



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017



Niedersachsen



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017

Hannover 2018

Titelbild

30 Jahre Erdölförderung Mittelplate

Im Juni 1985 begann der Bau der Bohr- und Förderinsel Mittelplate vor der schleswig-holsteinischen Westküste, von der aus seit 1987 Deutschlands größte Erdöllagerstätte erschlossen wird. Seit 2000 wird das Öl nicht nur offshore von der Insel Mittelplate, sondern auch onshore von der Landstation Dieksand bei Friedrichskoog aus gefördert. Dabei wurden die sogenannten Extended-Reach-Bohrungen sehr weit über eine Länge von bis zu 9275 Meter abgelenkt. Die gleichzeitige Offshore- und Onshore-Entwicklung ermöglicht so eine optimale Förderung des Rohöls aus der Lagerstätte. Zur Erschließung der Öllagerstätte werden unter anderem Multilateralbohrungen eingesetzt, bei denen für mehrere Produktionsstränge nur ein Bohrloch benötigt wird, um mehrere Lagerstättenbereiche zu erreichen. Dies spart Platz auf der Bohr- und Förderinsel Mittelplate. Seit 2005 wird das Öl nicht mehr per Schiff, sondern durch eine Pipeline von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate zu den Aufbereitungsanlagen der Landstation Dieksand befördert. So ist ein wetter- und tidenunabhängiger Transport möglich.

Foto: DEA, Fotograf: Kay Dillenberger

Text: www.mittelplate.de



© 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

Vorwort

Die Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland steht vor einer gewaltigen Umwälzung. Unbestritten ist hierbei, dass die Nutzung von Erdöl und Erdgas als Übergangstechnologie noch über Jahrzehnte eine wichtige Rolle spielen wird. Hoch umstritten ist jedoch seit längerer Zeit, inwieweit unsere heimischen Rohstoffreserven noch eine Rolle spielen sollen. Hierbei werden Umweltbelange und allgemein gesellschaftliche Akzeptanz ebenso ins Feld geführt wie – auf der anderen Seite – wirtschaftliche und geopolitische Überlegungen.

Der Bund hat mit dem Fracking-Gesetzespaket von 2016 einen rechtlichen Rahmen geschaffen, um einerseits auch künftig die Nutzung der heimischen Rohstoffe Erdöl und Erdgas zu ermöglichen und andererseits dem Schutz der Umwelt hohe Priorität einzuräumen. Und doch ist die öffentliche Debatte rund um das Thema Fracking damit nicht beendet. Und weiterhin wird sie nicht immer und von jedem mit der wünschenswerten Sachlichkeit geführt. Allein dass der Begriff „Fracking“ längst, natürlich fälschlich, als Synonym für die Erdgasförderung insgesamt gebraucht wird, zeigt die Schieflage der öffentlichen Diskussion.

Ich freue mich daher, dass wir als LBEG mit dem Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland“ einen Beitrag zur Versachlichung der Diskussion leisten können. Der Bericht enthält, ich betone das, keine Angaben über die Förderung aus Schiefer-, Mergel-, Ton und Kohleflözgestein. Der Grund hierfür ist ganz einfach. Es gibt keine entsprechende Förderung, es sind auch keine entsprechenden Anträge bzw. konkrete Vorhaben bekannt.

Der Bericht präsentiert Ihnen die aktuellsten Daten und Fakten zu Produktions- und Reserwendaten, zur Untertagespeicherung, zu geophysikalischen Erkundungen, dem Konzessionswesen und natürlich zu Bohraktivitäten. Wesentliche Fakten: Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven in der Bundesrepublik Deutschland sind im Berichtsjahr 2017 weiter zurückgegangen, dies aufgrund der zunehmenden Erschöpfung der bekannten Vorkommen und mangels Reserverenersatz. Ebenso geht auch die jährliche Produktionsmenge sowohl beim Erdöl als auch beim Erdgas zurück. Beim Erdöl trägt die heimische Produktion noch zwei Prozent des Jahresverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland bei, beim Erdgas sind es – mit deutlich sinkender Tendenz – noch sieben Prozent. Die Bundesrepublik Deutschland ist also in zunehmendem Maße auf Importe angewiesen, die, um beim Erdgas zu bleiben, in erster Linie aus Russland, Norwegen und den benachbarten Niederlanden stammen.

Die Technik des in Deutschland seit vielen Jahrzehnten eingesetzten „Hydraulic Fracturing“ wird auch bei der künftigen Förderung aus konventionellen Lagerstätten, z.B. aus tief liegenden Sandsteinen, in Einzelfällen genutzt werden müssen. Das Konfliktpotenzial ist also vorhanden und gerade beim Erdgas, so macht es auch der vorliegende Bericht deutlich, werden die Debatten um die Sicherung heimischer Rohstoffe und um das Fracking vor allem in Niedersachsen ausgetragen werden. Denn rund 95 Prozent des in Deutschland aktuell geförderten Erdgases stammen aus niedersächsischen Lagerstätten.

Die Industrie hat vor dem Hintergrund der aktuellen gesellschaftlichen Debatte jahrelang auf neue Anträge für Fracmaßnahmen verzichtet, auch weil die Rechtslage noch anzupassen war. In diesem Jahr 2018 rechnen wir erstmals wieder mit neuen Anträgen. Diese werden wir nach Recht und Gesetz sorgfältig prüfen und bearbeiten, und das unter Berücksichtigung der ge-

gesetzlich festgelegten Umweltstandards. Nur wenn die Industrie und auch wir als Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde transparent, verlässlich und glaubwürdig agieren, wird die heimische Erdgas- und Erdölproduktion eine von der Öffentlichkeit akzeptierte Zukunft haben.

Dass Transparenz ein lohnendes Ziel ist, zeigt dieser Bericht, für dessen Erstellung ich allen Beteiligten ganz herzlich danken möchte.

Andreas Sikorski

Präsident des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	6
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen.....	7
Zusammenfassung	8
Summary	9
1 Bohraktivität	10
1.1 Explorationsbohrungen	10
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	14
1.3 Bohrmeterleistung	16
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	18
2 Geophysik.....	20
3 Konzessionswesen.....	22
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	28
4.1 Erdölförderung.....	28
4.2 Erdgasförderung.....	33
5 Erdöl- und Erdgasreserven.....	38
5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2018.....	38
5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2018.....	39
5.3 Reservendefinitionen.....	41
6 Untertage-Gasspeicherung.....	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 2017	45
7 Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	51
8 Literatur und nützliche Links.....	53
Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme	

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2017.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2017.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2012 bis 2017, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2017 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2017.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2017.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2017.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2017.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2013 bis 2017.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2017.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2015 bis 2017 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2016 und 2017 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2013 bis 2017.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2017 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2015 bis 2017 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2016 und 2017 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2018 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2018 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2018 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2018).
- Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2017).
- Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2017).
- 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 2017.

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 2017.

Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2017.

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 2017. 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 2016 um etwa 15 000 km² auf 59 000 km² verkleinert. Neue Erlaubnisse wurden nur in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen erteilt. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern vor allem in Nordrhein-Westfalen, Bayern, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Baden-Württemberg.

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas seit 2013 stetig abgenommen hatten, war in 2017 wieder ein Anstieg zu verzeichnen. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 247 km² durchgeführt. 2D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden in 2017 nicht vorgenommen.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte hat sich gegenüber dem Vorjahr von acht auf vier halbiert. Weitere elf Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2017 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Fünf Explorationsbohrungen wurden in 2017 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon war nur eine öl- und gasfündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber 18 im Vorjahr auf 20 angestiegen. Weitere zehn Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2017 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 22 Bohrungen wurden in 2017 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 20 ölfündig und zwei hatten als Hilfsbohrungen ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat in 2017 gegenüber dem Vorjahr um 3700 m auf etwa 33 400 m abgenommen. Dieser Wert repräsentiert im langjährigen Vergleich eine ausgesprochen geringe Bohrmeterleistung.

Der Rückgang der Erdgasförderung hat sich weiter fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten hat die Jahresfördermenge gegenüber dem Vorjahr um 8,6 Prozent abgenommen und betrug 7,9 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Auch die Erdölförderung war rückläufig. Verglichen mit dem Vorjahr hat die Fördermenge um 5,8 Prozent abgenommen und betrug etwa 2,2 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist dem Trend der letzten Jahre folgend weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 7,0 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 63,1 Mrd. m³ in Feldesqualität. Nur etwa 11 Prozent der in 2017 entnommenen Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 3,5 Mio. t abgenommen und betrug 28,3 Mio. t. Die Reserven haben also um deutlich mehr als die in 2017 entnommene Fördermenge verloren.

Das derzeit technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat um 0,1 Mrd. m³ auf 24,3 Mrd. m³ zugenommen. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 3,4 Mrd. m³ ausgebaut werden.

Summary

This report presents an overview of the German oil and gas exploration and production, as well as the underground gas storage activity in Germany in 2017. The information, which is regularly collected by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG), is based on data provided by oil and gas companies, as well as various state mining authorities throughout Germany.

Compared with 2016, the total acreage of exploration licenses for hydrocarbons has decreased by c.15.000 km² to 59.000 km². New exploration licenses were only issued in the states of Lower Saxony and North Rhine-Westphalia. Expired licenses, *ie.* partial expiries were predominantly recorded in the states of North Rhine-Westphalia, Bavaria, Mecklenburg-Vorpommern, Lower Saxony and Baden Württemberg.

Following the continuous decline in geophysical surveys for oil and gas exploration, the year 2017 saw the first increase in such activities since 2013, with a total area of 247 km² of 3D seismic surveys. In contrast, no 2D seismic or gravimetry surveys were recorded in 2017.

The number of active exploration drilling projects has declined from eight in the previous year to only four in 2017. Another 11 exploration drilling projects reached total depth (TD) before 2017, but had yet to report final results. Five exploration wells completed in 2017 reported final results, of which only one well found hydrocarbons.

Active development wells increased from 18 in the previous year to 20 in 2017. Again another 10 wells had reached TD before 2017, but had yet to report final results. In total, 22 wells were successfully completed in 2017, including 20 wells that found hydrocarbons and two support wells that reached their target.

The total meterage drilled in Germany fell by 3.700 m to 33.400 m, which represents a very poor result, when compared with the long-term average meterage.

Gas production continued to decline due to gas field depletion. As a result, the total annual gas production fell by 8.6 percent to 7.9 billion m³ (field quality).

Oil production decreased likewise, with a reduction by 5.8 percent to a total of 2.2 million tons (including condensate).

The total of the proven and probable gas reserves has decreased further, following a trend also seen in recent years. Reserves fell by 7.0 billion m³ compared to the previous year and are now at 63.1 billion m³ (field quality). This means that only 11 percent of the total gas produced in 2017 has been replaced by new reserves.

The total of the proven and probable oil reserves decreased by 3.5 percent compared to the previous year and amounted to 28.3 million tons. This means that the reserves fell by a significantly greater amount than accounted for by the annual oil production.

The available working gas volume of underground gas storage facilities has increased by 0.1 billion m³ and stands at a total of 24.3 billion m³. Currently it is planned to increase the total working gas volume by a further 3.4 billion m³.

1 Bohraktivität

Die inländische Bohraktivität hat gegenüber dem Vorjahr wieder abgenommen und erreichte somit auch in 2017 ein vergleichsweise sehr geringes Niveau. So ist die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) von 26 im Vorjahr auf 24 gesunken (Kap. 1.2). Ohne die Bohrkampagnen in den Ölfeldern Emlichheim und Bockstedt wäre die Bohraktivität nur halb so hoch ausgefallen.

Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert um 10 Prozent verloren (Kap. 1.3). Damit lag sie etwa 28 Prozent unter dem Durchschnitt der vorangegangenen fünf Jahre. Hinsichtlich dieses Mittelwertes ist zu beachten, dass dieser noch von der deutlich umfangrei-

chen Bohrkampagne im Feld Emlichheim in den Jahren 2011 und 2012 geprägt ist.

Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr verliefen in den unterschiedlichen Bohrkategorien wieder unterschiedlich. In der Kategorie der Explorationsbohrungen hat sich die Anzahl der aktiven Bohrungen von acht auf vier halbiert und die Bohrmeter sind um knapp 40 Prozent zurückgegangen.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber 18 im Vorjahr auf 20 angewachsen. Die Bohrmeter dieser Kategorie verzeichneten gegenüber dem Vorjahr ein Plus von 8 Prozent.

1.1 Explorationsbohrungen

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

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2017 werden insgesamt 15 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt

sich aus den oben genannten vier aktiven Bohrungen und weiteren elf Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2017 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** (CEP¹) (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 Ansatz-

punkt 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. 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 m³ leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten

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

getestet. In 2014 wurde der horizontal durchteufte Träger in zehn Bohrlochabschnitten hintereinander hydraulisch stimuliert. Die geplante Testförderung steht noch aus.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben, etwa 6 km südlich des ehemaligen Erdölfeldes Mittweide-Trebatsch, wurde in 2012 die Bohrung **Guhlen 1** (CEP) (Anl. 2) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung war das Staßfurt-Karbonat in einer Antiklinalstruktur, die in den seismischen Profilen der Messungen aus den Jahren 2009/10 identifiziert wurde. Nebenziel war das Rotliegend, das in einer etwa 12 km westlich gelegenen Bohrung im Jahre 1981 ölführend nachgewiesen worden war. Die Bohrung Guhlen 1 hat das Staßfurt-Karbonat und den potenziellen Träger im Rotliegend wie geplant aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2910 m im sedimentären Rotliegend eingestellt. Die Bohrung wurde teilverfüllt und im Bereich des kohlenwasserstoffführenden Staßfurt-Karbonats komplettiert und getestet. In 2016 wurde die Bohrung etwa 600 m nach Südwesten zur **Guhlen 1a** abgelenkt. Der Landepunkt der Bohrung war auf der Grundlage der 3D-seismischen Messungen festgelegt worden, die in 2013 im Erlaubnisfeld Lübben durchgeführt worden waren. Zielhorizont war das in der Stammborung Guhlen 1 kohlenwasserstoffführend nachgewiesene Staßfurt-Karbonat. Die Ablenkung Guhlen 1a hat das Staßfurt-Karbonat öl-, gas- und kondensatführend erschlossen. Anschließend wurde ein Test durchgeführt. Die Testergebnisse ergaben eine Förderrate von 1670 boe¹ pro Tag. Die Bohrung Guhlen 1a wurde für öl- und gasfündig erklärt.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben wurde nach der Bohrung Guhlen 1 eine weitere Aufschlussbohrung, und zwar die Bohrung **Märkische Heide 1** (CEP) (Anl. 2), abgeteuft. Bereits 2013 war in dem Erlaubnisfeld eine großflächige seismische 3D-Messung durchgeführt worden, die neue Erkenntnisse über den tiefen Untergrund geliefert hatte und mehrere Strukturen hatte erkennen lassen. Eine dieser Strukturen wurde mit dieser Bohrung untersucht. Das

Zielgebiet liegt etwa 12 km westsüdwestlich der Bohrung Guhlen 1 und war bereits in den 1960er und 1980er Jahren durch einige Bohrungen erkundet worden. Zielhorizonte sind das Staßfurt-Karbonat und die Sandsteine des Rotliegend, die bereits 1981 in der Bohrung Schlepzig 6 ölführend nachgewiesen werden konnten. Die Bohrung hatte schon in 2015 begonnen. In 2016 hat sie die Zielhorizonte erbohrt und wurde bei einer Endteufe von 3043 m eingestellt. Aufgrund eines unerwarteten komplexen geologischen Oberbaus hat die Bohrung die Zielhorizonte nicht in der erwarteten Tiefe und zudem teilweise verwässert angetroffen. In 2017 wurde die Bohrung zur **Märkische Heide 1a** abgelenkt. Der Zielpunkt der Ablenkung lag etwa 1600 m ostsüdöstlich des Zielpunktes der Stammborung Märkische Heide 1. Zielhorizonte waren wie in der Stammborung das Staßfurt-Karbonat und die Rotliegend-Sandsteine. Die Ablenkung hat das Staßfurt-Karbonat zwar kohlenwasserstoffführend, aber impermeabel angetroffen und wurde im Werra-Karbonat bei 2937 m eingestellt. Die Stammborung wie auch deren Ablenkung wurden für nicht fündig (KW-Anzeichen) erklärt.

Die Bohrung **Reudnitz Z2** (Bayerngas) (Anl. 2) wurde bereits in 2014 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 die

¹ boe = barrels of oil equivalent

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 Förder-test durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2017 noch nicht fest.

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft. Auch sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden soll. 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 Posidonien-schiefer 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.

Gebiet Niederrhein-Münsterland

Im nordrhein-westfälischen Erlaubnisfeld Rudolf wurde in 2016 die Bohrung **Herbern 58** (HammGas) (Anl. 2) niedergebracht. Sie hatte das Ziel, eine Kohleflözgas-Lagerstätte im Oberkarbon nachzuweisen. Zur Festlegung des Bohrzieles wurde die Methode der tektomechanischen Analyse angewendet. Diese analytische Methode kombiniert Erkenntnisse aus dem Bergbau mit wissenschaftlichen Untersuchungen und umfangreichen Daten, um natürliche Kluftsysteme im Untergrund zu lokalisieren. Haben sich in solchen offenen und vernetzten Kluftsystemen Erdgaslagerstätten gebildet, so sind sie ohne Frac-Behandlungen förderbar. Die Bohrung hat die Gesteine und Kohleflöze des Westfal B wie geplant erschlossen. Anschließend wurde ein Fördertest durchgeführt. Auf der Grundlage der Testergebnisse wurde die Bohrung 2017 für nicht fündig erklärt.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Mit der Bohrung **Völkersen-Nord Z4b** (DEA) (Anl. 2) soll der Havel-Sandstein des Rotliegend im westlichsten Teil des Feldes Völkersen auf einer bislang nicht erbohrten tektonischen Hochscholle gasführend bei initialen Druckbedingungen aufgeschlossen werden. Das Nebenziel der Bohrung ist die Prüfung von Upside-Potenzialen im Wustrow- und Niendorf-Sandstein. Am Jahresende 2017 hatte die Bohrung ihre Endteufe noch nicht erreicht und stand bei 5613 m im Zechstein-Salinar.

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall) (Anl. 2) sollte das Potenzial der bekannten Tight-Gas-

Lagerstätte Düste in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden. Die Struktur Düste wurde bereits 1995 mit der Explorationsbohrung Düste Z9a gasführend getestet, aber technische Umstände machten eine detailliertere Untersuchung der Karbon-Sandsteine und eine wirtschaftliche Förderung trotz Frac-Behandlungen mehrerer Sandstein-Horizonte damals nicht möglich. Wichtige Ziele der Bohrung Düste Z10 waren der Aufschluss von mindestens 400 m Karbon, die Erkundung des Gas-Wasser-Kontaktes, des Einfallens und Streichens der Schichten, der Porositätsverteilung in den Sandsteinen und der Klüftigkeit der Gesteine. Der geplante Landepunkt der Bohrung liegt etwa 450 m nordwestlich von dem der Düste Z9 entfernt. Bereits in 2012 hat die Bohrung die Karbon-Sandsteine wie erwartet gas-

führend angetroffen, den Gas-Wasser-Kontakt durchteuft und wurde bei 4380 m eingestellt. Zur Ermittlung der Speichereigenschaften der Träger wurden sechs Bohrkern mit einer Gesamtlänge von knapp 130 m gezogen. Zur Ermittlung des Förderpotenzials sind vorab hydraulische Stimulationen der Träger erforderlich.

