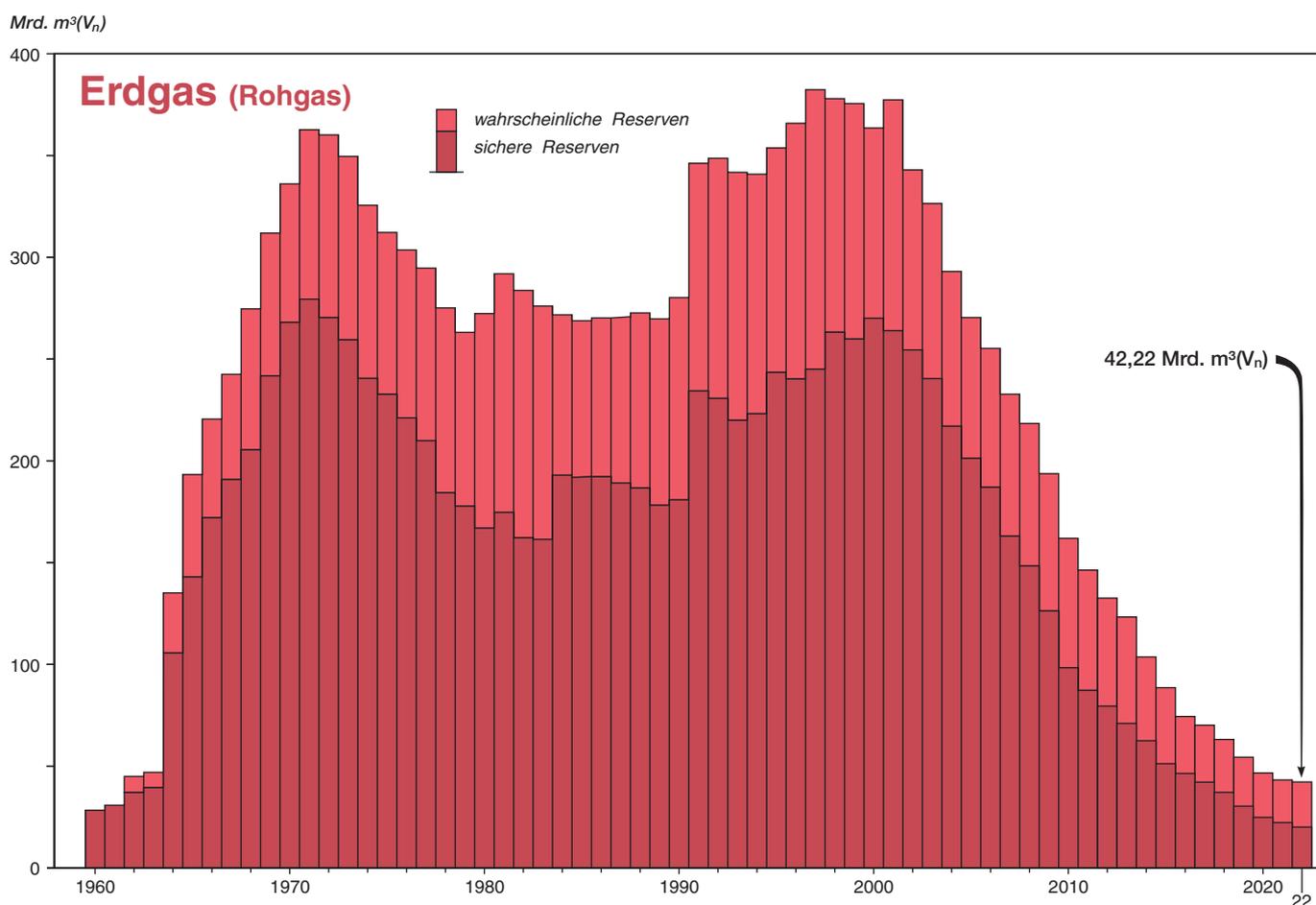
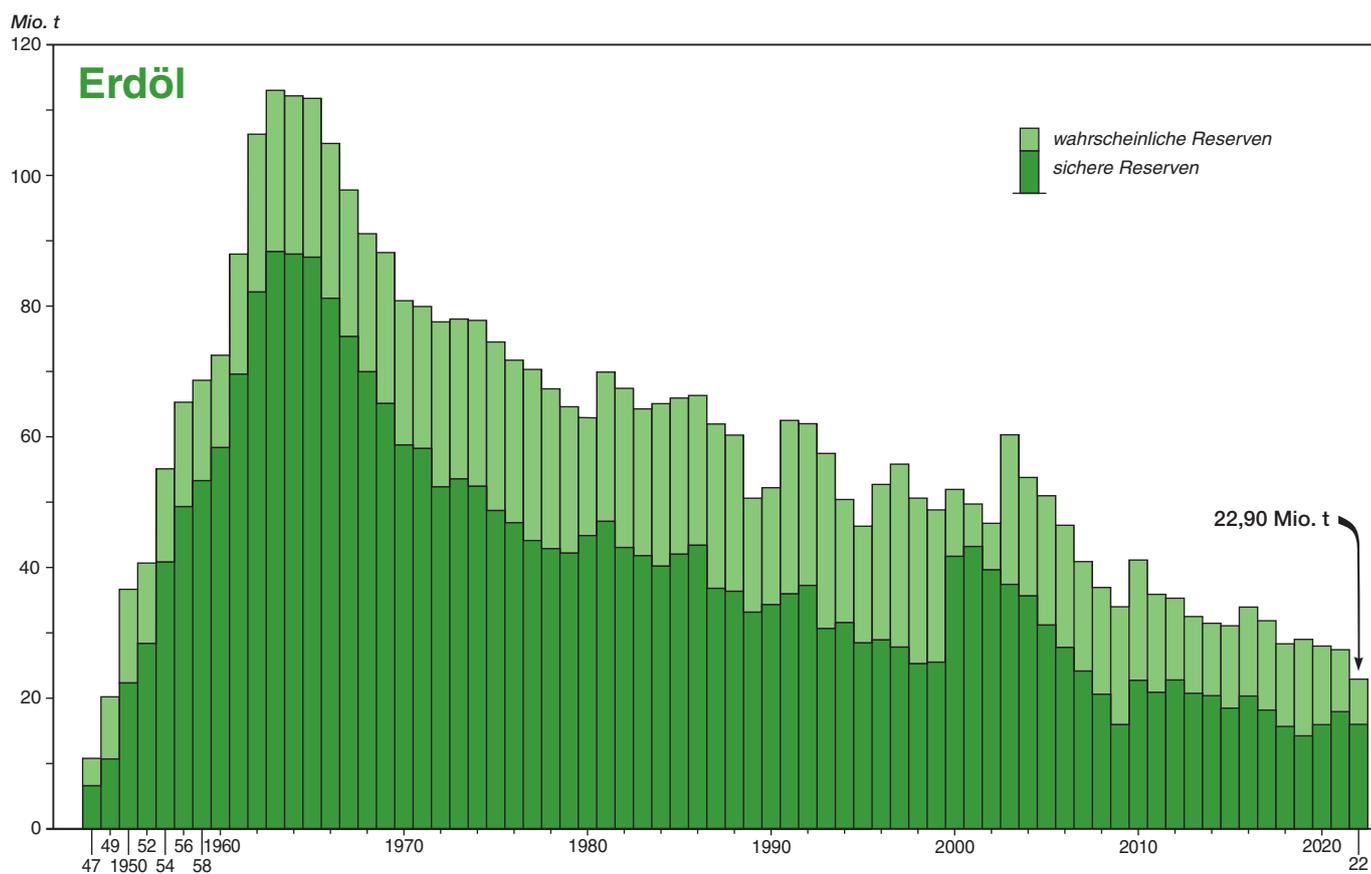
Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.



