



## Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2019







Landesamt für  
Bergbau, Energie und Geologie

# Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2019

Hannover 2020

## Titelbild

Das Titelfoto zeigt die Tiefbohranlage VDD200.1 der Firma DrillTec, die im Auftrag des Konsortiums aus Palatina GeoCon GmbH & Co. KG und Neptune Energy Deutschland GmbH Ende 2018 mit dem Abteufen der Bohrung Römerberg 8 in Speyer begonnen hat. Mit dieser dritten Bohrung auf dem Betriebsplatz 1 im Westen der Stadt sollte die Erdöllagerstätte Römerberg weiter erschlossen werden.

Ziel der Bohrung war das Buntsandsteinreservoir in rund 2200 Metern vertikaler Tiefe. Nach dem erfolgreichen Abschluss der Bohrarbeiten im Mai 2019 und einem positiven Fördertest konnte die Bohrung im Juni 2019 die Produktion aufnehmen. Das Konsortium hat 2019 insgesamt 134 000 Tonnen Erdöl aus dem Feld Römerberg gefördert. Auf das Land Rheinland-Pfalz entfielen im selben Jahr knapp acht Prozent der deutschen Erdölförderung.

Foto und Text: Neptune Energy Deutschland GmbH.



© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie  
Referat Energieressource Erdöl und Erdgas

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

Download unter [www.lbeg.niedersachsen.de](http://www.lbeg.niedersachsen.de)  
Stand: 08.04.2021

## Vorwort

Zu dem Zeitpunkt, da dieser Bericht erscheint, befindet sich die Weltwirtschaft in einer nie dagewesenen Ausnahmesituation. Die Corona-Pandemie hat die Wirtschaft auch hierzulande in eine massive Krise gestürzt, die sich auch in einer deutlich gesunkenen Nachfrage nach Erdöl widerspiegelt. Seit März 2020 sind die Rohölpreise drastisch gesunken, wir alle merken das an der Tankstelle, wobei die meisten von uns ja auch sehr viel weniger Auto fahren als sonst. Wir dürfen darüber aber nicht vergessen, dass sich solche Effekte nicht dauerhaft auswirken. Diese Krise wird überwunden werden. Mittel- bis langfristig wird der Energiebedarf weiter ansteigen. Erdgas wird beispielsweise immer stärker nachgefragt, Studien zufolge hält diese Entwicklung an.

Parallel dazu läuft die Debatte über eine Energiewende. Vor allem junge Menschen setzen sich unvermindert für Klimaschutz ein. Die Vermeidung von Treibhausgasemissionen und die Umstellung auf erneuerbare Energien werden weiter diskutiert und gefordert.

Diese Umstellung wird jedoch nicht möglich sein, ohne weiterhin auf Brückentechnologien zu setzen. Erdöl und Erdgas bleiben für die Energieerzeugung unverzichtbar, das gilt für die nächsten Jahrzehnte. Zur Erinnerung: Derzeit heizt in Deutschland fast jeder zweite Privathaushalt mit Gas. Und aktuell liegt in Deutschland der Anteil der zugelassenen Pkw, die nicht mit Diesel oder Benzin fahren, noch unter drei Prozent.

Es darf auch nicht vergessen werden, dass Erdöl und Erdgas – auch unabhängig von der Energieerzeugung – als wertvolle Rohstoffe in vielen weiteren Wirtschaftszweigen dienen. Um Medikamente, Chemikalien, Dünger, Kunststoffe und Farbe zu produzieren, dient Erdöl als Grundstoff. In chemischen Prozessen wird Erdgas für die Herstellung von Ammoniak, Methanol oder Wasserstoff benötigt.

Es ist daher vorerst nicht abzusehen, dass unsere Industriegesellschaft auf die beiden Rohstoffe verzichten kann. Jedoch werden wir zunehmend Erdöl und Erdgas aus anderen Ländern beziehen müssen. Unser neuer 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.

Zwar hat die Erdgasförderung 2019 deutlich weniger abgenommen als noch im Vorjahr, ist aber mit einem Minus von 2,7 Prozent weiter rückläufig. Ähnlich wie im Jahr zuvor hat auch die Erdölproduktion abgenommen, um 6,9 Prozent. Demgegenüber hat sich der Verbrauch der beiden Rohstoffe in Deutschland leicht erhöht, wir reden weiter über 2019, das Jahr vor Corona. Die heimische Förderung von Erdöl deckt kaum mehr zwei Prozent des Bedarfs in Deutschland, der Anteil des aus heimischen Quellen geförderten Erdgases am deutschlandweiten Verbrauch verringerte sich deutlich – auf inzwischen sechs Prozent. Eine Trendwende ist nicht abzusehen, sofern keine wesentlichen Explorations- und Förderprojekte mehr vorangetrieben werden.

Der mittelfristig wieder steigende Bedarf und die sinkenden Fördermengen zeigen, dass die Abhängigkeit Deutschlands von Rohstoffimporten weiterhin wächst. Unsere Erdgasspeicher bilden hierfür eine wichtige Voraussetzung. Wie sich das Speichervolumen entwickelt, zeigt unser Jahresbericht in einem eigenen Kapitel.

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

Ihr

Andreas Sikorski

Präsident des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie

# Inhalt

<b>Verzeichnis der Tabellen</b> .....	6
<b>Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen</b> .....	7
<b>Zusammenfassung</b> .....	8
<b>Summary</b> .....	9
<b>1 Bohraktivität</b> .....	10
1.1 Explorationsbohrungen .....	10
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen .....	15
1.3 Bohrmeterleistung .....	17
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	19
<b>2 Geophysik</b> .....	21
<b>3 Konzessionswesen</b> .....	23
<b>4 Erdöl- und Erdgasproduktion</b> .....	28
4.1 Erdölförderung.....	28
4.2 Erdgasförderung.....	33
<b>5 Erdöl- und Erdgasreserven</b> .....	38
5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2020.....	38
5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2020.....	39
5.3 Reservendefinitionen.....	41
<b>6 Untertage-Gasspeicherung</b> .....	43
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung.....	43
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch .....	44
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2019 .....	45
<b>7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas</b> .....	51
<b>8 Literatur und nützliche Links</b> .....	53
<b>Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme</b>	

## Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2019.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2019.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2014 bis 2019, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2019 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2019.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2019.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2019.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2019.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2015 bis 2019.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2019.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2017 bis 2019 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2018 und 2019 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2015 bis 2019.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2019 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2017 bis 2019 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2018 und 2019 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2020 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2020 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2020 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2020).
- Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2019).
- Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2019).
- 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 2019.
- 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 2019.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2019.
- 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 2019. 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 2018 um weitere 7 000 km<sup>2</sup> auf 46 600 km<sup>2</sup> verkleinert. Neue Erlaubnisse wurden nur in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt erteilt. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern in Niedersachsen, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern.

Die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas waren überschaubar. Es wurden 2D-seismische Messungen im Umfang von 88 Profilkilometern akquiriert. 3D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden in 2019 nicht vorgenommen.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte hat sich gegenüber dem Vorjahr von fünf auf zwölf mehr als verdoppelt. Weitere sieben Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2019 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Zwölf Explorationsbohrungen wurden in 2019 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon waren zwei gasfündig und vier ölfündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber 19 im Vorjahr auf 16 zurückgegangen. Weitere elf Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2019 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 13 Bohrungen wurden in 2019 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren zwölf fündig und eine hatte ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat nach dem historischen Tiefstand im Vorjahr in 2019 kräftig zugelegt, und zwar um 67 Prozent auf 43 416 m.

Aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten ist die Erdgasförderung weiter zurückgegangen. Allerdings fiel der Rückgang geringer aus als in den letzten Jahren. Gegenüber dem Vorjahr hat die Jahresfördermenge um 2,7 Prozent abgenommen und betrug 6,6 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität.

Auch die Erdölförderung war erneut rückläufig. Verglichen mit dem Vorjahr hat die Fördermenge um 6,9 Prozent abgenommen und betrug etwa 1,9 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 7,7 Mrd. m<sup>3</sup> abgenommen und beliefen sich auf 46,6 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität. Die Reserven haben sich also um mehr als die in 2019 entnommene Fördermenge verringert.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 1 Mio. t abgenommen und betrug 28 Mio. t. Die in 2019 entnommene Fördermenge konnte also etwa zur Hälfte durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 0,4 Mrd. m<sup>3</sup> auf 23,9 Mrd. m<sup>3</sup> verringert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch um weitere 2,5 Mrd. m<sup>3</sup> ausgebaut werden.

## Summary

This report summarizes the results of oil and gas exploration and production, as well as underground gas storage activity in Germany for 2019. 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 the previous year 2018, the total acreage of exploration licenses has decreased by a further 7,000 km<sup>2</sup> to 46,600 km<sup>2</sup>. New exploration licenses were only granted in Lower Saxony and Saxony-Anhalt. Exploration licenses or parts thereof have expired in Lower Saxony, Brandenburg, North Rhine-Westphalia, Schleswig-Holstein and Mecklenburg-Western Pomerania.

Only minor geophysical activities for oil and gas exploration have been reported. 88 kilometers of 2D seismic lines were shot, but no 3D seismic surveys and no gravimetric measurements were undertaken in 2019.

Active exploration drilling projects more than doubled from five in the previous year to twelve in 2019. A further seven exploration wells had yet to report results, after reaching their final depth before 2019. In total, 12 exploration wells completed in 2019 with final results, two of these found gas and four found oil.

The number of active development wells decreased to 16 from 19 in the previous year. Another 11 wells had reached their target depth before 2019 without reporting final results. In total, 13 projects reported successful results in 2019, including 12 founding hydrocarbons and one reaching its target.

Following the all-time low in the previous year, in 2019 the drilling meterage increased significantly, by 67 percent, to 43,416 m.

Gas production continued to decline due to depletion of the reservoirs. The decline, though, was smaller than in recent years. Annual production fell by 2.7 percent compared to the previous year and amounted to 6.6 billion m<sup>3</sup> (field quality).

Oil production also fell again, with a decline of 6.9 percent compared to the previous year and a total result of about 1.9 million tons (including condensate).

Combined proven and probable gas reserves declined in line with a similar trend in recent years. In comparison with the previous year, reserves fell by 7.7 billion m<sup>3</sup> leaving reserves of 46.6 billion m<sup>3</sup> in field quality. Hence, the reserves declined by more than the total volume produced in 2019.

The total remaining proven and probable oil reserves decreased by 1 million tons to 28 million tons. Roughly half of the oil volume produced in 2019 was consequently replaced by new reserves.

The available working gas volume of German underground gas storage facilities decreased by 0.4 billion m<sup>3</sup> to 23.9 billion m<sup>3</sup>. According to current plans the working gas volume is to be increased by 2.5 billion m<sup>3</sup> in the future.

## 1 Bohraktivität

Ausgehend von dem historischen Tiefstand in 2018 hat die inländische Bohraktivität in 2019 kräftig zugelegt. Dies wird vor allem bei den Bohrmeter deutlich, aber auch bei der Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind). Die Anzahl der aktiven Bohrungen stieg gegenüber dem Vorjahr von 24 auf 28 (Kap. 1.2).

Die Bohrmeterleistung wurde gegenüber dem Vorjahreswert um zwei Drittel gesteigert (Kap. 1.3). Damit lag sie seit 2013 erstmals wieder über dem Durchschnitt der vorangegangenen fünf Jahre, und zwar um mehr als 20 Prozent.

Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr verliefen in den unterschiedlichen Bohrkategorien leicht unterschiedlich. Sehr auffällig

war der Anstieg der Anzahl der aktiven Bohrungen in der Kategorie der Explorationsbohrungen; sie hat sich von fünf auf zwölf mehr als verdoppelt. Die Bohrmeter haben sich überproportional fast vervierfacht.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen zwar von 19 im Vorjahr auf 16 zurückgegangen, aber die Bohrmeter dieser Kategorie blieben im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert (plus etwa 1 Prozent).

### 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 2019 werden insgesamt 19 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten zwölf aktiven

Bohrungen und weiteren sieben Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2019 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

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

### Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder-Neiße-Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP<sup>1</sup>) (Anl. 2) wurde die Untersuchung des Staßfurt-Karbonats der Struktur Barth bei Saal in Mecklenburg-Vorpommern nach über 30 Jahren erneut aufgenommen. Die letzte Ölbohrung im Bereich dieser Struktur war die Bohrung Barth 9 aus dem Jahre 1978. Die bislang einzige produzierende

Sonde war die Bohrung Barth 6 aus dem Jahre 1965. Die Produktion war bereits in 1986 bei einer kumulativen Fördermenge von etwas mehr als 1000 t aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde auf einem anderen Störungsblock. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 festgelegt.

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

Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und auf einer Strecke von knapp 1000 m eine vertikale Mächtigkeit von etwa 20 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3863 m im Staßfurt-Karbonat bereits in 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest wurden 76 m<sup>3</sup> leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten getestet. In 2014 wurde der horizontal durchteufte Träger in zehn Bohrlochabschnitten hintereinander hydraulisch stimuliert. Der geplante Langzeitfördertest steht noch aus.

Die Bohrung **Reudnitz Z2** (GENEXCO) (Anl. 2) wurde bereits in 2014 von der Bayerngas GmbH abgeteuft. Sie sollte die Rotliegend-Sandsteine in einer Struktur untersuchen, die bereits durch die knapp 6 km westnordwestlich gelegene Bohrung Birkholz/Beeskow 1A aus dem Jahr 1964 und die knapp 4,5 km südsüdöstlich gelegene Bohrung Reudnitz 1 aus dem Jahr 1989 gasführend getestet worden war. Das in diesen Bohrungen nachgewiesene Erdgas zeichnete sich allerdings durch hohe Stickstoffgehalte aus, die damals offensichtlich dazu geführt haben, die Erdgasfunde nicht weiter zu verfolgen und zu entwickeln. Um die Bohrung Reudnitz Z2 richtig platzieren zu können, wurden in 2013 und 2014 2D-seismische Messungen durchgeführt, die das bestehende Netz der seismischen Linien verdichtet haben. Das Konzept der Bohrung sah vor, zunächst eine vertikale Bohrung in die Rotliegend-Sandsteine abzuteufen und im Erfolgsfall eine horizontale Ablenkung vorzunehmen. Die Bohrung traf das Staßfurt-Karbonat ölführend und die Rotliegend-Sandsteine wie prognostiziert gasführend an und wurde in einer Tiefe von 2930 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Anschließend wurde die Bohrung zur **Reudnitz Z2a** ablenkt. Die Ablenkung hat die gasführenden Rotliegend-Sandsteine auf einer Strecke von etwa 1000 m horizontal aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 4407 m eingestellt. Im Januar 2015 wurde ein Fördertest durchgeführt. Nach der Übernahme der Bohrung durch die Firma GENEXCO GmbH wurde die Bohrung in 2019 erneut getestet und anschließend als gasföndig bewertet.

## Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) (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.

## Oberrrheintal

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 Reservoir-Sandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoirs im Muschelkalk und Keuper stellten die sekundären Ziele dar. Der Landepunkt der Bohrung bezogen auf Top Buntsandstein liegt ungefähr 6 km südwestlich der Fundbohrung von Römerberg. Die Bohrung hat die Zielformationen etwa in den prognostizierten Teufen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2415 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend wurde die Bohrung für einen Produktionstest vorbereitet, dessen Ergebnisse für das erste Quartal 2020 erwartet werden.

Mit der Bohrung **Steig 1** (Rhein Petroleum) (Anl. 1) wurde in dem baden-württembergischen Erlaubnisfeld Graben-Neudorf eine

Struktur etwa 2 km nordnordöstlich des ehemaligen Ölfeldes Weingarten untersucht. Bereits in den 1950er Jahren konnten die Pechelbronn-Schichten und die Cyrenen-Mergel mit den Bohrungen Untergrombach 1 bis 3 in dieser Struktur ölführend nachgewiesen werden. Die erzielten Förderraten wurden damals jedoch als nicht wirtschaftlich eingestuft. Die an der östlichen Grabenrandstörung des Oberrheingrabens gelegene Antiklinal-Struktur wurde in der 3D-Seismik Karlsruhe-Nord aus dem Jahre 2012 neu kartiert und unter den heutigen Rahmenbedingungen als bohrwürdig bewertet. Zielhorizonte waren primär die Pechelbronn-

Schichten und sekundär die Cyrenen-Mergel. Die Bohrung hat die Sandstein-Reservoirs in den Oberen Pechelbronn-Schichten, den Melletta-Schichten und den Cyrenen-Mergeln ölführend aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 1020 m im Lettenkohlenkeuper eingestellt. Nach Durchführung von Fördertesten wurde die Bohrung als ölfündig eingestuft.

## Teilfeldsuchbohrungen

### Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung **Burgmoor Z5** (Vermilion) (Anl. 2) wurde eine tektonische Scholle zwischen den Zechstein-Erdgaslagerstätten Burgmoor-Uchte und Bahrenborstel untersucht. Das Ziel der Bohrung war, die Lagerstätte im Staßfurt-Karbonat in dieser tektonischen Scholle nachzuweisen. Nach den Ergebnissen der seismischen Interpretation wurde es zudem als möglich erachtet, oberhalb des autochthonen Staßfurt-Karbonates im Zechstein-Salz eine allochthone Scholle, einen sogenannten „Floater“, aus einem Verbund von Staßfurt-Karbonat und Basalanhydrit anzutreffen. Solche „Floater“ können separate Lagerstätten enthalten. Die Bohrung hat das autochthone Staßfurt-Karbonat gasführend aufgeschlossen, ohne im Hangenden eine allochthone Scholle nachzuweisen. Die Bohrung wurde als gasfündig eingestuft.

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall Dea) (Anl. 2) sollte das Potenzial in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden, nachdem die Förderung der 1995 abgeteufte 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 Wechselfolge mit Tonsteinen an. Es wurden sechs Bohr-

kerne mit einer Gesamtlänge von ca. 130 m gezogen. Die geplanten hydraulischen Stimulierungen 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 Stimulierung durchgeführt.

Die Bohrung **Greetsiel-Süd Z1** (EMPG) (Anl. 2) sollte einen separaten Rotliegend-Block südlich der Lagerstätte Greetsiel/Greetsiel-West und südwestlich der Lagerstätte Uttum auf Gasführung testen und erschließen. Sie zielte auf einen Horstblock, der auf der SO-NW streichenden "Greetsiel/Hamburger-Sand-Terrasse", ca. 15 km östlich der Großstruktur Groningen liegt. Strukturell ist das Prospekt von den beiden benachbarten und in Produktion stehenden Lagerstätten jeweils durch mehrere Abschiebungen getrennt und wurde daher unter initialem Porendruck stehend erwartet. Die primären Ziele waren der Bahnsen-, Wustrow- und Ebstorf-Sandstein, die auch in den benachbarten Lagerstätten Greetsiel und Uttum in Produktion stehen. Das sekundäre Ziel stellte der höhere Teil des unterlagernden Dethlingen-Sandsteins dar. Die Bohrung hat die Ziel-Sandsteine exakt in der prognostizierten Tiefe angetroffen, aber sie waren verwässert. Daraufhin wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft.

## Gebiet westlich der Ems

Das Ziel der Bohrung **Adorf Z15** (Neptune) (Anl. 2) ist die Untersuchung der langgestreckten strukturellen Hochlage im Oberkarbon unterhalb der bekannten Zechstein-Erdgaslagerstätte Adorf. Das Zielgebiet liegt südlich der E-W-verlaufenden regionalen Hauptstörung der Struktur. Dort soll eine natürlich geklüftete Gaslagerstätte analog zur Erdgaslagerstätte Ringe, die auf demselben Strukturzug etwa 5 km weiter westlich liegt, erschlossen werden. Sekundäre Ziele der Bohrung sind strukturelle Hochlagen im Mittleren Buntsandstein und im Bentheim-Sandstein. Das Staßfurt-Karbonat wird bedingt durch die bisherige Förderung aus der Lagerstätte Adorf im Druck abgesenkt erwartet. Am Jahresende 2019 stand die Bohrung bei 2855 m im Leine-Steinsalz.

## Oberrheintal

Die Bohrung **Römerberg 7** (Neptune) (Anl. 2) hatte das Ziel, den Buntsandstein im südlichen Teil der zentralen Scholle ebenfalls in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung zu erschließen. Der geplante Landepunkt der Bohrung an der Oberkante des Buntsandstein lag ca. 1600 m südsüdöstlich des Ansatzpunktes und damit ca. 600 m südwestlich des Landepunktes der Römerberg 1. In 2015 hat sie ihre Endteufe bei 3414 m im ölführenden Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein

Fördertest durchgeführt, dessen Ergebnisse aber keine wirtschaftliche Förderung ohne zusätzliche Optimierung des Zuflusses erwarten ließen. In 2019 wurde deshalb die multilaterale Ablenkung Römerberg 7M1 gebohrt. Die Ablenkung sollte den stark gestörten Lagerstättenbereich um das Stammloch verlassen und das Reservoir parallel zur westlichen Hauptstörung strukturhoch aufschließen. Die Bohrung wurde bei 3002 m aus dem Reservoir abgelenkt und hat bis zur Endteufe von 3607 m einen zusätzlichen Lagerstättenaufschluss von ca. 600 m geschaffen. Das Stammloch und die multilaterale Ablenkung wurden in Kombination als ölfündig eingestuft.