Oberrheintal

Die Bohrung **Römerberg 5** (Neptune) (Anl. 2) wurde zur weiteren Entwicklung des Erdölfeldes Römerberg abgeteuft. Der Landepunkt der Bohrung liegt im Nordteil der zentralen Scholle in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung ca. 1000 m nordnordöstlich der Produktionsbohrung Römerberg 3. Damit repräsentiert die Bohrung den bislang nördlichsten Zielpunkt in der Lagerstätte. Die Bohrung

hat den Zielhorizont, die Sandsteine im Buntsandstein, ölführend aufgeschlossen. Anschließend wurde ein Langzeitfördertest aufgenommen. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2017 noch nicht fest.

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 Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2017 noch nicht fest.

Wiedererschließungsbohrungen

Alpenvorland

Mit der Bohrung **RAG Ampfing 1** (RDG) (Anl. 1) wurde 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 Erdöl-Lagerstätte im Ampfing-Sandstein, in der sich eine primäre Gaskappe entlöst hatte, wurden seit 1954 0,55 Mio. t Erdöl und 1,4 Mrd. m³ 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-Sand-

stein floss Formationswasser mit Öl- und Gas Spuren zu. Ob ein Test auf das Nebenziel, den Lithothamnienkalk, durchgeführt werden soll, wurde noch nicht entschieden.

Gebiet Elbe-Weser

Im Bewilligungsfeld Alfeld-Elze II-Erweiterung wurde die verfüllte Bohrung **Alfeld-Elze Z4** (5P Energy) (Anl. 2) zunächst aufgewältigt und anschließend in 147 m Tiefe abgelenkt, um die Rotliegend-Sandsteine der Erdgaslagerstätte Alfeld-Elze/Hildesheimer-Wald im Feldesteil Alfeld-Elze wiederzuerschließen. Die ursprünglich im Jahr 1996 aufgegebene Erdgaslagerstätte Alfeld-Elze/Hildesheimer-Wald war bereits in 2014 im Feldesteil Hildesheimer-Wald durch die Aufwältigung der verfüllten Bohrung Hildesheimer-Wald Z2 erfolgreich wiedererschlossen worden. Die Ablenkung der Bohrung Alfeld-Elze Z4 hatte Ende 2017 ihre Endteufe noch nicht erreicht.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat gegenüber dem Vorjahr von 26 auf 24 abgenommen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere 21 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2017 die Endteufe erreicht, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

Die Entwicklung der Bohrungsanzahl spiegelt vor allem die Aktivitäten in den Feldern Emlichheim und Bockstedt wider. Aufgrund der Bohrkampagnen in diesen Feldern war die Anzahl der Bohrungen bereits in 2016 deutlich gestiegen und hat in 2017 nur wenig nachgegeben.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2017 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2017 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 45 Bohrungen haben 30 ein endgültiges Ergebnis erhalten; davon waren 23 erfolgreich. Von diesen 23 Bohrungen waren 21 fündig und zwei weitere hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere soge-

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2017. Bohrlokationen siehe Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>							
Barth 11 ¹	CEP	33337480	6021579	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
Guhlen 1 ¹	CEP	33441010	5764658	nicht fündig	Staßfurt-Karb.	2910,0	Rotliegend
Guhlen 1a ¹	CEP	33441010	5764658	öl- und gasf.	Staßfurt-Karb.	2823,4	Werra-Anhydr.
Märkische Heide 1 ¹	CEP	33429575	5762946	nicht fündig	Rotl. Zechst.	3043,4	Rotliegend
Märkische Heide 1a	CEP	33429575	5762946	nicht fündig	Rotl. Zechst.	2937,0	Werra-Karb.
Reudnitz Z2 ¹	Bayerngas	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	2930,0	Rotliegend
Reudnitz Z2a ¹	Bayerngas	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	4407,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a ¹	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
<i>Niederrhein-Münsterland</i>							
Herbern 58 ¹	HammGas	32410564	5731043	nicht fündig	Oberkarbon	1770,0	Westfal B
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Elbe-Weser</i>							
Völkersen-Nord Z4b	DEA	32511666	5874038	bohrt	Rotliegend		
<i>Weser-Ems</i>							
Düste Z10 ¹	Wintershall	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
<i>Oberrheintal</i>							
Römerberg 5	Neptune	32460463	5465594	n.k.E.	Buntsandstein	2944,0	Buntsandstein
Römerberg 7 ¹	Neptune	32457484	5465432	n.k.E.	Buntsandstein	3406,0	Buntsandstein
Wiedererschließungsb. (A5)							
<i>Elbe-Weser</i>							
Alfeld-Elze Z4 (2.)	5P Energy	32551450	5775165	bohrt	Rotliegend		
<i>Alpenvorland</i>							
RAG Ampfing 1 ¹	RDG	32754804	5349241	n.k.E.	Eozän	2150,0	Oberkreide

Status mit Stand vom 31. Dezember 2017; ¹: Endteufe vor 2017 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

nannte „spy holes“. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, wer-

den in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2017.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 14a ¹	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 28	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 29	DEA	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z11 ¹	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Schneeren-Süd Z1 ¹	Neptune	Oberkarbon-Sandsteine	nicht fündig
Völkersen-Nord Z6a	DEA	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Weser-Ems</i>			
Bockstedt 89 ^{1,2}	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Bockstedt 90 ¹	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Bockstedt 91	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Bockstedt 96	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	nicht fündig
Bockstedt 96a	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Bockstedt 97	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Bockstedt 99	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	nicht fündig
Leer Z5 ¹	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 37 (4.) ¹	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 158a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 178	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 179	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 180	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 181 ¹	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 182 (2.)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 184a ¹	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 185	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 186	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim-Nord Z1a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 516 ²	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 517 ²	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 2 ¹	Wintershall	Baustein-Schichten	noch kein Ergebnis
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 520	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 521	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht

5P Energy – 5P Energy GmbH, Hannover

Bayerngas – Bayerngas GmbH, München

CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin

DEA – DEA Deutsche Erdoel AG, Hamburg

EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover

HammGas – HammGas GmbH & Co. KG, Hamm

Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH (2017 noch ENGIE E&P Deutschland GmbH), Lingen

RDG – RDG GmbH & Co. KG, Hannover

Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Berlin

Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf

Status mit Stand vom 31. Dezember 2017

¹ : Endteufe vor 2017 erreicht

² : als Hilfsbohrung gebohrt

1.3 Bohrmeterleistung

In 2017 hat die Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahreswert um 3700 m auf etwa 33 400 m abgenommen und ist damit wieder auf das Niveau von 2015 zurückgefallen. Im langjährigen Vergleich repräsentiert der Wert für 2017 eine ausgesprochen geringe Bohrmeterleistung. Seit dem nachhaltigen Rückgang in den 1980er Jahren wurde der Wert nur zweimal unterschritten, und zwar in 2015 und 2003. Ohne die Bohrkampagnen im Feld Emlichheim, mit der bereits in 2016 begonnen wurde, und im Feld Bockstedt wäre die Bohrmeterleistung deutlich geringer ausgefallen.

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 Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). In 2017 lag die Bohrleistung um etwa 13 300 m oder 28 Prozent unter 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 im Vergleich zum Vorjahr wieder unterschiedlich.

In der Exploration haben die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um knapp 40 Prozent bzw. 5 600 m auf 8 400 m abgenommen. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre entsprach das einem Rückgang um fast die Hälfte oder etwa 8 100 m.

Seit Einführung der aktuell gültigen Bohrklassifikation in 1981 war die Bohrmeterleistung der Exploration noch nie so gering. Der Anteil an den gesamten Bohrmetern erreichte in 2017 nur 25 Prozent (Mittel seit 1981: 48 Prozent).

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr dagegen um 8 Prozent oder 1 900 m zugenommen. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre war es aber ein Minus von 17 Prozent oder 5 200 m.

In Jahren mit geringer Bohraktivität gewinnt die kontinuierliche Feldesentwicklung im Erdölfeld Mittelplate hinsichtlich der regionalen Verteilung der Bohrmeter deutlich an Gewicht. Die Produktionsbohrungen im Erdölfeld Mittelplate brachten Schleswig-Holstein in 2017 einen Anteil von 30 Prozent an den gesamten Bohrmetern (Tab. 4). Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Mit 54 Prozent entsprach der niedersächsische Anteil gemessen am Mittel der vorangehenden Jahre dem Durchschnitt.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2012 bis 2017, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2012	71424	100	8793	12,3	14062	19,7	-	-	-	-	48207	67,5	362	0,5
2013	43423	100	7525	17,3	4508	10,4	2115	4,9	-	-	29275	67,4	-	-
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
Mittelwert 2012-2016	46734	100	6093	13,0	8133	17,4	2303	4,9	929	2,0	27375	58,6	1901	4,1

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2017 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung		Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	%
Brandenburg	2031,0	-	-	-	-	2031,0	6,1
Niedersachsen	-	2307,0	1115,0	12339,0	2864,5	17510,5	55,7
Rheinland-Pfalz	-	2942,0	-	-	-	2942,0	8,8
Schleswig-Holstein	-	-	-	9817,5	-	9817,5	29,4
Gebiet							
Nördlich der Elbe	-	-	-	9817,5	-	9817,5	29,4
Oder/Neiße-Elbe	2031,0	-	-	-	-	2031,0	6,1
Elbe-Weser	-	2307,0	1115,0	1987,0	-	4294,0	16,2
Weser-Ems	-	-	-	6376,0	-	6376,0	19,1
Westlich der Ems	-	-	-	3976,0	2864,5	6840,5	20,5
Oberrhheintal	-	2942,0	-	-	-	2942,0	8,8

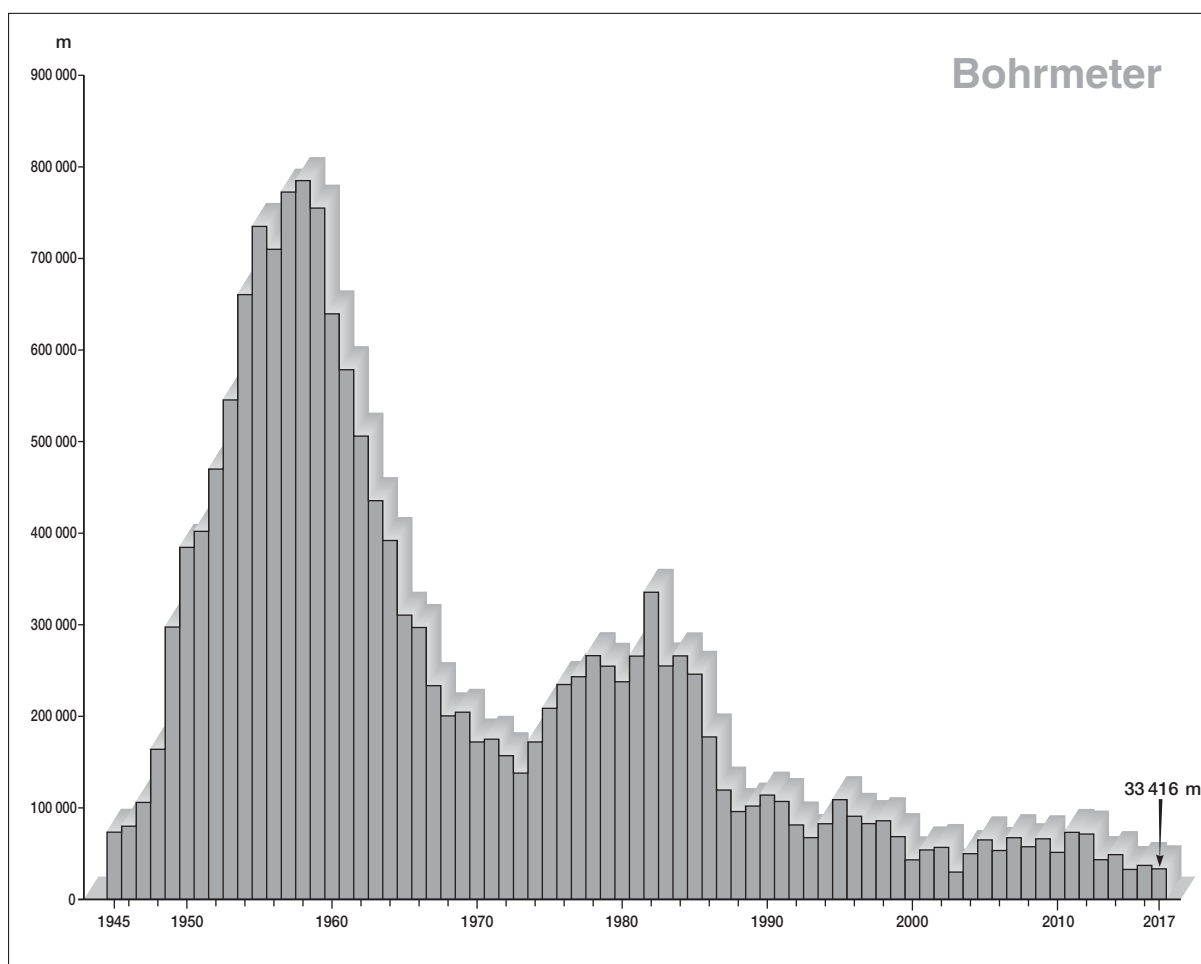


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2017.

1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Für die in Deutschland abgeteufte 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 fundige Bohrung oder im Gebiet eines Erdöl- oder Erdgasfeldes bei Kenntnis unkomplizierter Lagerungsverhältnisse. Die

Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

B2 Produktionsbohrung (production well, exploitation well)

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

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

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

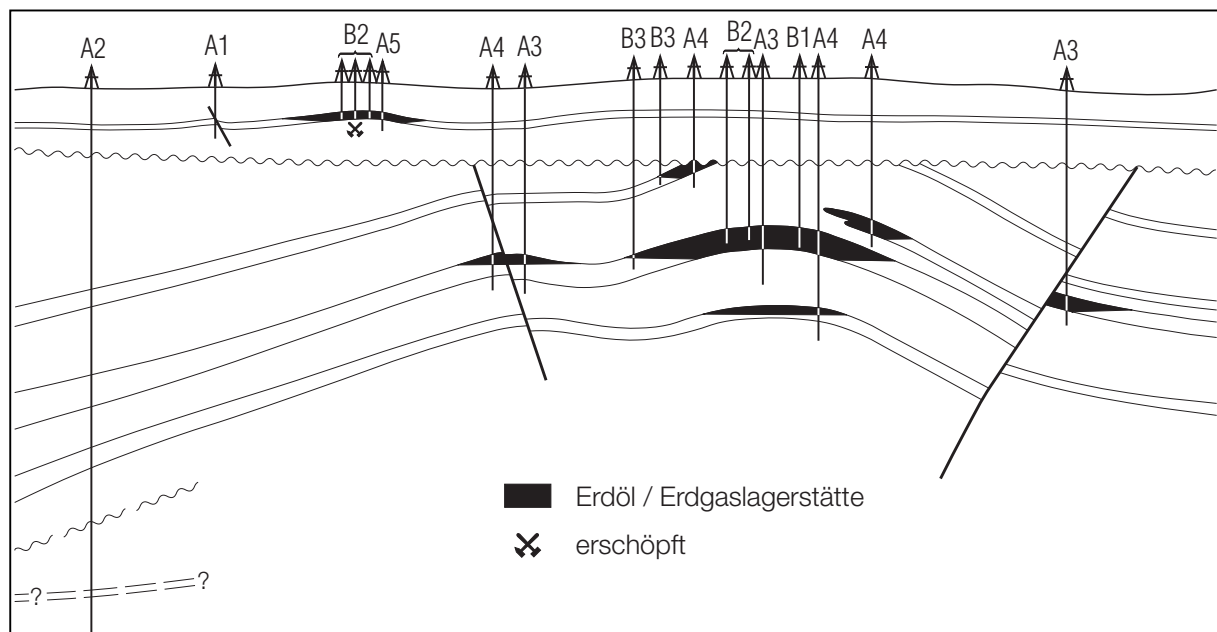


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas seit 2013 stetig abgenommen hatten, war in 2017 wieder ein Anstieg zu verzeichnen. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 247 km² (Vorjahr: 52 km²) durchgeführt (Tab. 5). 2D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden in 2017 nicht vorgenommen.

3D-Seismik

In 2017 wurden zwei 3D-seismische Survey zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt. Beide Surveys liegen in Süddeutschland, und zwar je einer im Oberrheingraben und im bayerischen Molassebecken.

Für eine neue Bewertung der geologischen Verhältnisse und des verbliebenen Förderpotenzials der Erdöllagerstätte Landau im Oberrheingraben wurde im Auftrag der Wintershall Holding GmbH der Survey „Landau 2017“ mit einer Fläche von 58 km² akquiriert.

Im Rahmen der Untersuchungen zur Wiedererschließung des Feldes Ampfing im bayerischen Molassebecken wurde der Survey „Ampfing“

durchgeführt. Er überdeckt eine Fläche von 189 km² in den Erlaubnisfeldern Salzach-Inn und Aubach der RDG GmbH & Co. KG.