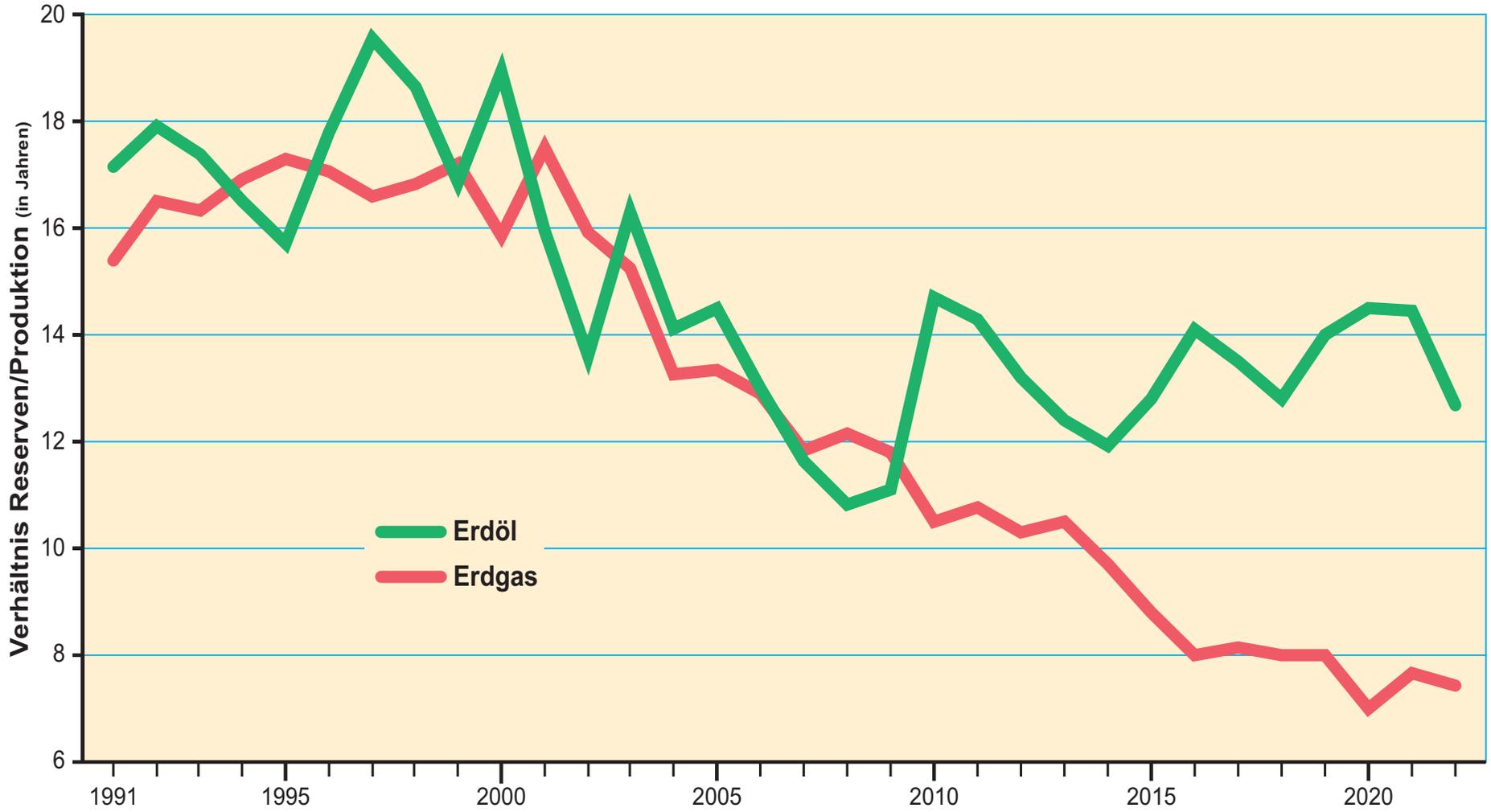
Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

- | | | |
|-----------------------------|---|-----------------|
| 1. Nordsee | 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe | 5. Oberrheintal |