Die Bohrung **Römerberg 8** (Neptune) (Anl. 2) sollte die Erdöllagerstätte Römerberg weitererschließen. Das Primärziel waren die ölführend vermuteten Sandsteine des Oberen und Mittleren Buntsandstein zwischen den bestehenden Produzenten Römerberg 1 und Römerberg 3 in strukturhoher Position mit einem Landepunkt nahe der strukturbildenden westlichen Hauptabschiebung der Lagerstätte. Das Abteufen der Bohrung hatte bereits in 2018 begonnen. Technische Probleme führten dazu, dass aus dem Stammloch zweimal abgelenkt werden musste. Im Mai 2019 wurde das Reservoir im Buntsandstein mittels der Bohrung Römerberg 8 (3.) ölführend erschlossen und die Endteufe von 3123 m erreicht. Nach Durchführung eines Fördertes wurde die Bohrung als ölfündig eingestuft.

## Wiedererschließungsbohrungen

### Alpenvorland

Mit der Bohrung **RAG Ampfing 1** (RDG) (Anl. 1) wurde Anfang 2016 das ehemalige Feld Ampfing hinsichtlich einer wirtschaftlichen Wiedererschließung untersucht. Ampfing war der erste Erdöl- und Erdgasfund im deutschen Teil des östlichen Alpenvorlandes. Der Fund gelang bereits 1953 nach kurzer seismischer Vorerkundung. Aus der Erdöllagerstätte im Ampfing-Sandstein, in der sich eine primäre Gaskappe entlöst hatte, wurden seit 1954 0,55 Mio. t Erdöl und 1,4 Mrd. m<sup>3</sup> Erdölgas gefördert. 1988 wurde

das Feld aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben. Das Ziel der Bohrung war, in den Bereich der ursprünglichen Gaskappe zu bohren, um zu prüfen, ob aufgrund der langjährigen Entnahme durch die Förderung Erdöl in diesen Bereich eingewandert ist. Die Bohrung hat das primäre Ziel, den Ampfing-Sandstein, in der erwarteten Tiefe, aber geringmächtiger als erwartet erschlossen. Beim Test auf den Ampfing-Sandstein floss Formationswasser mit Öl- und Gas Spuren zu. Ob ein Test auf das Nebenziel, den Lithothamnienkalk, durchgeführt werden soll, wurde noch nicht entschieden.

Die Bohrung **Schicking 2** (RDG) (Anl. 1) sollte die Grundannahmen für das Wiedererschließungskonzept im östlichen Teil der Lagerstätte Ampfing prüfen und Daten für ein genaueres Lagerstättenmodell liefern. Neben detaillierten Kernanalysen sollten die Sättigungs- wie auch die aktuellen Druckverhältnisse im Bereich der ursprünglichen Gaskappe des Ampfing-Sandsteins und des dynamisch in Verbindung stehenden Lithothamnienkalks bestimmt werden. Neben dem Hauptziel (Ampfing-Sandstein) und dem direkt überlagernden Nebenziel (Lithothamnienkalk) wurde noch ein weiteres, tiefer liegendes Nebenziel im Gault-Sandstein identifiziert. Der Gault-Sandstein ist in der Region Ampfing noch nicht erfolgreich als Träger entwickelt worden und sollte in günstiger struktureller Position auf Kohlenwasserstoffführung und Lagerstätteigenschaften getestet werden. Der Ampfing-Sandstein und der Lithothamnienkalk wurden in der erwarteten Teufe angetroffen. Der Ampfing-Sandstein hat zwar gute Reservoir-Eigenschaften, ist aber hoch verwässert. Der Lithothamnienkalk ist relativ dicht. Der Gault-Sandstein wurde etwas tiefer als erwartet und verwässert angetroffen. Die Bohrung wurde ohne Teste auf einen strukturell tiefer liegenden, aber möglicherweise ölführenden Bereich des Ampfing-Sandsteins zur **Schicking 2a** mit dem Nebenziel gasführender Lithothamnienkalk abgelenkt. Beide Ziele wurden einige Meter tiefer als erwartet und stark verwässert angetroffen. Daraufhin wurde die Bohrung auf eine strukturell günstigere Position zur **Schicking 2b** erneut abgelenkt. Der Ampfing-Sandstein und der Lithothamnienkalk wurden in der

erwarteten Tiefe und mit höheren KW-Anzeichen als in der Schicking 2a angetroffen. Aufgrund der Ergebnisse der Fluid-Probenahme (MDT) im Ampfing-Sandstein und der Auswertung der Bohrlochmessungen wurde entschieden, die Bohrung zu verrohren und einen Langzeitfördertest durchzuführen. Der Fördertest hat im Dezember 2019 begonnen.

Gebiet westlich der Ems

Die Ablenkung **Emlichheim Z5a** (Wintershall Dea) (Anl. 1) der ehemaligen Erdgasförder-sonde Emlichheim Z5 sollte die Erdöllagerstätte Emlichheim-Süd im Bentheim-Sandstein, die anhand 3D-seismischer Daten neu kartiert wurde, wiedererschließen. Im Falle des Nachweises wirtschaftlicher Reserven sollte die Bohrung abgelenkt werden, um das Reservoir horizontal aufzuschließen. Die Lagerstätte Emlichheim-Süd war 1959 entdeckt worden und hatte bis 1968 eine Gesamtfördermenge von nur ca. 11 000 t mit der Emlichheim-Süd 2a als einzige Fördersonde erbracht. Die aktuelle Bohrung hat den Bentheim-Sandstein nicht angetroffen; er ist vermutlich lokal nicht abgelagert worden. Die Bohrung wurde erneut abgelenkt, um die Lagerstätte strukturhoch zu erschließen. In der Ablenkung **Emlichheim Z5b** wurde der Bentheim-Sandstein zwar ölführend, aber geringmächtig, mit schlechten Reservoir-eigenschaften und nicht förderbar angetroffen. Die Bohrung wurde daher als nicht fündig eingestuft.

## 1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen ist gegenüber dem Vorjahr von 24 auf 28 angestiegen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere 18 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2019 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten, und eine Bohrung ruhte weiterhin.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2019 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende

2019 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 47 Bohrungen haben 28 ein endgültiges Ergebnis erhalten; davon waren 20 erfolgreich. Von diesen 20 Bohrungen waren 18 fündig und zwei weitere hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses insbesondere Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere so genannte „spy holes“. Bohrungen,

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2019. Bohrlokationen siehe Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
<b>Aufschlussbohrung (A3)</b>							
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>							
Barth 11 <sup>1</sup>	CEP	33337480	6021579	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
Reudnitz Z2 <sup>1</sup>	GENEXCO	33452267	5779635	Ziel erreicht	Rotliegend	2930,0	Rotliegend
Reudnitz Z2a <sup>1</sup>	GENEXCO	33452267	5779635	gasfündig	Rotliegend	4407,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a <sup>1</sup>	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
<i>Oberrhheintal</i>							
Schwegenheim 1	Neptune	32452440	5458897	n.k.E.	Buntsandstein	2415,0	Buntsandstein
Steig 1	Rhein Petroleum	32465943	5436184	ölfündig	Pechelbronn-S.	1020,0	Unter. Keuper
<b>Teilfeldsuchbohrung (A4)</b>							
<i>Weser-Ems</i>							
Burgmoor Z5	Vermilion	32486509	5821995	gasfündig	Staßfurt-Karb.	3502,0	Zechstein
Düste Z10 <sup>1</sup>	Wintershall Dea	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
Greetsiel-Süd Z1	EMPG	32374132	5923461	nicht fündig	Rotliegend	3970,0	Rotliegend
<i>Westlich der Ems</i>							
Adorf Z15	Neptune	32364263	5829518	bohrt	Oberkarbon		
<i>Oberrhheintal</i>							
Römerberg 7 <sup>1</sup>	Neptune	32457484	5465432	ölfündig	Buntsandstein	3406,0	Buntsandstein
Römerberg 7M1	Neptune	32457484	5465432	ölfündig	Buntsandstein	3607,0	Buntsandstein
Römerberg 8	Neptune	32457479	5465431	ölfündig	Buntsandstein	3122,8	Buntsandstein
<b>Wiedererschließungsb. (A5)</b>							
<i>Alpenvorland</i>							
RAG Ampfing 1 <sup>1</sup>	RDG	32754804	5349241	n.k.E.	Eozän	2150,0	Oberkreide
Schicking 2	RDG	32754797	5349248	nicht fündig	Eozän; Unterkr.	2441,0	Purbeck
Schicking 2a	RDG	32754797	5349248	nicht fündig	Eozän	1907,0	Oberkreide
Schicking 2b	RDG	32754797	5349248	n.k.E.	Eozän	1972,0	Oberkreide
<i>Westlich der Ems</i>							
Emlichheim Z5a	Wintershall Dea	32356264	5831186	nicht fündig	Bentheim-Sdst.	1535,0	Unterkreide
Emlichheim Z5b	Wintershall Dea	32356264	5831186	nicht fündig	Bentheim-Sdst.	1546,0	Unterkreide

Status mit Stand vom 31. Dezember 2019; <sup>1</sup>: Endteufe vor 2019 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2019.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
<b>Erweiterungsbohrungen (B1)</b>			
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>			
Guhlen 1b	CEP	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
<b>Produktionsbohrungen (B2)</b>			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 29 (5.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	ruht
Mittelplate-A 30	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z11 <sup>1</sup>	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Hankensbüttel-Süd 96 <sup>1</sup>	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z4c	Wintershall Dea	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z7a <sup>1</sup>	Wintershall Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Dötlingen Z3A (4.)	EMPG	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
Düste 73a <sup>1</sup>	Wintershall Dea	Dichotomiten-Sandstein	Ziel erreicht
Leer Z5 (6.) <sup>1</sup>	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Päpsen Z1d (3.)	Wintershall Dea	Staßfurt-Karbonat	bohrt
Uchte Z7bM1	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Uchte Z7bM2	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Visbek Z16a (2.)	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 192	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 502 (2.)	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 63 (2.) <sup>1</sup>	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 181a <sup>1</sup>	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 273 (3.)	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 314 (2.) <sup>1</sup>	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 323 (2.) <sup>1</sup>	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 353a	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 370a <sup>1</sup>	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 706Ga	Neptune	Obermalm	ölfündig
Rühlermoor 710G	Neptune	Obermalm	ölfündig
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 2 <sup>1</sup>	Wintershall Dea	Baustein-Schichten	nicht fündig
<b>Hilfsbohrungen (B3)</b>			
<i>Elbe-Weser</i>			
Hankensbüttel-Süd 97 (2.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 522	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
CEP – CEP Central European Petroleum GmbH		Status mit Stand vom 31. Dezember 2019	
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH		<sup>1</sup> : Endteufe vor 2019 erreicht	
GENEXCO – GENEXCO GmbH			
Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH			
RDG – RDG GmbH & Co. KG			
Rhein Petroleum – Rhein Petroleum GmbH			
Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG			
Wintershall Dea – Wintershall Dea GmbH und Wintershall Dea Deutschland AG			

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.

### 1.3 Bohrmeterleistung

Ausgehend von dem historischen Tiefstand in 2018 hat die inländische Bohraktivität in 2019 kräftig zugelegt. Dies wird vor allem in der Bohrmeterleistung deutlich. Sie hat um 67 Prozent zugenommen und betrug 43 416 m. Das ist der höchste Wert seit fünf Jahren. Getragen wurde dieser Anstieg von den Bohrmetern in der Exploration.

Aufgrund der meist hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Bericht zur Betrachtung der Entwicklung der Bohrmeterleistung auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). In 2019 lag die Bohrleistung um etwa 22 Prozent über diesem Mittelwert.

In den letzten Jahren hat sie sich auf einem Niveau von deutlich unter 50 000 m eingependelt. Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

In den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung verlief die Entwicklung der Bohrleistung im Vergleich zum Vorjahr unterschiedlich.

In der Exploration haben sich die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr fast vervierfacht und im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf

Jahre fast verdoppelt. Bei dieser Entwicklung darf nicht vernachlässigt werden, dass sich die Bohrmeter der Exploration im Vorjahr auf einem historischen Tiefpunkt befanden. Im längerfristigen Vergleich liegen sie dennoch oberhalb des Mittelwertes der letzten 20 Jahre.

Der Anteil an den gesamten Bohrmetern betrug in 2019 53 Prozent. Zum Vergleich: Das Mittel seit Beginn der gültigen Bohrklassifikation in 1981 beträgt 48 Prozent.

In der Feldesentwicklung blieben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert (plus etwa 1 Prozent) und verblieben damit im längerfristigen Vergleich auf einem geringen Niveau. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre war es ein Minus von 14 Prozent.

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

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2014 bis 2019, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
	A3	A4	A5	B1	B2	B3								
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2014	48922	100	5649	11,5	15024	30,7	1525	3,1	-	-	21522	44,0	5202	10,6
2015	32773	100	1513	4,6	5577	17,0	2376	7,3	452	1,4	21120	64,4	1734	5,3
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
<b>2019</b>	<b>43416</b>	<b>100</b>	<b>3435</b>	<b>7,9</b>	<b>13620</b>	<b>31,4</b>	<b>6105</b>	<b>14,1</b>	<b>744</b>	<b>1,7</b>	<b>18168</b>	<b>41,8</b>	<b>1344</b>	<b>3,1</b>
Mittelwert 2014-2018	35640	100	3236	9,1	6570	18,4	2194	6,2	1176	3,3	19643	55,1	2820	7,9

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2019 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
<b>Bundesland</b>	m	m	m	m	m	m	m	%
Baden-Württemberg	1020	-	-	-	-	-	1020	2,3
Bayern	-	-	5055	-	-	-	5055	11,6
Brandenburg	-	-	-	744	-	-	744	1,7
Niedersachsen	-	10325	1050	-	10585	1344	23304	53,7
Rheinland-Pfalz	2415	3295	-	-	-	-	5710	13,2
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	7583	-	7583	17,5
<b>Gebiet</b>								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	7583	-	7583	17,5
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	744	-	-	744	1,7
Elbe-Weser	-	-	-	-	1956	455	2411	5,6
Weser-Ems	-	7470	-	-	4016	-	11486	26,5
Westlich der Ems	-	2855	1050	-	4613	889	9407	21,7
Oberheintal	3435	3295	-	-	-	-	6730	15,5
Alpenvorland	-	-	5055	-	-	-	5055	11,6

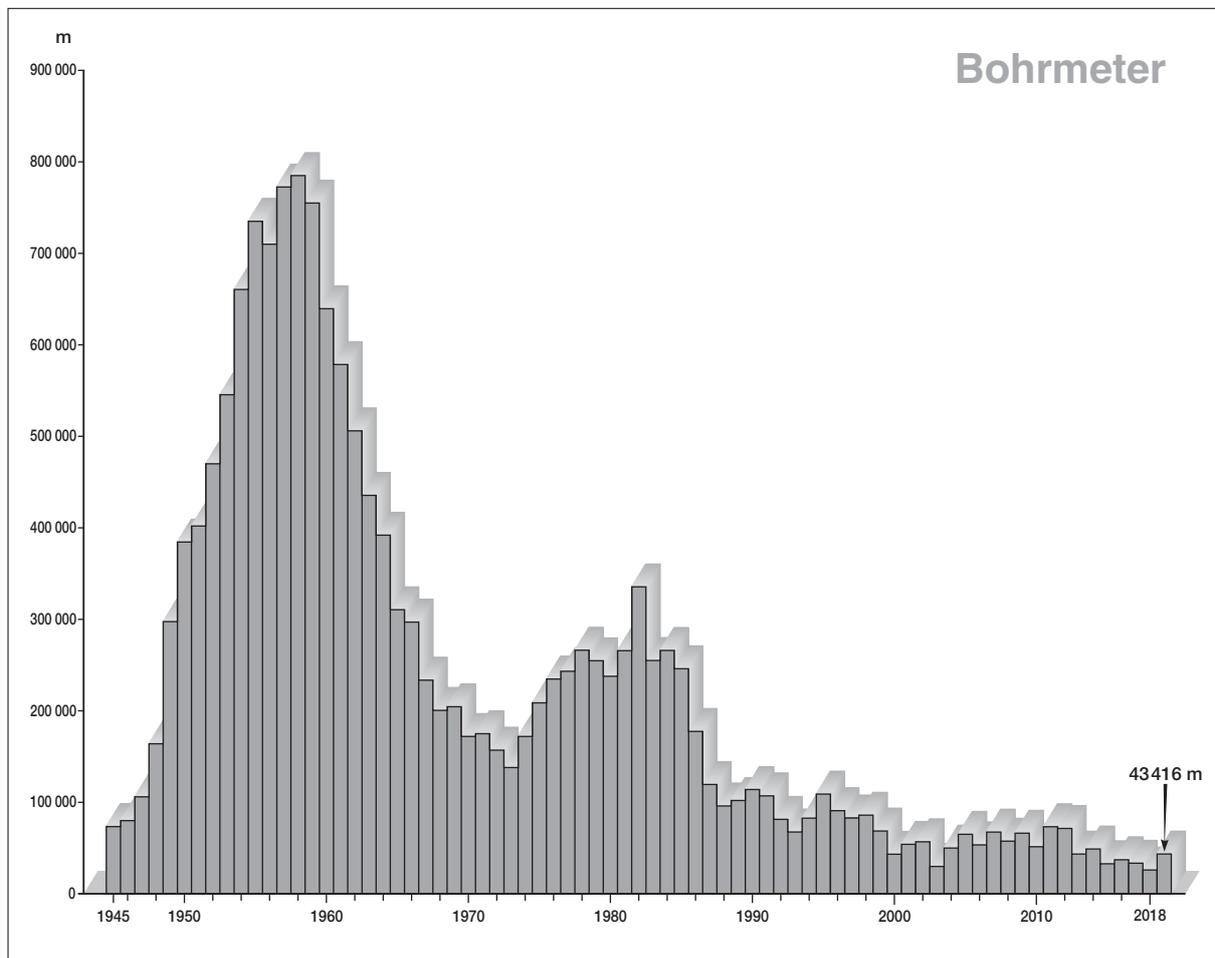


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2019.

## 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.

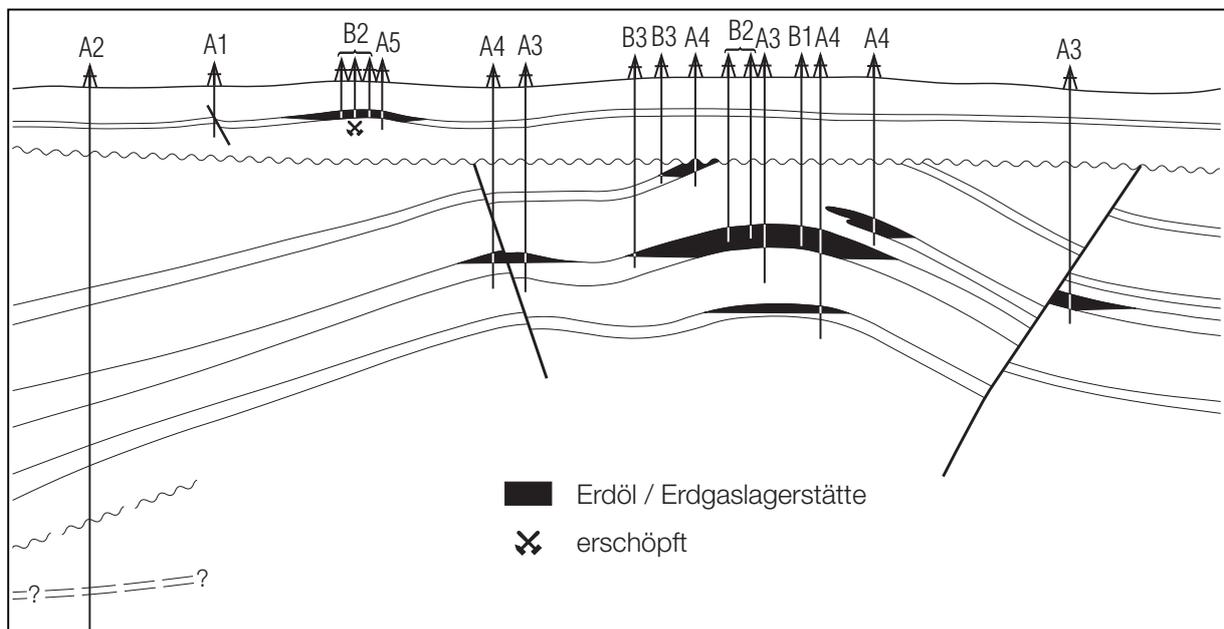


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

## 2 Geophysik

Nachdem sich oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas im Vorjahr auf einen 3D-seismischen Survey mit einer Fläche von 37 km<sup>2</sup> beschränkten, wurden in 2019 lediglich 2D-seismische Messungen im Umfang von 88 Profilkilometern durchgeführt. 3D-seismische Messungen sowie gravimetrische und magnetische Messungen wurden nicht vorgenommen (Tab. 5).

