

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013



Niedersachsen



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013

Hannover 2014

Titelbild

Das Titelbild zeigt die vereinfachte Darstellung einer Bohrung auf das erdgasführende Rotliegend mit kurzer Horizontalstrecke im Zielhorizont in Norddeutschland. Entlang des Bohrpfad sind die Stratigraphie sowie schematisiert die verschiedenen Gesteinstypen dargestellt. Nach links sind die Barrieregesteine in Abhängigkeit von ihrer Dichtigkeit, nach rechts die Speichergesteine mit ihren unterschiedlichen Speicherfähigkeiten aufgetragen. Der Trinkwasserhorizont mit einer quartären Rinne bildet den Abschluss zur Oberfläche.

Zeichnung von B. Herrmann (LBEG) basierend auf einer Vorlage von J. Rätz (BGR).



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

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

Download unter www.lbeg.niedersachsen.de

Vorwort

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

wir freuen uns, Ihnen den Bericht über die aktuellen Aktivitäten der Erdöl- und Erdgasindustrie in Deutschland vorzulegen.

Auch in diesem Jahr richten wir einen besonderen Dank an unsere Kolleginnen und Kollegen in Ministerien, Bergbehörden und Geologischen Diensten der Bundesländer, die uns wieder verlässlich mit Daten und Informationen unterstützt haben. Hinzuweisen ist hier auch auf den Verbund Kohlenwasserstoffgeologie, in dem einige Bundesländer mit Erdöl-Erdgasaktivitäten unsere langjährigen Partner sind.

Wie schon im letzten Jahr waren die beiden Energierohstoffe Erdöl und Erdgas weiterhin im medialen Interesse. Seit über drei Jahren dauert die Diskussion über die Sicherheit von hydraulischen Bohrlochbehandlungen (Fracs), Fragen zur Erkundung, Erschließung und zur Ressourcenhöhe von Schiefergas sowie nach den eingesetzten Frac-Chemikalien an. Aber auch die Sicherheit einer Wasserversenkung, aktuelle Ereignisse in Kavernenspeicherbetrieben sowie induzierte Erbeben durch Gasförderung sind Themen, die vor allem Niedersachsen als Hauptförderregion betrafen. Insbesondere die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Regelwerke sowie Anforderungen an Umweltverträglichkeitsprüfungen für eine Wiederaufnahme von Fracs in konventionellen Gaslagerstätten in Niedersachsen sind derzeit in der politischen Debatte.

Die Ansprüche an den Bergbau, zu dem auch die Erdöl- und Erdgasexploration, -produktion und -speicherung als Themen dieses Jahresberichtes gehören, haben sich in den letzten Jahren deutlich gewandelt. Zunehmende Anforderungen an den Umweltschutz, Transparenz in Genehmigungsverfahren sowie eine Beteiligung und Öffentlichkeitsarbeit vor Ort sind wichtige Themen, auf die wir uns als Behörden auszurichten haben.

Im Rahmen der letzten CEBIT-Messe 2014 in Hannover war in der Presse zu lesen: „Daten sind der Rohstoff des 21. Jahrhunderts“. Dies bezog sich auf die immer größeren Datenmengen und schnelleren Datenautobahnen der IT-Branche. Man kann diese Aussage aber auch auf die Daten über den tieferen Untergrund, wo Erdöl und Erdgas in Tiefen zwischen 500 und über 5000 m lagern, beziehen. Wer Erdöl und Erdgas aufsuchen und fördern will, benötigt schnell und umfassend Informationen über die Geologie des Untergrundes. Ohne gute Daten gibt es keine fundierte Exploration und das Risiko von Fehlbohrungen steigt. Nur fundige Bohrungen sind gute Bohrungen, die einen Beitrag für die Energieversorgung leisten. Anders als in den meisten Staaten der westlichen Welt, wo Fachdaten aus Bohrungen und Geophysik nach gewissen Fristen frei gegeben werden, sind diese in Deutschland auf gesetzlicher Grundlage geschützt. Sie sind zeitlich unbegrenzt im Eigentum der jeweiligen Firma. Wer Daten nutzen will, muss sie käuflich erwerben. Damit neue Firmen Kenntnis über die Existenz von regionalen Daten erhalten und sie von den Eigentümern erwerben können, stellt das LBEG als Makler die Nachweisdaten u.a. für Bohrungen und Seismik auf unserem Kartenserver¹ für Niedersachsen und die Bundesländer im Verbund Kohlenwasserstoffgeologie bereit. Auf Anfrage können dann Fachdaten hinsichtlich Umfang und Qualität nach ei-

¹ <http://nibis.lbeg.de/cardomap3/>

nem mit dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) abgestimmten Verfahren bei uns eingesehen werden. Das Prozedere in unserem „Data Room“, den wir für die Daten der acht Bundesländer des Verbundes Kohlenwasserstoffgeologie anbieten, hat sich bewährt, die Zahl der Kunden steigt und sie finden sich zunehmend auch im Ausland. Die Dateneinsicht wurde nach Abstimmung mit dem WEG vor kurzem regional erweitert und weiter vereinfacht.

In den Fachbehörden sorgen Geologen der verschiedenen Ausrichtungen, Geophysiker, Bergbauingenieure, Techniker, Juristen, Verwaltungsfachleute und Experten anderer Fachrichtungen dafür, dass Aufsuchung, Förderung, Transport und Speicherung von Erdöl und Erdgas auf gesetzlicher Grundlage geordnet und sicher ablaufen. Hierzu gehört auch die immer wichtiger werdende Öffentlichkeitsarbeit.

Aktuell spielt die Frage: „Wie sicher ist die Erdgasversorgung in Deutschland?“ im Konflikt zwischen Russland und der Ukraine eine gewichtige Rolle. Was könnte passieren, wenn Russland sein Erdgas im Konfliktfalle als Machtinstrument gegenüber der Ukraine aber auch der EU einsetzen würde? Schließlich importiert die EU über 25 % und Deutschland 38 % aus Russland. Fragen nach einer neu ausgerichteten Energiepolitik oder die Reaktivierung alter Pläne für ein Flüssiggas(LNG)-Terminal in Wilhelmshaven sind Dauerthemen in den Medien. Erdgas steht beim Primärenergieverbrauch nach Erdöl an zweiter Stelle, beide haben einen Anteil von 55 % am heimischen Verbrauch. Diese dominante Rolle wird auch in den nächsten Jahrzehnten so bleiben. Das weltweite Angebot an Erdöl und Erdgas reicht nach der letzten Energiestudie der BGR noch für viele Jahrzehnte. Allerdings befindet sich ein Großteil davon in politisch labilen Regionen. Durch diese Rahmenbedingungen und unsere Abhängigkeit als führende Industrienation von weltweiten Rohstoffen ist hier insbesondere die heimische Gasförderung und Gasspeicherung von Bedeutung. Auch beim Erdöl sollen neue heimische Reserven erschlossen und einige bereits aufgegebenen Lagerstätten wieder aufgeschlossen werden. In großen Erdölfeldern wie im emsländischen Rühlermoor sollen nach Jahrzehnten der Förderung durch neue Bohrungen und eine Erweiterung des Dampfplutens zusätzliche Erdölreserven in Millionenhöhe mobilisiert werden. Die Bedeutung von Erdölimporten für Deutschland wurde vor kurzem anlässlich eines Jubiläums der NWO-Pier in Wilhelmshaven als Deutschlands wichtigster Knotenpunkt für Umschlag, Lagerung und Durchleitung von Mineralöl und Kraftstoff deutlich: Seit Inbetriebnahme der Löschbrücke 1958 wurden dort bis zum März 2014 1 Milliarde Tonnen Rohöl umgeschlagen.

Passend zum Thema „Bohrungsdaten“ haben wir dieses Jahr als Titelbild das Blockbild einer typischen Abfolge von Speicher- und Barriere-Horizonten in Niedersachsen mit dem Schema einer Horizontalbohrung in das Gas führende Rotliegend gewählt. Die detaillierte Kenntnis der Geologie ist u.a. für die Beurteilung der Sicherheit von Wasserversenkprojekten, bei Frac-Behandlungen und bei der Beurteilung von Gasspeichern von Bedeutung. Gesteine wie Salze oder Tonsteine haben die besten Barriere-Eigenschaften und sind in Niedersachsen mächtig ausgebildet. Sie haben über geologische Zeiträume die Ansammlung von Erdöl und Erdgas, das unter hohen Drücken steht, in den porösen und klüftigen Speichergesteinen des Karbon, Perm, Trias, Jura sowie der Kreide ermöglicht.

Auch in den nächsten Jahrzehnten wird Erdöl und Erdgas „Made in Germany“ im Mix mit den anderen Energieträgern seine Rolle spielen. Deshalb ist es wichtig, dass wir alle deren Rolle bei der Energieversorgung, die Gegebenheiten im Untergrund und die Technologien der Gewinnung kennen und verstehen. Hier beginnt unsere Arbeit als Fachbehörde. Ein kleiner Baustein dafür ist dieser Jahresbericht.

Wir hoffen, dass der Bericht Ihnen für Ihre Arbeit nützlich und informativ ist. Falls Sie Anregungen, Fragen oder Kommentare haben, senden Sie Ihre E-Mail an die Adresse kohlenwasserstoffe@lbeg.niedersachsen.de.

Ihr Referat „Energieressource Erdöl und Erdgas“ im Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Hannover, im Mai 2014

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	7
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen	8
Zusammenfassung	9
Summary	10
1 Bohraktivität	11
1.1 Explorationsbohrungen	11
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	17
1.3 Bohrmeterleistung	19
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	21
2 Geophysik	23
3 Konzessionswesen	25
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	31
4.1 Erdölförderung.....	32
4.2 Erdgasförderung.....	36
5 Erdöl- und Erdgasreserven	41
5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2014.....	41
5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2014.....	42
5.3 Reservendefinitionen.....	44
6 Untertage-Gasspeicherung	46
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung.....	46
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	47
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2013	47
6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland.....	53
6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich	54
6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung	56
7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	58
8 Literatur und nützliche Links	59
Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme	

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2013.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2013.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2008 bis 2013, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2013 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2013.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2013.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2013.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2013.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2009 bis 2013.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2013.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2011 bis 2013 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2012 und 2013 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2009 bis 2013.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2013 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2011 bis 2013 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2012 und 2013 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2014 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2014 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2014 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2014).
- Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2014).
- Tab. 22: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2013).
- Tab. 23: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2013).
- Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt.
- Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 26a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 26b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2013.
- 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 2013.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2013.
- 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: Statische Reichweiten der Reserven.
- 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 2013. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

In 2013 gab es im Bestand der Erlaubnisfelder viele Veränderungen. Die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber dem Vorjahr aber kaum verändert; sie hat sich um etwa 500 km² auf etwa 112 400 km² verkleinert. Bezogen auf die Flächenausdehnung wurden neue Erlaubnisfelder vor allem in Schleswig-Holstein, Bayern, Niedersachsen und Brandenburg vergeben. Erloschen sind Erlaubnisfelder vor allem in Thüringen, Sachsen-Anhalt, Niedersachsen, Baden-Württemberg und Bayern.

Infolge der Vergabe von neuen Erlaubnissen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in den letzten Jahren waren die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten in 2012 deutlich anstiegen. In 2013 sind die Aktivitäten zwar zurückgegangen, lagen aber immer noch über dem Durchschnitt der letzten Jahre.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist nochmals gesunken, und zwar von neun im Vorjahr auf nunmehr sechs. Weitere elf Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2013 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Zwei Explorationsbohrungen wurden in 2013 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; beide waren nicht fründig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber 2012 deutlich von 31 auf 21 zurückgegangen. Weitere sieben Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2013 erreicht, aber noch kein Ergebnis

erhalten. Zwölf Bohrungen wurden in 2013 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren neun öl- oder gasfründig und drei hatten ihr Ziel erreicht.

Nachdem die Bohrmeterleistung in den beiden Vorjahren überdurchschnittlich hoch ausgefallen war, hat sie in 2013 drastisch um 23 000 m abgenommen und belief sich auf nur noch knapp 43 500 m.

Der negative Trend der Erdgasförderung hat sich fortgesetzt. Vor allem aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten wurden gegenüber dem Vorjahr 8,8 Prozent weniger gefördert. Die Jahresfördermenge betrug 10,7 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Erdölförderung blieb annähernd stabil. Gegenüber dem Vorjahr ist sie geringfügig um 0,6 Prozent auf etwa 2,6 Mio. t (inkl. Kondensat) angestiegen. In 2013 konnten höhere Fördermengen in mehr als einem Drittel der Felder, besonders in Mittelplate, den Förderrückgang in den anderen Ölfeldern kompensieren.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist wie in den letzten Jahren weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 19,6 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 103,6 Mrd. m³ in Feldesqualität. Sie haben also überproportional zur Fördermenge abgenommen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist um 1 Mio. t gesunken und betrug 31,5 Mio. t. Ein Teil der Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden.

Das derzeitig technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat abermals zugenommen, und zwar um 1,1 Mrd. m³ auf 23,8 Mrd. m³. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 6,1 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 2013. 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.

In 2013 a lot of exploration licenses were granted as well as many licenses relinquished. But compared to 2012, the total area of exploration licenses changed only a little and decreased by almost 500 square kilometres to 112 400 square kilometres. Related to their extent, new exploration licenses were granted primarily in the states of Schleswig-Holstein, Bavaria, Lower Saxony and Brandenburg. Licenses relinquished especially in Thuringia, Saxony-Anhalt, Lower Saxony, Baden-Württemberg and Bavaria.

Due to the granting of new licences in the last years, a significant increase of geophysical prospecting of the subsurface for oil and gas deposits was observed in 2012. In 2013 the activities went down, but still exceeded the average of the last years.

The number of exploration wells decreased once again. In 2013 six exploration wells were drilled, compared to nine in the previous year. In addition to that number, another eleven exploration wells were drilled to total depth already before 2013, but not completed by final well results before 2013. Two exploration wells were completed with a final result in 2013. Both of them were dry.

The number of development wells decreased significantly. In 2013 21 wells were drilled, compared to 31 in 2012. Another seven wells were drilled to total depth already before 2013, but not completed by final well results before 2013. Twelve wells were completed success-

fully and encountered oil or gas pay zones in 2013.

After drilling meterage was above average in the both preceding years it decreased drastically in 2013 by 23 000 metres and only amounted to almost 43 500 metres.

The natural gas production continued its downward trend. Mainly due to the depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 8.8 percent compared to the previous year and amounted to 10.7 billion cubic metres (field quality).

The annual oil production remained relatively stable. Compared to 2012, the production increased slightly by 0.6 percent to 2.6 million metric tons (including gas condensate). Increasing production in 2013 in more than one third of the oil fields, primarily in the Mittelplate field, could compensate the decrease in production in the other fields.

As in the last years, the total remaining proven and probable natural gas reserves dropped. Compared to 2012, the reserves decreased by 19.6 billion cubic metres to 103.6 billion cubic metres (field quality). Thus the decline was more than the annual production.

The total remaining proven and probable oil reserves fell by 1 million tons to 31.5 million tons. Thus a portion of the total annual oil production could be replaced by new reserves.

The total installed working gas volume of underground gas storage facilities increased once again, namely by 1.1 billion cubic metres to 23.8 billion cubic metres. According to current planning, another 6.1 billion cubic metres of working gas volume will be installed in the future.

1 Bohraktivität

Die Bohraktivität ist, gemessen an der Anzahl der Bohrungen sowie der Bohrmeter, drastisch zurückgegangen. So hat die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) von 40 im Vorjahr auf 27 abgenommen (Kap. 1.2). Die Bohrmeterleistung verzeichnete gegenüber dem Vorjahreswert einen Rückgang um fast 40 Prozent (Kap. 1.3) und hat einen der geringsten Werte seit Bestehen der Bundesrepublik erreicht.

Dabei waren die relativen Änderungen in den unterschiedlichen Bohrkategorien fast identisch. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber dem Vorjahr von neun um 33 Prozent auf sechs zurückgegangen und die Bohrmeter haben um 38 Prozent abgenommen.

Eine einfache Analyse des Rückganges der Explorationsbohraktivität ist nicht möglich, da aufgrund der geringen Bohrungsanzahl und der großen jährlichen Schwankungen keine klaren Trends auszumachen sind. Sicherlich haben aber die Folgen der öffentlichen Diskussion um die Erdgasförderung und hydraulische Stimulationen der letzten Jahre, insbesondere in Niedersachsen, zum Rückgang der Bohrtä-

tigkeit beigetragen. Wäre nicht ein Teil des Rückganges durch die wieder aufgelebten Aktivitäten z.B. im Oberrheintal oder in Nordostdeutschland aufgefangen worden, sähe die jüngste Entwicklung der Explorationsbohraktivität noch deutlich schlechter aus.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen von 31 im Vorjahr um 32 Prozent auf 21 zurückgegangen. In der Folge waren auch die Bohrmeter in dieser Kategorie entsprechend rückläufig, und zwar um 40 Prozent.

Mit verantwortlich für den drastischen Rückgang der Bohraktivität in der Feldesentwicklung ist ein statistischer Basiseffekt, der auf die Bohrkampagne im Feld Emlichheim zurückzuführen ist. Diese Kampagne wurde in 2012 abgeschlossen und war für eine überdurchschnittlich hohe Bohraktivität in den Jahren 2011 und 2012 verantwortlich: Wurden im Feld Emlichheim in 2012 noch 14 Bohrungen gebohrt, so waren es in 2013 nur noch drei Bohrungen. Hinsichtlich der Bohrmeter in der Feldesentwicklung war die rückläufige Anzahl der Emlichheim-Bohrungen für etwa die Hälfte des Rückgangs verantwortlich.

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 2013 werden insgesamt 17 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten sechs aktiven Bohrungen und weiteren elf Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2013

erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden drei Bohrungen abgeteuft; das war eine weniger als im Vorjahr. Erstmals seit 1992 wurden wieder Aufschlussbohrungen für Kohlenwasserstoffe im Oberrheintal niedergebracht. Dort sollten zwei Bohrungen in den Pechelbronner Schichten beziehungsweise im Buntsandstein Erdöllagerstätten nachweisen. Mit einer weiteren Bohrung, deren Bohrarbeiten bereits in 2012 begonnen hatten, wurde im

südwestlichen Niedersachsen in den Sandsteinen des Oberkarbon eine Gaslagerstätte gesucht.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden zwei Bohrungen abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in der Peripherie der norddeutschen Gasfelder Weissenmoor und Deblinghausen niedergebracht.

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. Die Bohrung ist gegenwärtig in Vorbereitung weiterer Testarbeiten vorübergehend eingeschlossen.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebene Felder untersuchen, wurde nach 2009 in der bayerischen Westmolasse nunmehr auch im Oberrheintal eine Bohrung abgeteuft, und zwar um das bereits 1994 aufgegebene Ölfeld Stockstadt erneut zu erschließen.

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

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben, etwa 6 km südlich des ehemaligen Erdölfeldes Mittweide-Trebatsch, wurde die Bohrung **Guhlen 1** (CEP) (Anl. 2) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung war das Staßfurt-Karbonat in einer Antiklinalstruktur, die in den seismischen Profilen der Messungen aus den Jahren 2009/10 identifiziert wurde. Nebenziel war das Rotliegend, das in einer etwa 12 km westlich gelegenen Bohrung im Jahre 1981 ölführend nachgewiesen worden war. Die Bohrung Guhlen 1 hat das Staßfurt-Karbonat und den potenziellen Träger im Rotliegend wie geplant aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2910 m im sedimentären Rotliegend eingestellt. Die Bohrung wurde teilverfüllt und im Bereich des ölführenden Staßfurt-Karbonats komplettiert und getestet. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2013 noch nicht abgeschlossen.

Auf der Insel Usedom wurde die Bohrung **Lütow 51** (CEP) (Anl. 2) niedergebracht. Der Ansatzpunkt liegt am Westufer des Achterwassers etwa 1000 m nordöstlich des größten ostdeutschen Erdölfeldes Lütow, das sich seit 1966 in Produktion befindet. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage des Staßfurt-Karbonats etwa 2 km nordöstlich des Feldes Lütow definiert. Da das Zielgebiet der Bohrung unter dem Achterwasser liegt, wurde die Bohrung gerichtet von Land aus gebohrt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat mit Ölansatz aufgeschlossen und wurde bei

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

einer Endteufe von 2930 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2013 noch nicht abgeschlossen.

Etwa 10 km weiter südöstlich, am Ostufer des Achterwassers, wurde die Bohrung **Pudagla 2** (CEP) (Anl. 2) auf das Staßfurt-Karbonat abgeteuft. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage 1,7 km westlich des Ölfundes Bansin definiert. Die wenig ergiebige Lagerstätte wurde in den Jahren 1983 bis 1988 durch 3 Bohrungen (Bansin 4, 5 und 6) getestet und hat bis zur Aufgabe 1988 kumulativ knapp 200 t gefördert. Da das Ziel der Bohrung etwa 2700 m unterhalb des Achterwassers liegt, wurde die Bohrung als Richtbohrung von Land aus durchgeführt. Aufgrund technischer Probleme konnte die Bohrung nicht vor dem Erreichen des Zeitfensters, für das Bohrarbeiten aus Naturschutzgründen ausgeschlossen waren, und somit nicht in 2011 zum Abschluss gebracht werden. Deshalb wurde die Bohrung bei 3126 m im unteren Salz der Leine-Folge stehend eingeschlossen. Die Bohrarbeiten wurden Anfang April 2012 wieder aufgenommen. In einer Entfernung von etwa 1750 m nordwestlich des Ansatzpunktes wurde das Staßfurt-Karbonat ölführend in anderer struktureller Situation als im benachbarten Bansin-Fund aufgeschlossen. Die Bohrung wurde bei einer Endteufe von 3830 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Im Dezember 2012 wurde ein Fördertest auf das ölführende Staßfurt-Karbonat durchgeführt. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2013 noch nicht abgeschlossen.

Gebiet Elbe-Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) auf das Rotliegend angesetzt. Ziel waren die Sandsteine eines synsedimentären Halbgrabens in der Verlängerung des Schneverdingen-Grabens. Mit dem Prospekt wurde der mögliche Reservoirfaziestrend der Lagerstätten Völkersen und Walsrode/Idsingen nach Südosten verfolgt. Entsprechend der Verhältnisse am Südrand des Rot-

liegend-Fairways wurden Sandsteine mit ähnlicher Reservoir-Ausbildung wie in Walsrode oder Bleckmar/Wardböhlen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indikation für eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten liegt der Ansatzpunkt mehr als 2 km südlich vom Zielgebiet entfernt. Die Bohrung begann bereits in 2006 und erreichte ihre Endteufe von 5912 m in 2007. Die Sandsteine des Rotliegend wurden zwar tiefer als erwartet, aber gasführend angetroffen. Mehrere Tests auf unterschiedliche Reservoirabschnitte erbrachten nicht die Ergebnisse, die nach den Befunden während des Bohrens und der Logauswertung erwartet werden konnten. Auch anschließende Frac-Behandlungen konnten das Projekt nicht zu einem wirtschaftlichen Erdgasfund führen. Über das weitere Vorgehen wurde noch nicht entschieden. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet Weser-Ems

An der Grenze der Konzessionen Münsterland und Bramsche-Erweiterung wurde in 2008 die Bohrung **Damme 2** (EMPG) (Anl. 1) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Nachdem die Bohrung einen knapp 700 m mächtigen Wealden und einen etwa 30 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft hatte, wurde sie in einer Teufe von 3340 m im Lias Delta eingestellt. Um den Posidonienschiefer optimal kernen zu können, wurde die Bohrung zur **Damme 2a** abgelenkt. Auch die Ablenkung hatte ihre Endteufe bereits in 2008 erreicht, und zwar in einer Teufe von 3333 m im Lias Delta. Der Wealden und der Posidonienschiefer wurden für weiterführende Laboruntersuchungen mit insgesamt drei Kernen beprobt. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Etwa 70 m südwestlich der Damme 2 wurde in 2008 die Bohrung **Damme 3** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft. Sie hatte ebenfalls das Ziel, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden zu bewer-

ten. Die Bohrung hat entsprechend der Dame 2 einen knapp 700 m mächtigen Wealden aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 1610 m unterhalb des Wealden in der Serpilit-Folge eingestellt. Der Wealden wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Nachdem im Bereich des Wealden in drei stratigraphischen Niveaus Frac-Behandlungen durchgeführt worden waren, wurde dieser Abschnitt zur Abschätzung des Förderpotenzials getestet. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

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.

Bereits in 2008 wurde in der nordrhein-westfälischen Erlaubnis Minden, etwa 1,5 km südlich der Grenze zu Niedersachsen, die Bohrung **Oppenwehe 1** (EMPG) (Anl. 1) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Die Bohrung hat einen etwa 600 m mächtigen Wealden und einen etwa 35 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft und wurde bei einer Endteufe von 2660 m im Lias Delta eingestellt. Im Bereich des Wealden und des Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen elf Kerne gezo-

gen. Die Bohrung hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet westlich der Ems

In der Erlaubnis Lingen haben Ende des Jahres 2012 die Bohrarbeiten der Bohrung **Ravenshorst Z1** (GDF SUEZ) (Anl. 2) begonnen. Die Bohrung sollte die Sandsteine des Oberkarbon in einer Monoklinalstruktur untersuchen, die in der 3D-Seismik „Twente“ kartiert wurde. Die Struktur Ravenshorst liegt auf dem nordwestlich streichenden Strukturzug Ochtrup/Bardel. Auf diesem Strukturzug konnte im Jahr 1990 etwa 6 km südöstlich des Ansatzpunktes der Ravenshorst Z1 die nordrhein-westfälische Erdgaslagerstätte Ochtrup nachgewiesen werden. Es war geplant, zunächst ein Pilotloch zu bohren, das die nordöstlich einfallenden Sandsteine des Oberkarbon mit einem geneigten Bohrloch „auffädelt“. Im Erfolgsfall sollte die Bohrung zu einem horizontalen Bohrloch, das die Sandsteine auf einer Strecke von etwa 1000 m aufschließt, abgelenkt werden. Zum Jahresende 2012 stand die Bohrung bei 1957 m im Leine-Karbonat. Anfang 2013 hat die Bohrung die Zielhorizonte erreicht und wurde bei 2866 m im Karbon eingestellt. Die Bohrung hatte zwar Gasanzeichen, doch die Ergebnisse der Loginterpretation hinsichtlich Speichereigenschaften und Gassättigung konnten keinen Test rechtfertigen. Die Bohrung ist damit nicht fündig.