| 2. Gebiet nördlich der Elbe | 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems | 6. Alpenvorland |

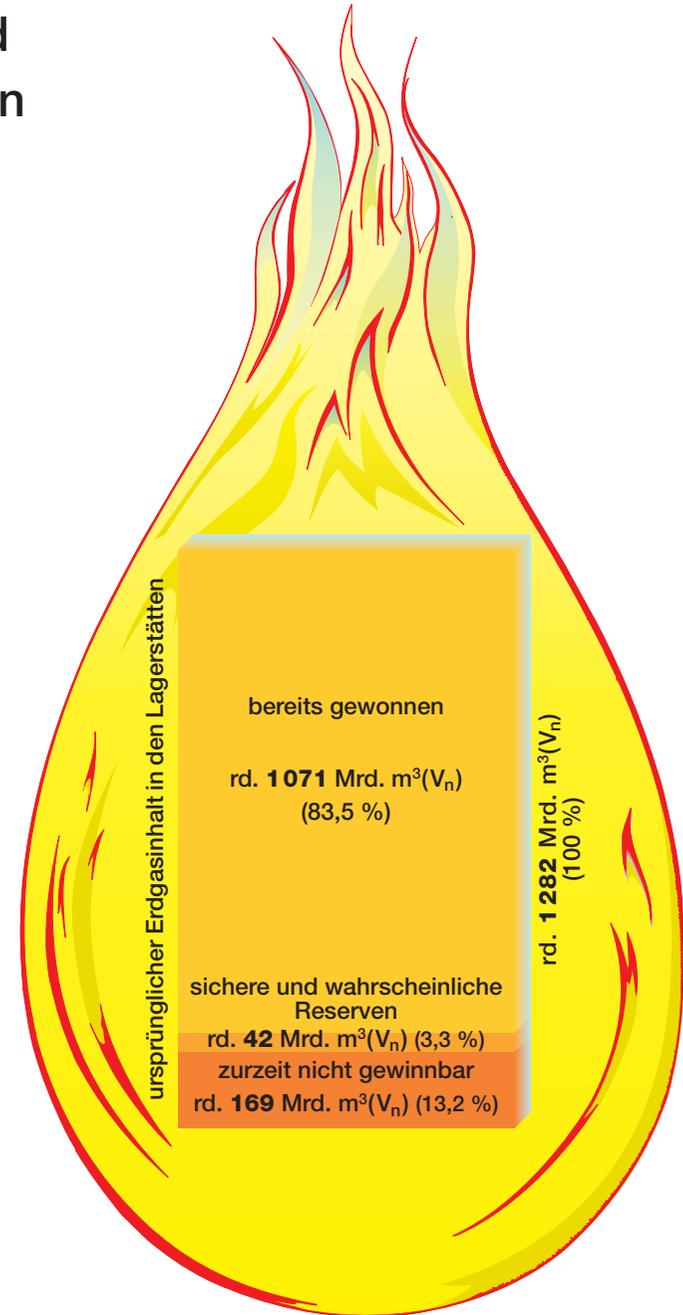
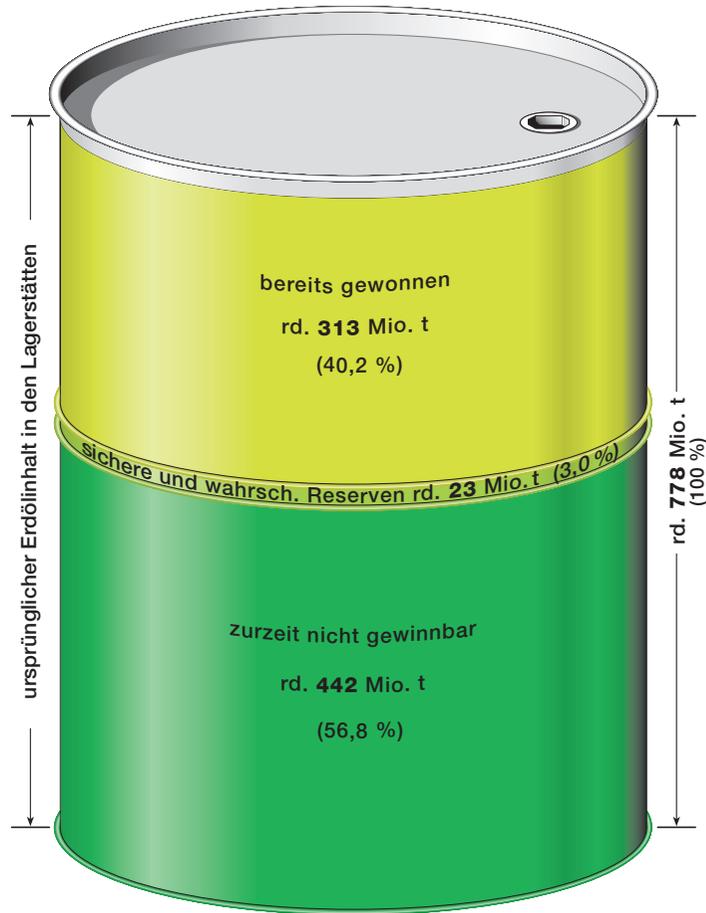
Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



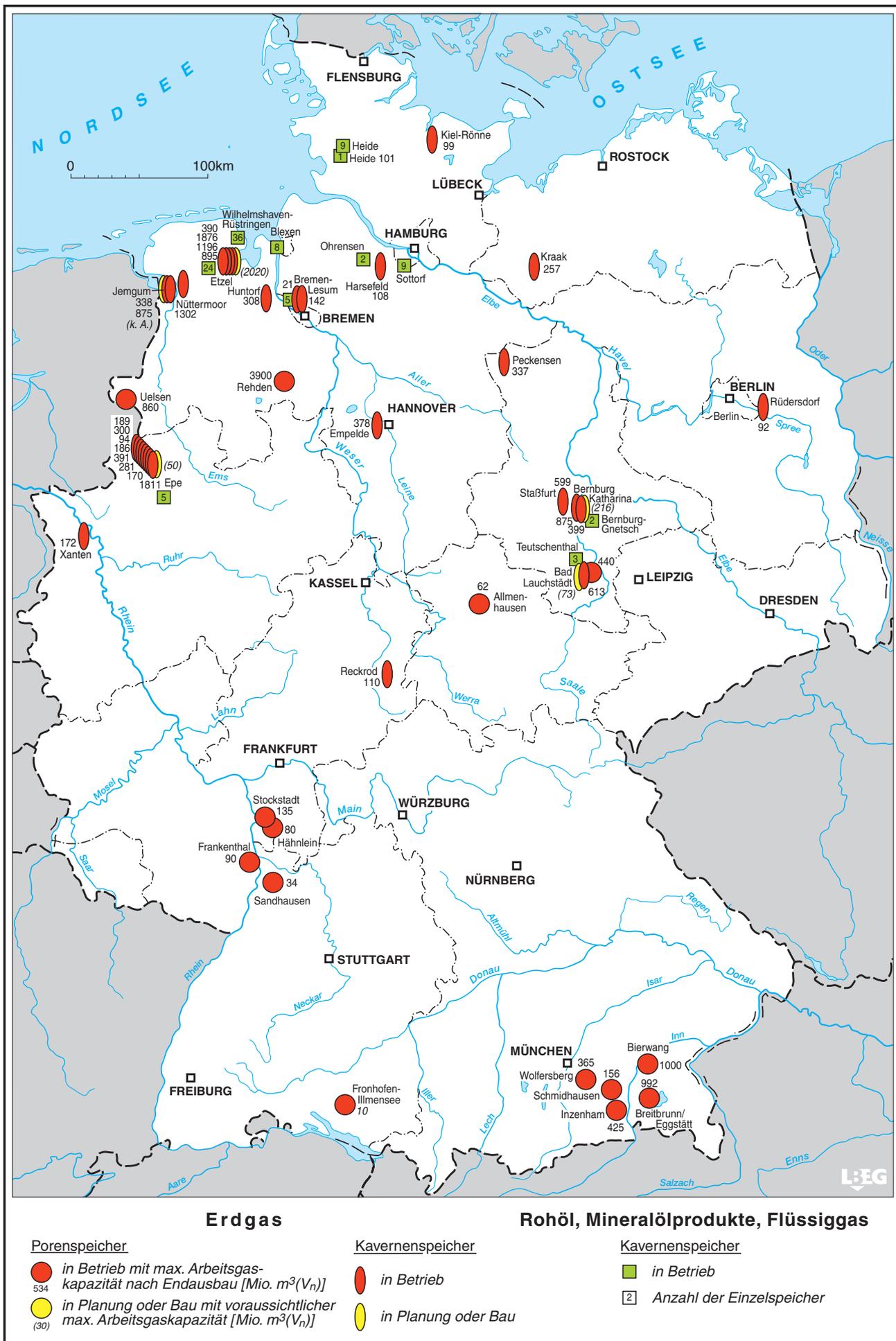
Verhältnis Reserven/Produktion



Erdöl und Erdgas* in Deutschland Kumulative Produktion & Reserven

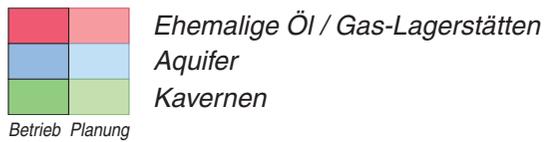