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

### 2D-Seismik

In 2019 wurde ein 2D-seismischer Survey zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt, und zwar im Erlaubnisfeld Zehdenick-Nord der Jasper Resources GmbH. Der Survey hatte einen Umfang von 88 Profilkilometern.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2019 (nach Angaben der explorierenden Firmen).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km <sup>2</sup>	km	Messpunkte / km <sup>2</sup>
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	88	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	-	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-
Alpenvorland	-	-	-
<b>Summe</b>	-	<b>88</b>	-

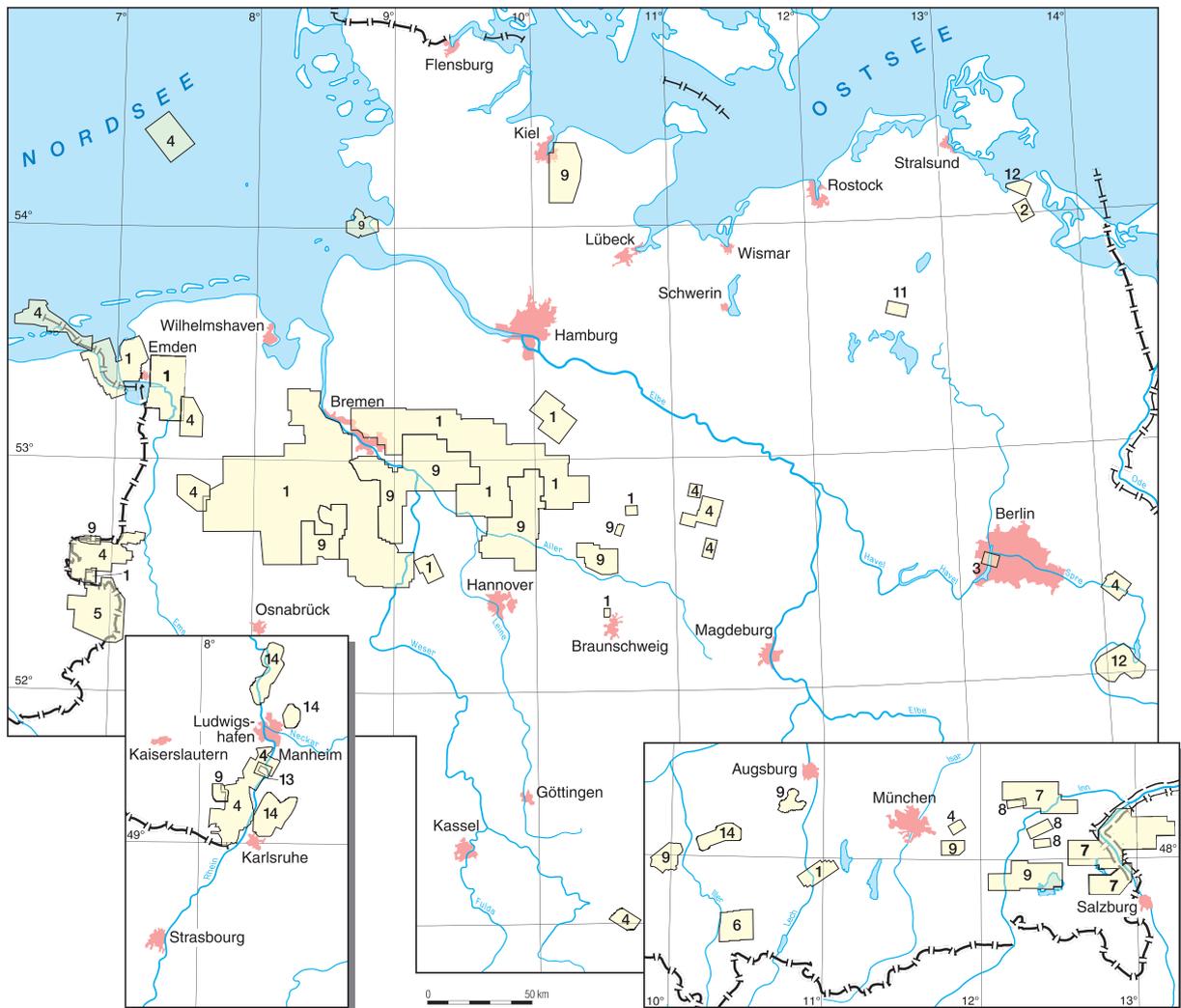


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: Neptune, 5: NAM, 6: OMV, 7: RDG, 8: E.ON, 9: Wintershall Dea, 11: GAZPROM, 12: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

### 3 Konzessionswesen

Im Jahr 2019 wurde die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen weiter verkleinert. Damit hat sie seit 2014 stetig abgenommen. Den zahlreichen Aufhebungen und Verkleinerungen durch Teilaufhebungen und Teilverlängerungen von Erlaubnisfeldern standen nur zwei Neuerteilungen gegenüber.

Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber dem Vorjahr um etwa 7000 km<sup>2</sup> verkleinert und betrug Ende 2019 noch 46 600 km<sup>2</sup>; in 2013 waren es noch 106 000 km<sup>2</sup>. Da sich Erlaubnisfelder zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken teilweise mit Erlaubnisfeldern

zur gewerblichen Aufsuchung überschneiden, war die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und betrug zum Ende des Jahres etwa 45 100 km<sup>2</sup>.

Die zwei neu erteilten Erlaubnisfelder überdecken zusammen eine Fläche von etwa 250 km<sup>2</sup>. Demgegenüber sind 22 Erlaubnisfelder durch Fristablauf, Aufhebung und Widerruf erloschen oder infolge von Teilverlängerungen oder Teilaufhebungen verkleinert worden. Das hatte eine Reduktion der Konzessionsfläche um etwa 7300 km<sup>2</sup> zur Folge.

Die neu erteilte Fläche entfällt auf je ein Erlaubnisfeld in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt.

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2019.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Neu erteilte Erlaubnisse</b>			
19_01 1	Leda Thielbeer	Neptune Energy Deutschland GmbH Geo Exploration Technologies GmbH	Niedersachsen Sachsen-Anhalt
<b>Teilaufhebungen und Teilverlängerungen</b>			
3 17_01	Lübben Bramsche-Verkleinerung (jetzt Bramsche I)	CEP Central European Petroleum GmbH BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Brandenburg Niedersachsen
14_05 20008/73	Borsum (jetzt Borsum I) 20008/73 (jetzt NE3-0002-01)	RDG Niedersachsen GmbH Petrogas E&P UK Limited, Danoil Exploration A/S	Niedersachsen Nieders. (Nordsee)
<b>Erloschene Erlaubnisse</b>			
5 8 8 9 13_06 20001	Reudnitz-Nordost Forst Grimmen 2 Teilgebiet West Grimmen 2 Teilgebiet Ost Lauenhagen Erweiterung A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	GENEXCO GmbH CEP Central European Petroleum GmbH CEP Central European Petroleum GmbH CEP Central European Petroleum GmbH LauenhagenGas GmbH Wintershall Dea GmbH, Neptune Energy Deutschland GmbH	Brandenburg Brandenburg Mecklenburg-Vorpom. Mecklenburg-Vorpom. Niedersachsen Niedersachs., Schleswig-Holst. (Nordsee)
99003 19 45 46 52 53 56	Achim (neu) Hamm-Ost Hamm-Süd Hellweg Dasbeck Rudolf Wesel Gas	Wintershall Dea GmbH HammGas GmbH & Co.KG HammGas GmbH & Co.KG HammGas GmbH & Co.KG HammGas GmbH & Co.KG HammGas GmbH & Co.KG Thyssen Vermögensverwaltung GmbH, PVG GmbH – Resources Services & Management	Niedersachsen Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen
57 58 60 61 62 63	BarbaraGas HaltermGas Nord Hamm-Nord Monopol Sophia Lippe-Nord	PVG GmbH - Resources Services & Management PVG GmbH - Resources Services & Management HammGas GmbH & Co. KG PVG GmbH - Resources Services & Management PVG GmbH - Resources Services & Management PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen Nordrhein-Westfalen
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4

In Niedersachsen wurde das Feld Leda mit einer Fläche von 82 km<sup>2</sup> neu erteilt und in Sachsen-Anhalt das Feld Thielbeer mit 172 km<sup>2</sup>.

Die Summe der Flächenverminderung infolge der erloschenen und verkleinerten Erlaubnisfelder war in Niedersachsen inkl. Nordsee mit etwa 3000 km<sup>2</sup> am größten, gefolgt von Brandenburg und Nordrhein-Westfalen mit jeweils etwa 1300 km<sup>2</sup>, Schleswig-Holstein (Nordsee)

mit über 1200 km<sup>2</sup> und Mecklenburg-Vorpommern mit 390 km<sup>2</sup>.

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 (in Abb. 5 ohne Veränderungen im Bestand) dargestellt.

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2019.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie</b>			
4	Salzach-Inn	RDG GmbH & Co. KG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Dea GmbH	Bayern
9	Grafing	Wintershall Dea Deutschland AG	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
22	Starnberger See (großr. Aufsuch.)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
25	Egmating (großr. Aufsuchung)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
27	Grafing Süd	Wintershall Dea Deutschland AG	Bayern
28	Velden-Teising (großr. Aufsuch.)	Genexco Gas GmbH	Bayern
<b>Bergamt Stralsund</b>			
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.
<b>Bezirksregierung Arnsberg</b>			
2	Julix	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuella	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
12	Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
13	Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	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	Rheurd-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
59	Haard-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
<b>Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie</b>			
039	Lingen (Zusammenlegung)	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
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 AG	Nieders., Hamburg
134	Taaken (Rest)	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
135	Rotenburg	Wintershall Dea Deutschland AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
144	Harpstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall Dea GmbH	Niedersachsen
150	Scholen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen

<b>Fortsetzung Tab. 7</b>			
153	Verden Verkleinerung	Wintershall Dea Deutschland AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	Wintershall Dea Deutschland AG	Schleswig-Holstein
513	Hamwiede	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
98003	Celle	Wintershall Dea Deutschland AG	Niedersachsen
01001	Unterweser	Wintershall Dea Deutschland AG	Nieders., Bremen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
11001	Werder	Wintershall Dea Deutschland AG	Niedersachsen
01_18	Bedekaspel Verkleinerung	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
12_10	Heemsen-Verkleinerung	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
13_01	Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd., ONE-Dyas B.V.	Niedersachsen
13_03	Prezelle	Geo Exploration Technologies GmbH	Niedersachsen
13_05	Laarwald	Wintershall Dea GmbH	Niedersachsen
14_02	Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
14_03	Weesen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
16_03	Aller	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
16_06	Weste	Geo Exploration Technologies GmbH	Niedersachsen
17_02	Hümmling-Restfläche	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
18_01	Bramsche I	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
18_02	Borsum I	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
19_01	Leda	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
41_18_01	NE3-0001-01	ONE-Dyas B.V.	Nieders. (Nordsee)
41_18_02	NE3-0002-01	Petrogas E&P UK Limited, Danoil Exploration A/S	Nieders. (Nordsee)
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	ONE-Dyas B.V., Neptune Energy Deutschland GmbH, Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nieders. (Nordsee)
<b>Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg</b>			
1	Reudnitz	GENEXCO GmbH	Brandenburg
3	Lübben	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
6	Reudnitz-Südost	GENEXCO GmbH	Brandenburg
7	Kerkwitz-Guben	Neptune Energy Deutschland GmbH	Brandenburg
9	Zehdenick Nord	Jasper Resources GmbH	Brandenburg
<b>Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz</b>			
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
17	Limburgerhof	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
23	Herxheimweyher	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
31	Drusweiler	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
32	Neuburg am Rhein	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
33	Böchingen	Wintershall Dea GmbH	Rheinland-Pfalz
34	Landau Südwest	Wintershall Dea GmbH	Rheinland-Pfalz
<b>Landesamt für Geologie und Bergwesen Sachsen-Anhalt</b>			
1	Thielbeer	Geo Exploration Technologies GmbH	Sachsen-Anhalt
<b>Oberbergamt des Saarlandes</b>			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG Grubengas-Gewinnungs GmbH	Saarland
<b>Regierungspräsidium Darmstadt</b>			
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
<b>Regierungspräsidium Freiburg</b>			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
19	Heidelberg-Weinheim	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim	Wintershall Dea GmbH	Baden-Württemberg
27	Karlsruhe-Leopoldshafen	Neptune Energy Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
28	Graben-Neudorf	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
29	Engelsberg	Wintershall Dea GmbH	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

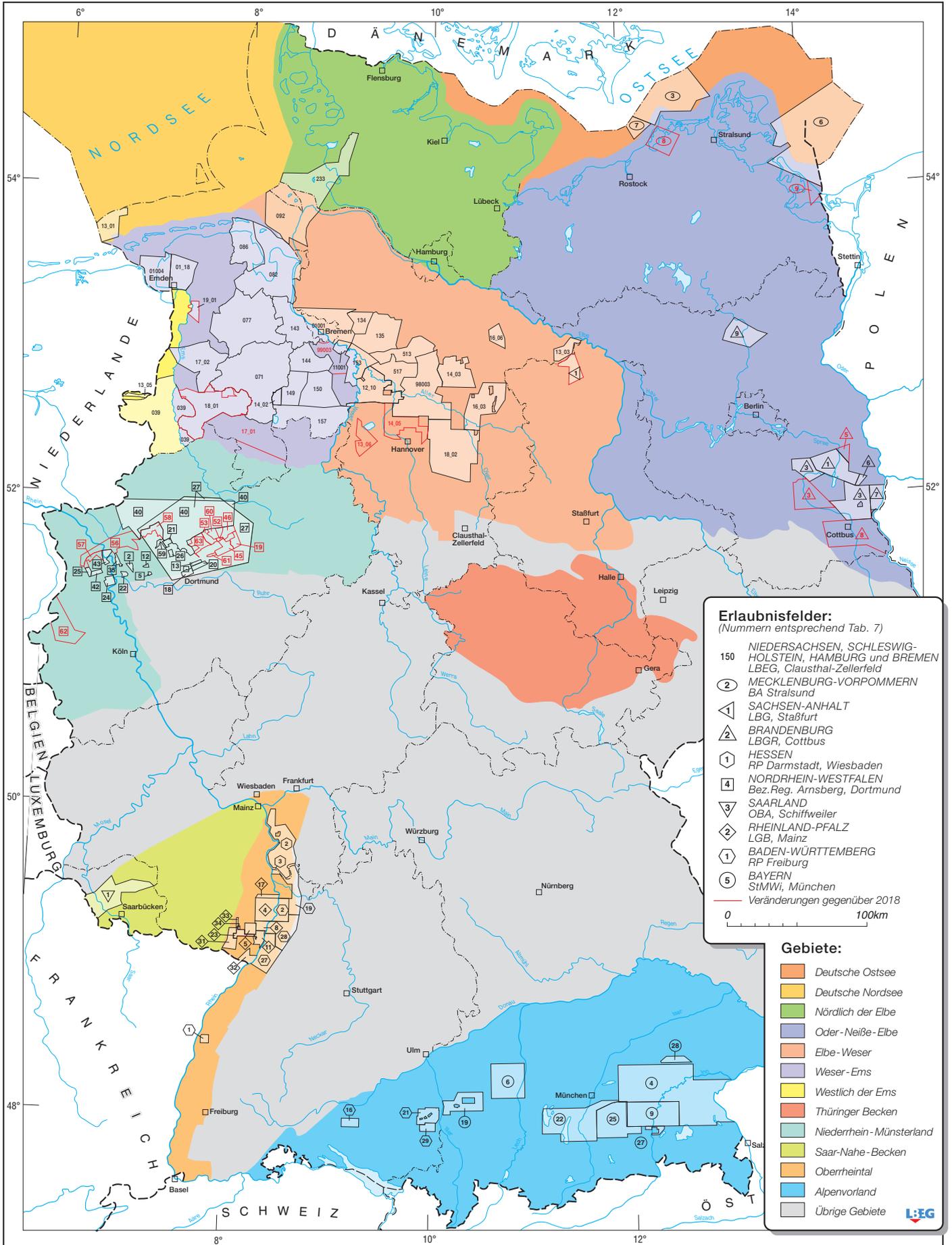
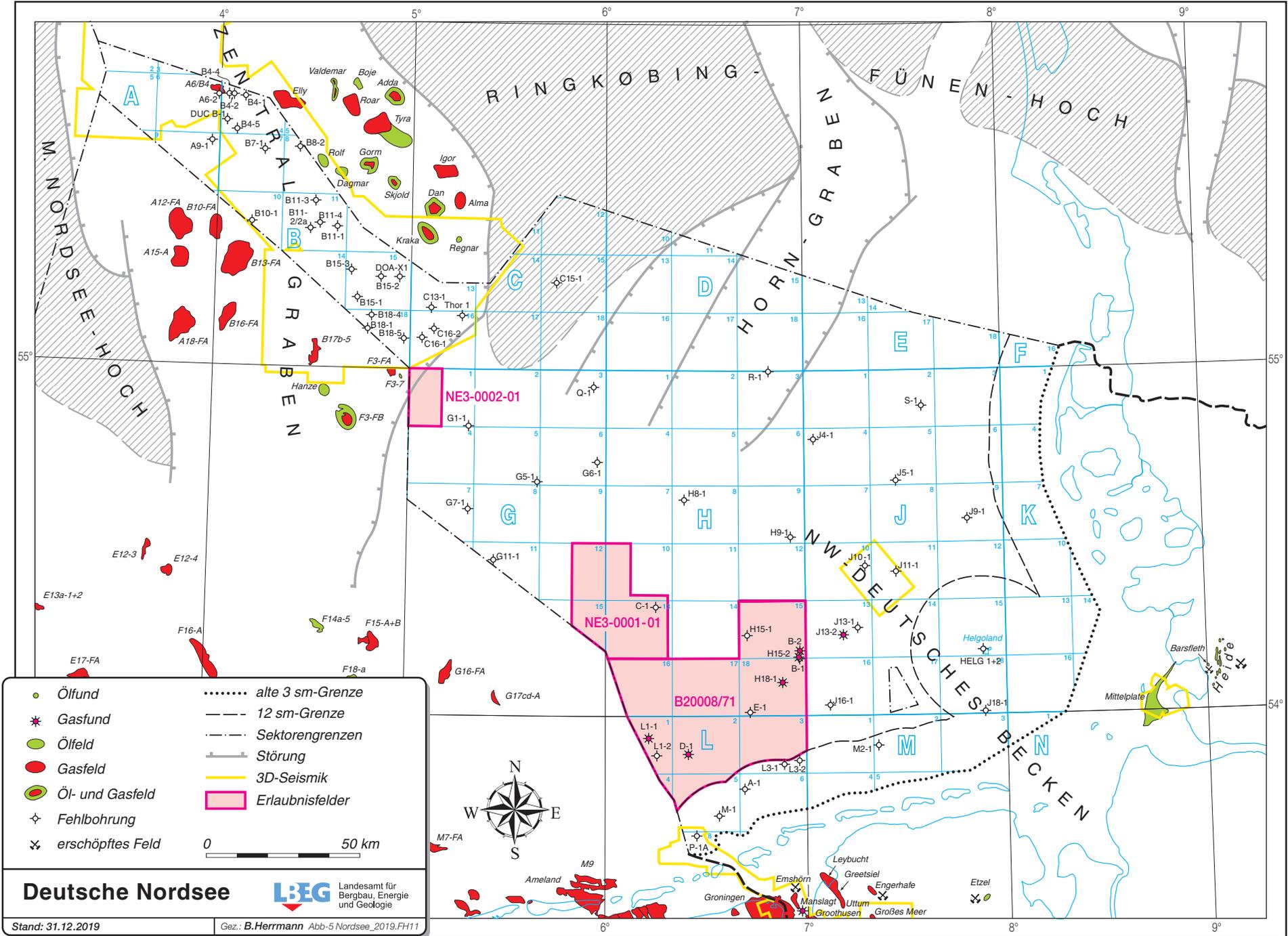


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2019. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

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



## 4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2019 1,9 Mio. t **Erdöl** einschließlich eines Kondensatanteils von 0,6 Prozent (Tab. 8). Das entspricht insgesamt einer Verringerung um 6,9 Prozent gegenüber 2018.

Die Erdölproduktion in 2019 hat zu 1,8 Prozent zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 105,9 Mio. t (AGEB 2020) in Deutschland beigetragen.

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2019 bei 6,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas (Tab. 8) bzw.

6,0 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H<sub>s</sub> = 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Verringerung um 2,7 Prozent Rohgas bzw. 3,8 Prozent Reingas gegenüber dem Vorjahr.

Die letztjährige Rohgas- und Erdölgasproduktion hat den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 100,5 Mrd. m<sup>3</sup> Reingas zu ca. 6,0 Prozent gedeckt (AGEB 2020).