In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik abgedeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt. Die aktuellen Surveys sind farblich hervorgehoben.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2017 (nach Angaben der explorierenden Firmen und Bergbehörden).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte / km ²
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	-	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	58	-	-
Alpenvorland	189	-	-
Summe	247	-	-

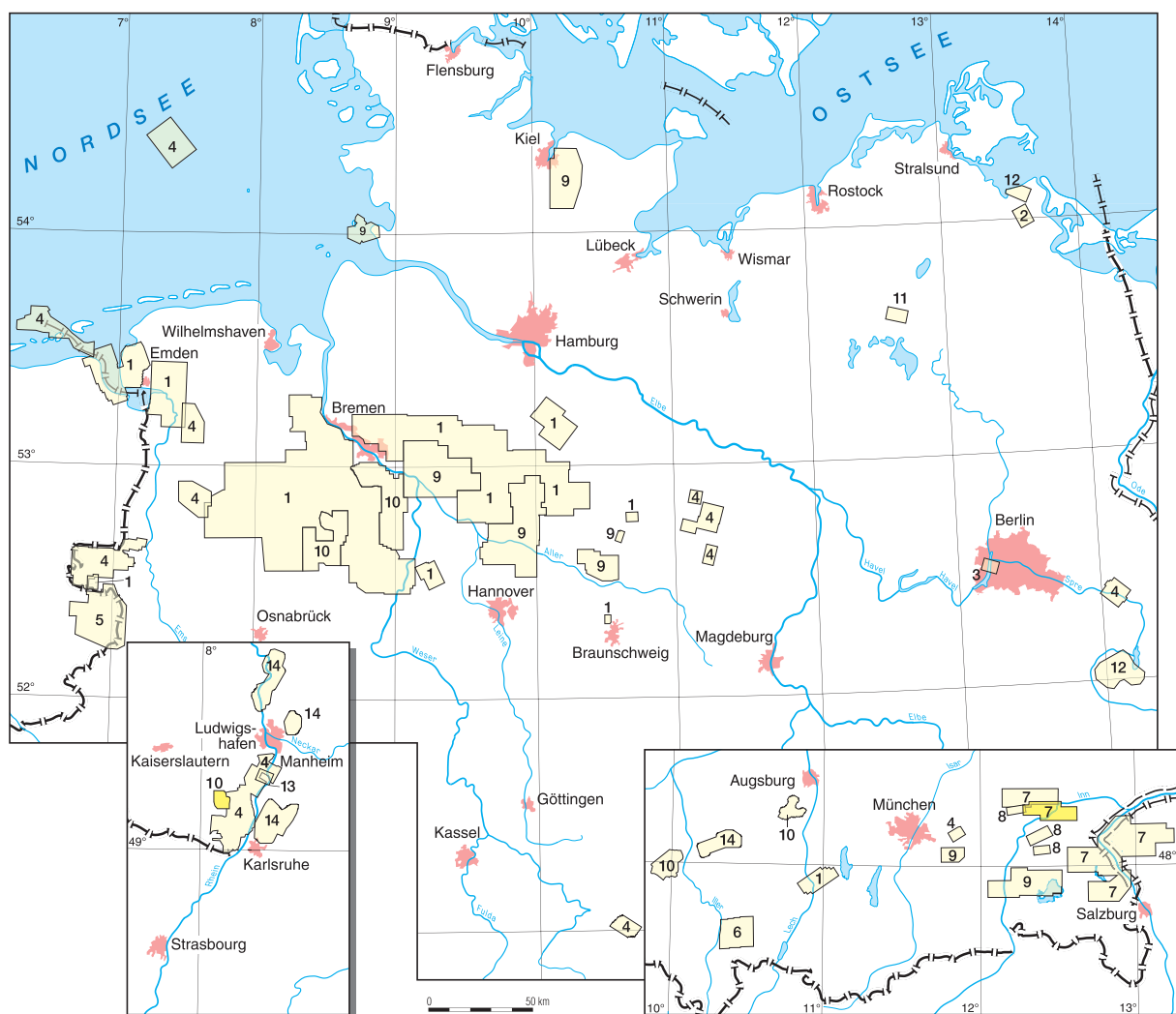


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete in 2017 in intensiveren Farben hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: Neptune, 5: NAM, 6: OMV, 7: RDG, 8: E.ON, 9: DEA, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: FGT, 14: Rhein Petroleum.

3 Konzessionswesen

Der Trend der Vorjahre hat sich fortgesetzt: Da auch das Jahr 2017 vor allem durch Ablauf und Verkleinerungen (Teilaufhebungen und Teilverlängerungen, etc.) von Erlaubnisfeldern geprägt war, hat die Summe der Konzessionsflächen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen seit 2014 stetig abgenommen. Gegenüber dem Vor-

jahr hat sich die Gesamtfläche nochmals deutlich um etwa 15 000 km² verkleinert und betrug Ende 2017 noch 59 000 km². – Zum Vergleich: In 2013 waren es noch 106 000 km². – Da sich Erlaubnisfelder zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken teilweise mit Erlaubnisfeldern zur gewerblichen Aufsu-

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2017.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
16_03	Aller	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
16_06	Weste	Geo Exploration Technologies GmbH	Niedersachsen
60	Hamm-Nord	HammGas GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
61	Monopol	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
62	Sophia	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
Teilaufhebungen und Teilverlängerungen, Erlöschen von Teilen			
3	Lübben (deckungsgleicher Teil der neuen Bewilligung Gühlen erloschen)	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
7	Ribnitz	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
8	Grimmen 2 Teilgebiet West	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
9	Grimmen 2 Teilgebiet Ost	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
17_01	Bramsche-Verkleinerung (zuvor Bramsche-Erweiterung)	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
17_02	Hümmeling-Restfläche (zuvor Zusammenlegung von Hümmeling und Wetttrup-Verkleinerung)	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
Erloschene Erlaubnisse			
20	Mittlerer Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
26	Rastatt-Lichtenau-Rheinau II	Neptune Energy Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
21	Schongau (großr. Aufsuch.)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
24	Weiden (großr. Aufsuchung)	Naab Energie GmbH	Bayern
1	Groß-Gerau	Überlandwerk Groß-Gerau GmbH	Hessen
4	Stralsund KW	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
5	Anklam	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
08_03	Simonswilde-Verkleinerung	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
12_04	Oldendorf Verkleinerung	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
12_05	Lüneburg-Verkleinerung	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
1	Münsterland West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
39	Altdendorf-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
50	Rheinland	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
51	Ruhr	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
54	Donar	HammGas GmbH & Co. KG, Mingas-Power GmbH, Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
9	Hochstadt	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy Feldgesellschaft Steinfeld mbH, Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH, Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
25	Edenkoben	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4

chung überschneiden, war die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und betrug zum Ende des Jahres etwa 57 000 km².

Fünf Erlaubnisfelder mit einer Fläche von zusammen etwa 1200 km² wurden neu erteilt. Demgegenüber sind 26 Erlaubnisfelder erloschen oder verkleinert worden, was eine Flächenreduzierung von etwa 16 600 km² zur Folge hatte.

Die neu erteilte Fläche entfällt auf Erlaubnisfelder in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. In Niedersachsen wurden zwei Felder mit einer Fläche von zusammen etwa 740 km² neu erteilt und in Nordrhein-Westfalen drei Felder mit zusammen etwa 450 km².

Die Summe der Flächenreduzierungen infolge der erloschenen und verkleinerten Erlaubnisfelder war in Nordrhein-Westfalen mit 5300 km² am größten, gefolgt von Bayern mit 3900 km², Mecklenburg-Vorpommern mit 3200 km², Niedersachsen mit 2200 km², Baden-Württemberg mit 1100 km², Brandenburg mit 330 km², Hessen mit 270 km² und Rheinland-Pfalz mit 230 km².

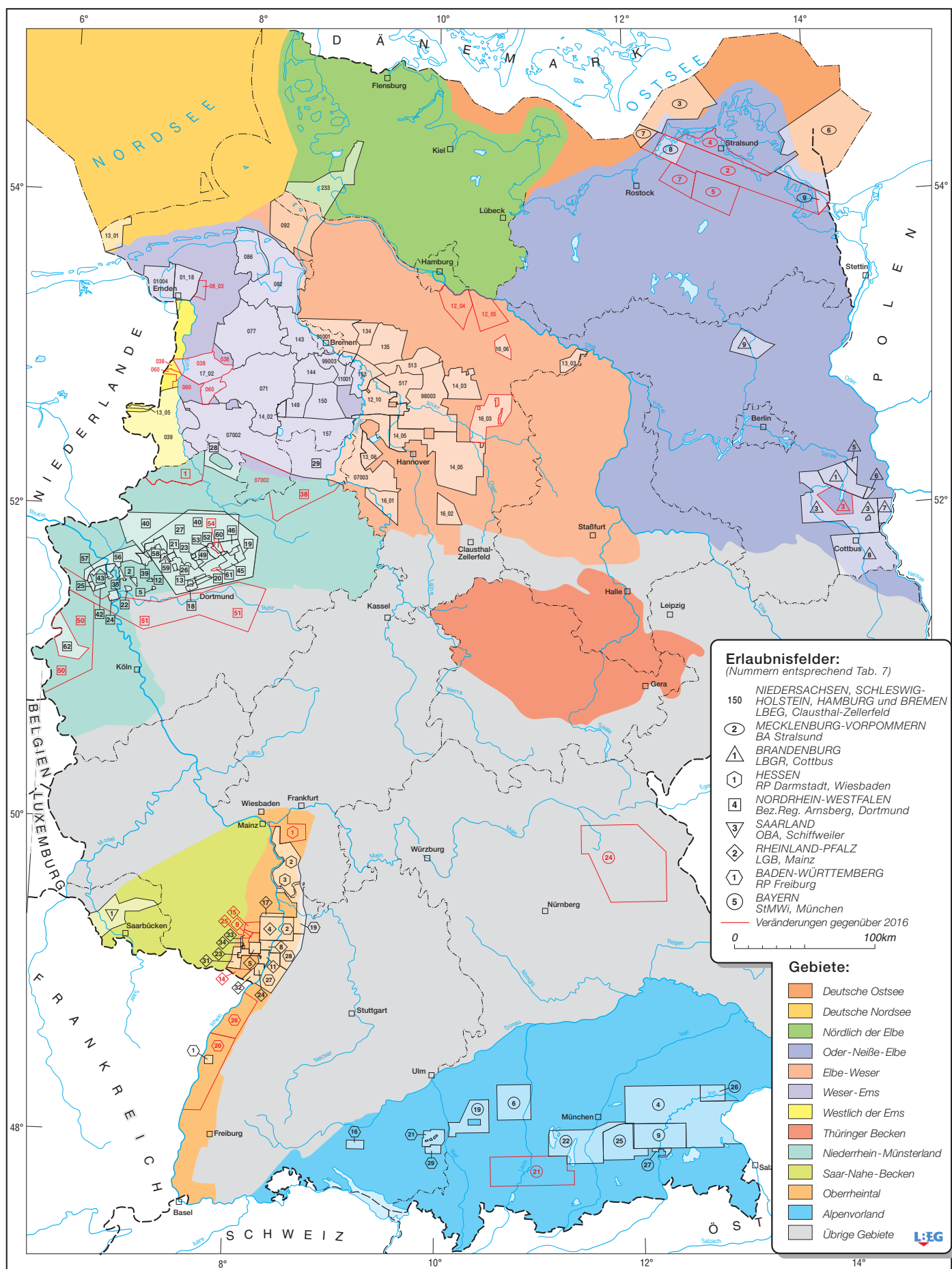
Der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderungen sind in den Tabellen 6 und 7 sowie in den Abbildungen 4 und 5 (in Abb. 5 ohne Veränderungen im Bestand) dargestellt.

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2017.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie			
4	Salzach-Inn	RDG GmbH & Co. KG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Holding GmbH	Bayern
9	Grafring	DEA Deutsche Erdoel AG	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
22	Starnberger See (großr. Aufsuch.)	Terrain Energy Limited	Bayern
25	Egmating (großr. Aufsuchung)	Terrain Energy Limited	Bayern
26	Aubach (großr. Aufsuchung)	RDG GmbH & Co. KG	Bayern
27	Grafring Süd	DEA Deutsche Erdoel AG	Bayern
Bergamt Stralsund			
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.
8	Grimmen 2 Teilgebiet West	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
9	Grimmen 2 Teilgebiet Ost	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
Bezirksregierung Arnsberg			
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
12	Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
13	Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevisen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen

Fortsetzung Tab. 7			
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
45	Hamm-Süd	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
46	Hellweg	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
49	Herbern-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
52	Dasbeck	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
53	Rudolf	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
56	Wesel Gas	Thyssen Vermögensverwaltung GmbH, PVG GmbH – Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
57	BarbaraGas	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
58	HalternGas Nord	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
59	Haard-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
60	Hamm-Nord	HammGas GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
61	Monopol	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
62	Sophia	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
01_18	Bedekaspel Verkleinerung	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
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	DEA Deutsche Erdoel AG	Nieders., Hamburg
134	Taaken (Rest)	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
135	Rotenburg	DEA Deutsche Erdoel 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 Holding GmbH	Niedersachsen
150	Scholen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
153	Verden Verkleinerung	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenl.)	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
513	Hamwiede	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
98003	Celle	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	DEA Deutsche Erdoel AG	Nieders., Bremen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
07002	Bramsche-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
07003	Schaumburg-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
11001	Werder	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
12_10	Heemsen-Verkleinerung	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
13_01	Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd., Oranje-Nassau Energie B. V.	Niedersachsen
13_03	Prezelle	GET Geo Exploration Technologies	Niedersachsen
13_05	Laarwald	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
13_06	Lauenhagen Erweiterung	LauenhagenGas GmbH	Niedersachsen
14_02	Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
14_03	Weesen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
14_05	Borsum	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
16_01	Hameln-West	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
16_02	Hameln-Ost	Wintershall Holding GmbH	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
233	Heide-Restfläche	DEA Deutsche Erdoel AG	Schleswig-Holstein
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding GmbH, Neptune Energy Deutschland GmbH	NI, SH (Nordsee)
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	Neptune Energy Deutschland GmbH, Shell Exploration und Produktion Deutschland GmbH	NI, SH (Nordsee)
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding GmbH, Neptune Energy Deutschland GmbH, Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nieders. (Nordsee)
20008/72	G12, G15, H10, H13, H14	Wintershall Holding GmbH	Nieders. (Nordsee)
20008/73	B12, 15, C13, 14, 16, 17, G1	Petrogas E&P UK Limited, Danoil Exploration A/S	NI, SH (Nordsee)
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg			
1	Reudnitz	Bayerngas GmbH	Brandenburg
3	Lübben	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg

Fortsetzung Tab. 7			
5	Reudnitz-Nordost	Bayerngas GmbH	Brandenburg
6	Reudnitz-Südost	Bayerngas GmbH	Brandenburg
7	Kerkwitz-Guben	Neptune Energy Deutschland GmbH	Brandenburg
8	Forst	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
9	Zehdenick Nord	Jasper Resources B.V.	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz			
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
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
24	Maximiliansau	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 Holding GmbH	Rheinland-Pfalz
34	Landau Südwest	Wintershall Holding GmbH	Rheinland-Pfalz
Oberbergamt des Saarlandes			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG Grubengas-Gewinnungs GmbH	Saarland
Regierungspräsidium Darmstadt			
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Regierungspräsidium Freiburg			
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 Holding GmbH	Baden-Württemberg
27	Karlsruhe-Leopoldshafen	Neptune Energy Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
28	Graben-Neudorf	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
29	Engelsberg	Wintershall Holding GmbH	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5



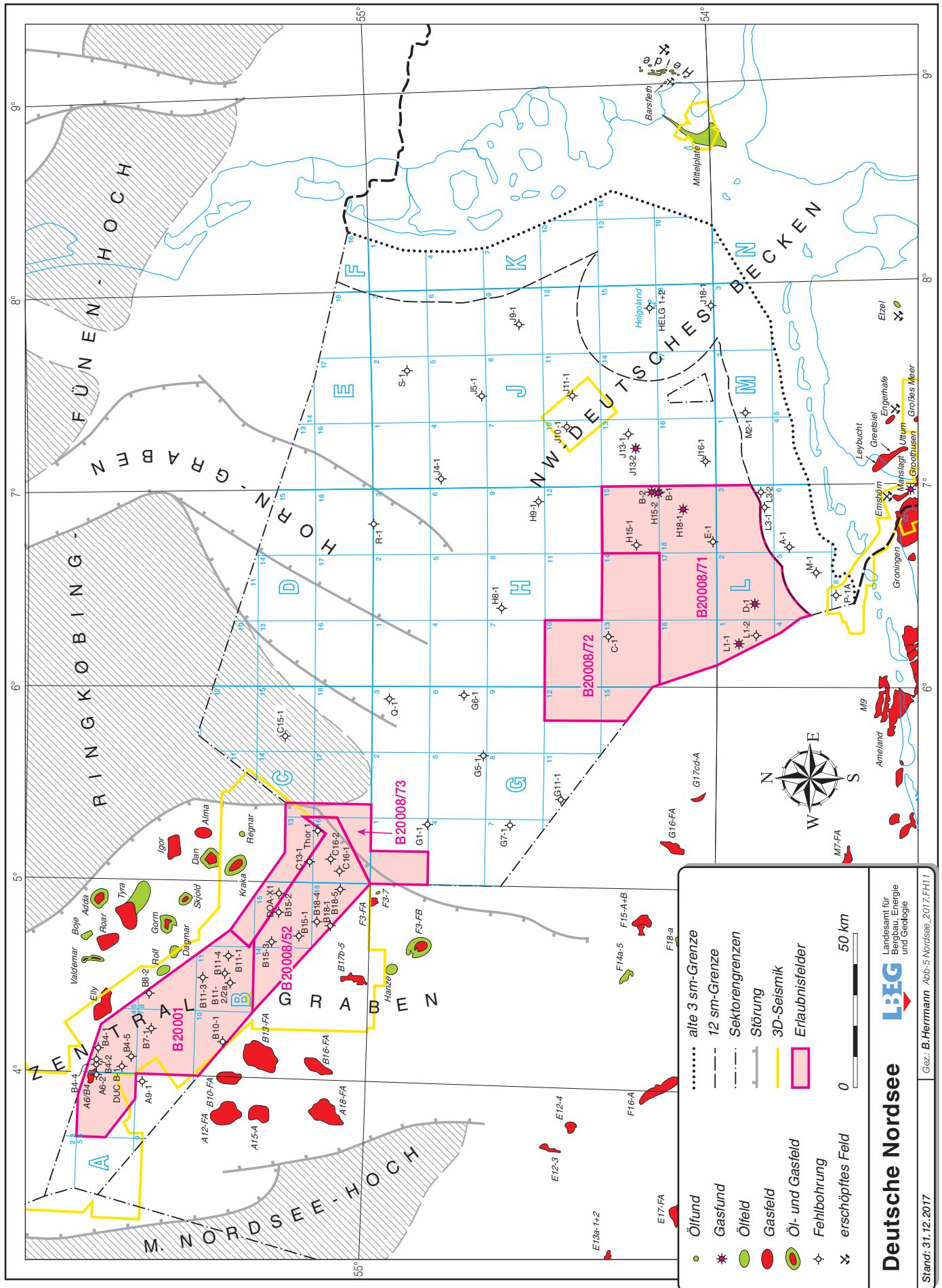


Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee.

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2017 2,22 Mio. t **Erdöl** einschließlich eines Kondensatanteils von 0,6 Prozent (Tab. 8). Das entspricht insgesamt einer Verringerung um 5,8 Prozent gegenüber 2016.

Die Erdölproduktion in 2017 hat zu 2,0 Prozent zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 109,4 Mio. t (AGEB 2018) in Deutschland beigetragen.

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2017 bei 7,9 Mrd. m³(V_n) Rohgas (Tab. 8) bzw.

7,2 Mrd. m³(V_n) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Verringerung um 8,6 Prozent Rohgas bzw. 7,9 Prozent Reingas gegenüber dem Vorjahr.

Die letztjährige Rohgas- und Erdölgasproduktion hat den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 101,8 Mrd. m³ Reingas (AGEB 2018) zu 7,0 Prozent gedeckt.