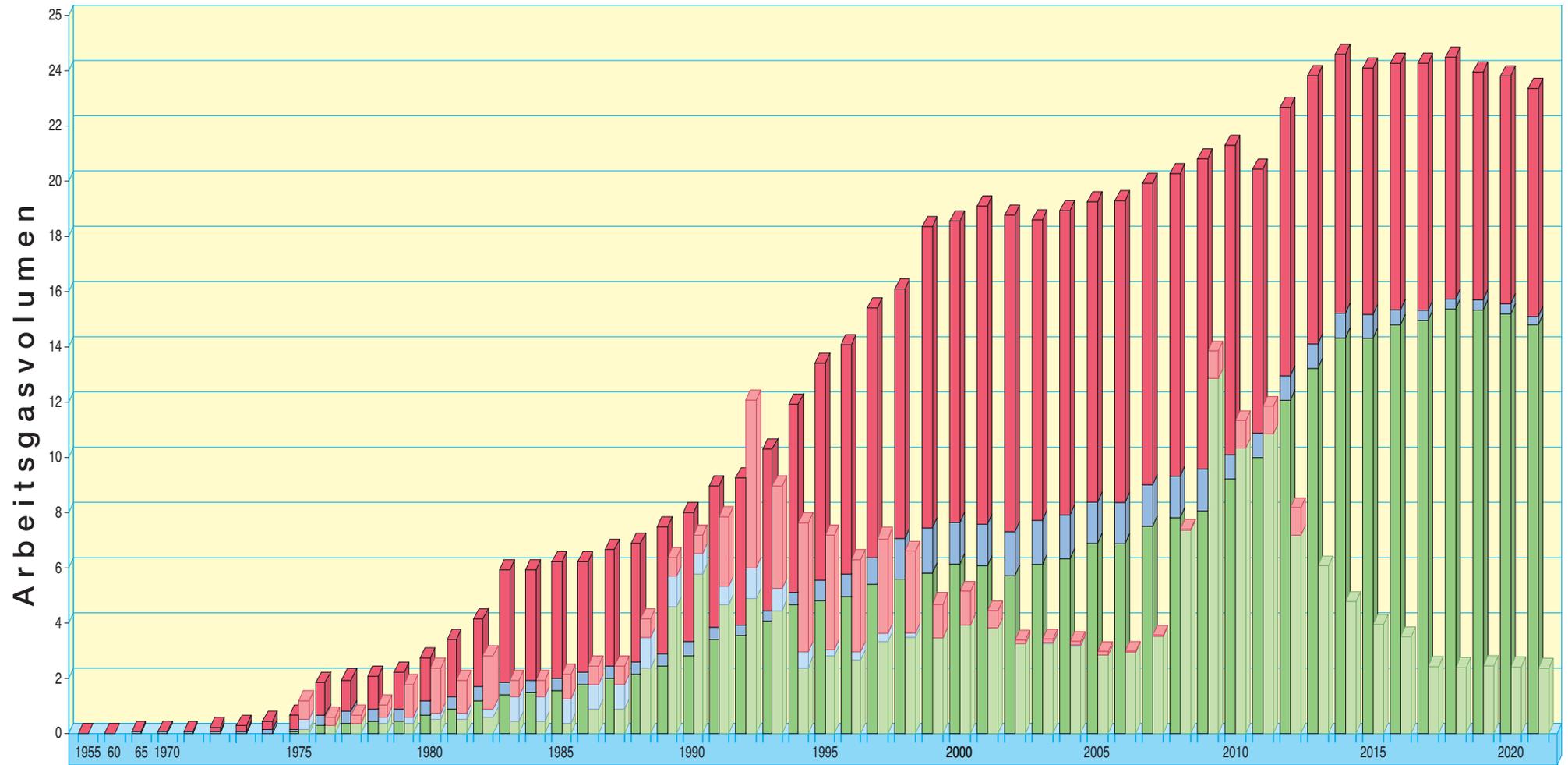


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



Quellen: Betreiberfirmen, Jahrbücher der Europäischen Rohstoff- und Energiewirtschaft (VGE Verlag GmbH)