



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2014





Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2014

Hannover 2015

Titelbild

Das Titelbild zeigt die Bohranlage E202 der österreichischen RAG Energy Drilling mit dem 35 Meter hohen Bohrturm auf der Bohrung Reudnitz Z2/Z2a der Bayerngas GmbH in Brandenburg. Der ca. 5.500 m² große Bohrplatz wurde aus Umweltschutzgründen mit einer Regenentwässerung sowie 2 Abscheidebecken versehen. Die Probebohrung wurde von Ende Juli bis Mitte Dezember 2014 abgeteuft.

Foto und Text: Bayerngas GmbH.



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

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

Download unter www.lbeg.niedersachsen.de

Vorwort

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

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

Wie in den Vorjahren danken wir unseren Kolleginnen und Kollegen in den Ministerien, Bergbehörden und Geologischen Diensten der Bundesländer. Sie haben uns wieder verlässlich mit Informationen und Daten unterstützt. Hervorzuheben ist auch der Verbund Kohlenwasserstoffgeologie: Sieben Bundesländer mit Erdöl-Erdgasaktivitäten arbeiten seit Jahren mit Niedersachsen hinsichtlich der Datenhaltung und -bereitstellung sowie Fragen der Erdöl-Erdgas-Exploration, -Produktion und Gasspeicherung zusammen.

Die aktuelle Studie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) von 2014 zeigt die weltweiten „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen“ auf. Danach wird zumindest in den nächsten Jahren die Welt-Erdölversorgung bei einem steigenden Verbrauch gewährleistet sein. Anders als beim Erdgas, das noch für viele Jahrzehnte ausreichend verfügbar sein wird, kann eine weltweit steigende Nachfrage beim Erdöl in den nächsten Jahrzehnten möglicherweise nicht mehr gedeckt werden. Wie sich die Versorgungssituation künftig tatsächlich entwickeln wird, hängt weltweit neben Explorationserfolgen für neue Reserven auch von der Entwicklung der Ressourcen in nicht-konventionellen Erdöl- und Erdgaslagerstätten (Shale Oil, Shale Gas) ab.

In Deutschland, das beim Erdöl zu 98 % und Erdgas zu 90 % von Importen abhängt, ist die mit Schiefergas verbundene Frac-Thematik seit Jahren im zunehmenden Fokus von Öffentlichkeit, Presse und Politik. Die durch die Bundesregierung im April 2015 eingebrachte Novellierung von Gesetzen für die Erdöl- und Erdgasförderung ist als „Regelungspaket Fracking“ im Verfahren. Es soll den Einsatz der Frac-Technologie aber auch die Versenkung von Lagerstättenwässern umfassend regeln. Strenge Umwelt- und Prüfstandards für die beteiligten Genehmigungsbehörden sollen eingeführt werden. Der Schutz von Trinkwasser und Gesundheit hat absoluten Vorrang. Sie finden aktuelle umfassende Informationen zu den Inhalten und dem Stand des Gesetzgebungsverfahrens auf der Website des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Industrie/Rohstoffe-und-Ressourcen/fracking>).

Die Debatte zur Versorgungssicherheit ist seit Jahren ein Thema. Aktuell hat das Bundeswirtschaftsministerium eine Studie der Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Gasspeicher veröffentlicht (<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=716502>). Durch die deutschen Gasspeicher – eines der Themen dieses Jahresberichtes – ist aktuell nach wie vor eine sehr hohe Sicherheit der Gasversorgung gegeben. Die Experten weisen in ihrer Studie allerdings auf außergewöhnliche Szenarien hin, die sich nur im Falle des gleichzeitigen Eintretens mehrerer Faktoren entwickeln könnten und nur durch strategische Reserven aufzufangen wären.

Die genannten Themen werden alle Beteiligten in den nächsten Jahren intensiv beschäftigen. Der hier vorliegende Jahresbericht bildet eine Grundlage, um bundesweite Daten, Zah-

len und Fakten stets aktuell im Blick zu haben. Wo liegen die Explorationslizenzen, welche Firmen sind aktiv, wo wurden seismische Messungen durchgeführt, wo gebohrt, wie viel Erdöl und Erdgas produziert und gespeichert? Diese und zahlreiche andere Informationen finden sich im Bericht. Wir hoffen, dass er Ihnen für Ihre Arbeit nützlich und informativ ist. Sollten Sie Anregungen, Fragen oder Kommentare haben, senden Sie Ihre E-Mail an die Adresse kohlenwasserstoffe@lbeg.niedersachsen.de.

Ihr Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Hannover, im Juni 2015

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	6
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen	7
Zusammenfassung	8
Summary	9
1 Bohraktivität	10
1.1 Explorationsbohrungen	10
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	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.....	37
5 Erdöl- und Erdgasreserven	42
5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2015.....	42
5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2015.....	43
5.3 Reservendefinitionen.....	45
6 Untertage-Gasspeicherung	47
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung.....	47
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	48
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2014	48
6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland.....	54
6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich	55
6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung	57
7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	59
8 Literatur und nützliche Links	60

Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2014.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2014.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2009 bis 2014, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2014 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2014.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2014.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2014.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2014.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2010 bis 2014.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2014.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2012 bis 2014 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2013 und 2014 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2010 bis 2014.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2014 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2012 bis 2014 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2013 und 2014 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2015 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2015 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2015 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2015).
- Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2015).
- Tab. 22: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2014).
- Tab. 23: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2014).
- 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 2014.
- 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 2014.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2014.
- 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 2014. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber 2013 um etwa 7500 km² auf etwa 105 000 km² verkleinert. Neue Erlaubnisfelder wurden nur in Bayern und Niedersachsen vergeben. Erloschen sind Erlaubnisfelder vor allem in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Baden-Württemberg.

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas in 2012 und 2013 in ihrem Umfang überdurchschnittlich waren, sind sie in 2014 wieder deutlich zurückgegangen und lagen unter dem Durchschnitt der letzten fünf Jahre.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist wieder angestiegen, und zwar von sechs im Vorjahr auf nunmehr zehn. Weitere dreizehn Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2014 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Fünf Explorationsbohrungen wurden in 2014 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon waren drei gasfündig und zwei waren nicht fündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen blieb mit 22 gegenüber 21 im Vorjahr nahezu unverändert. Weitere elf Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2014 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 13 Bohrungen wurden in 2014 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren zehn öl- oder gasfündig und drei hatten als Hilfsbohrungen ihr Ziel erreicht.

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2013 gegenüber den Vorjahren drastisch zurückgegangen war, hat sie sich in 2014 etwas erholt und erreichte einen Wert von knapp 49 000 m. Damit war sie gegenüber dem fünfjährigen Mittel aber immer noch unterdurchschnittlich.

Der Rückgang der Erdgasförderung hat sich weiter fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten hat die Jahresfördermenge gegenüber dem Vorjahr um 5,8 Prozent abgenommen und betrug 10,1 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Auch die Erdölförderung war rückläufig. Gegenüber dem Vorjahr hat sie um 7,9 Prozent auf etwa 2,4 Mio. t (inkl. Kondensat) abgenommen. Der Rückgang ist überwiegend auf geringere Fördermengen in den förderstärksten Ölfeldern, besonders Mittelplate, zurückzuführen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist wie in den letzten Jahren weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 15,1 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 88,5 Mrd. m³ in Feldesqualität. Sie haben also überproportional zur Fördermenge abgenommen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist um 0,4 Mio. t gesunken und betrug 31,1 Mio. t. Ein Teil der Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden.

Das derzeit technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat abermals zugenommen, und zwar um 0,8 Mrd. m³ auf 24,6 Mrd. m³. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 5,5 Mrd. m³ ausgebaut werden.

Summary

This report presents an overview of oil and gas exploration and production as well as of underground gas storage in Germany in 2014. The report is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil and gas companies and the other state mining offices.

The total area of exploration licenses decreased by almost 7500 square kilometres to 105 000 square kilometres compared to 2013. New exploration licenses were granted in the states of Bavaria and Lower Saxony only. Licenses relinquished primarily in North Rhine-Westphalia, Lower Saxony and Baden-Württemberg.

After geophysical prospecting of the subsurface for oil and gas deposits was above average in 2012 and 2013, the activities went down significantly in 2014 and fell below the average of the last five years.

The number of exploration wells increased. In 2014 ten exploration wells were drilled, compared to six in the previous year. In addition to that number, another thirteen exploration wells were drilled to total depth already before 2014, but not completed by final well results before 2014. Five exploration wells were completed with a final result in 2014. Three of them encountered gas and the other two were dry.

The number of development wells remained almost unchanged. In 2014 22 wells were drilled, compared to 21 in 2013. Another eleven wells were drilled to total depth already before 2014, but not completed by final well results before 2014. 13 wells were completed successfully in 2014. Ten of them encountered oil or gas pay zones and the other three were completed successfully as service wells.

After drilling meterage decreased drastically in 2013 compared to the preceding years, it recovered slightly in 2014 and amounted to almost 49 000 metres, but it was still below the five-year average.

The decline of natural gas production continued. Due to depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 5.8 percent compared to the previous year and amounted to 10.1 billion cubic metres (field quality).

The annual oil production decreased as well. Compared to 2013, the production dropped by 7.9 percent to 2.4 million metric tons (including gas condensate). The decline is mainly attributable to minor production from the most prolific oil fields, primarily the Mittelplate field.

As in the last years, the total remaining proven and probable natural gas reserves dropped. Compared to 2013, the reserves decreased by 15.1 billion cubic metres to 88.5 billion cubic metres (field quality). Thus the decline was more than the annual production.

The total remaining proven and probable oil reserves fell by 0.4 million tons to 31.1 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 0.8 billion cubic metres to 24.6 billion cubic metres. According to current planning, another 4.9 billion cubic metres of working gas volume will be installed in the future.

1 Bohraktivität

Nachdem die Bohraktivität in 2013 drastisch zurückgegangen war, hat sie sich gemessen an der Anzahl der Bohrungen sowie der Bohrmeter etwas erholt. So hat die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) von 27 im Vorjahr auf 32 zugenommen (Kap. 1.2) und die Bohrmeterleistung verzeichnete gegenüber dem Vorjahreswert einen Anstieg um etwa 13 Prozent (Kap. 1.3); damit lag sie aber immer noch 20 Prozent unter dem Mittelwert der vorangegangenen fünf Jahre.

Dabei waren die Veränderungen in den unterschiedlichen Bohrkategorien nicht einheitlich. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber dem Vorjahr von sechs um 67 Prozent auf zehn angestiegen und die Bohrmeter haben um 57 Prozent zugenommen.

Der Anstieg der Explorationsbohrfähigkeit ist wesentlich auf Bohrungen in Bayern, Branden-

burg und Rheinland-Pfalz zurückzuführen. Hinsichtlich der Bohrmeter übertraf die Bohraktivität leicht den Mittelwert der vorangegangenen fünf Jahre. Eine einfache Analyse des deutlichen Anstiegs der Explorationsbohrfähigkeit ist nicht möglich. Mit verantwortlich für diese Entwicklung ist sicherlich ein statistischer Basiseffekt, da das Vorjahr durch eine extrem geringe Explorationsbohrfähigkeit ausgezeichnet war. Aufgrund der geringen Bohrungsanzahl und der großen jährlichen Schwankungen sind längerfristige Trends nicht auszumachen.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen blieb die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber 21 im Vorjahr mit 22 nahezu unverändert. Die Bohrmeter dieser Kategorie waren entgegen diesem Trend rückläufig, und zwar um 9 Prozent.

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 2014 werden insgesamt 23 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten zehn aktiven Bohrungen und weiteren 13 Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2014 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden zwei Bohrungen (Pilotloch und anschließende horizontale Ablenkung) abge-

teuft; das war nochmals eine Bohrung weniger als im Vorjahr. Das Projekt wurde in Brandenburg durchgeführt und sollte in den Sandsteinen des Rotliegend eine Erdgaslagerstätte nachweisen.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden oder auch aufgegebenen Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden sieben Bohrungen abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in der Peripherie der Gasfelder Weissenmoor und Nordsee A6/B4 niedergebracht. Am Südrand des Erdgasfeldes Deblinghausen wurden zwei Bohrungen abgeteuft. Darüber hinaus wurden östlich des Ölfeldes Vorhop eine und im Bereich des Ölfeldes Römerberg zwei Bohrungen durchgeführt.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebenen Felder untersuchen, wurde nach 2009 zum zweiten Mal in der bayerischen Westmolasse eine Bohrung abgeteufelt, und zwar um das bereits 1986 auf-

gegebene Ölfeld Lauben erneut zu erschließen.

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

Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder-Neiße-Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP¹) (Anl. 2) wurde die Untersuchung des Staßfurt-Karbonats der Struktur Barth bei Saal in Mecklenburg-Vorpommern nach über 30 Jahren erneut aufgenommen. Die letzte Ölbohrung im Bereich dieser Struktur war die Bohrung Barth 9 aus dem Jahre 1978. Die bislang einzige produzierende Sonde war die Bohrung Barth 6 aus dem Jahre 1965. Die Produktion war bereits in 1986 bei einer kumulativen Fördermenge von etwas mehr als 1000 t aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde auf einem anderen Störungsblock. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 festgelegt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und auf einer Strecke von knapp 1000 m eine vertikale Mächtigkeit von etwa 20 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3863 m im Staßfurt-Karbonat bereits in 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest wurden 76 m³ leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten getestet. In 2014 wurde der horizontal durchteufte Träger in zehn Bohrlochabschnitten hintereinander hydraulisch stimuliert. Die geplante Testförderung steht noch aus.

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 2014 noch nicht abgeschlossen.

Ebenfalls in 2012 wurde auf der Insel Usedom 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 Ölanzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2930 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2014 noch nicht abgeschlossen.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben, etwa 6 km südlich des ehemaligen Erdölfeldes Mittweide-Trebatsch, wurde in 2012 die Bohrung **Guhlen 1** (CEP) (Anl. 2) abgeteufelt. Das Ziel der Bohrung war das Staßfurt-Karbonat in einer Antiklinalstruktur, die in den seismischen

Etwa 10 km weiter südöstlich, am Ostufer des Achterwassers, wurde die Bohrung **Pudagla 2** (CEP) (Anl. 2) auf das Staßfurt-Karbonat abgeteufelt. 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

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

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 2014 noch nicht abgeschlossen.

Mit der Bohrung **Reudnitz Z2** (Bayerngas) (Anl. 2) wurde in Brandenburg die zweite Explorationsbohrung seit knapp zwanzig Jahren zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen niedergebracht. Die Bohrung sollte die Rotliegend-Sandsteine in einer Struktur untersuchen, die bereits durch die knapp 6 km westnordwestlich gelegene Bohrung Birkholz/Beeskow 1A aus dem Jahr 1964 und die knapp 4,5 km südsüdöstlich gelegene Bohrung Reudnitz 1 aus dem Jahr 1989 gasführend getestet worden war. Das in diesen Bohrungen nachgewiesene Erdgas zeichnete sich allerdings durch hohe Stickstoffgehalte aus, die damals offensichtlich dazu geführt haben, die Erdgasfunde nicht weiter zu verfolgen und zu entwickeln. Um die Bohrung Reudnitz Z2 richtig platzieren zu können, wurden in 2013 und 2014 2D-seismische Messungen durchgeführt, die das bestehende Netz der seismischen Linien verdichtet haben. Das Konzept der Bohrung sah vor, zunächst eine vertikale Bohrung in die Rotliegend-Sandsteine abzuteufen und im Erfolgsfall eine horizontale Ablenkung vor-

zunehmen. Die Bohrung traf die Rotliegend-Sandsteine wie prognostiziert gasführend an und wurde in einer Tiefe von 2930 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Anschließend wurde die Bohrung zur **Reudnitz Z2a** ablenkt. Die Ablenkung hat die gasführenden Rotliegend-Sandsteine auf einer Strecke von etwa 1000 m horizontal aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 4407 m eingestellt. Im Januar 2015 wurde ein Fördertest durchgeführt.

Gebiet Elbe-Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (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 Rotliegend-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 Teste 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. In 2014 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

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 bewerten. Die Bohrung hat entsprechend der Damme 2 einen knapp 700 m mächtigen Wealden aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 1610 m unterhalb des Wealden in der Serpulit-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 Labor-

untersuchungen 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 gezogen. Die Bohrung hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Oberrheintal

Die Bohrung **Allmend 1** (Rhein Petrol.) (Anl. 1) hatte das Ziel, eine Aufwölbungsstruktur an einer mehr oder weniger parallel zum Grabenrand verlaufenden Abschiebung zu erkunden. Zielhorizont waren die Pechelbronner Schichten, die analog zum westlich benachbarten ehemaligen Ölfeld Stockstadt, aber eine Grabenscholle tiefer, ölführend erhofft wurden. Nebenziel war das weitgehend unerkundete Rotliegend direkt unterhalb der Pechelbronner Schichten. Die Bohrung wurde in 2013 vom gleichen Bohrplatz wie die Bohrung Stockstadt 2001 (siehe Abschnitt Wiedererschließungsbohrungen) gebohrt. Der geplante Landepunkt der Bohrung Allmend 1 liegt etwa 1 km südöstlich des gemeinsamen Bohrplatzes. Die Bohrung hat die Pechelbronner Schichten mit z.T. guten Ölanzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2885 m im Rotliegend eingestellt. Anfang des Jahres

2014 wurde eine Testförderung aus dem Bereich der Pechelbronner Schichten vorgenommen. Das Ergebnis der Bohrung stand zum Jahresende 2014 noch nicht fest.

Mit der Bohrung **Leopoldshafen 20** (GDF SUEZ) (Anl. 2) wurde in 2013 eine Hochlage des Buntsandstein – 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 2014 noch nicht fest.

Teilfeldsuchbohrungen

Nordsee

Das Ziel der Bohrung **Nordsee A6-A 6** (Wintershall) (Abb. 5) waren Sandsteine des Oberkarbon auf einem bislang ungetesteten tektonischen Block im westlichsten Teil des Erdgasfeldes Nordsee A6/B4. Dass in diesem Feld neben den jurassischen und permischen Speichergesteinen auch die Karbon-Sandsteine gasführend sein können, hatte auf dem östlich angrenzenden tektonischen Block bereits die Fundbohrung Nordsee A6 1 des Erdgasfeldes aus dem Jahre 1974 nachgewiesen. Der Landepunkt der Nordsee A6-A 6 liegt bezogen auf Top Oberkarbon etwa 750 m von der Fundbohrung in westnordwestlicher Richtung entfernt. Für den Fall, dass die Bohrung auf diesem tektonischen Block nicht fündig werden sollte, sollte die Bohrung als Produktionsbohrung auf die Karbon-Sandsteine auf dem Block der Fundbohrung abgelenkt werden. Mit den Bohrarbeiten war bereits in 2012 begonnen worden. Nach bohrtechnischen Problemen aufgrund der druckabgesenkten Träger im Jura wurde damals entschieden, die Bohrplattform zunächst freizugeben. Das Bohrloch wurde als technisch fehl bei 3280 m im Jura aufgegeben. Die Bohrarbeiten wurden in 2014 mit einem neuen Bohrungsdesign sowie einem veränderten Verrohrungskonzept wieder aufgenommen. So konnte der Jura erfolgreich durchörtert und verrohrt werden. Im weiteren Bohrungsverlauf

war aufgrund druckabgesenkter Kluftsysteme im Rotliegend-Vulkanit abzusehen, dass das ursprüngliche Explorationsziel, die ungebohrte Westscholle, nicht erreicht werden kann. Daraufhin wurde die Bohrung entsprechend dem Plan für die optionale Ablenkung zur Produktionsbohrung in die Karbon-Sandsteine des bereits getesteten tektonischen Blocks gelenkt. Dort hat sie die Sandsteine des Oberkarbon gasführend erschlossen und wurde bei 4206 m Endteufe im Oberkarbon eingestellt. Nach Durchführung und Auswertung eines Förderfestes wurde die Bohrung als gasfündig eingestuft und produziert seit August 2014.

Gebiet Elbe-Weser

Mit der Bohrung **Vorhop-Südost 1** (GDF SUEZ) (Anl. 1) wurden die Dogger-Sandsteine in einer Hochlage an der Südostflanke des Salzstockes Vorhop untersucht. Dort wurden analog zum Ölfeld Vorhop an der Westflanke des Salzstockes die Sandsteine des Dogger Beta ölführend erwartet. Im südlichen Teil der nun untersuchten Hochlage wurde bereits 1952 in strukturniedrigerer Position die Bohrung Vorhop 5c ölfündig. Diese war die erste fündige Bohrung im Feld Vorhop. Aufgrund der geringeren Ergiebigkeit der Bohrungen an der Südostflanke des Salzstockes – insgesamt wurden dort zwei Bohrungen fündig – und der schwierigen Geländebeziehungen (Moor) kon-

zentrierte sich die weitere Erkundung und Feldentwicklung aber auf die Westflanke des Salzstockes, wo die Lagerstätte Vorhop im Anschluss an die ölfündige Bohrung Vorhop 6 aus dem Jahr 1953 nach und nach erschlossen wurde. Die aktuelle Bohrung Vorhop-Südost 1 traf zwar verölte Sandsteine an, jedoch waren sie geringmächtig und wenig porös/permeabel. Es ist unklar, ob diese Sandsteine in den Dogger Beta oder in den Lias zu stellen sind. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fündig erklärt und verfüllt.

Ziel der Bohrung **Weissenmoor Z2** (DEA) (Anl. 2) war die Erschließung zusätzlicher Reserven auf einer Hochscholle an der südwestlichen Flanke des Gasfeldes Weissenmoor. Primärziel der geplanten Bohrung waren die Rotliegend-Sandsteine der Havel-Subgruppe. Zusätzliches Potenzial wurde 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. In 2014 hat die Bohrung die Rotliegend-Sandsteine gasführend angetroffen und wurde bei einer Endteufe von 4960 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Die Bohrung ist gasfündig und wurde im Havel-Sandstein in Produktion genommen.

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 wur-

de die Bohrung eingestellt und zur **Deblinghausen Z7a** abgelenkt. Das Zielgebiet der Ablenkung lag etwa 300 m nordöstlich des Landepunktes der Deblinghausen Z7. Dort hat die Ablenkung Deblinghausen Z7a das Staßfurt-Karbonat gasführend und mit abgesenktem Lagerstättendruck angetroffen, was auf eine gasdynamische Verbindung zur bekannten und in Förderung befindlichen Lagerstätte Deblinghausen hindeutet, und wurde in einer Teufe von 3637 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Die Bohrung ist gasfündig und wurde in Produktion genommen.

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall) (Anl. 2) sollte das Potenzial der bekannten Tight-Gas-Lagerstätte Düste in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden. Die Struktur Düste wurde bereits 1995 mit der Explorationsbohrung Düste Z9a gasführend getestet, aber technische Umstände machten eine detailliertere Untersuchung der Karbon-Sandsteine und eine wirtschaftliche Förderung trotz Frac-Behandlungen mehrerer Sandstein-Horizonte damals nicht möglich. Wichtige Ziele der Bohrung Düste Z10 waren der Aufschluss von mindestens 400 m Karbon, die Erkundung des Gas-Wasser-Kontaktes, des Einfallens und Streichens der Schichten, der Porositätsverteilung in den Sandsteinen und der Klüftigkeit der Gesteine. Der geplante Landepunkt der Bohrung liegt etwa 450 m nordwestlich von dem der Düste Z9 entfernt. Bereits in 2012 hat die Bohrung die Karbon-Sandsteine wie erwartet gasführend angetroffen, den Gas-Wasser-Kontakt durchteuft und wurde bei 4380 m eingestellt. Zur Ermittlung der Speichereigenschaften der Träger wurden sechs 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.

Oberrhainland

In dem jungen Erdölfeld Römerberg wurden in 2014 zwei Teilfeldsuchbohrungen zur weiteren Erkundung der Lagerstätte niedergebracht. Die Bohrung **Römerberg 4** (GDF SUEZ) (Anl. 2)

sollte den Buntsandstein im nördlichen Teil der zentralen Scholle in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung erschließen. Der Ansatzpunkt der Bohrung befindet sich auf dem Betriebs- und Cluster-Bohrplatz im Nordosten von Speyer. Der geplante Landepunkt der Bohrung lag bezogen auf die Oberkante des Buntsandsteins ca. 1400 m westsüdwestlich des Ansatzpunktes und damit ca. 900 m nordnordöstlich des Landepunktes der Römerberg 1. Da die Bohrung bereits den Keuper und Muschelkalk ölführend angetroffen hat, wurde die Bohrung nach Durchführung eines Gestängetestes (DST) vorzeitig im Muschelkalk bei einer vorläufigen Endteufe von 2750 m eingestellt, um einen Langzeitfördertest auf diese beiden Horizonte durchzuführen. Nach einer mehrmonatigen Förderphase wurde die Bohrung gegen Ende des Jahres zum Druck-

aufbau eingeschlossen. Ein Ergebnis stand zum Ende des Jahres 2014 noch nicht fest.

Die Bohrung **Römerberg 7** (GDF SUEZ) (Anl. 2) hatte das Ziel, den Buntsandstein im südlichen Teil der zentralen Scholle ebenfalls in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung zu erschließen. Der Ansatzpunkt dieser Bohrung befindet sich auf dem Cluster-Bohrplatz im Nordwesten von Speyer. Der geplante Landepunkt der Bohrung an der Oberkante des Buntsandsteins lag ca. 1600 m südsüdöstlich des Ansatzpunktes und damit ca. 600 m südwestlich des Landepunktes der Römerberg 1. Zum Ende des Jahres 2014 stand die Bohrung bei 3172 m im Buntsandstein, hatte die Endteufe aber noch nicht erreicht.

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 Poreninhalt 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 wurde in 2013 niedergebracht. Sie hat die Pechelbronner Schichten in der prognostizierten Tiefe von etwa 1600 m ölführend angetroffen und wurde nach 2215 m Bohrstrecke im Rotliegend eingestellt. In 2014 wurde der geplante Fördertest durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung steht noch aus.

Alpenvorland

Die Bohrung **Lauben 7** (Wintershall) (Anl. 1) hatte das Ziel, die aufgegebene Öllagerstätte Lauben in den Sandsteinen der Bausteinschichten erneut zu erschließen. Die Lagerstätte Lauben war bereits 1958 entdeckt worden und bis 1986 in Förderung. Die kumulative Fördermenge aus den Bausteinschichten und Cyrenenschichten betrug aber nur etwa 17 000 t Erdöl. Die 3D-Seismik Mindelheim aus dem Jahre 2011 und deren Auswertung führte zu neuen Vorstellungen über die strukturellen Verhältnisse und die Ausdehnung der Lagerstätte. Danach liegt die antithetische Abschiebung, die die Lagerstätte im Norden begrenzt, deutlich weiter nördlich als bislang angenommen. Das Zielgebiet der Bohrung war eine lokale Hochlage an dieser neu definierten nördlichen Störung. Dort wurde ein großes Potenzial für noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwartet. Die Bohrung hat das Reservoir in der erwarteten Tiefe ölführend angetroffen und wurde bei 1525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Für den Februar 2015 war ein Fördertest geplant.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen ist gegenüber 2013 von 27 auf 32 angestiegen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere 24 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2014 die Endteufe erreicht, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2014 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahres-

ende 2014 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 56 Bohrungen haben 23 ein endgültiges Ergebnis erhalten; davon waren 16 erfolgreich. Von diesen 16 Bohrungen waren dreizehn öl- oder gasfündig und drei weitere hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzie-

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2014. Bohrlokationen siehe Abb. 5, Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>							
Barth 11*	CEP	33337480	6021579	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
Guhlen 1*	CEP	33441010	5764658	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	2910,0	Rotliegend
Lütow 51*	CEP	33429290	5987983	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	2930,0	Werra-Anhy.
Pudagla 2*	CEP	33437737	5981660	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3830,0	Werra-Anhy.
Reudnitz Z2	Bayerngas	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	2930,0	Rotliegend
Reudnitz Z2a	Bayerngas	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	4407,0	Rotliegend
<i>Elbe-Weser</i>							
Böstlingen Z1*	DEA	32552994	5846142	fehl	Rotliegend	5912,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Damme 2a*	EMPG	32449852	5816107	n.k.E.	Lias Epsilon	3333,0	Lias Delta
Damme 3*	EMPG	32449791	5816056	n.k.E.	Wealden	1610,0	Serpulit-F.
Lünne 1a*	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
Oppenwehe 1*	EMPG	32465302	5815135	n.k.E.	Wealden, Lias	2660,0	Lias Delta
<i>Oberrhheintal</i>							
Allmend 1*	Rhein Petrol.	32465233	5516502	n.k.E.	Pechelbr. Sch.	2885,0	Rotliegend
Leopoldshafen 20*	GDF SUEZ	32457333	5438006	n.k.E.	Buntsandstein	3731,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Nordsee</i>							
Nordsee A6-A 6	Wintershall	31562352	6183445	gasfündig	Oberkarbon	4206,0	Oberkarbon
<i>Elbe-Weser</i>							
Vorhop-Südost 1	GDF SUEZ	32613216	5828179	fehl	Dogger Beta	966,0	Dogger, Lias?
Weissenmoor Z2	DEA	32530177	5870431	gasfündig	Rotliegend	4960,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Deblinghausen Z7	EMPG	32500324	5827557	fehl	Staßfurt-Karb.	3782,5	Zechstein
Deblinghausen Z7a	EMPG	32500324	5827557	gasfündig	Staßfurt-Karb.	3782,5	Werra-Anhy.
Düste Z10*	Wintershall	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
<i>Oberrhheintal</i>							
Römerberg 4	GDF SUEZ	32460469	5465589	n.k.E.	Buntsandstein	2750,0	Muschelkalk
Römerberg 7	GDF SUEZ	32457484	5465432	bohrt	Buntsandstein		
Wiedererschließungsbohrung (A5)							
<i>Oberrhheintal</i>							
Stockstadt 2001*	Rhein Petrol.	32465233	5516494	n.k.E.	Pechelbr. Sch.	2115,0	Rotliegend
<i>Alpenvorland</i>							
Lauben 7	Wintershall	32594334	5325061	n.k.E.	Baustein-Sch.	1525,0	Baustein-Sch.

Status mit Stand vom 31. Dezember 2014; *: Endteufe vor 2014 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

len sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere sogenannte „spy holes“. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht

abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2014.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 25	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 25M1	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 26	DEA	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z11*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Schneeren-Süd Z1*	GDF SUEZ	Oberkarbon-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Völkersen Z6a	DEA	Rotliegend-Sandsteine	fehl
Völkersen Z6b	DEA	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z4	DEA	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Vorhop 26a	GDF SUEZ	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Walsrode-West Z1a*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	fehl
<i>Weser-Ems</i>			
Barenburg 69*	EMPG	Dichotomiten-Sandstein	fehl
Barenburg 70*	EMPG	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Bockstedt 85*	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Bockstedt 86*	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Börger 7a*	PRD Energy	Obermalm	ölfündig
Dötlingen-Ost Z1	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Goldenstedt Z34	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Leer Z5*	GDF SUEZ	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Staffhorst Z1a	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Visbek Z9b*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	fehl
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 39	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 107	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 124*	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoos 801	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlertwist 62a	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 2	Wintershall	Baustein-Schichten	noch kein Ergebnis
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate 1a	DEA	Dogger Gamma-Sandstein	Ziel erreicht
<i>Elbe-Weser</i>			
Vorhop 6a	GDF SUEZ	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Weser-Ems</i>			
Bockstedt 87	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Bockstedt 88	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 48	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 208	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Rühlermoos H25	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis

Bayerngas – Bayerngas GmbH, München

CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin

DEA – DEA Deutsche Erdoel AG (2014 noch RWE Dea AG), Hamburg

EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover

GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Lingen

PRD Energy – PRD Energy GmbH, Berlin

Status mit Stand vom 31. Dezember 2014

* : Endteufe vor 2014 erreicht

Rhein Petrol. - Rhein Petroleum GmbH, Heidelberg

Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf

1.3 Bohrmeterleistung

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2013 gegenüber den Vorjahren drastisch zurückgegangen war, hat sie sich in 2014 etwas erholt und erreichte einen Wert von knapp 49 000 m. Das entspricht einem Anstieg von knapp 13 Prozent oder 5500 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 2014 lag die Bohrleistung um etwa 12 000 m oder 20 Prozent unter diesem Mittelwert. Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

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

In der Exploration sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um fast 60 Prozent bzw. etwa 8000 m auf etwa 22 000 m angestiegen. Mitverantwortlich für diesen Anstieg ist ein statistischer Basiseffekt. Dies wird im Vergleich zum Mittel der vorangegangenen fünf Jahre deutlich, denn dieser Mittelwert wurde nur um 4 Prozent übertroffen.

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr dagegen nochmals abgenommen, und zwar um 9 Prozent bzw. 2500 m auf knapp 27 000 m. Gegenüber dem Mittelwert der vorangegangenen fünf Jahre entspricht dieser Wert einem Rückgang um fast ein Drittel oder etwa 13 000 m.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 55 Prozent an den gesamten Bohrmetern war gemessen am Mittel der vorangegangenen fünf Jahre in Höhe von 65 Prozent unterdurchschnittlich.

Die regionale Verteilung der Bohrmeter war wieder deutlich von den Bohraktivitäten der Exploration in den jüngeren Konzessionen geprägt. Diese in Rheinland-Pfalz, Brandenburg und Bayern gelegenen Bohrungen stellten in 2014 einen Anteil von über 30 Prozent der gesamten Bohrmeter (Tab. 4). 20 Prozent der Bohrmeter trugen Produktionsbohrungen aus Schleswig-Holstein (Mittelplate) und eine Explorationsbohrung im Entenschnabel bei. Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurchschnittlichen Werte in Rheinland-Pfalz und Brandenburg war der niedersächsische Anteil mit 50 Prozent aber unterdurchschnittlich.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2009 bis 2014, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen								Feldesentwicklungsbohrungen					
			A1		A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
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	-	-
2014	48922	100	-	-	5649	11,5	15024	30,7	1525	3,1	-	-	21522	44,0	5202	10,6
Mittelwert 2009-2013	61146	100	51	0,1	12032	19,7	8548	14,0	728	1,2	622	1,0	37604	61,5	1562	2,6

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2014 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	%
Bayern	-	-	1525,0	-	1495,0	-	3020,0	6,2
Brandenburg	5649,0	-	-	-	-	-	5649,0	11,5
Niedersachsen	-	5667,5	-	-	14372,0	4505,9	24545,4	50,2
Rheinland-Pfalz	-	5922,0	-	-	-	-	5922,0	12,1
Schleswig-Holstein	-	3434,0	-	-	5655,3	696,0	9785,3	20,0
Gebiet								
Nordsee	-	3434,0	-	-	-	-	3434,0	7,0
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	5655,3	696,0	6351,3	13,0
Oder/Neiße-Elbe	5649,0	-	-	-	-	-	5649,0	11,5
Elbe-Weser	-	4571,0	-	-	6442,0	719,0	11732,0	24,0
Weser-Ems	-	1096,5	-	-	6633,6	2820,0	10550,1	21,6
Westlich der Ems	-	-	-	-	1296,4	966,9	2263,3	4,6
Oberrheintal	-	5922,0	-	-	-	-	5922,0	12,1
Alpenvorland	-	-	1525,0	-	1495,0	-	3020,0	6,2

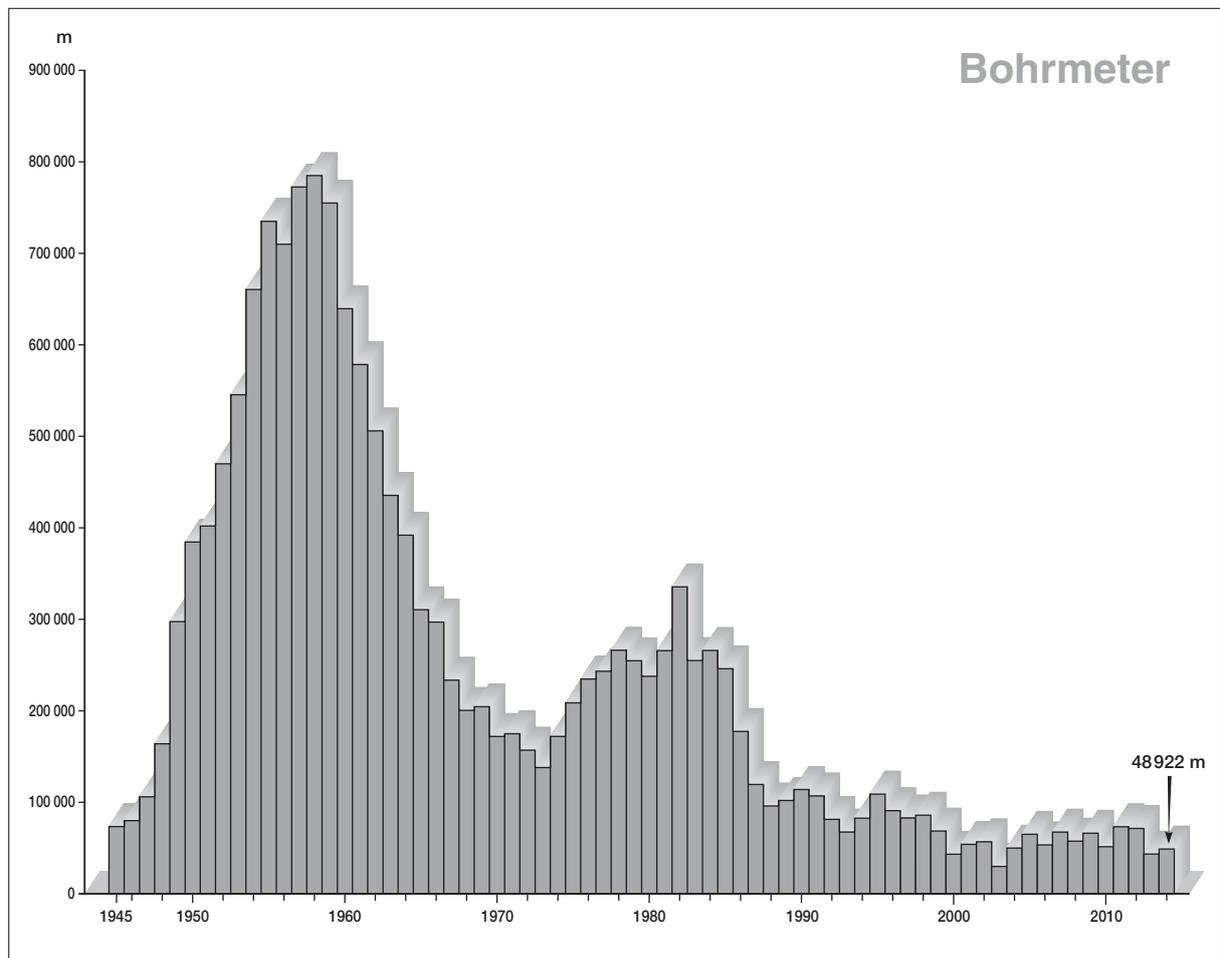


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2014.

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.

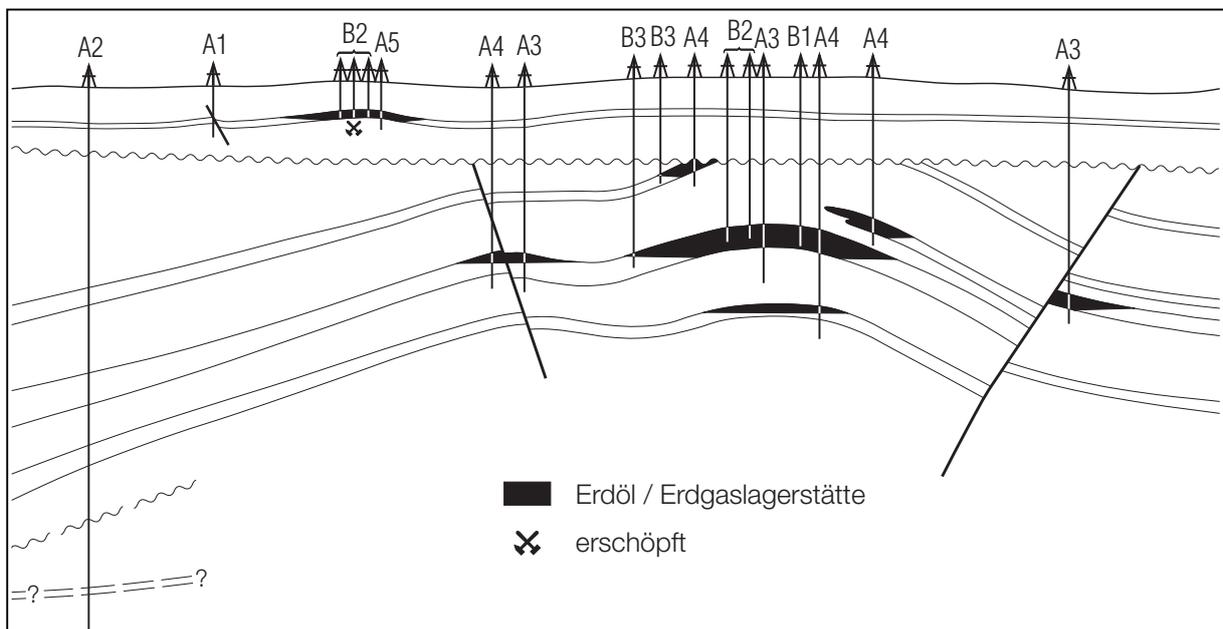


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas in 2012 und 2013 in ihrem Umfang überdurchschnittlich waren, sind sie in 2014 wieder deutlich zurückgegangen. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 199 km² durchgeführt und 2D-seismische Messungen auf einer Länge von 55 Profilkilometern (Tab. 5). Gravimetrische Messungen wurden nicht vorgenommen. Verglichen mit dem fünfjährigen Mittel in Höhe von etwa 470 km² 3D-Seismik und knapp 170 Profilkilometern 2D-Seismik war 2014 ein unterdurchschnittliches Jahr.

3D-Seismik

In 2014 wurden zwei 3D-seismische Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt; beide lagen in Niedersachsen. In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik abgedeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt und die aktuellen Surveys farblich hervorgehoben.

Im Emsland wurde der Survey „Adorf“ mit einer Fläche von 140 km² akquiriert. Der Survey liegt zum größten Teil im Erlaubnisfeld Lingen der

GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, überdeckt aber auch den östlichen Teil des Erlaubnisfeldes Laarwald der Wintershall Holding GmbH. Das Messgebiet schließt sich westlich an die Fläche des Surveys Emlichheim/Neuenhaus aus den Jahren 1991/92 an und überdeckt die bekannten Erdöl- und Erdgaslagerstätten Adorf und Adorf/Ringe sowie Scheerhorn und deren weitere Peripherie.

Der zweite 3D-Survey mit dem Namen Bockstedt und einer Fläche von 59 km² wurde im Erlaubnisfeld Ridderade-Ost der Wintershall Holding GmbH durchgeführt. Er überdeckt das Erdölfeld Bockstedt und dessen weitere Umgebung sowie den nördlichen Teil der Düste-Erdgaslagerstätten.

2D-Seismik

2D-seismische Messungen wurden in Brandenburg im Erlaubnisgebiet Reudnitz der Bayerngas GmbH im Umfang von 50 Profilkilometern und in Niedersachsen im Erlaubnisfeld Lingen der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH im Umfang von fünf Profilkilometern akquiriert.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2014 (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	-	50	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	-	-	-
Westlich der Ems	199	5	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-
Alpenvorland	-	-	-
Summe	199	55	-

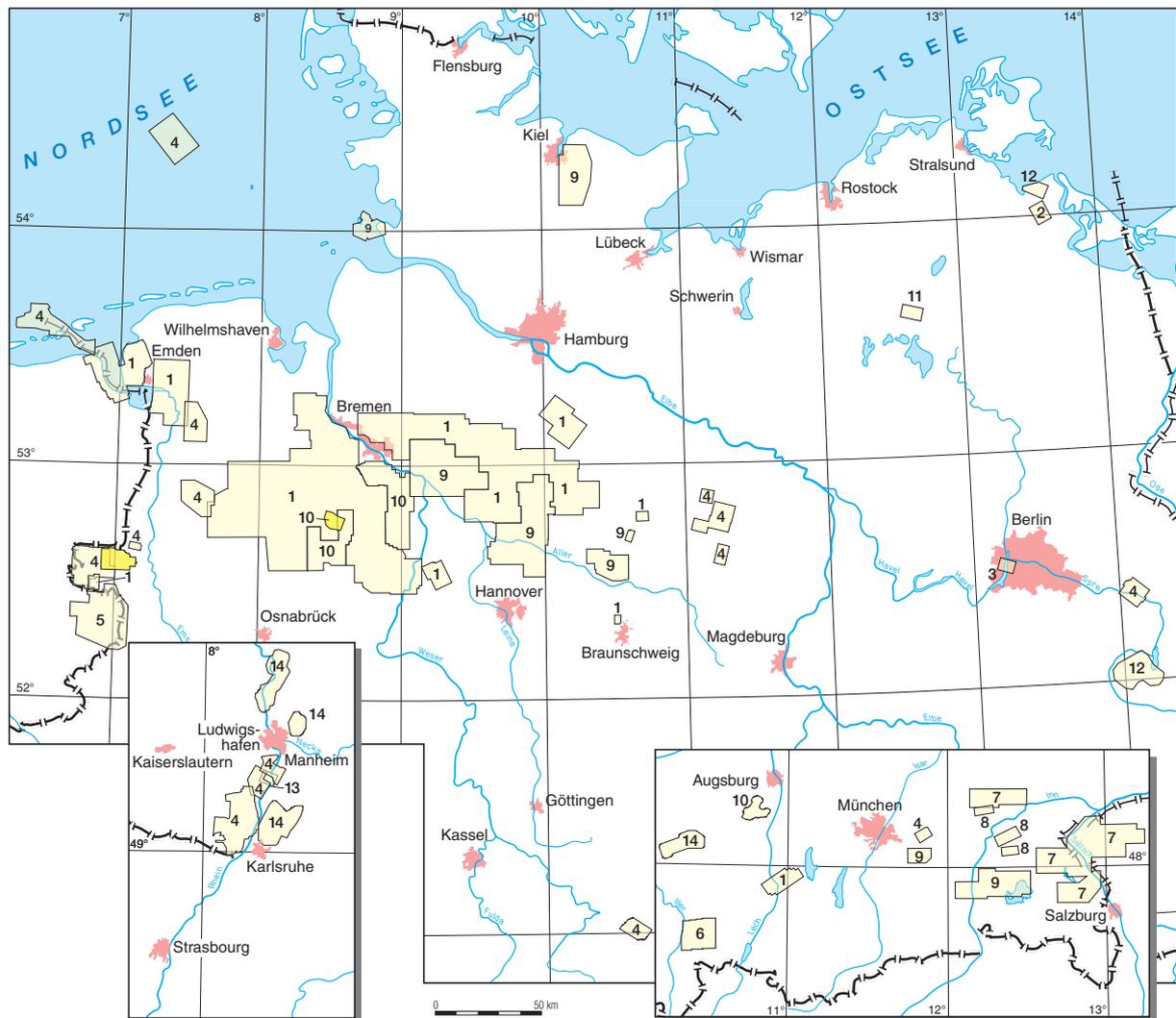


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete in 2014 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: GDF SUEZ, 5: NAM, 6: OMV, 7: RAG, 8: E.ON, 9: DEA, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: FGT, 14: Rhein Petroleum.

3 Konzessionswesen

Das Jahr 2014 war vor allem durch Ablauf, Aufhebungen und Verkleinerungen von Erlaubnisfeldern geprägt. Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich infolgedessen gegenüber dem Vorjahr um etwa 7500 km² verkleinert und betrug Ende 2014 knapp 105 000 km². Nur vier Erlaubnisfelder mit einer Fläche von zusammen etwa 3400 km² wurden neu erteilt. Demgegenüber sind mehr als ein Dutzend Erlaubnisfelder mit einer Fläche von zusammen etwa 11 000 km² erloschen bzw. aufgehoben oder verkleinert worden.

Da sich Erlaubnisfelder zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken teilweise mit Erlaubnisfeldern zur gewerblichen Aufsuchung überschneiden, war die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und betrug zum Ende des Jahres knapp 102 000 km².

Die neu erteilte Fläche entfällt auf Erlaubnisfelder in Bayern und Niedersachsen. In Bayern wurden zwei Felder mit einer Fläche von zusammen etwa 3200 km² neu erteilt. In Niedersachsen wurden ebenfalls zwei Felder neu erteilt, deren Fläche betrug aber zusammen nur knapp 200 km². Darüber hinaus wurden keine neuen Erlaubnisfelder erteilt.

Hinsichtlich der erloschenen und aufgehobenen bzw. verkleinerten Erlaubnisfelder war die Summe der Flächen in Nordrhein-Westfalen mit 4000 km² am größten, gefolgt von Niedersachsen mit 3500 km², Baden-Württemberg mit 2500 km² und Bayern mit knapp 700 km². Darüber hinaus fielen kleinere Flächen in Rheinland-Pfalz und Hessen ins Bergfreie.

Wie schon im Vorjahr sind überwiegend Flächen frei geworden, für die die Aufsuchungsrechte erst vor wenigen Jahren erteilt worden

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2014.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
24	Weiden (großräumige Aufsuchung)	Naab Energie GmbH	Bayern
25	Egmatting (großräumige Aufsuchung)	Terrain Energy Limited	Bayern
13_03	Prezelle	GET Geo Exploration Technologies	Niedersachsen
13_06	Lauenhagen	PVG GmbH - Resources Services and Management	Niedersachsen
Verkleinerungen			
1	Groß-Gerau	Überlandwerk Groß-Gerau GmbH	Hessen
022	Bedekaspel-Erweiterung <i>verbleibendes Erlaubnisfeld</i>	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
01_18	Bedekaspel Verkleinerung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
08003	Simonswolde <i>verbleibendes Erlaubnisfeld</i>	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
08_03	Simonswolde-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Erloschene Erlaubnisse			
18	Bruckmühl (großräumige Aufsuchung)	Terrain Energy Limited	Bayern
17	Oberschwaben III	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
22	Konstanz	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
23	Biberach	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
026	Jemgum	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
04001	Scharnhorst-Restfläche	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
05005	Rautenberg	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
47	Falke	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
48	Adler	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
55	Falke-South	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
7	Kandel	Montanes Explorationsgesellschaft mbH, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
13	Bergzabern	GeoEnergy Feldgesellschaft Bergzabern mbH	Rheinland-Pfalz
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

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. ihre Tochtergesellschaft Falke Hydrocarbons GmbH und der Parkyn Energy Germany (PEG) Limited mit einer Fläche von zusammen 6600 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 2014.

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	DEA Deutsche Erdoel AG	Bayern
13	Kinsau	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
14	Schwaben-Süd (großr. Aufsuch.)	Rhein Petroleum GmbH	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
24	Weiden (großr. Aufsuchung)	Naab Energie GmbH	Bayern
25	Egmatting (großr. Aufsuchung)	Terrain Energy Limited	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	Mevissen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
30	Ananke	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
31	Kallisto	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
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

Fortsetzung Tab. 7

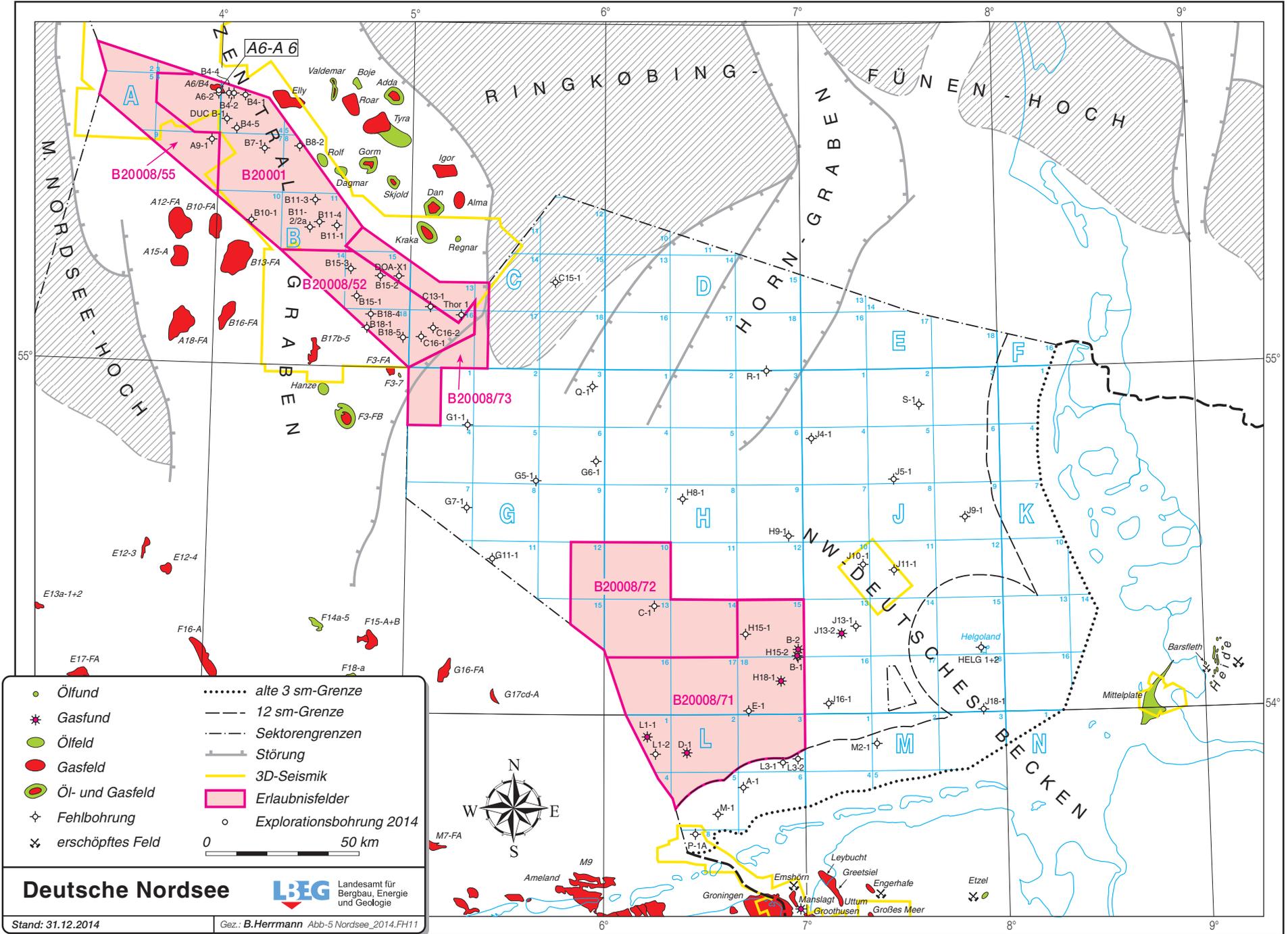
39	Altdendorf-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
41	Saxon 1 West	DART ENERGY (EUROPE) LIMITED	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
44	Io	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
45	Hamm-Süd	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
46	Hellweg	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
49	Herbern-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
50	Rheinland	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
51	Ruhr	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
52	Dasbeck	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
53	Rudolf	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
54	Donar	HammGas GmbH & Co. KG, Mingas-Power GmbH, Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
56	Wesel Gas	Thyssen Vermögensverwaltung GmbH, PVG GmbH – Resources Services Management	Nordrhein-Westfalen

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

11_01	Vierlande	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Hamburg
01_18	Bedekaspel Verkleinerung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
08_03	Simonswolde-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
027	Leer	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
038	Hümming	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	DEA Deutsche Erdoel AG	Nieders., Hamburg
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	DEA Deutsche Erdoel 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	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenl.)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	DEA Deutsche Erdoel 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
05002	Hahnenhorn	DEA Deutsche Erdoel 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
11001	Werder	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
11002	Steinhorst	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
11_04	Misburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & 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_03	Prezelle	GET Geo Exploration Technologies	Niedersachsen
13_05	Laarwald	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
13_06	Lauenhagen	PVG GmbH - Resources Services and Management	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	DEA Deutsche Erdoel AG	Schleswig-Holstein
05003	Preetz-Restfläche	DEA Deutsche Erdoel AG	Schleswig-Holstein
11_03	Bramstedt	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_01	Ostrohe	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_02	Schwarzenbek	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein

Fortsetzung Tab. 7			
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, DEA Deutsche Erdoel AG, BASF	NI, SH (Nordsee)
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, DEA Deutsche Erdoel AG, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	NI, SH (Nordsee)
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall Holding GmbH, DEA Deutsche Erdoel 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
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
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 Grubengas-Gewinnungs GmbH	Saarland
Regierungspräsidium Darmstadt			
1	Groß-Gerau	Überlandwerk Groß-Gerau GmbH	Hessen
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Regierungspräsidium Freiburg			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
13	Bietigheim	GeoEnergy Feldgesellschaft Illingen mbH	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	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
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. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee.



Deutsche Nordsee

LBEG Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Stand: 31.12.2014

Gez.: B.Herrmann Abb-5 Nordsee_2014.FH11

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland konnte 2014 ca. 2,3 Prozent ihres **Erdölverbrauchs** durch die Produktion aus heimischen Lagerstätten decken. Das entspricht einem leichten Rückgang von 0,1 Prozent gegenüber 2013 (AGEB 2015).

Der gesamte statistisch erfasste Mineralölverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2014 nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2015) bei 106,9 Mio. t. Im Vergleich zum Vorjahr (108,4 Mio. t) fiel der Verbrauch damit um 1,4 Prozent. Während der Bedarf an leichtem Heizöl wegen des milden Winters sank, legten die Kraftstoffe zu (AGEB 2015).

Im Berichtsjahr 2014 wurden in Deutschland 2,43 Mio. t **Erdöl** einschließlich 0,7 Prozent Kondensat gefördert (Tab. 8). Die Erdölproduktion fiel damit insgesamt um ca. 209 000 t (-7,9 Prozent) unter den Wert des Vorjahres (2,64 Mio. t).

Die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands liegen in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 2,2

Mio. t Öl. Das sind fast 90 Prozent der deutschen Gesamtproduktion.

Im Ländervergleich wurden 2014 in Schleswig-Holstein mit 1,34 Mio. t Öl 55,3 Prozent des deutschen Erdöls gefördert (2013: 53,1 Prozent). Dies ist eine Reduktion gegenüber dem Vorjahr um rd. 108 000 t. Der Anteil Niedersachsens lag wie im Vorjahr bei 34 Prozent mit einer Förderung von 825 000 t Erdöl. Auch die Erdölproduktion in Rheinland-Pfalz fiel gegenüber 2013 um 17 000 t auf 192 000 t. Damit hat Rheinland-Pfalz einen Anteil von weiterhin 7,9 Prozent (Tab. 8).

Seinen **Gasverbrauch** deckte Deutschland 2014, ähnlich dem Vorjahr, zu 10 Prozent aus heimischer Förderung (AGEB 2015).

Der gesamte statistisch erfasste Erdgasverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2014 nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2015) bei umgerechnet 84,24 Mrd. m³(V_n) Reingas. Im Vergleich zum Vorjahr (96,4 Mrd. m³(V_n)) fiel der Verbrauch damit um 12,6 Prozent. Als Grund für die kräftige Reduktion wird der milde Winter Anfang 2014 genannt.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2014.

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	42 717	1,8	6 547 978	0,1	1 365 412	2,0	7 913 390	0,1
Brandenburg	8 898	0,4	-	-	3 205 790	4,8	3 205 790	0,0
Hamburg	11 023	0,5	-	-	199 017	0,3	199 017	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4 686	0,2	-	-	515 350	0,8	515 350	0,0
Niedersachsen	825 088	34,0	9 477 234 601	94,2	40 110 357	60,2	9 517 344 958	94,0
Rheinland-Pfalz	192 497	7,9	-	-	2 661 397	4,0	2 661 397	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	436 871 330	4,3	0	0,0	436 871 330	4,3
Schleswig-Holstein	1 344 880	55,3	119 571 228	1,2	18 560 668	27,9	138 131 896	1,4
Thüringen	-	-	19 800 052	0,2	-	-	19 800 052	0,2
Summe	2 429 789	100	10 060 025 189	100	66 617 991	100	10 126 643 180	100

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

Im Berichtsjahr 2014 wurden in Deutschland 10,1 Mrd. m³(V_n) **Rohgas** (Tab. 3 & 4, Abb. 8) bzw. 9,1 Mrd. m³(V_n) **Reingas** (s. Kap. 4.2) gefördert. Die Erdgasproduktion fiel damit insgesamt um 0,62 Mrd. m³(V_n) Rohgas und 0,59 Mrd. m³(V_n) Reingas. Das entspricht einer Verringerung um 5,8 Prozent bzw. 6,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands liegt in Niedersachsen. Hier wurde der aktuellen Statistik nach 9,5 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Das sind 0,65 Mrd. m³(V_n) oder 6,5 Prozent weniger als 2013. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands betrug 2014 94,2 Prozent. Die Reingasförderung wurde mit 8,8 Mrd. m³(V_n) angegeben.

4.1 Erdölförderung

Die Erdöl- und Kondensatförderung in Deutschland lag 2014 mit 2,43 Mio. t um 209 000 t unter dem Wert des Vorjahres (2,64 Mio. t) (Tab. 9 und Anl. 5). Die Gesamtförderung fiel damit um 7,9 Prozent.

Am Stichtag 31. Dezember 2014 standen 50 Ölfelder in Produktion gegenüber 49 in 2013. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Förderer sonden ging zum Stichtag 31. Dezember 2014 um 11 auf nunmehr 1066 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 verdeut-

licht, wie sich die Produktion regional auf die einzelnen Fördergebiete verteilte.

Das sind 0,62 Mrd. m³(V_n) oder 6,6 Prozent weniger als 2013. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt 97 Prozent (+/-0 Prozent). Andere Bundesländer tragen nur marginal zur inländischen Förderung bei.

Regional betrachtet betraf der Rückgang der Erdgasproduktion das Gebiet zwischen Weser und Ems mit 0,4 Mrd. m³(V_n) weniger Rohgas (-6,7 Prozent), bzw. 0,4 Mrd. m³(V_n) (-7 Prozent) Reingas. Im Gebiet zwischen Elbe und Weser wurden 0,24 Mrd. m³(V_n) (-5,5 Prozent) Rohgas bzw. 0,25 Mrd. m³(V_n) (-6 Prozent) Reingas weniger gefördert (Tab. 8, Tab. 15 und Anl. 2).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen 87,4 Prozent der Gesamtförderung in 2014. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand mit 1,34 Mio. t um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,18 Mio. t.

Nach wie vor ist damit Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein das förderstärkste Erdölfeld Deutschlands. Auf dem zweiten Platz folgt

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2010 bis 2014.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Förderer sonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
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
2014	2,430	66,618	50	1066

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2014.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat-förderung		Erdölgasförderung		Son-den
				2014 t	kumulativ t	2014 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
	Nordsee							
SH	A6/B4*	1974	Wintershall	5 759	796 082	-	-	*
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	DEA	1 339 121	30 893 622	18 560 668	427 691 347	26
HH	Reitbrook-Alt ¹⁾	1937	Storengy	-	2 589 787	-	55 668 222	0
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	GDF SUEZ	5 902	3 404 281	105 076	53 316 783	4
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	20 044 746	-	880 593 612	-
	Summe Gebiet			1 345 022	56 932 436	18 665 744	1 417 269 964	30
	Oder/Neiße-Elbe							
BB	Kietz	1987	GDF SUEZ	8 898	276 359	3 205 790	86 993 988	1
MV	Lütow	1965	GDF SUEZ	3 289	1 344 431	289 825	645 339 318	3
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	GDF SUEZ	1 397	113 922	225 525	26 931 300	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 554 781	-	613 914 857	-
	Summe Gebiet			13 584	3 289 494	3 721 140	1 373 179 463	6
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	GDF SUEZ	1 760	894 581	23 564	16 628 791	14
NI	Eldingen	1949	EMPG	7 479	3 320 554	52 976	27 098 467	18
NI	Hankensbüttel	1954	D / E	20 098	15 044 119	424 900	368 916 091	23
NI	Höver	1956	GDF SUEZ	1 304	353 011	67 870	12 675 448	9
NI	Knesebeck	1958	GDF SUEZ	11 539	3 463 977	89 119	28 291 917	14
NI	Lüben	1955	EMPG	5 553	1 941 294	121 493	10 729 922	6
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	9 849	550 767	218 039	5 165 306	6
NI	Nienhagen	1861	E / W	2 720	6 957 363	33 124	2 851 544	3
NI	Ölheim-Süd	1968	GDF SUEZ	7 875	1 549 562	568 750	84 811 178	19
NI	Rühme	1954	EMPG	21 467	2 248 086	275 100	20 589 065	33
HH/NI	Sinstorf	1960	GDF SUEZ	5 986	3 011 389	109 808	54 039 527	3
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 194	124 838	-	-	*
NI	Vorhop	1952	D / G	18 830	2 983 408	1 255 197	183 225 232	20
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			3 126	178 587	-	-	-
				-	34 675 427	-	1 325 926 256	-
	Summe Gebiet			119 780	77 296 963	3 239 940	2 140 948 744	168
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	23 994	7 029 496	2 618 221	522 859 503	31
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	15 676	3 619 793	260 593	68 380 382	18
NI	Börger/Werlte	1977	GDF SUEZ	2 727	127 245	153 161	6 339 228	1
NI	Bramberge	1957	GDF SUEZ	90 241	19 821 854	10 096 143	1 089 392 023	42
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	6 221	2 685 161	99 344	129 753 963	11
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	13 129	3 954 754	570 940	84 376 087	29
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	9 010	3 450 798	695 874	93 708 498	5
NI	Hagen	1957	EMPG	585	139 411	14 921	11 007 679	1
NI	Harme	1956	EMPG	152	343 597	16 580	51 429 900	-
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	4 351	2 297 737	392 050	221 900 865	10
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	1 019	119 309	20 193	7 210 429	3

BB: Brandenburg, BY: Bayern, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein; Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2014; *Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1000 t/a, vgl. Tabelle 14, ¹⁾Aktuelle Angaben der Firma Storengy liegen nicht vor. Kumulative Produktion auf dem Stand 31.12.2013

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat- förderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2014	kumulativ	2014	kumulativ	
	Fortsetzung Weser-Ems			t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
NI	Löningen	1960	EMPG	6 022	734 129	807 229	355 327 275	6
NI	Matrum	1982	EMPG	2 316	187 143	542 544	20 172 467	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	1 641	1 094 666	72 493	62 742 414	8
NI	Sögel	1983	GDF SUEZ	-	28 825	-	1 457 211	-
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	3 934	1 024 957	536 481	28 046 592	8
NI	Voigtei	1953	EMPG	14 527	4 176 490	259 962	353 731 844	52
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	8 163	2 719 222	1 074 418	291 740 809	13
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	4 796	1 986 526	1 572 029	552 437 751	10
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			680	107 898	-	-	-
				-	3 705 643	-	264 482 943	-
	Summe Gebiet			209 184	59 354 653	19 803 176	4 216 497 863	252
	Westlich der Ems							
NI	Adorf	1948	GDF SUEZ	9 387	1 765 296	317 741	60 409 678	8
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	165 951	10 438 747	2 002 183	148 545 838	116
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	63 840	18 996 816	4 122 842	1 777 905 119	127
NI	Meppen	1960	EMPG	23 152	3 238 686	984 405	151 124 188	18
NI	Ringe	1998	GDF SUEZ	29 811	293 332	284 618	5 210 099	3
NI	Rühle	1949	E / G	180 036	34 525 740	6 530 277	1 684 589 984	194
NI	Scheerhorn	1949	GDF SUEZ	28 086	8 901 265	2 919 116	526 437 636	51
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			982	348 407	-	-	-
				-	3 196 059	-	644 231 900	-
	Summe Gebiet			501 245	81 704 347	17 161 182	4 998 454 442	517
	Oberrheintal							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	5 088	1 374 911	120 200	30 596 188	10
RP	Landau	1955	Wintershall	19 419	4 499 733	288 237	17 258 301	66
RP	Römerberg	2003	GDF SUEZ	167 311	813 356	1 915 943	6 894 769	4
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	679	41 008	337 017	14 309 366	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 641 345	-	36 195 778	-
	Summe Gebiet			192 497	8 370 354	2 661 397	105 254 402	81
	Alpenvorland							
BY	Aitingen	1976	Wintershall	34 320	1 502 980	1 264 831	95 556 677	8
BY	Hebertshausen	1981	DEA	858	147 417	-	-	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	7 535	39 074	100 581	559 385	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			3	22 758	-	-	-
				-	8 428 064	-	2 381 261 580	-
	Summe Gebiet			42 717	10 140 293	1 365 412	2 477 377 642	12
	Kondensat der Erdgasförderung							
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-
	Aus aufgegebenen Vorkommen							
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-
	Summe Deutschland			2 429 789	297 943 656	66 617 991	16 746 804 520	1 066

D: DEA, E : EMPG, G: GDF SUEZ, W: Wintershall

DEA: DEA Deutsche Erdoel AG, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ: GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Storengy: Storengy Deutschland GmbH, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

wie im Vorjahr Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems, gefolgt vom Feld Römerberg im Rheintal in Rheinland-Pfalz (Tab. 12).

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Jura gefördert. Mit Hilfe von 26 Förderbohrungen wurden hier 55 Prozent der deutschen Erdölproduktion erbracht. Daraus errechnet sich für das Feld eine durchschnittliche Jahresfördermenge von 51 505 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 2014 wurde mit 180 036 t weniger Erdöl gefördert als in 2013 (202 931 t). Das entspricht ca. 13 Prozent der Jahresproduktion von Mittelplate. 194 Bohrungen standen in Förderung, das bedeutet rein rechnerisch eine jährliche Fördermenge von 928 t pro Bohrung (2013: 1025 t).

An der dritten Stelle der höchsten Jahresproduktion deutscher Ölfelder steht das Feld Römerberg im Oberrheintal. Beim Abteufen einer

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2012 bis 2014 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2012		2013		2014		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	12 031	0,5	7 107	0,3	5 759	0,2	796 082	0,3
Nördlich der Elbe	1 403 535	53,5	1 458 650	55,3	1 345 022	55,4	56 932 436	19,1
Oder/Neiße-Elbe	18 631	0,7	15 323	0,6	13 584	0,6	3 289 494	1,1
Elbe-Weser	123 515	4,7	120 934	4,6	119 780	4,9	77 296 963	25,9
Weser-Ems	229 709	8,8	213 745	8,1	209 184	8,6	59 354 653	19,9
Westlich der Ems	582 588	22,2	566 898	21,5	501 245	20,6	81 704 347	27,4
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	211 594	8,1	209 545	7,9	192 497	7,9	8 370 354	2,8
Alpenvorland	39 750	1,5	46 177	1,8	42 717	1,8	10 140 293	3,4
Summe	2 621 352	100	2 638 379	100	2 429 789	100	297 943 656	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2013 und 2014 der förderstärksten Ölfelder.

Lagerstätte (Land)	2013		2014		kumulativ		Fördersonden in 2014
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 445 467	54,8	1 339 121	55,1	30 893 622	10,4	26
Rühle (NI)	202 931	7,7	180 036	7,4	34 525 740	11,6	194
Römerberg (RP)	180 493	6,8	167 311	6,9	813 356	0,3	4
Emlichheim (NI)	172 980	6,6	165 951	6,8	10 438 747	3,5	116
Bramberge (NI)	96 993	3,7	90 241	3,7	19 821 854	6,7	42
Georgsdorf (NI)	98 384	3,7	63 840	2,6	18 996 816	6,4	127
Aitingen (BY)	37 543	1,4	34 320	1,4	1 502 980	0,5	8
Ringe (NI)	29 890	1,1	29 811	1,2	293 332	0,1	3
Scheerhorn (NI)	29 664	1,1	28 086	1,2	8 901 265	3,0	51
Barenburg (NI)	24 514	0,9	23 994	1,0	7 029 496	2,4	31
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

Geothermiebohrung 2003 wurde die Betreiberfirma in den Gesteinen der Trias ölfündig und fördert zurzeit aus 4 Bohrungen. Im fünften Betriebsjahr wurde die Jahresproduktion 2014 mit 167 311 t Öl angegeben. Damit fiel die Förderung gegenüber 2013 (180 493 t). Das entspricht einer Förderleistung von 41 828 t Erdöl pro Bohrung. Ein Vergleich der Förderleistung pro Bohrung mit dem Vorjahr von 90 246 t ist nicht repräsentativ, da sich die Anzahl der Förderbohrungen verdoppelt hat und diese noch nicht das ganze Jahr in Betrieb waren.

An vierter Stelle steht das Ölfeld Emlichheim im Emsland, das aus den Unterkreide-Sandsteinen produziert. Im Berichtszeitraum 2014 wurden 165 951 t Erdöl gefördert, 7029 t weniger als 2013. Jede der 116 Fördersonden in Emlichheim erbrachte eine Leistung von 1431 t Erdöl pro Jahr (2013: 1573 t).

Zur Steigerung des Ausbeutegrades in den Erdölfeldern werden tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser „Enhanced Oil Recovery (EOR)“-Maßnahmen wird die Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht. Damit wird verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert.

Im Feld Bockstedt läuft seit einiger Zeit ein Wasserflutprojekt unter Testbedingungen. Dem Flutwasser wird ein biologisch gut abbaufähiges Biopolymer auf Basis eines Pilzes beigegeben. Dieser verdickt das durchflutende Medium stark und treibt so mehr Öl zu den Fördersonden. Chemische EOR-Verfahren, oder CO₂-Flutungen werden in Deutschland nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,43 Mio. t, einen Anteil von 11,7 Prozent.

Gegenüber 2013 fiel die Mehrförderung durch EOR um 0,5 Prozent auf nunmehr 283 259 t (Vorjahr 317 562 t). In 2014 lag der durch diese Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten bei rund 93,5 Prozent (Vorjahr 93,1 Prozent).

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) stieg in 2014 gegenüber dem Vorjahr auf 62 Prozent (2013: 61 Prozent). Die mit Abstand größte Fördermenge kam hier aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer. Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Deren Förderanteil lag in 2014 bei 24 Prozent und gab gegenüber dem Vorjahr (25,6 Prozent) leicht nach. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, wie z.B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias blieb in 2014 wie im Vorjahr bei 7 Prozent. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert von hier. Die Lagerstätten des Malm mit 3,1 Prozent und des Tertiär mit 2,8 Prozent folgen (Anl. 9).

Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug im Berichtsjahr 17 426 t. Das entspricht 0,7 Prozent der Gesamtölförderung. Ca. ein Drittel der heimischen Kondensatförderung fällt im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an (Tab. 10 und 11).

Bis Ende 2014 sind in Deutschland kumulativ ca. 298 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 33,7 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 883 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und der Reservoireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

4.2 Erdgasförderung

In 2014 wurde in Deutschland erneut weniger Erdgas gefördert als im Jahr zuvor. Waren es in 2013 noch 10,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas in Fel-desqualität, so lag die Förderung aus den hei-mischen Gasfeldern im Berichtsjahr 2014 bei 10,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$, was einen Rückgang um 5,8 Prozent bedeutet. Das entspricht 9,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Reingas (-6,1 Prozent) mit einem normierten Brennwert von $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ (s. Kap. 5.3).

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

In 2014 wurden zusätzlich noch rund 67 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Erdöl-gas gewonnen. Erdöl-gas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdöl-gewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (60,2 Prozent) und Schleswig-Holstein (27,9 Prozent), gefolgt von Brandenburg mit 4,8 Pro-zent produziert (Tab. 8).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 77 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2014 fördernden Son-den ist von 498 im Vorjahr auf 494 gefallen (Tab. 13).

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

für das Land Niedersachsen.

In Tabelle 14 wird ein Überblick über die Erd-gasförderung aller 2014 in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten gegeben. Tabelle 15 verdeutlicht, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte.

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2014 wieder zwei Drittel der gesamten Jahresförde-rung 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 1,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas aus dem Rotliegend ge-fördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit knapp 1,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Gas aus dem Zech-stein. Das Feld Völkersen/Völkersen-Nord steht mit ca. 1,0 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ auf dem dritten Platz. (Tab. 16).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee A6/B4 produzierte in 2014 rund 120 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ hochkalorisches Rohgas aus vier Bohrungen. Damit stieg die Förderung gegenüber dem Vorjahr um 35 Prozent. Auf-grund des hohen durchschnittlichen Brennwer-tes von $11,9 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ lag die Reingasförde-rung von A6/B4 umgerechnet bei 145 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 5759 t Erdgaskondensat an.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Alt-mark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2014 ins-

Tab. 13: Erdgas- und Erdöl-gasförderung 2010 bis 2014.

Jahr	Erdgas	Erdöl-gas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$		
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
2014	10 060 025	66 618	10 126 643	77	494

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2014 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2014	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	119 571 228	9 203 039 433	4
	Elbe-Weser					
NI	Becklingen	1985	DEA	20 443 743	1 248 153 221	2
NI	Böstlingen	2012	EMPG	30 822 320	173 922 844	1
NI	Dethlingen	1971	D / E	106 393 727	23 585 639 044	4
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	47 969 941	2 458 707 375	2
NI	Husum / Schneeren	1986	E / G	251 312 562	11 088 637 245	8
NI	Imbrock	1995	EMPG	6 554 663	979 540 804	2
NI	Lüchow / Wustrow	1966	GDF SUEZ	156 220	10 631 408 356	1
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	-	150 277 766	-
NI	Rotenburg / Taaken	1982	D / E	1 242 078 066	59 282 607 210	28
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	GDF SUEZ	436 871 330	210 355 933 338	138
NI	Söhlingen	1980	EMPG	490 009 843	41 069 333 144	20
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	38 436 628	6 342 747 258	1
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	41 556 552	2 644 850 059	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	12 316 906	1 382 993 211	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	DEA	1 034 475 127	19 952 566 853	15
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	280 265 868	13 955 640 528	8
NI	Wardböhlen / Bleckmar	1987	DEA	49 523 270	1 658 605 882	2
NI	Weissenmoor	1996	DEA	70 306 875	1 776 275 055	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 880 262 067	-
	Summe Gebiet			4 159 493 641	412 909 128 760	240
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	GDF SUEZ	139 419 200	5 637 283 960	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	466 466 003	18 280 607 706	9
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	137 562 652	3 903 672 668	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	77 315 174	6 237 736 747	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	59 842 324	16 967 062 467	4
NI	Barrien	1964	Wintershall	42 600 483	12 692 613 199	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	270 914 027	10 808 511 583	5
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	19 617 922	443 812 847	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	58 507 113	8 489 881 845	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	204 967 492	4 054 834 951	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	25 724 512	17 470 799 616	4
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	11 298 119	893 904 870	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	5 682 789	1 315 446 455	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	291 592 683	4 048 249 687	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1959	EMPG	1 096 207 643	61 964 128 568	23
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / G	32 386 424	2 533 342 472	2
NI	Großes Meer	1978	GDF SUEZ	-	422 906 870	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	1 559 044	220 795 084	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	501 836 304	34 828 873 394	11
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	204 298 216	64 211 464 244	12
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	219 090 057	26 008 385 481	12
NI	Klosterseele / Kirchseele / Ortholz	1985	EMPG	154 509 047	15 999 459 161	4
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 785 575	184 097 061	1
NI	Leer	1984	GDF SUEZ	11 132 800	767 206 300	2
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	-	2 313 460 442	-
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	5 035 622	462 204 428	2
NI	Neubuchhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	10 915 559	2 614 636 861	8
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	35 334 962	8 638 084 780	4
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	6 121 098 906	-
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	122 642 122	14 700 441 205	10
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	91 100 015	32 505 061 385	7

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2014

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2014 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
	Fortsetzung Weser-Ems					
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	464 139 974	28 917 890 223	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	49 458 709	1 115 394 505	2
NI	Uphuser Meer	1981	GDF SUEZ	4 440 500	196 093 800	1
NI	Uttum	1970	EMPG	38 748 932	1 343 031 019	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	6 042 682	131 474 780	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	3 637 512	88 711 298	1
NI	Varnhorn / Quaadm./ Wöstendöllen ...	1968	EMPG	635 553 594	27 593 831 263	14
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	33 038 821	730 659 618	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	48 760 114	4 565 494 312	3
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	80 112 606 648	-
	Summe Gebiet			5 586 164 721	530 949 059 236	192
	Westlich der Ems					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	GDF SUEZ	10 688 900	750 201 530	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	E / G	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	-	764 950 084	-
NI	Bentheim	1938	GDF SUEZ	2 589 000	3 553 573 900	1
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	5 353 044	954 269 231	2
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	8 386 504	3 288 530 498	4
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	4 615 881	241 185 500	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	31 755	2 907 821 659	-
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	10 300 208	993 923 250	2
NI	Frenswegen	1951	GDF SUEZ	3 159 900	256 870 500	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GDF SUEZ	6 045 100	1 345 734 300	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	GDF SUEZ	43 604 600	5 640 905 800	6
NI	Kalle (Karbon)	1958	GDF SUEZ	-	534 361 600	-
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GDF SUEZ	7 153 300	3 444 555 700	3
NI	Ratzel (Karbon)	1965	GDF SUEZ	-	436 967 600	-
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	1 146 100	902 760 700	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	GDF SUEZ	36 370 000	762 301 400	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	7 757 951	652 158 149	2
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	5 582 727	2 815 091 577	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GDF SUEZ	1 101 300	327 159 500	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	14 561 300	3 178 888 100	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 162 757 975	-
	Summe Gebiet			168 447 569	39 611 437 263	33
	Thüringer Becken					
TH	Fahner Höhe	1960	GDF SUEZ	1 624 980	94 975 634	4
TH	Kirchheilingen	1958	GDF SUEZ	470 206	300 731 960	4
TH	Langensalza-Nord	1935	GDF SUEZ	2 747 991	279 749 777	6
TH	Mühlhausen	1932	GDF SUEZ	14 956 875	2 000 530 328	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	-
	Summe Gebiet			19 800 052	6 264 245 747	23
	Alpenvorland					
BY	Assing	2009	RAG	-	1 197 709	-
BY	Inzenham-West	1971	DEA	6 547 978	1 005 039 591	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 542 874 284	-
	Summe Gebiet			6 547 978	17 549 111 584	2
	Aus aufgegebenen Vorkommen					
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700	-
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	-
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968	-
	Oberrhheintal			-	1 052 490 217	-
	Summe Deutschland			10 060 025 189	1 018 966 112 908	494

D: DEA, E: EMPG, G: GDF SUEZ, W: Wintershall

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

gesamt rund 210 Mrd. m³(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 2014 mit 437 Mio. m³(V_n) kaum verändert 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. m³(V_n).

Das Gasfeld Völkersen wurde 1992 von der DEA Deutsche Erdoel AG mit der Explorationsbohrung Völkersen Z1 auf Basis einer 2D-Seismik gefunden. Eine Übermessung mit 3D-Seismik erfolgte in 1994. Im selben Jahr begann die Gasförderung. Bisher sind 22 Bohrungen abgeteuft worden und 20 Mrd. m³(V_n) Gas in Völkersen gefördert worden, 1,034 Mrd.m³(V_n) allein in 2014. Das Gas im Feld Völkersen ist in den inkohnten, flözföhrnden Gesteinen des Oberkarbon gebildet worden. Es sammelte sich in den überlagernden Sandsteinen des Wümme-Grabens in etwa 5000 m Tiefe. Dieser ist Teil eines übergeordneten Rotliegend-zeitlichen Grabensystems und

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2012 bis 2014 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2012		2013		2014		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	159 177	1,4	88 460	0,8	119 571	1,2	9 203 039	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	4 873 007	41,6	4 401 704	41,2	4 159 494	41,3	412 909 129	40,5
Weser-Ems	6 418 744	54,8	5 988 555	56,1	5 586 165	55,5	530 949 059	52,1
Westlich der Ems	223 990	1,9	174 980	1,6	168 448	1,7	39 611 437	3,9
Thüringer Becken	25 734	0,2	16 150	0,2	19 800	0,2	6 264 246	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberrhheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	5 009	0,0	8 019	0,1	6 548	0,1	17 549 112	1,7
Summe	11 705 661	100	10 677 869	100	10 060 025	100	1 018 966 113	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2013 und 2014 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2013		2014		kumulativ		Fördersonden in 2014
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	1 377 671	12,9	1 242 078	12,3	59 282 607	5,8	28
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 253 936	11,7	1 096 208	10,9	61 964 129	6,1	23
Völkersen (NI)	1 034 330	9,7	1 034 475	10,3	19 952 567	2,0	15
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	691 714	6,5	635 554	6,3	27 593 831	2,7	14
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	507 565	4,8	501 836	5,0	34 828 873	3,4	11
Söhlingen (NI)	523 964	4,9	490 010	4,9	41 069 333	4,0	20
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	480 759	4,5	466 466	4,6	18 280 608	1,8	9
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	472 667	4,4	464 140	4,6	28 917 890	2,8	10
Salzwedel (ST)	434 104	4,1	436 871	4,3	210 355 933	20,6	138
Goldenstedt/Oythe (NI)	299 141	2,8	291 593	2,9	4 048 250	0,4	5
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

wurde im Laufe des Rotliegend mit arid-kontinentalen Dünenansanden, Schichtsand und fluviatil/alluvialen Ablagerungen aufgefüllt. Als Hauptförderhorizont dient der hier 300 m mächtige, äolische Havel-Sandstein sowie als Sekundärhorizonte der Niendorf- und der Wustrow-Sandstein. Neben den Ton- und Siltsteinen der Hannover-Formation bildet das Zechsteinsalinär die Abdichtung der Lagerstät-

te gegen die Gesteine im Hangenden und machte so eine Akkumulation von Gasen möglich. In Planung sind eine Disposalbohrung zur Entsorgung des Lagerstättenwassers sowie eine kontinuierliche Abfolge von Produktionsbohrungen für die kommenden Jahre, um die Lagerstätte optimal auszufördern.

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2015

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen **Erdölreserven** in Deutschland (s. Kap 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2015 auf 31,1 Mio. t Erdöl und liegen damit um 387 000 t oder 1,2 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 Reservenplus von 535 000 t Öl (4,4 Prozent) zulegte, reduzierten sich die Ölreserven in Niedersachsen um 545 000 t (-5,4 Prozent) und Rheinland-Pfalz um 381 000 t (-4,4 Prozent).

Im Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres ergibt sich für das Jahr 2014 eine positive **Erdölreservenbilanz** Deutschlands. Nach Abzug der Produktion von den Reserven in 2014 zeigt sich, dass 2 Mio. t Ölreserven hinzugekommen sind.

Die **statische Reichweite** der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, erhöhte sich zum Stichtag der Reservenschätzung auf 12,8 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 11,9 Jahren (Anl. 12). Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen.

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2015 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2014			Produktion	Reserven am 1. Januar 2015		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2014	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,303	0,000	0,304	0,043	0,281	0,023	0,304
Brandenburg	0,029	0,003	0,032	0,009	0,007	0,051	0,058
Hamburg	0,088	0,062	0,150	0,011	0,045	0,084	0,129
Mecklenburg-Vorpommern	0,033	0,004	0,037	0,005	0,024	0,012	0,035
Niedersachsen	8,257	1,915	10,172	0,825	7,403	2,224	9,627
Rheinland-Pfalz	4,538	4,086	8,624	0,192	3,944	4,298	8,243
Schleswig-Holstein	7,127	5,010	12,136	1,345	6,767	5,905	12,671
Gebiet							
Nordsee	0,004	0,015	0,019	0,006	0,003	0,000	0,004
Nördlich der Elbe	7,172	5,029	12,201	1,345	6,773	5,962	12,735
Oder/Neiße-Elbe	0,062	0,006	0,069	0,014	0,031	0,062	0,093
Elbe-Weser	0,910	0,229	1,139	0,120	0,840	0,246	1,085
Weser-Ems	2,507	0,732	3,239	0,209	2,300	0,744	3,045
Westlich der Ems	4,879	0,982	5,861	0,501	4,299	1,260	5,558
Oberrheintal	4,538	4,086	8,624	0,192	3,944	4,298	8,243
Alpenvorland	0,303	0,000	0,304	0,043	0,281	0,023	0,304
Summe Deutschland	20,375	11,079	31,454	2,430	18,471	12,596	31,067
Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg. Anteil im oberen Teil der Tabelle nicht enthalten, da keine Reserven.							

Tabelle 17 zeigt die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven am 1. Januar 2015 und der Erdölproduktion im Jahr 2014 getrennt nach Fördergebieten und Bundesländern, Anlage 9 nach geologischen Formationen.

Am Stichtag 1. Januar 2015 lagerten nach wie vor die meisten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Werden die Reserven auf die Länder heruntergebrochen, so lagerten 12,7 Mio. t Erdöl und damit 535 000 t mehr als 2014 in Schleswig-Holstein. Das sind 40,8 Prozent (+2,2 Prozent) der deutschen Erdölreserven. Für Niedersachsen wurden 9,6 Mio. t (-545 000 t) gemeldet. Das sind 31 Prozent (-1,3 Prozent) der deutschen Erdölreserven. Auch die Reserven in Rheinland-Pfalz sind von 8,2 Mio. t um 381 000 t gefallen. Damit lagerten hier 26,5 Prozent (-0,9 Prozent) der hiesigen Reserven (Tab. 17).

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2015

Am 1. Januar 2015 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen **Erdgasreserven** Deutschlands 88,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 15,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ oder 14,6 Prozent (Tab. 18 und Anl. 11).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven wurden am Stichtag mit 82,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ angegeben und lagen damit 13,9 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ oder 14,4 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 19).

Im Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres ergibt sich, dass die **Erdgasreservenbilanz** Deutschlands weiterhin negativ ist. Nach Abzug der Produktion von den für 2014 gemeldeten Reserven zeigt sich, dass zusätzlich zu den Verlusten durch die Förderung 5,0 Mrd. m^3 Rohgas bzw. 4,8 Mrd. m^3 Reingas in den bestehenden Feldern verloren gegangen

Regional betrachtet stiegen die Reserven nördlich der Elbe um 534 000 t oder 4,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Im Oberrheintal hingegen fielen die ausgewiesenen Reserven um 381 000 t (-4,4 Prozent), ebenso westlich der Ems um 303 000 t (-5,2 Prozent) sowie zwischen Weser und Ems mit einem Rückgang von 194 000 (-6 Prozent) (Tab. 17).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reserveschätzung 46 Prozent der verbleibenden Erdölreserven der deutschen Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura und rund je ein Viertel in Gesteinen der Trias (26 Prozent) sowie der Unterkreide (24 Prozent). Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Tertiär (2 Prozent), im Oberen Jura (2 Prozent) sowie untergeordnet im Zechstein (Anl. 9).

sind. Ursache war die Neubewertung von Lagerstätten.

Die **statische Reichweite** der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (Rohgas), rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug am 1. Januar 2015 8,8 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 9,7 Jahren. Damit setzte sich der Trend des Vorjahres weiter fort. Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen.

Tabelle 18 sowie Anlage 10 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven zum 1. Januar 2015 und der Förderung in 2014 getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen. Tabelle 19 weist die Da-

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2015 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2014			Produktion	Reserven am 1. Januar 2015		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2014	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	0,041	0,059	0,100	0,007	0,035	0,059	0,094
Niedersachsen	61,349	40,649	101,997	9,477	50,377	37,259	87,636
Sachsen-Anhalt	0,984	0,078	1,062	0,437	0,646	0,034	0,680
Schleswig-Holstein	0,074	0,336	0,410	0,120	0,057	0,006	0,063
Thüringen	0,021	0,044	0,065	0,020	0,064	0,003	0,067
Gebiet							
Nordsee	0,074	0,336	0,410	0,120	0,057	0,006	0,063
Elbe-Weser	22,815	18,686	41,501	4,159	20,508	18,017	38,524
Weser-Ems	38,897	21,484	60,381	5,586	29,742	19,092	48,834
Westlich der Ems	0,621	0,556	1,177	0,168	0,773	0,184	0,957
Thüringer Becken	0,021	0,044	0,065	0,020	0,064	0,003	0,067
Alpenvorland	0,041	0,059	0,100	0,007	0,035	0,059	0,094
Summe Deutschland	62,469	41,166	103,635	10,060	51,178	37,361	88,539

Volumenangaben in Normkubikmetern

ten für das auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normierte Reingas aus.

Der **Ländervergleich** weist Niedersachsen als zentrale Erdgasprovinz Deutschlands aus. Dort lagern der aktuellen Statistik nach 87,6 Mrd. m³(V_n) Rohgas. Das sind 14,4 Mrd. m³(V_n) oder 14,1 Prozent weniger als 2014. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt 99 Prozent (+0,6 Prozent) (Tab. 18). Die Reingasreserven werden mit 82,2 Mrd. m³(V_n) (-14,0 Prozent) angegeben. Das entspricht einem Anteil von 99,4 Prozent (+0,5 Prozent). Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den heimischen Erdgasreserven bei (Tab. 19).

Regional betrachtet betraf der Rückgang der Reserven vor allem das Gebiet zwischen Weser und Ems mit ca. 11,5 Mrd. m³(V_n) (-19,1 Prozent) weniger Rohgas bzw. 10,4 Mrd. m³(V_n) (-19,9 Prozent) Reingas. Für das Gebiet zwischen Elbe und Weser wurden knapp 3 Mrd. m³(V_n) (-7,2 Prozent) Rohgas bzw. 2,8 Mrd. m³(V_n) (-6,7 Prozent) Reingas weniger gemeldet (Tab. 18 und 19).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich rund 83 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 42 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 41 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (8 Prozent) und triassischen Sandsteinen (7 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägerhorizonten.

Die stetige Abnahme der Erdgasreserven ist im Wesentlichen auf die zunehmende Ausförderung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Der Ausbau der vorhandenen Felder scheidet oft immer noch an der sehr emotional geführten Diskussion rund um das Thema Erdgas. Ferner sind nennenswerte Neufunde in den letzten Jahren ausgeblieben.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2015 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2014			Produktion	Reserven am 1. Januar 2015		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2014	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	0,046	0,067	0,113	0,007	0,039	0,067	0,106
Niedersachsen	57,280	38,231	95,511	8,782	47,036	35,133	82,168
Sachsen-Anhalt	0,348	0,028	0,375	0,145	0,228	0,012	0,240
Schleswig-Holstein	0,091	0,409	0,500	0,158	0,069	0,008	0,077
Thüringen	0,013	0,028	0,041	0,013	0,041	0,002	0,043
Gebiet							
Nordsee	0,091	0,409	0,500	0,145	0,069	0,008	0,077
Elbe-Weser	22,978	19,221	42,199	3,967	20,820	18,547	39,367
Weser-Ems	34,013	18,448	52,462	4,798	25,637	16,406	42,043
Westlich der Ems	0,636	0,590	1,226	0,176	0,807	0,192	0,998
Thüringer Becken	0,013	0,028	0,041	0,013	0,041	0,002	0,043
Alpenvorland	0,046	0,067	0,113	0,007	0,039	0,067	0,106
Summe Deutschland	57,778	38,763	96,540	9,106	47,413	35,221	82,634

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)

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 kWh/m³(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.

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 Lagerstätt-

ten, 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 Grenzzraten 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 strategische 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 eine Gasentnahme aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissen-gasanteil ermöglicht eine längere

Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2015 nach AGEB).

Bezugsland	Anteil in %	
	2013	2014
Deutschland	12	12
Niederlande	25	25
Norwegen	21	22
Russland	36	37
Dänemark/Großbritannien, Sonstige	6	4

Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2015).

Energieträger	Anteile in %	
	2013	2014
Mineralöl	33,8	35,0
Erdgas	22,3	20,5
Steinkohle	13,0	12,6
Braunkohle	11,9	12,0
Kernenergie	7,8	8,1
Erneuerbare Energien und Sonstige, inkl. Stromaustauschsaldo	11,2	11,8

(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 2015).

Durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Förderung um rd. 6

Prozent auf 9,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ ¹ zurück (s. Kap. 4). Der Erdgasverbrauch von rd. 84 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ ¹ lag um rd. 14 Prozent niedriger als im Vorjahr (AGEB 2015, vorläufige Angaben, o.a. Verbrauchszahl aus Angaben Mrd. kWh errechnet). Hauptursache für diesen Rückgang war die milde Witterung.

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2014 (Stichtag: 31. Dezember 2014)

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 2014) 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 24,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$. Es ist damit weiter um rd. 3 % (0,8 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$) gegenüber dem Vorjahr angestiegen. Dies hängt wesentlich mit der Erweiterung bestehender Speicheranlagen in Etzel und Epe durch Inbetriebnahme neuer Kavernen 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 14 Kavernen auf nunmehr 258 erhöht. Etwa 58 % des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland – mit einem weiter steigenden Trend – sind in Kavernenspeichern und ca. 42 % in Porenspeichern verfügbar.

Tab. 22: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2014).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	10,3	14,3	24,6
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m ³ (V _n)	10,5	14,7	25,2
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	166,0	470,8	636,8
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases 1)	Tage	62	30	39
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		20	31	51
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	0	4,9	4,9
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" 2)		0	11	11
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	10,5	19,6	30,1

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 Speicherkavernen 4,9 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas rd. 1,2 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 30,1 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr 30,6) verfügbar sein. Für drei Kavernenspeicher in Epe, Jemgum und Moeckow (Gesamtzahl dort geplanter Kavernen: 28) wurden keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgas-mengen 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. 28 Kavernen theoretisch weitere 1,4 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 2014.

Weitere Speicher in Österreich in der Nähe der deutschen Grenze sind für den deutschen Gasmarkt von Bedeutung und in Kap. 6.4 beschrieben.

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 2014).

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	3 454	3 617	2 495
Berlin	Porenspeicher	1	566	136	180	225
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (2)	171	135	135	140
	Porenspeicher	1	234	175	175	80
Bremen	Kavernenspeicher	2 (4)	323	229	229	380
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 (91)	9 598	6 782	6 945	7 990
	Porenspeicher	3	9 032	5 460	5 460	3 245
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	9 (83)	4 866	3 790	3 790	6 960
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	6 (68)	3 812	2 913	3 108	3 546
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (3)	131	82	117	100
Thüringen	Porenspeicher	2	620	252	252	187
Summen Deutschland	Kavernenspeicher	31 (258)	19 409	14 321	14 714	19 616
	Porenspeicher	20	19 215	10 267	10 474	6 915
Gesamt		51	38 624	24 588	25 188	26 531

* 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 vor:

Porenspeicher

Der Erdgasspeicher Reitbrook wurde im Dezember 2014 an die GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH verkauft und wird gegenwärtig zum Erdölförderbetrieb umgestaltet. Er wird damit in der Berichterstattung nicht mehr als Speicherbetrieb geführt.

Der Erdgasspeicher Sandhausen steht seit dem 1. Januar 2015 im alleinigen Eigentum der terranets bw GmbH. Auch die technische

Betreiberrolle soll im Laufe des Jahres 2015 vom bisherigen Miteigentümer E.ON Gas Storage GmbH auf terranets bw übergehen.

Ab Anfang 2015 soll der seit 1982 bestehende Erdgasspeicher Inzenham-West der DEA Speicher GmbH um eine Bohrung ergänzt werden. Die Analyse aktueller Seismikdaten zeigt, dass der Erdgasspeicher durch zusätzliche, bisher nicht erschlossene geologische Bereiche der Inzenham-Aufwölbung sinnvoll ergänzt werden könnte.

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. Gegenüber den Vorjahren ist in Bad Lauchstädt (Kavernen-

speicher) nur eine von ursprünglich drei geplanten Kavernen in Tab. 26b aufgenommen worden. Die anderen beiden Plankavernen sollen erst ab 2022 bzw. 2027 fertiggestellt werden.

Der Speicher **Empelde** soll in einer weiteren Ausbaustufe erweitert werden und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen umschlagen können. Dazu werden die drei bestehenden Kavernen bis 2018 nachgeholt. 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 fertiggestellt 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 dort seit Oktober 2012 ihren Speicher. Im Oktober 2014 wurde die dritte von vier Kavernen in Betrieb genommen. Das Arbeitsgasvolumen der drei Kavernen beträgt ca. 140 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 wurde 2013 an die Verdichter- und Entnahmestation angeschlossen. Die Kavernen haben ein Arbeitsgasvolumen von ca. 95 Mio. m³.

Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS) betreibt insgesamt 39 Kavernen am Standort Epe. Eine

weitere Kaverne mit einer Arbeitsgasmenge von 50 Mio. m³ soll im Jahr 2018 fertiggestellt werden.

In Tabelle 26a werden die bisher berichteten acht Kavernen im Speicherbetrieb Epe-L-Gas nunmehr als Epe-NL (6 Kavernen mit sog. Groningen-Gas, die ausschließlich in den Niederlanden genutzt werden) und Epe-L-Gas (2 Kavernen, die ausschließlich an das deutsche L-Gas-Netz der OGE angeschlossen sind) berichtet.

Das Projekt Epe-ZES der Zechstein Energie Storage soll nach Firmenangaben in 2015 beendet werden.

Der Ausbau des Kavernenspeichers **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde in 2014 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 30 Gaskavernen mit einem maximal verfügbaren Arbeitsgasvolumen von rd. 3,3 Mrd. m³ an Kunden aus der Energiewirtschaft übergeben (Gesamtarbeitsgasvolumen Kavernenfeld Nord und Süd rund 4,5 Mrd. m³). Weitere bis zu 26 Kavernen mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von mehr als 2 Mrd. m³ befinden sich 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 7 Salzkavernen ein Arbeitsgasvolumen von rd. 650 Mio. m³ speichern.

Die Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH „Crystal“ (EDF-/EnBW-Joint-Venture) hatte den kommerziellen Speicherbetrieb am Standort Etzel am 01.10.2012 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 Arbeitsgasvolumen von rd. 2,2 Mrd. m³ umfasst. Die neue Speicherstation wurde im Jahr 2012 in Betrieb genommen. Seit Ende des Jahres 2014 sind alle 19 Kavernen angeschlossen.

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 49 Gas- und 24 Ölkavernen insgesamt 73 Kavernen in Betrieb, somit zählt der Kavernenspeicher Etzel, wie die Speicher am Standort Epe, mit seiner Kapazität zu den größten in Deutschland, in der EU und in der Welt.

Die EWE Gasspeicher GmbH hat in **Jemgum** im April 2014 eine weitere Kaverne in Betrieb genommen. Der Speicher wurde am 15. Mai 2013 offiziell in Betrieb genommen. Drei Kavernen befinden sich im Solprozess bzw. in der Erstbefüllung.

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. Derzeit werden 10 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von bis zu 1 Mrd. m³ errichtet. Es liegt eine Genehmigung für bis zu 18 Kavernen vor. Erste Kavernen sind bereits mit Gas befüllt. Weitere Kavernen befinden sich im Solprozess. Der Betrieb des Speichers, der am 12. September 2013 offiziell startete, erfolgt durch die WINGAS-Tochter astora GmbH & Co. KG. Der Speicher Jemgum ist sowohl an das deutsche Gasversorgungsnetz als auch an das niederländische Transportnetz 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 14 Kavernen geschaffen und der Speicher über eine 37 km Leitung an die Fernleitung JAGAL angeschlossen werden. Die Bauarbeiten haben im Herbst 2011 begonnen. Am 1. September 2014 wurde die dritte Kaverne in Betrieb genommen. Damit erhöht sich das Arbeitsgasvolumen des Speichers um rd. 46 Mio. auf rd. 158 Mio. m³. Bis 2017 soll die Anzahl der Kavernen auf fünf steigen.

In **Kiel-Rönne** wurde die im Bau befindliche dritte Kaverne K103 im Zeitraum Mai bis Ende August erstbefüllt. Wie geplant wurde der gesolte Hohlraum zu 50 % mit Erdgas befüllt. Der Ausbau des Soleentleerungsstrangs sowie der Einbau des Untertagesicherheitsventils (USAV) wurden im Oktober durchgeführt und abgeschlossen. Die verbleibenden mit Sole gefüllten 50 % des Hohlraumvolumens dienen als Reserve, um in den folgenden Jahren auf sich ändernde Marktbedingungen reagieren zu können. Die erste Auslagerung aus der Kaverne K103 ist für den Februar 2015 vorgesehen. Zum jetzigen Zeitpunkt ist eine vollständige Befüllung der Kaverne K103 nicht absehbar.

Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** der EWE GASSPEICHER GmbH 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 energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen ab.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel wurde um eine vierte und fünfte Kaverne erweitert, die im Oktober 2013 bzw. 2014 in Betrieb genommen wurde. Ebenfalls im Oktober 2014 wurde die zweite Ausbaustufe in Betrieb genommen. Damit verfügt der Speicher jetzt über ein Arbeitsgasvolumen von über 400 Mio. m³, bei einer max. Injektionsrate von knapp 400.000 m³/h und einer Ausspeicherleistung von über 900.000 m³/h. Nach derzeitiger Pla-

nung soll Peckensen langfristig auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden und dann über ein Arbeitsgasvolumen von etwa 700 bis 800 Mio. m³ verfügen, zurzeit ist aber kein weiterer Ausbau geplant.

Die Planungen der Wintershall Holding GmbH für den Kavernenspeicher **Reckrod-Wölf** wurden eingestellt (siehe Angaben in den Jahresberichten der Vorjahre). Eine Umsetzung des Projektes ist nicht vorgesehen.

Der Speicher **Staufurt** der RWE Gasspeicher GmbH ist in den vergangenen Jahren sukzessive auf 8 Kavernen sowie zusätzliche Obertageanlagen 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 abzubrechen.

6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

Einige der Speicherprojekte in Norddeutschland stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit dem im Jahr 2012 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 und 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 sind. Innerhalb Deutschlands führt das Gas von der Erdgasübernahmestation in Lubmin über zwei große Anbindungsleitungen nach Süden bis Tschechien (OPAL) sowie nach Südwesten bis zum Gasspeicher Rehden (NEL).

Die Inbetriebnahme der OPAL erfolgte im Herbst 2011. Mit einem Durchmesser von 1,4 m ist sie die derzeit größte Erdgasleitung Europas und verfügt über eine Transportkapa-

azität 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** (eine ehemalige Gaslagerstätte) bei Salzburg ist ein zweistufiges Gemeinschaftsprojekt der RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft mit ihrem russischen Partner GAZPROM und ihrem deutschen Partner WINGAS. Im Rahmen dieses Projektes ist die RAG Planer, Erbauer und technischer Betreiber. Die Speicherkapazitäten werden von GSA LLC 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 Erdgasla-

gerstätten in den Bundesländern Oberösterreich und Salzburg. Die Entwicklung dieses Speichers erfolgte durch ein Joint-Venture der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) und der E.ON Gas Storage GmbH (EGS), wobei RAG die Funktion des Erbauers und technischen Betriebsführers übernimmt, während EGS ausschließlich als Vermarkter von Speicherkapazitäten auftritt. Die erste Phase mit einem Arbeitsgasvolumen von 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) hat zum 1. April 2014 den Betrieb aufgenommen. