



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2016



Niedersachsen



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2016

Hannover 2017

Titelbild

Wintershall fördert in Emlichheim seit über 70 Jahren auf konstantem Niveau Erdöl - auch dank der dort eingesetzten und weiterentwickelten Dampffluttechnik. Heißer Wasserdampf wird in die Lagerstätte gepresst, das zähe Öl erwärmt sich, wird dünnflüssiger und lässt sich leichter fördern.

Der heiße Dampf wird über Leitungen von der Dampfflutanlage zu den Injektionsbohrungen im Feld geleitet. Charakteristisch sind die Dehnungsbögen, die überall im Feld zu finden sind. Sie sind notwendig, damit sich die durch die heißen Inhalte erhitzten Leitungen kontrolliert in der Länge ausdehnen können. Parallel zu den Dampfleitungen verlaufen auf den Trassen auch Leitungen für Nassöl und Wasser.

Eine Bohrkampagne 2016/2017 mit zwölf neuen Bohrungen soll die Produktion im westlichen Teil des bestehenden Erdölfeldes ausbauen. Die neuen Bohrungen erschließen die Erdöllagerstätte im Bentheim-Sandstein in einer Tiefe von 700 bis 900 Metern. Acht Bohrungen dienen später der Förderung von Erdöl, vier Bohrungen werden genutzt, um heißen Dampf in die Lagerstätte zu injizieren.

Foto: Wintershall, Fotograf: Christian Burkert

Text:

<https://www.wintershall.de/projekte/bohrkampagne-emlichheim.html>

<https://www.wintershall.de/expertise.html>

© 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

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	4
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen	5
Zusammenfassung	6
Summary	7
1 Bohraktivität	8
1.1 Explorationsbohrungen	8
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.....	34
5 Erdöl- und Erdgasreserven	38
5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2017.....	38
5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2017.....	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 2016	45
7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	51
8 Literatur und nützliche Links	53
Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme	

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2016.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2016.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2011 bis 2016, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2016 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2016.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2016.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2016.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2016.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2012 bis 2016.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2016.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2014 bis 2016 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2015 und 2016 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2012 bis 2016.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2016 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2014 bis 2016 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2015 und 2016 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2017 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2017 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2017 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Versorgung des deutschen Erdgasmarktes nach Herkunftsländern (BVEG 2017).
- Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2017).
- Tab. 22: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2016).
- Tab. 23: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2016).
- Tab. 24: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 25a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 25b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 26: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2016.
- 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 2016.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2016.
- 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: Reserven-/Verbrauchsquotient.
- 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 2016. 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 2015 um etwa 12 500 km² auf 74 600 km² verkleinert. Neue Erlaubnisfelder wurden nur in Niedersachsen, Bayern, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz vergeben. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern vor allem in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Bayern und Schleswig-Holstein.

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas bereits in 2014 und 2015 deutlich zurückgegangen waren, haben sie in 2016 nochmals abgenommen. Es waren die zweitniedrigsten Aktivitäten in den mehr als 30 letzten Jahren.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist gegenüber dem Vorjahr von sechs auf acht angestiegen. Weitere zehn Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2016 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Sieben Explorationsbohrungen wurden in 2016 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon waren vier ölfündig und drei nicht fündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber elf im Vorjahr auf 18 angestiegen. Weitere fünf Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2016 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Neun Bohrungen wurden in 2016 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren acht öl- oder gasfündig und eine hatte als „spy hole“ ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung ist in 2016 gegenüber dem sehr geringen Vorjahreswert zwar um etwa 4400 m auf etwa 37 000 m angestiegen, doch auch 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 7,7 Prozent abgenommen und betrug 8,6 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Demgegenüber hat die Erdölförderung nur wenig verloren. Verglichen mit dem Vorjahr hat sie um 2,4 Prozent abgenommen und betrug etwa 2,4 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist wie in den letzten Jahren weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 4,3 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 70,1 Mrd. m³ in Feldesqualität. Etwa die Hälfte der in 2016 entnommenen Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 2,1 Mio. t abgenommen und betrug 31,8 Mio. t. Die in 2016 entnommene Fördermenge konnte also nur marginal durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden.

Das derzeitig technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat um 0,1 Mrd. m³ auf 24,2 Mrd. m³ zugenommen. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 3,5 Mrd. m³ ausgebaut werden.

Summary

This report presents an overview of oil and gas exploration and production as well as of underground gas storage in Germany in 2016. The report is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil and gas companies and the other state mining offices.

The total area of exploration licenses decreased by almost 12 500 square kilometres to 74 600 square kilometres compared to 2015. New exploration licenses were granted in the states of Lower Saxony, Bavaria, North Rhine-Westphalia and Rhineland-Palatinate only. Licenses relinquished primarily in North Rhine-Westphalia, Lower Saxony, Mecklenburg-Vorpommern, Bavaria and Schleswig-Holstein.

After geophysical prospecting of the subsurface for oil and gas deposits went down significantly already in 2014 and 2015, the prospecting activities decreased once again and marked the second lowest level for more than thirty years.

The number of exploration wells increased from six in the previous year to eight in 2016. In addition to that number, another ten exploration wells were drilled to total depth already before 2016, but were not completed by final well results before 2016. Seven exploration wells were completed with a final result in 2016. Four of them encountered oil and the other three were dry.

The number of development wells increased to 18 compared to eleven in the previous year. Another five wells were drilled to total depth already before 2016, but were not completed by final well results before 2016. Nine wells were completed successfully in 2016. Eight of them encountered oil or gas pay zones and another one was completed successfully as spy hole.

Compared to the very small value of the previous year the drilling meterage increased by 4400 metres to almost 37 000 metres, which is still a particularly low value in the long-term view.

The decline of natural gas production continued. Due to depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 7.7 percent compared to the previous year and amounted to 8.6 billion cubic metres (field quality).

The annual oil production dropped slightly. Compared to 2015 the production decreased by 2.4 percent and amounted to 2.4 million metric tons (including gas condensate).

As in the last years, the total remaining proven and probable natural gas reserves dropped. Compared to 2015 the reserves decreased by 4.3 billion cubic metres to 70.1 billion cubic metres (field quality). Thus, one half of the annual gas production of 2016 could be replaced by new reserves.

The total remaining proven and probable oil reserves decreased by 2.1 million tons to 31.8 million tons. Thus, the annual oil production of 2016 could be replaced by new reserves only marginally.

The total installed working gas volume of underground gas storage facilities increased by 0.1 billion cubic metres to 24.2 billion cubic metres. According to current planning, another 3.5 billion cubic metres of working gas volume will be installed in the future.

1 Bohraktivität

Obwohl die inländische Bohraktivität gegenüber dem Vorjahr wieder angestiegen ist, verblieb sie auch in 2016 auf einem vergleichsweise geringen Niveau. So ist die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) um etwa 50 Prozent von 17 im Vorjahr auf 26 angestiegen (Kap. 1.2). Besondere Bedeutung für diesen Anstieg kommt einer erneuten Bohrkampagne im Ölfeld Emlichheim zu. Ohne diese Kampagne wäre die Aktivität auf dem Niveau des Vorjahres verblieben.

Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert allerdings nur um 13 Prozent zugelegt (Kap. 1.3). Damit lag sie immer noch etwa ein Drittel unter dem Durchschnitt der vorangegangenen fünf Jahre. Hinsichtlich dieses Mittelwertes ist zu beachten, dass dieser noch von

der deutlich umfangreicheren Bohrkampagne im Feld Emlichheim in den Jahren 2011 und 2012 geprägt ist.

Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr verliefen in den unterschiedlichen Bohrkategorien qualitativ ähnlich. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen von sechs auf acht angestiegen und die Bohrmeter haben um fast 50 Prozent zugenommen.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber elf im Vorjahr auf 18 angestiegen. Die Bohrmeter dieser Kategorie haben sich nicht in diesem Maße verändert; sie blieben nahezu stabil.

1.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen. Eine Erläuterung der unterschiedlichen Bohrkategorien findet sich in Kapitel 1.4.

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2016 werden insgesamt 18 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten acht aktiven Bohrungen und weiteren zehn Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2016 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden immerhin vier Bohrungen abgeteuft. Zwei Projekte wurden in Brandenburg durchgeführt und sollten in den Sandsteinen des Rotliegend und/oder im Staßfurt-Karbonat Erdöllagerstätten nachweisen. In Nordrhein-Westfalen wurde eine Bohrung zum Nachweis einer Kohleflözgas-Lagerstätte im Oberkarbon abgeteuft und in Baden-Württemberg sollte eine

Bohrung in den Meletta-Schichten des Oberrheingrabens eine Erdöllagerstätte nachweisen.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden oder auch aufgegebenen Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurde in 2016 nur eine Bohrung abgeteuft. Diese Bohrung verfolgte die Ausdehnung der Erdöllagerstätte Aitingen-Süd in östlicher Richtung.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebene Felder untersuchen, wurden in Niedersachsen zwei Bohrungen abgeteuft, um das aufgegebene Ölfeld Suderbruch erneut zu erschließen. Eine weitere Bohrung in Bayern hatte den Wiederaufschluss des aufgegebenen Feldes Ampfing zum Ziel.

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 Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde auf einem anderen Störungsblock. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 festgelegt. 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 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-Trebatzsch, 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 poten-

ziellen 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 ölführenden Staßfurt-Karbonats komplettiert und getestet. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergergebnisse war zum Jahresende 2016 noch nicht abgeschlossen. 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 Stammbohrung Guhlen 1 ölführend nachgewiesene Staßfurt-Karbonat. Die Ablenkung Guhlen 1a hat das Staßfurt-Karbonat nicht wie in der Stammbohrung ölführend sondern gasführend erschlossen. Anschließend wurde ein Test durchgeführt. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergergebnisse war zum Jahresende 2016 noch nicht abgeschlossen.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben wurde nach der Bohrung Guhlen 1 in 2012 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

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

Bohrung die Zielhorizonte nicht in der erwarteten Tiefe und zudem verwässert angetroffen. Eine Ablenkung der Bohrung ist für 2017 geplant.

Mit der Bohrung **Reudnitz Z2** (Bayerngas) (Anl. 2) wurde in Brandenburg die zweite Explorationsbohrung seit knapp zwanzig Jahren zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen niedergebracht. Die Bohrung 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 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 Förderertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2016 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 Posidonienschiefer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschiefer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1677 m eingestellt. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich ist und direkt im Anschluss an das Abteufen in 2011 geplant war, steht noch aus.

Gebiet Niederrhein-Münsterland

In Nordrhein-Westfalen wurde in dem Erlaubnisfeld Rudolf die Bohrung **Herbern 58** (Hamm-Gas) (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 Förderertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2016 noch nicht fest.

Oberrheintal

Die Bohrung **Allmend 1** (Rhein Petrol.) (Anl. 1) hatte das Ziel, eine Aufwölbungsstruktur an einer mehr oder weniger parallel zum Grabenrand verlaufenden Abschiebung zu erkunden. Zielhorizont waren die Pechelbronner Schichten, die analog zum westlich benachbarten ehemaligen Ölfeld Stockstadt, aber eine Grabenscholle tiefer, ölführend erhofft wurden. Nebenziel war das weitgehend unerkundete Rotliegend direkt unterhalb der Pechelbronner Schichten. Die Bohrung wurde in 2013 vom

gleichen Bohrplatz wie die Bohrung Stockstadt 2001 (siehe Abschnitt Wiedererschließungsbohrungen) gebohrt. Der geplante Landepunkt der Bohrung Allmend 1 liegt etwa 1 km südöstlich des gemeinsamen Bohrplatzes. Die Bohrung hat die Pechelbronner Schichten mit z.T. guten Ölanzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2885 m im Rotliegend eingestellt. Anfang des Jahres 2014 wurde eine Testförderung aus dem Bereich der Pechelbronner Schichten vorgenommen. In 2016 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Die Bohrung **Hofwiese 1** (Rhein Petrol.) (Anl. 1) testete in dem Erlaubnisfeld Graben-Neudorf eine geologische Struktur an einer parallel zum Grabenrand verlaufenden Störung, die in der

3D-Seismik Karlsruhe-Nord aus dem Jahre 2012 identifiziert wurde, auf wirtschaftliche Erdölvorkommen. Das Zielgebiet der Bohrung lag knapp vier Kilometer südöstlich des ehemaligen Erdölfeldes Huttenheim, das 1956 entdeckt worden war und in 7-jähriger Förderzeit nur weniger als 6000 t erbracht hat. Die Zielhorizonte waren die in dieser Region ölführenden tertiären Reservoirs in den Bunten Niederröderner Schichten, im Cyrenen-Mergel und in den Melletta-Schichten. Die Bohrung hat die Zielhorizonte in guter Speichergesteinsqualität etwa in der erwarteten Tiefenlage aufgeschlossen, doch waren die Reservoirs nach den Befunden aus den Spülproben und den Bohrlochmessungen verwässert. Die Bohrung wurde nicht getestet und für nicht fündig erklärt.

Teilfeldsuchbohrungen

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

Oberrheintal

Die Bohrung **Römerberg 7** (ENGIE) (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 Ansatzpunkt dieser Bohrung befindet sich auf dem Cluster-Bohrplatz im Nordwesten von Speyer. 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. Zum Ende des Jahres 2014 stand die Bohrung bei 3172 m im Buntsandstein. In 2015 hat sie ihre Endteufe bei 3414 m im Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2016 noch nicht fest.

Alpenvorland

Die Bohrung **Aitingen-Süd 3** (Wintershall) (Anl. 1) verfolgte die Ausdehnung der Erdöllagerstätte Aitingen-Süd weiter in östliche Richtung. Der Landepunkt der Bohrung liegt etwa 650 m östlich der nächstgelegenen Bohrung Aitingen-Süd 2 außerhalb des Bewilligungsfeldes Großaitingen im Erlaubnisfeld Schwaben. Das Ziel

der Bohrung war eine lokale Hochlage in der West-Ost streichenden Monoklinalstruktur des Teilfeldes Aitingen-Süd. Die Bohrung hat den Zielhorizont, den Sandstein der tertiären Bau-

stein-Schichten, nur wenige Meter tiefer als vorhergesagt und ölführend aufgeschlossen. Nach einem Fördertest wurde die Bohrung für ölfündig erklärt.

Wiedererschließungsbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Mit der Bohrung **Suderbruch 2001** (Wintershall) (Anl. 1) wurde die erste Wiedererschließungsbohrung in Niedersachsen seit den frühen 1980er Jahren niedergebracht. Die Bohrung hatte die Wiedererschließung des Erdölfeldes Suderbruch zum Ziel. Aus den Speichern im Valendis, Dogger und Malm waren in der Zeit von 1949 bis 1994 insgesamt 3,5 Mio. t Erdöl gefördert worden. 1996 waren die Bohrungen im Feld verfüllt und die obertägigen Anlagen zurückgebaut worden. Insbesondere in den Speichern des Malm aber auch in denen des Dogger werden nach neueren Untersuchungen noch förderbare Ölmengen vermutet. Das Konzept der Wiedererschließung sah zunächst eine gerichtete vertikale Bohrung zur Erschließung aller relevanten Horizonte vor und anschließend eine zweite Bohrung, die die Speicher in den Gigas-Schichten strukturhoch und subhorizontal aufschließen und Reserven nachweisen sollte. Die Bohrung hatte bereits in 2015 begonnen. In 2016 wurde sie wie geplant im Lias Delta eingestellt. Nach Durchführung von Fördertesten im Suderbruch-Sandstein des Dogger Epsilon wurde die Bohrung als ölfündig eingestuft.

Direkt im Anschluss an die Bohrung Suderbruch 2001 wurde die Bohrung **Suderbruch 2002** (Wintershall) (Anl. 1) im Zentralbereich des ehemaligen Feldes abgeteuft. Sie hat die ölführenden Gigas-Schichten des Malm auf einer Strecke von ungefähr 1000 m plus/minus horizontal aufgeschlossen und dabei mehrere tektonische Störungen durchörtert. Nach Durchführung von Fördertesten wurde die Bohrung für ölfündig erklärt.

Oberrheintal

Die Bohrung **Stockstadt 2001** (Rhein Petrol.) (Anl. 1) diente der Untersuchung der bis 1994 geförderten Erdöllagerstätte Stockstadt. Die Erdöllagerstätte Stockstadt hatte seit 1952 etwa 1 Mio. t Erdöl gefördert und liegt mit dieser Fördermenge hinter den immer noch fördernden Lagerstätten Landau und Eich auf Platz drei in der Rangfolge der förderstärksten Erdölfelder des Oberrheintales. Das Zielgebiet der Bohrung liegt im strukturhöchsten Teil der Lagerstätte. Insbesondere sollten sowohl Beschaffenheit und Poreninhalt des ölführenden Speichersteins, den Pechelbronner Schichten, mit modernen Bohrlochmessinstrumenten geprüft, als auch eine zeitlich begrenzte Testproduktion gefahren werden, die Aufschluss über die Gewinnbarkeit des Erdöls erbringen sollte. Die Bohrung wurde in 2013 niedergebracht. Sie hat die Pechelbronner Schichten in der prognostizierten Tiefe von etwa 1600 m ölführend angetroffen und wurde nach 2215 m Bohrstrecke im Rotliegend eingestellt. In 2014 wurde der geplante Fördertest durchgeführt. In 2016 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Alpenvorland

Die Bohrung **Lauben 7** (Wintershall) (Anl. 1) hatte das Ziel, die aufgegebene Öllagerstätte Lauben in den Sandsteinen der Bausteinschichten erneut zu erschließen. Die Lagerstätte Lauben war bereits 1958 entdeckt worden und bis 1986 in Förderung. Die kumulative Fördermenge aus den Bausteinschichten und Cyrenenschichten betrug aber nur etwa 17 000 t Erdöl. Die 3D-Seismik Mindelheim aus dem Jahre 2011 und deren Auswertung führte zu neuen Vorstellungen über die strukturellen Verhältnisse und die Ausdehnung der Lagerstätte.

Danach liegt die antithetische Abschiebung, die die Lagerstätte im Norden begrenzt, deutlich weiter nördlich als bislang angenommen. Das Zielgebiet der Bohrung war eine lokale Hochlage an dieser neu definierten nördlichen Störung. Dort wurde ein großes Potenzial für noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwartet. Die Bohrung hat das Reservoir in der erwarteten Tiefe öföhrend angetroffen und wurde bei 1525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Im Februar 2015 wurde der geplante Fördertest durchgeführt. In 2016 wurde die Bohrung für fündig erklärt.