Oberrheintal

Mit den Bohrungen Allmend 1 der Rhein Petroleum GmbH und Leopoldshafen 20 der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH wurden seit mehr als 20 Jahren wieder Aufschlussbohrungen zum Nachweis neuer KW-Lagerstätten im Oberrheingraben niedergebracht.

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 Gra-

benscholle tiefer, ölführend erhofft wurden. Nebenziel war das weitgehend unerkundete Rotliegend direkt unterhalb der Pechelbronner Schichten. Die Bohrung wurde 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 Ölzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2885 m im Rotliegend eingestellt. Für den Anfang des Jahres 2014 waren zusätzliche Messungen im Bohrloch geplant, deren Ergebnisse die Entscheidungsgrundlage für eine längere Testförderung liefern sollten.

Mit der Bohrung **Leopoldshafen 20** (GDF SUEZ) (Anl. 2) wurde eine Hochlage des Bunt-

sandstein - analog zum Ölfund Römerberg - in ca. 2500 m Tiefe westlich des Altfeldes Leopoldshafen auf Ölführung hin untersucht. Die geologische Struktur konnte mittels der im Jahre 2012 gemessenen 3D-seismischen Daten im Detail nachgewiesen und kartiert werden. Aufgrund von obertägigen Gegebenheiten liegt der Ansatzpunkt der Bohrung etwa 1,5 km südöstlich vom Landepunkt entfernt. Nachdem die Bohrung ihren Zielhorizont, den Buntsandstein, erreicht hatte, wurde sie bei 3731 m Endteufe - aufgrund der starken Ablenkung entspricht das 3224 m unter Geländeoberkante - eingestellt. Nach einem Gestängetest auf den Oberen Buntsandstein wurde der tiefere Teil des Bohrloches im Bereich des Buntsandstein verfüllt. Das Ergebnis der Bohrung stand zum Jahresende 2013 noch nicht fest.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Ziel der Bohrung **Weissenmoor Z2** (RWE Dea) (Anl. 2) ist die Erschließung zusätzlicher Reserven auf einer Hochscholle an der südwestlichen Flanke des Gasfeldes Weissenmoor. Primärziel der geplanten Bohrung sind die Rotliegend-Sandsteine der Havel-Subgruppe. Zusätzliches Potenzial wird den Sandsteinen des stratigrafisch höher liegenden Niendorf-Member zugeschrieben. Aus diesen Sandsteinen fördert die etwa 1,5 km nördlich liegende Bohrung Weissenmoor Z1, nachdem der Havel-Sandstein nach kurzer Förderdauer verwässert war. Bohrbeginn war im Dezember 2013. Zum Jahresende 2013 stand die Bohrung bei 1355 m in der Oberkreide.

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Deblinghausen Z7** (EMPG) (Anl. 2) sollte das autochthone Staßfurt-Karbonat auf einem durch Störungen abgetrennten, ungetesteten Block südlich der produzierenden Bohrungen Deblinghausen Z5

und Z6a auf Gasführung untersuchen. Zum Jahresende 2013 stand die Bohrung bei 3153 m im Zechstein-Salinar. Anfang 2014 traf die Bohrung im Bereich des Leine-Anhydrits eine Störungszone an, die vermutlich mit einem im Druck abgesenkten Staßfurt-Karbonat im Liegenden in dynamischer Verbindung steht, und hatte starke Spülungsverluste. Daraufhin wurde die Bohrung eingestellt und zur Deblinghausen Z7a abgelenkt.

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. Die Bohrung hat die Karbon-Sandsteine wie erwartet gasführend angetroffen, den Gas-Wasser-Kontakt durchteuft und wurde bei 4380 m eingestellt.

Wiedererschließungsbohrungen

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 strukturmäßigsten Teil der Lagerstätte. Insbesondere sollten sowohl Beschaffenheit und Poreinhalt des ölführenden Speichergesteins, 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 hat die Pechelbronner Schichten in der prognostizierten Tiefe von etwa 1600 m ölführend angetroffen und wurde nach 2215 m Bohrstrecke im Rotliegend eingestellt. Eine Testförderung war für Anfang 2014 geplant. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung steht noch aus.

Alpenvorland

Mit der Bohrung **Bedernau 1** (Wintershall) (Anl. 1) wurde in 2009 nach ungefähr 25 Jahren erstmals wieder eine Wiedererschließungsbohrung abgeteuft. Die letzten Bohrungen zur Wiedererschließung bereits aufgegebener Felder wurden in der Folge der zweiten Ölkrise Anfang der 1980er Jahre, also zu Zeiten eines hohen Ölpreises, gebohrt. Die Boh-

Zur Ermittlung der Speichereigenschaften der Träger wurden sechs Bohrkern mit einer Gesamtlänge von knapp 130 m gezogen. Zur Ermittlung des Förderpotenzials sind vorab hydraulische Stimulationen der Träger erforderlich. Entsprechende bergrechtliche Genehmigungen wurden beantragt.

Die Bohrung Bedernau 1 hatte das Ziel, im zentralen Teil des ehemaligen Ölfeldes Arlesried in den Sandsteinen der Bausteinschichten noch verbliebene Ölreserven nachzuweisen und in Produktion zu nehmen. Das Ölfeld Arlesried war bereits 1964 entdeckt worden und hatte bis zur Aufgabe 1995 etwa 2 Mio. t Erdöl gefördert; damit ist es das bislang ergiebigste Ölfeld im deutschen Teil des Alpenvorlandes. Das Zielgebiet der Bohrung war ein Bereich im zentralen Teil der Lagerstätte, der nach den Ergebnissen einer Lagerstättensimulation geringer entölt war als der Großteil der Lagerstätte und noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmenigen erwarten ließ. Die Bohrung hat das Reservoir einige Meter höher und mächtiger als erwartet angetroffen und wurde bei 1525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Anfang des Jahres 2010 wurde ein Fördertest durchgeführt. Nach den Testergebnissen ist der Träger entgegen den Erwartungen hoch verwässert. In 2013 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen ist gegenüber 2012 deutlich von 40 auf 27 zurückgegangen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere 18 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2013 die Endteufe erreicht, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2013 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2013 zusammengestellt. Speicherbohrun-

gen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Die Entwicklung der Bohrungsanzahl der letzten Jahre spiegelt vor allem die Aktivitäten im Feld Emlichheim wider. Aufgrund der Bohrkampagne in diesem Feld war die Anzahl der Bohrungen in 2011 sprunghaft angestiegen. Diese Kampagne hatte bereits Ende 2010 mit den ersten Bohrungen begonnen, über das ganze Jahr 2011 angedauert und wurde in 2012 abgeschlossen. Allein im Feld Emlichheim wurden in 2011 25 Bohrungen und in 2012 14 Bohrungen niedergebracht. Im zu-

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2013. Bohrlokationen siehe Abb. 5, Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>							
Barth 11*	CEP	4532734	6020784	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
Guhlen 1*	CEP	5441122	5766520	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	2910,0	Rotliegend
Lütow 51*	CEP	5429396	5989935	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	2930,0	Werra-Anhy.
Pudagla 2*	CEP	5437846	5983609	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3830,0	Werra-Anhy.
<i>Elbe-Weser</i>							
Böstlingen Z1*	RWE Dea	3553086	5848041	n.k.E.	Rotliegend	5912,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Damme 2a*	EMPG	3449904	5817994	n.k.E.	Lias Epsilon	3333,0	Lias Delta
Damme 3*	EMPG	3449843	5817842	n.k.E.	Wealden	1610,0	Serpulit-F.
Lünne 1a*	EMPG	2598136	5809679	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
Oppenwehe 1*	EMPG	3465361	5817022	n.k.E.	Wealden, Lias	2660,0	Lias Delta
<i>Westlich der Ems</i>							
Ravenshorst Z1	GDF SUEZ	2573222	5793977	fehl	Oberkarbon	2866,0	Oberkarbon
<i>Oberrheintal</i>							
Allmend 1	Rhein Petrol.	3465294	5518269	n.k.E.	Pechelbr. Sch.	2885,0	Rotliegend
Leopoldshafen 20	GDF SUEZ	3457391	5439742	n.k.E.	Buntsandstein	3731,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Elbe-Weser</i>							
Weissenmoor Z2	RWE Dea	3530260	5872340	bohrt	Rotliegend		
<i>Weser-Ems</i>							
Deblinghausen Z7	EMPG	3500397	5829448	bohrt	Staßfurt-Karb.		
Düste Z10*	Wintershall	3465139	5841475	n.k.E.	Oberkarbon	4380,0	Oberkarbon
Wiederschließungsbohrung (A5)							
<i>Oberrheintal</i>							
Stockstadt 2001	Rhein Petrol.	3465295	5518262	n.k.E.	Pechelbr. Sch.	2115,0	Rotliegend
<i>Alpenvorland</i>							
Bedernau 1*	Wintershall	4379570	5331335	fehl	Baustein-Sch.	1525,0	Baustein-Sch.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2013; *: Endteufe vor 2013 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis							

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2013.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 12a	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht
Mittelplate-A 12b	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 24	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 25	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Becklingen Z2*	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Bötersen Z11*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Schneeren-Süd Z1*	GDF SUEZ	Oberkarbon-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Völkersen Z2a	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen-Nord Z4	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
Vorhop 26a	GDF SUEZ	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
Walsrode-West Z1a	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Worth Z1a	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	fehl
<i>Weser-Ems</i>			
Barenburg 69	EMPG	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Barenburg 70	EMPG	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Barrien 15T	Wintershall	Mittlerer Buntsandstein	fehl
Bockstedt 85	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Bockstedt 86	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Börger 7a	PRD Energy	Obermalm	noch kein Ergebnis
Brettorf Z2b*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Goldenstedt Z25	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Leer Z5*	GDF SUEZ	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Staffhorst-Nord Z2b	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Visbek Z9b	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 68	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 70	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 104*	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 124	Wintershall	Gildehaus-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Alpenvorland</i>			
Schwabmünchen 6*	Wintershall	Baustein-Schichten	ölfündig
CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin		Status mit Stand vom 31. Dezember 2013	
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover		* : Endteufe vor 2013 erreicht	
GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Lingen			
PRD Energy – PRD Energy GmbH, Berlin			
Rhein Petrol. - Rhein Petroleum GmbH, Heidelberg			
RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg			
Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf			

rückliegenden Jahr wurden dagegen nur drei technisch bedingte Ablenkungen durchgeführt (Tab. 2).

Von den insgesamt 45 Bohrungen haben 16 ein endgültiges Ergebnis erhalten; davon waren zwölf erfolgreich. Von diesen zwölf Bohrungen waren neun öl- oder gasfündig und drei weitere hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses Untersuchungs- und Hilfs-

bohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere sogenannte „spy holes“ sowie technisch bedingte Ablenkungen bereits produzierender Sonden, die aufgrund nicht behebbarer technischer Defekte nicht mehr (hinreichend) fördern konnten. 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

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2011 den höchsten Wert seit 1998 erreicht hatte und in 2012 nur geringfügig zurückgegangen war, hat sie in 2013 drastisch um 23 000 m abgenommen und belief sich auf nur noch knapp 43 500 m.

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 2013 lag die Bohrleistung um etwa 20 000 m oder 39 Prozent unter diesem Mittelwert und hat einen der geringsten Werte seit Bestehen der Bundesrepublik erreicht. Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung ungewöhnlich gleichförmig. In beiden Kategorien ist die Bohrmeterleistung im Vergleich zum Vorjahreswert um knapp 40 Prozent zurückgegangen.

In der Exploration sind die Bohrmeter gegen-

über dem Vorjahr um etwa 8700 m oder 38,1 Prozent auf etwa 14 000 m gesunken und lagen damit auch deutlich unter dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre, und zwar um 37,2 Prozent oder mehr als 8000 m.

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um mehr als 19 000 m oder 39,7 Prozent abgenommen und sind auch erheblich hinter dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre zurückgeblieben, und zwar um 29,4 Prozent oder mehr als 12 000 m.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 67 Prozent an den gesamten Bohrmeter war gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 65 Prozent in etwa durchschnittlich.

Die regionale Verteilung der Bohrmeter ist deutlich von den wieder aufgelebten Bohraktivitäten der Exploration im Oberrheintal geprägt. Diese in Hessen und Baden-Württemberg gelegenen Bohrungen stellten in 2013 einen Anteil von 20 Prozent der gesamten Bohrmeter (Tab. 4). Ebenfalls etwa 20 Prozent der Bohrmeter trugen Produktionsbohrungen aus Schleswig-Holstein (Mittelplate) bei. Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurch-

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2008 bis 2013, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen								Feldesentwicklungsbohrungen					
			A1		A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2008	57481	100	-	-	14412	25,1	5522	9,6	-	-	1475	2,6	36072	62,8	-	-
2009	66201	100	-	-	15285	23,1	9632	14,5	1525	2,3	3108	4,7	36651	55,4	-	-
2010	51411	100	-	-	18279	35,6	9792	19,0	-	-	-	-	23135	45,0	205	0,4
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	-	-
Mittelwert 2008-2012	63958	100	51	0,1	13410	21,0	8750	13,7	305	0,5	917	1,4	38963	60,9	1562	2,4

schnittlichen Werte in Hessen und Schleswig-Holstein war der niedersächsische Anteil mit

59 Prozent jedoch unterdurchschnittlich.

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2013 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	3731,0	-	-	-	-	-	3731,0	8,6
Hessen	2885,0	-	2115,0	-	-	-	5000,0	11,5
Niedersachsen	909,0	4508,0	-	-	20322,7	-	25739,7	59,3
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	8952,7	-	8952,7	20,6
Gebiet								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	8952,7	-	8952,7	20,6
Elbe-Weser	-	1355,0	-	-	6725,0	-	8080,0	18,6
Weser-Ems	-	3153,0	-	-	13257,3	-	16410,3	37,8
Westlich der Ems	909,0	-	-	-	340,4	-	1249,4	2,9
Oberrheintal	6616,0	-	2115,0	-	-	-	8731,0	20,1

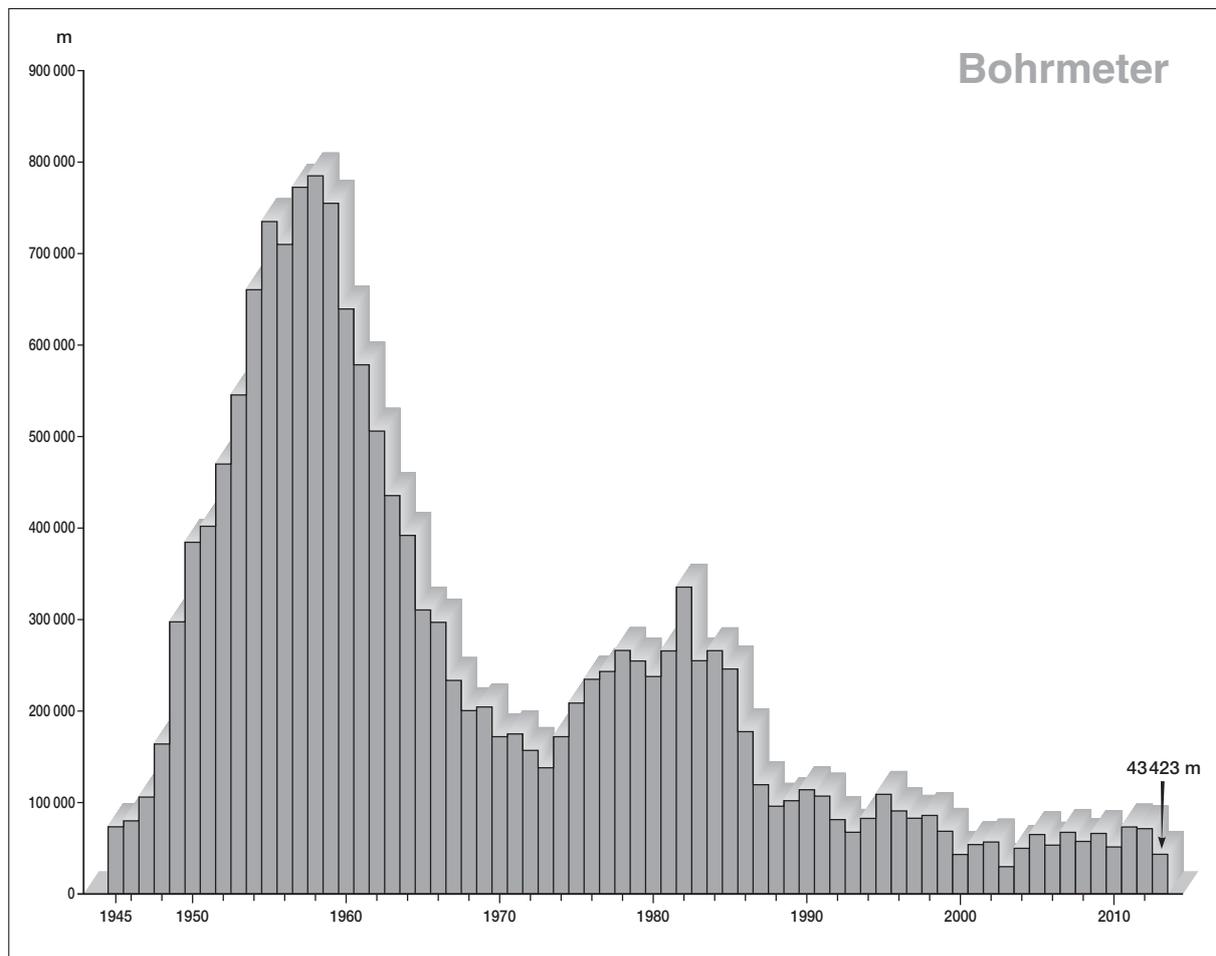


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2013.

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 un-

komplizierter 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.

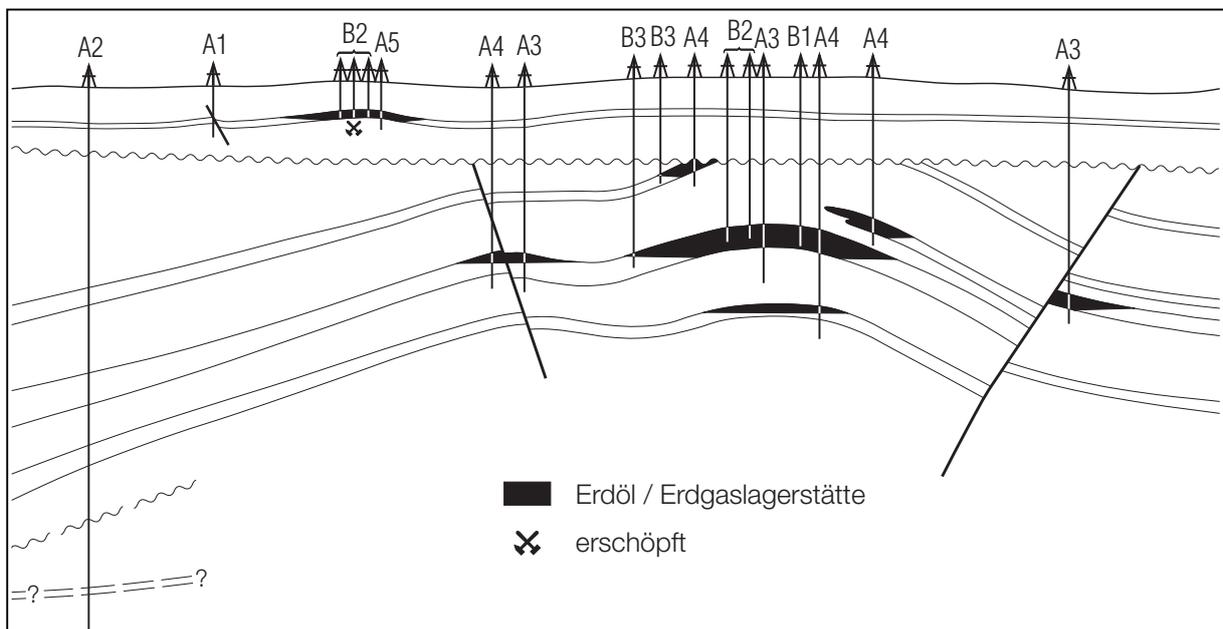


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Die Vergabe von neuen Erlaubnissen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in den letzten Jahren hatte in 2012 zu einem deutlichen Anstieg der geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas geführt. Der Umfang der Aktivitäten ist in 2013 gegenüber dem Vorjahr zwar zurückgegangen, lag aber immer noch über dem Durchschnitt der letzten Jahre. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 649 km² durchgeführt und 2D-seismische Messungen auf einer Länge von 106 Profilkilometern (Tab. 5). Darüber hinaus wurden gravimetrische Daten auf einer Fläche von 250 km² mit 1352 Messpunkten erhoben. Verglichen mit dem fünfjährigen Mittel in Höhe von etwa 440 km² 3D-Seismik und knapp 190 Profilkilometern 2D-Seismik war auch 2013 ein überdurchschnittliches Jahr.

3D-Seismik

In 2013 wurden drei 3D-seismische Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt. In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik abgedeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt und die aktuellen Surveys farblich hervorgehoben.

Nach den umfangreichen 3D-seismischen Messungen im Oberrheintal in 2012 wurde im laufenden Jahr die Datenakquisition des Surveys „Mittlerer-Oberrhein-West“, die bereits in 2012 begonnen hatte, fortgesetzt (Anteil 2013: 241 km²). Der gesamte Survey hat eine Fläche von 375 km² und wurde von der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH operiert. Er überdeckt die Erlaubnisgebiete Bergzabern, Germersheim, Hagenbach, Herxheimweyher, Hochstadt, Kandel, Kuhardt, Maximiliansau, Offenburg/Pfalz, Römerberg und Steinfeld, bzw. Teile davon. Ursprünglich war der Survey auf eine Fläche von etwa 550 km² ausgelegt. Aufgrund von Belangen des Naturschutzes (Beginn der Vegetationsperiode sowie der Setz- und Brutzeiten) mussten die Feldarbeiten jedoch im Frühjahr 2013 zunächst beendet werden. Einige Gebiete im Westen der geplanten Fläche konnten deshalb bisher nicht mit in die Untersuchungen einbezogen werden, u.a. das Gebiet des Erdölfeldes Landau.

In Niedersachsen wurde der Survey „Wettrup/Hümmling“ in den Erlaubnisgebieten Hümmling und Wettrup-Verkleinerung der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH jahresübergreifend von 2012 nach 2013 mit einer Fläche von 207 km² (Anteil 2013: 134 km²) aufgenommen.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2013 (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	274	106	-
Elbe-Weser	-	-	986 / 125
Weser-Ems	134	-	366 / 125
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	241	-	-
Alpenvorland	-	-	-
Summe	649	106	1352 / 250

In Brandenburg wurde im Erlaubnisgebiet Lübben der CEP Central European Petroleum GmbH der Survey „Lübben 3D“ mit einer Fläche von 274 km² durchgeführt.

2D-Seismik

2D-seismische Messungen wurden nur in Brandenburg im Erlaubnisgebiet Reudnitz der Bayerngas GmbH im Umfang von 106 Profilkilometern akquiriert.

Gravimetrie

In 2013 wurden zwei gravimetrische Surveys

durchgeführt. Sie lagen beide in Niedersachsen. In den Erlaubnisgebieten Ahrensheide und Hamwiede wurde im Auftrag der Exxon-Mobil Production Deutschland GmbH der Survey Ahrensheide-Hamwiede 2013 mit einer Fläche von 125 km² und 986 Messpunkten durchgeführt.

In den Erlaubnisgebieten Hümmling und Wettrop-Verkleinerung der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH wurde in Ergänzung zur 3D-Seismik Hümmling/Wettrup der Survey Hümmling auf einer Fläche von 125 km² mit 366 Messpunkten aufgenommen.

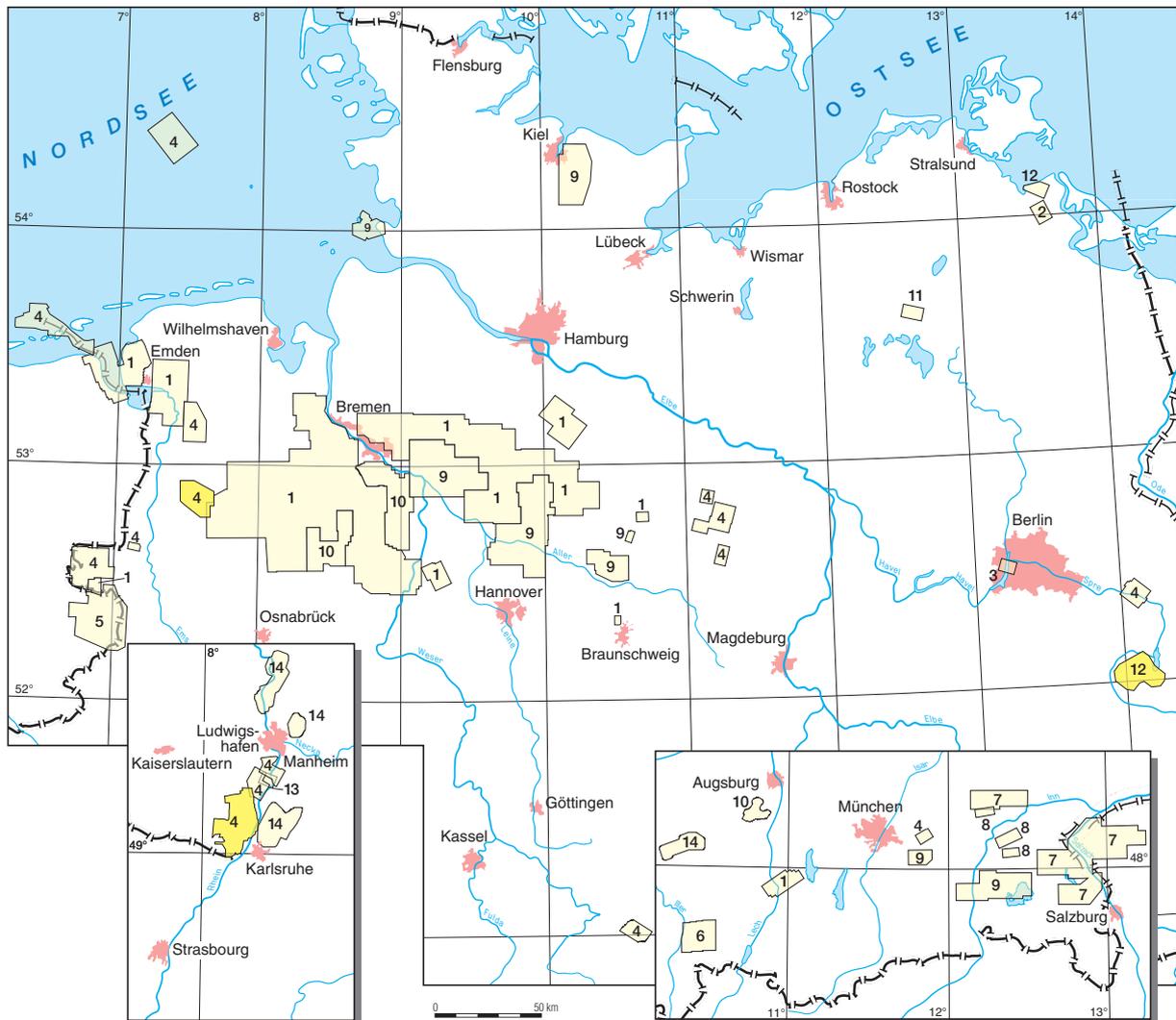


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete in 2013 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: GDF SUEZ, 5: NAM, 6: OMV, 7: RAG, 8: E.ON, 9: RWE Dea, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: FGT, 14: Rhein Petroleum.