4.1 Erdölförderung

Im Berichtsjahr 2017 wurden in Deutschland 2,22 Mio. t Erdöl einschließlich 0,6 Prozent Kondensat gefördert (Tab. 8). Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 140 000 t (-5,8 Prozent) unter den Wert des Vorjahres (2,36 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 2,0 Mio. t Öl. Das sind 91 Prozent der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl in 2017 auf 1,23 Mio. t. Das sind 68 000 t weniger als 2016. Der Anteil an der Gesamtförderung liegt hier bei 55,6 Prozent. Auch Niedersachsen produzierte mit 788 046 t rund 14 000 t weniger. Das entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 35,5 Prozent. Auch in

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2017.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%
Baden-Württemberg	185	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	45 236	2,0	11 114 050	0,1	1 210 844	1,9	12 324 894	0,2
Brandenburg	5 419	0,2	-	-	2 004 400	3,2	2 004 400	0,0
Hamburg	15 184	0,7	-	-	322 658	0,5	322 658	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4 367	0,2	-	-	445 390	0,7	445 390	0,0
Niedersachsen	788 046	35,5	7 432 094 864	94,4	39 682 389	63,6	7 471 777 252	94,2
Rheinland-Pfalz	126 635	5,7	-	-	1 364 916	2,2	1 364 916	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	356 495 542	4,5	-	-	356 495 542	4,5
Schleswig-Holstein	1 233 334	55,6	52 532 244	0,7	17 403 841	27,9	69 936 085	0,9
Thüringen	-	-	17 588 058	0,2	-	-	17 588 058	0,2
Summe	2 218 406	100	7 869 824 757	100	62 434 438	100	7 932 259 195	100

Rheinland-Pfalz sank die Produktion um 61 000 t auf 126 635 t (Tab. 8). Der Anteil an der Gesamtförderung liegt damit bei 5,7 Prozent.

Nach **Regionen** aufgeschlüsselt sank in den klassischen Erdölgebieten nördlich der Elbe die Produktion um 67 000 t. Auch westlich der Ems fiel die Produktion um 6 000 t und im Oberrheintal um 61 000 t.

Am Stichtag 31. Dezember 2017 standen wie im Vorjahr 50 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden stieg um 9 auf 1000 (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen 87,4 Prozent der Gesamtoölförderung in 2017. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand mit 1,2 Mio. t fast um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,18 Mio. t (Tab. 10 und 12). In 30 der insgesamt 50 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen unter 10 000 t.

Nach wie vor ist damit 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 Emlichheim. Damit rutscht das Feld Römerberg im Rheintal in Rheinland-Pfalz auf den vierten Platz.

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

Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Jura gefördert. Mit 1,2 Mio. t Öl aus 28 Förderbohrungen produzierte das Feld über 55 Prozent der deutschen Erdölerträge, allerdings 2017 rd. 69 000 t weniger als im Vorjahr. Das macht 5,6 Prozent der Produktion aus und entspricht der Jahresförderung eines ganzen Feldes wie Bramberge, das in der Produktionsstatistik an sechster Stelle liegt.

Im Ölfeld Rühle wird seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist produziert. Im Berichtszeitraum 2017 wurde mit 179 831 unwesentlich weniger Erdöl gefördert als in 2016. 183 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 983 t pro Bohrung entspricht.

Aus der gleichen geologischen Formation fördert das Feld Emlichheim seit 1944. Mit 112 Sonden und einer Förderleistung von 1419 t Erdöl förderte Emlichheim 158 966 t im letzten Jahr.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. 2003 stieß die Betreiberfirma in den Gesteinen der Trias unerwartet auf Erdöl. Derzeit sind dort sechs Bohrungen in Betrieb. Im neunten Betriebsjahr wurde die Jahresproduktion mit 107 069 t Öl angegeben. Damit fiel die Förderung gegenüber 2016 gravierend um 59 082 t. Die Förderleistung der sechs Bohrungen liegt im Durchschnitt bei 17 845 t Erdöl.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder liegt unter 100 000 t im Jahr 2017.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2013 bis 2017.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2013	2,638	72,743	49	1077
2014	2,430	66,618	50	1066
2015	2,413	64,652	50	1031
2016	2,355	64,558	50	991
2017	2,218	62,434	50	1000

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2017.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat-förderung		Erdölgasförderung		Son-den
				2017	kumulativ	2017	kumulativ	
				t	t	m³(V _n)	m³(V _n)	
SH	Nordsee							
	A6/B4*	1974	Wintershall	2 513	802 462	-	-	*
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	DEA	1 230 820	34 747 768	17 403 841	481 628 121	28
HH	Reitbrook-Alt	1937	Neptune	5 767	2 600 840	169 619	56 100 777	15
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	Neptune	4 104	3 418 189	78 705	53 572 894	5
	Kondensat der Erdgasförderung			-	-	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	20 044 746	-	880 593 612	-
	Summe Gebiet			1 240 691	60 811 543	17 652 165	1 471 895 404	48
	Oder/Neiße-Elbe							
BB	Kietz	1987	Neptune	5 419	301 111	2 004 400	95 932 418	2
MV	Lütow	1965	Neptune	2 806	1 351 485	174 124	646 134 132	5
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	Neptune	1 560	118 529	271 266	27 696 096	2
	Kondensat der Erdgasförderung			-	-	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	1 554 781	-	613 914 857	-
	Summe Gebiet			9 786	3 325 906	2 449 790	1 383 677 503	9
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	Vermilion	1 500	899 422	22 193	16 699 589	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	6 215	3 341 493	54 445	27 260 672	18
NI	Hankensbüttel	1954	D / E	18 299	15 101 012	337 782	370 051 078	19
NI	Höver	1956	Vermilion	1 149	356 769	59 037	12 858 693	9
NI	Knesebeck	1958	Vermilion	12 984	3 497 402	66 532	28 585 457	14
NI	Lehrte	1952	5P	-	449 559	-	19 089 651	-
NI	Lüben	1955	EMPG	5 632	1 959 041	234 808	11 244 566	5
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	8 993	578 849	185 723	5 738 350	8
NI	Nienhagen	1861	E / W	4 784	6 971 418	42 080	2 976 090	5
NI	Ölheim-Süd	1968	Vermilion	5 470	1 569 368	548 956	86 483 525	19
NI	Rühme	1954	EMPG	16 100	2 300 445	87 602	20 798 633	33
HH/NI	Sinstorf	1960	Neptune	6 211	3 030 316	86 890	54 359 920	4
NI	Suderbruch	1949	Wintershall	1 926	3 375 599	96 726	49 956 114	2
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 864	132 981	-	-	*
NI	Vorhop	1952	Vermilion	15 218	3 031 892	1 732 554	187 584 527	22
	Kondensat der Erdgasförderung			2 610	186 989	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	30 852 938	-	1 256 994 440	-
	Summe Gebiet			109 953	77 635 494	3 555 328	2 150 681 305	173
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	25 979	7 113 396	3 612 935	533 313 007	29
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	14 862	3 663 829	215 896	69 139 985	16
NI	Börger/Werlte	1977	Neptune	16	128 690	-	6 414 561	-
NI	Bramberge	1957	Neptune	71 719	20 050 925	5 592 472	1 109 601 105	38
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	5 437	2 700 789	173 608	130 275 990	8
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	9 732	3 985 828	695 053	86 470 031	20
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	11 055	3 483 719	1 050 692	96 577 287	5
NI	Hagen	1957	EMPG	612	141 334	19 021	11 068 149	1
NI	Harme	1956	EMPG	209	344 083	30 015	51 529 330	1
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	3 618	2 309 860	250 585	222 883 282	10
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	818	122 210	17 070	7 273 213	3
NI	Löningen	1960	EMPG	5 760	751 109	603 043	357 364 824	6

BB: Brandenburg, BY: Bayern, 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 2017

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat-förderung		Erdölgasförderung		Son-den
				2017 t	kumulativ t	2017 m³(V _n)	kumulativ m³(V _n)	
	Fortsetzung Weser-Ems							
NI	Matrum	1982	EMPG	1 866	192 918	469 647	21 741 162	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	4 045	1 108 563	178 521	63 437 018	9
NI	Sögel	1983	Neptune	-	28 825	-	1 457 211	-
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	-	1 026 435	-	28 270 095	-
NI	Voigtei	1953	EMPG	11 395	4 212 966	289 572	354 630 146	43
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	12 713	2 751 968	1 526 977	296 074 212	13
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	4 313	1 998 855	689 050	555 275 663	9
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			306	77 036	-	-	-
				-	3 737 836	-	264 482 943	-
	Summe Gebiet			184 454	59 931 174	15 414 157	4 267 279 214	215
	Westlich der Ems							
NI	Adorf	1948	Neptune	6 489	1 787 349	200 648	61 139 011	4
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	158 966	10 911 722	1 948 672	154 141 014	112
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	71 869	19 229 784	4 618 875	1 791 548 096	115
NI	Meppen	1960	EMPG	21 266	3 301 784	1 042 546	154 018 334	17
NI	Ringe	1998	Neptune	35 483	412 690	530 925	6 743 085	3
NI	Rühle	1949	E / N / W	179 831	35 055 369	9 891 590	1 709 297 599	183
NI	Scheerhorn	1949	Neptune	24 259	8 968 578	2 553 982	533 441 520	32
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			789	351 039	-	-	-
				-	3 196 059	-	644 231 900	-
	Summe Gebiet			498 952	83 214 374	20 787 238	5 054 560 559	466
	Ober rheintal							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	5 651	1 390 123	134 420	30 955 448	9
RP	Landau	1955	Wintershall	13 915	4 548 488	172 742	17 913 467	59
RP	Römerberg	2003	Neptune	107 069	1 264 835	1 057 754	11 369 114	6
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	-	42 035	-	14 824 546	-
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 641 345	-	36 195 778	-
	Summe Gebiet			126 635	8 886 827	1 364 916	111 258 353	74
	Alpenvorland							
BY	Aitingen	1976	Wintershall	33 837	1 596 168	1 139 382	98 958 049	9
BY	Arlesried (Bedernau)	1964	Wintershall	-	1 965 124	-	88 489 603	1
BY	Hebertshausen	1981	DEA	2 887	153 778	-	1	1
BY	Lauben	1958	Wintershall	4 423	21 504	20 860	21 551	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	4 009	57 003	50 602	809 499	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			265	12 652	-	-	-
				-	6 447 303	-	2 292 813 775	-
	Summe Gebiet			45 421	10 253 532	1 210 844	2 481 092 478	15
	Kondensat der Erdgasförderung							
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-
	Aus aufgegebenen Vorkommen							
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-
	Summe Deutschland			2 218 406	304 920 347	62 434 438	16 938 266 816	1000

D: DEA, E: EMPG, N: Neptune, W: Wintershall

5P: 5P Energy GmbH, DEA: DEA Deutsche Erdoel AG, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

des Dogger (Jura) lag 2017 bei 63 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 2017 bei 26 Prozent. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, wie z.B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2017 bei 5 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 0,3 Prozent (Anl. 7 und 9).

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der

Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug im Berichtsjahr 13 062 t. Das entspricht 0,6 Prozent der Gesamtölförderung. 19 Prozent der heimischen Kondensatförderung fallen im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an (Tab. 10).

Bis Ende 2017 sind in Deutschland kumulativ ca. 305 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 36,4 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 838 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und der Reservoirseigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2017 wurden in Deutschland 7,9 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 7,2 Mrd. m³(V_n) Reingas gefördert (Tab. 8). Die Erdgasproduktion fiel damit um 0,7 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 0,6 Mrd. m³(V_n) normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Abnahme um 8,6 Prozent Rohgas bzw. 7,9 Prozent Reingas gegenüber dem Vorjahr (Tab. 13 und Anl. 6). Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.

Im **Ländervergleich** liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 7,4 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Das sind 0,68 Mrd. m³(V_n) oder 8,3 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt 94,4 Prozent. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 7,0 Mrd. m³(V_n) angegeben. Das sind 0,6 Mrd. m³(V_n) oder 7,9 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands bleibt mit 96,9 Prozent gleich. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 14 und 15).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2013 bis 2017.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)		
2013	10 677 869	72 743	10 750 612	78	498
2014	10 060 025	66 618	10 126 643	77	494
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

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2017 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2017	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	52 532 244	9 360 062 410	3
	Elbe-Weser					
NI	Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	30 755 886	1 936 645 405	1
NI	Becklingen	1985	DEA	9 543 674	1 297 792 042	1
NI	Böstlingen	2012	EMPG	4 549 142	211 934 594	-
NI	Dethlingen	1971	D / E	91 369 026	23 880 844 902	2
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	38 128 410	2 586 321 691	1
NI	Husum / Schneeren	1986	E / N	147 122 327	11 766 070 208	8
NI	Imbrock	1995	EMPG	21 547 127	1 075 328 938	2
NI	Lüchow / Wustrow	1966	Neptune	42 280	10 631 507 886	1
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	-	150 277 766	-
NI	Rotenburg / Taaken	1982	D / E	954 107 696	62 491 120 800	27
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	Neptune	356 495 542	211 535 762 331	132
NI	Söhlingen	1980	EMPG	343 459 689	42 248 001 251	19
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	26 894 455	6 434 168 073	1
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	42 187 846	2 778 658 725	4
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	12 722 874	1 416 782 535	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	DEA	918 865 069	22 939 693 866	16
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	195 106 163	14 611 149 821	7
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	DEA	40 432 801	1 797 923 700	2
NI	Weissenmoor	1996	DEA	113 081 519	2 107 754 903	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	2 021 226 532	-
	Summe Gebiet			3 346 411 526	424 209 993 468	227
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	Neptune	121 864 342	6 000 735 362	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	403 547 872	19 576 440 301	9
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	53 420 203	4 113 432 713	3
NI	Barenburg (Keuper)	2017	EMPG	8 119 894	8 119 894	1
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	58 071 549	6 428 129 608	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	42 343 334	17 118 668 696	2
NI	Barrien	1964	Wintershall	40 794 330	12 821 729 745	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	181 829 189	11 416 328 440	5
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	15 882 784	493 931 450	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	46 237 778	8 648 021 905	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	165 580 770	4 673 386 534	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	33 651 503	17 567 839 362	3
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	9 251 675	922 865 562	5
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	2 527 668	1 326 620 559	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	267 034 910	4 860 722 330	6
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	786 691 988	64 598 624 014	20
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / N	7 887 416	2 567 194 363	1
NI	Großes Meer	1978	Vermilion	-	422 906 870	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	116 823	222 848 043	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	401 073 888	36 084 451 899	11
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	190 614 416	64 760 320 986	9
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	175 172 397	26 593 508 144	13
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	97 870 211	16 348 654 500	2
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 594 958	197 330 792	1
NI	Leer	1984	Vermilion	35 486 270	840 553 205	2
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	-	463 801 555	-
NI	Neubrichhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	13 398 179	2 649 542 918	7
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	39 144 672	8 754 541 095	4
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	6 121 098 906	-
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	58 180 492	15 000 223 835	9
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	72 127 709	32 718 413 287	6

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2017

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2017	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	355 959 242	30 056 203 898	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	57 029 477	1 255 774 993	3
NI	Uphuser Meer	1981	Vermilion	4 245 213	209 137 953	1
NI	Uttum	1970	EMPG	27 976 374	1 436 541 691	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	2 503 175	142 531 647	0
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	2 771 299	96 885 759	1
NI	Varnhorn / Quaadm./ Wöstendöllen ...	1968	EMPG	467 679 385	29 099 940 051	14
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	29 189 416	822 828 241	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	27 475 593	4 632 972 251	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	82 426 067 090	-
	Summe Gebiet			4 307 346 394	544 913 676 974	174
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	Neptune	9 939 836	779 401 804	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	E / N	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	-	764 950 084	-
NI	Bentheim	1938	Neptune	1 643 284	3 560 231 631	1
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	5 548 537	967 180 567	2
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	6 626 081	3 310 173 576	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	3 121 241	250 505 700	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	-	2 907 886 942	-
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	7 573 849	1 021 210 867	2
NI	Frenswegen	1951	Neptune	4 393 943	266 195 081	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	Neptune	3 420 355	1 358 894 864	1
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	Neptune	36 368 172	5 753 709 971	5
NI	Kalle (Karbon)	1958	Neptune	-	534 361 600	-
NI	Kalle (Zechstein)	1958	Neptune	6 149 403	3 466 166 735	1
NI	Ratzel (Buntsandstein)	1964	Neptune	-	2 256 800	-
NI	Ratzel (Karbon)	1965	Neptune	-	436 967 600	-
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	Neptune	3 615 331	914 728 318	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	Neptune	30 126 151	860 201 400	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	5 434 737	672 657 523	2
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	623	2 824 598 012	1
NI	Wielen (Karbon)	1959	Neptune	523 150	328 953 724	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	Neptune	10 347 793	3 213 191 490	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 160 501 175	-
	Summe Gebiet			134 832 486	40 051 394 174	24
Thüringer Becken						
TH	Fahner Höhe	1960	Neptune	1 410 186	99 426 377	3
TH	Kirchheilingen	1958	Neptune	475 536	302 143 272	2
TH	Langensalza-Nord	1935	Neptune	2 866 959	288 037 800	6
TH	Mühlhausen	1932	Neptune	12 835 377	2 044 245 136	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	-
	Summe Gebiet			17 588 058	6 322 110 633	20
Alpenvorland						
BY	Inzenham-West	1971	DEA	11 114 050	1 620 925 356	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 544 071 993	-
	Summe Gebiet			11 114 050	18 164 997 349	1
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700	-
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	-
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968	-
	Oberheintal			-	1 052 490 217	-
Summe Deutschland				7 869 824 757	1 045 502 325 893	449

D: DEA, E: EMPG, N: Neptune, W: Wintershall

5P: 5P Energy GmbH, DEA: DEA Deutsche Erdoel AG, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, RAG: Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Dort wurden im Berichtszeitraum 0,95 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,92 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Gas. Beide Felder fördern aus dem Rotliegend. An dritter Stelle folgt Goldenstedt/Visbek mit ca. 0,79 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Gas aus dem Zechstein (Tab. 16).

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2017 insgesamt mehr als 211 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. 2017 standen in diesem Feld 132 Sonden in Betrieb, die insgesamt 356 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 424 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ bedeutet das einen Rückgang um 19 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 nur rund 131 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (BVEG 2018).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee, A6/B4, produzierte in 2017 rund 53 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ hochkalorisches Rohgas aus drei Bohrungen. Damit stieg die Förderung gegenüber dem Vorjahr um 17 Prozent. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/ $\text{m}^3(\text{V}_n)$ lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 64 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (BVEG 2018). Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 2513 t Erdgaskondensat an.

Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 22 Prozent (-2,9 Prozent) auf dem dritten Platz (Tab. 17).

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres zeigt, dass sich zusätzlich zur Entnahme durch die Ölproduktion die Reserven um 1,3 Mio. t verringert haben.

Das **Verhältnis Reserven/Produktion**, gebildet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven sowie der letztjährigen Fördermenge, verringerte sich zum Stichtag der Reservenberechnung auf 12,8 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 13,5 Jahren. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natür-

lichen 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 55 Prozent der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 21 Prozent in Gesteinen der Trias und 18 Prozent in der Unterkreide. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (3 Prozent), im Tertiär (2 Prozent) sowie in der Oberkreide (0,8 Prozent) und im Zechstein (0,7 Prozent) (Anl. 8 und 9).

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2018

Am 1. Januar 2018 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 63,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 10 Prozent (Tab. 18 und Anl. 11).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von $H_s = 9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ (s. Kap. 5.3) wurden am Stichtag mit 58,8 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angegeben und lagen damit 6,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 10 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. Nennenswerte Neufunde sind in den letzten Jahren ausgeblieben.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2018 mit 31,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven in dem Gebiet Weser-Ems. Das sind 4,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ weniger als 2017. Für den Raum Elbe-Weser wurden 30,3 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 2,9 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Die Reingasreserven verteilten sich dementsprechend auch auf die Gebiete Elbe-Weser mit

30,8 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ und Weser-Ems mit 26,8 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Hier sind 2,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ bzw. 3,9 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ 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 62,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas. Das sind 6,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ weniger als 2017. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands betrug 98,5 Prozent. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 58,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angegeben. Das entspricht einem Anteil von 99,2 Prozent. Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei (Tab. 19).