### 4.1 Erdölförderung

Im Berichtsjahr 2019 wurden in Deutschland 1,9 Mio. t Erdöl einschließlich 12 108 t Kondensat gefördert (Tab. 8). Die Erdölproduktion fiel damit um rund 140 000 t (-6,9 Prozent) unter den Wert des Vorjahres (2,1 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 1,71 Mio. t Öl. Das sind 89 Prozent der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl in 2019 auf 1,0 Mio. t. Das sind rund 82 000 t weniger als 2018. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung liegt damit bei 54 Prozent. Auch Niedersachsen produzierte mit 672 716 t rund 61 000 t weniger. Das entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 35 Prozent.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2019.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Baden-Württemberg	201	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	41 583	2,2	3 845 443	0,1	1 409 891	2,3	5 255 334	0,1
Brandenburg	3 898	0,2	-	-	1 635 189	2,7	1 635 189	0,0
Hamburg	13 629	0,7	-	-	190 118	0,3	190 118	0,0
Hessen	244	0,0	-	-	5 069	0,0	5 069	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4 758	0,2	-	-	709 130	1,2	709 130	0,0
Niedersachsen	672 716	35,0	6 277 679 812	94,6	40 427 333	65,9	6 318 107 145	94,3
Rheinland-Pfalz	148 364	7,7	-	-	1 792 469	2,9	1 792 469	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	310 344 363	4,7	-	-	310 344 363	4,6
Schleswig-Holstein	1 037 840	54,0	27 373 992	0,4	15 141 031	24,7	42 515 023	0,6
Thüringen	-	-	18 453 598	0,3	-	-	18 453 598	0,3
<b>Summe</b>	<b>1 923 232</b>	<b>100</b>	<b>6 637 697 207</b>	<b>100</b>	<b>61 310 231</b>	<b>100</b>	<b>6 699 007 438</b>	<b>100</b>

In Rheinland-Pfalz blieb die Produktion mit 148 364 t unwesentlich verändert wie im Vorjahr (Tab. 8). Der Anteil an der Gesamtförderung erhöhte sich damit auf 7,7 Prozent.

Nach **Regionen** aufgeschlüsselt sank in den klassischen Erdölgebieten nördlich der Elbe die Produktion um 80 582 t (-7,2 Prozent). Auch westlich der Ems wurden 36 209 t oder 7,7 Prozent weniger Erdöl als im Vorjahr produziert. Im Oberrheintal fiel die Produktion leicht um 507 t (-0,3 Prozent).

Am Stichtag 31. Dezember 2019 standen 51 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden fiel um 2 auf 986 (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen 88,4 Prozent der Gesamtölförderung in 2019. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand mit 1,0 Mio. t fast um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,15 Mio. t (Tab. 10 und 12). In 34 der insgesamt 51 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen unter 10 000 t.

Nach wie vor ist Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein das förderstärkste Erdölfeld Deutschlands. Auf dem zweiten Platz folgt das Feld Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems gefolgt vom Feld Römerberg im Rheintal in Rheinland-Pfalz.

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in

Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Jura gefördert. Mit 1,0 Mio. t Öl aus 26 Förderbohrungen produzierte das Feld fast 54 Prozent der deutschen Erdölerträge. Das sind 81 685 t weniger als im Vorjahr, was ca. 7,3 Prozent der Produktion entspricht, mehr als die Jahresförderung eines ganzen Feldes wie Georgsdorf, das in der Produktionsstatistik an fünfter Stelle liegt. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 39 800 t pro Bohrung.

Im Ölfeld Rühle wird seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlerwist produziert. Im Berichtszeitraum 2019 wurde mit 150 613 t 10,6 Prozent weniger Erdöl gefördert als in 2018. 175 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 861 t pro Bohrung entspricht.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Sieben Bohrungen förderten im letzten Jahr aus den Gesteinen der Trias 134 006 t Erdöl. Das ist ein Zuwachs von 3,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 19 144 t.

Aus der gleichen geologischen Formation wie das Ölfeld Rühle fördert das Feld Emlichheim seit 1944. Aus 108 Sonden mit einer Förderleistung von 1236 t Erdöl förderte Emlichheim 133 536 t im letzten Jahr.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2019 unter 100 000 t Erdöl.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2015 bis 2019.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )		
2015	2,413	64,652	50	1031
2016	2,355	64,558	50	991
2017	2,218	62,434	50	1000
2018	2,067	66,914	51	988
<b>2019</b>	<b>1,923</b>	<b>61,310</b>	<b>51</b>	<b>986</b>

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2019.

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat- förderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2019 t	kumulativ t	2019 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
SH	<b>Nordsee</b> A6/B4*	1974	Win.Dea	3 035	812 410	-	-	*
SH	<b>Nördlich der Elbe</b> Mittelplate/Dieksand	1980	Win.Dea	1 034 805	36 899 063	15 141 031	512 768 168	26
HH	Reitbrook-Alt	1937	Neptune	2 385	2 606 465	96 692	56 341 306	16
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	Neptune	6 227	3 428 685	41 743	53 735 907	9
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	20 044 746	-	880 593 612	-
	Summe Gebiet			1 043 417	62 978 959	15 279 466	1 503 438 993	51
BB	<b>Oder/Neiße-Elbe</b> Kietz	1987	Neptune	3 898	310 481	1 635 189	99 497 825	1
MV	Lütow	1965	Neptune	2 125	1 355 872	133 183	646 362 545	4
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	Neptune	2 633	122 552	575 947	28 520 302	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 554 781	-	613 914 857	-
	Summe Gebiet			8 656	3 343 686	2 344 319	1 388 295 529	7
NI	<b>Elbe-Weser</b> Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	Vermilion	1 346	902 309	11 640	16 729 829	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	4 833	3 352 104	13 891	27 303 880	18
NI	Hankensbüttel	1954	E / W	12 677	15 126 472	241 862	370 537 458	19
NI	Höver	1956	Vermilion	1 066	358 820	54 570	12 896 723	9
NI	Knesebeck	1958	Vermilion	5 517	3 518 691	45 680	28 762 037	15
NI	Lehrte	1952	5P	-	449 559	-	19 089 651	-
NI	Lüben	1955	EMPG	3 182	1 968 258	43 408	11 389 289	5
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	5 925	594 360	72 973	5 925 778	8
NI	Nienhagen	1861	E / W	4 589	6 981 485	43 800	3 063 690	7
NI	Ölheim-Süd	1968	Vermilion	5 863	1 579 923	2 161 730	90 732 055	19
NI	Rühme	1954	EMPG	13 151	2 326 596	85 382	20 958 594	33
HH/NI	Sinstorf	1960	Neptune	5 864	3 041 815	60 413	54 507 307	4
NI	Suderbruch	1949	Win.Dea	1 537	3 379 607	75 106	50 150 687	1
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 260	137 394	-	-	*
NI	Vorhop	1952	Vermilion	21 171	3 067 939	1 486 200	190 964 727	22
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			2 284	191 696	-	-	-
				-	31 221 596	-	1 434 092 301	-
	Summe Gebiet			91 265	78 198 624	4 396 655	2 337 104 006	175
NI	<b>Weser-Ems</b> Barenburg	1953	EMPG	21 833	7 158 888	3 390 060	540 274 338	29
NI	Bockstedt	1954	Win.Dea	10 531	3 672 531	133 189	61 227 614	14
NI	Börger/Werlte	1977	Neptune	1 029	130 916	206 679	6 769 846	1
NI	Bramberge	1957	Neptune	64 810	20 177 224	5 075 394	1 120 790 183	34
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Win.Dea	1 956	2 769 019	51 469	119 293 671	5
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	3 361	3 742 061	51 243	87 449 476	21
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	9 447	3 503 319	991 971	98 587 155	5
NI	Hagen	1957	EMPG	611	142 533	39 765	11 134 646	1
NI	Harme	1956	EMPG	443	344 698	64 141	51 635 280	1
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	3 491	2 317 231	668 404	224 072 206	10
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	909	123 792	44 873	7 341 662	3
NI	Löningen	1960	EMPG	4 763	760 662	1 134 728	359 266 099	6

BB: Brandenburg, 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 2019

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat- förderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2019	kumulativ	2019	kumulativ	
				t	t	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Fortsetzung Weser-Ems</b>							
NI	Matrum	1982	EMPG	1 252	195 900	709 280	23 340 510	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	4 370	1 117 944	196 014	63 857 099	9
NI	Sögel	1983	Neptune	-	28 825	-	1 457 211	-
NI	Voigtei	1953	EMPG	7 542	4 226 749	204 617	355 003 644	45
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	10 706	2 774 265	1 434 092	299 006 043	13
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	3 962	2 007 443	1 220 923	557 485 032	9
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			173	68 976	-	-	-
				-	4 772 751	-	292 753 038	-
	Summe Gebiet			151 189	60 035 727	15 616 842	4 280 744 752	210
	<b>Westlich der Ems</b>							
NI	Adorf	1948	Neptune	7 042	1 800 451	173 939	61 491 500	3
NI	Emlichheim	1944	Win.Dea	133 536	11 191 851	2 017 959	158 251 181	108
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	75 633	19 383 943	4 535 580	1 800 762 843	118
NI	Meppen	1960	EMPG	16 147	3 336 075	1 191 655	156 090 738	17
NI	Ringe	1998	Neptune	26 982	469 114	544 395	7 855 856	3
NI	Rühle	1949	E / N / W	150 613	35 374 404	9 622 898	1 731 641 088	175
NI	Scheerhorn	1949	Neptune	24 511	9 016 531	2 379 094	538 186 348	33
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			814	345 128	-	-	-
				-	3 203 692	-	644 231 900	-
	Summe Gebiet			435 278	84 121 189	20 465 520	5 098 511 454	457
	<b>Oberrheintal</b>							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	3 455	1 398 715	81 900	31 164 838	9
RP	Landau	1955	Win.Dea	10 904	4 572 771	169 709	18 241 233	55
RP	Römerberg	2003	Neptune	134 006	1 528 808	1 540 860	14 420 303	7
RP	Rülzheim	1984	Win.Dea	-	42 035	-	14 824 546	-
HE	Schwarzbach	2018	Rhein Petr.	244	2 536	5 069	46 436	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 641 345	-	36 195 778	-
	Summe Gebiet			148 608	9 186 209	1 797 538	114 893 134	72
	<b>Alpenvorland</b>							
BY	Aitingen	1976	Win.Dea	32 657	1 663 118	1 299 736	101 601 343	9
BY	Hebertshausen	1981	Win.Dea	2 096	158 444	-	1	1
BY	Lauben	1958	Win.Dea	2 605	28 790	12 360	56 097	1
BY	Schwabmünchen	1968	Win.Dea	4 187	61 838	97 795	917 748	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			239	24 314	-	-	-
				-	8 412 427	-	2 381 303 378	-
	Summe Gebiet			41 784	10 348 930	1 409 891	2 483 878 567	14
	<b>Kondensat der Erdgasförderung</b>							
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-
	<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>							
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-
	<b>Summe Deutschland</b>			<b>1 923 232</b>	<b>309 084 768</b>	<b>61 310 231</b>	<b>17 224 688 435</b>	<b>986</b>

E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea

5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Rhein Petr.: Rhein Petroleum GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH &amp; Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea GmbH und Wintershall Dea Deutschland AG

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. Damit wird verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO<sub>2</sub>-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten in 2019, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,9 Mio. t, einen Anteil von knapp 13

Prozent. Damit blieb der Wert gegenüber dem Vorjahr fast stabil. Der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten lag 2019 unverändert bei rund 95 Prozent.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) lag 2019 bei 61 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 2019 bei 26 Prozent. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, wie z.B.

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2017 bis 2019 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2017		2018		2019		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	2 513	0,1	3 456	0,2	3 035	0,2	812 410	0,3
Nördlich der Elbe	1 240 691	55,9	1 123 999	54,4	1 043 417	54,3	62 978 959	20,4
Oder/Neiße-Elbe	9 786	0,4	9 123	0,4	8 656	0,5	3 343 686	1,1
Elbe-Weser	109 953	5,0	103 614	5,0	91 265	4,7	78 198 624	25,3
Weser-Ems	184 454	8,3	163 378	7,9	151 189	7,9	60 035 727	19,4
Westlich der Ems	498 952	22,5	471 487	22,8	435 278	22,6	84 121 189	27,2
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	126 635	5,7	149 115	7,2	148 608	7,7	9 186 209	3,0
Alpenvorland	45 421	2,0	42 470	2,1	41 784	2,2	10 348 930	3,3
<b>Summe</b>	<b>2 218 406</b>	<b>100</b>	<b>2 066 642</b>	<b>100</b>	<b>1 923 232</b>	<b>100</b>	<b>309 084 768</b>	<b>100</b>

Tab. 12: Jahresförderungen 2018 und 2019 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2018		2019		kumulativ		Fördersonden in 2019
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 116 490	54,0	1 034 805	53,8	36 899 063	11,9	26
Rühle (NI)	168 421	8,1	150 613	7,8	35 374 404	11,4	175
Römerberg (RP)	129 967	6,3	134 006	7,0	1 528 808	0,5	7
Emlichheim (NI)	146 593	7,1	133 536	6,9	11 191 851	3,6	108
Georgsdorf (NI)	78 527	3,8	75 633	3,9	19 383 943	6,3	118
Bramberge (NI)	61 490	3,0	64 810	3,4	20 177 224	6,5	34
Aitingen (BY)	34 293	1,7	32 657	1,7	1 663 118	0,5	9
Ringe (NI)	29 443	1,4	26 982	1,4	469 114	0,2	3
Scheerhorn (NI)	23 442	1,1	24 511	1,3	9 016 531	2,9	33
Barenburg (NI)	23 660	1,1	21 833	1,1	7 158 888	2,3	29

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2019 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 0,5 und der Oberkreide mit 0,1 Prozent (Anl. 7 und 9).

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug im Berichtsjahr 12 108 t. Das entspricht 0,6 Prozent der Gesamtölförderung. 25

## 4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2019 wurden in Deutschland 6,6 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas bzw. 6,0 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Reingas gefördert (Tab. 8). Die Erdgasproduktion fiel damit um 0,2 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas wie auch normiertes Reingas mit einem Brennwert von  $H_s = 9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$  (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Abnahme um 2,7 Prozent Rohgas bzw. 3,8 Prozent Reingas gegenüber dem Vorjahr (Tab. 13 und Anl. 6). Die stetige Abnahme der Erdgasproduktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren sehr zurückgegangen. Dementsprechend wurden die bekannten Felder nicht weiterentwickelt. Ferner sind nennenswerte Neufunde ausgeblieben.

Prozent der heimischen Kondensatförderung fallen allein im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an (Tab. 10).

Bis Ende 2019 sind in Deutschland kumulativ ca. 309 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 38,3 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 808 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und der Reservoireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

Im **Ländervergleich** liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 6,3 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas gefördert. Das sind 0,11 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  oder 1,7 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt 94,6 Prozent. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 5,82 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  angegeben. Das sind 0,2 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  oder 3,3 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands verändert sich mit 97,3 Prozent nur unwesentlich (+0,5 Prozent) gegenüber dem Vorjahr. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 14 und 15).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2015 bis 2019.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$		
2015	9 322 973	64 652	9 387 624	77	476
2016	8 608 225	64 558	8 672 782	77	469
2017	7 869 825	62 434	7 932 259	77	449
2018	6 820 785	66 914	6 887 699	77	434
<b>2019</b>	<b>6 637 697</b>	<b>61 310</b>	<b>6 699 007</b>	<b>72</b>	<b>419</b>

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2019 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2019 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
SH	<b>Nordsee</b> A6 / B4	1974	Win.Dea	27 373 992	9 457 324 967	2
NI	<b>Elbe-Weser</b> Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	29 961 494	1 995 077 503	1
NI	Becklingen	1985	Win.Dea	8 217 364	1 315 658 681	1
NI	Böstlingen	2012	EMPG	4 136 941	216 825 581	1
NI	Dethlingen	1971	W / E	82 670 543	24 048 923 246	2
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	36 092 115	2 657 198 326	1
NI	Husum / Schneeren	1986	E / N	151 474 446	12 071 092 910	8
NI	Imbrock	1995	EMPG	12 297 675	1 103 531 920	1
NI	Lüchow / Wustrow	1966	Neptune	5 311 000	10 636 845 886	1
NI	Rotenburg / Taaken	1982	W / E	791 660 440	64 137 360 709	26
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	Neptune	310 344 363	212 221 316 223	132
NI	Söhlingen	1980	EMPG	302 003 247	42 879 838 938	19
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	18 304 403	6 475 893 211	1
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	44 479 031	2 865 823 249	4
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	7 783 315	1 435 629 205	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	Win.Dea	636 562 267	24 382 761 913	14
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	157 841 551	14 941 768 611	7
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	Win.Dea	31 414 648	1 867 283 771	2
NI	Weissenmoor	1996	Win.Dea	108 891 878	2 332 556 538	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	2 171 504 298	-
	Summe Gebiet			2 739 446 721	430 047 918 218	224
NI	<b>Weser-Ems</b> Apeldorn	1963	Neptune	92 678 101	6 190 391 175	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	360 709 405	20 258 077 783	9
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	44 039 968	4 203 666 989	3
NI	Barenburg (Keuper)	2017	EMPG	8 517 460	18 341 630	1
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	50 526 635	6 533 680 991	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	41 519 042	17 170 585 221	3
NI	Barrien	1964	Win.Dea	36 736 957	12 877 704 926	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	161 889 971	11 731 884 091	5
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	15 151 644	522 629 505	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	40 626 104	8 729 251 477	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	134 547 462	4 931 492 238	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	26 893 962	17 615 194 768	1
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Win.Dea	4 528 600	967 087 465	3
NI	Düste (Karbon)	1957	Win.Dea	-	29 479 265	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	4 016 695	1 332 618 236	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	329 232 671	5 448 425 618	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	704 078 436	65 973 424 527	20
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / N	6 940 575	2 583 908 692	1
NI	Großes Meer	1978	Vermilion	-	422 906 870	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	-	223 027 024	-
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	325 625 541	36 729 829 318	10
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	143 556 940	65 059 778 927	8
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	138 401 611	26 881 444 138	13
NI	Klosterseele / Kirchseele / Ortholz	1985	EMPG	46 758 187	16 453 257 851	1
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 077 391	205 524 914	1
NI	Leer	1984	Vermilion	14 575 610	879 240 715	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	87 980 914	15 210 471 857	8
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	49 062 794	32 831 375 463	3
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	297 086 057	30 662 249 130	10

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen  
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2019

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2019 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Fortsetzung Weser-Ems</b>					
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Win.Dea	55 822 350	1 366 863 028	1
NI	Uphuser Meer	1981	Vermilion	3 717 000	216 784 453	1
NI	Uttum	1970	EMPG	25 856 891	1 490 808 898	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	2 045 867	101 004 429	1
NI	Varnhorn / Quaadm./ Wöstendöllen ...	1968	EMPG	408 646 875	29 838 558 909	12
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	28 690 570	881 361 822	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	23 299 655	4 680 096 163	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	89 537 826 660	-
	Summe Gebiet			3 717 837 941	552 207 569 477	148
	<b>Westlich der Ems</b>					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	Neptune	12 524 898	803 402 898	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	E / N	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	-	764 950 084	-
NI	Bentheim	1938	Neptune	1 650 498	3 563 996 305	1
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Win.Dea	4 948 071	977 388 835	2
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Win.Dea	5 015 490	3 321 574 717	1
NI	Fehndorf	1965	Win.Dea	8 904 740	1 037 244 949	2
NI	Frenswegen	1951	Neptune	2 365 044	271 369 597	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	Neptune	4 515 423	1 367 331 678	1
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	Neptune	33 084 050	5 823 048 695	5
NI	Kalle (Karbon)	1958	Neptune	-	534 361 600	-
NI	Kalle (Zechstein)	1958	Neptune	5 756 069	3 478 352 130	1
NI	Ratzel (Buntsandstein)	1964	Neptune	-	2 264 500	-
NI	Ratzel (Karbon)	1965	Neptune	-	436 967 600	-
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	Neptune	2 150 784	919 984 209	2
NI	Ringe (Karbon)	1998	Neptune	30 311 865	922 696 361	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Win.Dea	3 331 084	680 149 021	2
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Win.Dea	5 017 562	2 833 820 574	1
NI	Wielen (Karbon)	1959	Neptune	741 310	330 775 274	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	Neptune	10 422 625	3 234 772 081	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	6 997 089 326	-
	Summe Gebiet			130 739 513	40 998 009 144	24
	<b>Thüringer Becken</b>					
TH	Fahner Höhe	1960	Neptune	1 125 682	101 940 453	3
TH	Kirchheilingen	1958	Neptune	521 340	303 149 375	2
TH	Langensalza-Nord	1935	Neptune	2 770 951	293 575 474	6
TH	Mühlhausen	1932	Neptune	14 035 625	2 073 075 628	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	-
	Summe Gebiet			18 453 598	6 359 998 978	20
	<b>Alpenvorland</b>					
BY	Inzenham-West	1971	NAFTA	3 845 443	1 051 251 303	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 544 071 993	-
	Summe Gebiet			3 845 443	17 595 323 296	1
	<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>					
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700	-
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	-
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968	-
	Oberrheintal			-	1 052 490 217	-
	<b>Summe Deutschland</b>			<b>6 637 697 207</b>	<b>1 059 146 234 965</b>	<b>419</b>

E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea

5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, NAFTA: NAFTA Speicher GmbH &amp; Co. KG, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH &amp; Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea GmbH u. Wintershall Dea Deutschland AG

**Regional** betrachtet wurden im Gebiet Weser-Ems 3,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas gefördert, was einem Zuwachs von 0,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) entspricht. Auch die Reingasförderung stieg in dieser Region um 0,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf 3,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 2,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas gefördert und damit 0,36 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging hier um 0,33 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf 2,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gegenüber 2018 zurück.

In 2019 wurden zusätzlich noch rund 61 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (66

Prozent) und Schleswig-Holstein (25 Prozent), gefolgt von Rheinland-Pfalz mit 3 Prozent produziert (Tab. 8).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 72 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2019 fördernden Sonden ist von 434 im Vorjahr auf 419 gefallen (Tab. 13).