3 Konzessionswesen

In 2013 gab es abermals viele Veränderungen im Bestand der Erlaubnisfelder. Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich aber kaum verändert und betrug Ende 2013 etwa 112 400 km². Die Fläche hat sich damit gegenüber dem Vorjahr um etwa 500 km² verkleinert. Erlaubnisfelder mit einer Fläche von zusammen etwa 14 000 km² wurden neu erteilt. Demgegenüber sind Erlaubnisfelder mit einer Fläche von zusammen etwa 14 500 km² erloschen.

Da sich Erlaubnisfelder zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken teilweise mit Erlaubnisfeldern zur gewerblichen Aufsuchung überschneiden, ist die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und beträgt etwa 109 000 km².

Der größte Teil der neu erteilten Fläche entfällt auf Erlaubnisfelder in Schleswig-Holstein mit etwa 4800 km², gefolgt von Bayern mit 3750 km², Niedersachsen mit etwa 3500 km² und Brandenburg mit etwa 1500 km². Darüber

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2013.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
23	Südbayern-Nord	PRD Energy GmbH	Bayern
29	Engelsberg	Wintershall Holding GmbH	Baden-Württemberg
5	Reudnitz-Nordost	Bayergas GmbH	Brandenburg
6	Reudnitz-Südost	Bayergas GmbH	Brandenburg
7	Kerkwitz-Guben	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Brandenburg
8	Forst	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
11_01	Vierlande	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Hamburg
12_03	Uelzen	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
12_04	Oldendorf	Kimmeridge Energy Ltd.	Niedersachsen
12_05	Lüneburg	Kimmeridge Energy Ltd.	Niedersachsen
12_10	Heemsen	Kimmeridge Energy Ltd.	Niedersachsen
13_05	Laarwald	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
28	Eicher See	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
29	Guntersblum	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
30	Rheindürkheim	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
2	Kunrau	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Sachsen-Anhalt
11_03	Bramstedt	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_01	Ostrohe	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_02	Schwarzenbek	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_05	Rosenkranz Nord	Max Streicher GmbH & Co. KG a. A.	Schleswig-Holstein
12_06	Sterup	Central Anglia AS	Schleswig-Holstein
12_07	Gettorf	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_08	Elmshorn	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
Erloschene Erlaubnisse			
5	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
16	Nasser Berg	Nasser Berg Energie GmbH	Bayern
24	Saulgau-Wangen	Bell Exploration Ltd., Concorde Energy LLC	Baden-Württemberg
06002	Lüdersfeld	Archimedes Facility-Management GmbH	Niedersachsen
07007	Drakenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
08002	Wolfenbüttel	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
09002	Wolfsburg	Wolfsburg Hydrocarbons GmbH	Niedersachsen
09003	Aschen	Realm Energy Operations Corp.	Niedersachsen
36	Ibbenbüren-Gas	DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH	Nordrhein-Westfalen
19	Gau-Algesheim	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
20	Mainz	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
21	Hagenbach	HEEAG Erste Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. KG, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
1	Harz-Börde	BNK Petroleum Inc.	Sachsen-Anhalt
1	Seeadler	Steinadler Hydrocarbons GmbH	Thüringen
2	Steinadler	Steinadler Hydrocarbons GmbH	Thüringen
3	Weinbergen	Steinadler Hydrocarbons GmbH	Thüringen

Quelle: zuständige Bergverwaltungen

Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

hinaus wurden in Sachsen-Anhalt, Rheinland-Pfalz, Hamburg und Baden-Württemberg neue Erlaubnisfelder erteilt.

Hinsichtlich der erloschenen Erlaubnisfelder war die Summe der Flächen in Thüringen mit 5200 km² am größten, gefolgt von Sachsen-Anhalt mit 3400 km², Niedersachsen mit knapp 3000 km², Baden-Württemberg mit knapp 1500 km² und Bayern mit 1100 km². Darüber hinaus fielen kleinere Flächen in Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen ins Bergfreie.

Im Wesentlichen sind Flächen frei geworden, für die die Aufsuchungsrechte erst vor wenigen Jahren erteilt worden waren und in denen vor

allem nach unkonventionellen Kohlenwasserstoffen (vorwiegend Shale Gas) exploriert wurde bzw. exploriert werden sollte. Das betrifft Erlaubnisfelder der BNK Petroleum Inc. bzw. ihrer Tochtergesellschaften Steinadler Hydrocarbons GmbH und Wolfsburg Hydrocarbons GmbH, des Konsortiums Bell Exploration Ltd. & Concorde Energy LLC und der Realm Energy Operations Corp. mit einer Fläche von zusammen 11 400 km².

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

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2013.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie			
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Holding GmbH	Bayern
9	Grafring	RWE Dea AG	Bayern
13	Kinsau	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
14	Schwaben-Süd (großr. Aufsuch.)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
18	Bruckmühl (großr. Aufsuchung)	Terrain Energy Limited	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
20	Teising	Nasser Berg GmbH	Bayern
21	Schongau (großr. Aufsuchung)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
22	Starnberger See (großr. Aufsuch.)	Terrain Energy Limited	Bayern
23	Südbayern-Nord	PRD Energy GmbH	Bayern
Bergamt Stralsund			
2	Grimmen 2	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
3	Plantagenetgrund	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
4	Stralsund	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
5	Anklam	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
6	Oderbank	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
14	Loba	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
15	Leif	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
16	Lars	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
17	Lennert	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevisen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
30	Ananke	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
31	Kallisto	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen

Fortsetzung Tab. 7			
32	Ganymed	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
33	Sinope	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
37	Saxon 2	DART ENERGY (EUROPE) LIMITED	Nordrhein-Westfalen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
39	Altdendorf-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
41	Saxon 1 West	DART ENERGY (EUROPE) LIMITED	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
44	lo	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
45	Hamm-Süd	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
46	Hellweg	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
47	Falke	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
48	Adler	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
49	Herbern-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
50	Rheinland	Wintershall Holding GmbH, Statoil Deutschland Hydrocarb. GmbH	Nordrhein-Westfalen
51	Ruhr	Wintershall Holding GmbH, Statoil Deutschland Hydrocarb. 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
55	Falke-South	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
56	Wesel Gas	Thyssen Vermögensverwaltung GmbH, PVG für Lagerstätten, Geologie und Bergschäden mbH	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
11_01	Vierlande	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Hamburg
022	Bedekaspel-Erweiterung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
027	Leer	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
038	Hümmling	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	GDF SUEZ 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	RWE Dea AG	Nieders., Hamburg
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
153	Verden	RWE Dea AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenl.)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	Niedersachsen
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
00002	Steinhude-Restfläche	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nieders., Bremen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
04001	Scharnhorst-Restfläche	RWE Dea AG	Niedersachsen
05002	Hahnenhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
05005	Rautenberg	RWE Dea AG	Niedersachsen
06001	Lüchow	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
07002	Bramsche-Erweiterung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
07003	Schaumburg-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
07006	Vorhop-Südost	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
08001	Hameln	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
08003	Simonswolde	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
11001	Werder	RWE Dea AG	Niedersachsen
11002	Steinhorst	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
11_04	Misburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH und Co. KG	Niedersachsen
12_01	Sittensen	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
12_02	Wittmund	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
12_03	Uelzen	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
12_04	Oldendorf	Kimmeridge Energy Ltd.	Niedersachsen
12_05	Lüneburg	Kimmeridge Energy Ltd.	Niedersachsen
12_10	Heemsen	Kimmeridge Energy Ltd.	Niedersachsen
13_05	Laarwald	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05003	Preetz-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein

Fortsetzung Tab. 7			
11_03	Bramstedt	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_01	Ostrohe	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_02	Schwarzenbek	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_05	Rosenkranz Nord	Max Streicher GmbH & Co. KG a. A.	Schleswig-Holstein
12_06	Sterup	Central Anglia AS	Schleswig-Holstein
12_07	Gettorf	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_08	Elmshorn	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding GmbH, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, RWE Dea AG, BASF	NI, SH (Nordsee)
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, RWE Dea AG, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	NI, SH (Nordsee)
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall Holding GmbH, RWE Dea AG	NI, SH (Nordsee)
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding GmbH, GDF SUEZ 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	PA Resources UK Ltd., 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
4	Pillgram	Celtique Energie GmbH	Brandenburg
5	Reudnitz-Nordost	Bayerngas GmbH	Brandenburg
6	Reudnitz-Südost	Bayerngas GmbH	Brandenburg
7	Kerkwitz-Guben	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Brandenburg
8	Forst	CEP - Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz			
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
7	Kandel	Montanes Explorationsgesellschaft mbH, GDF SUEZ E&P Deuts.	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
9	Hochstadt	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
13	Bergzabern	GeoEnergy Feldgesellschaft Bergzabern mbH	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy Feldgesellschaft Steinfeld mbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
16	Ludwigshafen	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	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
26	Deidesheim	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
27	Ludwigshafen	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
28	Eicher See	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
29	Guntersblum	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
30	Rheindürkheim	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
Landesamt für Geologie und Bergwesen Sachsen-Anhalt			
2	Kunrau	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Sachsen-Anhalt
Oberbergamt des Saarlandes			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG New Energies 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
13	Bietigheim	GeoEnergy Feldgesellschaft Illingen mbH	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
17	Oberschwaben III	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
18	Mannheim-Käfertal	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	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
22	Konstanz	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
23	Biberach	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
26	Rastatt-Lichtenau-Rheinau II	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
27	Karlsruhe-Leopoldshafen	GDF SUEZ 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

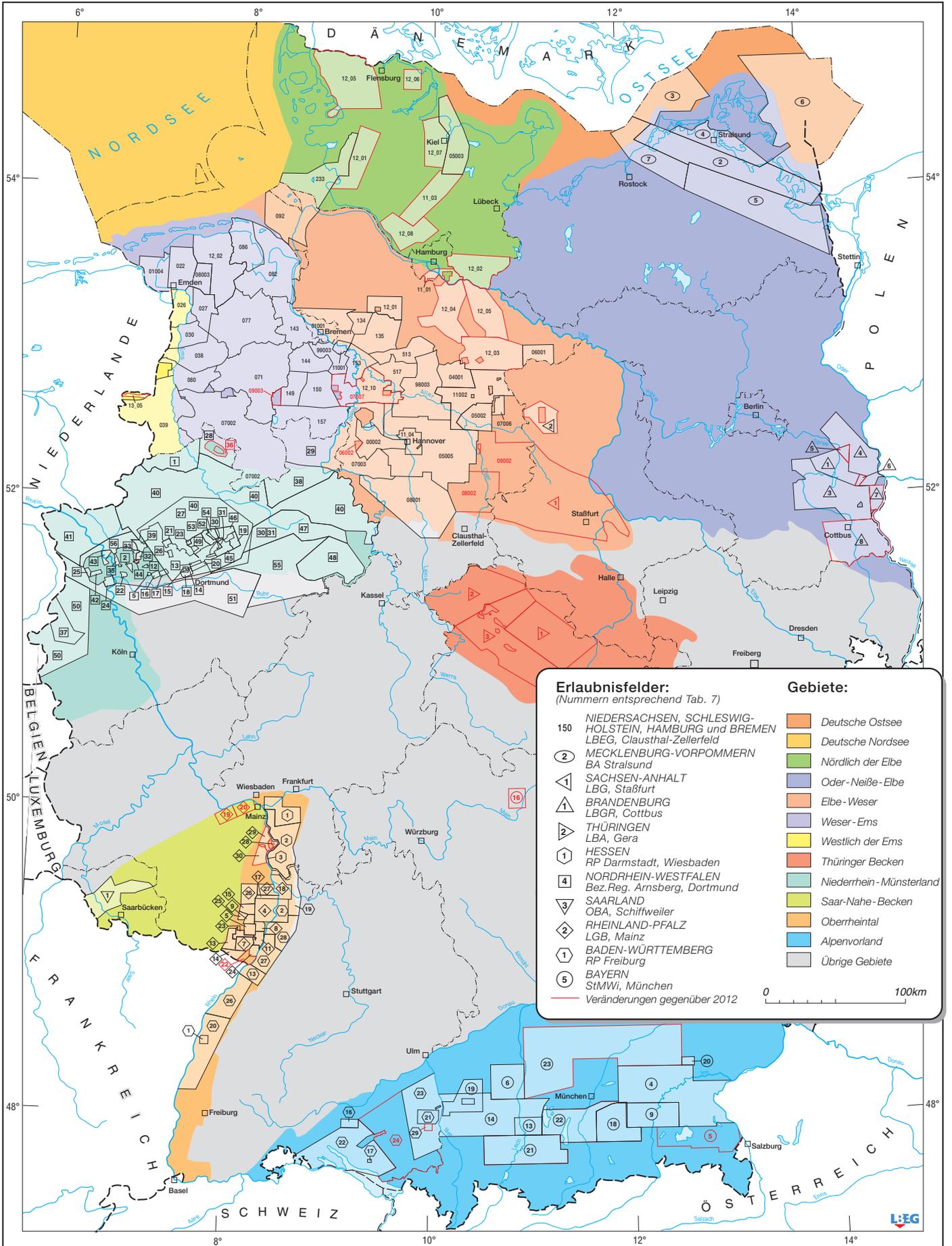
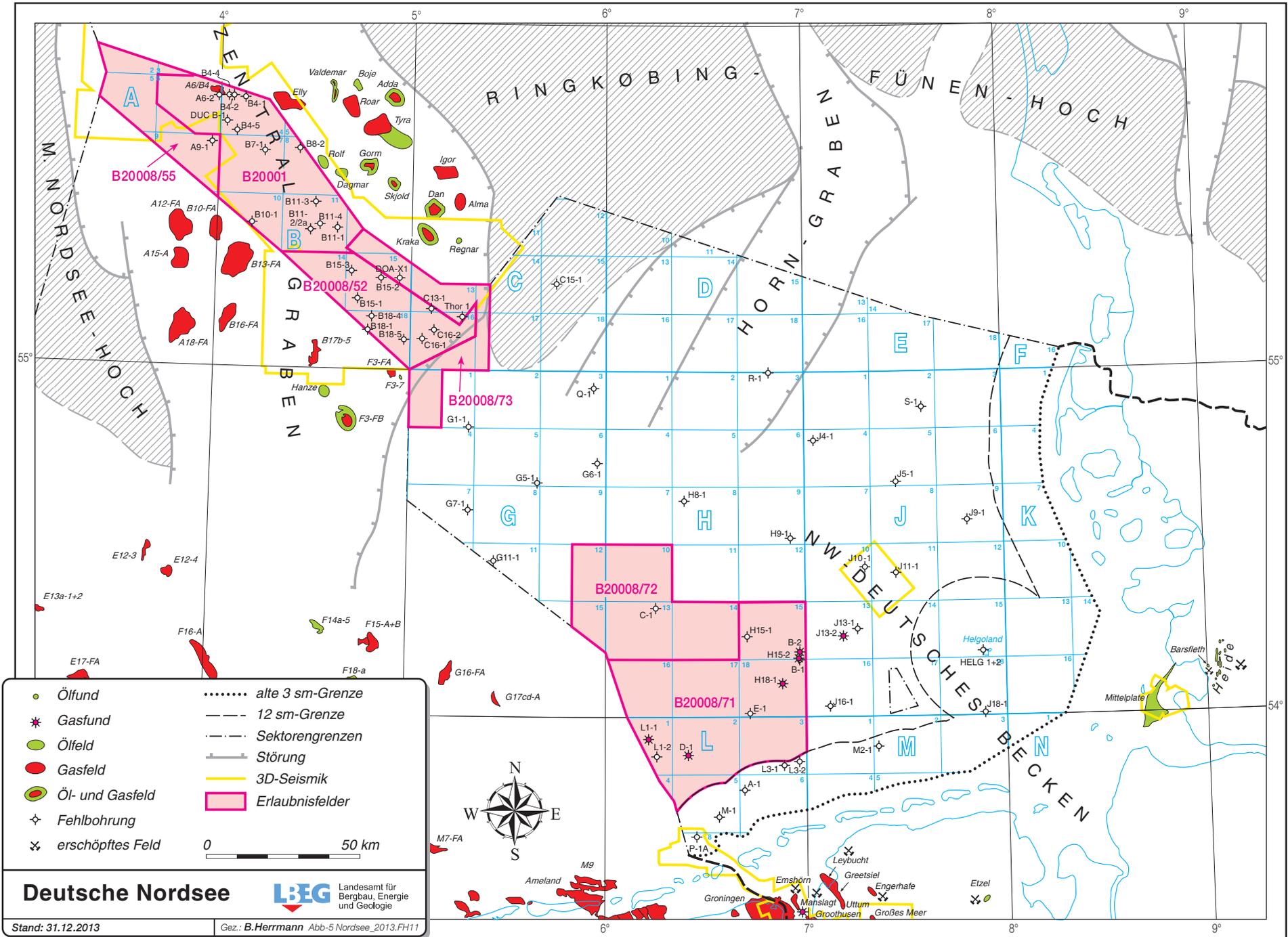


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2013. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

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



Deutsche Nordsee

LBEG Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Stand: 31.12.2013

Gez.: B.Herrmann Abb-5 Nordsee_2013.FH11

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Im Berichtsjahr 2013 wurden in Deutschland 2,64 Mio. t **Erdöl** einschließlich 0,8 Prozent Erdölkondensat gefördert (Tab. 8). Die Erdölproduktion stieg damit um ca. 17 000 t (0,6 Prozent) über den Wert des Vorjahres (2,62 Mio. t).

Die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands liegen im Norddeutschen Becken. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 2,4 Mio. t Öl. Das sind ca. 90 Prozent der deutschen Gesamtproduktion.

Im Ländervergleich wurden 2013 in Schleswig-Holstein mit 1,5 Mio. t Öl 55,1 Prozent des deutschen Erdöls gefördert (2012: 53,4 Prozent). Dies ist eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr um rd. 53.000 t. Der Anteil Niedersachsens betrug im letzten Jahr 34 Prozent (2012: 35,5 Prozent). Die Förderung sank dabei um rd. 34 000 t auf 896 000 t Erdöl. Die Erdölproduktion in Rheinland-Pfalz blieb gegenüber 2012 nahezu unverändert (Tab. 8).

Der gesamte statistisch erfasste Mineralölverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2013 nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2014) bei 108,4 Mio. t. Im Vergleich zum Vorjahr (106,3 Mio. t) stieg der Verbrauch damit um 2,2 Prozent. Die kalte Witterung zum Beginn des Jahres 2013 wird als wesentliche Ursache für den steigenden Verbrauch genannt (AGEB 2014).

Die Bundesrepublik Deutschland konnte 2013 ca. 2,8 Prozent ihres Erdölverbrauchs durch die Produktion aus heimischen Lagerstätten decken. Damit blieb der Eigenanteil gegenüber 2012 gleich (AGEB 2014).

Die **Erdgas**produktion in Deutschland ging im Berichtsjahr 2013 um 1 Mrd. m³(V_n) auf nunmehr 10,7 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 9,7 Mrd. m³(V_n) Reingas (s. Kap. 4.2) zurück. Das entspricht einer Verringerung um 8,8 Prozent (9,1 Prozent Reingas) gegenüber dem Vorjahr.

Die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands liegt in Niedersachsen. Hier wurde der aktuellen Statistik nach 10,1 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Damit sank die Förderung um 0,9 Mrd. m³(V_n). Im Ländervergleich entspricht die Rohgasförderung Niedersachsens einem Anteil von 94,9 Prozent (2012: 94,5 Prozent).

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2013.

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	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	46 177	1,8	8 019 050	0,1	1 378 741	1,9	9 397 791	0,1
Brandenburg	10 571	0,4	-	-	3 686 400	5,1	3 686 400	0,0
Hamburg	19 026	0,7	-	-	207 625	0,3	207 625	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4 752	0,2	-	-	578 580	0,8	578 580	0,0
Niedersachsen	895 734	34,0	10 131 135 728	94,9	44 621 296	61,3	10 175 757 024	94,7
Rheinland-Pfalz	209 545	7,9	-	-	2 194 339	3,0	2 194 339	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	434 103 953	4,1	-	-	434 103 953	4,0
Schleswig-Holstein	1 452 574	55,1	88 459 910	0,8	20 076 086	27,6	108 535 996	1,0
Thüringen	-	-	16 150 167	0,2	-	-	16 150 167	0,2
Summe	2 638 379	100	10 677 868 808	100	72 743 067	100	10 750 611 875	100

*ohne Erdöl- bzw. Kondensatproduktion aus den von Storengy betriebenen Erdgasspeichern Fronhofen und Reitbrook-Alt

Der Reingasanteil beträgt mit 9,4 Mrd. m³(V_n) 97,0 Prozent der Gesamtförderung Deutschlands (2012: 96,4 Prozent).

Regional stammte das Erdgas dabei überwiegend aus den Fördergebieten zwischen Weser und Ems sowie zwischen Elbe und Weser (Tab. 8, Tab. 15 und Anl. 2).

Der gesamte statistisch erfasste Erdgasverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2013 nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2014) bei umgerechnet 97,9 Mrd. m³(V_n) Reingas. Im Vergleich zum Vorjahr (92 Mrd. m³(V_n)) stieg der Verbrauch damit um 6,3 Prozent. Als Grund für den kräftigen Anstieg wird die kalte Witterung Anfang 2013 genannt.

Deutschland deckte 2013 seinen Gasverbrauch zu 10 Prozent aus heimischer Förderung. 2012 waren es noch 11 Prozent (AGEB 2014).

4.1 Erdölförderung

Die Erdöl- und Kondensatförderung in Deutschland lag 2013 mit 2,64 Mio. t um 17 000 t über dem Wert des Vorjahres (2,62 Mio. t) (Tab. 9 und Anl. 5). Die Gesamtförderung stieg damit um 1 Prozent.

Wie schon im Vorjahr waren 2013 in Deutschland 49 Erdölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden ging zum Stichtag 31. Dezember 2013 um 6 auf nunmehr 1077 zurück (Tab. 9).

Einen Überblick über die Erdöl- und Kondensatförderung sowie die Erdölgasförderung aller zurzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten gibt Tabelle 10. Tabelle 11 verdeutlicht, wie sich die Produktion regional auf die einzelnen Fördergebiete verteilte.

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen rund 88 Prozent der Gesamtölförderung in 2013. Allerdings unter-

scheiden sich die Fördermengen der einzelnen Felder beachtlich. So lag die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand mit 1,45 Mio. t um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,2 Mio. t.

Nach wie vor ist damit Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein das förderstärkste Erdölfeld Deutschlands. Auf dem zweiten Platz folgt wie im Vorjahr Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems. Das Feld Römerberg im Rheintal in Rheinland-Pfalz liegt an dritter Stelle (Tab. 12).

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus Sandsteinen des Jura gefördert. Mit der Hilfe von 26 Förderbohrungen wurden hier fast 55 Prozent der deutschen Erdölproduktion erbracht. Daraus errechnet sich für das Feld eine durchschnittliche

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2009 bis 2013.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2009	2,800	90,221	50	1114
2010	2,511	81,174	50	1128
2011	2,679	79,671	49	1122
2012	2,621	78,197	49	1083
2013	2,638	72,743	49	1077

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2013.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat-förderung		Erdölgasförderung		Son-den
				2013 t	kumulativ t	2013 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
	Nordsee							
SH	A6/B4*	1974	Wintershall	7 107	797 429	-	-	*
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	RWE Dea	1 445 467	29 554 501	20 076 086	409 130 679	26
HH	Reitbrook-Alt	1937	Storengy	7 532	2 589 787	0	55 668 222	3
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	GDF SUEZ	5 651	3 398 380	100 325	53 211 707	8
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	20 044 746	-	880 593 612	-
	Summe Gebiet			1 458 650	55 587 414	20 176 411	1 398 604 220	37
	Oder/Neiße-Elbe							
BB	Kietz	1987	GDF SUEZ	10 571	267 462	3 686 400	83 788 198	1
MV	Lütow	1965	GDF SUEZ	3 379	1 341 142	361 770	645 049 493	4
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	GDF SUEZ	1 373	112 525	216 810	26 705 775	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 554 781	-	613 914 857	-
	Summe Gebiet			15 323	3 275 910	4 264 980	1 369 458 323	7
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	GDF SUEZ	1 827	892 821	28 476	16 605 227	14
NI	Eldingen	1949	EMPG	6 483	3 313 075	52 985	27 045 491	14
NI	Hankensbüttel	1954	E / R	19 454	15 024 021	511 636	368 491 191	23
NI	Höver	1956	GDF SUEZ	1 355	351 708	64 481	12 607 578	9
NI	Knesebeck	1958	GDF SUEZ	13 928	3 452 438	136 733	28 202 798	14
NI	Lüben	1955	EMPG	6 857	1 935 741	161 793	10 608 429	7
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	10 222	540 918	222 832	4 947 267	6
NI	Nienhagen	1861	E / W	2 386	6 954 642	21 305	2 818 392	5
NI	Ölheim-Süd	1968	GDF SUEZ	9 088	1 541 686	2 625 021	84 242 428	19
NI	Rühme	1954	EMPG	20 368	2 226 619	78 138	20 313 965	33
HH/NI	Sinstorf	1960	GDF SUEZ	6 830	3 005 403	125 424	53 929 719	4
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 266	122 644	-	-	*
NI	Völkersen/Völkersen-Nord*	1992	RWE Dea	1 009	14 855	-	-	*
NI	Vorhop	1952	G / R	16 337	2 964 578	1 367 138	181 970 035	20
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			2 524	160 606	-	-	-
				-	34 675 427	-	1 325 926 256	-
	Summe Gebiet			120 934	77 177 182	5 395 962	2 137 708 776	168
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	24 514	7 005 502	2 728 380	520 241 282	31
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	18 946	3 604 117	406 235	68 119 789	17
NI	Börger/Werlte	1977	GDF SUEZ	-	124 518	-	6 186 067	-
NI	Bramberge	1957	GDF SUEZ	96 993	19 731 613	9 973 627	1 079 295 880	42
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	3 983	2 678 939	84 940	129 654 619	9
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	12 311	3 941 625	616 164	83 805 147	28
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	9 204	3 441 788	725 154	93 012 624	5
NI	Hagen	1957	EMPG	291	138 826	6 124	10 992 758	1
NI	Harme	1956	EMPG	284	343 445	33 616	51 413 320	1
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	4 011	2 293 386	223 254	221 508 815	8
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	939	118 290	16 491	7 190 236	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 2013

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat- förderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2013	kumulativ	2013	kumulativ	
				t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems								
NI	Löningen	1960	EMPG	6 136	728 107	564 129	354 520 046	6
NI	Matrum	1982	EMPG	1 814	184 827	306 130	19 629 923	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	4 384	1 093 025	195 708	62 669 921	8
NI	Sögel	1983	GDF SUEZ	-	28 825	-	1 457 211	-
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	4 018	1 021 023	559 054	27 510 111	8
NI	Voigtei	1953	EMPG	11 745	4 161 963	344 893	353 471 882	59
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	8 343	2 711 059	1 120 309	290 666 391	13
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	4 978	1 981 730	719 076	550 865 722	10
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			851	107 218	-	-	-
				-	3 705 643	-	264 482 943	-
	Summe Gebiet			213 745	59 145 469	18 623 284	4 196 694 687	253
Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	GDF SUEZ	10 840	1 755 909	354 289	60 091 937	8
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	172 980	10 272 796	1 790 655	146 543 655	110
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	98 384	18 932 976	5 240 148	1 773 782 277	134
NI	Meppen	1960	EMPG	21 180	3 215 534	959 765	150 139 783	18
NI	Ringe	1998	GDF SUEZ	29 890	263 521	332 330	4 925 481	3
NI	Rühle	1949	E / G	202 931	34 345 704	8 602 821	1 678 059 707	197
NI	Scheerhorn	1949	GDF SUEZ	29 664	8 873 179	3 429 342	523 518 520	51
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 030	347 425	-	-	-
				-	3 196 059	-	644 231 900	-
	Summe Gebiet			566 898	81 203 103	20 709 350	4 981 293 260	521
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	8 428	1 369 823	202 150	30 475 988	10
RP	Landau	1955	Wintershall	20 040	4 480 314	352 232	16 970 064	66
RP	Römerberg	2003	GDF SUEZ	180 493	646 045	1 360 622	4 978 826	2
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	584	40 329	279 335	13 972 349	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 641 345	-	36 195 778	-
	Summe Gebiet			209 545	8 177 857	2 194 339	102 593 005	79
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	Wintershall	37 543	1 468 660	1 282 310	94 291 846	8
BY	Hebertshausen	1981	RWE Dea	1 155	146 559	-	-	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	7 302	31 539	96 431	458 804	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			177	22 755	-	-	-
				-	8 428 064	-	2 381 261 580	-
	Summe Gebiet			46 177	10 097 577	1 378 741	2 476 012 230	12
Kondensat der Erdgasförderung								
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-
Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-
Summe Deutschland				2 638 379	295 520 974	72 743 067	16 680 186 501	1 077

E : EMPG, G: GDF SUEZ, R: RWE Dea, W: Wintershall

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ: GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH,

RWE Dea: RWE Dea AG, Storengy: Storengy Deutschland GmbH, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

Jahresfördermenge von 55 595 t Öl pro Bohrung.

Das Ölfeld Rühle ist bereits seit 1949 in Betrieb. Es produziert aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Im Berichtszeitraum 2013 wurde mit 202 931 t etwas weniger Erdöl gefördert als in 2012 (218 242 t). Das entspricht ca. 14 Prozent der Jahresproduktion von Mittelplate. 197 Bohrungen standen in Förderung, das bedeutet rein rechnerisch eine jährliche Fördermenge von 1025 t pro Bohrung (2012: 1130 t).

An der dritten Stelle der höchsten Jahrespro-

duktion deutscher Ölfelder steht das relativ neue Feld Römerberg im Oberrheintal. Beim Abteufen einer Geothermiebohrung 2003 wurde die Betreiberfirma in den Gesteinen der Trias ölfündig und fördert zurzeit aus 2 Bohrungen. Im fünften Betriebsjahr wurde die Jahresproduktion 2013 mit 180 493 t Öl angegeben. Damit fiel die Förderung leicht gegenüber 2012 ab (181 941 t). Das entspricht einer Förderleistung von fast 90 246 t Erdöl pro Bohrung (2012: 90 970 t).

An vierter Stelle steht das Ölfeld Emlichheim im Emsland, das aus den Unterkreide-Sandsteinen produziert. Im Berichtszeitraum

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2011 bis 2013 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2011		2012		2013		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	12 752	0,5	12 031	0,5	7 107	0,3	797 429	0,3
Nördlich der Elbe	1 470 761	54,9	1 403 535	53,5	1 458 650	55,3	55 587 414	18,8
Oder/Neiße-Elbe	20 085	0,8	18 631	0,7	15 323	0,6	3 275 910	1,1
Elbe-Weser	137 984	5,2	123 515	4,7	120 934	4,6	77 177 182	26,1
Weser-Ems	242 455	9,1	229 709	8,8	213 745	8,1	59 145 469	20,0
Westlich der Ems	590 674	22,1	582 588	22,2	566 898	21,5	81 203 103	27,5
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	170 019	6,4	211 594	8,1	209 545	7,9	8 177 857	2,8
Alpenvorland	32 406	1,2	39 750	1,5	46 177	1,8	10 097 577	3,4
Summe	2 677 136	100	2 621 352	100	2 638 379	100	295 520 974	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2012 und 2013 der förderstärksten Ölfelder.

Lagerstätte (Land)	2012		2013		kumulativ		Fördersonden in 2013
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 387 181	52,9	1 445 467	54,8	29 554 501	10,0	26
Rühle (NI)	218 243	8,3	202 931	7,7	34 345 704	11,6	197
Römerberg (RP)	181 941	6,9	180 493	6,8	646 045	0,2	2
Emlichheim (NI)	164 453	6,3	172 980	6,6	10 272 796	3,5	110
Georgsdorf (NI)	107 100	4,1	98 384	3,7	18 932 976	6,4	134
Bramberge (NI)	105 335	4,0	96 993	3,7	19 731 613	6,7	42
Aitingen (BY)	31 188	1,2	37 543	1,4	1 468 660	0,5	8
Ringe (NI)	26 986	1,0	29 890	1,1	263 521	0,1	3
Scheerhorn (NI)	29 955	1,1	29 664	1,1	8 873 179	3,0	51
Barenburg (NI)	28 142	1,1	24 514	0,9	7 005 502	2,4	31

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

2013 wurden 172 980 t Erdöl gefördert, 8527 t mehr als 2012. Jede der 110 Fördersonden in Emlichheim erbrachte eine Leistung von 1573 t Erdöl pro Jahr (2012: 1523 t).

Zur Steigerung des Ausbeutegrades in den Feldern Rühle, Georgsdorf und Emlichheim werden tertiäre Fördermaßnahmen wie Dampf- und Heiß-/Warmwasserfluten durchgeführt. Diese „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) Maßnahmen hatten, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,6 Mio. t, einen Anteil von 12,1 Prozent. Gegenüber 2012 fiel die Mehrförderung durch EOR um 0,65 Prozent auf nunmehr 317 562 t (Vorjahr 330 120 t). In 2013 lag der durch diese Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten bei rund 93,3 Prozent (Vorjahr 94 Prozent).

Wird bei den Dampf- und Warmwasserflutprojekten die Lagerstätte aufgeheizt, um einen höheren Anteil an Öl zu mobilisieren, wird beim Wasserfluten Lagerstättenwasser in Injektionsbohrungen geleitet und spült verbleibendes Öl aus der Lagerstätte den Fördersonden zu. Um diesen Effekt zu verstärken, kann das Wasser mit Polymeren angedickt werden. Die Wintershall-Mutter BASF hat ein Biopolymer auf Basis des Pilzes *Schizophyllum commune* (gemeiner Spaltblättling) entwickelt. Es ist ungiftig und biologisch abbaubar. Seit Dezember 2012 wird in einer Scholle des Feldes Bockstedt der Betriebsgesellschaft Wintershall dieses Biopolymer getestet.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) stieg in 2013 gegenüber dem Vorjahr auf 61 Prozent (2012: 59,4 Prozent). Die mit Abstand größte Fördermenge

4.2 Erdgasförderung

In 2013 wurde in Deutschland erneut weniger Erdgas gefördert als im Jahr zuvor. Waren es in 2012 noch 11,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas in Feldesqualität, so lag die Förderung aus den heimischen Gasfeldern im Berichtsjahr 2013 bei 10,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$, was einen Rückgang um 8,8

Prozent bedeutete. Das entspricht einem Volumen von 9,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Reingas (-9,1 Prozent) mit einem normierten Brennwert von $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ (s. Kap. 5.3).

kam aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer. Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Deren Förderanteil lag in 2013 bei 25,6 Prozent und gab gegenüber dem Vorjahr leicht nach (26,7 Prozent). Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes wie z.B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf.

An dritter Stelle stehend fiel der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias leicht von 7 Prozent in 2012 auf jetzt 6,8 Prozent in 2013. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert von hier.

Die Lagerstätten des Malm und des Tertiär (je 2,8 Prozent) folgen auf Platz vier (Anl. 9).

Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug letztes Jahr 20 161 t. Das entspricht 0,8 Prozent der Gesamtölförderung. Ca. ein Drittel der heimischen Kondensatförderung fällt im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an. Dort wurde im Vergleich zum Vorjahr (12 031 t) mit 7107 t ca. 40 Prozent weniger Kondensat gefördert. Grund ist auch hier die natürliche Erschöpfung der Lagerstätte (Tab. 10 und 11).

Bis Ende 2013 sind in Deutschland kumulativ ca. 296 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 33,5 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 884 Mio. Öl t in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Diese Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität der einzelnen Lagerstätten nur zu einem Teil förderbar.

Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.

In 2013 wurden zusätzlich noch rund 73 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (61,3 Prozent) und Schleswig-Holstein (27,6 Prozent), gefolgt von Brandenburg mit 5,1 Prozent produziert (Tab. 8).

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 78 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2013 fördernden Sonden ist von 497 im Vorjahr auf 498 gestiegen (Tab. 13).

Tabelle 14 gibt einen Überblick über die Erdgasförderung aller 2013 in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten. Tabelle 15 verdeutlicht, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte.

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2013 wieder zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 16).

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken war das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Dort wurden im Berichtszeitraum 1,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas aus dem Rotliegend gefördert. Es folgt seit 2013 das Feld Goldenstedt/Visbek mit knapp 1,3 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Gas aus dem Zechstein. Damit fiel das Feld Völker-

sen/Völkersen-Nord mit 1,0 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ auf den dritten Platz. (Tab. 16).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee A6/B4 produzierte in 2013 rund 88,5 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ hochkalorisches Rohgas aus vier Bohrungen. Damit sank die Förderung gegenüber dem Vorjahr nochmals dramatisch um 56 Prozent. Dies geht im Wesentlichen auf den natürlichen Förderabfall des Feldes zurück. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 $\text{kWh}/\text{m}^3(\text{V}_n)$ lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet aber bei überdurchschnittlichen 109 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 7107 t Erdölkondensat an.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2013 insgesamt rund 210 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. Die jährliche Fördermenge ist für 2013 mit 434 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ leicht rückläufig gemeldet worden. 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 Reingasförderung betrug demnach nur rund 159 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$.

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2009 bis 2013.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$		
2009	15 463 867	90 221	15 554 088	82	436
2010	13 584 373	81 174	13 665 546	80	516
2011	12 872 533	79 671	12 952 204	81	494
2012	11 705 661	78 197	11 783 857	81	497
2013	10 677 869	72 743	10 750 612	78	498

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2013 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2013 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	88 459 910	9 196 056 508	4
	Elbe-Weser					
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	-	138 059 594	-
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	32 521 714	1 227 709 478	2
NI	Böstlingen	2012	EMPG	47 106 594	143 100 524	1
NI	Dethlingen	1971	E / R	104 512 060	23 479 245 317	4
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	-	276 536 328	-
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	51 809 680	2 410 737 434	2
NI	Husum / Schneeren	1986	E / G	205 039 315	10 837 324 683	8
NI	Imbrock	1995	EMPG	3 827 853	972 986 141	1
NI	Lüchow / Wustrow	1966	GDF SUEZ	1 600 700	10 631 252 136	1
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	-	150 277 766	-
NI	Rotenburg / Taaken	1982	E / R	1 377 671 041	58 040 529 144	28
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	GDF SUEZ	434 103 953	209 919 062 008	143
NI	Söhlingen	1980	EMPG	523 963 783	40 579 323 301	20
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	38 470 165	6 304 310 630	1
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	42 337 473	2 603 293 507	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	16 192 145	1 370 676 305	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	1 034 330 117	18 918 091 726	16
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	352 146 281	13 675 374 660	8
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	RWE Dea	57 118 358	1 609 082 612	2
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	78 953 084	1 705 968 180	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 465 666 145	-
	Summe Gebiet			4 401 704 316	408 749 635 119	244
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	GDF SUEZ	121 434 200	5 497 864 760	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	480 759 227	17 814 141 703	9
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	188 369 993	3 766 110 016	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	80 300 418	6 160 421 573	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	62 159 304	16 907 220 143	4
NI	Barrien	1964	Wintershall	52 756 880	12 650 012 716	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neersted	1977	EMPG	215 549 531	10 537 597 556	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	21 455 200	424 194 925	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	27 970 059	8 431 374 732	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	220 798 234	3 849 867 459	2
NI	Dötlingen	1965	EMPG	48 050 432	17 445 075 104	5
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	11 022 836	882 606 751	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	6 816 131	1 309 763 666	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	299 141 488	3 756 657 004	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1959	EMPG	1 253 936 090	60 867 920 925	22
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / G	26 591 110	2 500 956 048	2
NI	Großes Meer	1978	GDF SUEZ	-	422 906 870	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	1 908 152	219 236 040	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	507 564 716	34 327 037 090	11
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	261 150 514	64 007 166 028	12
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	229 978 526	25 789 295 424	12
NI	Klosterseeelte / Kirchseeelte / Ortholz	1985	EMPG	185 641 061	15 844 950 114	4
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 812 734	179 311 486	1
NI	Leer	1984	GDF SUEZ	36 190 600	756 073 500	2
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	-	2 313 460 442	-
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	6 602 736	457 168 806	2
NI	Neubruchhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	11 210 094	2 603 721 302	8
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	35 166 152	8 602 749 818	4
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	6 121 098 906	-
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	142 527 573	14 577 799 083	10

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2013

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2013 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	105 246 814	32 413 961 370	6
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	472 667 019	28 453 750 249	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	37 374 936	1 065 935 796	2
NI	Uphuser Meer	1981	GDF SUEZ	4 771 200	191 653 300	1
NI	Uttum	1970	EMPG	43 187 532	1 304 282 087	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	5 580 931	125 432 098	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	4 169 257	85 073 786	1
NI	Varnhorn / Quaaadm./ Wöstendöllen ...	1968	EMPG	691 714 467	26 958 277 669	14
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	34 333 007	697 620 797	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	49 646 137	4 516 734 198	3
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	80 112 606 648	-
	Summe Gebiet			5 988 555 291	525 362 894 515	189
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	GDF SUEZ	11 599 300	739 512 630	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	GDF SUEZ	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	12 070	764 950 084	-
NI	Bentheim	1938	GDF SUEZ	2 863 500	3 550 984 900	1
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	5 348 130	948 916 187	2
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	9 294 456	3 280 143 994	4
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	4 772 185	236 569 619	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	42 362	2 907 789 904	-
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	10 476 318	983 623 042	2
NI	Frenswegen	1951	GDF SUEZ	3 628 400	253 710 600	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GDF SUEZ	5 492 700	1 339 689 200	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	GDF SUEZ	42 898 100	5 597 301 200	6
NI	Kalle (Karbon)	1958	GDF SUEZ	-	534 361 600	-
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GDF SUEZ	10 039 300	3 437 402 400	3
NI	Ratzel (Karbon)	1965	GDF SUEZ	-	436 967 600	-
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	790 800	901 614 600	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	GDF SUEZ	37 320 300	725 931 400	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	8 494 051	644 400 198	2
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	5 192 803	2 809 508 850	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GDF SUEZ	1 509 300	326 058 200	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	15 206 000	3 164 326 800	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 162 757 975	-
	Summe Gebiet			174 980 074	39 442 989 694	33
Thüringer Becken						
TH	Fahner Höhe	1960	GDF SUEZ	1 841 418	93 350 654	4
TH	Kirchheiligen	1958	GDF SUEZ	452 827	300 261 754	4
TH	Langensalza-Nord	1935	GDF SUEZ	2 803 415	277 001 786	7
TH	Mühlhausen	1932	GDF SUEZ	11 052 507	1 985 573 453	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	-
	Summe Gebiet			16 150 167	6 244 445 695	24
Alpenvorland						
BY	Assing	2009	RAG	-	1 197 709	-
BY	Inzenham-West	1971	RWE Dea	8 019 050	998 491 613	4
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 542 874 284	-
	Summe Gebiet			8 019 050	17 542 563 606	4
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700	-
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	-
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968	-
	Oberrheintal			-	1 052 490 217	-
Summe Deutschland				10 677 868 808	1 009 018 676 022	498

E: EMPG, G: GDF SUEZ, R: RWE Dea, W: Wintershall

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ: GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH, RAG: Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2011 bis 2013 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2011		2012		2013		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	275 138	2,1	159 177	1,4	88 460	0,8	9 196 057	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	5 261 631	40,9	4 873 007	41,6	4 401 704	41,2	408 749 635	40,5
Weser-Ems	7 062 867	54,9	6 418 744	54,8	5 988 555	56,1	525 362 895	52,1
Westlich der Ems	240 514	1,9	223 990	1,9	174 980	1,6	39 442 990	3,9
Thüringer Becken	26 413	0,2	25 734	0,2	16 150	0,2	6 244 446	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	5 969	0,0	5 009	0,0	8 019	0,1	17 542 564	1,7
Summe	12 872 533	100	11 705 661	100	10 677 869	100	1 009 018 676	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2012 und 2013 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2012		2013		kumulativ		Fördersonden in 2013
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	1 436 457	12,3	1 377 671	12,9	58 040 529	5,8	28
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 143 703	9,8	1 253 936	11,7	60 867 921	6,0	22
Völkersen (NI)	1 173 848	10,0	1 034 330	9,7	18 918 092	1,9	16
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	738 576	6,3	691 714	6,5	26 958 278	2,7	14
Söhlingen (NI)	633 554	5,4	523 964	4,9	40 579 323	4,0	20
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	621 729	5,3	507 565	4,8	34 327 037	3,4	11
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	483 289	4,1	480 759	4,5	17 814 142	1,8	9
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	501 044	4,3	472 667	4,4	28 453 750	2,8	10
Salzwedel (ST)	454 000	3,9	434 104	4,1	209 919 062	20,8	143
Walsrode/Idsingen (NI)	392 012	3,3	352 146	3,3	13 675 375	1,4	8
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

Niedersachsen ist weiterhin das Zentrum der deutschen Erdgasförderung mit einem Produktionsanteil (Rohgas) von 94,9 Prozent Rohgas, bzw. 97 Prozent Reingas. Hier wurden im vergangenen Jahr 10,1 Mrd. m³(V_n) Rohgas (9,5 Mrd. m³ Reingas) produziert.

Die überwiegende Zahl aller in Deutschland fördernden Erdgasfelder liegt in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 14 und 15). Das einheimische Erdgas bleibt somit ein bedeutender Wirtschaftsfaktor für das Land Niedersachsen.

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2014

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2014 auf 31,5 Mio. t Erdöl und liegen damit um 1 Mio. t oder 3,2 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 17 und Anl. 11).

Die Differenzen gegenüber den Vorjahren sind mit der Ausförderung der bestehenden Felder sowie aktualisierten Reservenberechnungen zu erklären. Auch fehlen Neufunde.

Während Schleswig-Holstein mit dem größten deutschen Ölfeld Mittelplate/Dieksand mit einem Reservenminus von 1,2 Mio. t Öl (-9,2 Prozent) die stärksten Einbußen verzeichnete, legten Rheinland-Pfalz um 214 000 t (2,5 Prozent) und Niedersachsen mit seinen zwar alten

aber doch förderstarken Feldern um 177 000 t (1,8 Prozent) leicht zu.

Im Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres ergibt sich für das Jahr 2013 eine positive Erdölreservenbilanz Deutschlands. Nach Abzug der Produktion von den Reserven in 2013 zeigt sich, dass 1,6 Mio. t Öl Reserven hinzugekommen sind.

Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, nahm nach letztjährig 12,4 Jahren zum Stichtag der Reservenschätzung auf 11,9 Jahre ab (Anl. 12). Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen För-

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2014 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2013			Produktion	Reserven am 1. Januar 2014		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2013	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,336	0,032	0,368	0,046	0,303	0,000	0,304
Brandenburg	0,043	0,009	0,052	0,011	0,029	0,003	0,032
Hamburg	0,136	0,136	0,272	0,019	0,088	0,062	0,150
Mecklenburg-Vorpommern	0,005	0,011	0,015	0,005	0,033	0,004	0,037
Niedersachsen	8,900	1,095	9,995	0,896	8,257	1,915	10,172
Rheinland-Pfalz	4,434	3,976	8,410	0,210	4,538	4,086	8,624
Schleswig-Holstein	6,890	6,476	13,366	1,453	7,127	5,010	12,136
Gebiet							
Nordsee	0,012	0,014	0,026	0,007	0,004	0,015	0,019
Nördlich der Elbe	6,951	6,576	13,527	1,459	7,172	5,029	12,201
Oder/Neiße-Elbe	0,047	0,020	0,068	0,015	0,062	0,006	0,069
Elbe-Weser	0,981	0,113	1,094	0,121	0,910	0,229	1,139
Weser-Ems	2,730	0,253	2,982	0,214	2,507	0,732	3,239
Westlich der Ems	5,252	0,750	6,003	0,567	4,879	0,982	5,861
Oberrheintal	4,434	3,976	8,410	0,210	4,538	4,086	8,624
Alpenvorland	0,336	0,032	0,368	0,046	0,303	0,000	0,304
Summe Deutschland	20,743	11,735	32,478	2,638	20,375	11,079	31,454
Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg. Anteil im oberen Teil der Tabelle nicht enthalten, da keine Reserven.							

derabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße anzusehen.

Tabelle 17 zeigt die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven am 1. Januar 2014 und der Erdölproduktion im Jahr 2013 getrennt nach Fördergebieten und Bundesländern; Anlage 9 nach geologischen Formationen.

Im Ländervergleich lagerten am Stichtag 1. Januar 2014 nach wie vor die meisten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven im Norddeutschen Becken. Der Anteil Schleswig-Holsteins fiel dabei um 2,6 Prozent auf 38,6

Prozent, während der von Niedersachsen um 1,5 Prozent auf 32,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr wuchs. An dritter Stelle stehend konnte Rheinland-Pfalz seine Erdölreserven um 1,5 Prozent auf 27,4 Prozent steigern (Tab. 17).

Nach Lagerstätten gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung 44,2 Prozent der verbleibenden Erdölreserven der deutschen Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura und rund je ein Viertel in Gesteinen der Trias (26,2 Prozent) sowie der Unterkreide (25,8 Prozent). Die restlichen Erdölreserven verteilen sich auf Speichergesteine im Tertiär (2,2 Prozent), im Oberen Jura (1,4 Prozent) sowie untergeordnet im Zechstein (Anl. 9).

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2014

Am 1. Januar 2014 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven 103,6 Mrd. m³(V_n). Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 19,6 Mrd. m³(V_n) oder 15,9 Prozent (Tab. 18 und Anl. 11).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven wurden am Stichtag mit 96,5 Mrd. m³(V_n) angegeben und lagen damit 19,1 Mrd. m³(V_n) oder 16,5 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 19).

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2014 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2013			Produktion 2013	Reserven am 1. Januar 2014		
	sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³		sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,060	0,061	0,120	0,008	0,041	0,059	0,100
Niedersachsen	69,827	51,087	120,915	10,131	61,349	40,649	101,997
Sachsen-Anhalt	0,758	0,795	1,553	0,434	0,984	0,078	1,062
Schleswig-Holstein	0,256	0,340	0,596	0,088	0,074	0,336	0,410
Thüringen	0,076	0,008	0,085	0,016	0,021	0,044	0,065
Gebiet							
Nordsee	0,256	0,340	0,596	0,088	0,074	0,336	0,410
Elbe-Weser	25,788	28,020	53,809	4,402	22,815	18,686	41,501
Weser-Ems	43,868	23,441	67,308	5,989	38,897	21,484	60,381
Westlich der Ems	0,929	0,422	1,351	0,175	0,621	0,556	1,177
Thüringer Becken	0,076	0,008	0,085	0,016	0,021	0,044	0,065
Alpenvorland	0,060	0,061	0,120	0,008	0,041	0,059	0,100
Summe Deutschland	70,977	52,292	123,269	10,678	62,469	41,166	103,635
Volumenangaben in Normkubikmetern							

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2014 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2013			Produktion	Reserven am 1. Januar 2014		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2013	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	0,067	0,068	0,136	0,008	0,046	0,067	0,113
Niedersachsen	65,027	49,125	114,152	9,406	57,280	38,231	95,511
Sachsen-Anhalt	0,274	0,287	0,561	0,159	0,348	0,028	0,375
Schleswig-Holstein	0,312	0,414	0,726	0,109	0,091	0,409	0,500
Thüringen	0,047	0,007	0,054	0,011	0,013	0,028	0,041
Gebiet							
Nordsee	0,312	0,414	0,726	0,109	0,091	0,409	0,500
Elbe-Weser	26,190	28,730	54,921	4,221	22,978	19,221	42,199
Weser-Ems	38,126	20,247	58,372	5,161	34,013	18,448	52,462
Westlich der Ems	0,985	0,436	1,421	0,182	0,636	0,590	1,226
Thüringer Becken	0,047	0,007	0,054	0,011	0,013	0,028	0,041
Alpenvorland	0,067	0,068	0,136	0,008	0,046	0,067	0,113
Summe Deutschland	65,727	49,902	115,629	9,693	57,778	38,763	96,540

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

Regional betrachtet betraf es vor allem das Gebiet zwischen Elbe und Weser mit einem Rückgang der Reserven um ca. 12,3 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 12,7 Mrd. m³(V_n) Reingas.

Im Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres ergibt sich eine negative Erdgasreservenbilanz Deutschlands. Nach Abzug der Produktion von den Reserven in 2013 zeigt sich, dass 9,0 Mrd. m³ des geförderten Rohgases bzw. 9,4 Mrd. m³ des Reingases nicht durch Neubohrungen oder den Ausbau der bestehenden Felder ersetzt werden konnten.

Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (Rohgas), rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug am 1. Januar 2014 9,7 Jahre und schloss sich nach der letztjährigen kurzen Erholung dem allgemein negativen Trend der Erdgasentwicklung an. Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern

als Momentaufnahme und Orientierungsgröße anzusehen.

Tabelle 18 sowie Anlage 10 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven zum 1. Januar 2014 und der Förderung in 2013 getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen. Tabelle 19 weist die Daten für das auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normierte Reingas aus.

Im Ländervergleich liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagern der aktuellen Statistik nach 98,4 Prozent (+0,3 Prozent gegenüber 2012) der Rohgasreserven bzw. 98,9 Prozent (+0,2 Prozent) der Reingasreserven. 94,9 Prozent (+0,4 Prozent) des geförderten Rohgases (97,0 Prozent (+0,6 Prozent) Reingas) wurden hier produziert (Tab. 19).

Nach Lagerstätten gestaffelt befanden sich rund 82 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 44 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein

und 37,7 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend enthalten. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in triassischen (9,1 Prozent) und oberkarbonischen Sandsteinen (7,7 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägerhorizonten.

5.3 Reservendefinitionen

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

Die Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die **Rohgasmenge** entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Die **Reingasmenge** ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Bericht beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$, 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 vier Fördergesellschaften und den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG), auch die Reingasreserven, damit die Angaben sowohl für lagerstättentechnisch/geologische als auch für energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

Die stetige Abnahme der Erdgasreserven ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch stockt derzeit die weitere Entwicklung der vorhandenen Kapazitäten. Nennenswerte Neufunde sind in den letzten Jahren ausgeblieben.

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. In Deutschland ist der Gaspreis in vielen Fällen noch an den Ölpreis gekoppelt und folgt seinem Trend mit einigen Monaten Zeitverzögerung. Steigen Öl- und Gaspreis, folgen niedrigere Grenzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden. Die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen und fallen also gleichzeitig.

Neben den Fördererlösen spielen für die Lebensdauer der Lagerstätten auch andere Faktoren wie Alter und Zustand der Übertageanlagen, Feldleitungen und Infrastruktur (Transportkosten) eine wichtige Rolle. Die Summe

aus sicheren und wahrscheinlichen Reserven und ihre Abgrenzung voneinander unterliegen daher einem ständigen Wechsel und sind als dynamische Größen zu betrachten.

6 Untertage-Gasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Deutschland ist ein Energie-Importland. Etwa 88 Prozent des verbrauchten Erdgases werden importiert (Tab. 20). Untertage-Erdgasspeicher spielen eine zentrale Rolle bei der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Die Untertage-Gasspeicherung zeigt seit Beginn der Gasversorgung und zunehmender Gasnutzung einen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher. Besonders die Salzkavernenspeicher haben hier an Bedeutung gewonnen.

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 stra-

tegische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Der Einsatz zur Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise ist von steigender Bedeutung. Speicher werden dann auch in Winterperioden temporär befüllt oder im Sommer entleert.

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder 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 Kissen-gasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissen-gas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für

Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2014 nach AGEBA).

Bezugsland	Anteil in %	
	2012	2013
Deutschland	13	12
Niederlande	25	25
Norwegen	25	20
Russland	32	37
Dänemark/Großbritannien, Sonstige	5	6

Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2014).

Energieträger	Anteile in %	
	2012	2013
Mineralöl	33,5	33,4
Erdgas	21,5	22,3
Steinkohle	12,6	12,8
Braunkohle	12,1	11,7
Kernenergie	8,0	7,6
Erneuerbare Energien und Sonstige	12,3	12,1

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 (PEV) sind in Tabelle 21 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge (AGEB 2014).

9 Prozent auf 9,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ ¹ zurück (s. Kap. 4). Der Erdgasverbrauch von 98 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ ¹ lag um rd. 6 Prozent höher als im Vorjahr (AGEB 2014, vorläufige Angaben, o.a. Verbrauchszahl aus Angaben Mrd. kWh errechnet).

Durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Förderung um rd.

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2013 (Stichtag: 31. Dezember 2013)

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 Gasspeicher (KUGS), dessen Geschäftsführung beim Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgas-

gewinnung (WEG) in Hannover angesiedelt ist. Die Daten befinden sich sowohl im WEG-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

¹ Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit $9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$. In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von $11,5 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

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. Hinzuweisen ist auf die neu gestaltete Website des Bundeswirtschaftsministeriums, wo neben vielen Energie-Informationen auch der oben zitierte Bergbau-Jahresbericht (Stand November 2012) als Download verfügbar ist (<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=545188.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 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. Ein Beispiel ist der Aquiferspeicher Berlin, der die Versorgung der Hauptstadt seit gut 20 Jahren sicherstellt.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tieferen 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 Betriebsbedingun-

gen 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).

Tabelle 22 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 23,8 Mrd. m³(V_n). Es ist damit weiter angestiegen und hat sich um weitere rd. 5 % gegenüber dem Vorjahr erhöht. Dies hängt wesentlich mit der Erweiterung bestehender Speicher wie Epe, Etzel, Peckensen und Staßfurt sowie Inbetriebnahme des Speichers Jemgum zusammen, die in der Speicherstatistik bisher unter „in Planung oder Bau“ geführt waren. Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 51 Kavernenspeichern „in Betrieb“ hat sich gegenüber dem Vorjahr hierdurch um 13 Kavernen auf nunmehr 244 erhöht. Etwa 55 % des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland – mit einem weiter steigenden Trend – sind in Kavernenspeichern und ca. 45 % in Porenspeichern verfügbar.

Tab. 22: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2013).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	10,6	13,2	23,8
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ^①	Mrd. m ³ (V _n)	10,8	13,7	24,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	174,4	463,6	638,0
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ¹⁾	Tage	61	28	37
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		21	30	51
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ^②	Mrd. m ³ (V _n)	0	6,1	6,1
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" ²⁾		0	15	15
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	10,8	19,8	30,6

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

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurde aufgrund der o.g. Inbetriebnahme neuer Speicher sowie dem Planungsstopp beim Porenspeicher Behringen mit 6,1 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas rd. 2,1 Mrd. m³(V_n) weniger gemeldet als im Vorjahr. Die Anzahl der geplanten Projekte sank folglich. Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 30,6 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr 31,7) verfügbar sein. Für vier Kavernenspeicher in Epe, Etzel, Jemgum und Moeckow (Gesamtzahl dort geplanter Kavernen: 30) 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. 30 Kavernen theoretisch weitere 1,5 Mrd. m³(V_n) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Tabellen 25, 26a und 26b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt. Die Namen der Unternehmen in diesen Tabellen entsprechen dem Stand vom 31. Dezember 2013.

Weitere Projekte sind in Planung, in der Explorationsphase oder in Bauvorbereitung, wobei die Betriebsplanzulassungen noch nicht vorliegen und die genauen Arbeitsgaszahlen noch nicht feststehen (s. Kap. 6.4).

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tabelle 23 dargestellt.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 25, 26a und 26b 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" 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.

Tab. 23: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2013).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt- volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	213	45	45	80
Bayern	Porenspeicher	6	7 146	3 444	3 617	2 495
Berlin	Porenspeicher	1	560	135	180	225
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (2)	171	135	135	140
	Porenspeicher	1	234	175	175	80
Bremen	Kavernenspeicher	2 (4)	323	229	229	380
Hamburg	Porenspeicher	1	493	350	350	350
Hessen	Kavernenspeicher	1 (3)	178	110	110	100
	Porenspeicher	3	434	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kavernenspeicher	1 (4)	330	280	280	400
Niedersachsen	Kavernenspeicher	10 (81)	8 431	5 900	6 067	7 990
	Porenspeicher	3	9 032	5 455	5 455	3 245
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	8 (82)	4 831	3 750	3 761	6 700
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	6 (66)	3 607	2 769	3 059	3 507
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (2)	78	47	47	100
Thüringen	Porenspeicher	2	620	252	252	187
Summen Deutschland	Kavernenspeicher	30 (244)	17 949	13 220	13 688	19 317
	Porenspeicher	21	19 702	10 601	10 819	7 265
Gesamt			37 651	23 821	24 507	26 582

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

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.

Für folgende Speicher liegen ergänzende Angaben der Betreiber, der Landesbehörden oder aus Pressemitteilungen vor:

Porenspeicher

Bei den geplanten Speichern wird der Porengasspeicher **Behringen** nicht mehr in der Tabelle 26b geführt, da nach Angaben der Storigy Deutschland GmbH gegenwärtig nicht abzusehen ist, ob dieses Projekt umsetzbar ist.

Die E.ON Avacon hat im Dezember 2011 beschlossen, den Erdgasspeicher in **Lehrte** zurückzubauen. Aus diesem Grund fehlt der Speicher in der Tabelle der Einzelspeicher. Seit Januar 2012 wird intermittierend ausgaspeichert.

Kavernenspeicher

Für **Bad Lauchstädt** beziehen sich die Zahlenangaben für die Plateau-Rate in Höhe von 920 000 m³/h auf den Gesamtdurchsatz der beiden im Verbund fahrenden Speicher. Der Porenspeicher kann davon eine Maximalrate von 238 000 m³/h darstellen.

Der Speicher **Empelde** soll in einer weiteren Ausbaustufe erweitert werden und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m³ Arbeitsgasvo-

lumen umschlagen können. Dazu werden die drei bestehenden Kavernen bis 2018 nachgefolgt. Eine neue Kaverne wurde im Juni 2009 in Betrieb genommen. Eine fünfte Kaverne befindet sich zurzeit im Solprozess. Zwei weitere Kavernen sollen ebenfalls bis 2018 fertig gestellt sein. Seit der Zulassung des Rahmenbetriebsplanes durch das LBEG im Jahr 2008 laufen die Vorbereitungen für den Bau der drei neuen Kavernen und der dazugehörigen gastechnischen Betriebseinrichtungen. Für das Aussolen der neuen und Nachsolen der alten Kavernen wurden die vorhandenen Solanlagen erweitert.

Am Standort **Epe**, der derzeit größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind mehrere Unternehmen für Betrieb oder Planung und Bau von Kavernen angesiedelt und in den letzten Jahren neue hinzugekommen. Die KGE - Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe betreibt seit Oktober 2013 am Standort Epe die zweite von insgesamt vier Kavernen. Die Kavernen haben ein Arbeitsgasvolumen von ca. 85,5 Mio. m³. Parallel zum Speicherbetrieb werden die erforderlichen gastechnischen Anlagen für die beiden übrigen Kavernen auf dem Kavernenplatz errichtet. In 2015 soll der Endausbau des Speichers abgeschlossen sein. Die Eneco Gasspeicher B.V. hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und zwei Kavernen von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) übernommen. Eine Kaverne sowie die Übertageanlage sind seit 2011 fertiggestellt, die zweite Kaverne wird in 2013 an die Verdichter- und Entnahmestation angeschlossen.

Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS) betreibt insgesamt 39 Kavernen am Standort Epe. Eine weitere Kaverne mit einer Arbeitsgasmenge von 47 Mio. m³ soll im Jahr 2015 fertiggestellt werden.

Der Ausbau des Kavernenspeichers **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde in 2013 fortgesetzt. Durch Umrüstung ehemaliger Ölkavernen auf Gasbetrieb stehen für die Betriebsbereiche EGL 1 und 2 insgesamt 19 Kavernen zur Verfügung

(Tab. 26a). Seit 2006 wurden darüber hinaus durch Neubau im sogenannten „Nordfeld“ insgesamt 21 Gaskavernen mit einem maximal verfügbaren Arbeitsgasvolumen von rd. 2,4 Mrd. m³ an Kunden aus der Energiewirtschaft übergeben (Gesamtarbeitsgasvolumen Kavernenfeld Nord und Süd rund 3,6 Mrd. m³). Weitere bis zu 35 Kavernen mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von mehr als 3 Mrd. m³ befinden sich im Bau oder in Planung (Tab. 26b).

Am Standort Etzel ist die IVG Eigentümer und IVG Caverns GmbH der Unternehmer i.S. des BBergG und verantwortlich für Bau und Betrieb der Kavernen. Eigentümer der Gasbetriebsanlagen und technisch-wirtschaftlicher Betreiber der einzelnen Gasspeicherbetriebe am Standort Etzel sind nach Angaben der IVG folgende Konsortialgesellschaften: Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG (EGL) (Betreiber: Statoil Deutschland Storage GmbH), Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH "Crystal" (Betreiber: FSG Crystal), EKB - Etzel-Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG (Betreiber: EKB), ESE - Erdgasspeicher Etzel (Betreiber: E.ON Gas Storage GmbH).

Die neue Speicherstation des EKB-Konsortiums aus BP Europa SE, DONG Energy Speicher E GmbH und Gazprom Germania GmbH am Standort Etzel wurde 2012 fertiggestellt und in Betrieb genommen. Der EKB-Speicher kann in 6 Salzkavernen ein Arbeitsgasvolumen von 0,7 Mrd. m³ speichern. Die Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH „Crystal“ (EDF-/EnBW-Joint-Venture) hat am Standort Etzel am 01.10.2012 den kommerziellen Speicherbetrieb mit vier Gaskavernen aufgenommen. Das Arbeitsgasvolumen beträgt 400 Mio. m³.

Die E.ON Gas Storage GmbH hat in Kooperation mit der OMV Gas Storage Germany GmbH, der VNG Gasspeicher GmbH und der Gas-Union GmbH am Standort Etzel das Speicherprojekt Erdgasspeicher Etzel (ESE) fortgesetzt, das 19 Gaskavernen mit einem voraussichtlichen Arbeitsgasvolumen von 2,2 Mrd. m³ umfasst. Die neue Speicherstation

wurde im Jahr 2012 in Betrieb genommen. Bisher sind elf Kavernen betriebsbereit und es steht ein Arbeitsgasvolumen von insgesamt 1,3 Mrd. m³ zur Verfügung. Am Ende des Jahres 2014 sollen alle 19 Kavernen angeschlossen sein.

Der Standort Etzel bietet aufgrund seiner geografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Der existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gaspipelinennetz sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe. Derzeit sind mit 42 Gas- und 24 Ölkavernen insgesamt 66 Kavernen mit einem Hohlraumvolumen von über 41 Mio. m³ in Betrieb, somit zählt der Kavernenspeicher Etzel mit seiner Kapazität zu den größten in Deutschland. Bis zu 25 Kavernen können bei Bedarf gleichzeitig gesolt werden.

Der in früheren Jahren in den Tabellen separat geführte Speicher **Neuenhuntoorf** ist in der Berichterstattung für das Projekt **Huntoorf** (beide EWE Gasspeicher GmbH) enthalten.

Die EWE Gasspeicher GmbH hat in **Jemgum** im April 2013 mit der Erstbefüllung von 4 Kavernen begonnen. Der Speicher wurde am 15. Mai 2013 offiziell in Betrieb genommen. Vier weitere Kavernen befinden sich im Solprozess.

Auch die WINGAS GmbH errichtet am Standort Jemgum einen Gasspeicher. Das Leipziger Unternehmen VNG Gasspeicher GmbH ist mit einem Sechstel an diesem Speicherprojekt beteiligt. Der Solbetrieb hat Anfang 2011 begonnen. Seitens WINGAS sind bis zu 18 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von bis zu 1,2 Mrd. m³ geplant, wovon in einer ersten Ausbaustufe 10 Kavernen mit einem gesamten Arbeitsgasvolumen von bereits rund 1 Mrd. m³ errichtet werden. Derzeit sind zwei Kavernen fertig gesolt und stehen zur Befüllung bereit. Der Betrieb des Speichers, der am 12. September 2013 offiziell startete, erfolgt durch die WINGAS-Tochter astora GmbH & Co. KG. Der Standort Jemgum ist über eine 14 km lange

Leitung auch an das niederländische Gasversorgungsnetz angeschlossen.

Die Erdgasspeicher Peissen GmbH (VNG-/Gazprom-Joint-Venture) baut den **UGS Katharina**. Bis zum Jahr 2026 soll in Sachsen-Anhalt in der Magdeburger Börde, in einer Steinsalzlagerstätte des Bernburger Sattels, ein Arbeitsgasvolumen von etwa 600 Mio. m³ in 12 Kavernen geschaffen und der Speicher über eine 37 km Leitung an die Fernleitung JAGAL angeschlossen werden. Die Bauarbeiten haben im Herbst 2011 begonnen. Seit April 2012 verfügt der Speicher über zwei Kavernen und ein Arbeitsgasvolumen von mehr als 100 Mio. m³.

Der in **Kiel-Rönne** zunächst für August geplante Beginn der Gaserstbefüllung wurde auf den April 2014 verschoben. Geplant ist es, 50 % des gesolten Hohlraumvolumens mit Erdgas zu befüllen. Im Anschluss erfolgen der Ausbau des Soleentleerungsstrangs sowie der Einbau des Untertagesicherheitsventils (USAV). Die verbleibenden mit Sole gefüllten 50 % des Hohlraumvolumens dienen als Reserve, um in den folgenden Jahren auf sich ändernde Marktbedingungen reagieren zu können. Der Abschluss der Arbeiten ist für September 2014 geplant.

Der Speicher **Krummhörn** der E.ON Gas Storage GmbH besitzt nach Reparatur/Nachsolung und Erweiterung, welche Anfang 2013 abgeschlossen wurde, ein Arbeitsgasvolumen von 228 Mio. m³.

Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** wurde im Rahmen der Exploration die erste Bohrung Anfang 2008 erfolgreich beendet. In 2008 bis 2009 erfolgten seismische und gravimetrische Untersuchungen. Für das Speicherprojekt Moeckow liegen mittlerweile ein zugelassener Rahmenbetriebsplan und ein Planfeststellungsbeschluss vor. Die Erstellung der möglichen 24 Kavernen soll in mehreren Baustufen erfolgen. Nach Pressemitteilungen ist der Zeitpunkt für den Baubeginn allerdings noch offen und hängt von energiewirtschaftli-

chen und energiepolitischen Rahmenbedingungen ab.

In **Nüttermoor** wurden die Kavernen K19 und K20 inzwischen fertiggestellt. K21 befindet sich im Solprozess.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel wurde im Jahr 2010 um eine zweite und dritte Kaverne erweitert. Beide Kavernen wurden Anfang 2011 in Betrieb genommen. Die Kavernen 4 und 5 befinden sich aktuell in Solung und sollen 2013 bzw. 2014 in Betrieb gehen. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen langfristig auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden

und dann über ein Arbeitsgasvolumen von etwa 700 bis 800 Mio. m³ verfügen.

Der Speicher **Stauffurt** der RWE Gasspeicher GmbH ist in den vergangenen Jahren sukzessive um 4 Kavernen sowie zusätzliche Oberta-geanlagen erweitert worden. In 2013 hat die RWE Gasspeicher GmbH nach eigenen Angaben entschieden, den Ausbau mit ursprünglich geplanten weiteren 4 Kavernen aufgrund des absehbar fortbestehenden schwierigen Marktumfeldes für Erdgasspeicher abubrechen. Das Speicherprojekt wird daher in Tabelle 26b nicht mehr geführt.

6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

Einige der Speicherprojekte in Norddeutschland stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit dem inzwischen beendeten Bau der Erdgasleitung Nord Stream durch die Ostsee. Sie wurde durch das Nord Stream Konsortium mit einem Investitionsvolumen von über 7 Mrd. Euro realisiert. Zwei jeweils rd. 1200 km lange parallele Leitungsstränge verlaufen vom russischen Wyborg, westlich von Sankt Petersburg, bis in die Nähe von Greifswald und verfügen über je 27,5 Mrd. m³/a Transportkapazität. Nachdem die Arbeiten an dem 900 km langen Landabschnitt in Russland Ende 2005 begonnen hatten, folgte der Bau des ersten Ostseeleitungsstranges im April 2010. Er wurde im November 2011, der im Anschluss gebaute zweite Leitungsstrang im Oktober 2012 in Betrieb genommen.

Die neue Gasleitung hat eine wichtige Bedeutung für den europäischen Erdgasmarkt und auch für neue Gasspeicher-Standorte in Deutschland. Der Bau der Nord Stream hat eine neue Ära der Versorgung Mittel- und Westeuropas mit russischem Erdgas aus Lagerstätten in Westsibirien (Yuzhno-Rosskoye, Yamal-Halbinsel, Shtokman und Bucht von Ob-Taz) eingeleitet. Damit wird langfristig die

Lieferung großer Erdgasmengen für die Europäische Union direkt ohne Querung der Ukraine, Polen oder Weißrussland gesichert. Deutschland wird künftig noch mehr zu einem Erdgas-Transitland werden, da die durch die Ostseeleitung ankommenden Gasmengen auch für andere Staaten in Westeuropa bestimmt sein werden. Innerhalb Deutschlands wird das Gas von der Erdgasübernahmestation in Lubmin über zwei große Anbindungsleitungen nach Süden bis Tschechien (OPAL) sowie nach Südwesten bis zum Gasspeicher Rehden (NEL) führen.

Der Bau der OPAL wurde im Juli 2011 abgeschlossen. Die Inbetriebnahme erfolgte im Herbst 2011. Mit einem Durchmesser von 1,4 m ist sie die derzeit größte Erdgasleitung Europas und verfügt über eine Transportkapazität von 36 Mrd. m³/a. Die 440 km lange Erdgasleitung NEL wurde im Oktober 2012 in Betrieb genommen. Sie verfügt über eine jährliche Transportkapazität von 20 Mrd. m³.

Zwei Projekte, deren Betrieb für die Gasversorgung und Speichersituation Deutschlands eine Bedeutung hat und die daher hier berichtet werden, liegen in Österreich:

Der Erdgasspeicher Haidach (ehemalige Gaslagerstätte) bei Salzburg ist ein zweistufiges Gemeinschaftsprojekt der RAG mit ihrem russischen Partner, Gazprom export, und ihrem deutschen Partner, Wingas GmbH & Co. KG. Im Rahmen dieses Projektes ist die RAG Planer, Errichter und technischer Betreiber. Die Speicherkapazitäten werden von Gazprom export und astora GmbH & Co. KG vermarktet. Der Speicher wurde im Juni 2007 in Betrieb genommen und mit dem deutschen Leitungsnetz verbunden, wo er für den saisonalen Ausgleich und zur Absicherung der Gasversorgung genutzt wird. Die Erweiterung im Rahmen der zweiten Ausbaustufe von 1,2 Mrd. m³ auf 2,64 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen, die ihn zu einem der größten Erdgasspeicher in Europa macht, sowie die damit verbundene Erweiterung der Ein- und Auslagerleistung von 500 000 m³/h auf 1 Mio. m³/h bzw. 1,1 Mio. m³/h, wurden im April 2011 abgeschlossen.

Der Speicher **7Fields** ist ein Zusammenschluss mehrerer ausgeförderter Erdgaslagerstätten in den Bundesländern Oberösterreich und Salzburg. Die Entwicklung dieses Speichers erfolgt durch ein Joint-Venture der

Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) und der E.ON Gas Storage GmbH (EGS), wobei RAG die Funktion des Errichters und technischen Betriebsführers übernimmt, während EGS als Speicherunternehmer die gesamte Kapazitätsvermarktung obliegt. Die erste Phase mit einem Arbeitsgasvolumen 1,165 Mrd. m³ und einer Einspeicherleistung von 405 000 m³/h sowie einer Ausspeicherleistung von 607 000 m³/h wurde zum 1. April 2011 in Betrieb genommen. Die zweite Phase mit einem zusätzlichen Arbeitsgasvolumen von 685 Mio. m³ (Einspeicherleistung 238 000 m³/h, Ausspeicherleistung 357 000 m³/h) befindet sich zurzeit im Bau und wird in 2014 den Betrieb aufnehmen. Der Speicher ist auf der deutschen Seite der Grenze in Haiming an das deutsche Marktgebiet Net Connect Germany angeschlossen. In 2012 erfolgte ein Anschluss in Überackern an die österreichische Penta West Leitung der Gas Connect Austria (Marktgebiet Ost). Seit 1.1.2014 gibt es einen weiteren Speicheranschlusspunkt in Zagling am Verteilnetz der Oberösterreichischen Ferngas Netz GmbH. Damit verfügt der Speicher über Zugänge aus verschiedenen Marktgebieten zu zwei bedeutenden Handelspunkten.

6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit etwa 362 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in 698 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 24). Von diesen Speichern befinden sich etwa 30 Prozent in Europa/CIS und 70 Prozent in den USA und Kanada. In umgekehrtem Verhältnis stellen die Speicher in Europa/CIS etwa 63 Prozent und die nordamerikanischen Speicher nur etwa 35 Prozent des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist in der EU die größte und nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit die viertgrößte Speichernation gemessen am Arbeitsgasvolumen. In der Welt dominieren mit

etwa 81 Prozent die Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 13 Prozent sind Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit weltweit etwa 94 Prozent der Speicher im Vergleich zu den nur 6 Prozent der Kavernenspeicher (Zahlenangaben nach Daten der IGU, s.u.). Durch den hohen Anteil von Kavernenspeichern im Vergleich zum Welt-durchschnitt sind in Deutschland rd. 45 Prozent der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 55 Prozent in Salzkavernen installiert.

Der in der Arbeitsgruppe 2.1 des Working Committee der International Gas Union (Basic UGS Activities) unter deutscher Leitung erarbeitete Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt (24. Welt Gas Konferenz in Buenos Aires Oktober 2009) ist Grundlage für die Fortsetzung und Aktualisierung des Berichtes im WOC 2 der International Gas Union im Jahr 2012. Weitere Inhalte sind die „UGS Data Bank“, die GIS-gestützte Visualisierung der Speicherdaten, Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten. Datenbasis und Visualisierung sind in metrischen und englischen Einheiten verfügbar. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen Speicher wurde eine umfassende Datenbasis zu den UGS in der Welt entwickelt.

Der Arbeitsgruppenbericht des Working Committee 2 ist über die IGU-Website zugänglich (IGU 2012, http://www.igu.org/about-igu/igu-organisation/committees-12-15/working-committees-woc/copy_of_woc-2/WOC2%20Final%20Report%202009-2012_Revised.pdf).

Die Zahlen von 2009 wurden aktualisiert und mit dem o.g. Bericht im Rahmen des Welt Gas Kongresses 2012 in Malaysia vorgestellt. Ein kurzer Überblick über die IGU findet sich unter http://en.wikipedia.org/wiki/International_Gas_Union.

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (Daten der Studie IGU 2012 für 2010/11, Fortschreibung für 2013).

Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe
	Mio. m ³			Mio. m ³	
USA	121 400	419	Poland	2 700	8
Russia* **	65 620	22	Latvia	2 300	1
Ukraine*	32 780	13	Turkey	1 900	2
Germany ¹	23 800	51	Bulgaria	1 650	2
Italy	17 440	12	Australia	1 610	4
Canada	16 680	56	Iran	1 430	2
France	12 600	16	Belarus*	1 160	3
Austria	7 450	10	Japan	1 100	4
Hungary	6 280	6	Denmark	1 020	2
Uzbekistan*	5 400	3	Belgium	730	1
Netherlands	5 200	4	Croatia	560	1
United Kingdom	4 820	9	New Zealand	270	1
Kazakhstan*	4 200	3	Ireland	210	1
Azerbaijan*	4 200	3	Portugal	140	1
China	3 970	9	Armenia*	140	1
Czech Republic	3 710	8	Argentina	100	1
Romania	3 510	8	Kyrgyzstan*	60	1
Spain	3 380	6	Sweden	9	1
Slovakia	2 970	3	Summe	362 499	698

Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“
¹ Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2013 ergänzt.
 * Staaten der GUS.
 ** inkl. 30 Mrd. m³ „strategic reserves“ in Russland.

6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung

Die überwiegende Anzahl der deutschen Speicherunternehmen ist im Ausschuss Gasspeicher (KUGS) organisiert, dessen Geschäftsführung beim Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) in Hannover angesiedelt ist, der in seinem Jahresbericht ebenfalls über die Speicheraktivitäten berichtet.

Auf europäischer Ebene wurde im Juni 2003 die entscheidende Grundlage für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes mit der Richtlinie 2003/55/EG geschaffen. Im Juli 2005 erfolgte mit dem zweiten Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) die Umsetzung in deutsches Recht. Von den in der Gasdirektive möglichen Alternativen hat Deutschland den verhandelten Speicherzugang (nTPA) und nicht den regulierten Zugang (rTPA) gewählt. Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts unterliegen die Gasnetzbetreiber einer staatlichen Aufsicht, die seit dem Jahr 2005 durch die Bundesnetzagentur in Bonn wahrgenommen wird. Dabei spielen auch Gasspeicher und ihre Nutzung im Rahmen des Netzzuganges eine Rolle.

Weitergehende Regeln für die Speicherbetreiber sind in den „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSSO) der ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) niedergelegt; sie gelten seit April 2005.

Mit dem in 2009 verabschiedeten 3. EU Energie-Binnenmarkt-Paket wird eine Stärkung des diskriminierungsfreien und transparenten Zugangs zur Erdgasinfrastruktur und auch zu den Untertage-Gasspeichern sowie eine Stärkung der Regulierungsbehörden verfolgt.

Auswirkungen für Speicher ergeben sich auch durch die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV, Sept. 2010), z.B. im Hinblick auf die Zusammenarbeit mit Transportnetzbetreibern und auf Kapazitätsreservierungen. Weiterhin erfolgte eine Änderung hinsichtlich der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung für den Bau von Untertage-Gasspeichern.

Der Liberalisierungsprozess im europäischen Gasmarkt wird im Rahmen des „Madrid-Forums“ verfolgt. An dem Forum nehmen die Vertreter der Europäischen Kommission, der Mitgliedsländer, der europäischen und nationalen Regulierer, der Energiehändler und der Speicherbetreiber teil, die sich in der Gas Storage Europe (GSE) zusammengeschlossen haben.

Die Gas Storage Europe (GSE) ist ein Zweig der Gas Infrastructure Europe (GIE), einem Zusammenschluss von Netz-, LNG-Terminal- und Speicherbetreibern. Der Verband veröffentlicht seit längerem Speicherfüllstände der verschiedenen Märkte Europas. Bislang werden diese Daten von den jeweiligen Speicherbetreibern auf freiwilliger Basis gemeldet. Eine Auswertung der Speicher-Füllstände für Deutschland erfolgt seit einiger Zeit auf der Website www.teamconsult.net. Auch die GSE veröffentlicht die aktuellen Speicherfüllstände als aggregierte Darstellung. Unter <https://transparency.gie.eu> sind die historischen Füllstände für Deutschland zu entnehmen. Im Winter 2013/2014 war aufgrund der milden Witterung eine schwache Auslastung der Speicher zu verzeichnen, die zu niedrigen Füllständen der Speicher führte. Anfang März betrug der Füllstand der deutschen Speicher rd. 60 %.

Die GSE vertritt u.a. die Interessen der Speicherbetreiber gegenüber der Europäischen Kommission. Zurzeit sind in der GSE 31 Betreiber aus 15 Nationen mit rd. 110 Speichern organisiert, die ca. 85 Prozent der gesamten Speicherkapazität in Europa bereitstellen (http://www.gie.eu/download/maps/GSE_STORAGE_MAY2012.pdf). Die GSE verfolgt eine konstruktive Rolle im liberalisierten europäischen Erdgas- und Speichermarkt und ist hierzu an der Gestaltung von gesetzlichen Regelwerken beteiligt.

Aufgrund der Entwicklung des Gasbedarfes in West-Europa, einhergehend mit einer sinkenden Gasproduktion, wird mit einem weiter stei-

genden Speicherbedarf in Europa gerechnet. Zahlreiche Projekte sind in Planung oder Bau, wie auch aus der Auflistung geplanter Projekte der GSE zu entnehmen ist (www.gie.eu.com).

Deutschland wird mit seinem erheblichen Speicherpotenzial, das nach derzeitiger Planung weiter ansteigen soll, künftig eine führende Rolle als Erdgasdrehscheibe für Westeuropa spielen. Durch das bestehende und das geplante Speichervolumen, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, die heimische Gasförderung sowie durch günstige geologische Randbedingungen für die Planung neuer Speicher ist die kommerzielle Deckung des Gasbedarfes derzeit in Deutschland gewährleistet. Deutschland verfügt über das größte Speichervolumen in der Europäischen Union sowie weltweit über die viertgrößten unterirdischen Speicherkapazitäten. Das Speichervolumen ist bei Bedarf erweiterbar. Allein in Niedersachsen existieren in Küstennähe zahlreiche große Salzstöcke, die ein geologisches Potenzial für Hunderte von weiteren Kavernen mit einem theoretischen Arbeitsgasvolumen in zweistelliger Milliardenhöhe besitzen. Aber auch produzierende oder erschöpfte Öl- und Gasfelder bieten sich im günstigen Fall theoretisch als Porenspeicher an. Ein aufgrund langwieriger und umfangreicher Explorationsarbeiten sowie komplexer Eignungsuntersuchungen zum Nachweis ihrer Dichtheit bei überinitialen Drücken eher untergeordnetes Potenzial bieten an Standorten mit günstiger Geologie theoretisch tiefe salinare Aquifere.

Aufgrund der größeren Importabhängigkeit hinsichtlich der Gasversorgung und der zu erwartenden Verlagerung der künftigen Versorgung durch Erdgas aus Russland und durch LNG bei gleichzeitigem Rückgang der

Anteile aus Westeuropa gibt es auf europäischer und nationaler politischer Ebene immer wieder strategische Überlegungen für eine Krisenbevorratung. Die Richtlinie 2004/67/EG vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung fordert aber noch keine festen Bevorratungsvolumina. Anlässlich der Gaskrise im Januar 2009 wurde eine nationale Arbeitsgruppe zur Frage einer strategischen Erdgasreserve eingerichtet. Sie bestand aus Vertretern des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und der Gaswirtschaft. Die Arbeitsgruppe hat ein Dokument (Deutscher Bundestag, Drucksache 16/13922 vom 21. August 2009) mit dem Fazit vorgelegt, dass die Einrichtung einer strategischen Erdgasreserve nicht notwendig ist. Die vorhandenen kommerziellen Speicherkapazitäten wurden zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für ausreichend angesehen. Das in Kapitel 6.3 ausgewiesene Speichervolumen in Planung und Bau in Milliardenhöhe wird einen weiteren Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Westeuropa leisten können.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie kommt in seinen Notfallplan sowie dem Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland (BMWi, 2012 und 2013) zusammenfassend zu der grundsätzlichen Aussage, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maße sicher und zuverlässig zu bewerten ist. Es weist insbesondere darauf hin, dass die ausreichende Verfügbarkeit von Speichern mit hoher Ausspeiseleistung für die Absicherung der Erdgasversorgung insbesondere bei Lieferengpässen und bei Abdeckung saisonaler Versorgungsschwankungen eine zentrale Rolle spielt.

7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 27 die geographische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2013 in Betrieb befindlichen zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rd. 97 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 2012/2013 über etwa 23,6 Mio. t Rohöl und Mineralprodukte. Die gesetzlich vorgeschriebene Vorratspflicht beträgt derzeit 23,5 Mio. t.

Die Reserven stehen im Eigentum des EBV. 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.

Der EBV will den Speicher in Wilhelmshaven-Rüstringen, den größten seiner vier Lagerstandorte, erweitern. Die Nord-West Kavernengesellschaft GmbH (NWKG) hat eine Genehmigung für den Bau von sechs neuen Kavernen. Ende August 2008 wurde eine Aufsuchungsbohrung (K801) abgeteuft und Mitte 2009 mit dem Solbetrieb begonnen. Neben der laufenden Solung wurde die Herstellung von drei weiteren Kavernen vorbereitet.

Die Ölkavernen des EBV in Wilhelmshaven und der IVG AG in Etzel sind über die Nord-West-Ölleitung mit dem Ölterminal in Wilhelmshaven verbunden.

8 Literatur und nützliche Links

- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2014): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013. - Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de
- BGR (BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE) (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. - Hannover. http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (2012): Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland, Berlin (<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland>)
- ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. - United Nations, Geneva.
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2013): Geschäftsbericht 2012/2013. - Hamburg. www.ebv-oil.de
- GRIGO, W & DÖRNE, P. (2009): Von der Salzgewinnung zur Energierohstoffspeicherung – Die Entwicklung des Kavernenfeldes Epe im Spannungsfeld zwischen Naturschutz, Rohstoffversorgung und Beitrag zur Sicherung der deutsch-niederländischen Erdgasversorgung. - Vortrag und Veröffentlichung anlässlich Tagung Energie und Rohstoffe, 9.-11.9.2009, Goslar.
- INTERNATIONAL GAS UNION (IGU) (2012): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 25. World Gas Conference in Kuala Lumpur, Statusbericht weltweiter Gasspeicherung. <http://proceedings.wgc2012.com/wp-content/uploads/2012/05/WOC2-Storage-Committee-Report-.pdf>
- KURSTEDT, A. (2007): Salzbergwerk Epe – Von der Solegewinnung zum größten Kavernenspeicher Europas. - Bergbau 9/2007; Essen.
- LANGER, A & SCHÜTTE, H (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch., 20, S. 63-69; Hannover.
- LECARPENTIER, A. (2006): Underground Gas Storage in the World - Serving Market Needs. - Cedigaz, Rueil-Malmaison. www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html
- OBST, K. (2008): Möglichkeiten der Untergrundspeicherung für Erdgas und CO₂ im Nordosten Deutschlands. – Zeitschr. f. Geol. Wiss., 36, S. 281-302; Berlin.
- 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 K-UGS; Hannover.
- WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2014): Statistischer Bericht 2013, Hannover.

Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzba- res Arbeits- gas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
<i>in Betrieb</i>				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / E.ON 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	560	135	180	225
Bierwang	BY	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1450	1450	1200 ¹⁾
Breitbrunn-Eggstätt	BY	RWE Dea AG, Storengy Deutschland GmbH / E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	992	1080	520
Buchholz	BB	VNG Gasspeicher GmbH	Aquifer	570 - 610	Buntsandstein	234	175	175	80
Eschenfelden	BY	E.ON Gas Storage GmbH / N-Ergie, E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130 ¹⁾
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Ilmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 1800	Muschelkalk	153	15	15	35
Hähnlein	HE	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100 ¹⁾
Inzenham	BY	RWE Dea AG / RWE Dea Speicher GmbH	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	415	500	255
Kalle	NI	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	215	215	450
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
Reitbrook	HH	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	640 - 725	Oberkreide	493	350	350	350
Sandhausen	BW	E.ON Gas Storage GmbH / terranets bw, E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45 ¹⁾
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	HE	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45 ¹⁾
Stockstadt	HE	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90 ¹⁾
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1402	840	750	395
Wolfersberg	BY	RWE Dea AG / Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär	583	365	365	240
Summe						19702	10601	10819	7265

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2013. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen. ¹⁾ Maximalrate (kurzzeitig)

Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, BE: Berlin, BB: Brandenburg, HB: Bremen, HH: Hamburg, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, SH: Schleswig-Holstein, TH: Thüringen

Tab. 26a: 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	19	780 - 950	Zechstein 2	965	760	955	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	33	500 - 700	Zechstein 2	1345	1039	1039	1000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1300 - 1780	Zechstein 2	236	156	156	220
Bremen-Lesum-SWB	HB	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	87	73	73	160
Burggraf-Bernsdorf	ST	ONTRAS-VNG Gastransport GmbH	- ⁴⁾	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	4	1300 - 1800	Zechstein 2	300	136	284	360
Epe-E.ON	NW	E.ON Gas Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2488	1935	1935	2900 ¹⁾
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1000 - 1400	Zechstein	153	108	108	400
Epe-KGE	NW	Kommunale Gasspeicher-ges. Epe mbH & Co. KG	2	1100 - 1400	Zechstein	113	86	86	200
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	379	284	295	650
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gasspeicher GmbH	12	1100 - 1420	Zechstein 1	679	535	535	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gasspeicher GmbH	8	1160 - 1280	Zechstein 1	531	410	410	800
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	271	207	207	600
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Statoil Deutschland Storage / IVG Caverns GmbH	19	900 - 1100	Zechstein 2	1785	1248	1248	1320
Etzel-EKB	NI	Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG / IVG Caverns GmbH	6	1150 - 1200	Zechstein 2	950	700	700	700
Etzel-ESE	NI	E.ON Gas Storage GmbH / IVG Caverns GmbH	11	1150 - 1200	Zechstein 2	1800	1300	1300	2250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH Crystal / IVG Caverns GmbH	4	1100 - 1200	Zechstein 2	640	400	400	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1155 - 1670	Zechstein	172	108	127	300
Huntorf ²⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	435	311	311	450
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	4	950 - 1400	Zechstein	238	150	150 ³⁾	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	2	500 - 700	Zechstein 2	129	105	105	77
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	2	1300 - 1600	Rotliegend	78	47	47	100
Kraak	MV	E.ON-Hanse AG	4	900 - 1450	Zechstein	330	280	280	400
Krummhörn	NI	E.ON Gas Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	310	228	228	280 ¹⁾
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1801	1319	1319	1480
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	4	1300 - 1450	Zechstein	473	303	398	920
Reckrod	HE	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	RWE Gasspeicher GmbH	8	400 - 1130	Zechstein	690	559	559	550
Xanten	NW	RWE Gasspeicher GmbH	8	1000	Zechstein	217	185	185	280
Summe			244			17949	13220	13688	19317

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2013. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. ¹⁾ Maximalrate (kurzzeitig).

²⁾ Einschl. Kaverne Neuenhuntrorf. ³⁾ Fehlende Angabe des Betreibers durch LBEG abgeschätzt. ⁴⁾ Stillgelegtes Bergwerk.

Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, BE: Berlin, BB: Brandenburg, HB: Bremen, HH: Hamburg, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, SH: Schleswig-Holstein, TH: Thüringen

Tab. 26b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Ort	Bundesland	Gesellschaft	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	3	800 - 860	Zechstein 2	250		195	
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300 - 1800	Zechstein 2	125		100	
Epe-E.ON	NW	E.ON Gas Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein	k.A.		47	
Epe-KGE	NW	Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co. KG	2	1100 - 1400	Zechstein	152		114	
Epe-ZES	NW	Zechstein Energy Storage GmbH	3	1000 - 1400	Zechstein 1	292		177	
Etzel-EKB	NI	Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG / IVG Caverns	1	1150 - 1200	Zechstein 2	k.A. ¹⁾		k.A. ¹⁾	
Etzel-ESE	NI	E.ON Gas Storage GmbH / IVG Caverns GmbH	8	1150 - 1200	Zechstein 2	1300		900	
Etzel-IVG	NI	IVG Caverns GmbH	26	1150 - 1200	Zechstein 2	3300		2200	
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	4	950 - 1400	Zechstein	k. A.		k. A.	
Jemgum-WINGAS	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	18	1000 - 1600	Zechstein 2	1620		1200	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	10	500 - 700	Zechstein 2	574		470	
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG	1	1500 - 1750	Rotliegend	114		74	
Moeckow	MV	EWE GASSPEICHER GmbH	24	1100 - 1500	Zechstein	k. A.		k. A.	
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	6	1100 - 1400	Zechstein	720		480	
Reckrod-Wölf	HE	Wintershall Holding GmbH	3	700 - 900	Zechstein 1	150		120	
Summe			111			8597		6077	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2013. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen. ¹⁾ Bereits unter Etzel-EKB in Betrieb enthalten.

Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, BE: Berlin, BB: Brandenburg, HB: Bremen, HH: Hamburg, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, SH: Schleswig-Holstein; TH: Thüringen

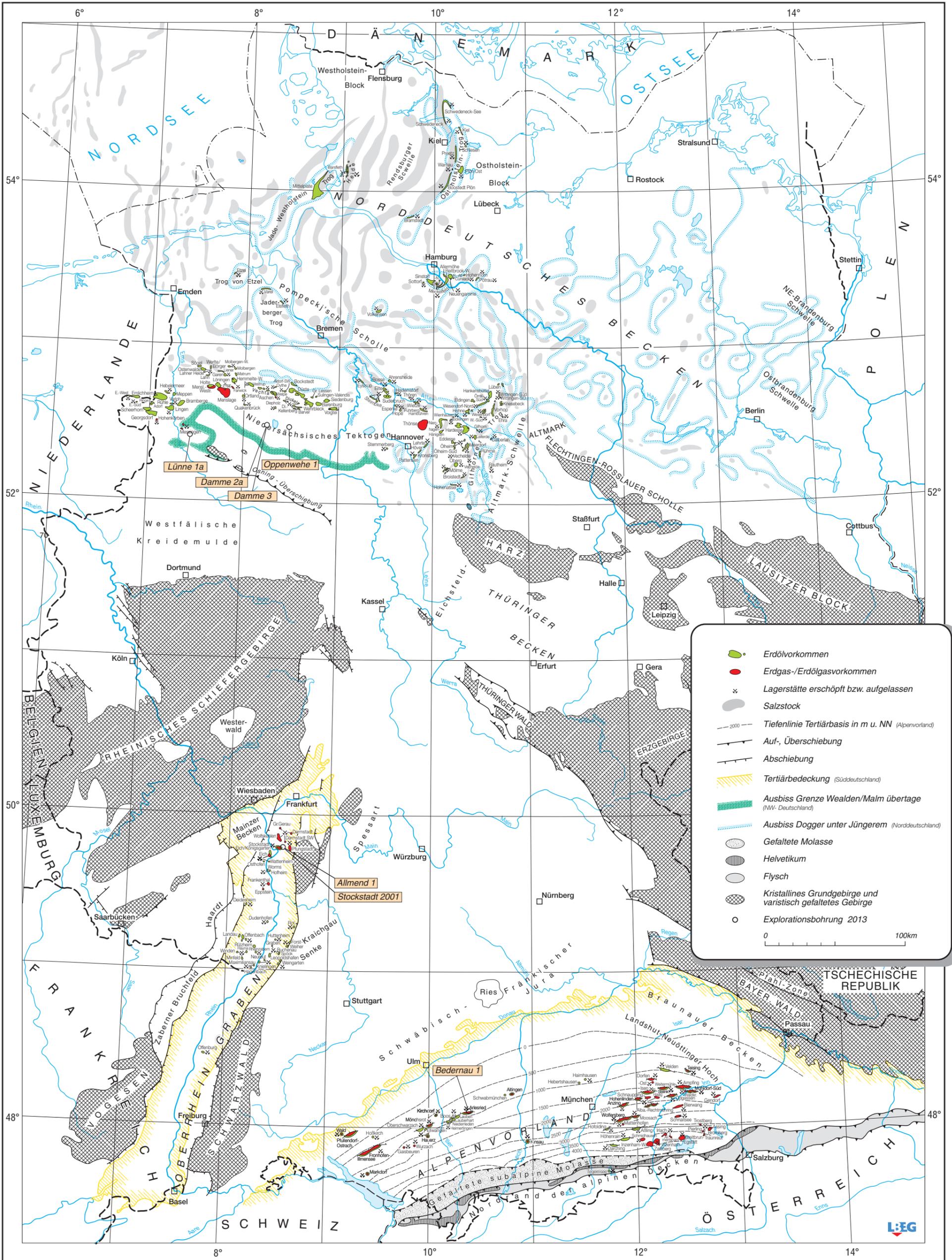
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
			m			
Bernburg-Gnetsch	esco- european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 3 1	Rohöl Benzin Heizöl	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	3	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzeln	IVG Caverns GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	23	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	Wintershall Holding GmbH	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Ohrensen	DOW Deutschland Anlagen-gesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe				103		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2013

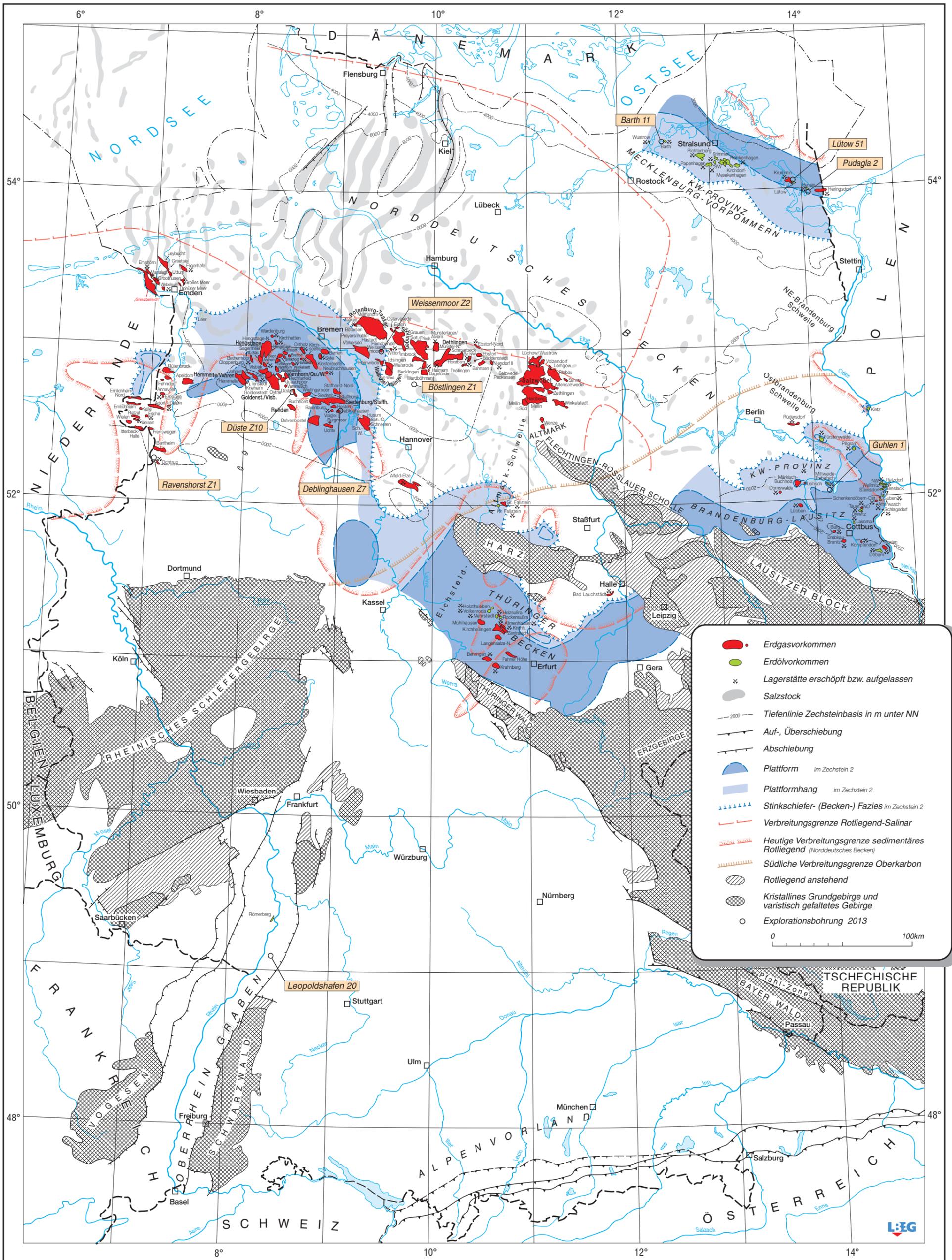
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

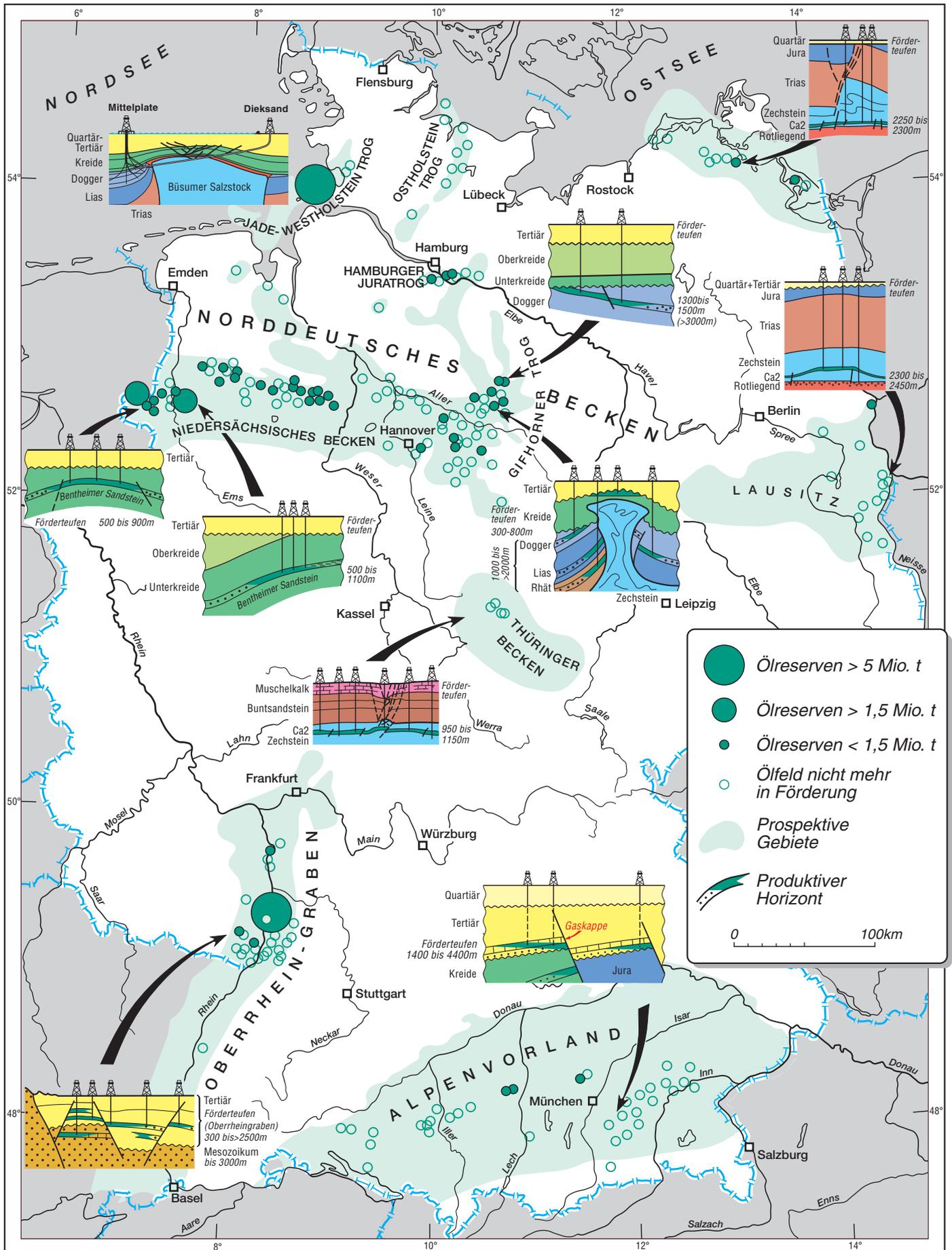
Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



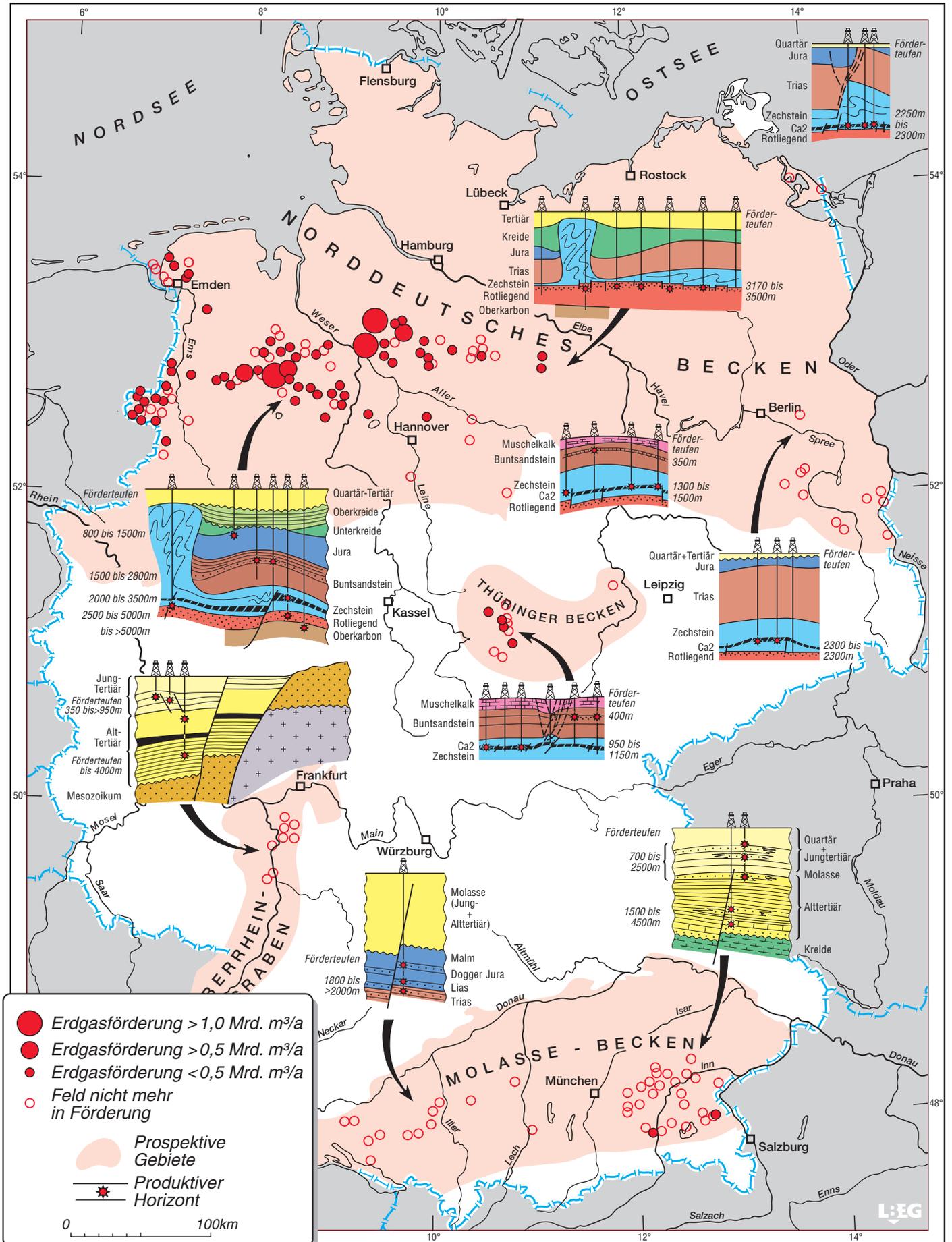
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein



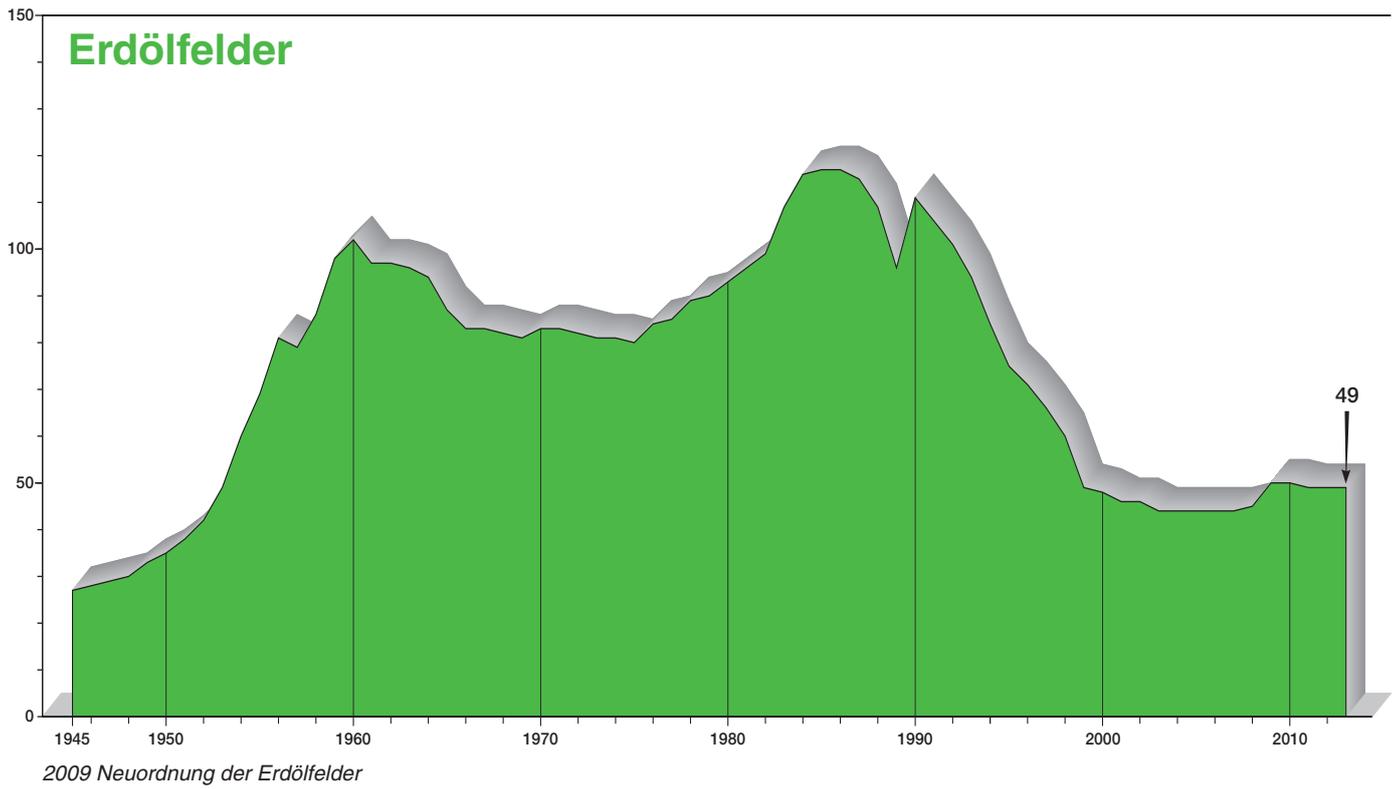


Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

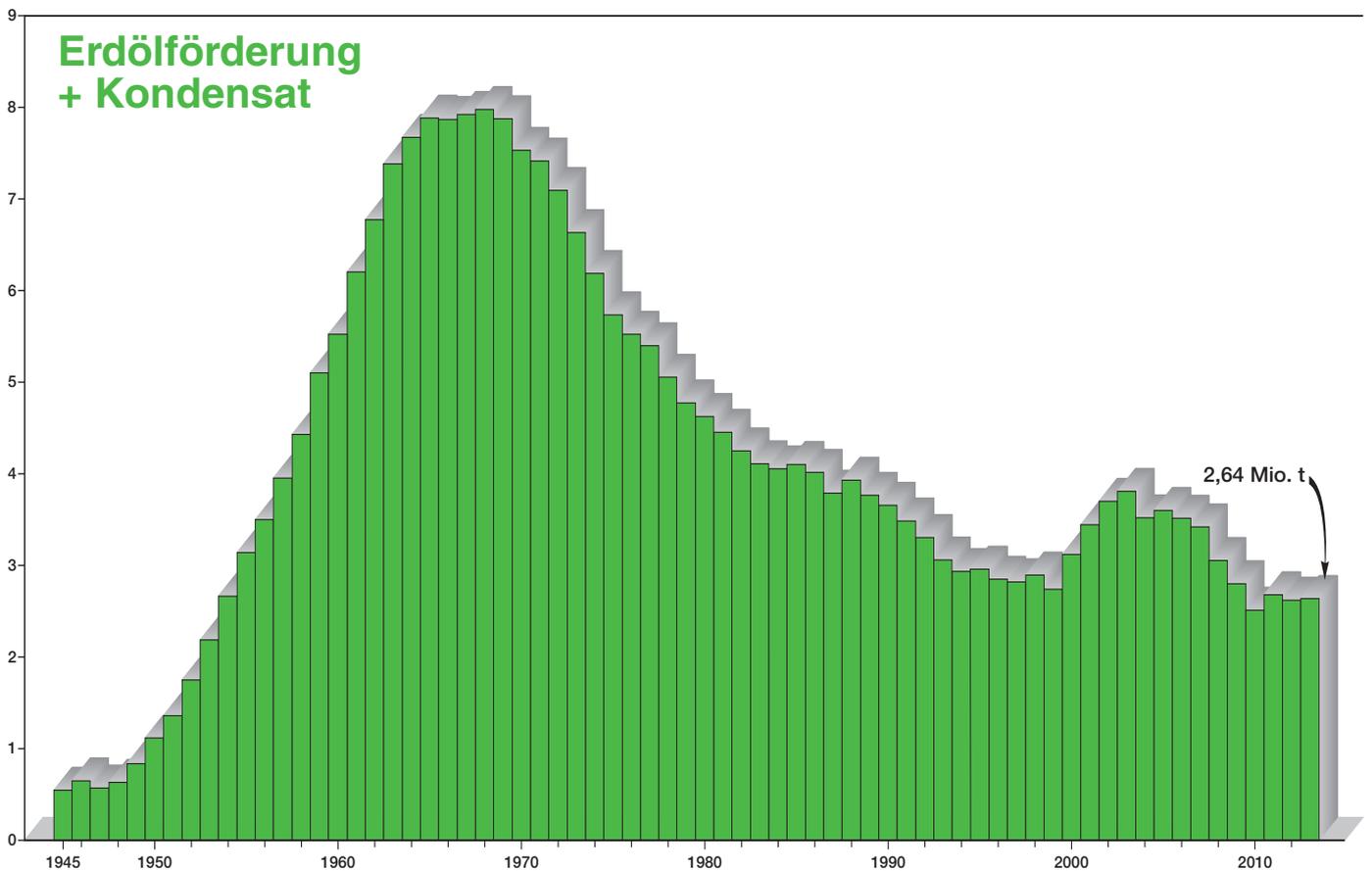


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anzahl

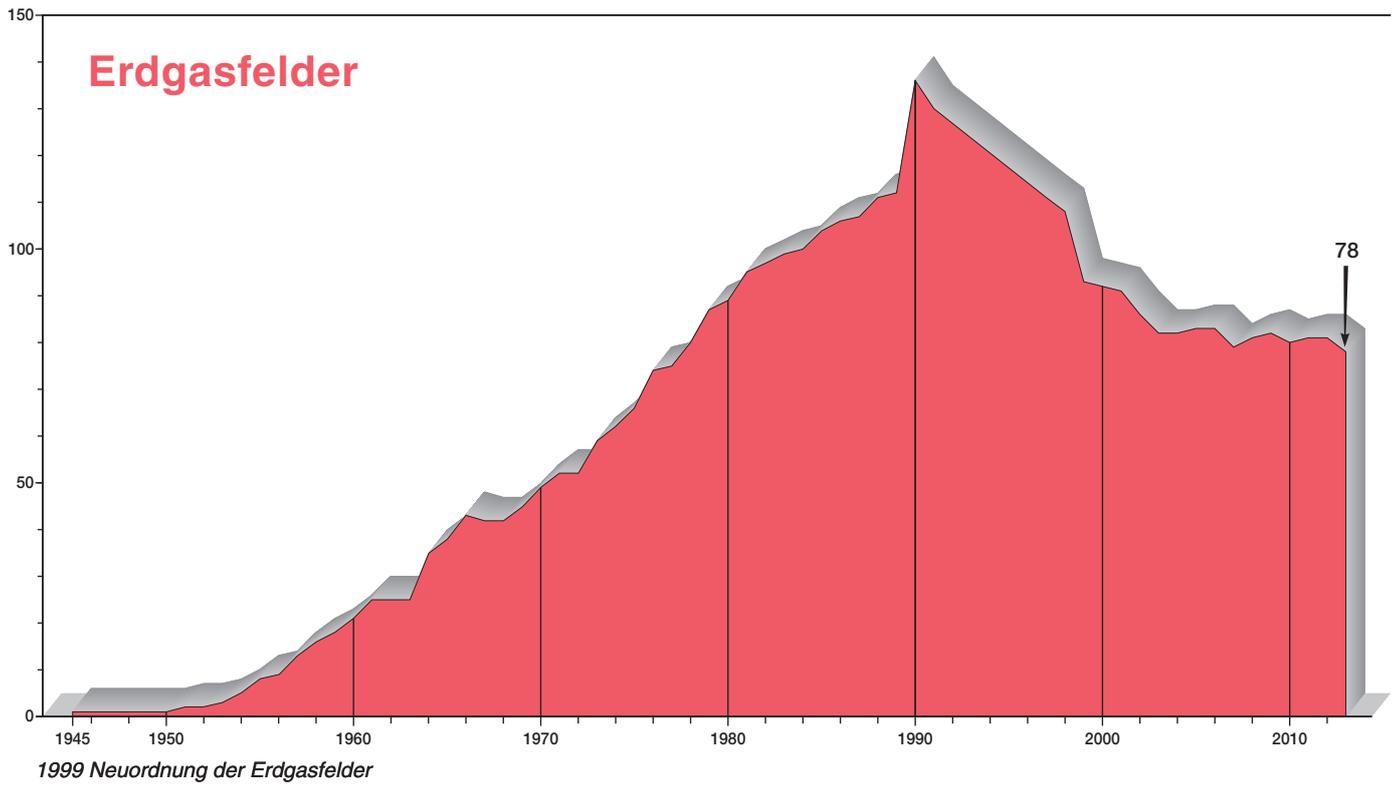


Mio. t

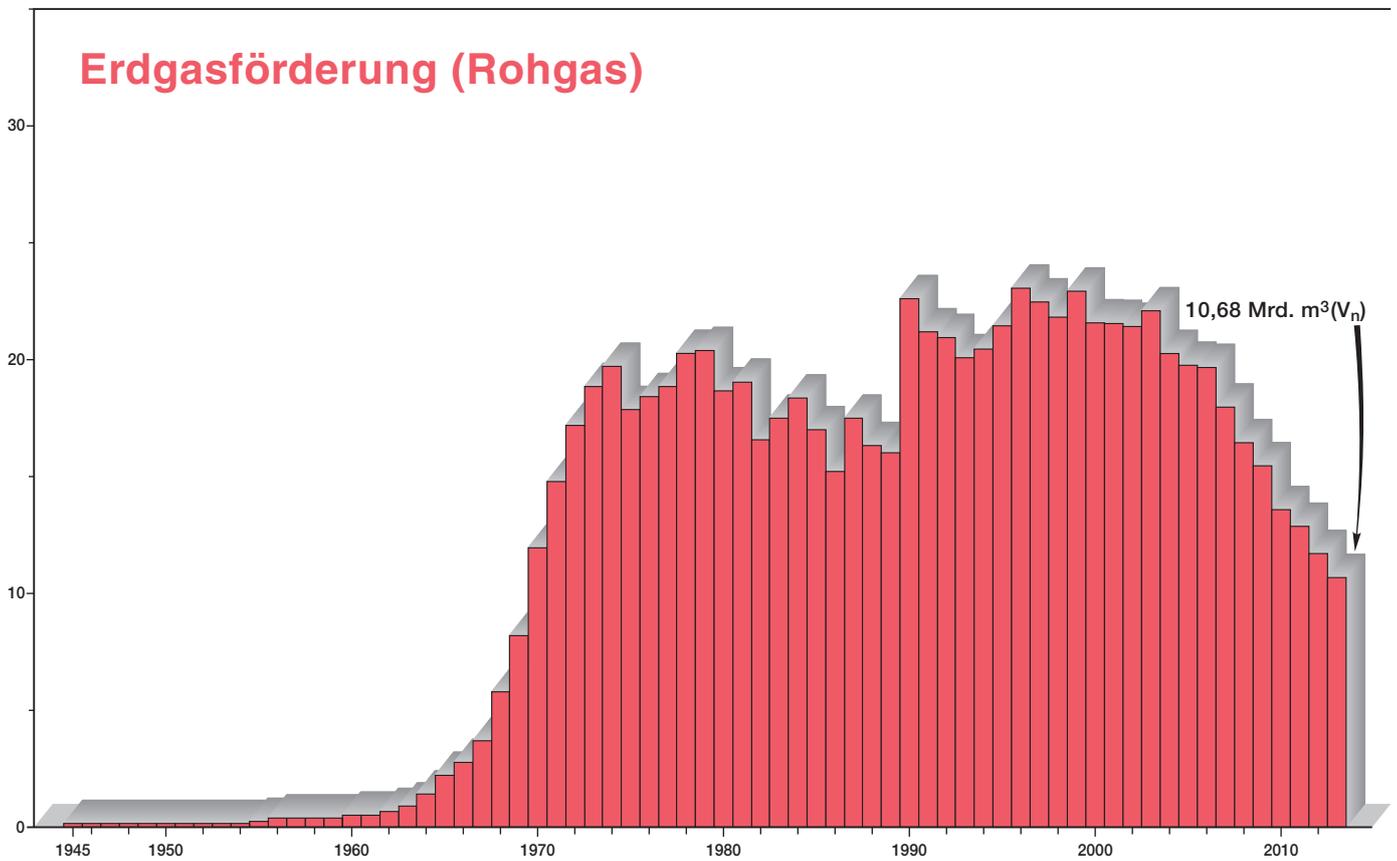


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2013.

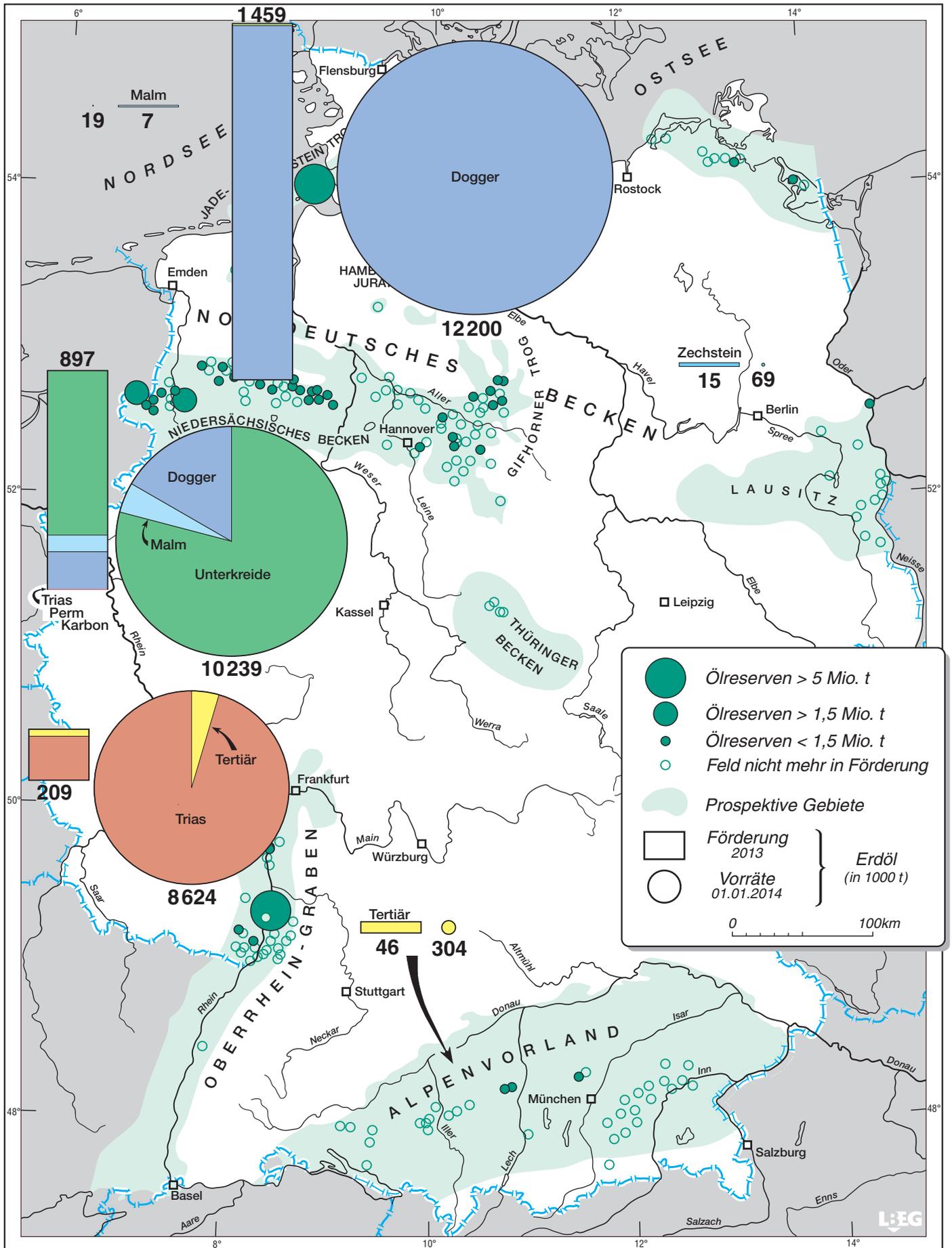
Anzahl



Mrd. m³(V_n)

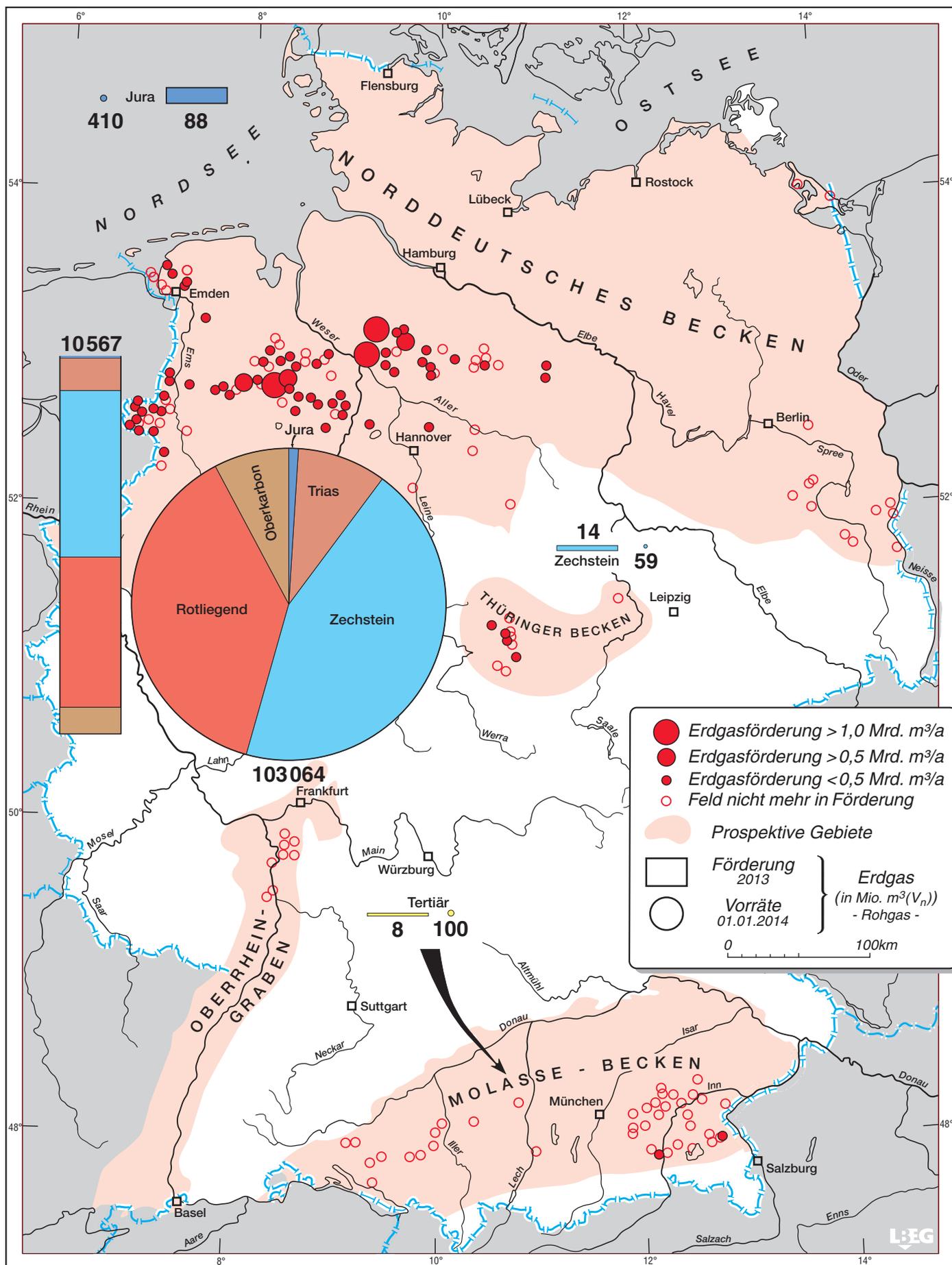


Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2013.



Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

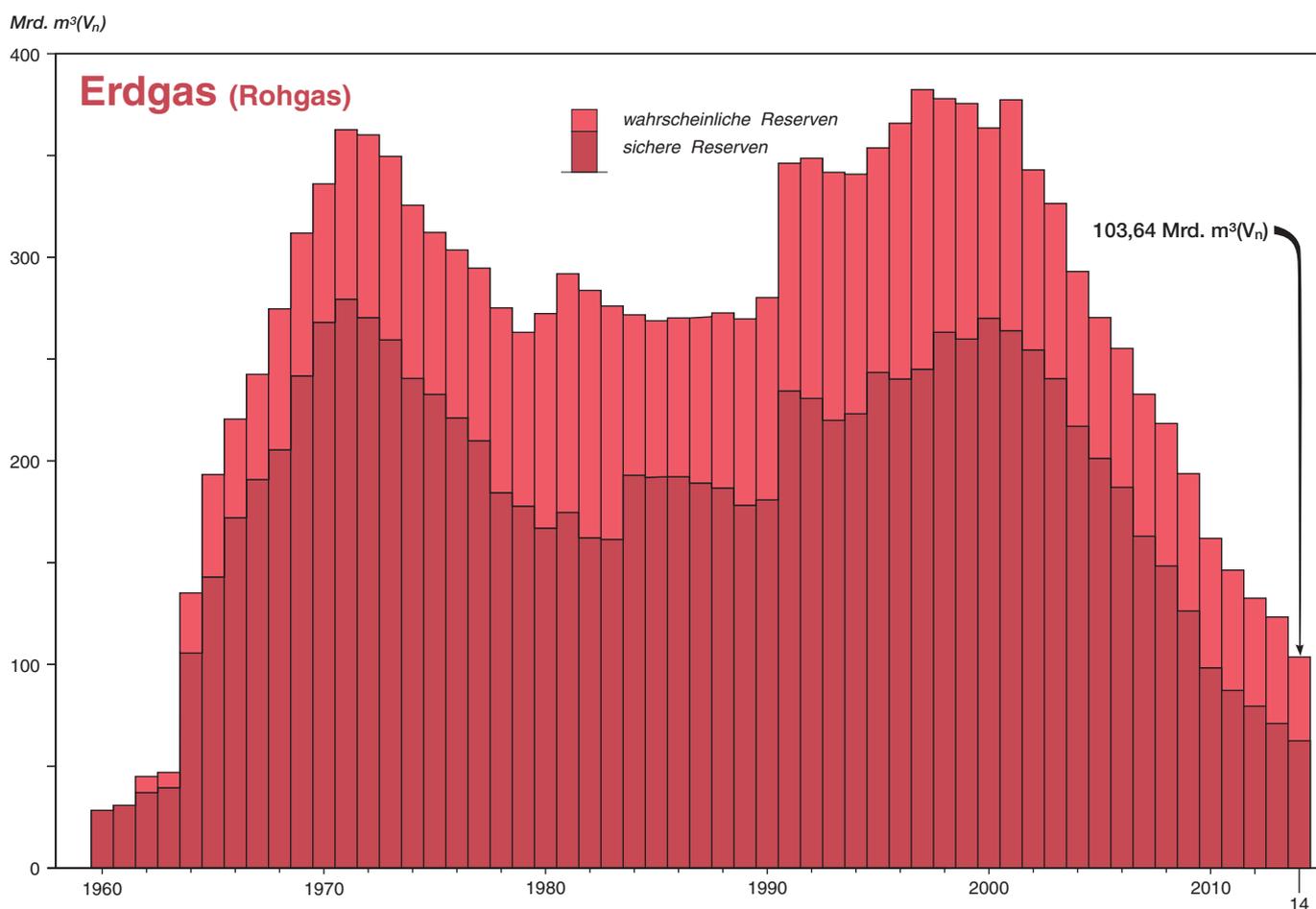
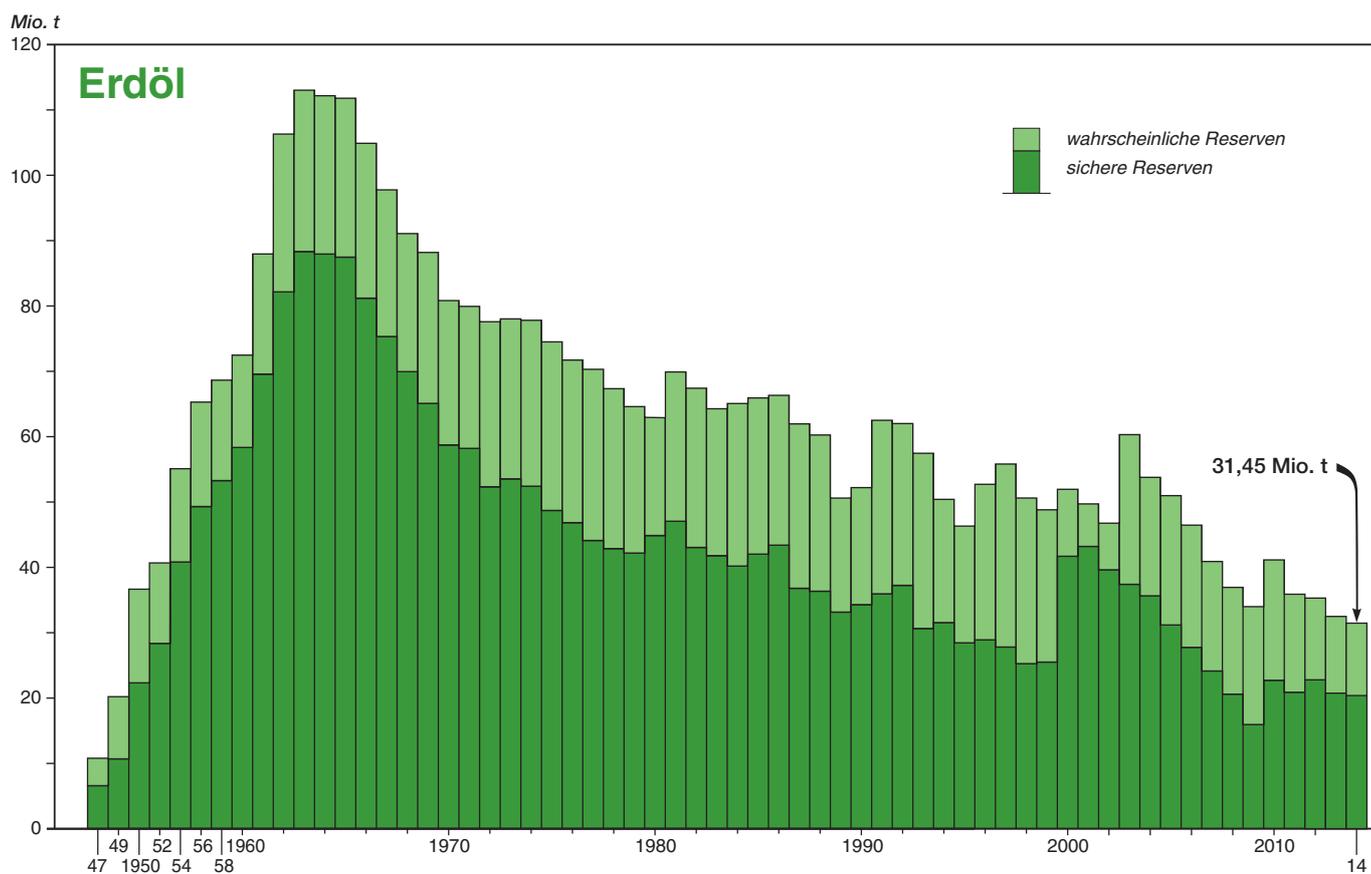
- | | | |
|-----------------------------|---|-----------------|
| 1. Nordsee | 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe | 5. Oberrheintal |
| 2. Gebiet nördlich der Elbe | 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems | 6. Alpenvorland |



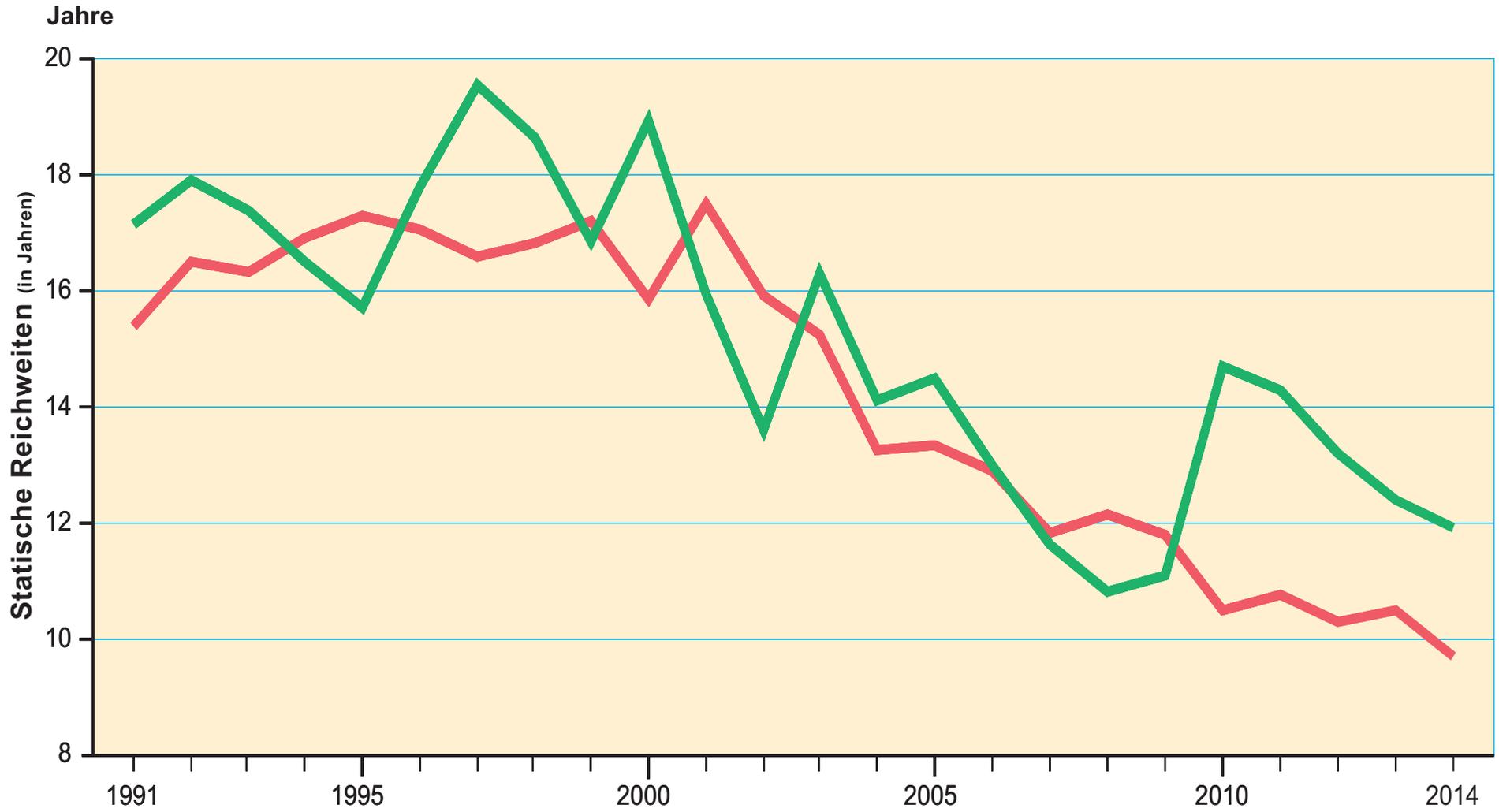
Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

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

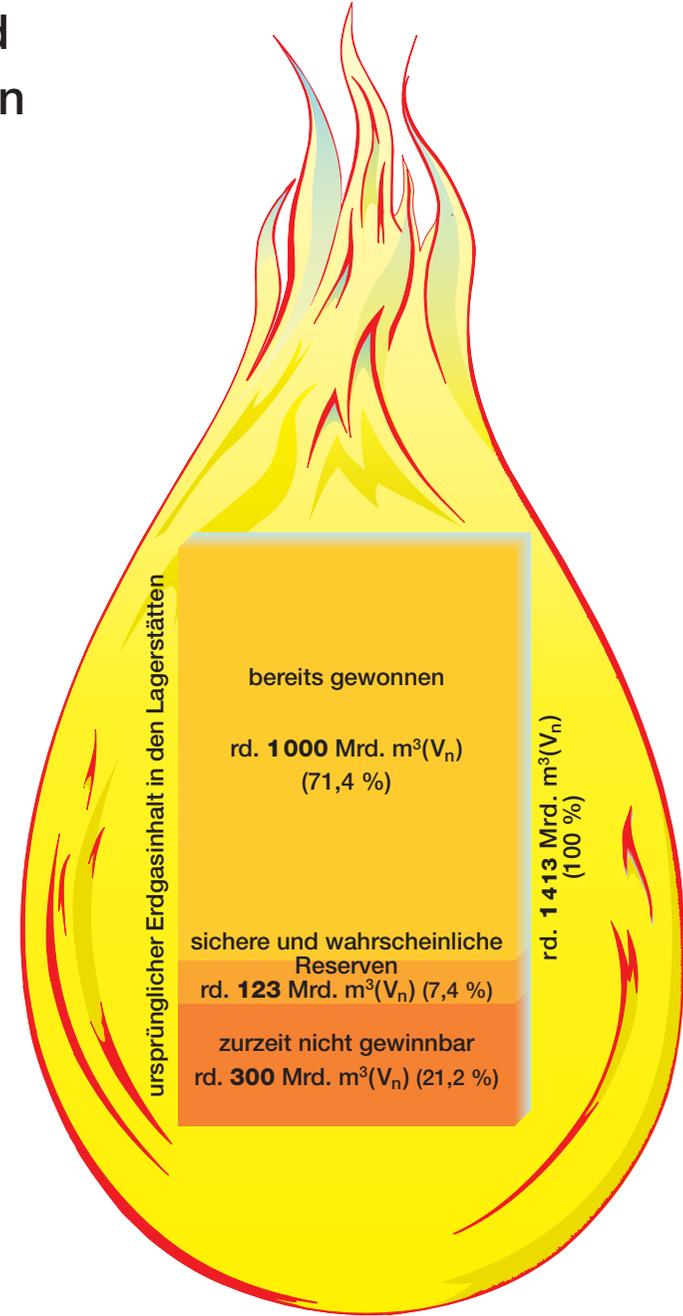
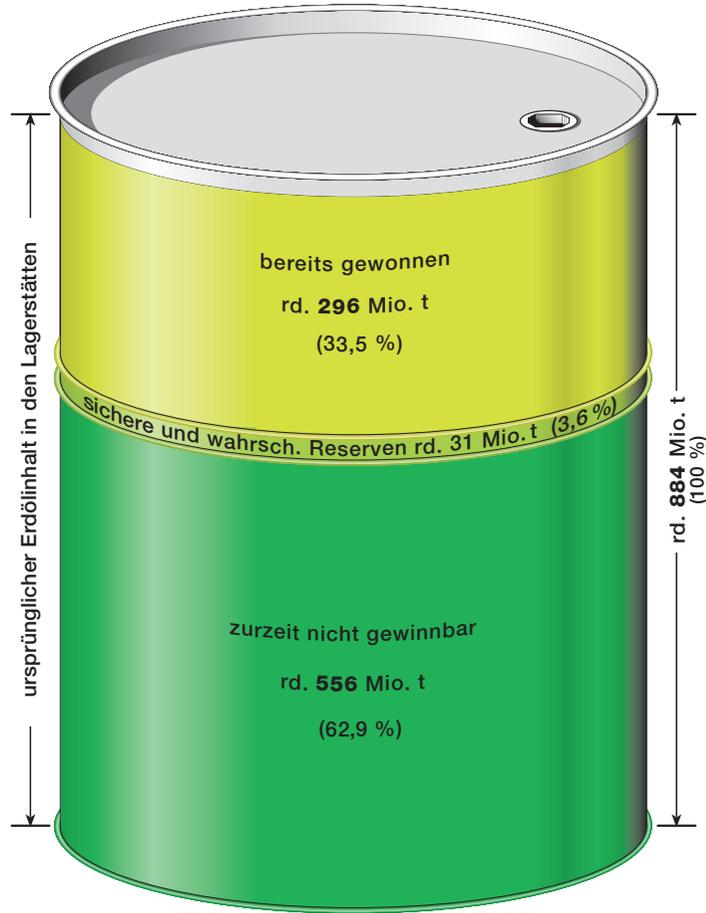
Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



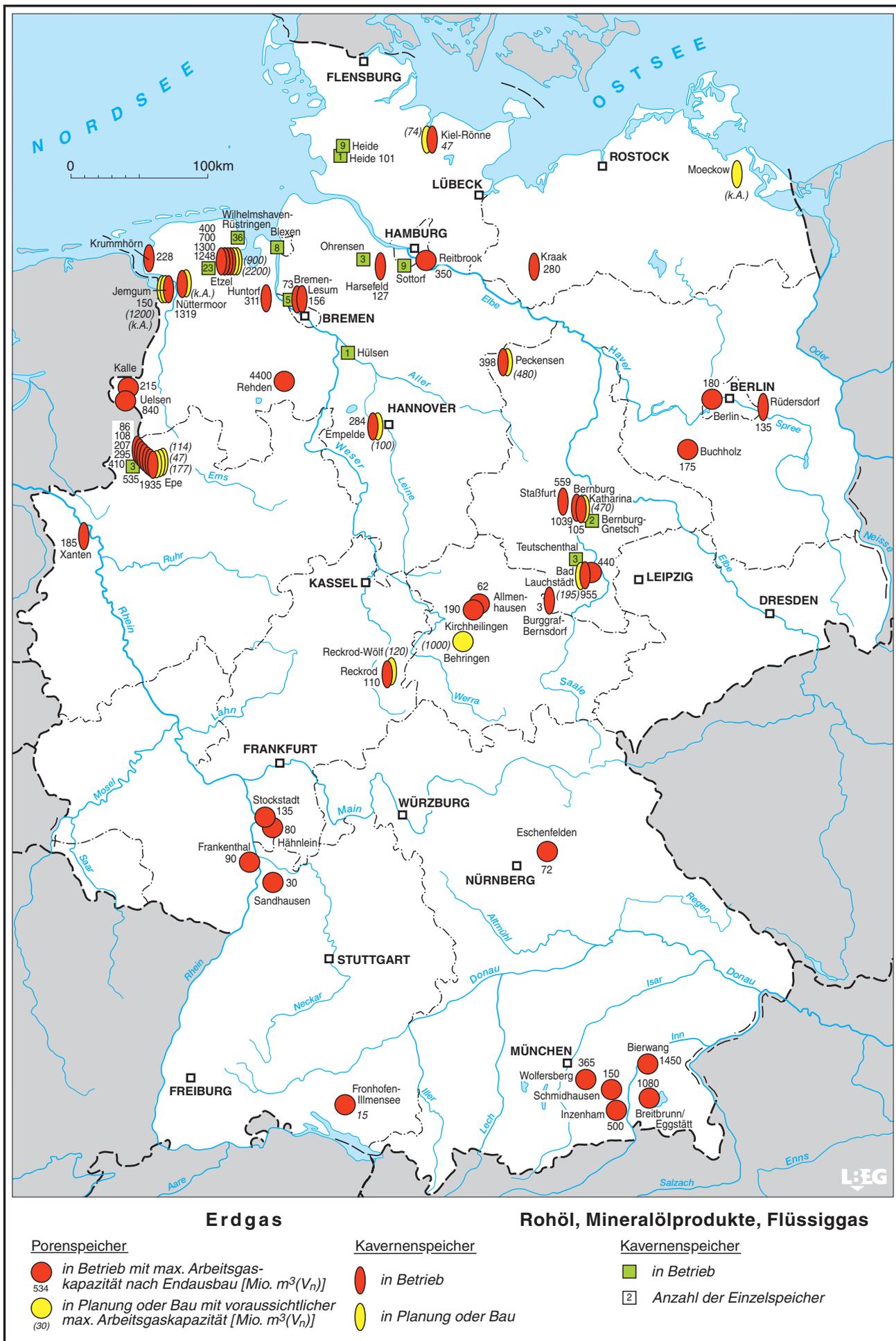
Statische Reichweiten der Reserven



Erdöl und Erdgas* in Deutschland Kumulative Produktion & Reserven

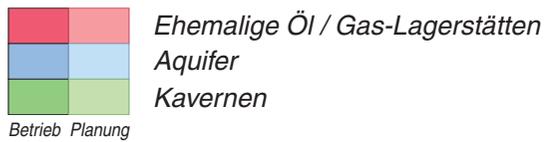
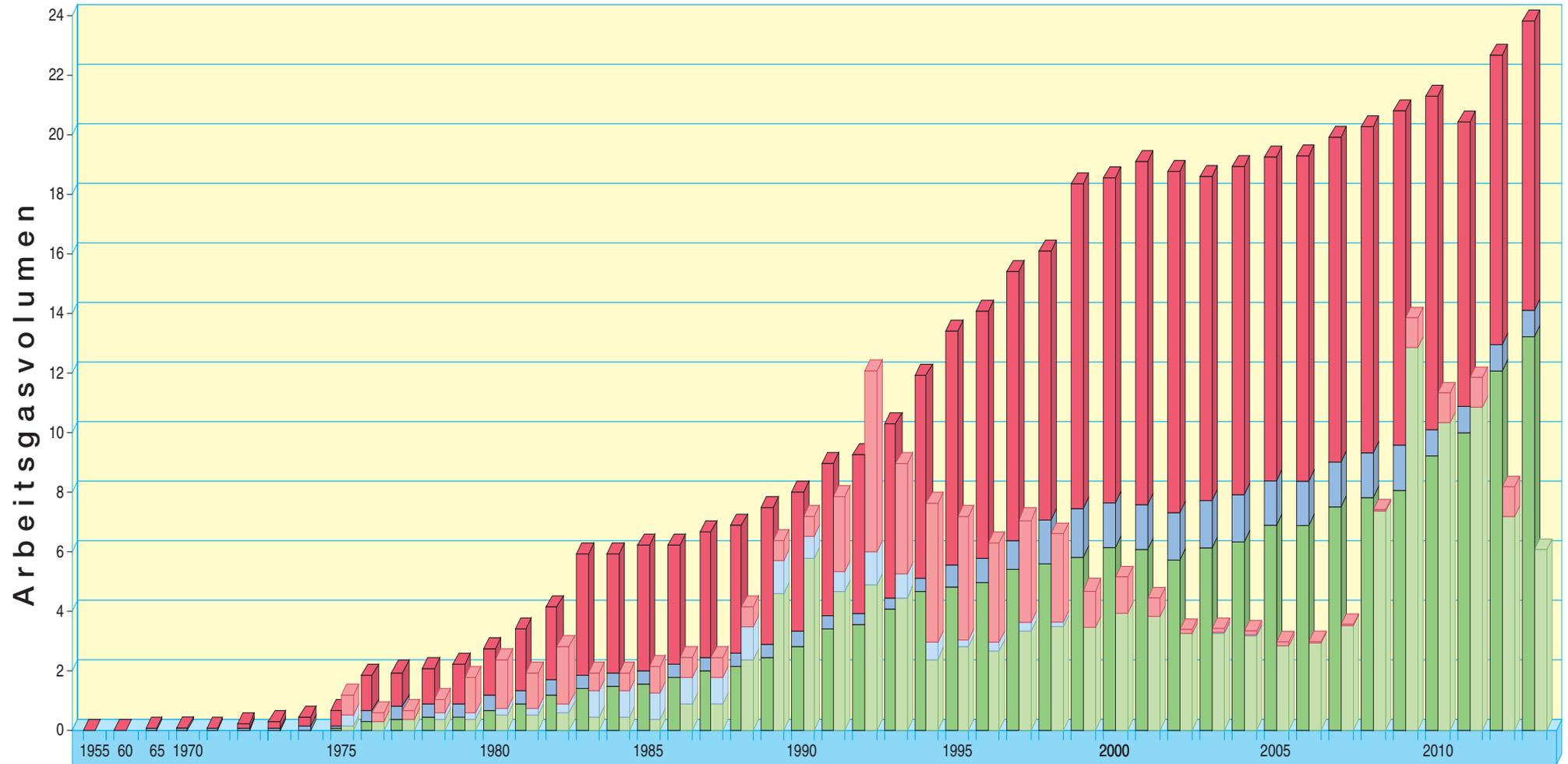


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



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