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit den Reserven des Vorjahres zeigt, dass 0,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Reingas der Fördermenge von 2017 durch zusätzliche Reserven ersetzt werden konnten.

Das **Verhältnis Reserven/Produktion**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, fällt marginal zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2018 auf 8,0 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2018 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2017			Produktion	Reserven am 1. Januar 2018		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2017	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³
Bundesland							
Bayern	0,031	0,045	0,076	0,011	0,046	0,069	0,116
Niedersachsen	40,942	27,888	68,830	7,432	36,315	25,849	62,164
Sachsen-Anhalt	1,014	0,053	1,067	0,356	0,703	0,037	0,740
Schleswig-Holstein	0,051	0,006	0,057	0,053	0,012	0,001	0,013
Thüringen	0,071	0,010	0,080	0,018	0,053	0,007	0,060
Gebiet							
Nordsee	0,051	0,006	0,057	0,053	0,012	0,001	0,013
Elbe-Weser	19,780	13,373	33,152	3,346	18,810	11,490	30,300
Weser-Ems	21,637	14,178	35,815	4,307	17,645	13,961	31,607
Westlich der Ems	0,540	0,390	0,930	0,135	0,563	0,434	0,997
Thüringer Becken	0,071	0,010	0,080	0,018	0,053	0,007	0,060
Alpenvorland	0,031	0,045	0,076	0,011	0,046	0,069	0,116
Summe Deutschland	42,109	28,002	70,111	7,870	37,129	25,964	63,093
Volumenangaben in Normkubikmetern							

von 8,1 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 rund 80 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 43 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 37 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (10 Prozent) und triassischen Sandsteinen (8 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten mit 1,3 bzw. 0,2 Prozent.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2018 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2017			Produktion	Reserven am 1. Januar 2018		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2017	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³	Mrd. m³
Bundesland							
Bayern	0,035	0,051	0,087	0,013	0,053	0,078	0,131
Niedersachsen	38,739	26,042	64,782	6,953	34,395	23,970	58,365
Sachsen-Anhalt	0,358	0,019	0,377	0,131	0,248	0,013	0,261
Schleswig-Holstein	0,062	0,007	0,069	0,064	0,014	0,002	0,016
Thüringen	0,047	0,006	0,053	0,012	0,035	0,005	0,040
Gebiet							
Nordsee	0,062	0,007	0,069	0,064	0,014	0,002	0,016
Elbe-Weser	19,826	13,639	33,465	3,185	18,963	11,786	30,749
Weser-Ems	18,703	12,016	30,719	3,757	15,095	11,745	26,839
Westlich der Ems	0,568	0,406	0,974	0,141	0,586	0,452	1,038
Thüringer Becken	0,047	0,006	0,053	0,012	0,035	0,005	0,040
Alpenvorland	0,035	0,051	0,087	0,013	0,053	0,078	0,131
Summe Deutschland	39,242	26,125	65,368	7,173	34,745	24,067	58,813

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

5.3 Reservendefinitionen

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

Die Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die **Rohgas**-menge entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Die **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, vertragmäßigen, 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: Steigen 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 Überflageanlagen, 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

Im Energie-Importland Deutschland konnte der Erdgasverbrauch von 995 Mrd. kWh¹ (AGEB 2018) im Jahr 2017 zu ca. 7 Prozent aus inländischer Förderung gedeckt werden. Die restlichen 93 Prozent des Verbrauchs müssen durch Erdgasimporte geleistet werden, zu deren Lagerung Untertage-Erdgasspeicher eine zentrale Rolle spielen. Die Untertage-Gasspeicherung zeigt seit Beginn der Gasversorgung bis zum Jahr 2017 einen nahezu stetigen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher. Dieser Aufwärtstrend wurde bisher lediglich durch die Schließung des Porenspeichers Dötlingen in 2011 und einer Reduzierung der Speicherkapazität des Porenspeichers Bierwang in 2015 unterbrochen. Die durch die in den Jahren 2016 und 2017 begonnenen bzw. fortgeführten Stilllegungsprozesse der Porenspeicher Kalle, Buchholz und zuletzt Berlin und damit verbundene verlorene Speicherkapazität konnte im jeweiligen Berichtsjahr durch die Inbetriebnahme von neuen Salzkavernen kompensiert werden. Damit gewinnen die Salzkavernenspeicher gegenüber den Porenspeichern immer mehr an Bedeutung, auch wegen ihrer höheren Flexibilität bei der Ein- und Ausspeisung des Erdgases.

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar, aber nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende

und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion der Gasspeicher zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend 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 Kissen-gasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissen-gas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für eine Gasentnahme aufrechterhalten soll. Ein hoher

¹ Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert H_s mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Unter Verwendung des Brennwertes von 9,77 kWh/m³(V_n) und der Verbrauchsangabe von 995 Mrd. kWh (AGEB 2018) berechnet sich ein Erdgasverbrauch von Deutschland von ca. 102 Mrd. m³.

Kissengasanteil ermöglicht eine längere (konstante) Entnahmerate. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

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

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tabelle 20 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge (AGEB 2018). Sein Anteil am Energiemix ist um 1,2 Prozentpunkte auf 23,8 Prozent gestiegen und hat somit auch in diesem Jahr den höchsten Zuwachs der einzelnen Energieträger zu verzeichnen.

Vorwiegend durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Erdgasförderung um rd. 8 Prozent auf 7,2 Mrd. m³(V_n) zurück (s. Kap. 4). Der Erdgasverbrauch von rd. 102 Mrd. m³(V_n) lag um rd. 6 Prozent höher als im Vorjahr (AGEB 2018). Insbesondere der vermehrte Einsatz von Erdgas in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung führte zu diesem Anstieg (AGEB 2018).

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2018).

Energieträger	Anteile in %	
	2016	2017
Mineralöl	34,0	34,5
Erdgas	22,6	23,8
Steinkohle	12,2	10,9
Braunkohle	11,4	11,1
Kernenergie	6,9	6,1
Erneuerbare Energien	12,5	13,1
Sonstige / Stromaustauschsaldo	1,8 / -1,4	1,8 / -1,5

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2017 (Stichtag: 31. Dezember 2017)

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/gewinnung-heimischer-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 werden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle. Sie können aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine gewisse Bedeutung haben.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tieferen Untergrundes, der Dichtheit der geologi-

schen Barriere-Horizonte und damit der Leistungsfähigkeit. 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 Soleeinkleitung 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 man bei LANGER & SCHÜTTE (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland findet man

Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2017).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	9,3	15,0	24,3
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ^①	Mrd. m ³ (V _n)	9,5	15,8	25,3
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	151	523	674
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ¹⁾	Tage	62	29	36
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		17	32	49
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ^②	Mrd. m ³ (V _n)	0	2,4	2,4
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" ²⁾		0	4	4
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	9,5	18,2	27,7

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

²⁾ Inkl. Speichererweiterungen

auf dem Kartenserver des LBEG (Quelle: BGR, Maßstab 1:500.000).

Tabelle 21 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 24,3 Mrd. m³ (V_n). Es ist damit gegenüber dem Vorjahr um rd. 0,4 Prozent (0,1 Mrd. m³ (V_n)) gestiegen. Dieser Wert ergibt sich im Wesentlichen aus der Reduzierung von Speicherkapazität durch die Stilllegung des Porenspeichers Berlin einerseits und andererseits dem Zuwachs von Speicherkapazität durch die Inbetriebnahmen von Kavernen bei den Speichern Etzel (EKB), Jemgum (WINGAS) und Katharina.

Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 32 Kavernenspeichern „in Betrieb“ hat sich somit gegenüber dem Vorjahr durch die Umsetzung von geplanten Erweiterungen um vier Kavernen auf nunmehr 270 erhöht. Etwa 62 Prozent des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland sind in Kavernenspeichern und ca. 38 Prozent in Porenspeichern verfügbar.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurde aufgrund der o.g. Inbetriebnahme neuer Speicherkavernen mit 2,4 Mrd. m³ (V_n) Arbeitsgas rund 1,1 Mrd. m³ (V_n) weniger gemeldet als im Vorjahr. Die Anzahl der geplanten Projekte sank folglich. Im Falle der Realisierung

aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 27,7 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr 27,8) verfügbar sein. Für den geplanten Kavernenspeicher in Jemgum (11 Kavernen) wurden allerdings keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmengen für diese Speicher sind daher in der o.g. Zahl nicht enthalten. Bei Ansatz eines durchschnittlichen Arbeitsgasvolumens von 50 Mio. m³(V_n) je Kaverne würden bei Realisierung der o.g. 11 Kavernen theoretisch weitere 0,55 Mrd. m³ (V_n) 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.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 23, 24a und 24b sind zwei Werte aufgeführt: 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 Endaus-

Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2017).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt-volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
			Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	213	41	40	120
Bayern	Porenspeicher	6	7 156	3 010	3 164	2 540
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (1)	128	100	100	140
Bremen	Kavernenspeicher	2 (4)	316	225	225	520
Hessen	Kavernenspeicher	1 (3)	178	110	110	100
	Porenspeicher	3	434	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kavernenspeicher	1 (4)	325	272	272	400
Niedersachsen	Kavernenspeicher	11 (104)	10 749	7 577	8 373	8 820
	Porenspeicher	2	8 579	5 260	5 260	2 850
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	9 (84)	4 761	3 667	3 671	7 090
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	6 (67)	3 755	2 938	2 940	4 613
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (3)	111	72	113	100
Thüringen	Porenspeicher	2	620	252	252	187
Summen Deutschland	Kavernenspeicher	32 (270)	20 323	14 961	15 804	21 783
	Porenspeicher	17	17 972	9 308	9 461	6 300
Gesamt		49	38 295	24 269	25 265	28 083

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

bau“ 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 Gasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb, welcher Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde.

Tab. 23: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Bundes- land	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
in Betrieb				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	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 / DEA Speicher Hol- ding GmbH & Co.KG, Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	992	992	520
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Sto- rage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
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	11	10	75
Hähnlein	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	DEA Speicher GmbH / DEA Speicher Holding GmbH & Co.KG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Kirchheilingen	TH	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Rehden	NI	astora GmbH & Co. KG / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	7000	4400	4400	2400
Sandhausen	BW	Uniper Energy Storage GmbH / terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1015	Tertiär (Aquitän)	310	156	310	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	450
Wolfersberg	BY	Bayerngas GmbH / DEA Speicher Holding GmbH & Co.KG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						17972	9308	9461	6300

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2017. *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.

Ort	Bundes- land	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicher- formation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
				m		Mio. m³(V _n)	Mio. m³(V _n)	Mio. m³(V _n)	1000 m³/h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780 - 950	Zechstein 2	903	720	720	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	32	500 - 700	Zechstein 2	1302	1001	1001	1000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1312 - 1765	Zechstein	234	157	157	360
Bremen-Lesum-Weser- netz	HB	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	82	68	68	160
Burggraf-Bernsdorf	ST	ONTRAS Gastransport GmbH	2 ²⁾	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1300 - 1800	Zechstein 2	536	355	355	510
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1000 - 1400	Zechstein	136	97	97	400
Epe-KGE	NW	KGE-Kommunale Gasspeicher-ges. Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	255	192	196	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	420	303	303	700
Epe-RWE, H-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	528	412	412	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	4	1250 - 1430	Zechstein	249	181	181	400
Epe-RWE, NL	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	6	1080 - 1490	Zechstein	392	299	299	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	257	197	197	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2314	1808	1808	2900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Statoil Deutschland Storage GmbH / TRIUVA GmbH	19	900 - 1100	Zechstein 2	1678	1206	1206	1320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / TRIUVA GmbH	9	1150 - 1200	Zechstein 2	1282	935	935	790
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / TRIUVA GmbH	19	1150 - 1200	Zechstein 2	2684	1953	1953	2250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebs-gesellschaft mbH „Crystal“ / TRIUVA GmbH	4	1150 - 1200	Zechstein 2	640	400	400	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1156 - 1701	Zechstein	172	111	111	300
Huntorf ¹⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950 - 1400	Zechstein	552	368	368	250
Jemgum-WINGAS	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	7	950 - 1500	Zechstein 2	706	404	1200	590
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	5	500 - 700	Zechstein 2	286	255	257	1000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	3	1300 - 1750	Rotliegend	111	72	113	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910 - 1450	Zechstein	325	272	272	400
Krummhörn	NI	Uniper Energy Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	272	214	214	280
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1796	1323	1323	1480
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1279 - 1453	Zechstein	561	392	392	1103
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	8	400 - 1130	Zechstein	698	567	567	550
Xanten	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	8	1000	Zechstein	210	178	178	320
Summe			270			20323	14961	15804	21783

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2017. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen. ¹⁾ Einschl. Neuenhuntrorf.

²⁾ Stillgelegtes Bergwerk. Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenb.-Vorp., NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westf., SH: Schleswig-Holst., ST: Sachsen-Anhalt

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

[illegible]

7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 25 die geographische Lage und die Kenndaten der zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rd. 98 Prozent ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz von 2012 sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen vorzuhalten.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV 2018), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2016/2017 über einen Vorrat von 23,2 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 2,8 Prozent gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen. Eine Bundesrohölreserve existiert nicht mehr. Sie wurde nach einem Beschluss der Bundesregierung 1997 nach und nach verkauft, die letzte Tranche im Herbst 2001.

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

Ort	Bundes- land	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
				m			
Bernburg- Gnetsch	ST	esco - european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager- Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesell- schaft mbH (USG)	Salzstock- Kavernen	640-1430	4	Rohöl	in Betrieb
					3	Benzin	in Betrieb
					1	Heizöl	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	3	Rohöl, Mineralöl- produkte	zurzeit außer Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock- Kavernen	800-1600	24	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock- Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock- Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	NI	Wintershall Holding GmbH	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagen- gesellschaft mbH	Salzstock- Kavernen	800-1100	1	Ethylen	in Betrieb
					1	Propylen	in Betrieb
					1	EDC	außer Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock- Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager- Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven- Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock- Kavernen	1200-2000	36	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Summe					104		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2017

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

8 Literatur und nützliche Links

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN
(AGEB) (2018): Energieverbrauch in
Deutschland im Jahr 2017. - Berlin/Köln.
www.ag-energiebilanzen.de

BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND
GEOENERGIE E.V. (BVEG) (2018): Statisti-
scher Bericht 2017, Hannover.
www.bveg.de

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2018):
Bericht über das Geschäftsjahr
2016/2017; Hamburg. www.ebv-oil.org

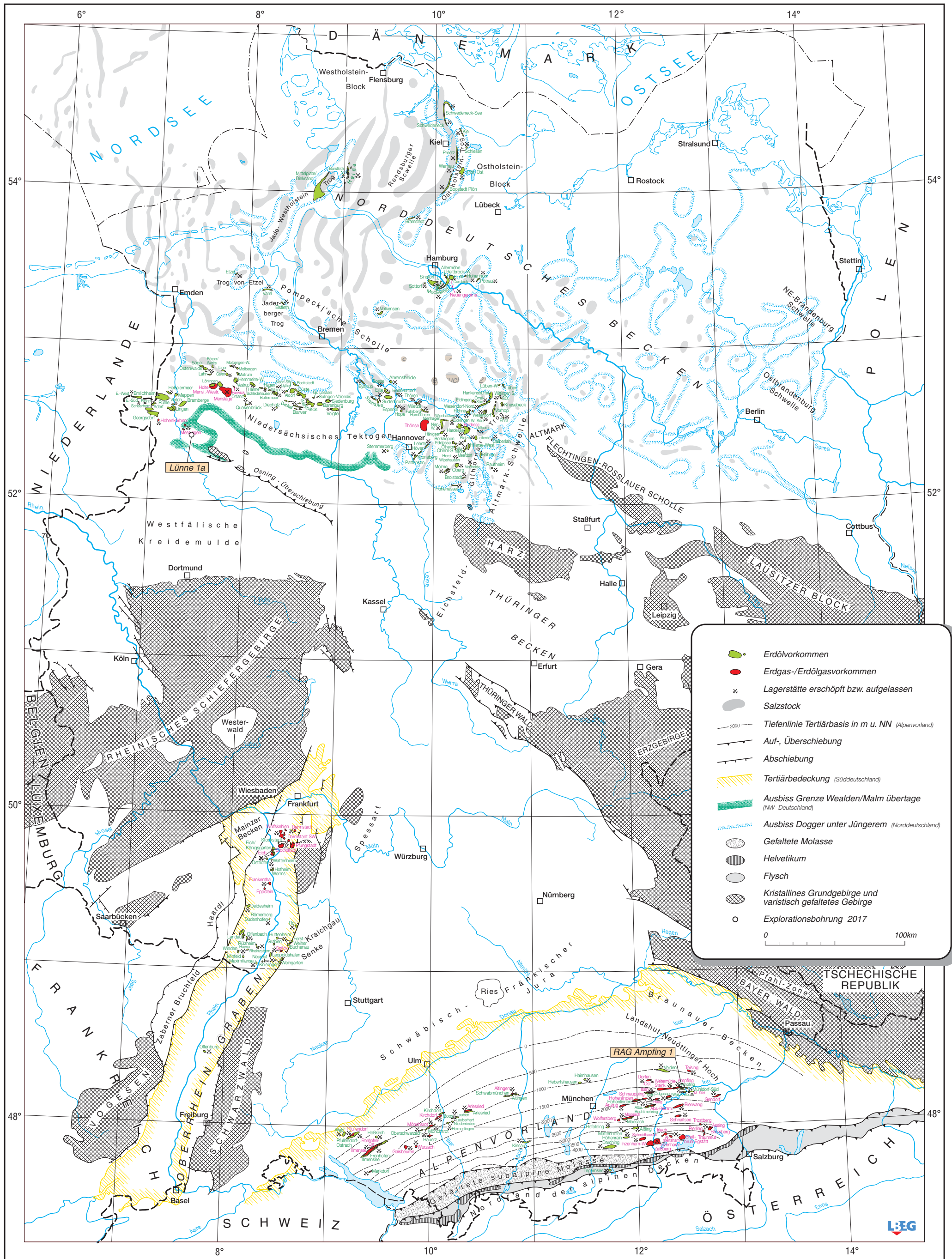
LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie
norddeutscher Salinare. - Akademie d.
Geowissensch., Heft 20, S. 63-69; Hanno-
ver.

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.