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2019 zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigen Feldern (Tab. 16).

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2017 bis 2019 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2017		2018		2019		kumulativ	
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Nordsee	52 532	0,7	34 944	0,5	27 374	0,4	9 457 325	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	3 346 412	42,5	3 098 481	45,4	2 739 447	41,3	430 047 918	40,6
Weser-Ems	4 307 346	54,7	3 522 603	51,6	3 717 838	56,0	552 207 569	52,1
Westlich der Ems	134 832	1,7	137 675	2,0	130 740	2,0	40 998 009	3,9
Thüringer Becken	17 588	0,2	19 435	0,3	18 454	0,3	6 359 999	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	11 114	0,1	7 646	0,1	3 845	0,1	17 595 323	1,7
<b>Summe</b>	<b>7 869 825</b>	<b>100</b>	<b>6 820 785</b>	<b>100</b>	<b>6 637 697</b>	<b>100</b>	<b>1 059 146 235</b>	<b>100</b>

Tab. 16: Jahresförderungen 2018 und 2019 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2018		2019		kumulativ		Fördersonden in 2019
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	854 579	12,5	791 660	11,9	64 137 361	6,1	26
Goldenstedt/Visbek (NI)	651 914	9,6	704 078	10,6	65 973 425	6,2	20
Völkersen (NI)	806 506	11,8	636 562	9,6	24 382 762	2,3	14
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	329 972	4,8	408 647	6,2	29 838 559	2,8	12
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	320 928	4,7	360 709	5,4	20 258 078	1,9	9
Goldenstedt/Oythe (NI)	258 471	3,8	329 233	5,0	5 448 426	0,5	5
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	319 752	4,7	325 626	4,9	36 729 829	3,5	10
Salzwedel (ST)	375 210	5,5	310 344	4,7	212 221 316	20,0	132
Söhlingen (NI)	329 834	4,8	302 003	4,5	42 879 839	4,0	19
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	308 959	4,5	297 086	4,5	30 662 249	2,9	10
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Dort wurden im Berichtszeitraum 0,79 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,70 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Gas. An dritter Stelle folgt Völkersen/Völkersen-Nord mit ca. 0,64 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 2019 insgesamt mehr als 212 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2019 standen in diesem Feld 132 Sonden in Betrieb, die insgesamt 310 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 375 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  bedeutet das

einen Förderrückgang von 17 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 116 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  (BVEG 2020).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee, A6/B4, produzierte in 2019 rund 27 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  hochkalorisches Rohgas aus zwei Bohrungen. Damit fiel die Förderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 22 Prozent. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/ $\text{m}^3(\text{V}_n)$  lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 36 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  (BVEG 2020). Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 3035 t Erdgaskondensat an.

## 5 Erdöl- und Erdgasreserven

### 5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2020

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2020 auf 28 Mio. t Erdöl und liegen damit um 1 Mio. t oder 3,5 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 17 und Anl. 11). Die negative Entwicklung der ausgewiesenen Reserven wurde mit der Ölpreisentwicklung sowie auch der Neubewertung der Felder auf Basis neuer geologischer Erkenntnisse begründet. Die Steigerung der Reserven in den beiden größten erdölfördernden Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein federt den allgemeinen negativen Trend etwas ab.

**Regional** betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2020 nach wie vor die größten sicheren

und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe stiegen die Reserven um 12 000 t oder 0,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 17,8 Mio. t. In den alten Förderregionen westlich der Ems sanken die Reserven um 92 000 t (-3,0 Prozent) auf 2,9 Mio. t sowie zwischen Weser und Ems um 136 000 t (-5,6 Prozent) auf 2,3 Mio. t. Im Oberrheinthal verringerten sich die ausgewiesenen Reserven um 1,46 Mio. t (-34,1 Prozent) auf 2,8 Mio. t (Tab. 17).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 17,7 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 217 000 t (+1,2 Prozent) mehr als im Vorjahr. Das sind 63,4 Prozent (+3,0 Prozent)

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2020 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2019			Produktion	Reserven am 1. Januar 2020		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2019	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,246	0,037	0,283	0,042	0,213	0,035	0,248
Brandenburg	0,046	0,094	0,140	0,004	0,094	0,047	0,141
Hamburg	0,073	0,254	0,327	0,014	0,108	0,036	0,144
Hessen	0,012	0,228	0,240	0,000	0,012	0,228	0,240
Mecklenburg-Vorpommern	0,014	0,023	0,037	0,005	0,007	0,010	0,017
Niedersachsen	4,248	2,183	6,431	0,673	4,161	2,723	6,885
Rheinland-Pfalz	1,248	2,777	4,025	0,148	1,417	1,153	2,570
Schleswig-Holstein	8,340	9,165	17,505	1,038	9,927	7,795	17,723
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000	0,000	0,000
Nördlich der Elbe	8,375	9,397	17,772	1,043	9,953	7,832	17,785
Oder/Neiße-Elbe	0,060	0,117	0,177	0,009	0,102	0,057	0,158
Elbe-Weser	0,715	0,349	1,063	0,091	1,044	0,722	1,766
Weser-Ems	1,644	0,769	2,413	0,151	1,433	0,844	2,277
Westlich der Ems	1,928	1,088	3,016	0,435	1,767	1,157	2,924
Oberrheinthal	1,260	3,005	4,265	0,149	1,429	1,381	2,810
Alpenvorland	0,246	0,037	0,283	0,042	0,213	0,035	0,248
<b>Summe Deutschland</b>	<b>14,228</b>	<b>14,761</b>	<b>28,989</b>	<b>1,923</b>	<b>15,940</b>	<b>12,028</b>	<b>27,968</b>
Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg.							

der deutschen Erdölreserven. Auch in Niedersachsen stiegen die Reserven um 453 000 t auf 6,9 Mio. t (+7,0 Prozent). Damit lagerten hier 24,6 Prozent (+2,4 Prozent) der Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden 2,6 Mio. t (-1,5 Mio. t oder -36,2 Prozent) weniger gemeldet als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 9,2 Prozent (-4,2 Prozent) auf dem dritten Platz (Tab. 17).

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres, bereinigt um die entnommene Fördermenge, zeigt, dass 900.000 t Erdöl durch zusätzliche Reserven kompensiert werden konnten.

Das **Verhältnis Reserven/Produktion**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, erhöhte sich zum Stichtag der Reservenberechnung leicht auf 14,5 Jahre gegenüber

dem letztjährigen Wert von 14 Jahren. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten 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 71 Prozent der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 15 Prozent in Gesteinen der Unterkreide und 9 Prozent in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (2 Prozent), im Tertiär (2 Prozent) sowie untergeordnet im Zechstein und in der Oberkreide (Anl. 8 und 9).

## 5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2020

Am 1. Januar 2020 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 46,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 7,7 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  oder 14,2 Prozent (Tab. 18 und Anl. 11).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von  $H_s = 9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$  (s. Kap. 5.3) wurden am Stichtag mit 44 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  angegeben und lagen damit 6,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  oder 13,1 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 19). Die stetige Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren stark zurückgegangen. Dementsprechend wurden die bekannten Felder nicht weiterentwickelt. Ferner sind nennenswerte Neufunde ausgeblieben.

**Regional** betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2020 mit 23,4 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Weser-Ems. Das sind 5,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  (-19,3 Prozent) weniger als 2019. Für den Raum Elbe-Weser wurden 22,2 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 2,1 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  bzw. 8,5 Prozent. Die Reingasreserven verteilten sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 22,7 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  (-2 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$ , -7,9 Prozent) und Weser-Ems mit 20,3 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$ . Hier sind 4,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  oder 18,4 Prozent weniger als im Vorjahr gemeldet worden (Tab. 18 und 19).

Im **Ländervergleich** liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 46,1 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  Rohgas. Das sind 7,5 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  oder 13,9 Prozent weniger als 2019. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt 99 Prozent (+0,4 Prozent). Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 43,7 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  (-6,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  bzw. -13,1

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2020 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2019			Produktion	Reserven am 1. Januar 2020		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2019	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,039	0,069	0,108	0,004	0,039	0,065	0,104
Niedersachsen	29,683	23,913	53,596	6,278	24,503	21,640	46,142
Sachsen-Anhalt	0,558	0,062	0,620	0,310	0,157	0,104	0,260
Schleswig-Holstein	0,000	0,000	0,000	0,027	0,010	0,000	0,010
Thüringen	0,035	0,005	0,040	0,018	0,101	0,014	0,115
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,000	0,000	0,000	0,027	0,010	0,000	0,010
Elbe-Weser	15,170	9,137	24,307	2,739	11,914	10,320	22,234
Weser-Ems	14,554	14,427	28,981	3,718	12,284	11,109	23,393
Westlich der Ems	0,517	0,411	0,929	0,131	0,462	0,313	0,775
Thüringer Becken	0,035	0,005	0,040	0,018	0,101	0,014	0,115
Alpenvorland	0,039	0,069	0,108	0,004	0,039	0,065	0,104
<b>Summe Deutschland</b>	<b>30,315</b>	<b>24,050</b>	<b>54,364</b>	<b>6,638</b>	<b>24,809</b>	<b>21,822</b>	<b>46,631</b>

Volumenangaben in Normkubikmetern

Prozent) angegeben. Das entspricht einem Anteil von unverändert 99,3 Prozent. Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei (Tab. 19).

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres, bereinigt um die entnommene Fördermenge, zeigt, dass diese Fördermenge nicht durch zusätzliche Reserven ersetzt werden konnte.

Das **Verhältnis Reserven/Produktion**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, sinkt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2020 um ein Jahr auf 7 Jahre. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt

nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 12).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich rund 80 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 44 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 36 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (11 Prozent) und triassischen Sandsteinen (7 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten mit 1,1 bzw. 0,2 Prozent.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2020 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2019			Produktion	Reserven am 1. Januar 2020		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2019	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,044	0,078	0,122	0,004	0,044	0,069	0,113
Niedersachsen	28,210	22,008	50,219	5,824	23,302	20,353	43,656
Sachsen-Anhalt	0,200	0,022	0,223	0,116	0,056	0,037	0,093
Schleswig-Holstein	0,000	0,000	0,000	0,036	0,012	0,000	0,012
Thüringen	0,024	0,003	0,027	0,013	0,068	0,009	0,077
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,000	0,000	0,000	0,036	0,012	0,000	0,012
Elbe-Weser	15,293	9,333	24,627	2,593	12,205	10,469	22,675
Weser-Ems	12,574	12,271	24,845	3,211	10,671	9,604	20,275
Westlich der Ems	0,543	0,426	0,969	0,135	0,483	0,317	0,799
Thüringer Becken	0,024	0,003	0,027	0,013	0,068	0,009	0,077
Alpenvorland	0,044	0,078	0,122	0,004	0,044	0,069	0,113
<b>Summe Deutschland</b>	<b>28,478</b>	<b>22,112</b>	<b>50,590</b>	<b>5,992</b>	<b>23,482</b>	<b>20,468</b>	<b>43,950</b>

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdöl) nach Angaben des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)

### 5.3 Reservendefinitionen

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

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

$H_s = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ , 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

Beim Erdgas steigt die Importabhängigkeit von Deutschland langsam weiter an. Im Vorjahr konnte der Erdgasverbrauch von rund 982 Mrd. kWh<sup>1</sup> nur noch zu ca. 6 Prozent aus inländischer Förderung gedeckt werden (AGEB 2020). Bei der Lagerung der restlichen 94% des Verbrauchs zeigt sich die Bedeutung der inländischen Untertage-Gasspeicherung. Diese zeigte seit Beginn der Gasversorgung einen nahezu stetigen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher. Dieser Aufwärtstrend (vgl. Anlage 15) ist im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen und im Berichtsjahr 2019 verzeichnet sich ein Rückgang von ca. 0,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder rund 1,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr, der im Wesentlichen durch die Reduzierung des Arbeitsgasvolumens im größten deutschen Untertagespeicher Rehden begründet ist.

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund fördertechnischer Gründe sowie der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur im begrenzten Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas hingegen sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar, aber nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Um einen konstanten Gasfluss zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbrauchern zu garantieren kommt den Gasspeichern eine klassische Pufferfunk-

tion 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.

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. Diese 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,

<sup>1</sup> Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert H<sub>s</sub> mit 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Unter Verwendung des Brennwertes von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) und der Verbrauchsangabe von 982 Mrd. kWh (AGEB 2020) berechnet sich ein Erdgasverbrauch von Deutschland von ca. 101 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>).

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2020).

Energieträger	Anteile in %	
	2018	2019
Mineralöl	33,9	35,3
Erdgas	23,6	24,9
Steinkohle	10,9	8,8
Braunkohle	11,2	9,1
Kernenergie	6,3	6,4
Erneuerbare Energien	13,8	14,8
Sonstige / Stromaustauschsaldo	1,7 / -1,3	1,7 / -0,9

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 und Verbrauch

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tabelle 20 dargestellt (nach AGEB 2020). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2019 um 1,3 Prozentpunkte auf 24,9 Prozent gestiegen.

Vorwiegend durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Erdgasförderung gegenüber dem Vorjahr um rund vier Prozent auf 6,0 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) zurück (s. Kap. 4).

Der deutsche Erdgasverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr um drei Prozent (AGEB 2020) auf rund 101 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) gestiegen, welches insbesondere auf den angewachsenen Einsatz von Erdgas für die Strom- und Wärmeversorgung sowie die kühlere Witterung und den damit gestiegenen Wärmebedarf zurückzuführen ist (AGEB 2020, weitere Details siehe dort).

### 6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2019 (Stichtag: 31. Dezember 2019)

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. Die Daten befinden sich sowohl im BVEG-Jahresbericht als auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums „Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland“. 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. Die statistischen und beschreibenden Angaben für die Speicher dienen Firmen, Verbänden und der Politik als Nachweis- und Informationsquelle. Weitere Informationen finden sich auch auf der Website des Bundeswirtschaftsministeriums, wo neben vielen Energie-Informationen auch der oben zitierte Bergbau-Jahresbericht als Download verfügbar ist ([https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Industrie/gewinnungsheimischer-rohstoffe.html?cms\\_artId=236480](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Industrie/gewinnungsheimischer-rohstoffe.html?cms_artId=236480)).

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.

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/>) des LBEG einzusehen.

Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2019).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	8,6	15,3	23,9
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	8,6	15,3	23,9
Plateau-Entnahmerate	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	146	529	675
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases 1)	Tage	59	29	35
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		16	31	47
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	0	2,5	2,5
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" 2)		0	5	5
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	8,6	17,8	26,5

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

Tabelle 21 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 23,9 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>).

Gegenüber dem Vorjahr hat sich das Volumen um ca. 0,4 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) verringert, was im Wesentlichen durch die Reduzierung des Arbeitsgasvolumens im Speicher Rehden um rund 0,5 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) begründet ist. Der Presse konnte entnommen werden, dass das Unternehmen diese Reduzierung durch neue geologische Untersuchungen zur Erstellung eines neuen Lagerstättenmodells begründet hat. Nötig geworden waren diese Untersuchungen, da Speichergas in die darunter bzw. darüber liegenden Erdgaslagerstätten im Karbon bzw. Buntsandstein migriert ist. Auch die leichte Erhöhung des Arbeitsgasvolumens in den Kavernenspeichern von rund 0,1 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) konnte diesen Verlust nicht kompensieren.

Wie auch im Vorjahr sind an 47 Standorten Untertage-Speicher in Betrieb. Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 31 Kavernenspeichern hat sich in der Summe gegenüber dem Vorjahr um eine Kaverne auf nunmehr 272 erhöht. Der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands hat sich gegenüber dem Vorjahr um 2 Prozent leicht erhöht und beträgt 64 Prozent (Porenspeicher 36%).

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr nur wenig geändert. Zu den Projekten des letzten Jahres ist eine weitere Kaverne am Speicher Bad Lauchstädt hinzugekommen. Damit ist eine zukünftige Speicherkapazität von rund 2,5 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) Arbeitsgas gemeldet (vgl. Tab. 24b). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,4 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) verfügbar sein. Für den geplanten Kavernenspeicher in Jemgum (neun 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. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) je Kaverne würden bei Realisierung der o.g. neun Kavernen theoretisch weitere 0,45 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Tabellen 23, 24a und 24b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.

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

Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2019).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt-volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
			Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	221	40	44	75
Bayern	Porenspeicher	6	7 156	3 008	3 008	2 505
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (1)	128	100	100	140
Bremen	Kavernenspeicher	2 (4)	313	215	215	520
Hessen	Kavernenspeicher	1 (3)	178	110	110	100
	Porenspeicher	3	434	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kavernenspeicher	1 (4)	325	257	257	400
Niedersachsen	Kavernenspeicher	11 (107)	10 852	7 786	7 786	9 315
	Porenspeicher	2	8 359	4 760	4 760	2 830
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	9 (84)	4 807	3 749	3 749	6 990
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	5 (67)	3 816	3 005	3 005	4 465
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (2)	98	63	113	100
Thüringen	Porenspeicher	1	380	62	62	62
<b>Summen Deutschland</b>	<b>Kavernenspeicher</b>	<b>31 (272)</b>	20 517	15 285	15 335	22 030
	<b>Porenspeicher</b>	<b>16</b>	17 520	8 615	8 619	6 075
<b>Gesamt</b>		<b>47</b>	<b>38 037</b>	<b>23 900</b>	<b>23 954</b>	<b>28 105</b>

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

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

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
<b>in Betrieb</b>				m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
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)	3140	1000	1000	1200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	992	992	520
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Storage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	95
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 & Co. KG / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	6780	3900	3900	2400
Sandhausen	BW	terraneis bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1015	Tertiär (Aquitän)	310	154	154	150
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	1579	860	860	430
Wolfsberg	BY	Bayerngas GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
<b>Summe</b>						<b>17520</b>	<b>8615</b>	<b>8619</b>	<b>6075</b>

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2019. \*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 <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780 - 950	Zechstein 2	903	720	720	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500 - 700	Zechstein 2	1221	971	971	1000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1312 - 1765	Zechstein	231	147	147	360
Bremen-Lesum-Wesernetz	HB	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	82	68	68	160
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1300 - 1800	Zechstein 2	524	378	378	510
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1000 - 1400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-innogy, H-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	516	405	405	870
Epe-innogy, L-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	4	1250 - 1430	Zechstein	244	176	176	400
Epe-innogy, NL	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	6	1080 - 1490	Zechstein	393	300	300	500
Epe-KGE	NW	KGE-Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	249	188	188	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	410	300	300	600
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	251	192	192	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2408	1916	1916	2900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Equinor Storage Deutschland GmbH / PATRIZIA GmbH	19	900 - 1700	Zechstein 2	1645	1182	1182	1320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / PATRIZIA GmbH	9	1200 - 1600	Zechstein 2	1251	913	913	800
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / PATRIZIA GmbH	19	1200 - 1600	Zechstein 2	2617	1914	1914	2250
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	163	110	110	300
Huntorf <sup>1)</sup>	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-astora	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950 - 1630	Zechstein 2	1015	760	760	775
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950 - 1400	Zechstein	548	366	366	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	6	500 - 700	Zechstein 2	336	301	301	1000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	2	1300 - 1750	Rotliegend	98	63	113	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910 - 1450	Zechstein	325	257	257	400
Krummhörn	NI	Uniper Energy Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	270	154	154	280
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1778	1311	1311	1780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1279 - 1453	Zechstein	548	349	349	895
Reckrod	HE	Gas-Union Storage GmbH / Gas-Union GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900 - 1200	Zechstein	128	100	100	140
Staßfurt	ST	innogy Gas Storage NWE GmbH	9	400 - 1130	Zechstein	808	664	664	650
Xanten	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	8	1000	Zechstein	204	178	178	320
<b>Summe</b>			<b>272</b>			<b>20517</b>	<b>15285</b>	<b>15335</b>	<b>22030</b>

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2019. \*Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. <sup>1)</sup> 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 <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780 - 950	Zechstein 2	95		71	
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein	k.A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1200 - 1600	Zechstein 2	3000		2020	
Jemgum-astora	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	8	950 - 1500	Zechstein 2	1200		k.A.	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	6	500 - 700	Zechstein 2	348		313	
<b>Summe</b>			<b>40</b>			<b>4643</b>		<b>2454</b>	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2019. 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 25 die geografische Lage und die Kenndaten der zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rund 98 Prozent (s. Kap. 4) ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz von 2012 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 2018/2019 (EBV 2019) über einen Vorrat von 23,0 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von einem 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 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	Strategic Storage GmbH	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 3 1	Rohöl Benzin Heizöl	in Betrieb 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	außer Btr. in Betrieb außer Btr.
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Sole-gefüllt	außer 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	33	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
<b>Summe</b>					<b>91</b> <b>(in Betrieb)</b>		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2019

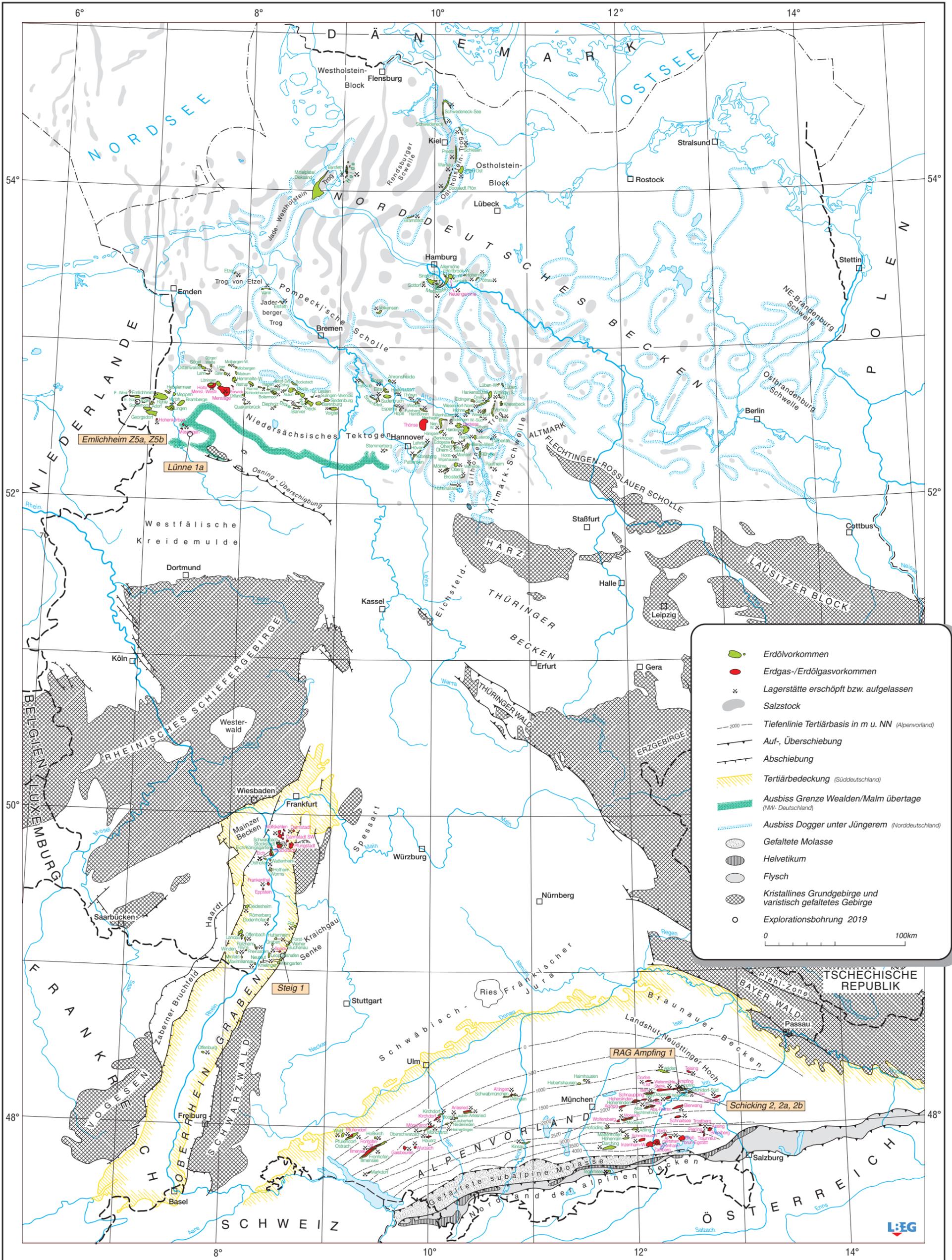
Bundeslandkürzel: HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

## 8 Literatur und nützliche Links

- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN  
(AGEB) (2020): Energieverbrauch in  
Deutschland im Jahr 2019. -  
Berlin/Bergheim. [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de)
- BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND  
GEOENERGIE E.V. (BVEG) (2020): Statisti-  
scher Bericht 2019, Hannover.  
[www.bveg.de](http://www.bveg.de)
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2019):  
Bericht über das Geschäftsjahr  
2018/2019; Hamburg. [www.ebv-oil.org](http://www.ebv-oil.org)
- LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie  
norddeutscher Salinare. - Akademie d.  
Geowissensch., Heft 20, S. 63-69; Hanno-  
ver.
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B.,  
KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997):  
Erdgas, Reserven–Exploration–Produk-  
tion (Glossar). - Geol. Jb., Reihe D, Heft  
109; Hannover.
- WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der we-  
sentlichen technischen Begriffe zur Unter-  
tage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-  
UGS; Hannover.

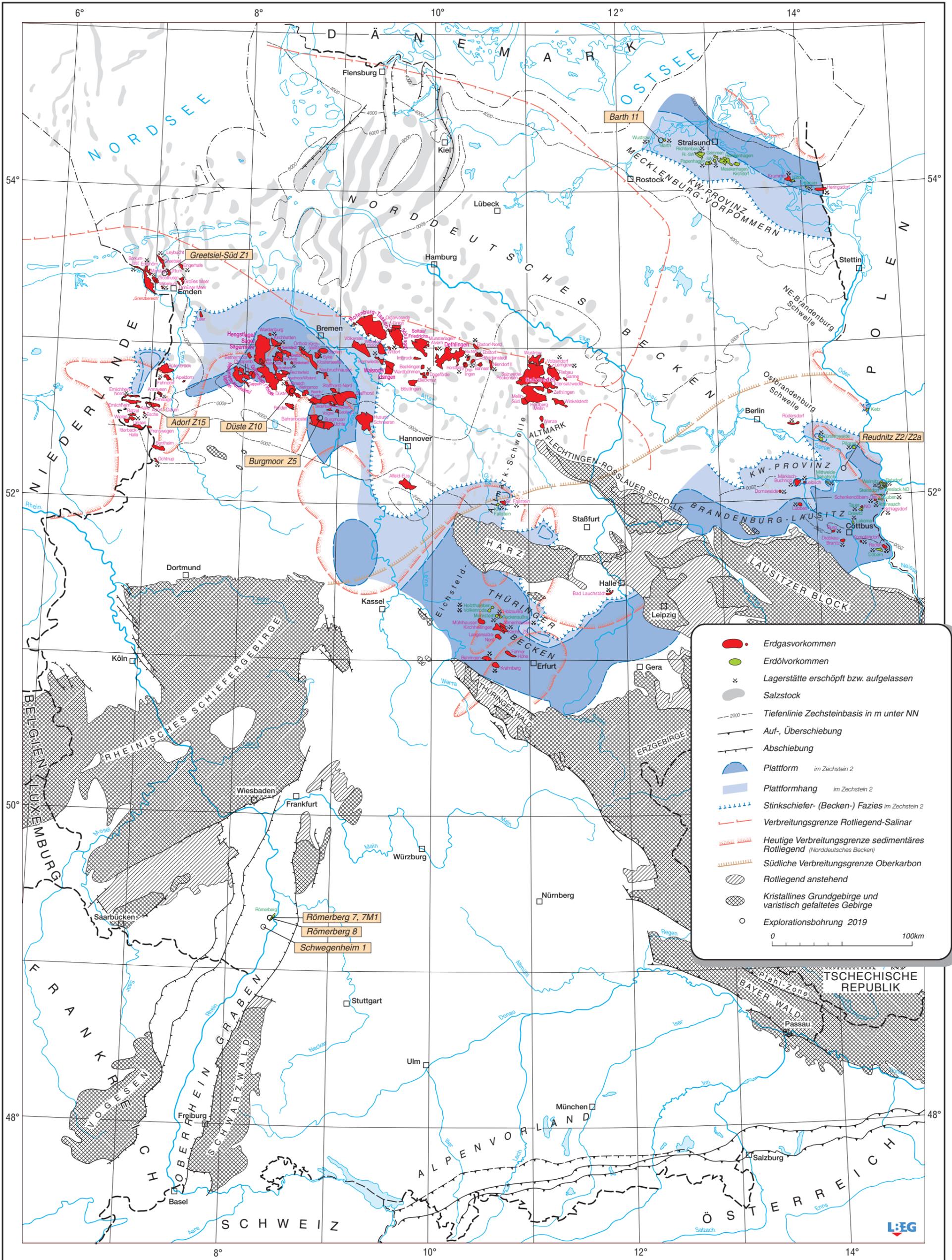
# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

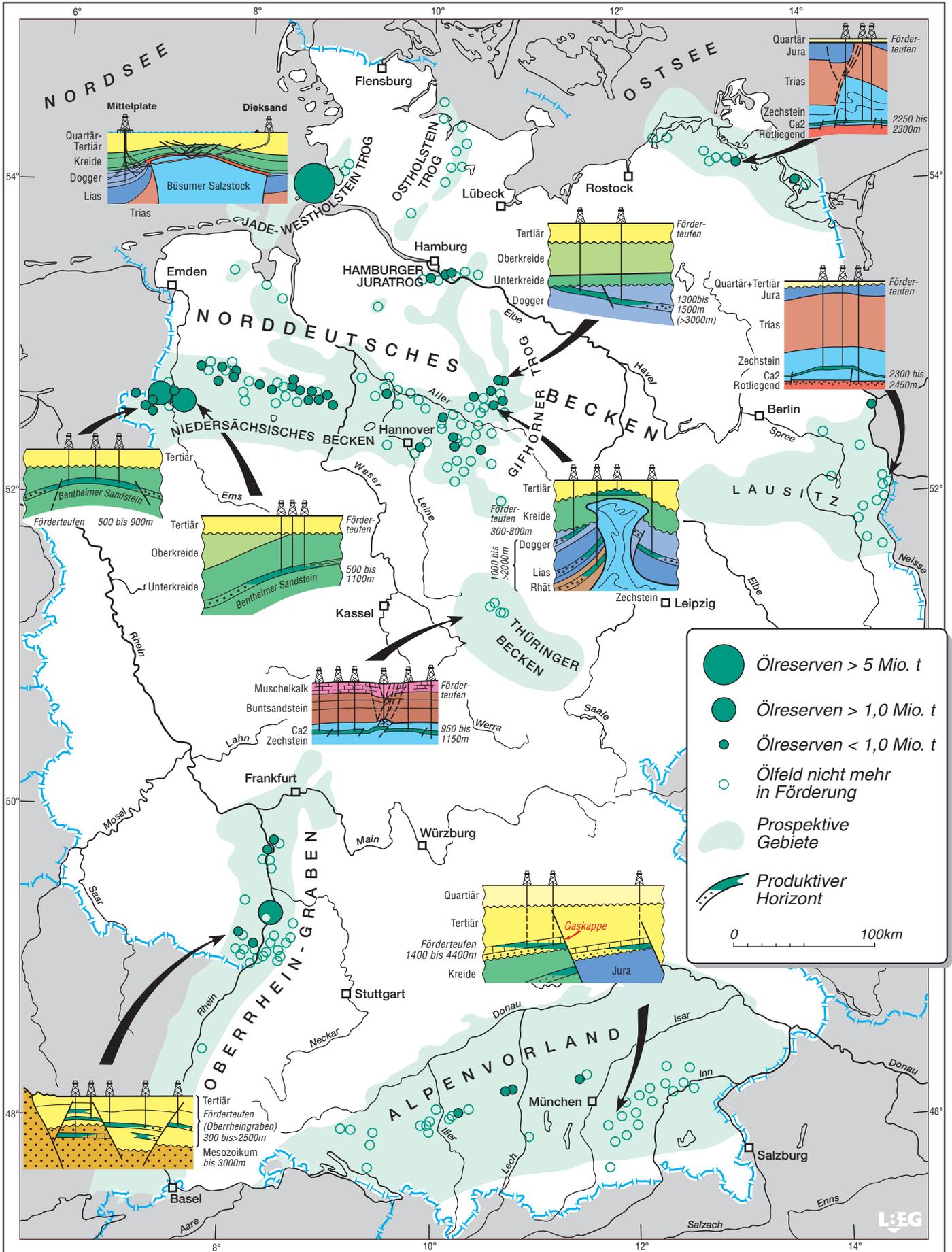
## Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



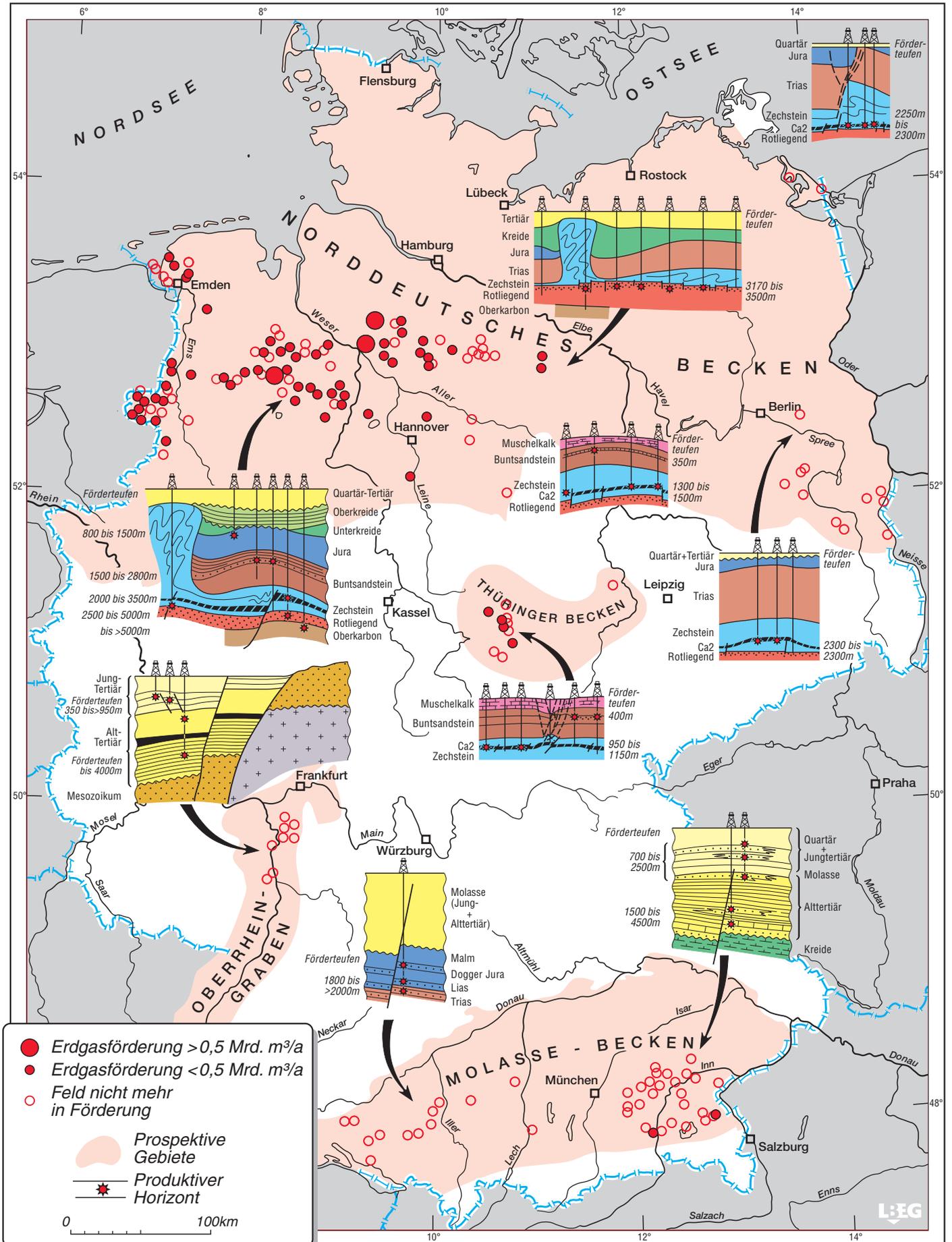
# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

## Paläozoikum und Buntsandstein



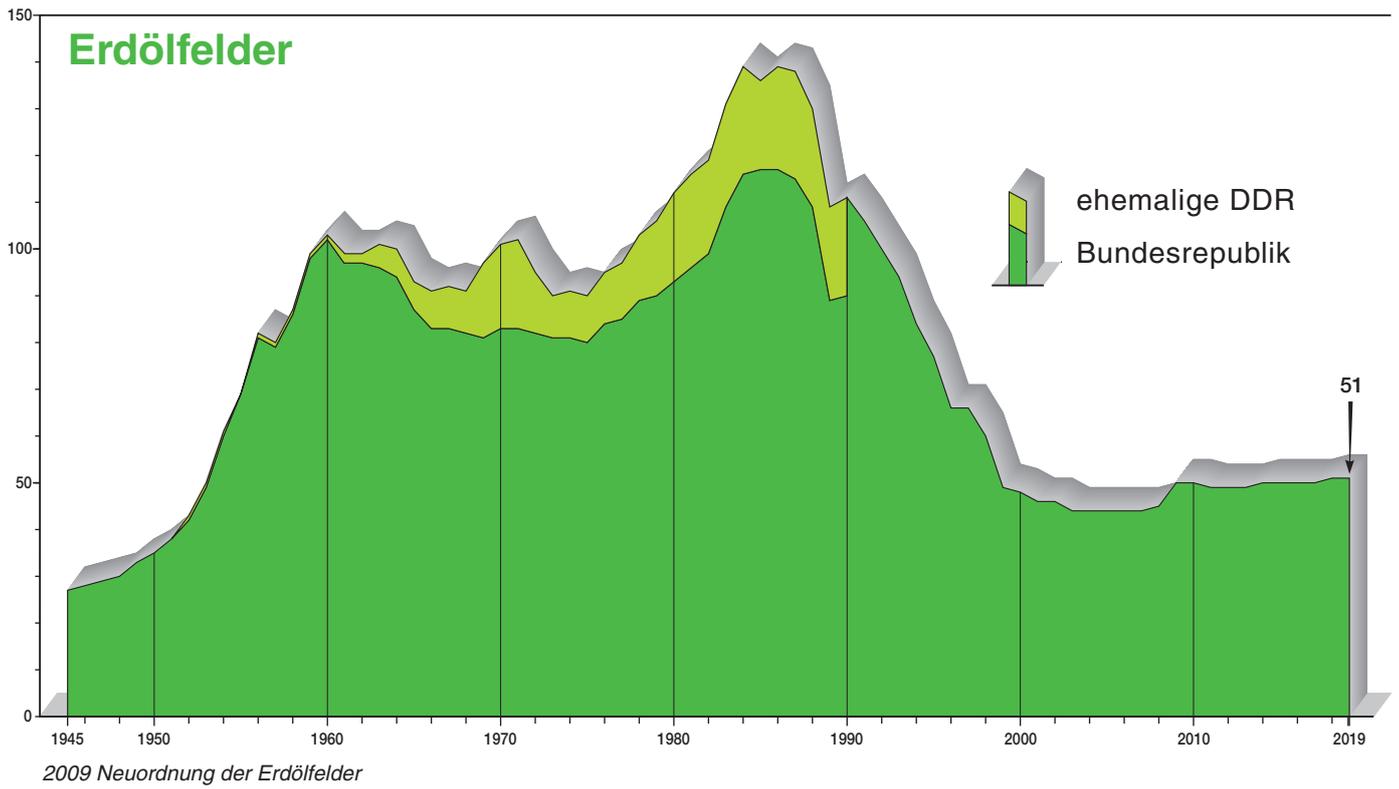


Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

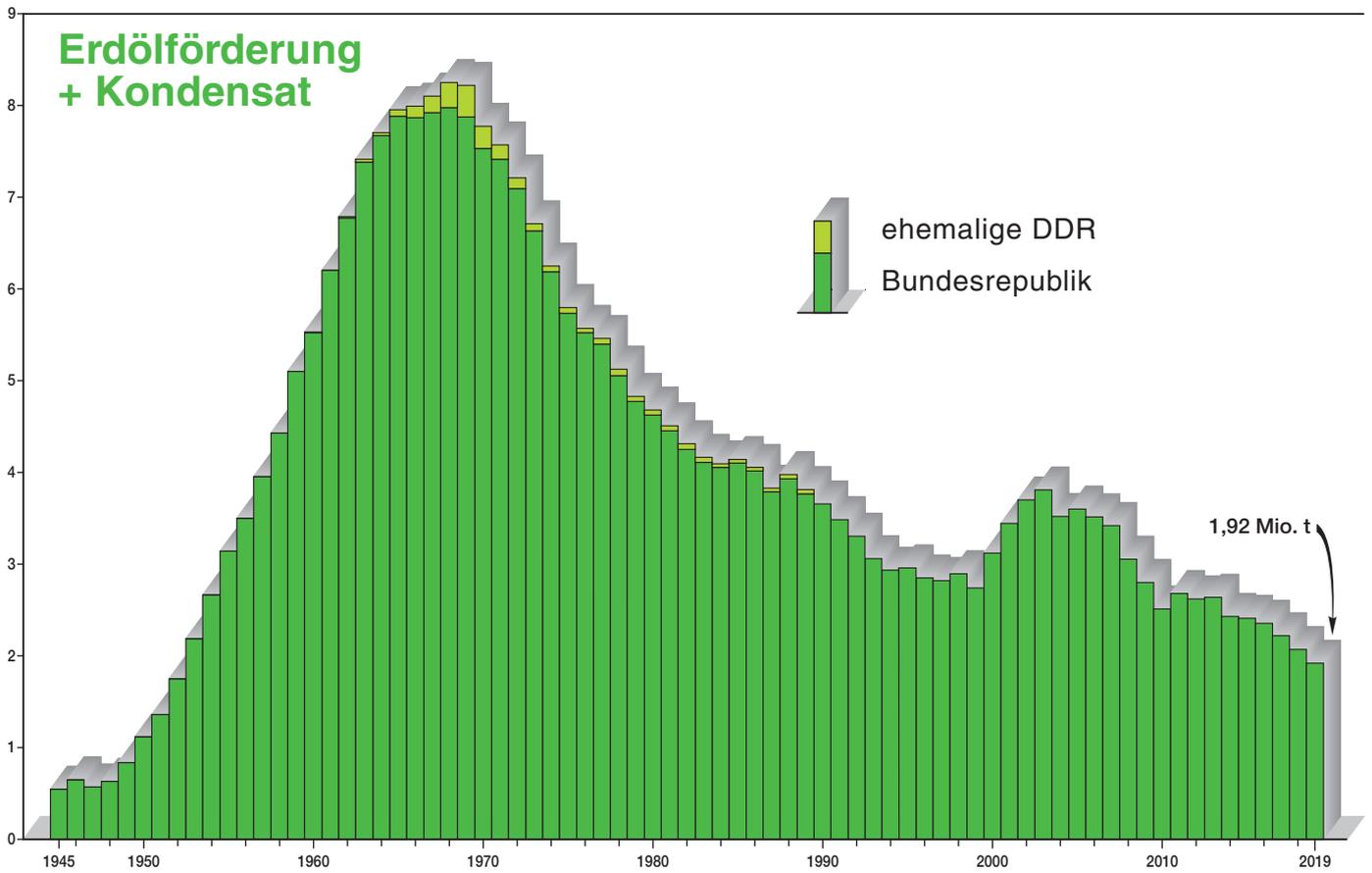


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

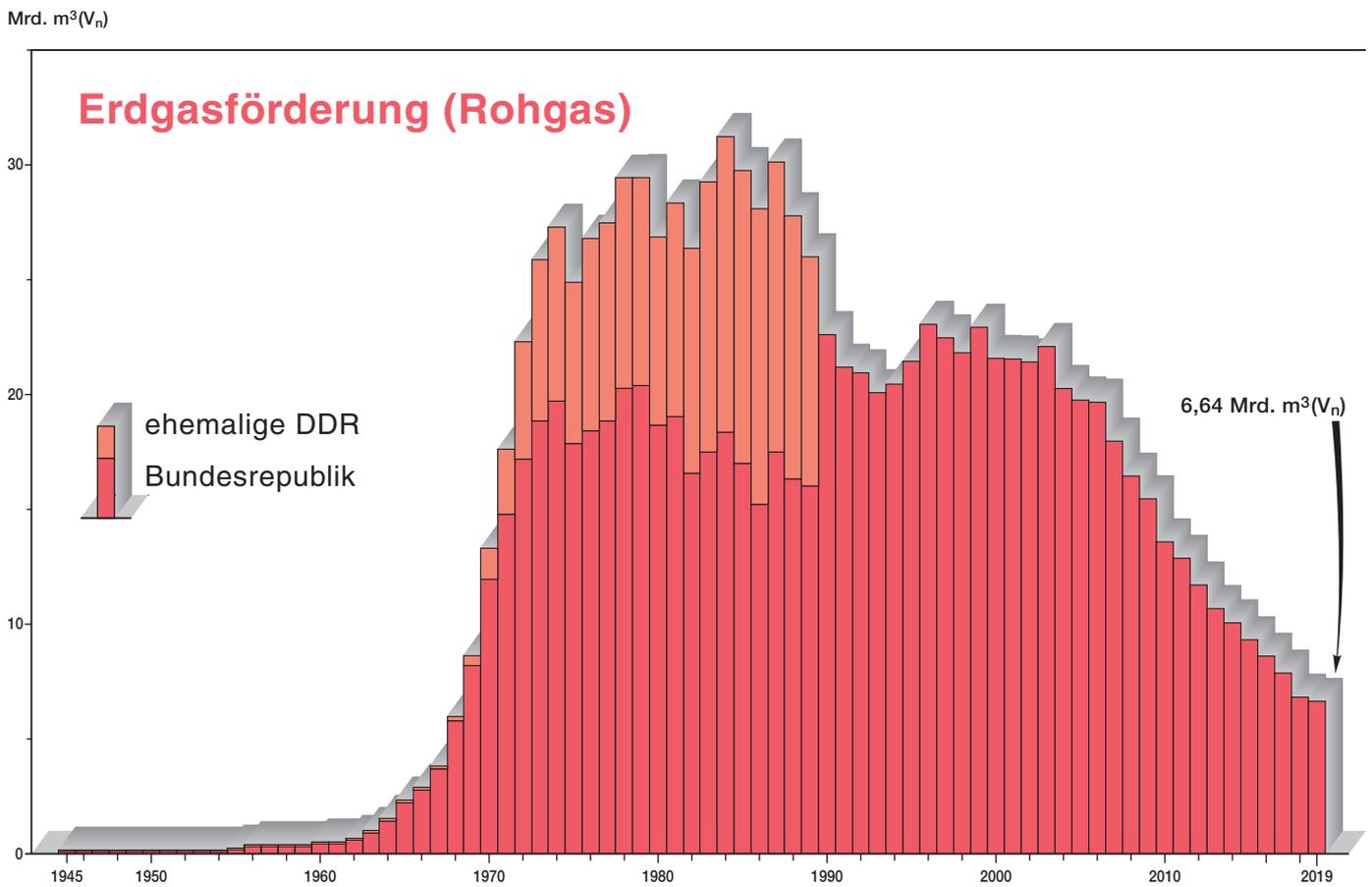
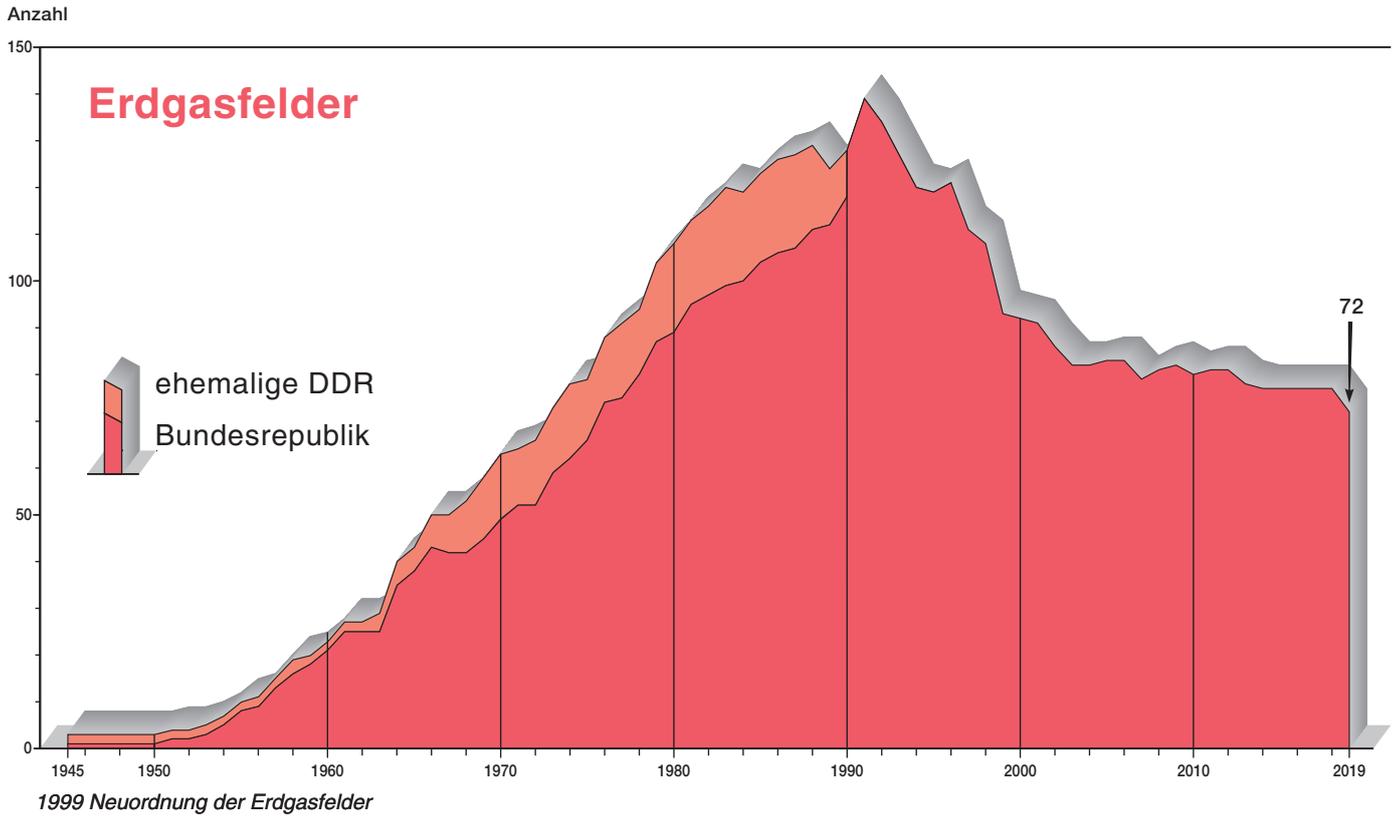
Anzahl



Mio. t



Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2019.

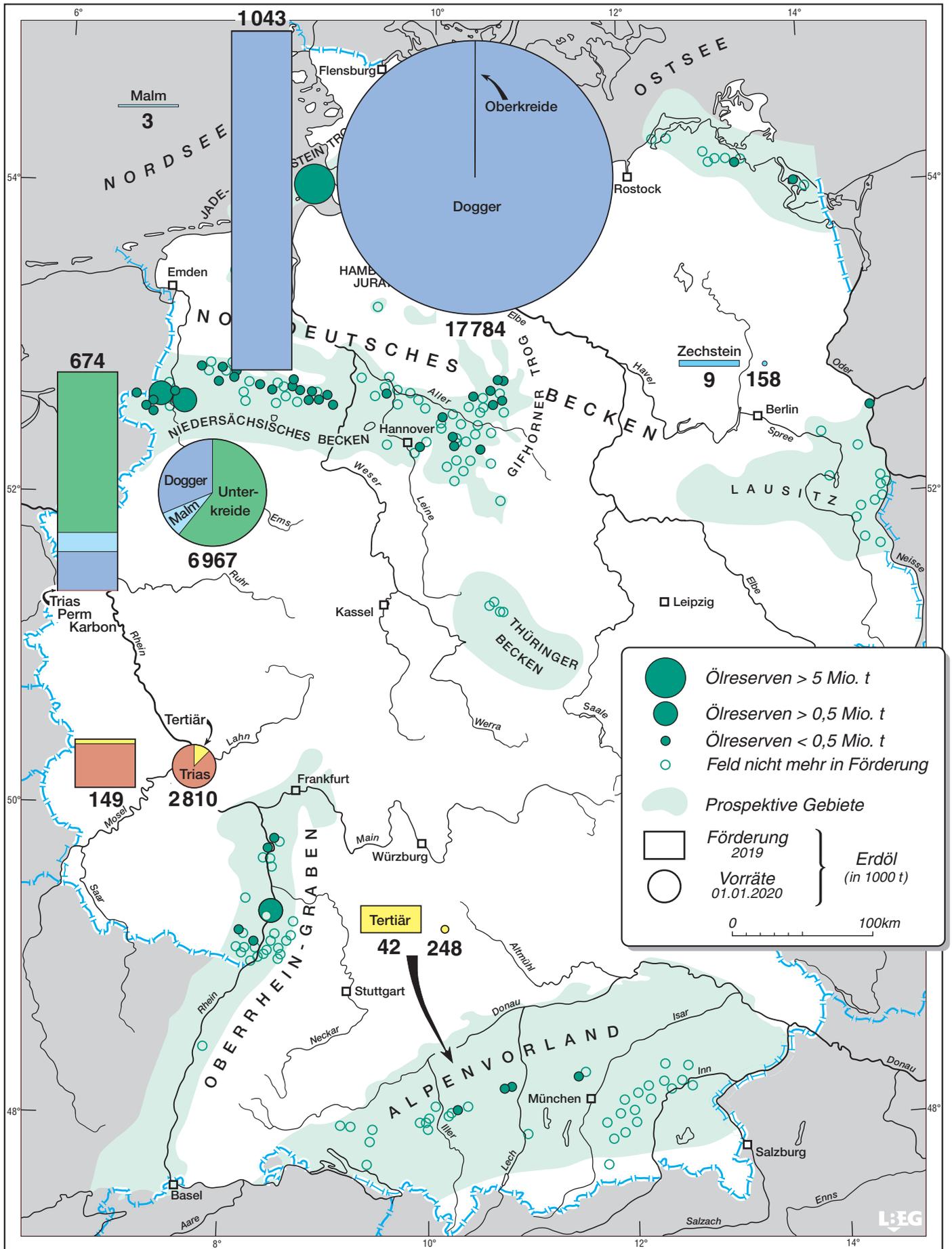


Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2019.

Erdöllagerstätten in Deutschland		nördlich der Elbe		Oder/Neiße - Elbe		Elbe - Weser						Weser - Ems						westlich der Ems			Oberhainetal		Alpenvorland																												
		Mittelplate/Dieksand	Reibrock - Alt	Reibrock-West/Allermöhe	Kielz	Mesekenhagen (Kirchdorf)	Lütow	Eddesse - Nord / Abbensen	Eldingen	Hankensbüttel	Höver (Lehrte)	Knesebeck (-Vorhhop)	Lüben	Lüben - West / Bodenteich	Nienhagen	Ölheim-Süd	Rühme	Sinstorf	Sudebruch	Vorhop	Barenburg	Bocksiedt	Börger / Werlte	Bramberge	Düste / Aldorf	Groß Lessen	Hagen	Harme	Hemmelte - West	Liener / Garen	Lönigen	Matrum	Siedenbürg	Sögel	Voigtel	Wehtbleck / Wehtbleck-Ost	Welpo / Boiermoor	Adorf	Emlichheim	Geogsdorf	Meppen-Schwefingen	Ringe	Rühle	Scheerhorn	Eich - Königsgarten	Landau	Römerberg	Rülzheim	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.																																																	
		Alpha																																																	
Trias	Keuper	Rhät																																																	
		Mittlerer Keuper																																																	
	Muschelkalk																																																		
	Buntsandstein																																																		
Perm	Zechstein																																																		
	Rotliegend																																																		

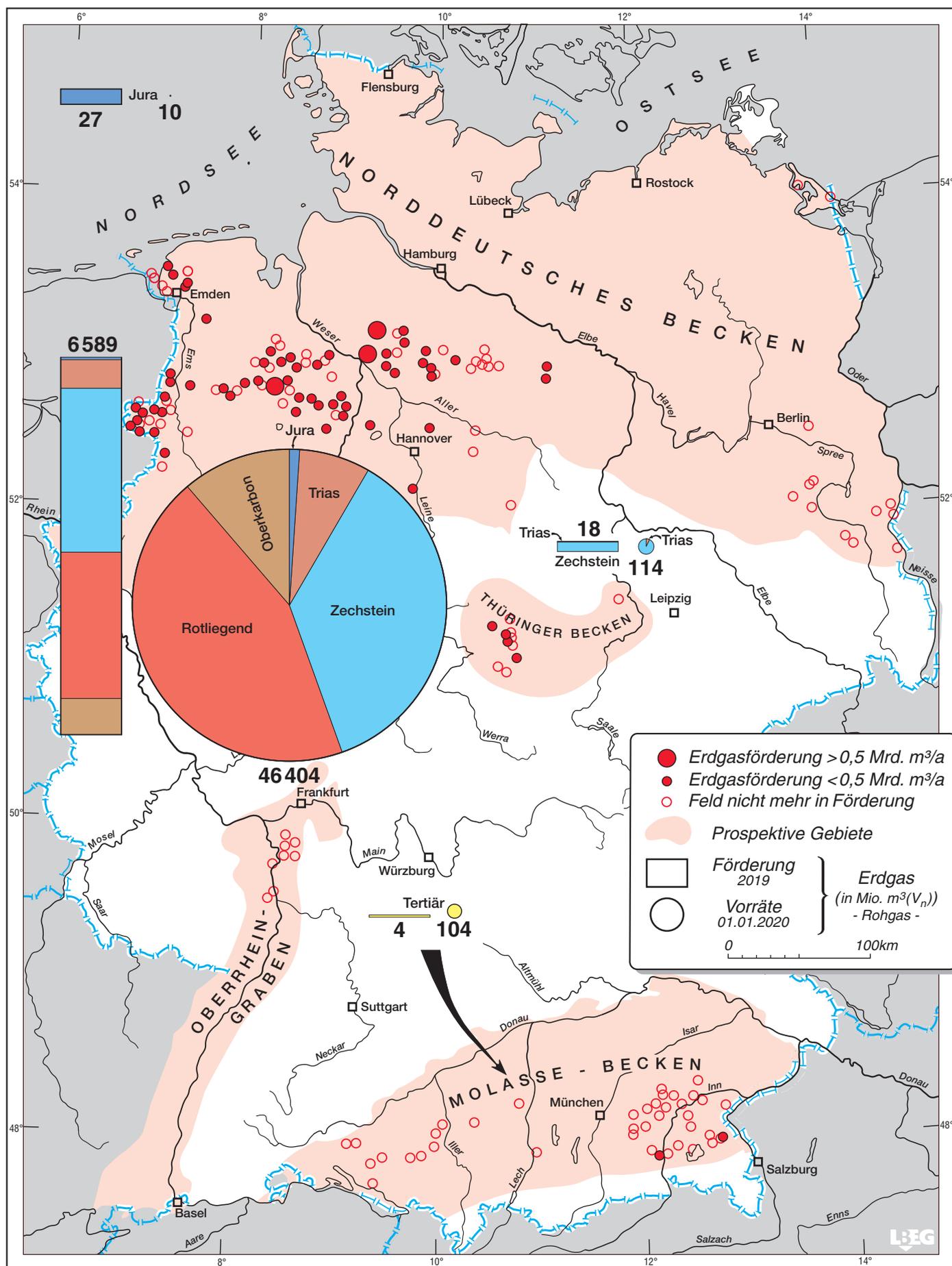
Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.





Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

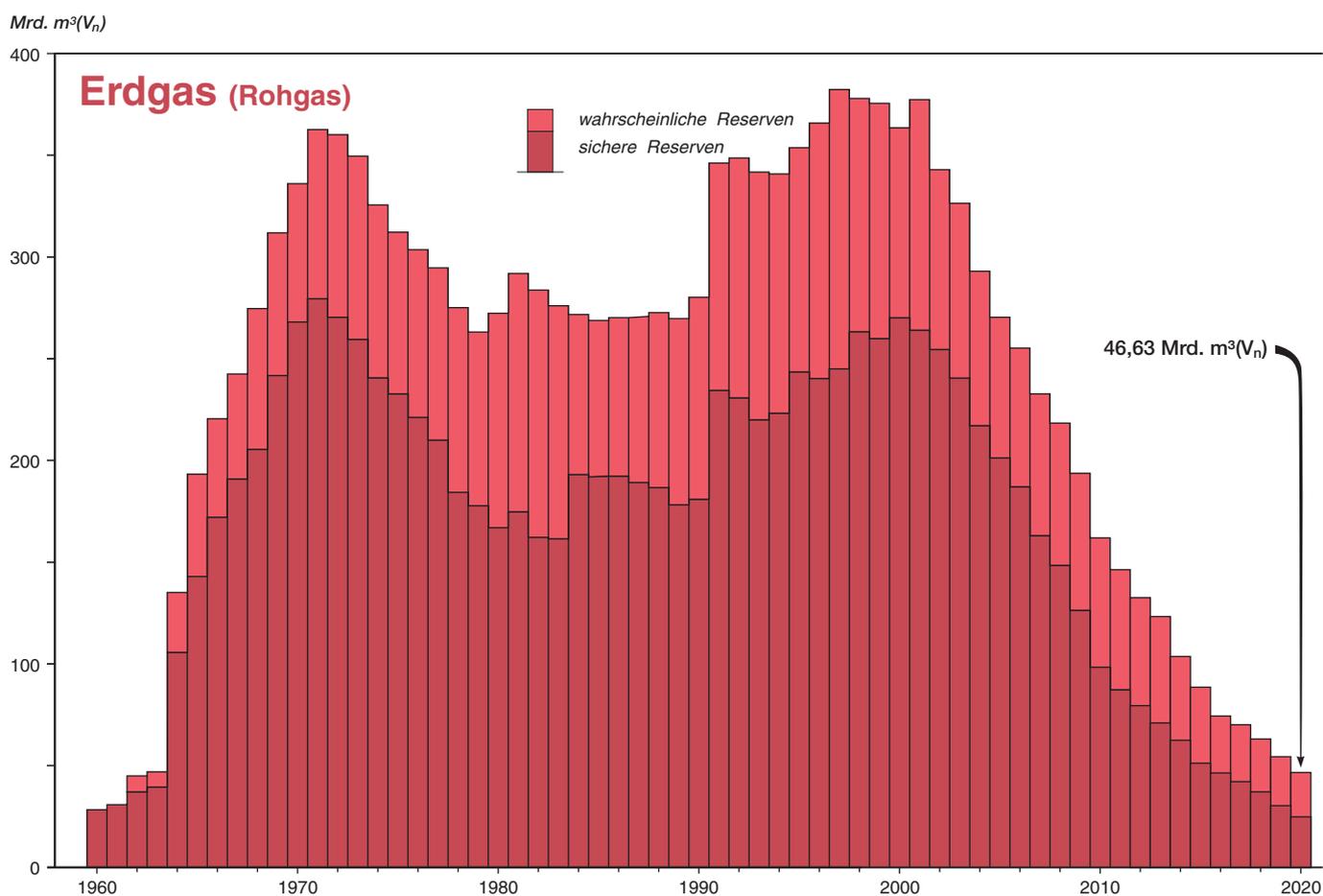
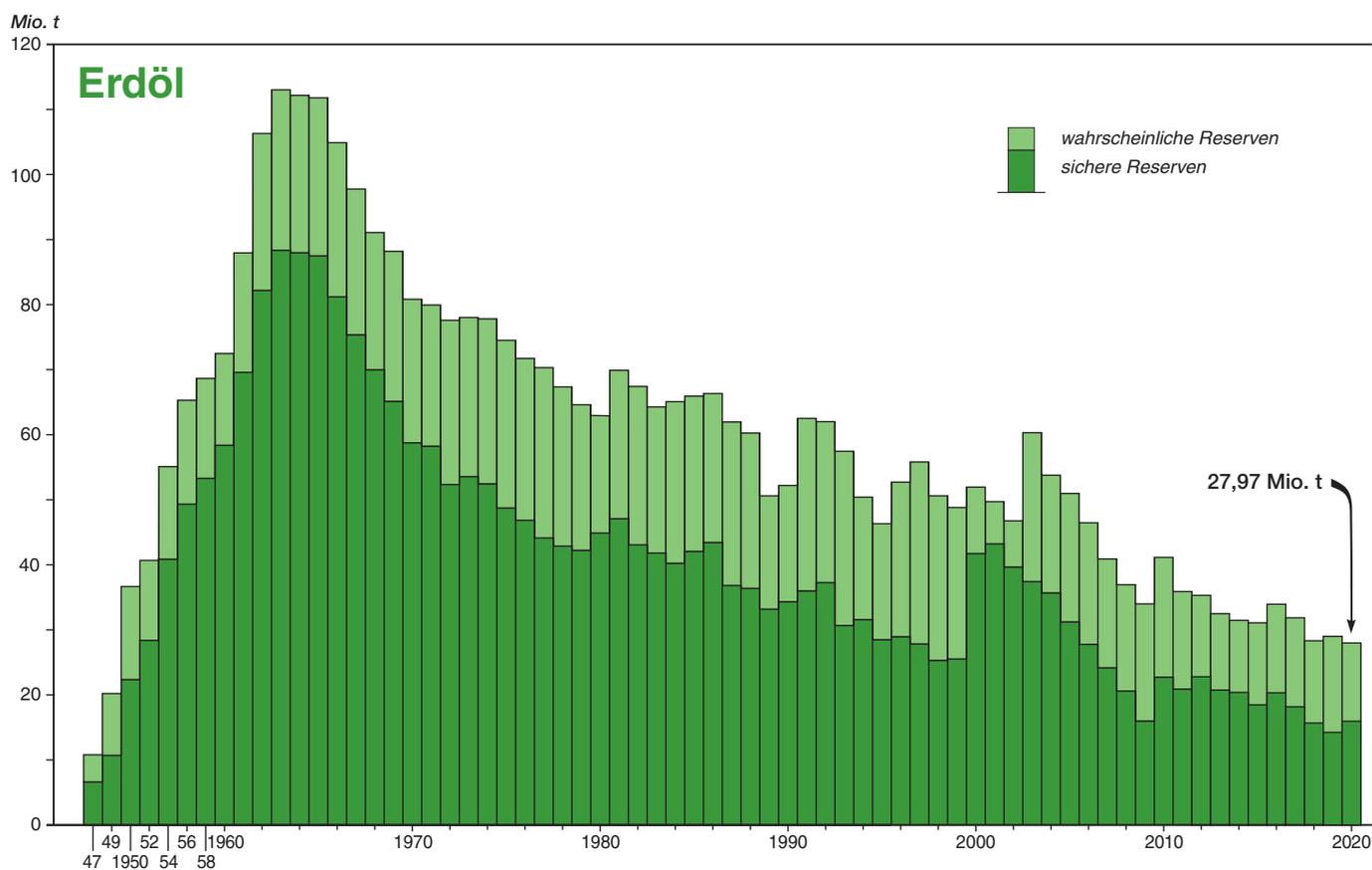
- |                             |   |                 |
|-----------------------------|---|-----------------|
| 1. Nordsee                  | 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe                             | 5. Oberrheintal |
| 2. Gebiet nördlich der Elbe | 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems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



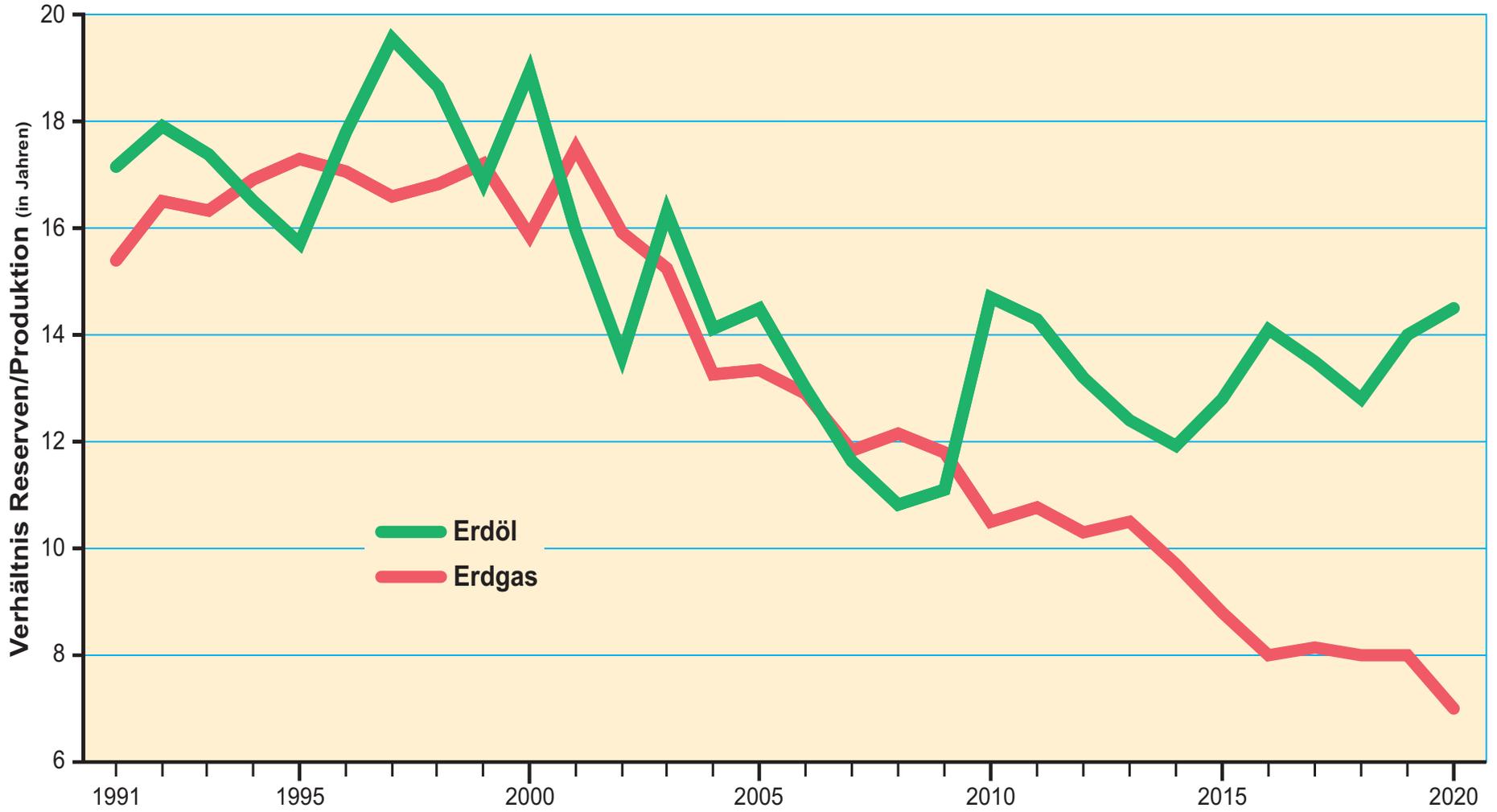
Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

1. Nordsee
2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems
3. Thüringer Becken
4. Alpenvorland

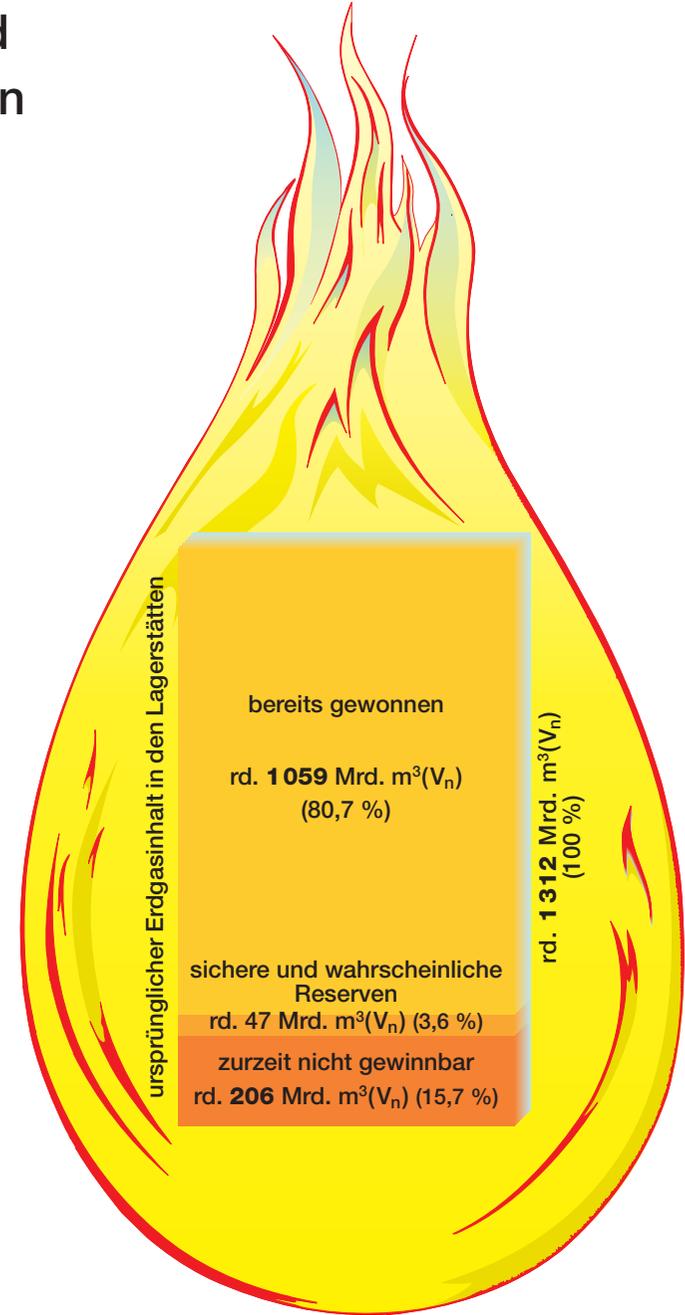
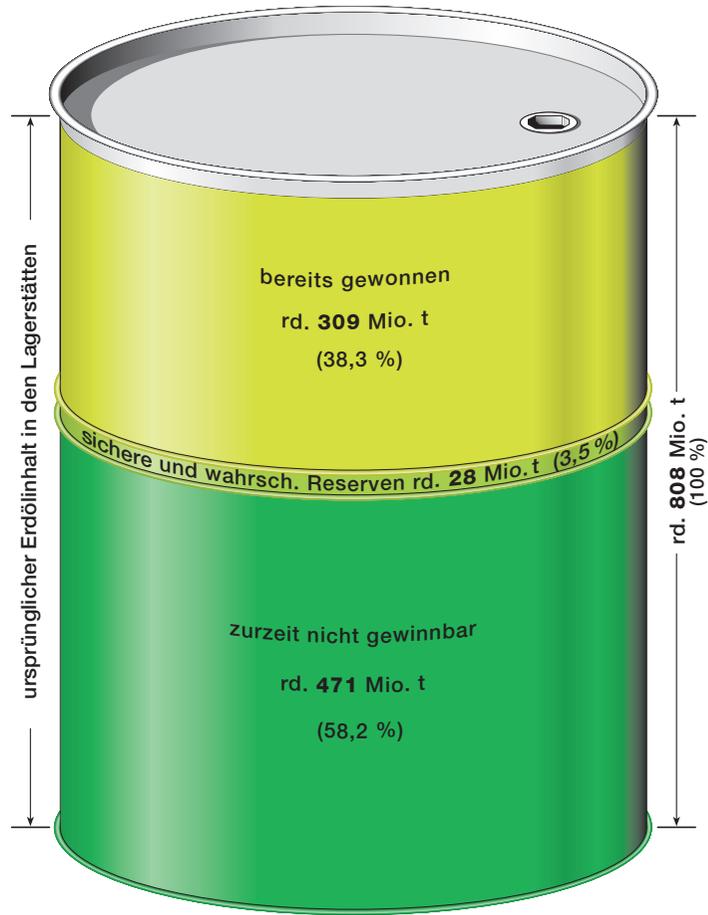
# Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



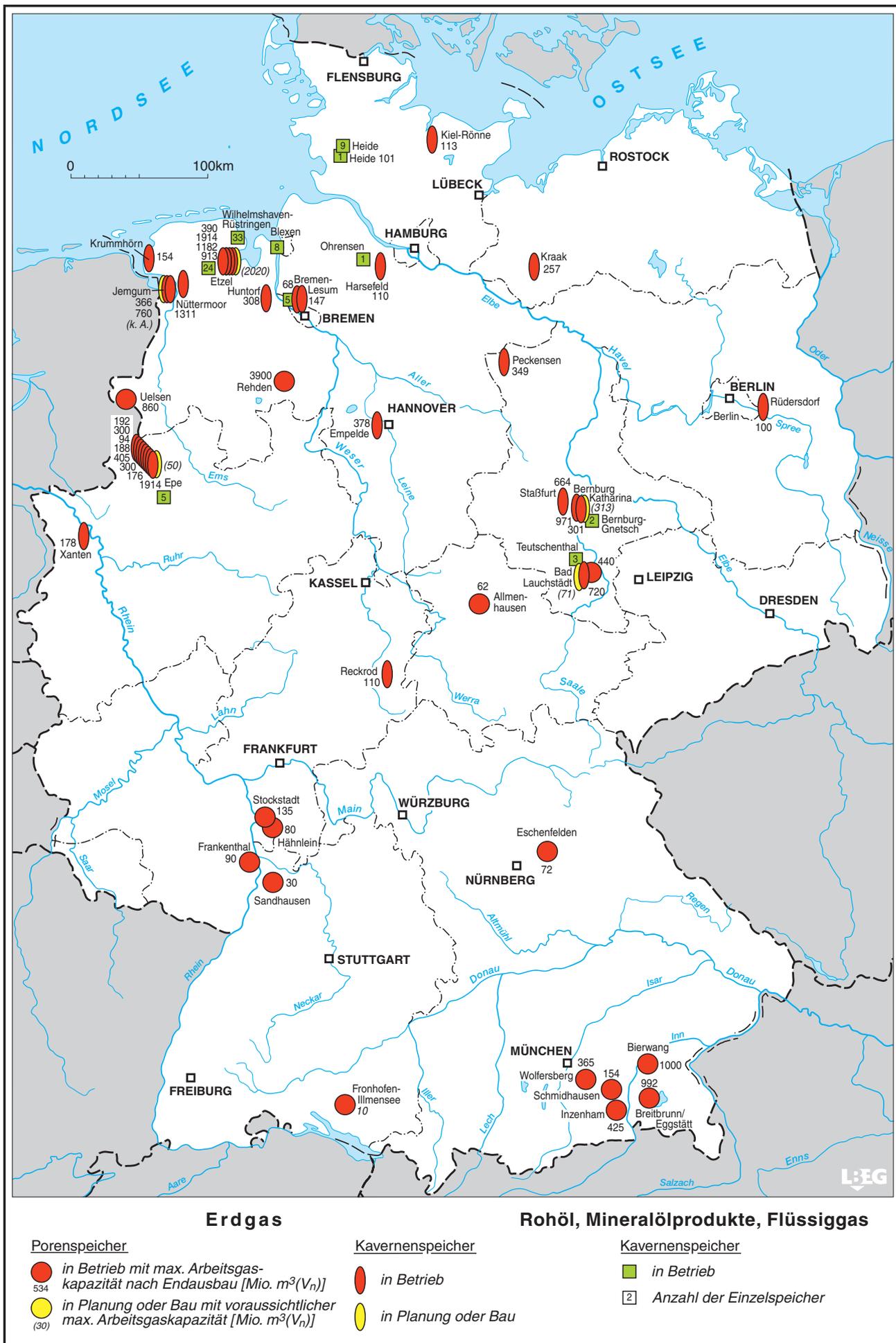
## Verhältnis Reserven/Produktion



# Erdöl und Erdgas\* in Deutschland Kumulative Produktion & Reserven

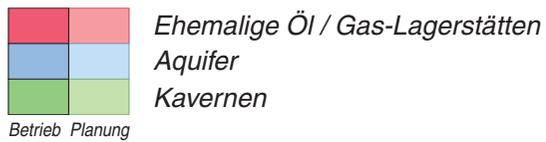
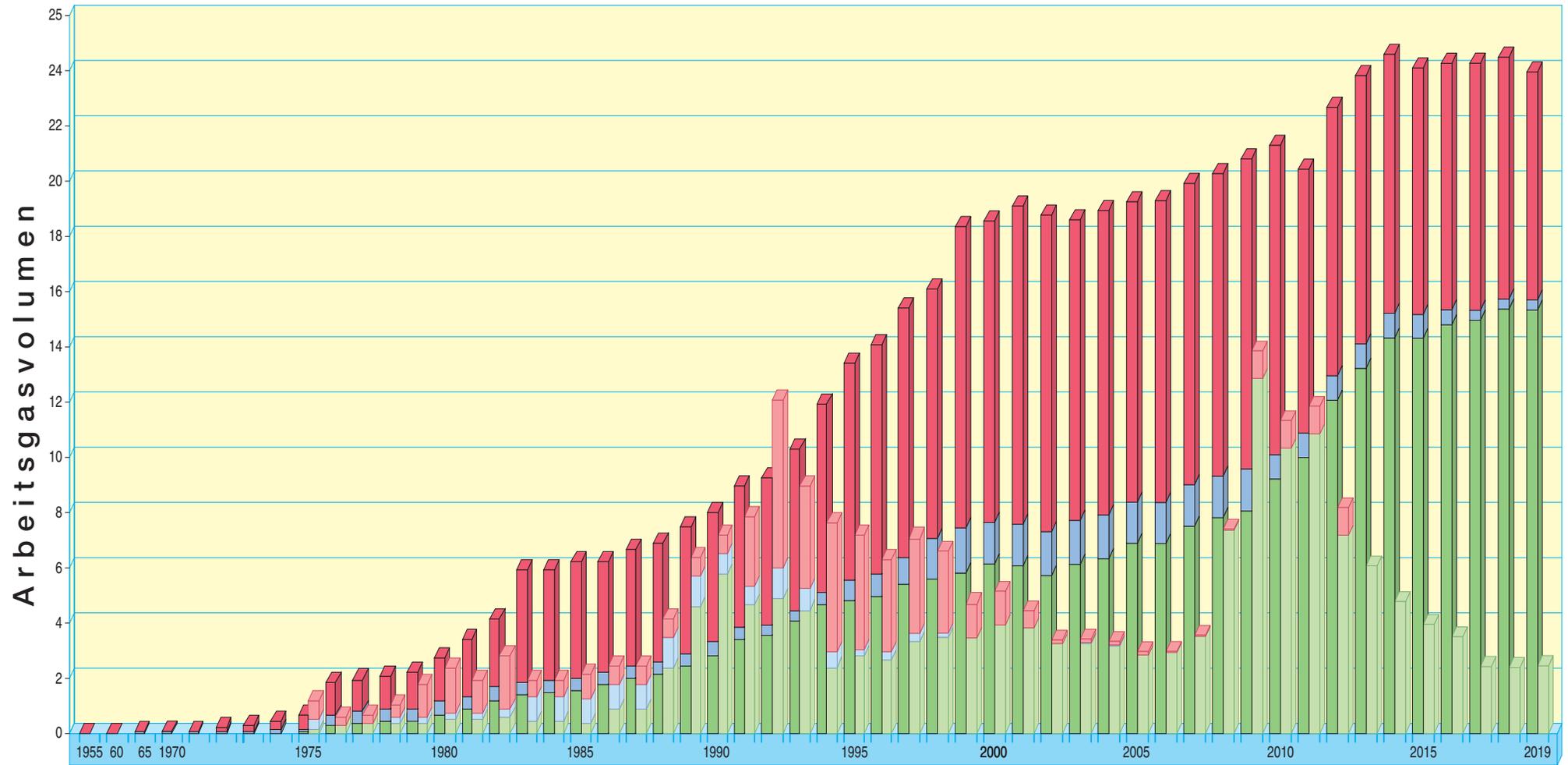


\* Rohgas (natürlicher Brennwert)



# Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

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



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