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-Sandstein floss Formationswasser mit Öl- und Gas Spuren zu. Über die Durchführung eines Tests auf das Nebenziel, den Lithothamnienkalk, soll zu einem späteren Zeitpunkt entschieden werden.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen ist gegenüber dem Vorjahr von 17 auf 26 gestiegen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere 15 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2016 die Endteufe erreicht, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2016 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2016 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 41 Bohrungen haben 16 ein endgültiges Ergebnis erhalten; davon waren 13

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2016. 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*	CEP	33337480	6021579	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
Guhlen 1*	CEP	33441010	5764658	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	2910,0	Rotliegend
Guhlen 1a	CEP	33441010	5764658	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	2823,4	Werra-Anhydr.
Märkische Heide 1	CEP	33429575	5762946	n.k.E.	Rotl., Zechst.	3043,4	Rotliegend
Reudnitz Z2*	Bayerngas	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	2930,0	Rotliegend
Reudnitz Z2a*	Bayerngas	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	4407,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a*	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
<i>Niederrhein-Münsterland</i>							
Herbern 58	HammGas	32410564	5731043	n.k.E.	Oberkarbon	1770,0	Westfal B
<i>Oberrhheintal</i>							
Allmend 1*	Rhein Petrol.	32465233	5516502	nicht fündig	Pechelbr. Sch.	2885,0	Rotliegend
Hofwiese 1	Rhein Petrol.	32464116	5446143	nicht fündig	Oligozän	2211,0	Meletta-Sch.
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Weser-Ems</i>							
Düste Z10*	Wintershall	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
<i>Oberrhheintal</i>							
Römerberg 7*	ENGIE	32457484	5465432	n.k.E.	Buntsandstein	3406,0	Buntsandstein
<i>Alpenvorland</i>							
Aitingen-Süd 3	Wintershall	32636707	5341342	ölfündig	Baustein-Sch.	1495,0	Baustein-Sch.
Wiedererschließungsbohrung (A5)							
<i>Elbe-Weser</i>							
Suderbruch 2001	Wintershall	32534050	5838585	ölfündig	Dogger, Malm	2595,0	Lias Delta
Suderbruch 2002	Wintershall	32534035	5838581	ölfündig	Malm	3050,0	Malm
<i>Oberrhheintal</i>							
Stockstadt 2001*	Rhein Petrol.	32465233	5516494	nicht fündig	Pechelbr. Sch.	2115,0	Rotliegend
<i>Alpenvorland</i>							
Lauben 7*	Wintershall	32594334	5325061	ölfündig	Baustein-Sch.	1525,0	Baustein-Sch.
RAG Ampfing 1	RDG	32754804	5349241	n.k.E.	Eozän	2150,0	Oberkreide

Status mit Stand vom 31. Dezember 2016; *: Endteufe vor 2016 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2016.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Weser-Ems</i>			
Päpsen Z2	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 14a	DEA	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
Mittelplate-A 16a	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 27	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 28	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ruht
<i>Elbe-Weser</i>			
Böttersen Z11*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Schneeren-Süd Z1*	ENGIE	Oberkarbon-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Völkersen Z8a	DEA	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Bockstedt 90	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Leer Z5*	ENGIE	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Staffhorst Z1a*	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 13	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 37	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 158a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	bohrt
Emlichheim 181	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 182	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 183	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 184	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 184a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 185	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 2*	Wintershall	Baustein-Schichten	noch kein Ergebnis
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Weser-Ems</i>			
Bockstedt 89	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 521	Wintershall	Bentheim-Sandstein	bohrt
Bayerngas – Bayerngas GmbH, München		Status mit Stand vom 31. Dezember 2016	
CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin		* : Endteufe vor 2016 erreicht	
DEA – DEA Deutsche Erdoel AG, Hamburg			
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover			
ENGIE – ENGIE E&P Deutschland GmbH, Lingen			
HammGas – HammGas GmbH & Co. KG, Hamm			
RDG – RDG GmbH & Co. KG, Hannover			
Rhein Petrol. – Rhein Petroleum GmbH, Heidelberg			
Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf			

erfolgreich. Von diesen 13 Bohrungen waren zwölf öl- oder gasfündig und eine weitere hatte 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 sogenannte „spy holes“. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt.

1.3 Bohrmeterleistung

In 2016 ist die Bohrmeterleistung gegenüber dem sehr geringen Vorjahreswert zwar um etwa 4400 m auf etwa 37 000 m angestiegen, doch auch dieser Wert repräsentiert im langjährigen Vergleich eine ausgesprochen geringe Bohrmeterleistung. Seit dem nachhaltigen Rückgang in den 1980er Jahren wurde der diesjährige Wert nur zweimal unterschritten, und zwar im Vorjahr und in 2003. Ohne die erneute Bohrkampagne im Feld Emlichheim wäre die Bohrmeterleistung jedoch geringer als im Vorjahr 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 2016 lag die Bohrleistung um knapp 17 000 m oder knapp einem Drittel unter diesem Mittelwert. Dieser Mittelwert ist aber nach wie vor stark von der Bohrkampagne im Feld Emlichheim in den Jahren 2011 und 2012 geprägt, die zu einer überdurchschnittlich hohen Bohraktivität geführt hatte. Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung wieder einmal unterschiedlich.

In der Exploration sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um knapp 50 Prozent bzw. etwa 4500 m auf ca. 14 000 m gestiegen. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre fällt dieser Wert 17 Prozent bzw. etwa 3000 m geringer aus.

In der Feldesentwicklung blieben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre bedeutet das ein Minus von 38 Prozent oder etwa 14 000 m.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 62 Prozent an den gesamten Bohrmeter war gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 69 Prozent unterdurchschnittlich.

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 besicherten Schleswig-Holstein in 2016 einen Anteil von 24 Prozent an den gesamten Bohrmeter (Tab. 4). Explorationsbohrungen in Bayern, Brandenburg, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen stellten zusammen einen Anteil von 29 Prozent. Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurchschnittlichen Werte in anderen Bundesländern war der niedersächsische Anteil mit 47 Prozent abermals unterdurchschnittlich.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2011 bis 2016, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen								Feldesentwicklungsbohrungen					
			A1		A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2011	73272	100	253	0,3	10278	14,0	4744	6,5	-	-	-	-	50752	69,3	7245	9,9
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
Mittelwert 2011-2015	53963	100	51	0,1	6752	12,5	8783	16,3	1203	2,2	90	0,2	34175	63,3	2909	5,4

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2016 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	m	%
Baden-Württemberg	2211,0	-	-	-	-	-	2211,0	6,0
Bayern	-	1495,0	2150,0	-	-	-	3645,0	9,8
Brandenburg	3004,0	-	-	-	-	-	3004,0	8,1
Niedersachsen	-	-	3348,7	4193,0	7886,1	2205,0	17632,8	47,5
Nordrhein-Westfalen	1770,0	-	-	-	-	-	1770,0	4,8
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	8863,5	-	8863,5	23,8
Gebiet								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	8863,5	-	8863,5	23,9
Oder/Neiße-Elbe	3004,0	-	-	-	-	-	3004,0	8,1
Elbe-Weser	-	-	3348,7	-	1207,0	-	4555,7	12,3
Weser-Ems	1770,0	-	-	4193,0	1303,0	1322,0	8588,0	23,1
Westlich der Ems	-	-	-	-	5376,1	883,0	6259,1	16,9
Oberrheintal	2211,0	-	-	-	-	-	2211,0	6,0
Alpenvorland	-	1495,0	2150,0	-	-	-	3645,0	9,8

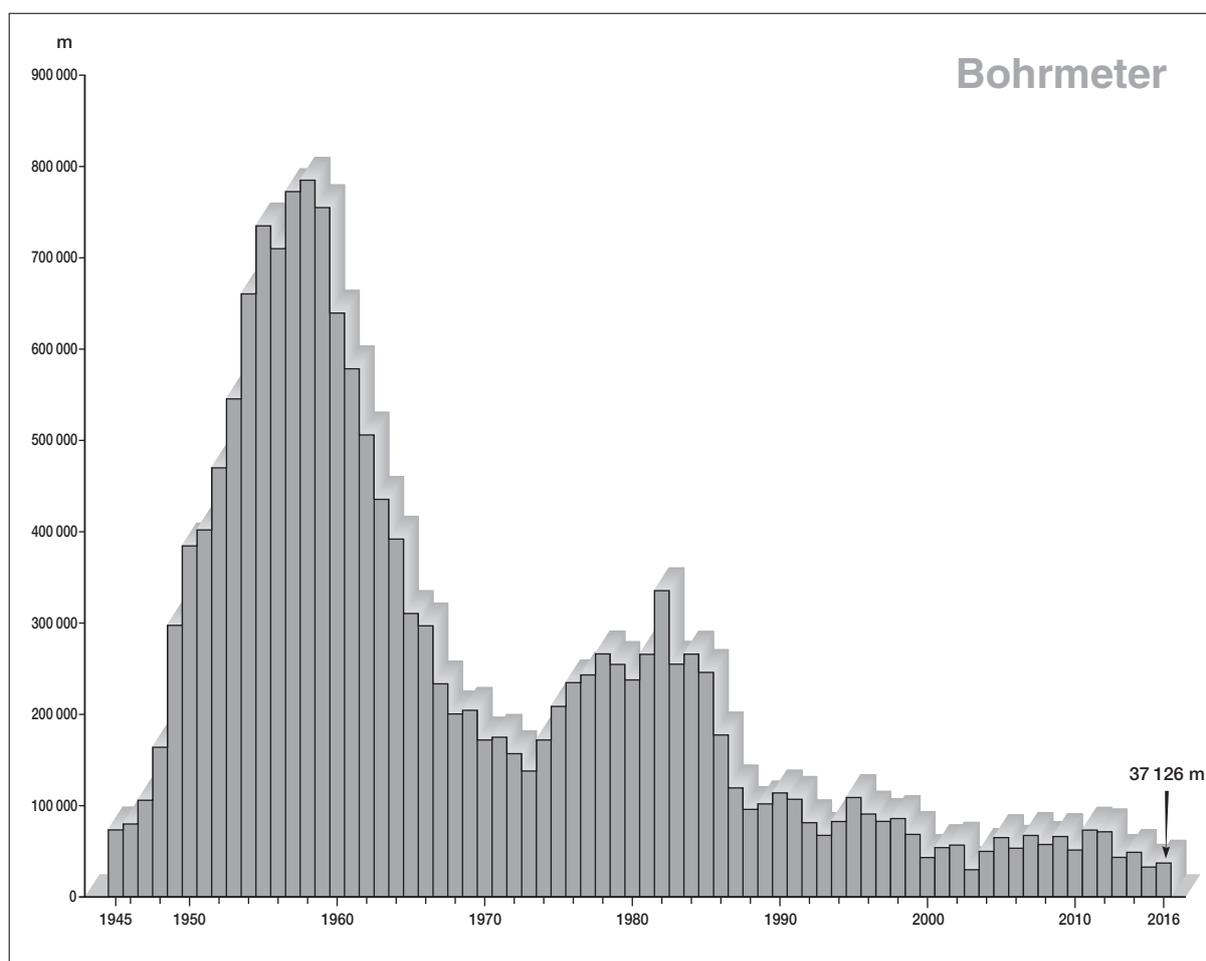


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2016.

1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Für die in Deutschland abgeteuften Bohrungen gilt seit 1.1.1981 verbindlich die folgende, von Bergbehörden, Geologischem Dienst und der Erdölindustrie gemeinsam erarbeitete Bohrunsklassifikation:

A Explorationsbohrung (exploration well)

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

A1 Untersuchungsbohrung (shallow stratigraphic test, structure test)

Sie dient der geologischen Vorerkundung. Es handelt sich meist um eine Bohrung geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft wird. Im Allgemeinen hat sie nicht die Aufgabe, Erdöl- oder Erdgasansammlungen zu suchen. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 1001.

A2 Basisbohrung (deep stratigraphic test)

Sie erkundet in großen Teufen solche Schichtfolgen, über die bisher nur geringe Kenntnisse vorliegen, mit dem Ziel, Muttergesteine und/oder Speichergesteine nachzuweisen. Da sie ohne genaue Kenntnis der erdölgeologischen Verhältnisse abgeteuft wird, hat sie nicht die unmittelbare Aufgabe, eine Erdöl- oder Erdgaslagerstätte zu suchen.

A3 Aufschlussbohrung (new field wildcat)

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

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

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

A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

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

B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

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

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

Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

B2 Produktionsbohrung (production well, exploitation well)

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

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

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

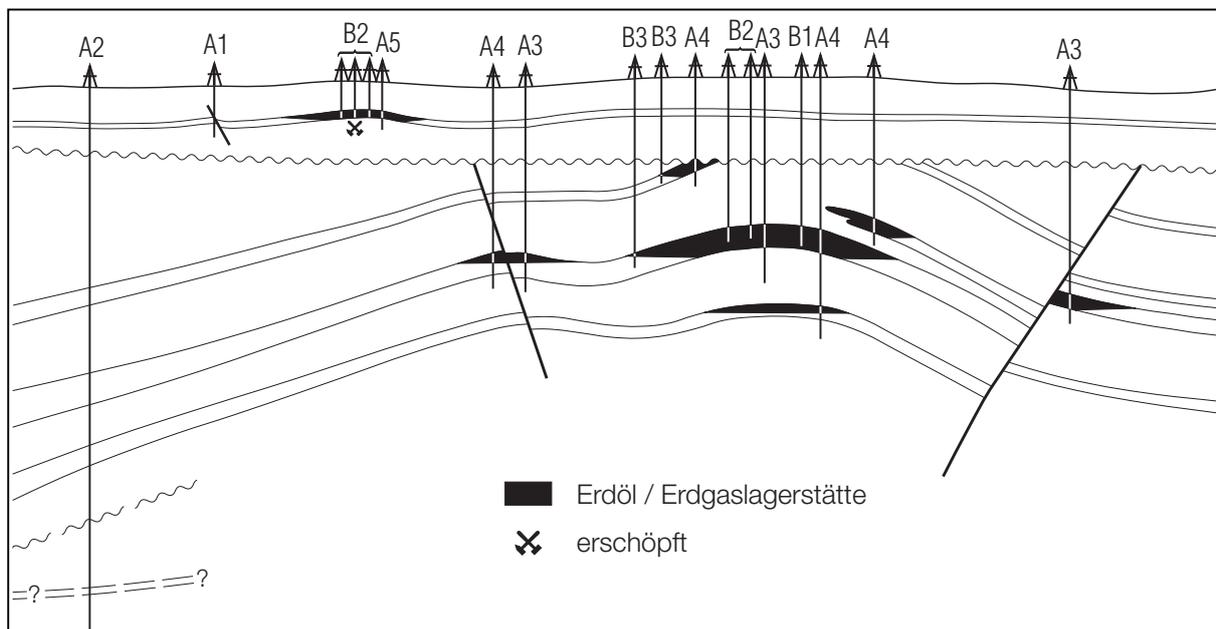


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas bereits in 2014 deutlich zurückgegangen waren, haben sie in 2015 nochmals abgenommen. In 2016 hat sich diese Entwicklung fortgesetzt. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 52 km² durchgeführt (Tab. 5). 2D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden in 2016 nicht vorgenommen. Es waren die zweitniedrigsten Aktivitäten in den mehr als 30 letzten Jahren. Nur in 2010 wurden weniger Messungen durchgeführt, und zwar keine 3D-seismischen und 111 Profilkilometer 2D-seismische Messungen.

3D-Seismik

In 2016 wurde nur ein 3D-seismischer Survey zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt, und zwar im Westemsland in Niedersachsen.

Dort wurde der Survey „Rühlermoor 2016“ mit einer Fläche 52 km² im Auftrag der ENGIE E&P Deutschland GmbH akquiriert. Der Survey überdeckt zusammen mit dem Survey Rühlermoor 2007 die Erdöllagerstätte Rühle nahezu

vollständig und ragt in das Erlaubnisfeld Lingen der ENGIE E&P Deutschland GmbH hinein.

In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik abgedeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt. Der aktuelle Survey ist farblich hervorgehoben.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2016 (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	52	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-
Alpenvorland	-	-	-
Summe	52		-

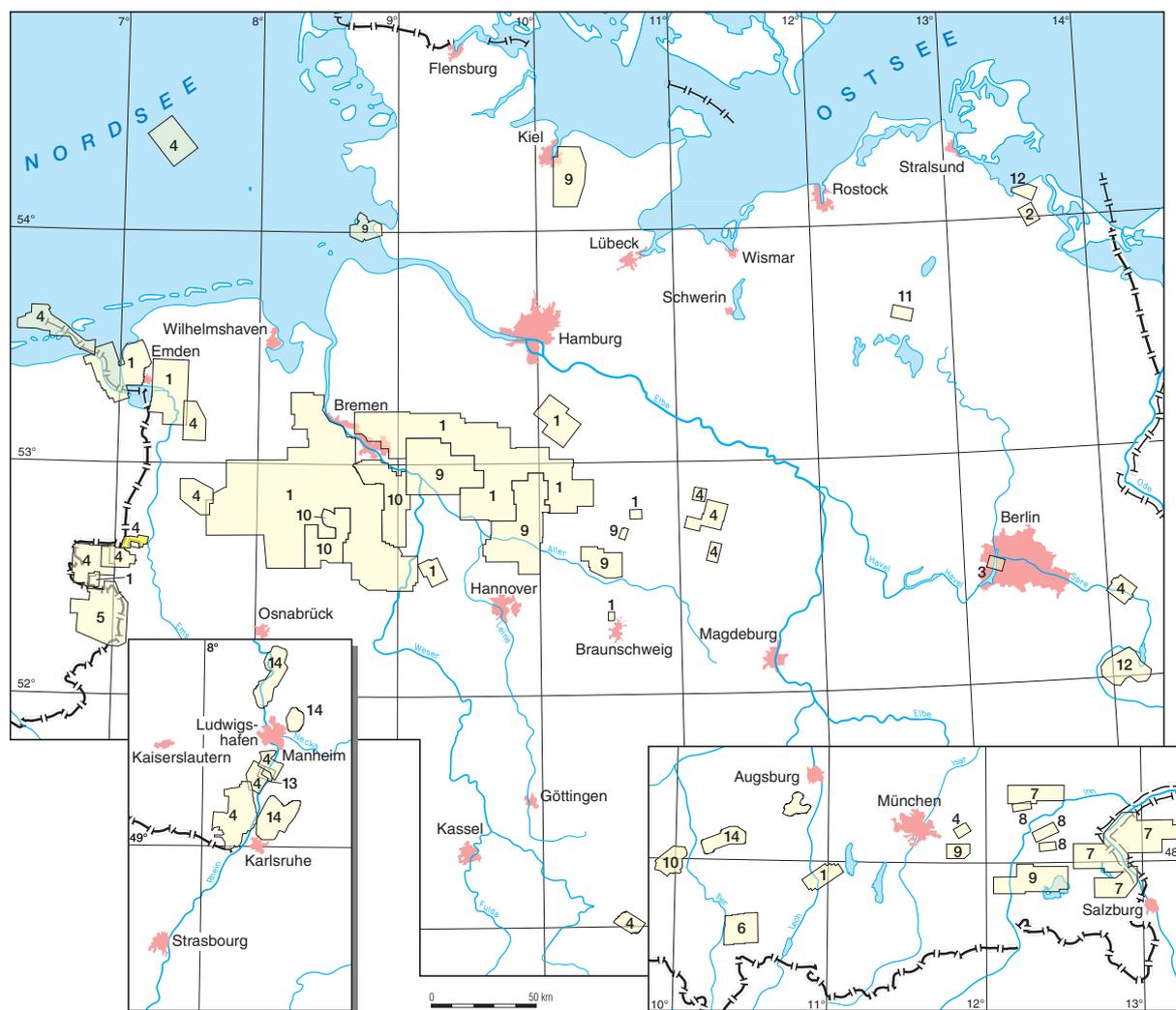


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete in 2016 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: ENGIE, 5: NAM, 6: OMV, 7: RAG, 8: E.ON, 9: DEA, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: FGT, 14: Rhein Petroleum.

3 Konzessionswesen

Das Jahr 2016 war wie die beiden Vorjahre vor allem durch Ablauf und Verkleinerungen (Teilaufhebungen und Teilverlängerungen) von Erlaubnisfeldern geprägt. Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich infolgedessen gegenüber dem Vorjahr nochmals deutlich um etwa 12 500 km² verkleinert und betrug Ende 2016 74 600 km². Acht Erlaubnisfelder mit

einer Fläche von zusammen etwa 2000 km² wurden neu erteilt. Demgegenüber sind fünf- undzwanzig Erlaubnisfelder erloschen oder verkleinert worden, was eine Flächenreduzierung von etwa 14 500 km² zur Folge hatte.

Da sich Erlaubnisfelder zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken teilweise mit Erlaubnisfeldern zur gewerblichen

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2016.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
26	Aubach (großr. Aufsuch.)	RDG GmbH & Co. KG	Bayern
27	Grafring Süd	DEA Deutsche Erdoel AG	Bayern
14_05	Borsum	Kimmeridge GmbH	Niedersachsen
57	BarbaraGas	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
58	HaltemGas Nord	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
59	Haard-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
33	Böchingen	Wintershall Holding GmbH	Rheinland-Pfalz
34	Landau Südwest	Wintershall Holding GmbH	Rheinland-Pfalz
Teilaufhebungen und Teilverlängerungen			
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
4	Stralsund KW	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
6	Oderbank KW	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
7	Ribnitz	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
12_04	Oldendorf Verkleinerung	Kimmeridge GmbH	Niedersachsen
12_05	Lüneburg-Verkleinerung	Kimmeridge GmbH	Niedersachsen
12_10	Heemsen-Verkleinerung	Kimmeridge GmbH	Niedersachsen
13_06	Lauenhagen Erweiterung (zuvor Zusammenlegung von Lauenhagen und Steinhude-Restfläche)	LauenhagenGas GmbH	Niedersachsen
16_01	Hameln-West	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
16_02	Hameln-Ost	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
Erloschene Erlaubnisse			
14	Schwaben-Süd (großr. Aufsuch.)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
20	Teising	Genexco Gas GmbH	Bayern
11_01	Vierlande	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Hamburg
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall Holding GmbH, DEA Deutsche Erdoel AG	NI, SH (Nordsee)
14	Loba	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
15	Leif	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
16	Lars	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
30	Ananke	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
31	Kallisto	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
28	Eicher See	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
29	Guntersblum	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
30	Rheindürkheim	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
2	Kunrau	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Sachsen-Anhalt
05003	Preetz-Restfläche	DEA Deutsche Erdoel AG	Schleswig-Holstein
12_06	Sterup	Central Anglia AS	Schleswig-Holstein
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4

Aufsuchung überschneiden, war die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und betrug zum Ende des Jahres etwa 72 600 km².

Die neu erteilte Fläche entfällt auf Erlaubnisfelder in Niedersachsen, Bayern, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz. In Niedersachsen wurde ein Feld mit einer Fläche von etwa 1600 km² neu erteilt, in Bayern zwei Felder mit zusammen etwa 250 km², in Nordrhein-Westfalen drei Felder mit zusammen etwa 160 km² und in Rheinland-Pfalz zwei Felder mit zusammen nur etwa 13 km².

Die Summe der Flächenreduzierungen infolge der erloschenen und verkleinerten Erlaubnisfelder war in Nordrhein-Westfalen mit 4700 km² am größten, gefolgt von Niedersachsen (inkl. Nordsee) mit 3000 km², Mecklenburg-Vorpommern mit 2700 km², Bayern mit 2100 km², Schleswig-Holstein (inkl. Nordsee) mit 1200

km², Sachsen-Anhalt mit 330 km², Rheinland-Pfalz mit 190 km², Hamburg mit 150 km² und Hessen mit 100 km².

Überwiegend sind Flächen durch Verkleinerungen von bestehenden Erlaubnisfeldern frei geworden. Allein die Verkleinerung des riesigen Erlaubnisfeldes Nordrhein-Westfalen Nord, in dem die Suche auf Kohleflözgas ausgerichtet ist, schlug mit über 4600 km² zu Buche.

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 2016.

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
21	Schongau (großr. Aufsuchung)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
22	Sternberger See (großr. Aufsuch.)	Terrain Energy Limited	Bayern
24	Weiden (großr. Aufsuchung)	Naab Energie GmbH	Bayern
25	Egming (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			
2	Grimmen 2	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
3	Plantagenetgrund KW	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
4	Stralsund KW	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
5	Anklam	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.
Bezirksregierung Arnsberg			
1	Münsterland West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
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

Fortsetzung Tab. 7			
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevissen-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
39	Altdendorf-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
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
50	Rheinland	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
51	Ruhr	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
52	Dasbeck	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
53	Rudolf	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
54	Donar	HammGas GmbH & Co. KG, Mingas-Power GmbH, Minegas GmbH	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
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
01_18	Bedekaspel Verkleinerung	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
08_03	Simonswolde-Verkleinerung	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
038	Hümmeling	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	ENGIE E&P 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-Erweiterung	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_04	Oldendorf Verkleinerung	Kimmeridge GmbH	Niedersachsen
12_05	Lüneburg-Verkleinerung	Kimmeridge GmbH	Niedersachsen
12_10	Heemsen-Verkleinerung	Kimmeridge 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	Kimmeridge GmbH	Niedersachsen
16_01	Hameln-West	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
16_02	Hameln-Ost	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen

Fortsetzung Tab. 7			
233	Heide-Restfläche	DEA Deutsche Erdoel AG	Schleswig-Holstein
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding GmbH, ENGIE E&P Deutschland GmbH	NI, SH (Nordsee)
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	ENGIE E&P 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, ENGIE E&P 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	Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
5	Reudnitz-Nordost	Bayerngas GmbH	Brandenburg
6	Reudnitz-Südost	Bayerngas GmbH	Brandenburg
7	Kerkwitz-Guben	ENGIE E&P 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	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
9	Hochstadt	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy Feldgesellschaft Steinfeld mbH, ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH, ENGIE E&P Deutschland GmbH	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
25	Edenkoben	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
31	Drusweiler	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
32	Neuburg am Rhein	ENGIE E&P 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			
1	Groß-Gerau	Überlandwerk Groß-Gerau GmbH	Hessen
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
20	Mittlerer Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim	Wintershall Holding GmbH	Baden-Württemberg
26	Rastatt-Lichtenau-Rheinau II	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
27	Karlsruhe-Leopoldshafen	ENGIE E&P 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

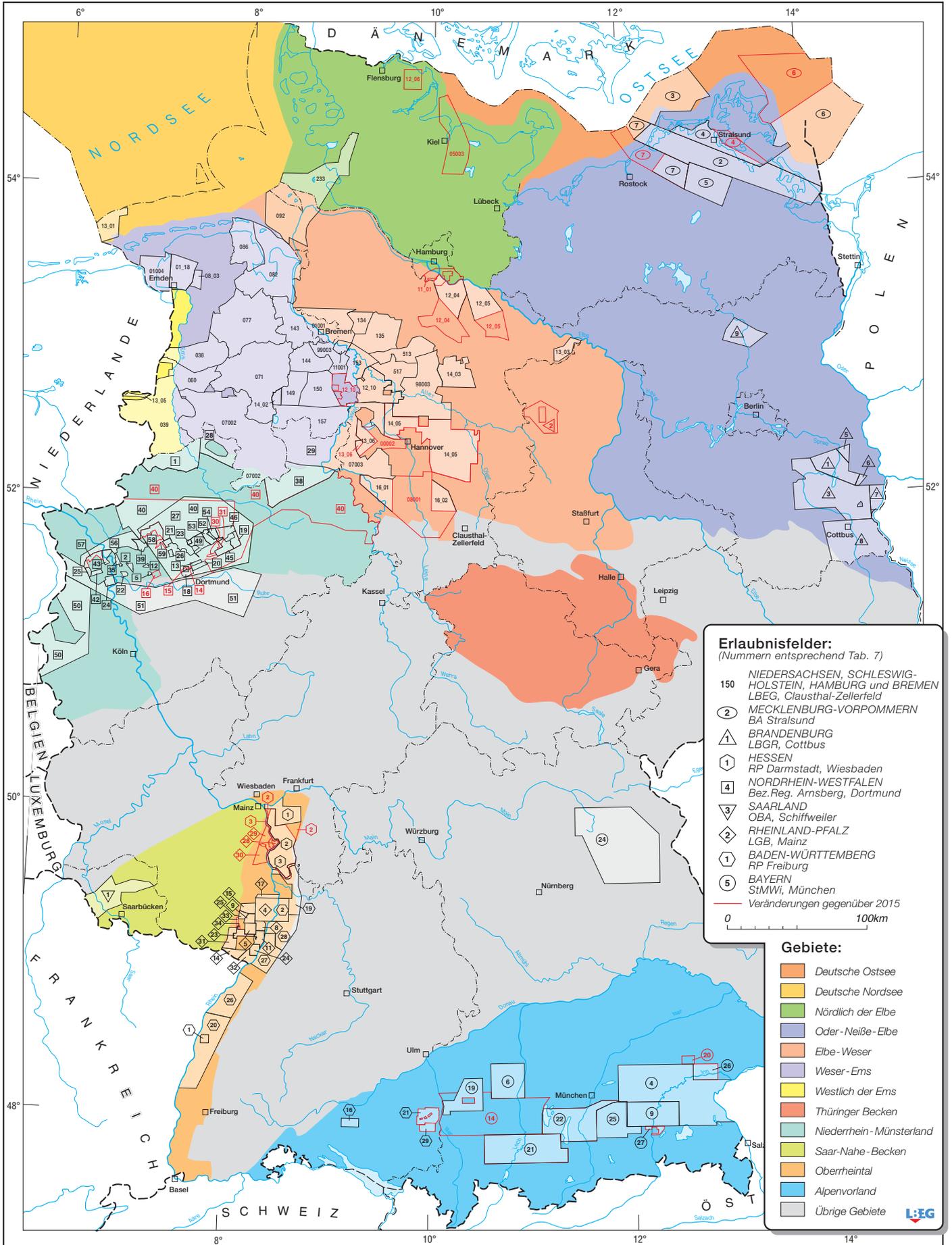
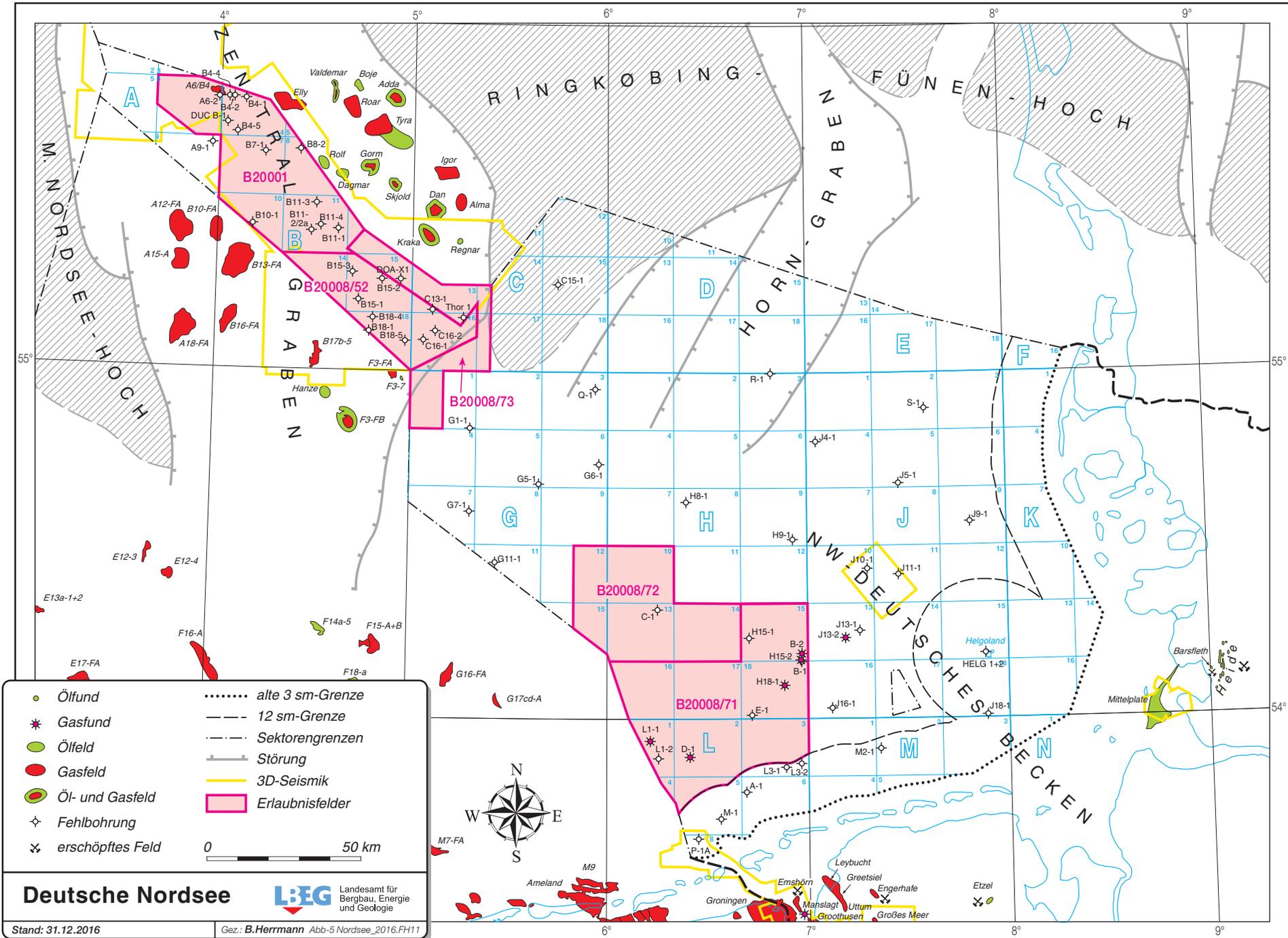


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2016. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

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



4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2016 2,36 Mio. t **Erdöl** einschließlich eines Kondensatanteils von 0,6 Prozent (Tab. 8). Das entspricht insgesamt einer Verringerung um 2,4 Prozent gegenüber 2015.

Die heimische Erdölproduktion in 2016 hat zu 2,2 Prozent zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 105,7 Mio. t (AGEB 2017) in Deutschland beigetragen.

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2016 bei 8,6 Mrd. m³(V_n) Rohgas (Tab. 8) bzw.

7,8 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 7,7 Prozent Rohgas bzw. 8,1 Prozent Reingas gegenüber dem Vorjahr.

Die letztjährige Rohgas- und Erdölgasproduktion hat den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 95,2 Mrd. m³ Reingas (AGEB 2017) zu 8,3 Prozent gedeckt.

4.1 Erdölförderung

Im Berichtsjahr 2016 wurden in Deutschland 2,36 Mio. t Erdöl einschließlich 0,6 Prozent Kondensat gefördert (Tab. 8). Die **Erdölproduktion** fiel damit um ca. 60 000 t (2,4 Prozent) unter den Wert des Vorjahres (Tab. 9 und Anl. 5).

Im **Ländervergleich** liegen die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 2,1 Mio. t Öl. Das sind fast 90 Prozent der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl in 2016 auf 1,3 Mio. t. Das sind 24 000 t

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2016.

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	251	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	37 008	1,6	12 697 030	0,1	1 144 468	1,8	13 841 498	0,2
Brandenburg	9 910	0,4	-	-	3 515 770	5,4	3 515 770	0,0
Hamburg	12 772	0,5	-	-	323 397	0,5	323 397	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	3 677	0,2	-	-	586 890	0,9	586 890	0,0
Niedersachsen	802 439	34,1	8 108 286 277	94,2	38 586 077	59,8	8 146 872 354	93,9
Rheinland-Pfalz	187 494	8,0	-	-	2 200 870	3,4	2 200 870	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	423 832 063	4,9	-	-	423 832 063	4,9
Schleswig-Holstein	1 301 478	55,3	43 340 542	0,5	18 200 133	28,2	61 540 675	0,7
Thüringen	-	-	20 068 912	0,2	-	-	20 068 912	0,2
Summe	2 355 028	100	8 608 224 824	100	64 557 605	100	8 672 782 429	100

weniger als 2015. Der Anteil an der Gesamtförderung liegt hier bei 55,3 Prozent. Auch Niedersachsen produzierte mit 802 439 t rund 15 000 t weniger. Das entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 34,1 Prozent. In Rheinland-Pfalz sank die Produktion um 15 000 t auf 187 494 t (Tab. 8). Der Anteil an der Gesamtförderung liegt damit bei 8 Prozent.

Nach **Regionen** aufgeschlüsselt fiel in den klassischen Erdölgebieten nördlich der Elbe die Produktion um 24 000 t. Auch westlich der Ems sank die Produktion um 2000 t und im Oberrheintal um 15 000 t.

Am Stichtag 31. Dezember 2016 standen wie im Vorjahr 50 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden ging um 40 auf nunmehr 991 zurück (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen 89,1 Prozent der Gesamtölförderung in 2016. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand mit 1,3 Mio. t um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,18 Mio. t (Tab. 10 und 12). In über der Hälfte der insgesamt 50 noch 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. Damit rutscht das Feld Römerberg im

Rheintal in Rheinland-Pfalz auf den dritten Platz.

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Jura gefördert. Mit 1,3 Mio. t Öl aus 28 Förderbohrungen produzierte das Feld 55 Prozent der deutschen Erdölerträge, allerdings 2016 rd. 24 000 t weniger als im Vorjahr. Das macht zwar nur 1,8 Prozent der Produktion aus, entspricht aber der Jahresförderung eines ganzen Feldes wie Meppen, das in der Produktionsstatistik an zehnter Stelle liegt. Die Bohrungen von Mittelplate hatten eine durchschnittliche Jahresfördermenge von 46 420 t Öl.

Im Ölfeld Rühle wird seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist produziert. Im Berichtszeitraum 2016 wurde mit 179 760 t rd. 10 000 t mehr Erdöl gefördert als in 2015. 182 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 988 t pro Bohrung entspricht.

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 fünf Bohrungen in Betrieb. Im achten Betriebsjahr wurde die Jahresproduktion mit 166 151 t Öl angegeben. Damit fiel die Förderung gegenüber 2015 um 12 108 t. Die Produktion entspricht einer Förderleistung von 33 230 t Erdöl pro Bohrung und damit zwei Drittel der Kapazität einer Mittelplatebohrung.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2012 bis 2016.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2012	2,621	78,197	49	1083
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

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2016.

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2016 t	kumulativ t	2016 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6/B4*	1974	Wintershall	1 707	799 949	-	-	*
SH	Nördlich der Elbe Mittelplate/Dieksand	1980	DEA	1 299 772	33 516 947	18 200 133	464 224 280	28
HH	Reitbrook-Alt	1937	ENGIE	2 240	2 595 073	134 115	55 931 158	14
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	ENGIE	5 242	3 414 085	94 247	53 494 189	7
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	20 044 746	-	880 593 612	-
	Summe Gebiet			1 307 254	59 570 851	18 428 495	1 454 243 239	49
	Oder/Neiße-Elbe							
BB	Kietz	1987	ENGIE	9 910	295 692	3 515 770	93 928 018	2
MV	Lütow	1965	ENGIE	2 173	1 348 679	334 940	645 960 008	3
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	ENGIE	1 504	116 969	251 950	27 424 830	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 554 781	-	613 914 857	-
	Summe Gebiet			13 587	3 316 120	4 102 660	1 381 227 713	7
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	ENGIE	1 612	897 922	24 338	16 677 396	13
NI	Eldingen	1949	EMPG	6 810	3 335 278	54 775	27 206 227	18
NI	Hankensbüttel	1954	D / EM	18 779	15 082 713	410 780	369 713 296	22
NI	Höver	1956	ENGIE	1 255	355 621	60 115	12 799 656	9
NI	Knesebeck	1958	ENGIE	9 372	3 484 418	113 516	28 518 925	14
NI	Lehrte	1952	5P	-	449 559	-	19 089 651	-
NI	Lüben	1955	EMPG	6 160	1 953 618	153 130	11 007 172	5
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	8 833	569 963	203 000	5 555 213	8
NI	Nienhagen	1861	EM / W	5 547	6 966 634	41 902	2 934 010	5
NI	Ölheim-Süd	1968	ENGIE	6 647	1 563 899	576 661	85 934 569	19
NI	Rühme	1954	EMPG	17 855	2 284 345	62 887	20 711 031	33
HH/NI	Sinstorf	1960	ENGIE	6 183	3 024 105	111 087	54 273 030	4
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 990	130 118	-	-	*
NI	Vorhop	1952	D / EN	15 314	3 016 675	1 411 153	185 851 973	22
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			2 957	184 379	-	-	-
				-	34 225 868	-	1 306 836 605	-
	Summe Gebiet			110 316	77 525 114	3 223 344	2 147 108 754	172
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	29 910	7 087 417	3 492 030	529 700 072	29
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	14 582	3 648 967	264 054	68 924 089	14
NI	Börger/Werlte	1977	ENGIE	47	128 675	2 462	6 414 561	0
NI	Bramberge	1957	ENGIE	77 455	19 979 205	6 492 632	1 104 008 633	36
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	4 809	2 695 352	166 872	130 102 382	8
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	EM / W	9 743	3 976 096	665 014	85 774 978	20
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	11 345	3 472 664	928 117	95 526 595	5
NI	Hagen	1957	EMPG	694	140 722	23 716	11 049 128	1
NI	Harme	1956	EMPG	84	343 874	25 121	51 499 315	-
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	4 113	2 306 242	387 882	222 632 697	10
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	1 050	121 393	24 822	7 256 143	3

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 2016

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat- förderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2016	kumulativ	2016	kumulativ	
	Fortsetzung Weser-Ems			t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
NI	Löningen	1960	EMPG	5 782	745 350	780 610	356 761 781	6
NI	Matrum	1982	EMPG	1 833	191 052	592 163	21 271 515	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	4 908	1 104 518	218 815	63 258 497	9
NI	Sögel	1983	ENGIE	-	28 825	-	1 457 211	-
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	51	1 026 435	-	28 270 095	-
NI	Voigtei	1953	EMPG	11 647	4 201 571	310 299	354 340 574	43
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	10 506	2 739 255	1 432 787	294 547 235	13
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	3 844	1 994 542	1 003 051	554 586 613	8
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			421	76 730	-	-	-
				-	3 737 836	-	264 482 943	-
	Summe Gebiet			192 825	59 746 720	16 810 447	4 251 865 057	209
	Westlich der Ems							
NI	Adorf	1948	ENGIE	7 233	1 780 860	294 459	60 938 363	4
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	153 317	10 752 756	1 790 622	152 192 342	121
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	80 691	19 157 832	4 617 962	1 786 888 476	114
NI	Meppen	1960	EMPG	21 546	3 280 518	1 066 655	153 026 018	17
NI	Ringe	1998	ENGIE	42 482	377 207	586 022	6 212 160	3
NI	Rühle	1949	EM / EN / W	179 760	34 875 544	7 927 384	1 699 656 470	182
NI	Scheerhorn	1949	ENGIE	18 747	8 944 318	2 364 217	530 887 538	33
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			814	350 250	-	-	-
				-	3 196 059	-	644 231 900	-
	Summe Gebiet			504 589	82 715 344	18 647 321	5 034 033 267	474
	Oberrheintal							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	4 403	1 384 472	103 100	30 821 028	9
RP	Landau	1955	Wintershall	16 536	4 534 573	214 356	17 740 725	53
RP	Römerberg	2003	ENGIE	166 151	1 157 766	1 681 073	10 311 360	5
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	403	42 035	202 341	14 824 546	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 641 345	-	36 195 778	-
	Summe Gebiet			187 494	8 760 192	2 200 870	109 893 437	68
	Alpenvorland							
BY	Aitingen	1976	Wintershall	28 769	1 562 331	1 065 857	97 818 667	8
BY	Hebertshausen	1981	DEA	1 727	150 891	-	1	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	6 498	52 995	78 611	758 897	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			265	24 167	-	-	-
				-	8 428 064	-	2 381 261 580	-
	Summe Gebiet			37 258	10 218 447	1 144 468	2 479 839 145	12
	Kondensat der Erdgasförderung							
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-
	Aus aufgegebenen Vorkommen							
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-
	Summe Deutschland			2 355 028	302 711 772	64 557 605	16 876 032 612	991

D: DEA, EM: EMPG, EN: ENGIE, W: Wintershall

5P: 5P Energy GmbH, DEA: DEA Deutsche Erdoel AG, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, ENGIE: ENGIE E&P Deutschland GmbH, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

An vierter Stelle steht das Ölfeld Emlichheim im Emsland, das vorwiegend aus dem Bentheim-Sandstein des Valangin produziert. Im Berichtszeitraum 2016 wurden 153 317 t Erdöl gefördert, 7376 t weniger als 2015. Jede der 121 Fördererinnen in Emlichheim erbrachte eine durchschnittliche Leistung von 1267 t Erdöl pro Jahr. Die Produktion aller weiteren Ölfelder liegt unter 100 000 t pro Jahr.

Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden in einigen Erdölfeldern tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser „Enhanced Oil Recovery (EOR)“-Maßnahmen wird die

Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht. Damit wird verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert.

In einer Scholle des Feldes Bockstedt läuft seit einiger Zeit ein Wasserflutprojekt unter Testbedingungen. Dem Flutwasser wird ein biologisch abbaufähiges Biopolymer auf Basis eines Pilzes beigegeben. Dieses verdickt das durchflutende Medium stark und optimiert so den Flutprozess.

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2014 bis 2016 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2014		2015		2016		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	5 759	0,2	2 161	0,1	1 707	0,1	799 949	0,3
Nördlich der Elbe	1 345 022	55,4	1 331 161	55,2	1 307 254	55,5	59 570 851	19,7
Oder/Neiße-Elbe	13 584	0,6	13 040	0,5	13 587	0,6	3 316 120	1,1
Elbe-Weser	119 780	4,9	117 835	4,9	110 316	4,7	77 525 114	25,6
Weser-Ems	209 184	8,6	199 243	8,3	192 825	8,2	59 746 720	19,7
Westlich der Ems	501 245	20,6	506 408	21,0	504 589	21,4	82 715 344	27,3
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	192 497	7,9	202 344	8,4	187 494	8,0	8 760 192	2,9
Alpenvorland	42 717	1,8	40 451	1,7	37 258	1,6	10 218 447	3,4
Summe	2 429 789	100	2 412 643	100	2 355 028	100	302 711 772	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2015 und 2016 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2015		2016		kumulativ		Fördererinnen in 2016
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 323 554	54,9	1 299 772	55,2	33 516 947	11,1	28
Rühle (NI)	170 044	7,0	179 760	7,6	34 875 544	11,5	182
Römerberg (RP)	178 259	7,4	166 151	7,1	1 157 766	0,4	5
Emlichheim (NI)	160 693	6,7	153 317	6,5	10 752 756	3,6	121
Georgsdorf (NI)	80 325	3,3	80 691	3,4	19 157 832	6,3	114
Bramberge (NI)	79 897	3,3	77 455	3,3	19 979 205	6,6	36
Ringe (NI)	41 393	1,7	42 482	1,8	377 207	0,1	3
Barenburg (NI)	28 011	1,2	29 910	1,3	7 087 417	2,3	29
Aitingen (BY)	30 582	1,3	28 769	1,2	1 562 331	0,5	8
Meppen (NI)	20 286	0,8	21 546	0,9	3 280 518	1,1	17
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

Chemische EOR-Verfahren oder CO₂-Flutungen werden in Deutschland nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten in 2016, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,4 Mio. t, einen Anteil von 12 Prozent. Damit gab es nur geringe Änderungen gegenüber dem Vorjahr mit 11,7 Prozent. Der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten lag 2016 bei rund 94,5 Prozent.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) blieb in 2016 wie in den Vorjahren bei 62 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 blieb in 2016 unverändert bei 25 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 verblieb in 2016 wie im Vorjahr bei

7 Prozent. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malm, Tertiär sowie des Perm folgen mit 3, 2 bzw. 1 Prozent (Anl. 7 und 9).

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug im Berichtsjahr 13 270 t. Das entspricht 0,6 Prozent der Gesamtoölförderung. 13 Prozent der heimischen Kondensatförderung fallen im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an (Tab. 10 und 11).

Bis Ende 2016 sind in Deutschland kumulativ ca. 303 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 34 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 883 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und der Reservoirigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2016 wurden in Deutschland 8,6 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 7,8 Mrd. m³(V_n) Reingas gefördert (Tab. 8). Die Erdgasproduktion fiel damit insgesamt um 0,7 Mrd. m³(V_n) Rohgas wie auch 0,7 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 7,7 Prozent Rohgas bzw. 8,1 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 8,1 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Das sind 0,73 Mrd. m³(V_n) oder 8,2 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt 94,2 Prozent. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 7,5 Mrd. m³(V_n) angegeben. Das sind 0,7 Mrd. m³(V_n) oder 8,3 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil an der Reingasförderung Deutschlands beträgt 96,9 Prozent. Das einheimische Erdgas ist somit ein bedeutender Wirtschaftsfaktor für das Land Niedersachsen. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 14 und 15).

Regional betrachtet wurden im Gebiet Weser-Ems 4,7 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert, was einem Rückgang von 0,4 Mrd. m³(V_n) entspricht. Die Reingasförderung fiel um 0,3 Mrd. m³(V_n)

auf 4,0 Mrd. m³(V_n). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 3,7 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert und damit 0,3 Mrd. m³(V_n) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging um 0,3 Mrd. m³(V_n) auf 3,5 Mrd. m³(V_n) gegenüber 2015 zurück.

In 2016 wurden zusätzlich noch rund 65 Mio. m³(V_n) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (60 Prozent) und Schleswig-Holstein (28 Prozent), gefolgt von Brandenburg mit 5 Prozent produziert (Tab. 8).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 77 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2016 fördernden Sonden ist von 476 im Vorjahr auf 469 gefallen (Tab. 13).

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2016 wieder zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 16).

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Dort wurden im Berichtszeitraum 1,1 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Völkersen/Völkersen-Nord mit knapp 1,0 Mrd. m³(V_n) Gas. Beide Felder fördern aus dem Rotliegend. An dritter Stelle folgt Goldenstedt/Visbek mit ca. 0,9 Mrd. m³(V_n) Gas aus dem Zechstein (Tab. 16).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2012 bis 2016.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)		
2012	11 705 661	78 197	11 783 857	81	497
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

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2016 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2016 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	43 340 542	9 307 530 166	3
NI	Elbe-Weser Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	29 800 360	1 905 857 568	1
NI	Becklingen	1985	DEA	17 214 214	1 288 248 368	2
NI	Böstlingen	2012	EMPG	12 983 611	207 385 452	1
NI	Dethlingen	1971	D / EM	98 302 579	23 789 475 876	3
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	43 290 363	2 548 193 281	2
NI	Husum / Schneeren	1986	EM / EN	156 367 674	11 618 947 881	8
NI	Imbrock	1995	EMPG	28 882 628	1 053 781 811	2
NI	Lüchow / Wustrow	1966	ENGIE	57 250	10 631 465 606	-
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	-	150 277 766	-
NI	Rotenburg / Taaken	1982	D / EM	1 083 224 354	61 537 013 104	27
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	ENGIE	423 832 063	211 179 266 789	135
NI	Söhlingen	1980	EMPG	392 261 786	41 904 541 562	18
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	29 630 135	6 407 273 618	1
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	46 765 867	2 736 470 879	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	13 573 055	1 404 059 661	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	DEA	975 844 268	22 020 828 797	15
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	222 947 985	14 416 043 658	10
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	DEA	47 085 711	1 757 490 899	2
NI	Weissenmoor	1996	DEA	116 387 465	1 994 673 384	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	2 021 226 532	-
	Summe Gebiet			3 738 451 368	420 863 549 992	235
NI	Weser-Ems Apeldorn	1963	ENGIE	121 844 290	5 878 871 020	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	450 303 483	19 172 892 429	9
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	66 915 889	4 060 012 510	3
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	64 100 524	6 370 058 059	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	56 217 958	17 076 325 362	3
NI	Barrien	1964	Wintershall	42 557 710	12 780 935 415	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	204 448 803	11 234 499 251	5
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	15 869 980	478 048 666	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	52 048 395	8 601 784 127	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	217 613 566	4 507 805 764	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	32 771 624	17 534 187 859	3
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	9 459 866	913 613 887	5
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	3 140 126	1 324 092 891	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	266 323 359	4 593 687 420	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	868 801 501	63 811 932 026	21
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	EM / EN	8 023 995	2 559 306 947	2
NI	Großes Meer	1978	ENGIE	-	422 906 870	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	594 891	222 731 220	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	406 074 197	35 683 378 011	11
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	162 908 608	64 569 706 570	11
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	197 331 770	26 418 335 747	13
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	123 343 411	16 250 784 289	2
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 084 004	192 735 834	1
NI	Leer	1984	ENGIE	26 086 107	805 066 935	1
NI	Lönigen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	-	463 801 555	-
NI	Neubrichhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	11 959 154	2 636 144 739	7
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	40 231 407	8 715 396 423	4
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	6 121 098 906	-
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	EM / W	124 363 037	14 950 021 324	9
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	EM / W	77 018 481	32 646 285 578	7
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	367 895 001	29 700 244 656	10

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2016

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2016 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	42 975 992	1 198 745 516	3
NI	Uphuser Meer	1981	ENGIE	4 456 746	204 892 740	1
NI	Uttum	1970	EMPG	31 456 689	1 408 565 317	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	3 753 874	140 028 472	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	2 470 554	94 114 460	1
NI	Varnhorn / Quaaadm./ Wöstendöllen ...	1968	EMPG	494 815 426	28 632 260 666	13
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	30 464 513	793 638 825	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	18 508 656	4 605 496 658	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	82 426 067 090	-
	Summe Gebiet			4 651 233 587	540 614 308 561	178
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	ENGIE	9 038 920	769 461 968	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	EM / EN	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	-	764 950 084	-
NI	Bentheim	1938	ENGIE	2 413 919	3 558 588 347	1
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	4 035 456	961 632 030	2
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	6 236 588	3 303 547 495	3
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	2 860 285	247 384 459	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	748	2 907 886 942	0
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	9 665 144	1 013 637 018	2
NI	Frenswegen	1951	ENGIE	2 075 376	261 801 138	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	ENGIE	3 188 725	1 355 474 509	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	ENGIE	34 873 411	5 717 341 799	6
NI	Kalle (Karbon)	1958	ENGIE	-	534 361 600	-
NI	Kalle (Zechstein)	1958	ENGIE	7 030 198	3 460 017 332	1
NI	Ratzel (Buntsandstein)	1964	ENGIE	-	2 256 800	-
NI	Ratzel (Karbon)	1965	ENGIE	-	436 967 600	-
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	ENGIE	3 797 584	911 112 987	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	ENGIE	32 937 122	830 075 249	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	7 312 972	667 222 786	2
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	4 565 218	2 824 597 389	1
NI	Wielen (Karbon)	1959	ENGIE	535 700	328 430 574	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	ENGIE	11 866 019	3 202 843 697	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 160 501 175	0
	Summe Gebiet			142 433 385	39 916 561 688	30
Thüringer Becken						
TH	Fahner Höhe	1960	ENGIE	1 459 982	98 016 191	4
TH	Kirchheilingen	1958	ENGIE	478 188	301 667 736	4
TH	Langensalza-Nord	1935	ENGIE	2 709 955	285 170 841	6
TH	Mühlhausen	1932	ENGIE	15 420 787	2 031 409 759	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	-
	Summe Gebiet			20 068 912	6 304 522 575	23
Alpenvorland						
BY	Assing	2009	RAG	-	1 197 709	-
BY	Inzenham-West	1971	DEA	12 697 030	1 028 645 980	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 542 874 284	-
	Summe Gebiet			12 697 030	17 572 717 973	2
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700	-
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	-
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968	-
	Oberrhoeintal			-	1 052 490 217	-
Summe Deutschland				8 608 224 824	1 037 059 281 840	469

D: DEA, EM: EMPG, EN: ENGIE, W: Wintershall

5P: 5P Energy GmbH, DEA: DEA Deutsche Erdoel AG, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, ENGIE: ENGIE E&P Deutschland GmbH, RAG: Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2016 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. 2016 standen in diesem Feld 135 Sonden in Betrieb die insgesamt 424 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 400 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ bedeutet das eine Steigerung um 6 Prozent. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel weist allerdings einen hohen Stickstoffanteil auf und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem „Groningen-

Brennwert“ (s. Kap. 5.3) liegt. Die Reingasmenge betrug demnach nur rund 153 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (BVEG 2017).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee, A6/B4, produzierte in 2016 rund 43 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ hochkalorisches Rohgas aus drei Bohrungen. Damit fiel die Förderung gegenüber dem Vorjahr um 29 Prozent. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von $11,9 \text{ kWh}/\text{m}^3(\text{V}_n)$ lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 63 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (BVEG 2017). Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 1707 t Erdgaskondensat an.

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2014 bis 2016 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2014		2015		2016		kumulativ	
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	%						
Nordsee	119 571	1,2	61 150	0,7	43 341	0,5	9 307 530	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	4 159 494	41,3	4 053 998	43,5	3 738 451	43,4	420 863 550	40,6
Weser-Ems	5 586 165	55,5	5 014 016	53,8	4 651 234	54,0	540 614 309	52,1
Westlich der Ems	168 448	1,7	162 691	1,7	142 433	1,7	39 916 562	3,8
Thüringer Becken	19 800	0,2	20 208	0,2	20 069	0,2	6 304 523	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	6 548	0,1	10 909	0,1	12 697	0,1	17 572 718	1,7
Summe	10 060 025	100	9 322 973	100	8 608 225	100	1 037 059 282	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2015 und 2016 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2015		2016		kumulativ		Fördersonden in 2016
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	%	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	%	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	1 171 182	12,6	1 083 224	12,6	61 537 013	5,9	27
Völkersen (NI)	1 092 418	11,7	975 844	11,3	22 020 829	2,1	15
Goldenstedt/Visbek (NI)	979 002	10,5	868 802	10,1	63 811 932	6,2	21
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	543 614	5,8	494 815	5,7	28 632 261	2,8	13
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	441 981	4,7	450 303	5,2	19 172 892	1,8	9
Salzwedel (ST)	399 501	4,3	423 832	4,9	211 179 267	20,4	135
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	448 430	4,8	406 074	4,7	35 683 378	3,4	11
Söhlingen (NI)	442 947	4,8	392 262	4,6	41 904 542	4,0	18
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	414 459	4,4	367 895	4,3	29 700 245	2,9	10
Goldenstedt/Oythe (NI)	279 114	3,0	266 323	3,1	4 593 687	0,4	5
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2017

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2017 auf 31,8 Mio. t Erdöl und liegen damit um 2,1 Mio. t oder 6,2 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 17 und Anl. 11). Die Veränderungen der ausgewiesenen Reserven der einzelnen Felder wurden von den Unternehmen mit der entnommenen Fördermenge und dem anhaltend niedrigen Ölpreis begründet. In einigen Feldern führten Neubewertungen aber auch zur Anhebung der Reserven.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2017 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe stiegen die Reserven um 0,5 Mio. t gegenüber dem

Vorjahr. Im Oberrheintal hingegen sanken die ausgewiesenen Reserven um 1,2 Mio. t. Auch in den alten Förderregionen westlich der Ems fielen die Reserven um 1,3 Mio. t sowie zwischen Weser und Ems um 317 000 t (Tab. 17).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 16,2 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 652 000 t (4,2 Prozent) mehr als im Vorjahr. Das sind 50,8 Prozent der deutschen Erdölreserven. In Rheinland-Pfalz hingegen fielen die Reserven um 1,2 Mio. t auf 7,9 Mio. t. Damit lagern hier 24,9 Prozent der Reserven. Für Niedersachsen wurden mit 6,7 Mio. t Erdöl 1,67 Mio. t weniger gemeldet. Somit liegt Niedersachsen mit 21,1 Prozent auf dem dritten Platz (Tab. 17).

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2017 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2016			Produktion	Reserven am 1. Januar 2017		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2016	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,240	0,027	0,266	0,037	0,258	0,052	0,310
Brandenburg	0,065	0,025	0,090	0,010	0,183	0,087	0,270
Hamburg	0,002	0,523	0,525	0,013	0,004	0,419	0,423
Mecklenburg-Vorpommern	0,006	0,023	0,028	0,004	0,000	0,037	0,037
Niedersachsen	6,463	1,924	8,387	0,802	5,238	1,478	6,716
Rheinland-Pfalz	4,096	5,032	9,128	0,187	2,788	5,135	7,923
Schleswig-Holstein	9,453	6,053	15,506	1,301	9,697	6,460	16,158
Gebiet							
Nordsee	0,003	0,000	0,004	0,002	0,003	0,000	0,004
Nördlich der Elbe	9,450	6,520	15,969	1,307	9,696	6,792	16,488
Oder/Neiße-Elbe	0,070	0,048	0,118	0,014	0,183	0,124	0,306
Elbe-Weser	0,713	0,312	1,024	0,110	0,671	0,315	0,986
Weser-Ems	1,955	0,517	2,472	0,193	1,755	0,400	2,155
Westlich der Ems	3,797	1,152	4,948	0,505	2,814	0,850	3,664
Oberrheintal	4,096	5,032	9,128	0,187	2,788	5,135	7,923
Alpenvorland	0,240	0,027	0,266	0,037	0,258	0,052	0,310
Summe Deutschland	20,323	13,606	33,930	2,355	18,168	13,667	31,835
Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg. Anteil im oberen Teil der Tabelle nicht enthalten, da keine Reserven.							

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit den Reserven des Vorjahres zeigt, dass ein kleiner Teil der Fördermenge in 2016, und zwar etwa 0,3 Mio. t, durch zusätzliche Reserven ersetzt werden konnte.

Der **Reserven-/Verbrauchsquotient** aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge verringerte sich zum Stichtag der Reservenberechnung auf 13,5 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 14,1 Jahren. Der Reserven-/Verbrauchsquotient (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der

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

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung 55 Prozent der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 24 Prozent in Gesteinen der Trias und 15 Prozent in der Unterkreide. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (1,6 Prozent), im Tertiär (1,5 Prozent) sowie im Zechstein (1 Prozent) und der Oberkreide (0,8 Prozent) (Anl. 8 und 9).

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2017

Am 1. Januar 2017 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 70,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 4,3 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 5,8 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 65,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angegeben und lagen damit 2,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 3,3 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 2017 mit 35,8 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven in dem Gebiet Weser-Ems. Das sind 3,9 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ weniger als 2016. Für den Raum Elbe-Weser wurden 33,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei nur 0,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (Tab. 5 / Abb. 5). Die Reingasreserven

verteilen sich hauptsächlich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 33,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ und Weser-Ems mit 30,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Hier sind 0,2 bzw. 1,9 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 lagern der aktuellen Statistik nach mit 68,8 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas 4,3 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ weniger als 2016. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt 98,2 Prozent (Tab. 7 / Abb. 7). Die Reingasreserven werden in Niedersachsen mit 64,8 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angegeben und verringerten sich gegenüber dem Vorjahr um 2,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Das entspricht einem Anteil von 99,1 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 die Hälfte der in 2016 geförderten Rohgasmenge, also 4,3 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$, bzw. fast drei Viertel der in 2016 geförderten Reingasmenge, und zwar 5,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$, durch zusätzliche Reserven ersetzt werden konnte.

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2017 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2016			Produktion	Reserven am 1. Januar 2017		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2016	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,035	0,059	0,094	0,013	0,031	0,045	0,076
Niedersachsen	45,268	27,868	73,136	8,108	40,942	27,888	68,830
Sachsen-Anhalt	0,892	0,047	0,939	0,424	1,014	0,053	1,067
Schleswig-Holstein	0,115	0,013	0,128	0,043	0,051	0,006	0,057
Thüringen	0,080	0,012	0,092	0,020	0,071	0,010	0,080
Gebiet							
Nordsee	0,115	0,013	0,128	0,043	0,051	0,006	0,057
Elbe-Weser	19,325	13,934	33,259	3,738	19,780	13,373	33,152
Weser-Ems	26,014	13,688	39,703	4,651	21,637	14,178	35,815
Westlich der Ems	0,820	0,293	1,113	0,142	0,540	0,390	0,930
Thüringer Becken	0,080	0,012	0,092	0,020	0,071	0,010	0,080
Alpenvorland	0,035	0,059	0,094	0,013	0,031	0,045	0,076
Summe Deutschland	46,390	27,999	74,389	8,608	42,109	28,002	70,111
Volumenangaben in Normkubikmetern							

Der **Reserven-/Verbrauchsquotient**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven und der letztjährigen Fördermenge, steigt marginal zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2017 auf 8,1 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 8,0 Jahren. Der Reserven-/Verbrauchsquotient (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 81 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 43 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 39 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.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2017 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2016			Produktion	Reserven am 1. Januar 2017		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2016	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,039	0,067	0,106	0,014	0,035	0,051	0,087
Niedersachsen	41,327	25,664	66,992	7,546	38,739	26,042	64,782
Sachsen-Anhalt	0,315	0,017	0,332	0,153	0,358	0,019	0,377
Schleswig-Holstein	0,072	0,000	0,072	0,063	0,062	0,007	0,069
Thüringen	0,055	0,008	0,062	0,013	0,047	0,006	0,053
Gebiet							
Nordsee	0,072	0,000	0,072	0,063	0,062	0,007	0,069
Elbe-Weser	19,459	14,178	33,637	3,543	19,826	13,639	33,465
Weser-Ems	21,332	11,247	32,579	4,008	18,703	12,016	30,719
Westlich der Ems	0,852	0,255	1,107	0,148	0,568	0,406	0,974
Thüringer Becken	0,055	0,008	0,062	0,013	0,047	0,006	0,053
Alpenvorland	0,039	0,067	0,106	0,014	0,035	0,051	0,087
Summe Deutschland	41,809	25,755	67,564	7,789	39,242	26,125	65,368

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, vertragsmäßigen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Unsicherheiten behaftet (PORTH et al. 1997).

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

maßgeblich durch die Förderraten bestimmt. Im Allgemeinen gilt: 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 Überbergeanlagen, 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 müssen etwa 92 Prozent des verbrauchten Erdgases eingeführt werden (Tab. 20). Untertage-Erdgasspeicher spielen bei der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland eine zentrale Rolle. Die Untertage-Gasspeicherung zeigt seit Beginn der Gasversorgung bis zum Jahr 2016 einen nahezu stetigen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher. Dieser Aufwärtstrend wurde bisher lediglich unterbrochen durch die Schließung des Porenspeichers Dötlingen in 2011 und einer Reduzierung der Speicherkapazität des Porenspeichers Bierwang in 2015. Auch im Berichtsjahr 2016 wurde in zwei Porenspeichern, Kalle in Niedersachsen und Buchholz in Brandenburg, der Stilllegungsprozess eingeleitet bzw. fortgeführt. Die verlorene Speicherkapazität konnte jedoch im Berichtsjahr durch die Inbetriebnahme von neuen Salzkavernen in Jemgum und Empelde kompensiert werden, so dass der Aufwärtstrend des deutschen Arbeitsgasvolumens nicht gestoppt wurde.

Die Stilllegungen bestätigen dabei die Beobachtung der jüngeren Vergangenheit, nämlich dass die Salzkavernenspeicher gegenüber den Porenspeichern an Bedeutung gewonnen haben, u.a. wegen ihrer höheren Flexibilität bei der Ein- und Auspeisung des Erdgases.

Eine weitere Stilllegung für das Jahr 2017 ist bereits angekündigt: Der Betrieb des Aquiferspeichers in Berlin und die Vermarktung seiner Speicherkapazitäten wird zum 1. April 2017 eingestellt.

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, Auspeisung im Winter – hat dadurch an Bedeutung verloren.

Tab. 20: Versorgung des deutschen Erdgasmarktes nach Herkunftsländern (BVEG 2017).

Bezugsland	Anteil in %	
	2015	2016
Deutschland	9	8
Niederlande	26	22
Norwegen	31	30
Russland und Sonstige (DK, UK etc.)	34	40

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. Einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das

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

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

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch¹

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tabelle 21 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge (AGEB 2017). Sein Anteil am Energiemix ist um 1,7 Prozentpunkte auf 22,6 Prozent gestiegen und hat somit den höchsten Zuwachs der einzelnen Energieträger zu verzeichnen.

Vorwiegend durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Erdgasför-

derung um rd. 8 Prozent auf 7,9 Mrd. m³(V_n)¹ zurück (s. Kap. 4). Der Erdgasverbrauch von rd. 95 Mrd. m³(V_n)¹ lag um rd. 10 Prozent höher als im Vorjahr (AGEB 2017, o.a. Verbrauchszahl aus Angaben in Mrd. kWh errechnet). Insbesondere die im Vergleich zum Vorjahr kühlere Witterung in der Heizperiode, aber auch andere Faktoren, die dem Jahresbericht der AGEB (2017) entnommen werden können, führten zu diesem Anstieg.

Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2017).

Energieträger	Anteile in %	
	2015	2016
Mineralöl	33,9	34,0
Erdgas	20,9	22,6
Steinkohle	13,0	12,2
Braunkohle	11,8	11,4
Kernenergie	7,6	6,9
Erneuerbare Energien und Sonstige, inkl. Stromaustauschsaldo	12,8	13,0

¹ Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert H_s mit 9,77 kWh/m³(V_n) (früher „oberer Brennwert H_o“). 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. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der spezifische Heizwert H_i (früher „unterer Brennwert H_u“) als Bezugsgröße verwendet.

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2016 (Stichtag: 31. Dezember 2016)

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 Erdöl, Erdgas 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 (Stand Dezember 2016) als Download verfügbar ist (<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/Bergbaustatistiken/bergbau-in-der-brd-bergwirtschaft-statistik-2015.html>).

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Porenspeicher werden vorzugsweise in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquiferen eingerichtet. Sie liegen 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 tiefe-

ren Untergrundes, der Dichtheit der geologischen Barriere-Horizonte und der Leistungsfähigkeit. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Aquiferspeicher müssen dagegen gänzlich neu exploriert werden hinsichtlich der Größe des Aquifer-Porenvolumens, der Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, des Nachweises von Störungsbahnen, des Druck-Volumen-Verhaltens im Betrieb usw. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und dem Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Oberste Prämisse ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtheit) grundsätzlich die anspruchsvollsten Speichertypen.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist.

Die Lage von Kavernenspeichern ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage für Kavernenspeicher sind Standorte in Küstennähe, wo nach Umweltverträglichkeitsprüfungen der Bau von Leitungen für eine Soleeinleitung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung grundsätzlich möglich ist. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet man bei LANGER & SCHÜTTE (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland findet man auf dem Kartenserver des LBEG (Quelle: BGR, Maßstab 1:500.000).

Tab. 22: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2016).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	9,4	14,8	24,2
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ^①	Mrd. m ³ (V _n)	9,5	14,8	24,3
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	157	519	676
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ¹⁾	Tage	60	29	36
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		18	32	50
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ^②	Mrd. m ³ (V _n)	0	3,5	3,5
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" ²⁾		0	5	5
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	9,5	18,3	27,8

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

Tabelle 22 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 24,2 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 der Porenspeicher Buchholz und Kalle einerseits, und dem Zuwachs von Speicherkapazität durch die Inbetriebnahmen von Kavernen in Jemgum und Empelde andererseits.

Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 32 Kavernenspeichern „in Betrieb“ hat sich somit gegenüber dem Vorjahr durch die Umsetzung von geplanten Erweiterungen um sechs Kavernen auf nunmehr 266 erhöht. Etwa 61 Prozent des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland sind in Kavernenspeichern und ca. 39 Prozent in Porenspeichern verfügbar.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurde aufgrund der o. g. Inbetriebnahme neuer Speicherkavernen mit 3,5 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas rd. 0,5 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 27,8 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr 28,3) verfügbar sein. Für den

geplanten Kavernenspeicher in Peckensen (4 Kavernen) wurden 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. 4 Kavernen theoretisch weitere 0,2 Mrd. m³(V_n) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Tabellen 24, 25a und 25b 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 23 dargestellt.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 24, 25a und 25b 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 Endausbau“ abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das "maximale Arbeitsgasvolumen"

Tab. 23: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2016).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt- volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnah- merate
			Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	213	42	42	120
Bayern	Porenspeicher	6	7 146	3 004	3 004	2 570
Berlin	Porenspeicher	1	573	143	180	225
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (2)	171	135	135	140
Bremen	Kavernenspeicher	2 (4)	322	229	229	540
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 (99)	10 218	7 284	7 293	8 722
	Porenspeicher	2	8 579	5 240	5 240	2 850
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	9 (84)	4 847	3 741	3 741	7 090
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	6 (67)	3 804	2 911	2 911	4 518
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (3)	118	76	111	100
Thüringen	Porenspeicher	2	620	252	252	187
Summen Deutschland	Kavernenspeicher	32 (266)	19 983	14 758	14 802	21 610
	Porenspeicher	18	18 535	9 426	9 463	6 555
Gesamt		50	38 518	24 184	24 265	28 165

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

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. Er wurde Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben.

Tab. 24: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
<i>in Betrieb</i>						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
Berlin	BE	Berliner Erdgasspeicher GmbH & Co. KG / GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750 - 1000	Buntsandstein	573	143	180	225
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1000	1000	1200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG, Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	992	992	520
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Storage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	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 - 1800	Muschelkalk	153	12	12	75
Hähnlein	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	DEA Speicher GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG	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	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	180
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	1500	Buntsandstein	1579	840	840	450
Wolfersberg	BY	bayernugs GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär	583	365	365	240
Summe						18535	9426	9463	6555

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2016. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.
Bundeslandkürzel: BE: Berlin, BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen

Tab. 25a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Ort	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780 - 950	Zechstein 2	905	723	723	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	33	500 - 700	Zechstein 2	1334	1026	1026	1000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1300 - 1780	Zechstein 2	235	156	156	360
Bremen-Lesum-Wesernetz	HB	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	87	73	73	180
Burggraf-Bernsdorf	ST	ONTRAS Gastransport GmbH	.. ²⁾	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1300 - 1800	Zechstein 2	560	364	364	510
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1000 - 1400	Zechstein	136	97	97	400
Epe-KGE	NW	Kommunale Gasspeicher-Ges. Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	260	196	196	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	425	306	306	700
Epe-RWE, H-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	534	418	418	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	4	1160 - 1280	Zechstein	252	184	184	400
Epe-RWE, NL	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	6	1160 - 1280	Zechstein	396	303	303	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	259	199	199	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2375	1860	1860	2900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Statoil Deutschland Storage GmbH / TRIUVA GmbH	19	900 - 1100	Zechstein 2	1695	1218	1218	1320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / TRIUVA GmbH	6	1150 - 1200	Zechstein 2	874	628	628	790
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / TRIUVA GmbH	19	1150 - 1200	Zechstein 2	2746	1999	1999	2250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH „Crystal“ / TRIUVA GmbH	4	1150 - 1200	Zechstein 2	640	400	400	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1155 - 1670	Zechstein	189	118	127	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	562	375	375	250
Jemgum-WINGAS	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	5	1000 - 1600	Zechstein 2	452	346	346	492
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	4	500 - 700	Zechstein 2	236	204	204	900
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	3	1300 - 1750	Rotliegend	118	76	111	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910 - 1450	Zechstein	325	272	272	400
Krummhörn	NI	Uniper Energy Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	275	216	216	280
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1794	1312	1312	1480
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1300 - 1450	Zechstein	643	405	405	1108
Reckrod	HE	Gas-Union Storage GmbH / Gas-Union GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	2	900 - 1200	Zechstein	171	135	135	140
Staßfurt	ST	innogy Gas Storage NWE GmbH	8	400 - 1130	Zechstein	681	550	550	550
Xanten	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	8	1000	Zechstein	210	178	178	320
Summe			266			19983	14758	14802	21610

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2016. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. 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. 25b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Ort	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein	k.A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	26	1150 - 1200	Zechstein 2	3300		2200	
Jemgum-WINGAS	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	13	1000 - 1600	Zechstein 2	1168		854	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	8	500 - 700	Zechstein 2	472		409	
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	4	1100 - 1400	Zechstein	k.A.		k.A.	
Summe			52			4940		3513	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2016. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.
Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt

7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 26 die geografische Lage und die Kenndaten der 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), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2015/2016 über einen Vorrat von 23,6 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 4,4 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. 26: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Ort	Bundesland	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-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 3 1	Rohöl Benzin Heizöl	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	3	Rohöl, Mineralölprodukte	zurzeit außer Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH (bis 30.06.2016 IVG Caverns GmbH)	Salzstock-Kavernen	800-1600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	NI	Wintershall Holding GmbH	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagen-gesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	37	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe					105		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2016

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

8 Literatur und nützliche Links

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2017): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016. - Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de

BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E.V. (BVEG) (2017): Statistischer Jahresbericht 2016, Hannover.

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2016): Geschäftsbericht 2015/2016. - Hamburg. www.ebv-oil.de

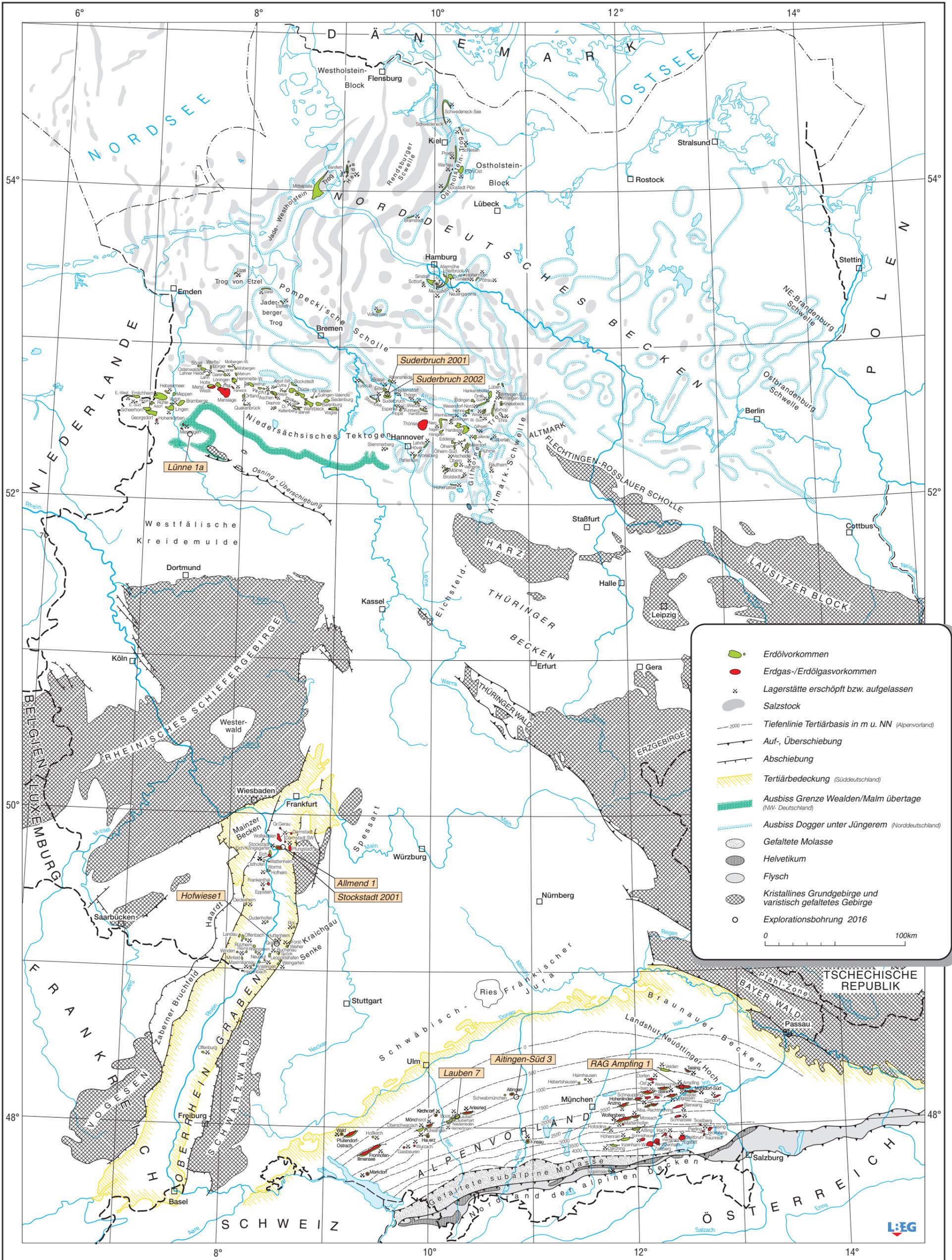
LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch., Heft 20, S. 63-69; Hannover.

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

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

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

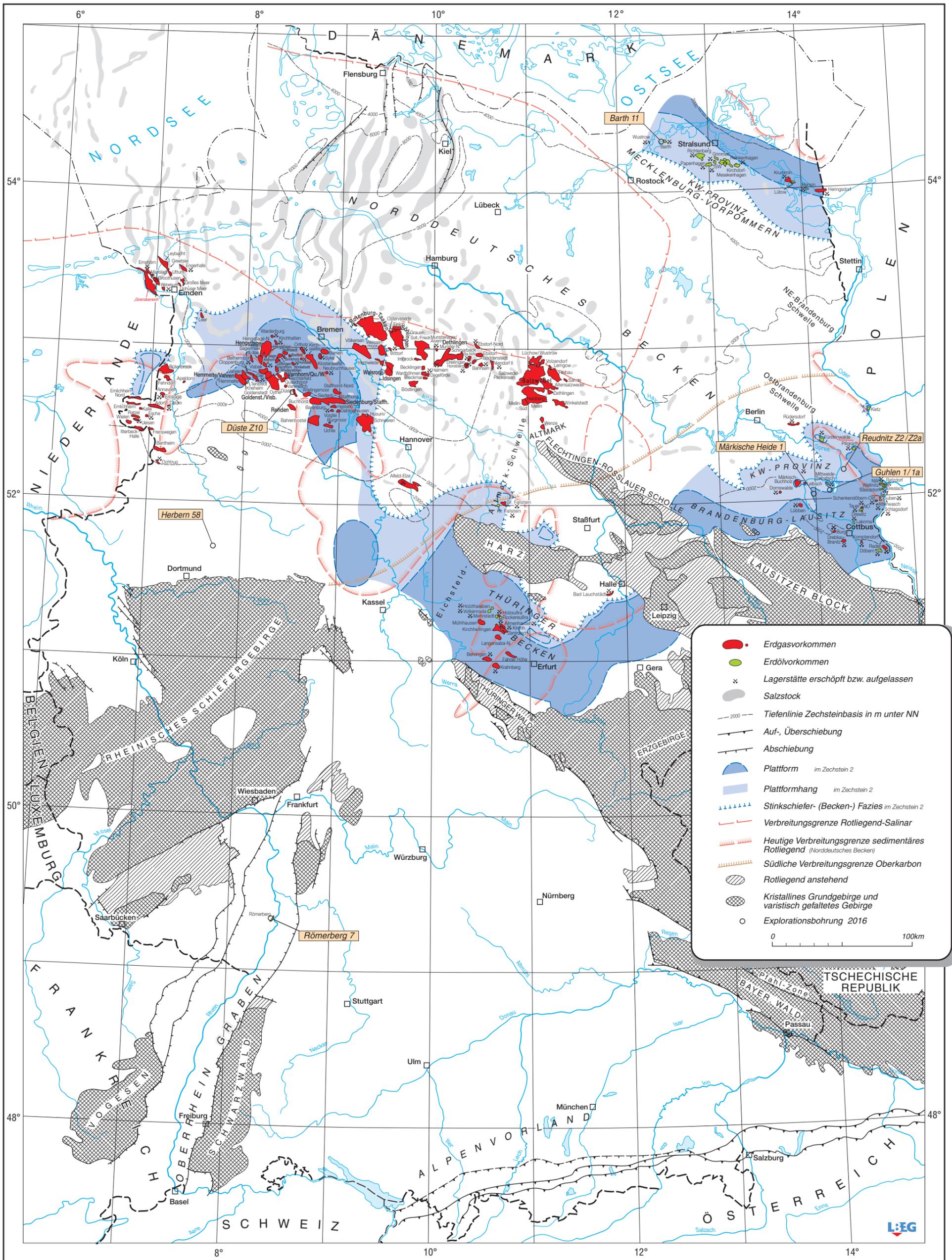


- Erdölvorkommen
- Erdgas-/Erdölgasvorkommen
- ∗ Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
- Salzstock
- 2000 Tiefenlinie Tertiärbasis in m u. NN (Alpenvorland)
- Auf-, Überschiebung
- ← Abschiebung
- ▨ Tertiärbedeckung (Süddeutschland)
- ▨ Ausbiss Grenze Wealden/Malm übertage (NW- Deutschland)
- ▨ Ausbiss Dogger unter Jüngerem (Norddeutschland)
- ▨ Gefaltete Molasse
- ▨ Helvetikum
- ▨ Flysch
- ▨ Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
- Explorationsbohrung 2016

0 100km

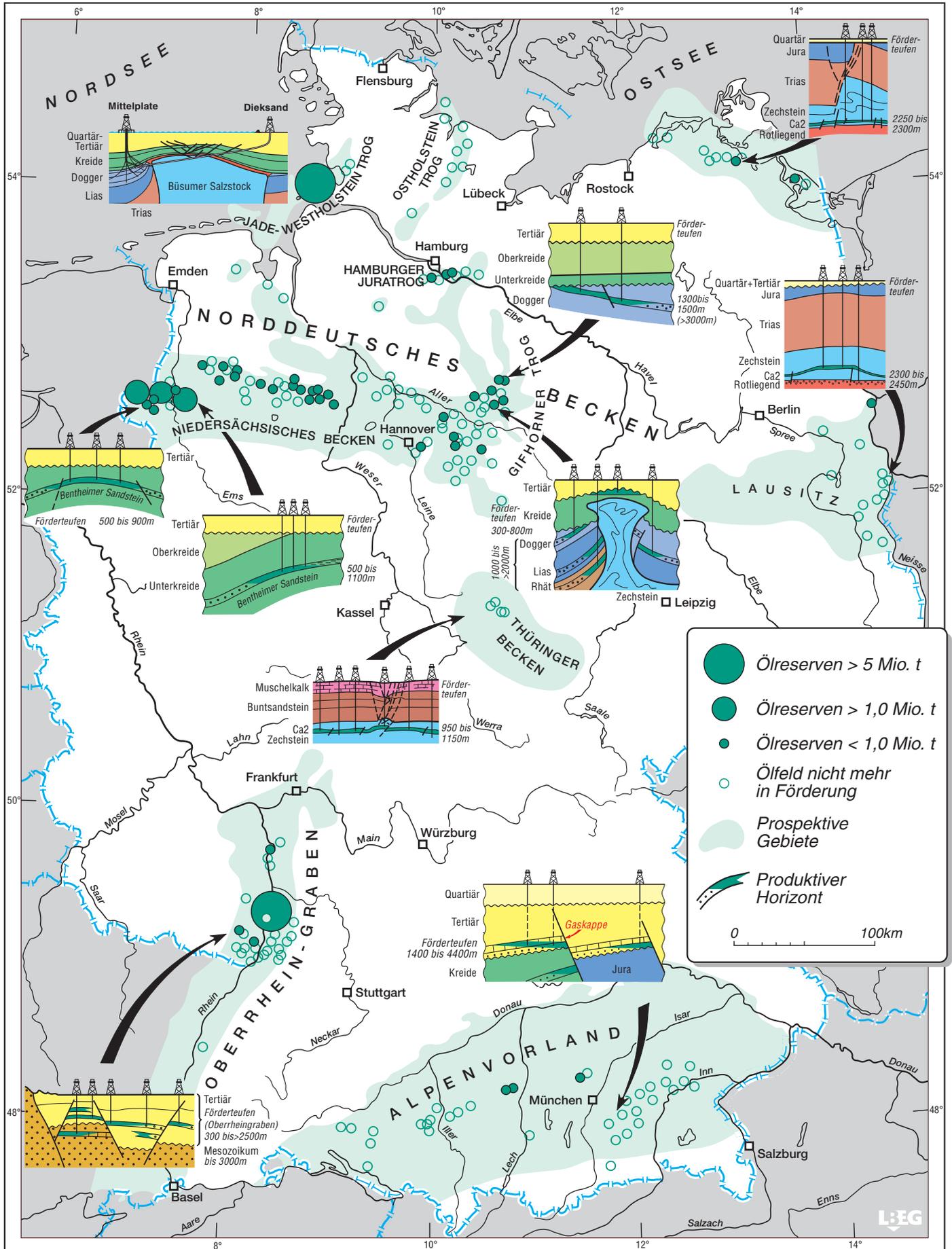
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

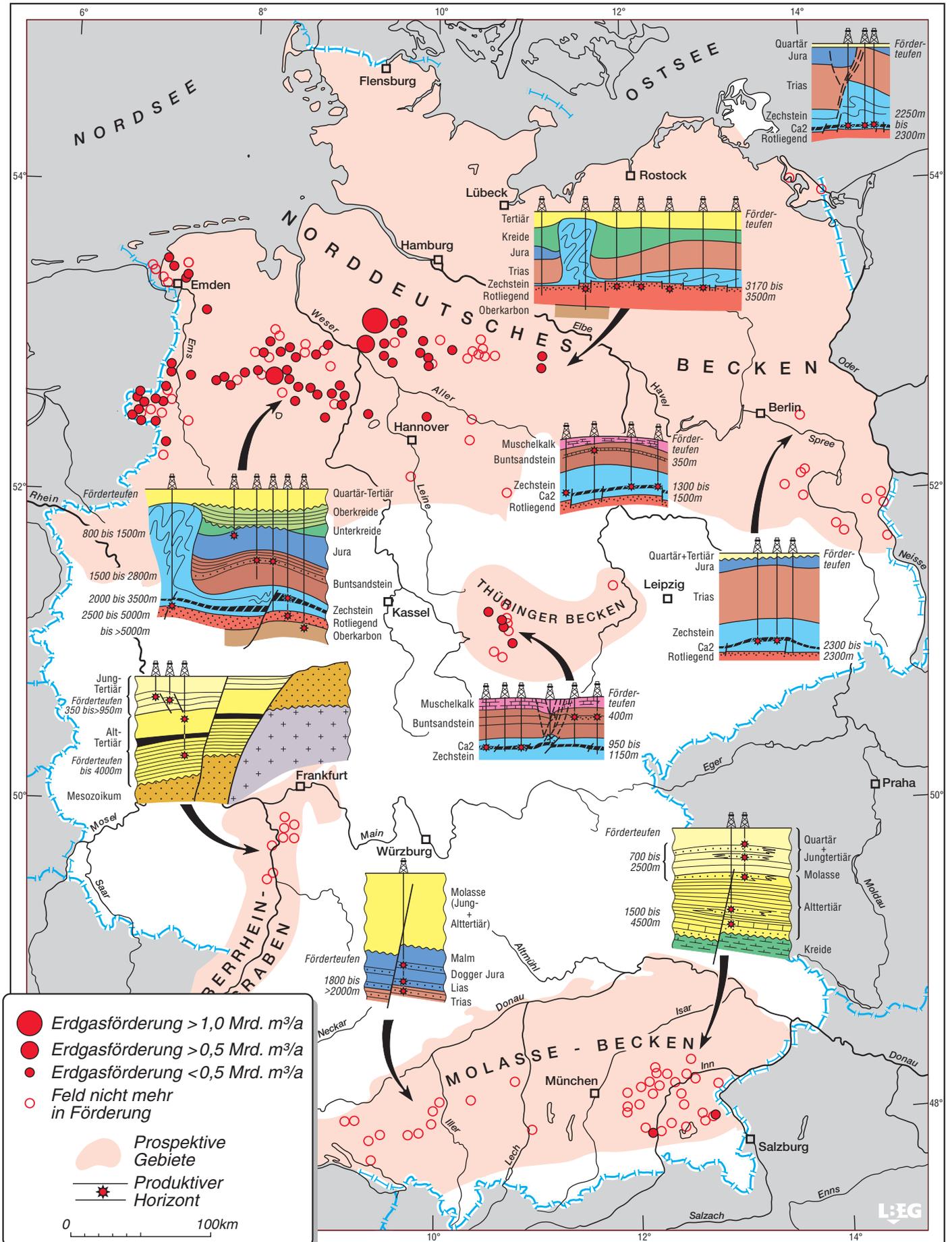


●	Erdgasvorkommen
●	Erdölvorkommen
x	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
○	Salzstock
---2000---	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
—▲—▲—▲—	Auf-, Überschiebung
—▼—▼—▼—	Abschiebung
▭	Plattform im Zechstein 2
▭	Plattformhang im Zechstein 2
▭	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
—▲—▲—▲—	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinär
—▲—▲—▲—	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
—▲—▲—▲—	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
▭	Rotliegend anstehend
▭	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2016

0 100km

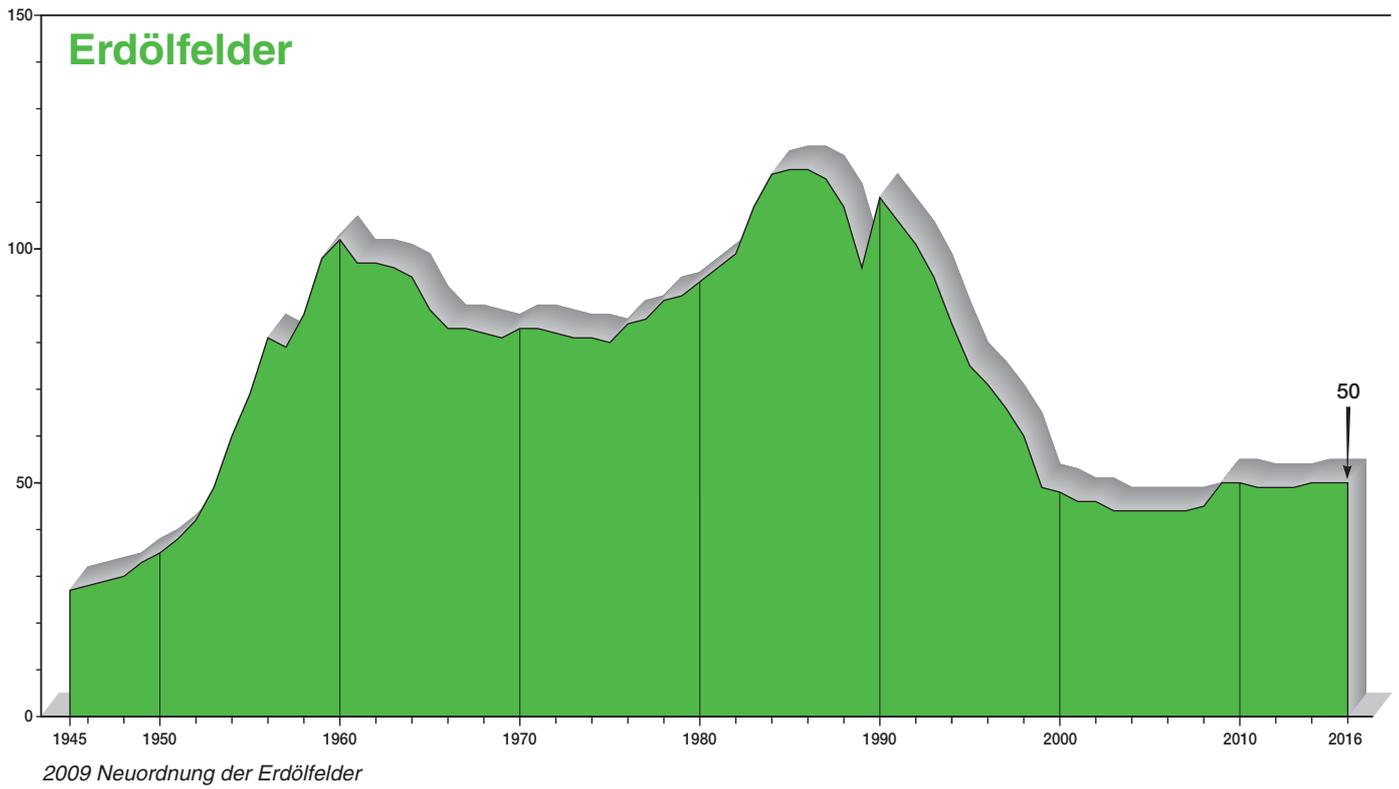


Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

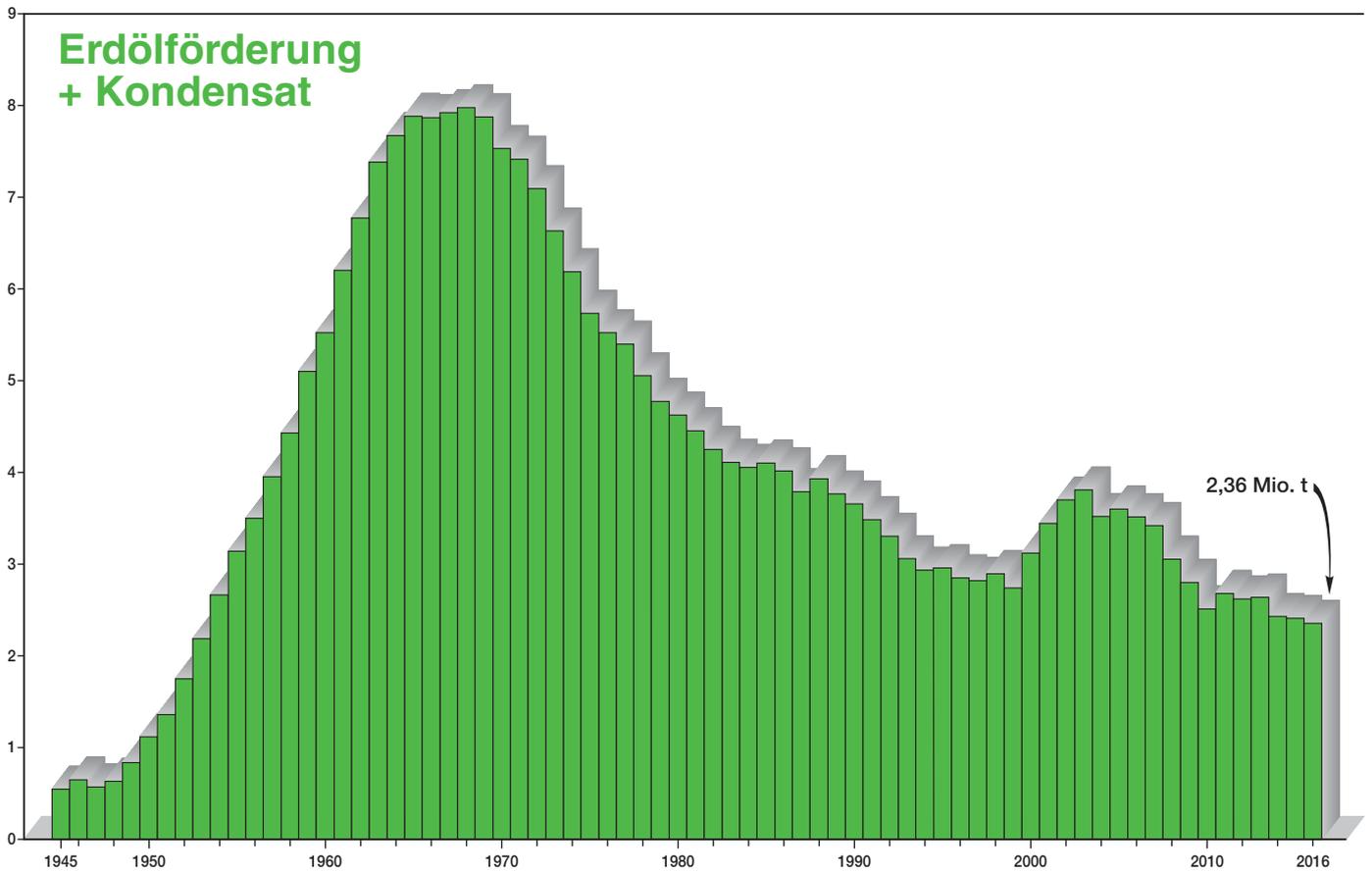


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

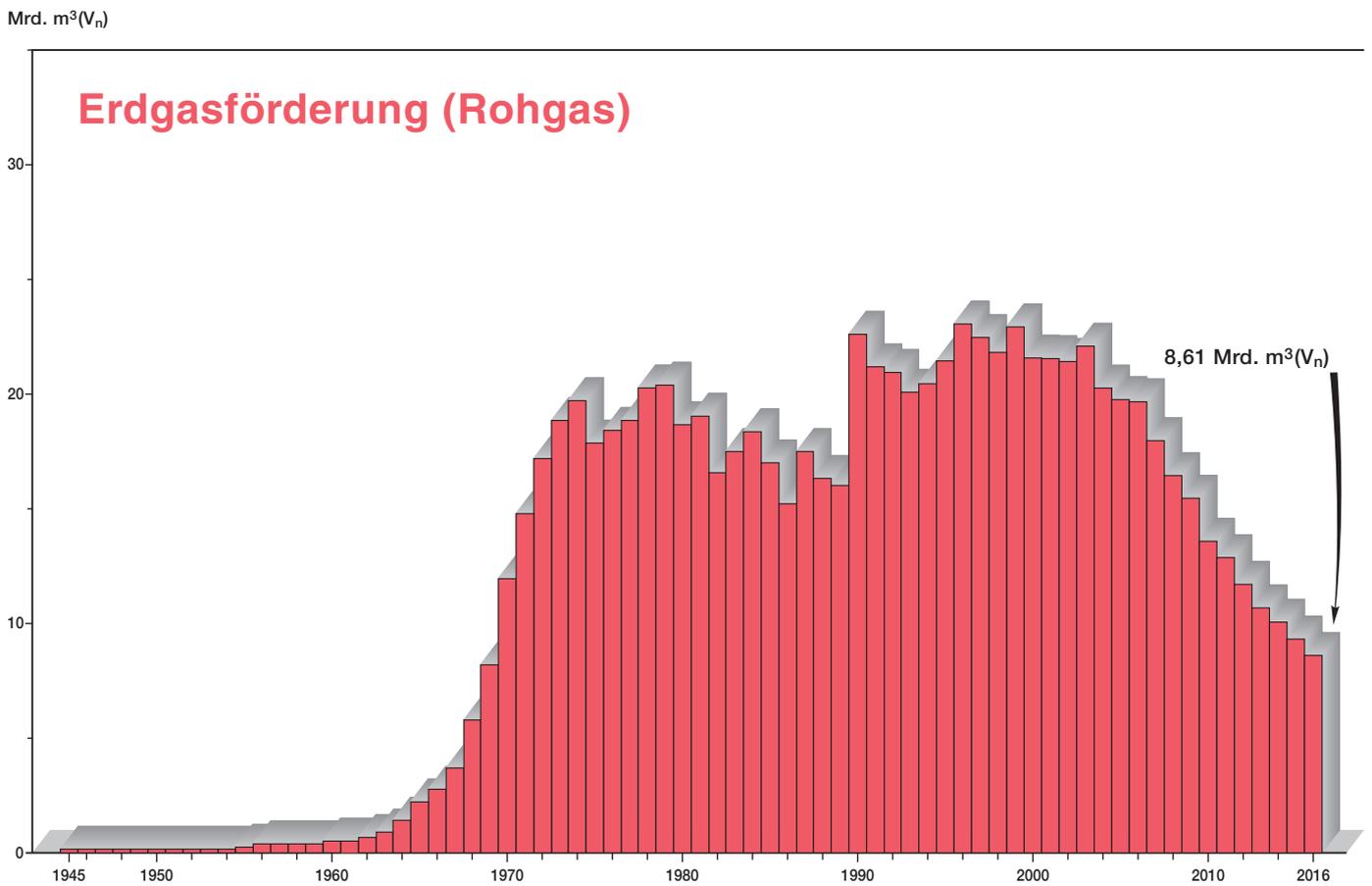
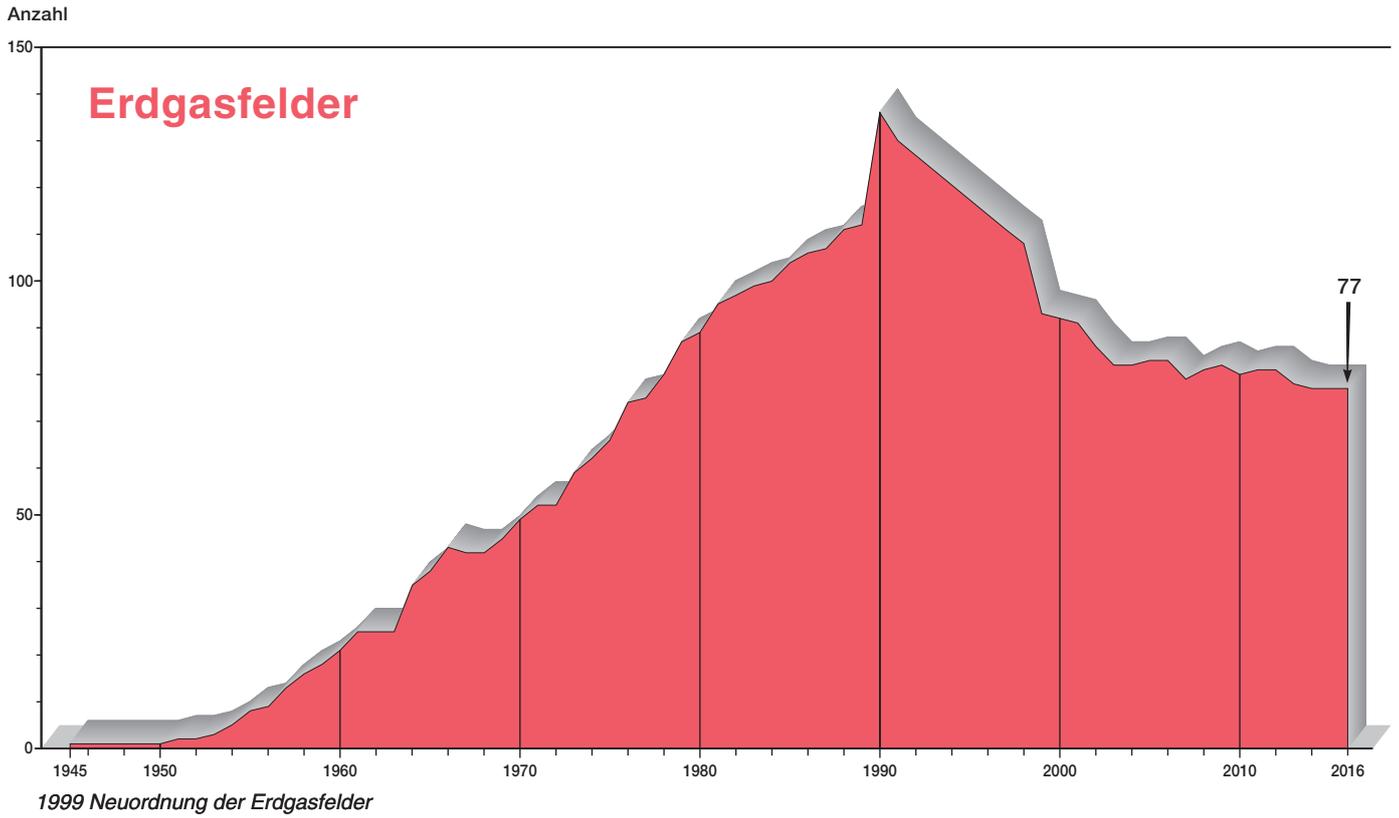
Anzahl



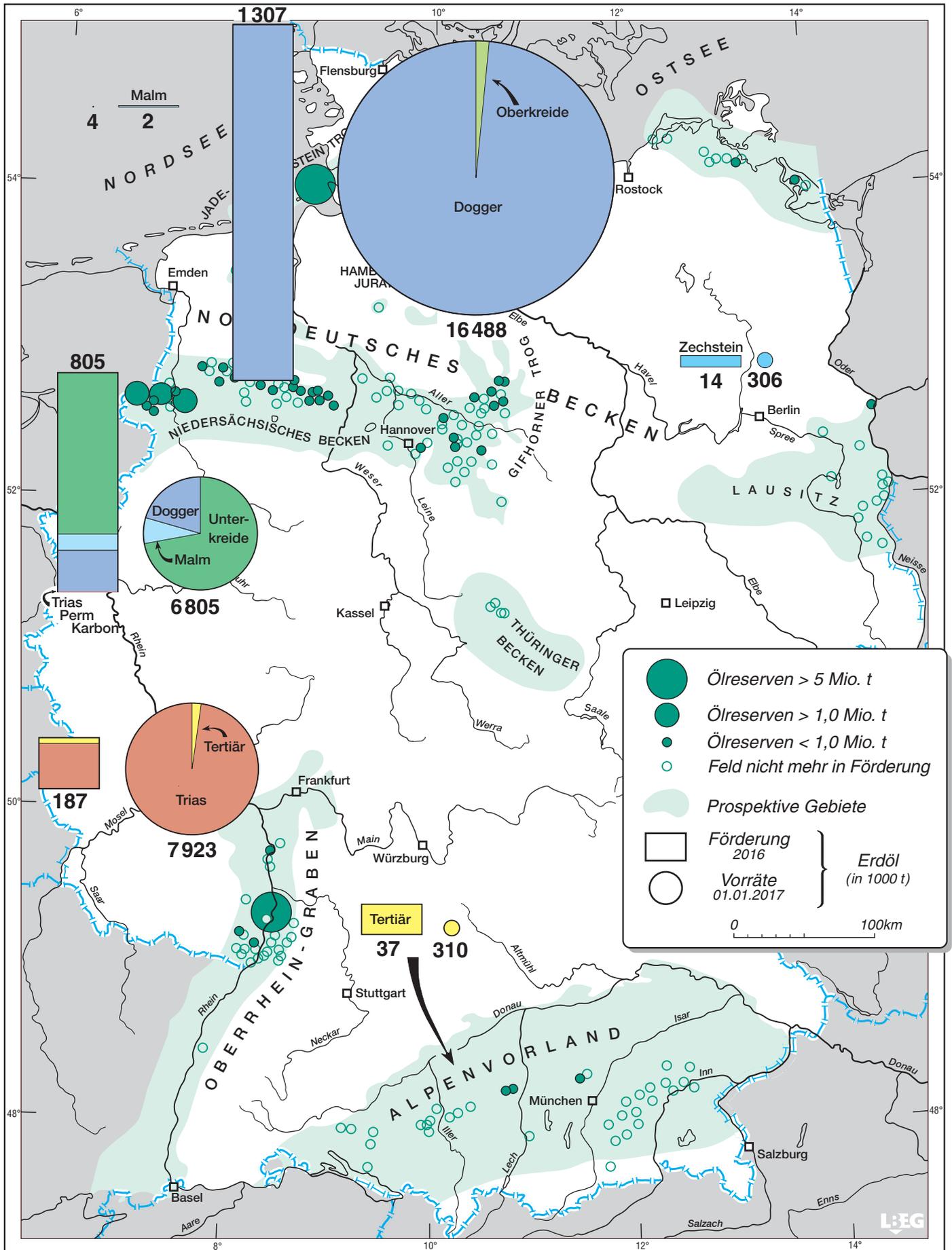
Mio. t



Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2016.



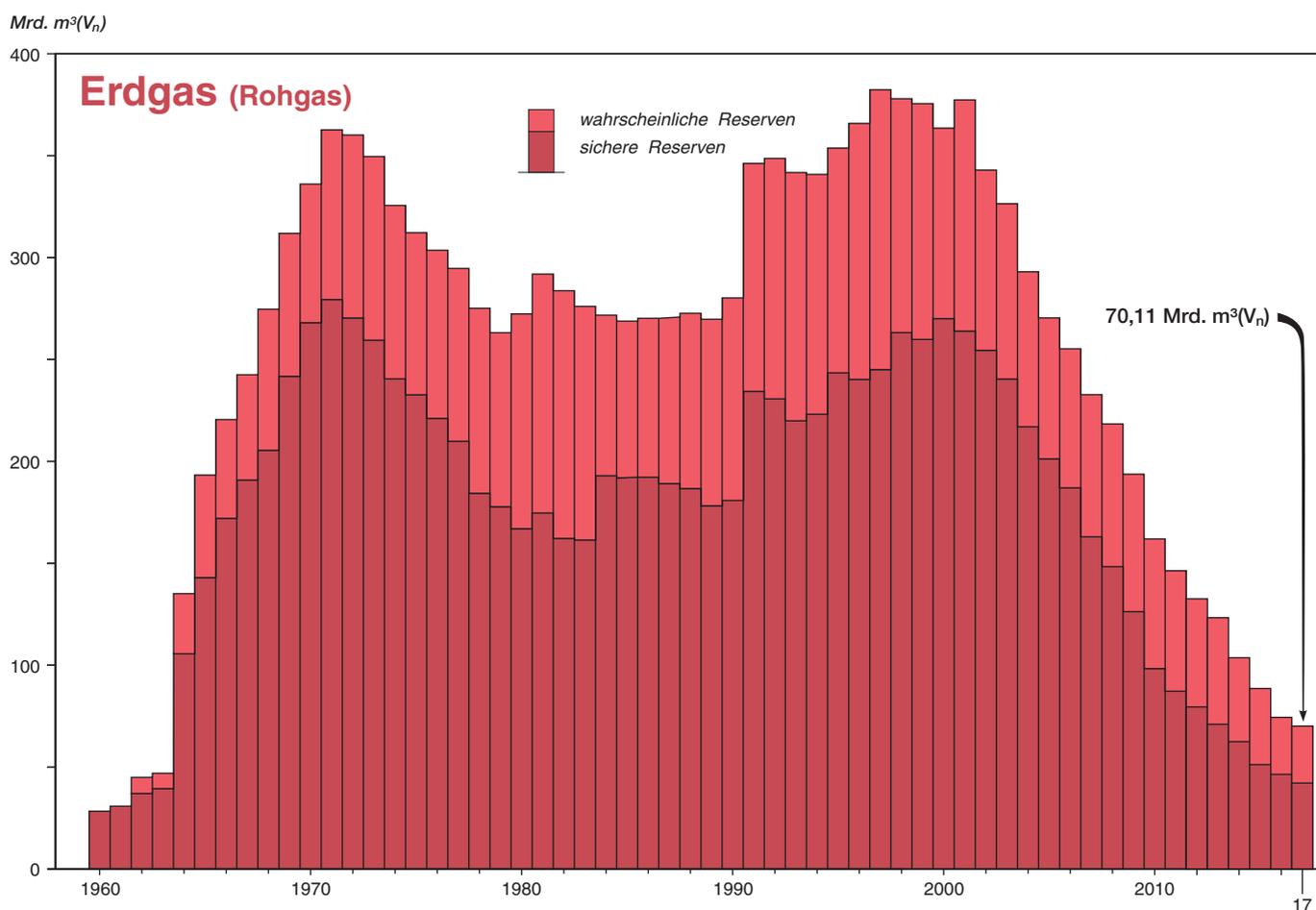
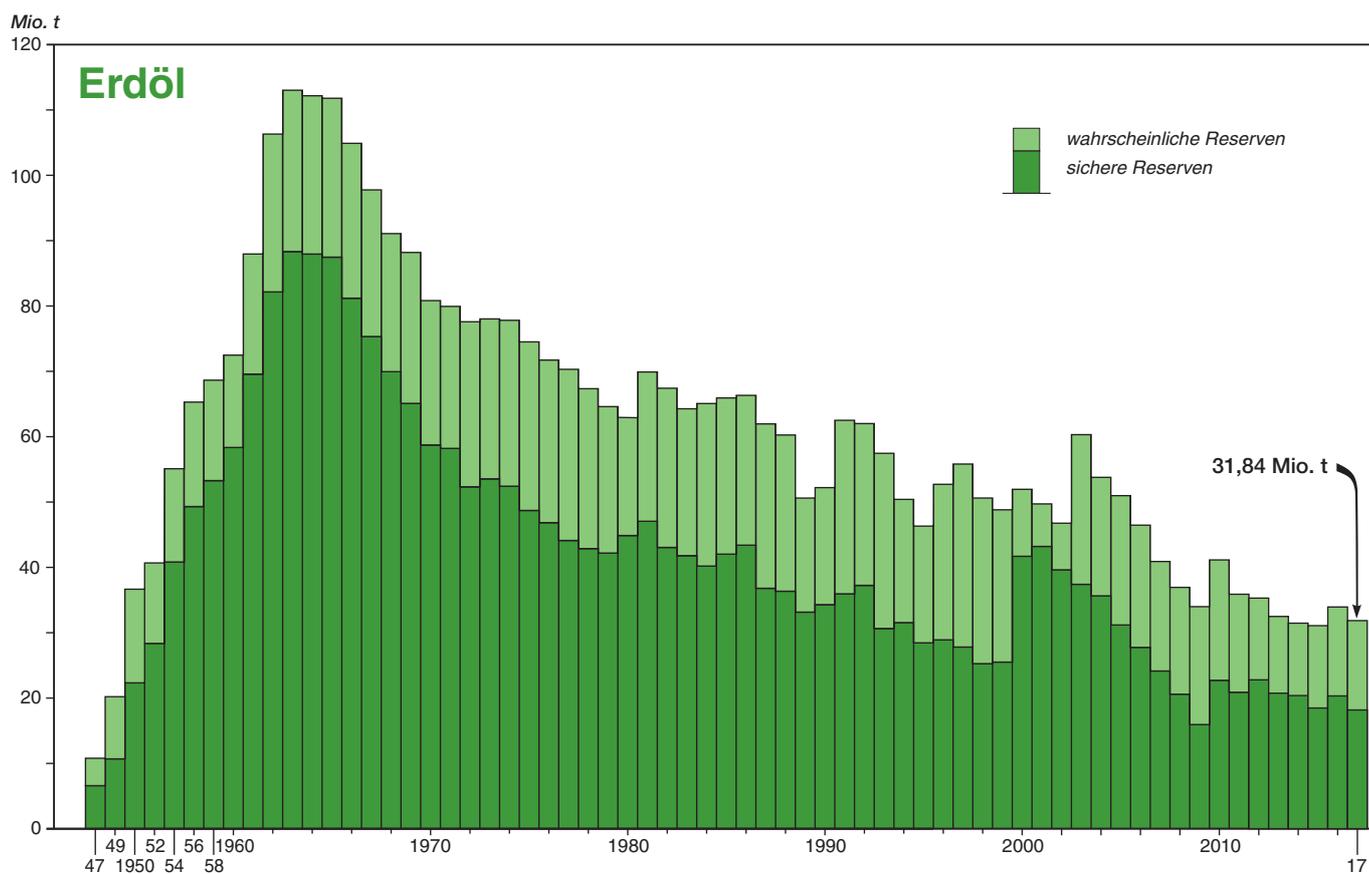
Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2016.



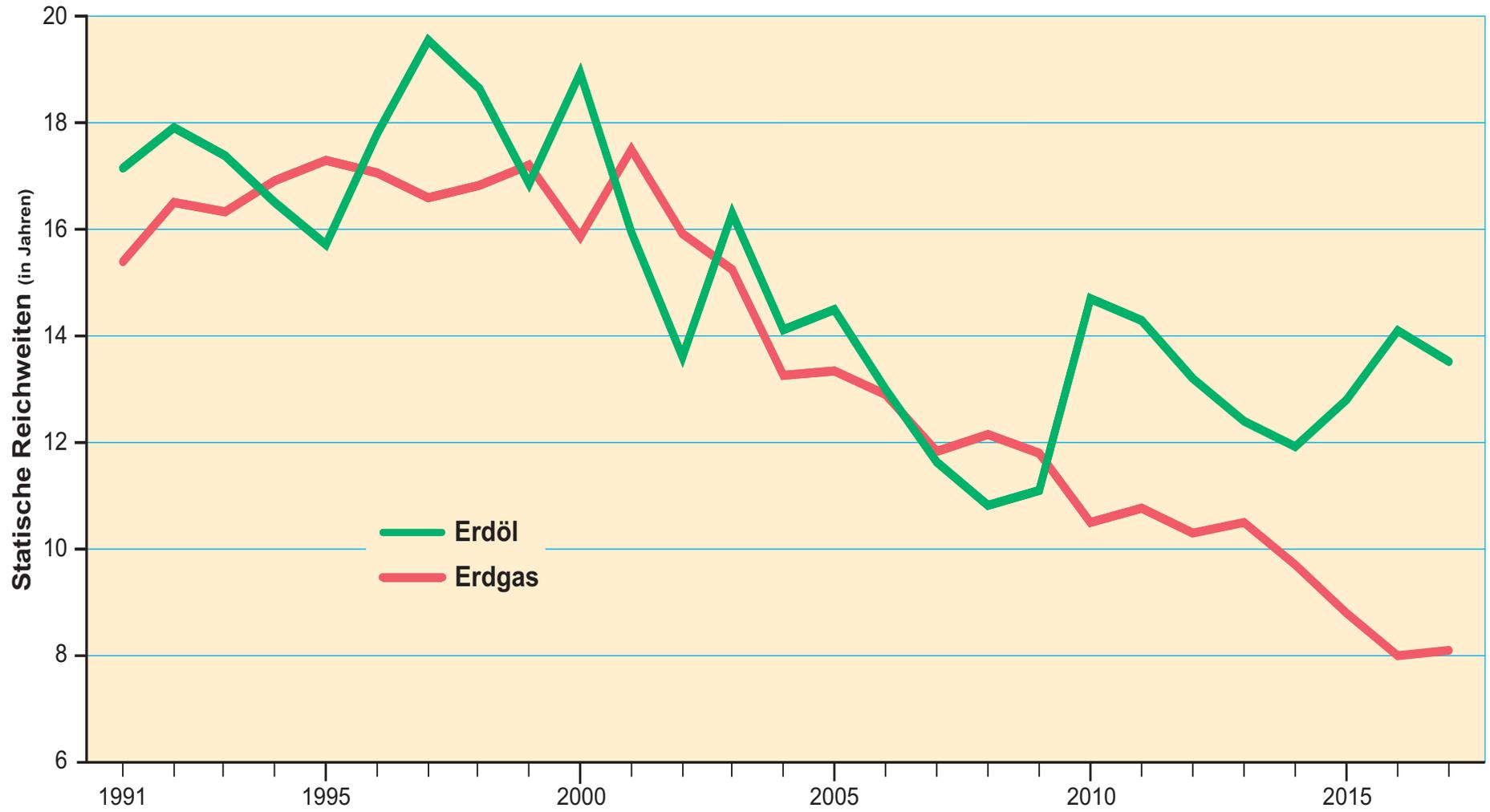
Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

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

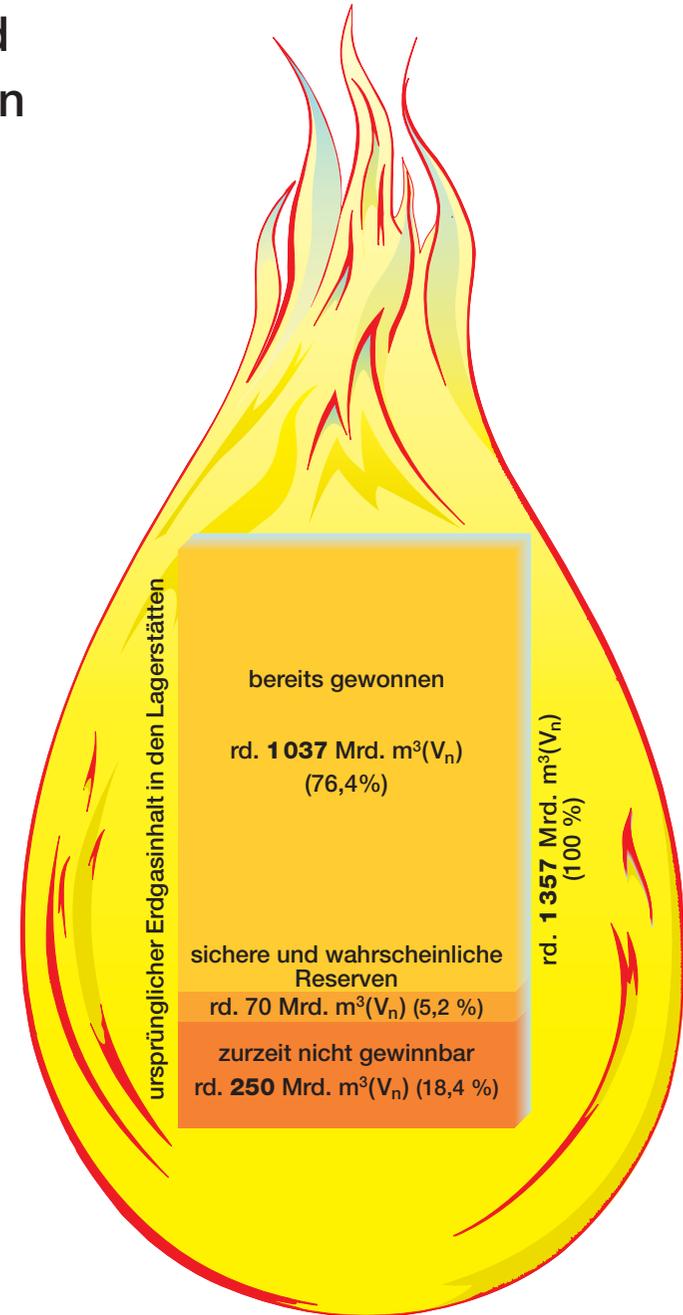
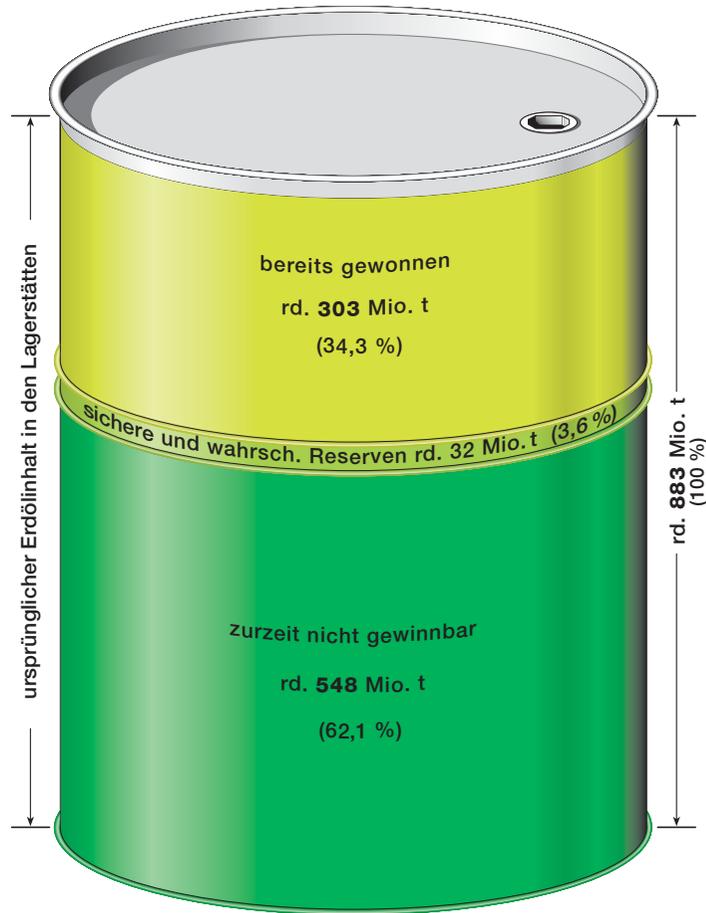
Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



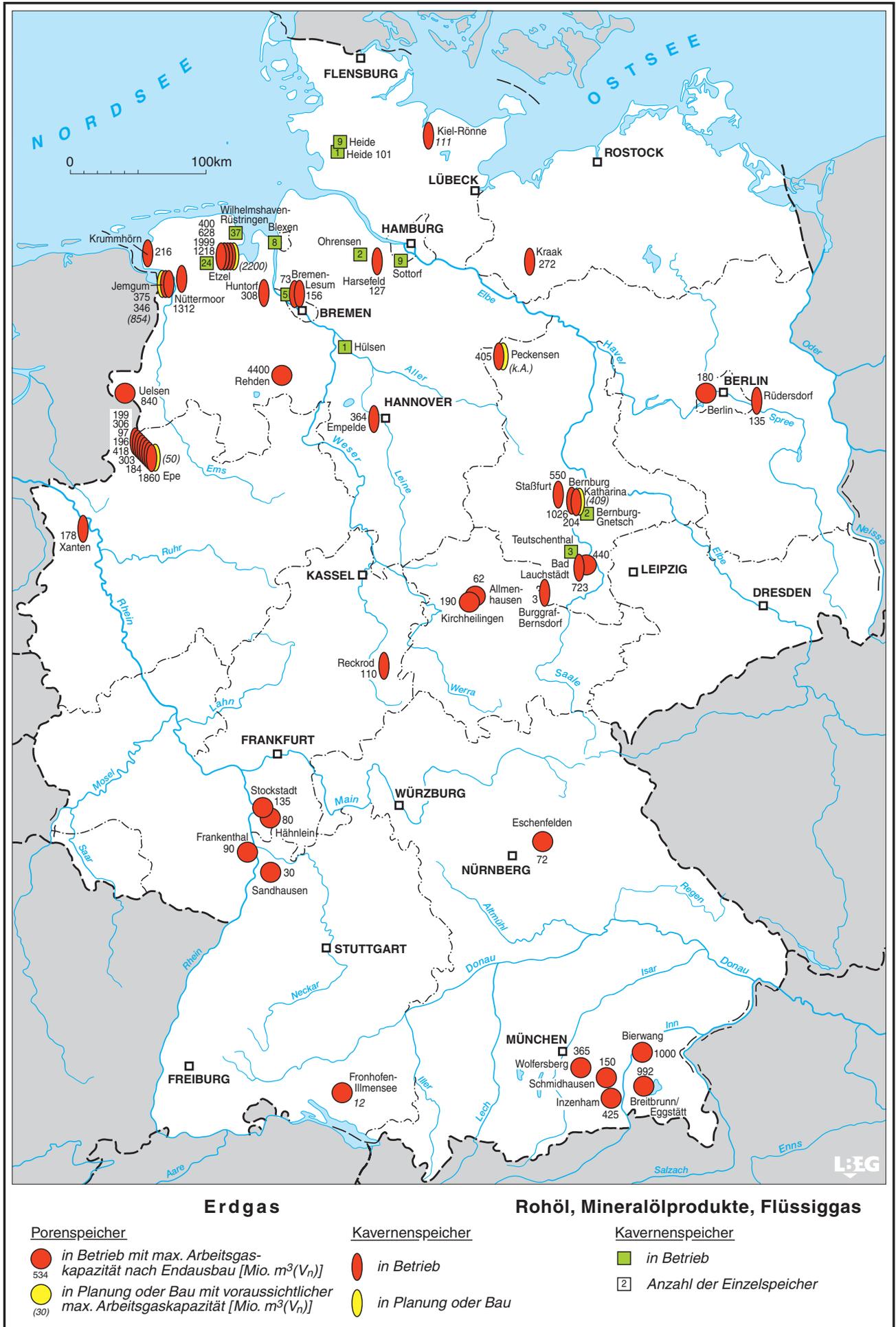
Reserven-/Verbrauchsquotient



Erdöl und Erdgas* in Deutschland Kumulative Produktion & Reserven

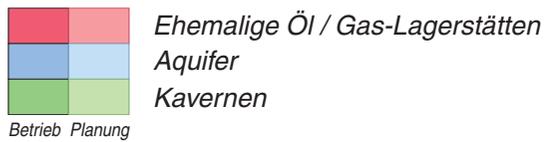
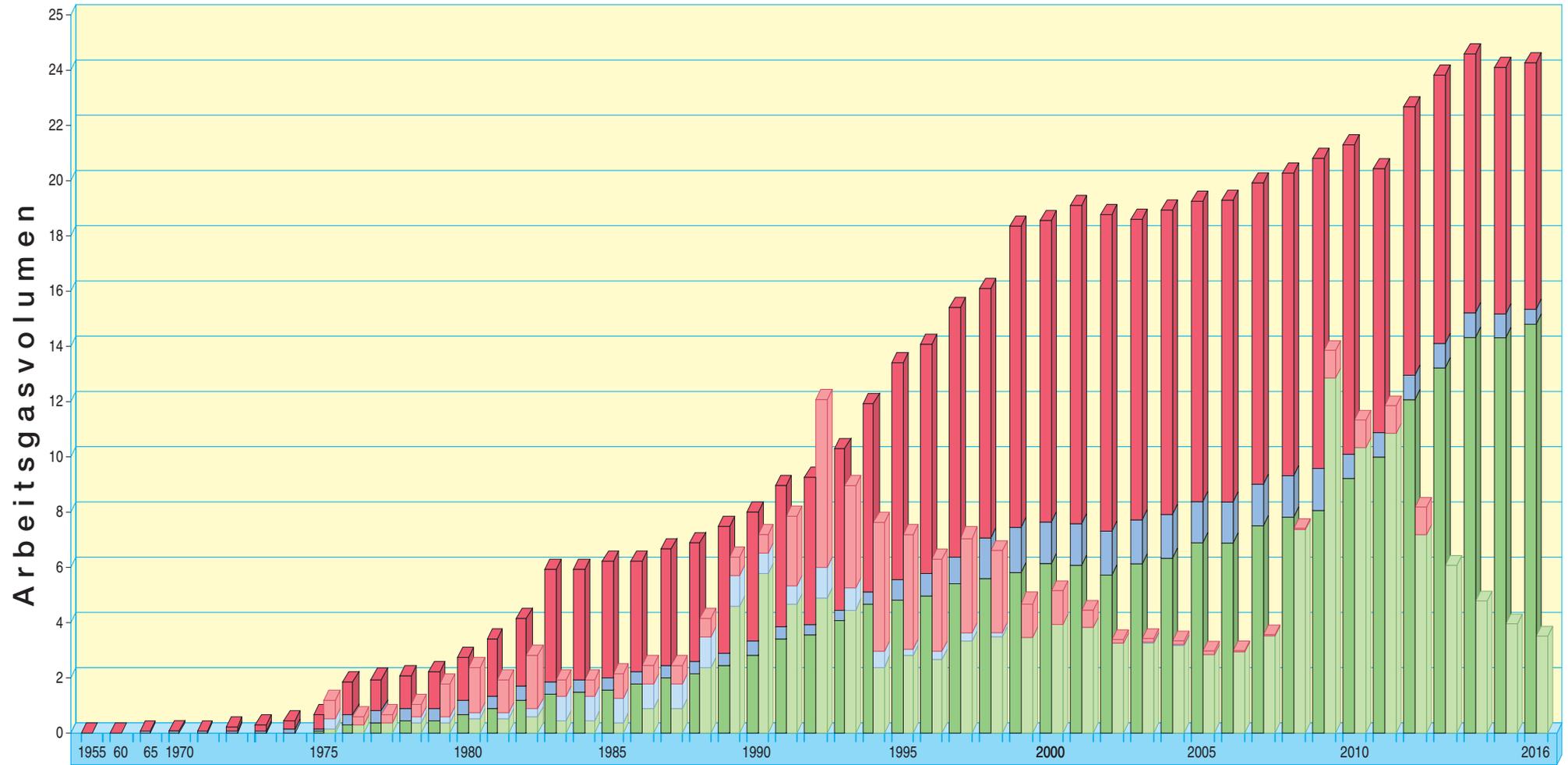


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



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