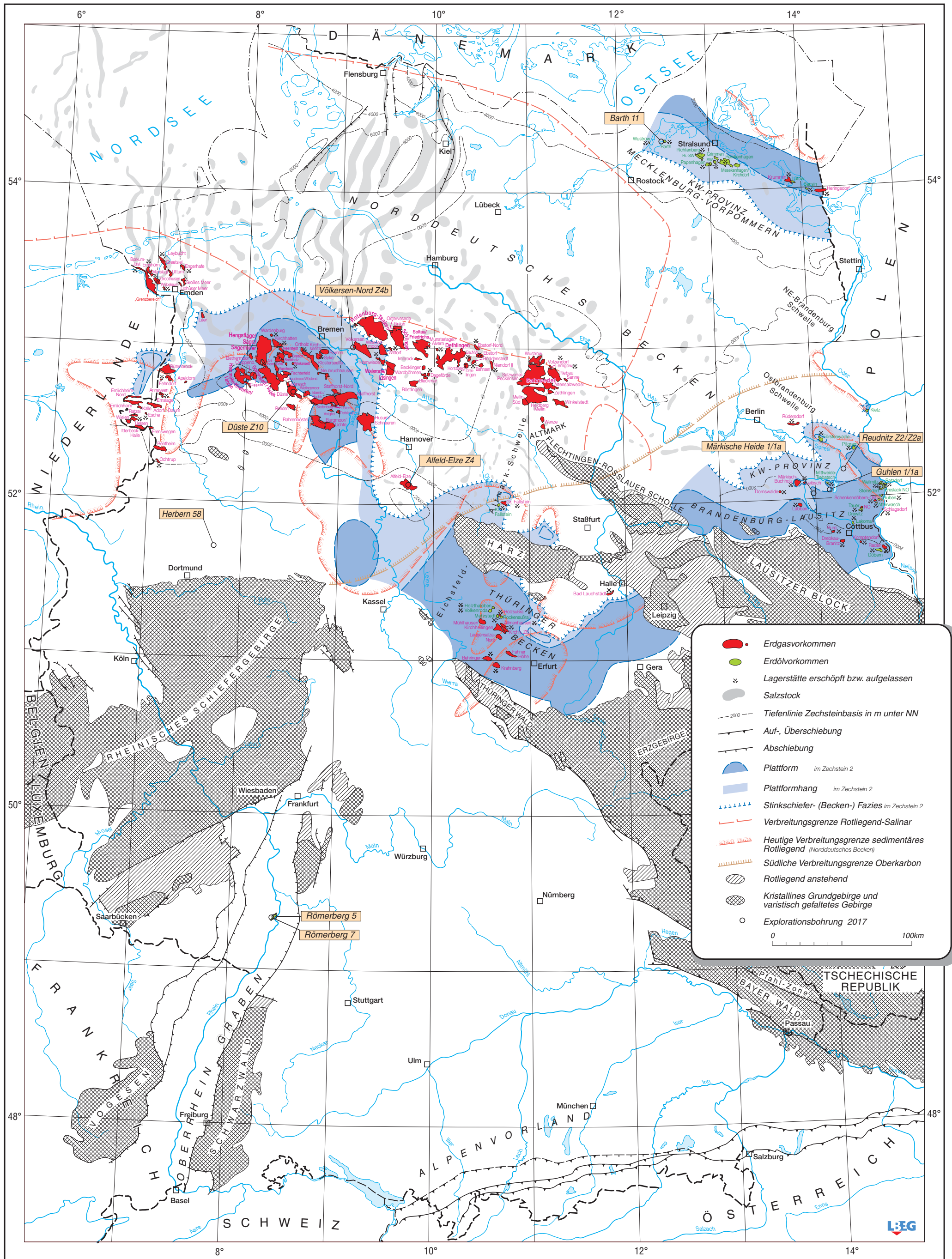
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

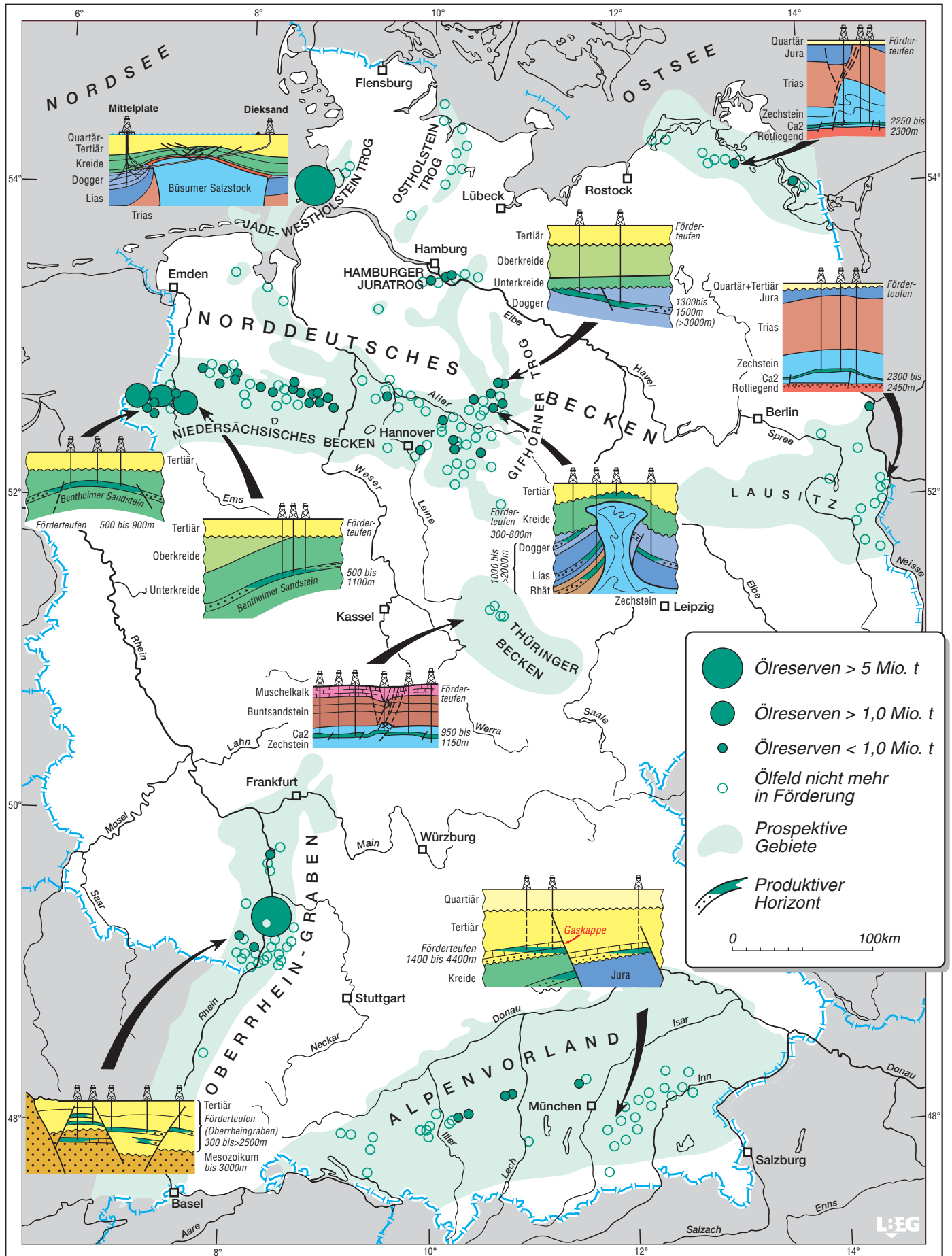
Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

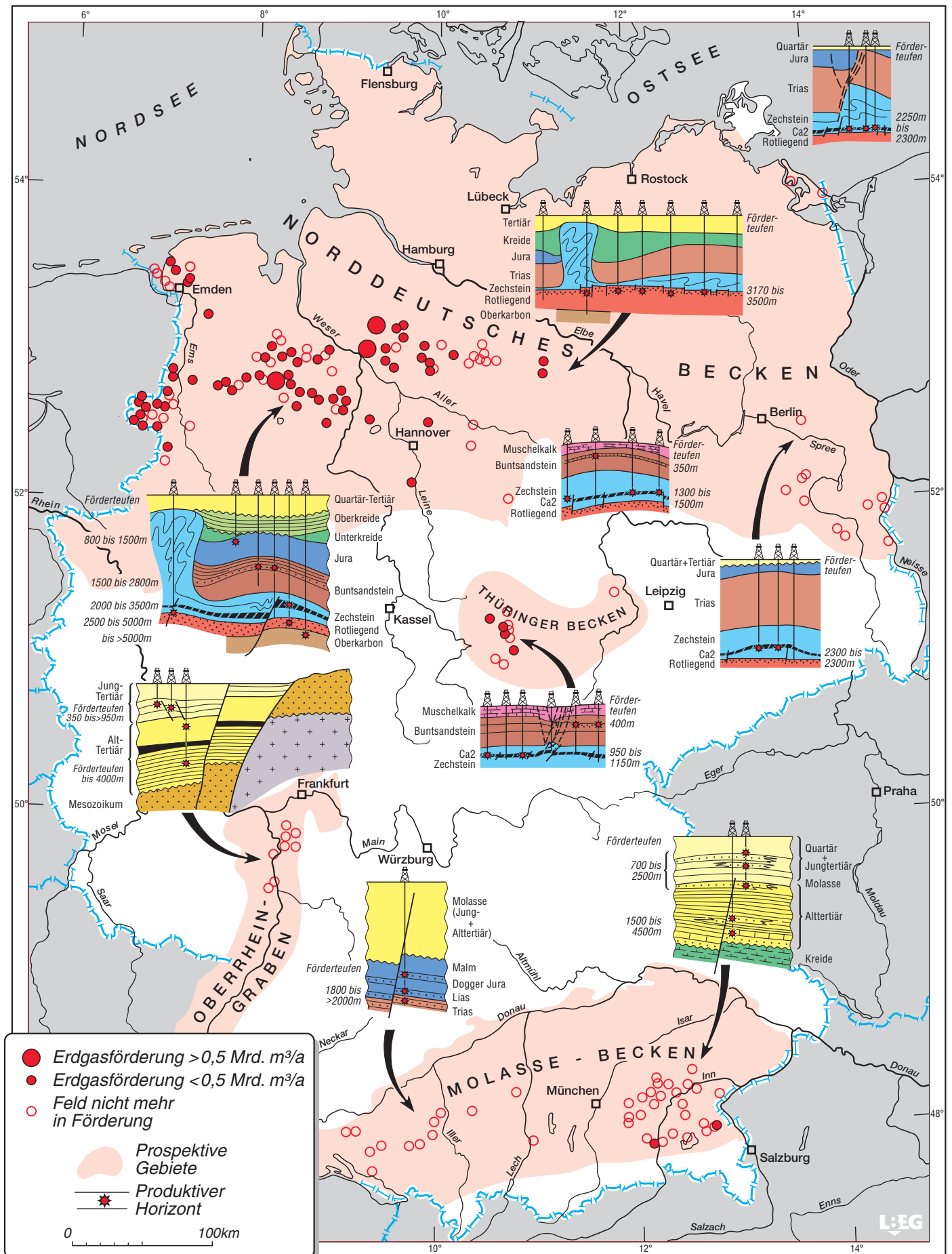


Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

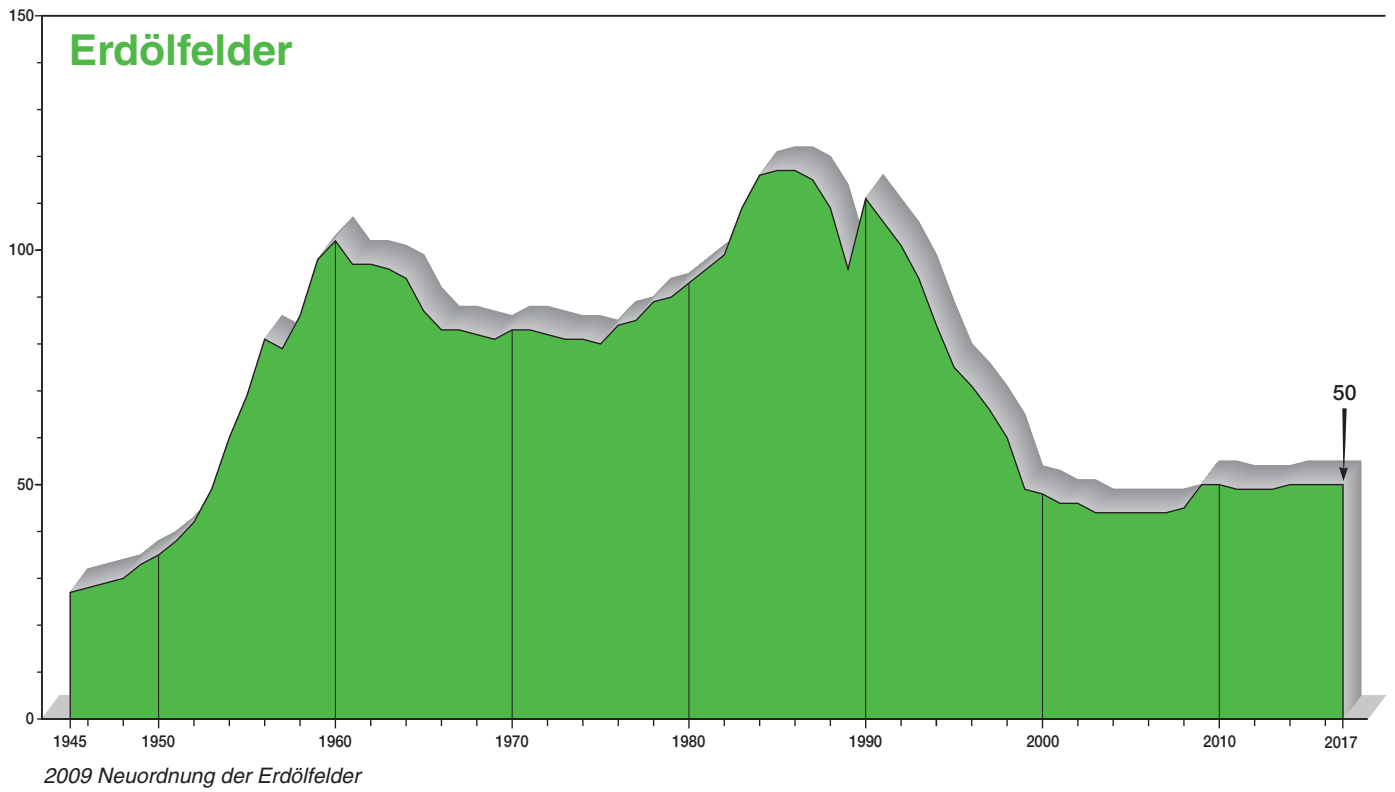
Paläozoikum und Buntsandstein



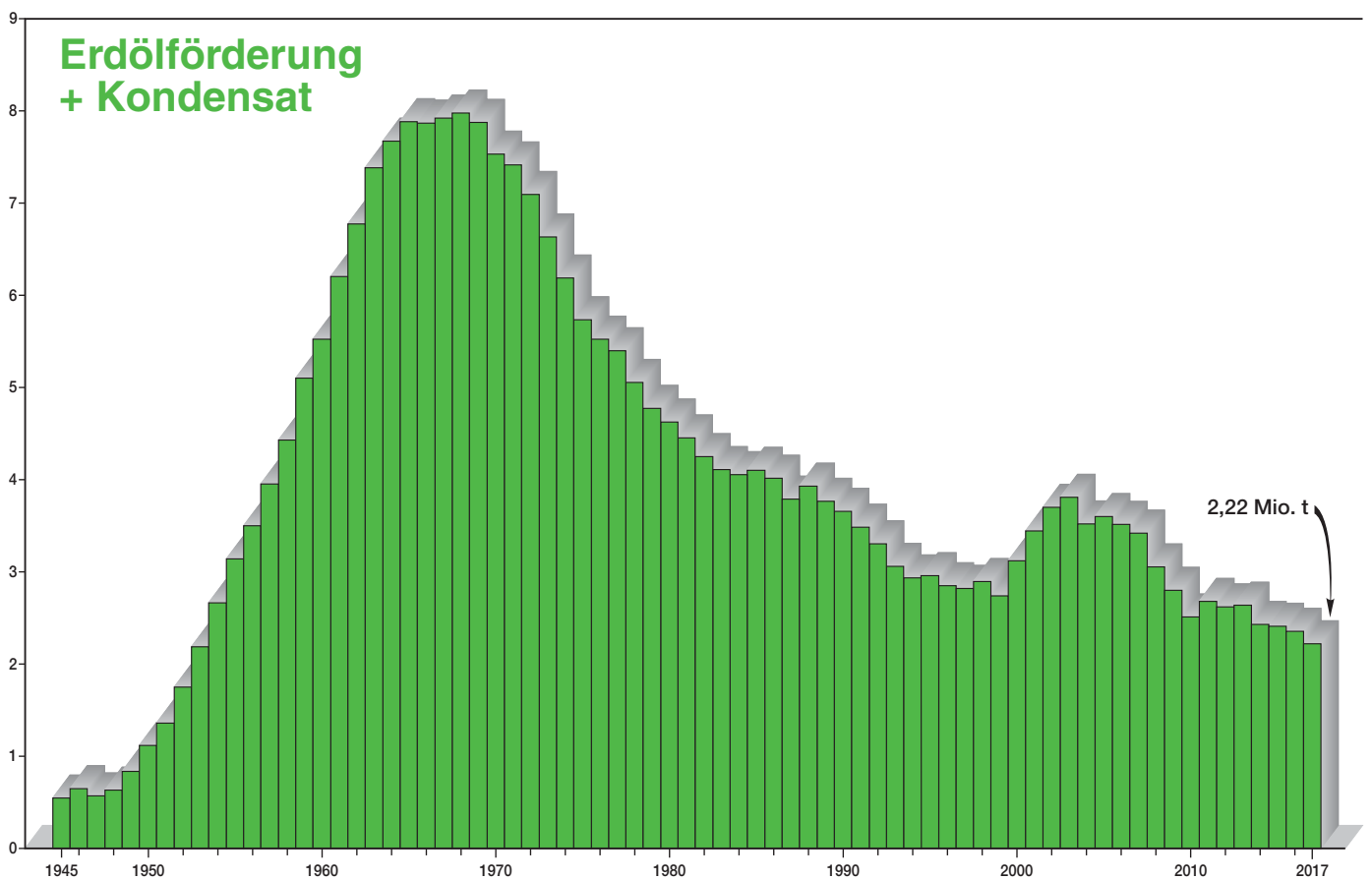




Anzahl

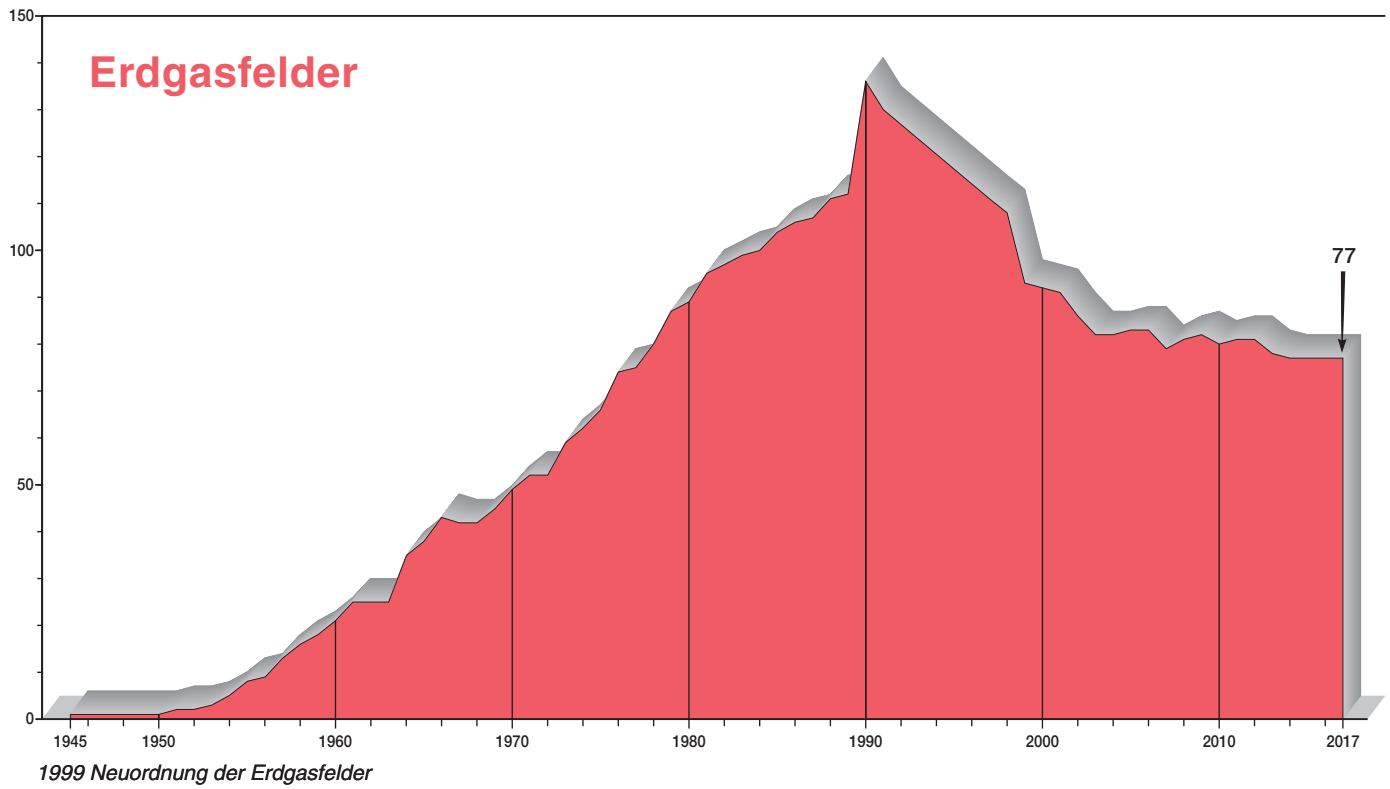


Mio. t

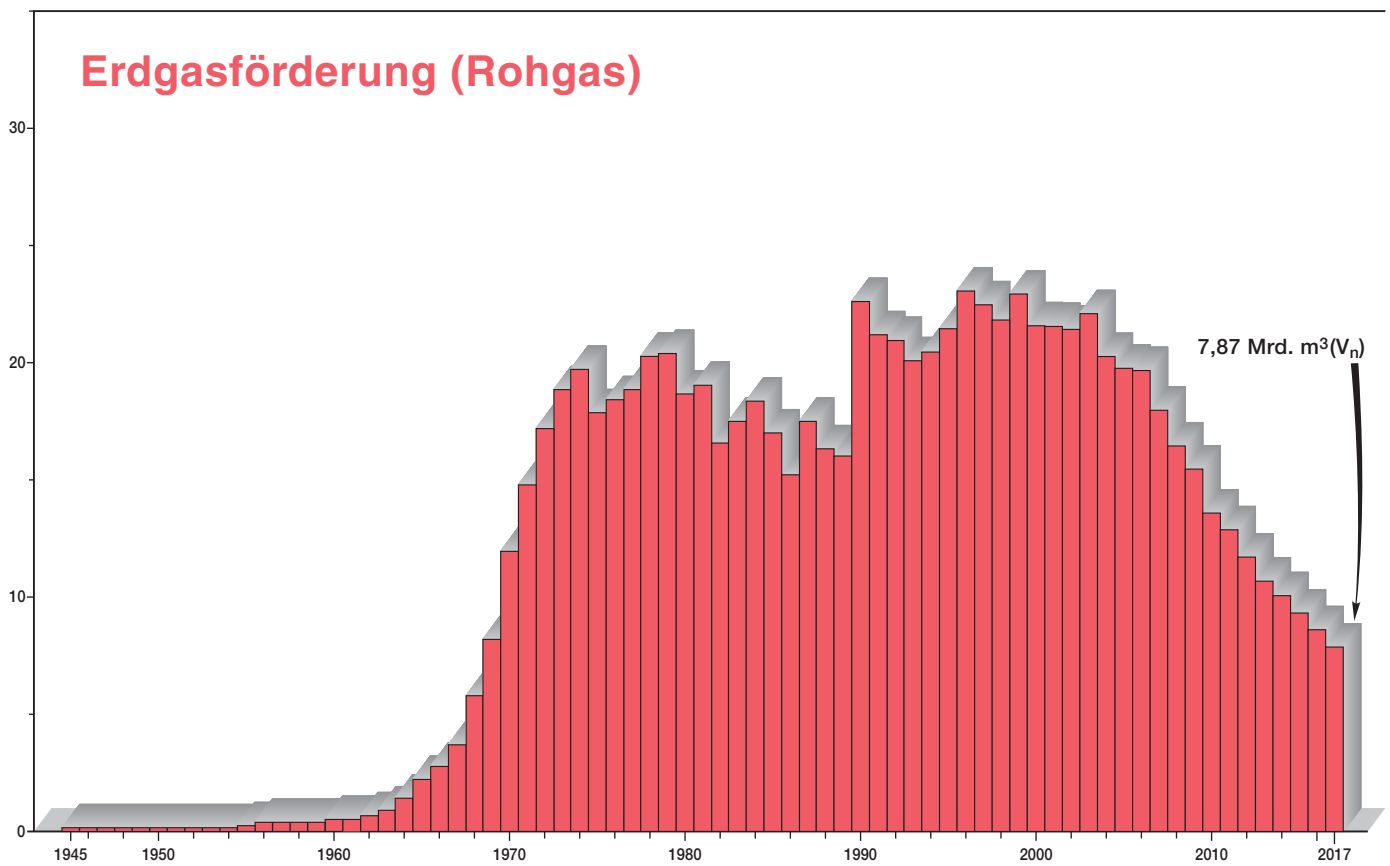


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2017.

Anzahl

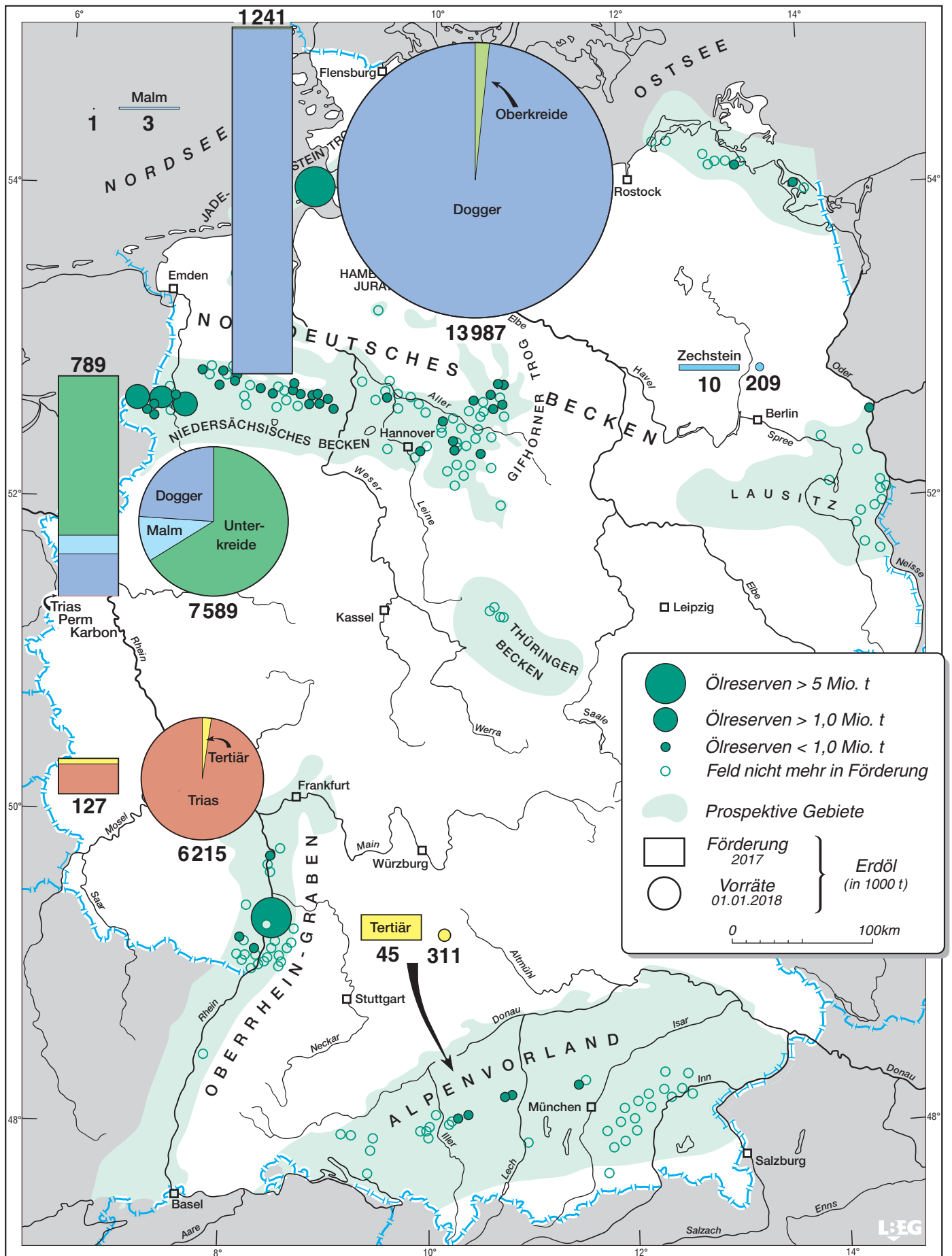


Mrd. m³(V_n)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2017.

[illegible][illegible]



Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

1. Nordsee

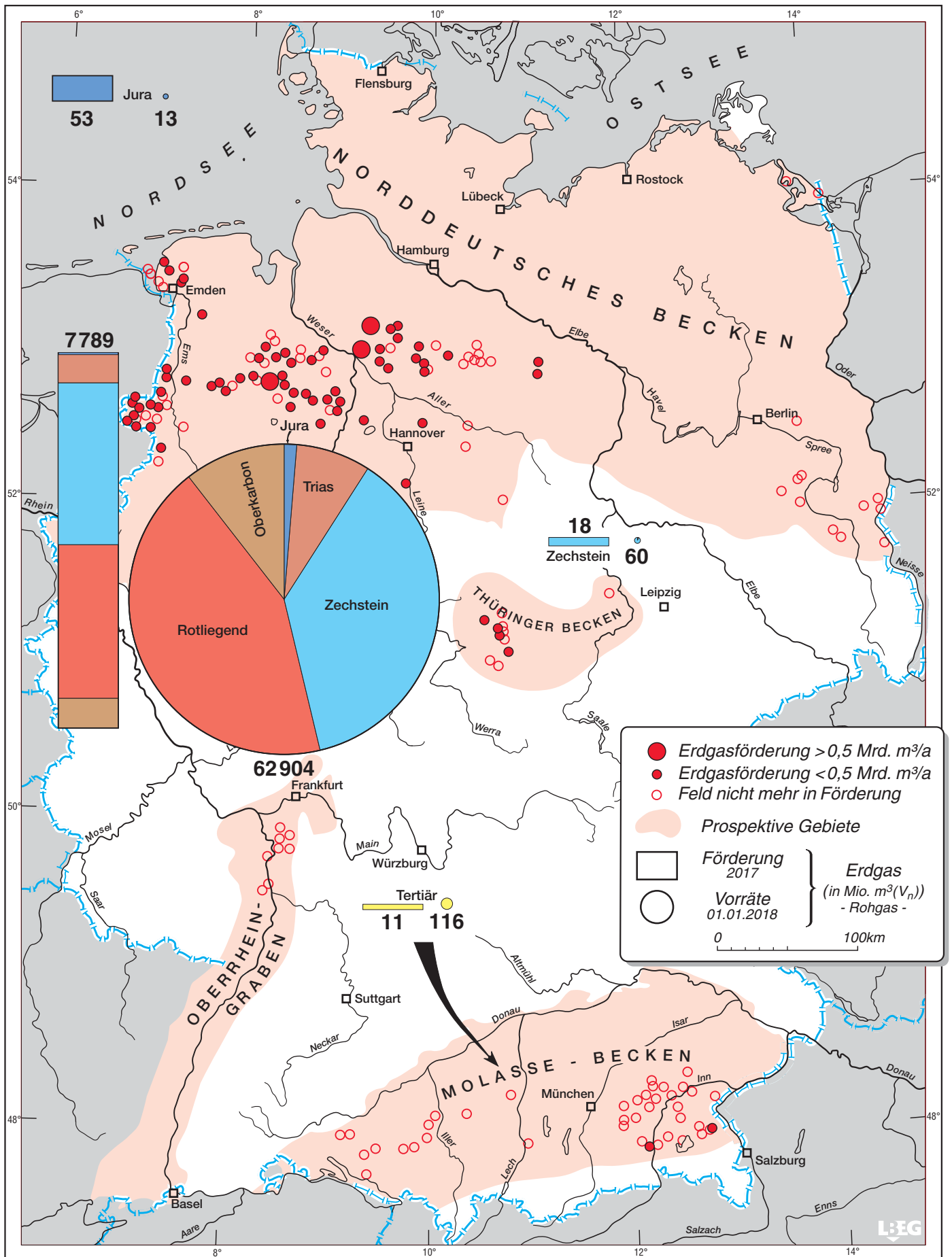
2. Gebiet nördlich der Elbe

3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe

4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems

5. Oberrheintal

6. Alpenvorland



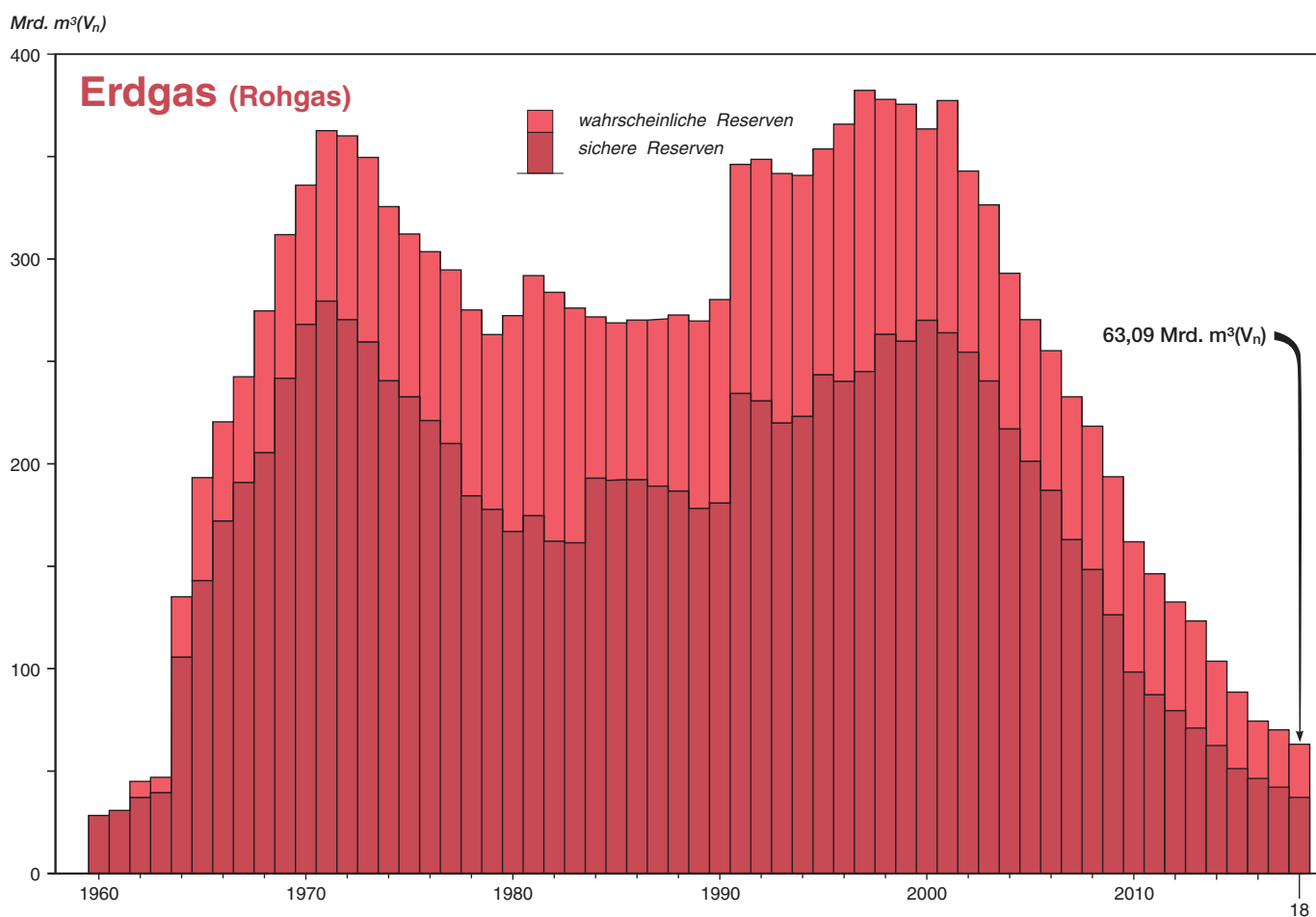
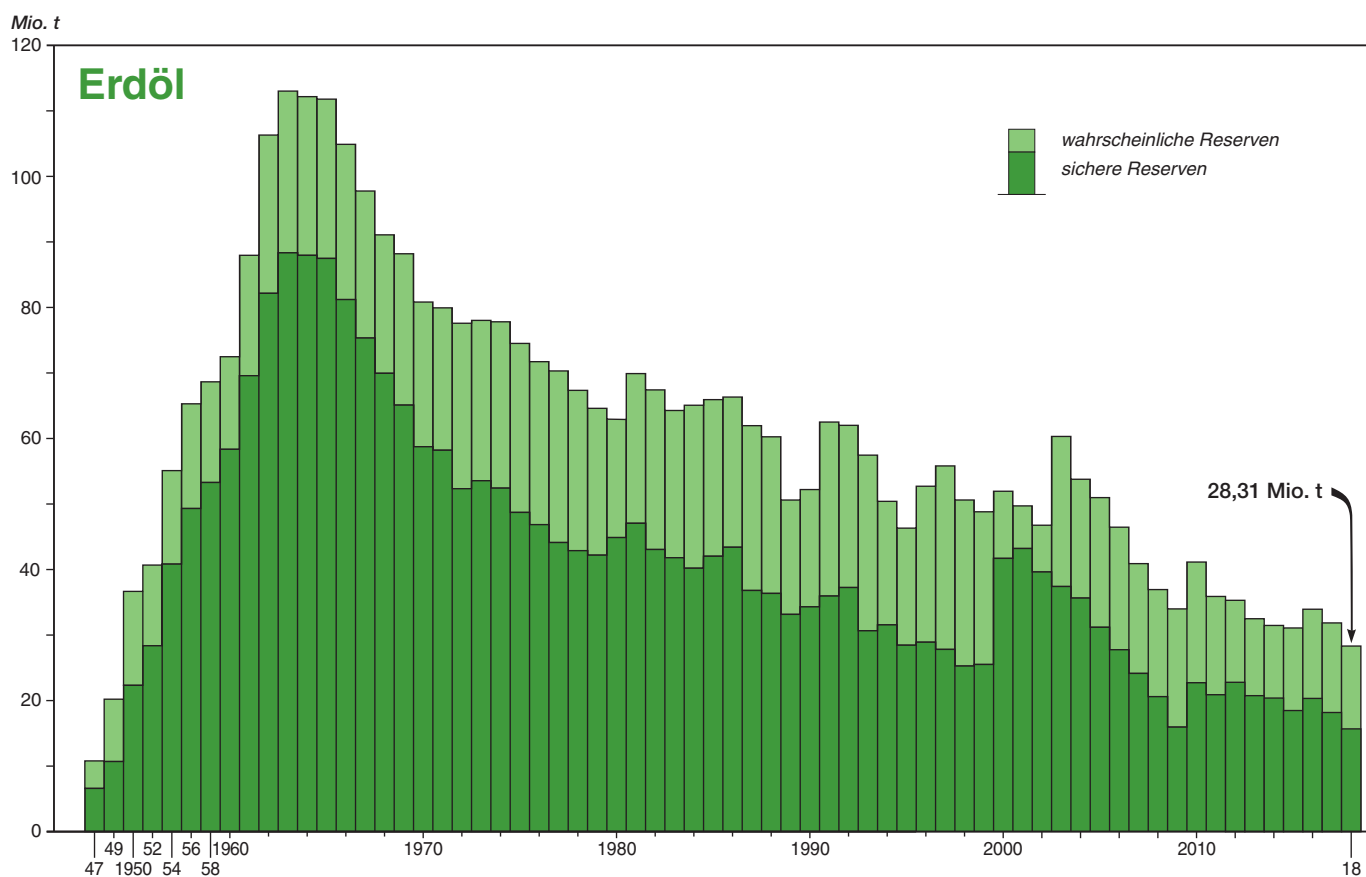
Stand: 31.12.2017

Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

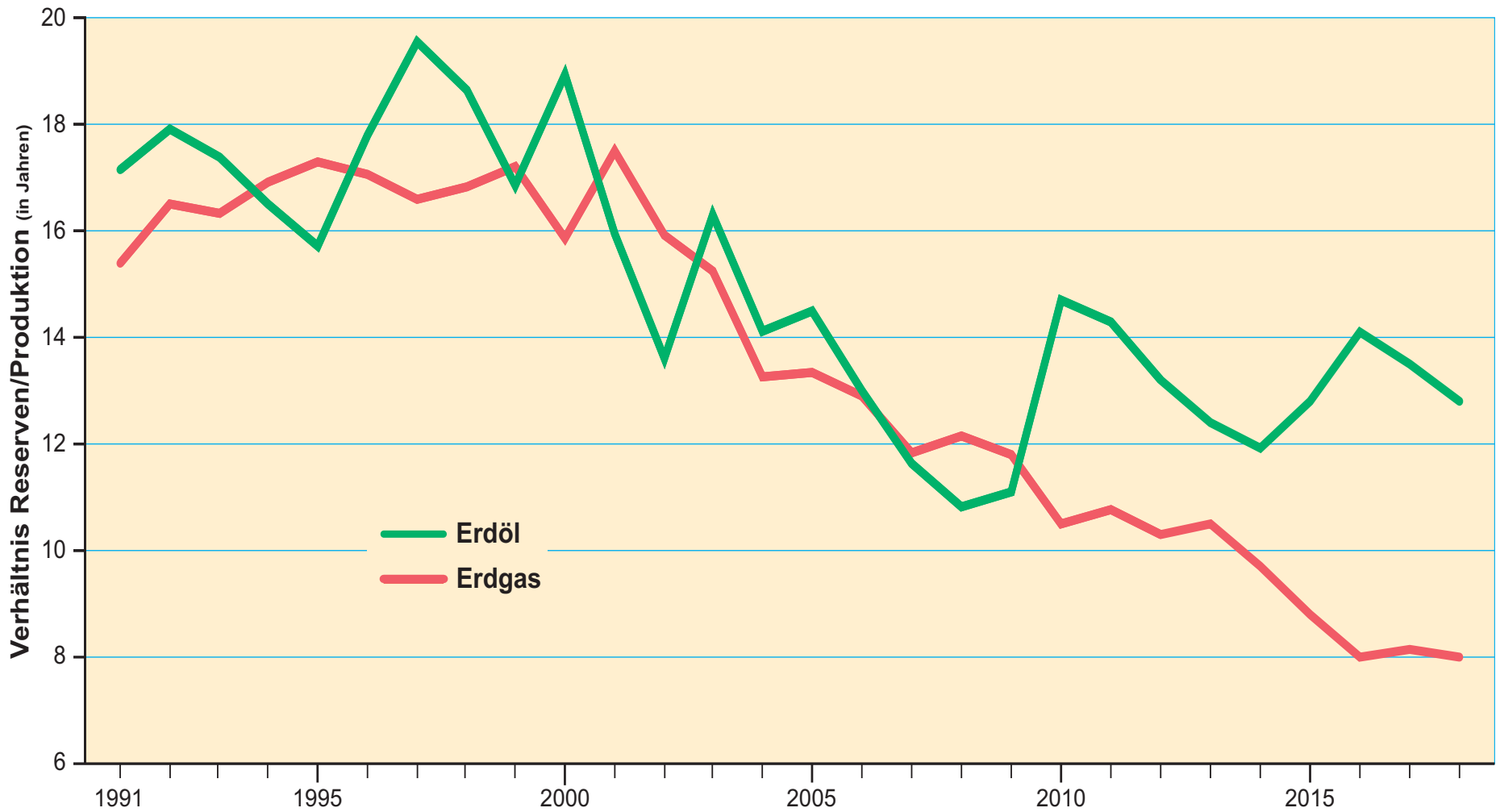
1. Nordsee
2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems
3. Thüringer Becken
4. Alpenvorland

Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland

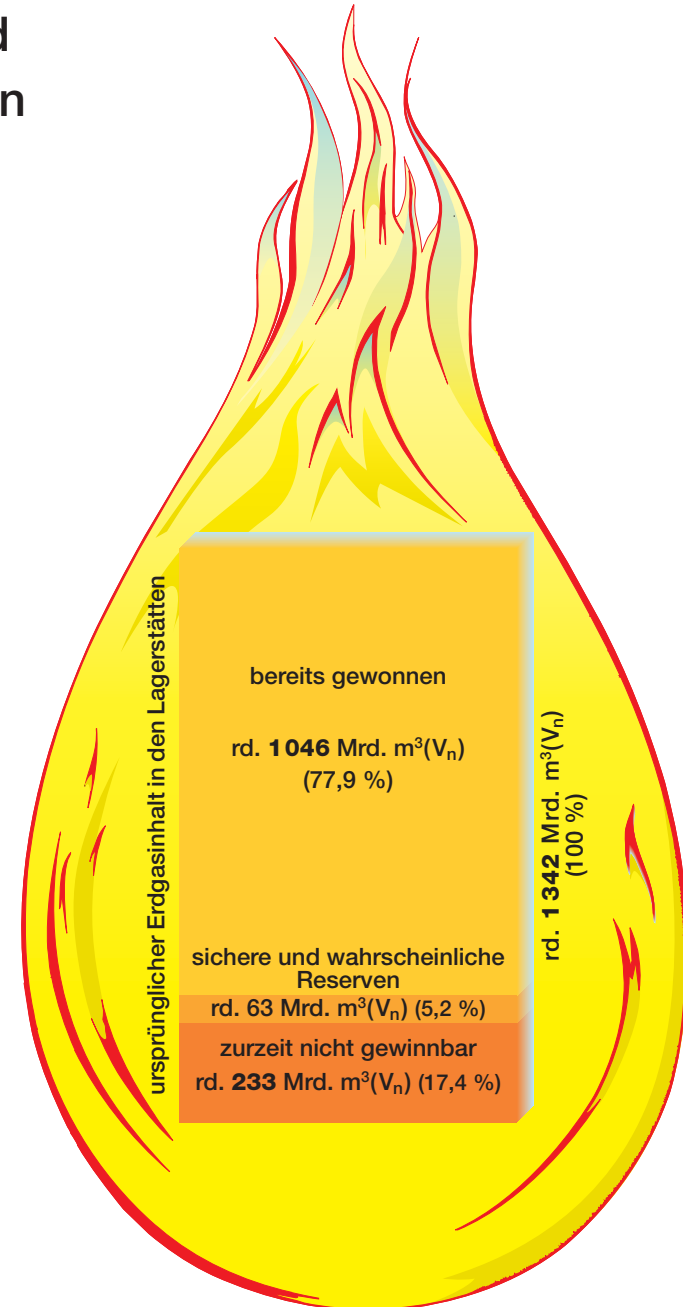
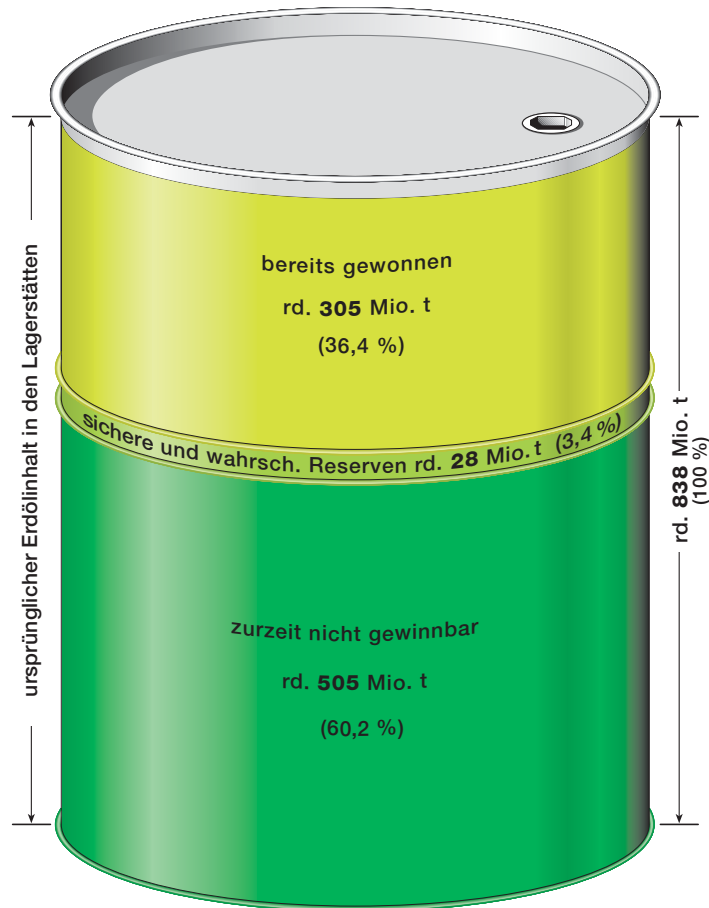
(Stand jeweils am 1. Januar)



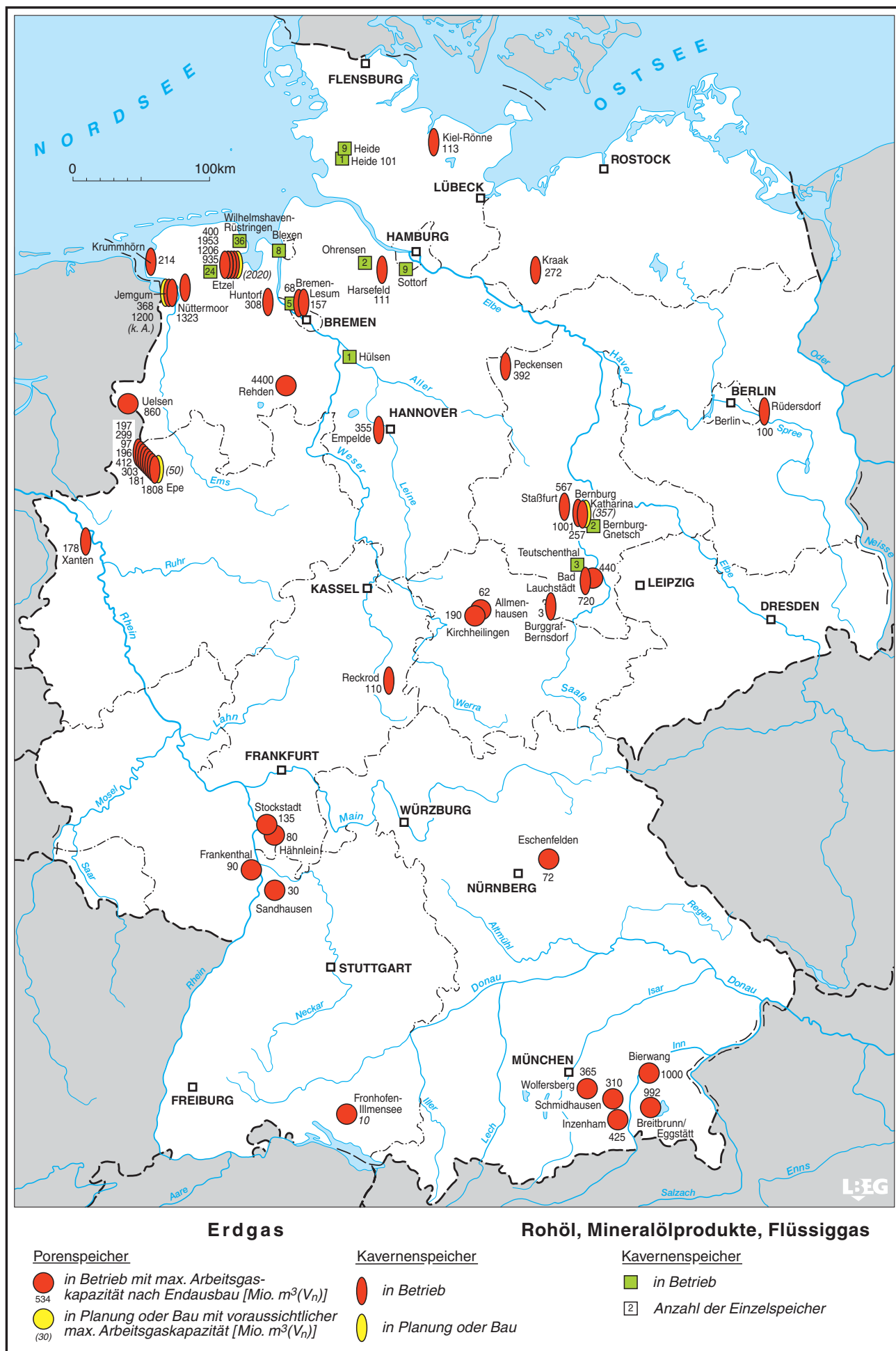
Verhältnis Reserven/Produktion



Erdöl und Erdgas* in Deutschland Kumulative Produktion & Reserven



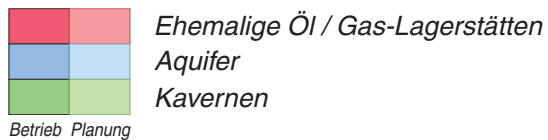
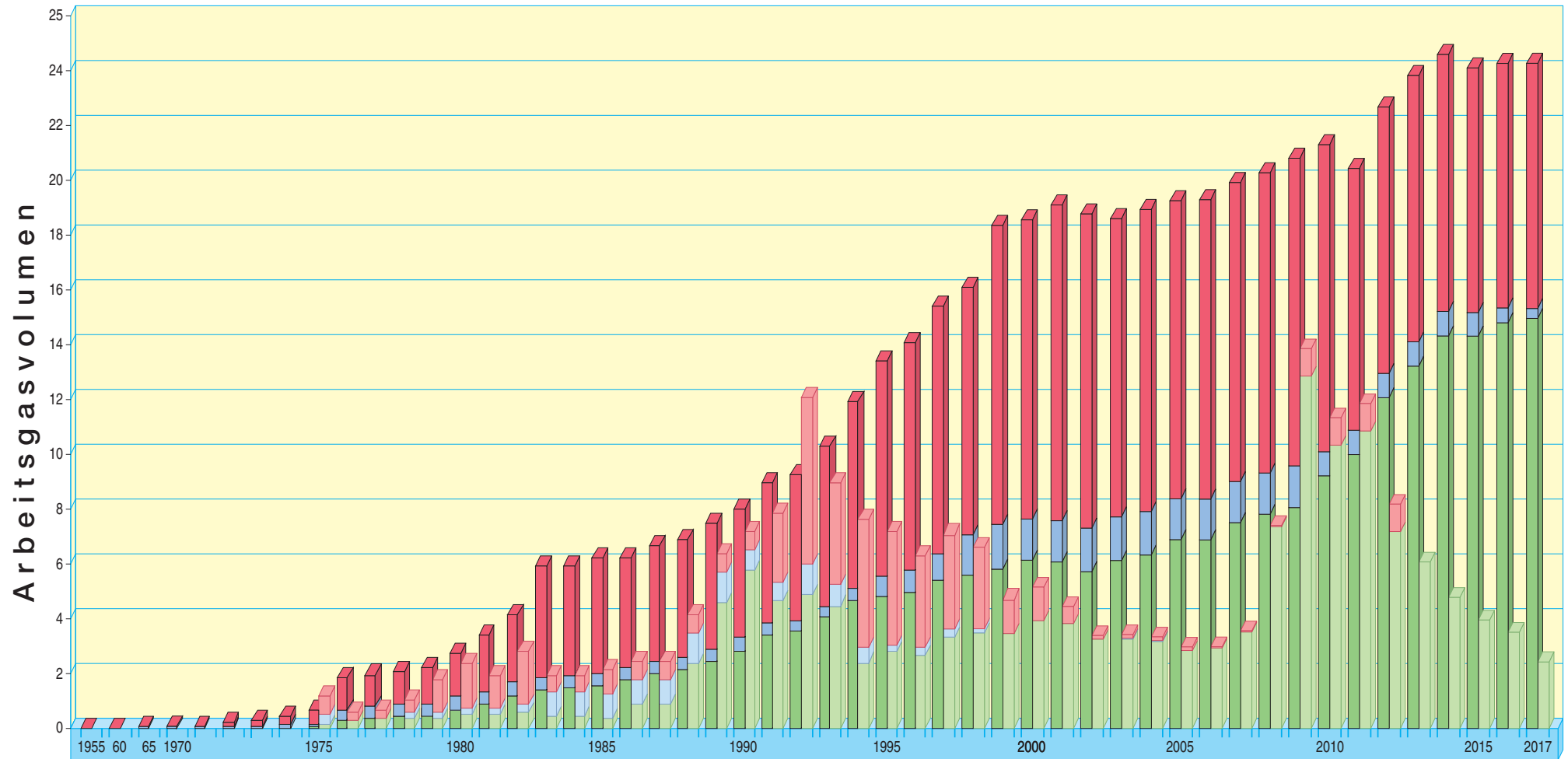
* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



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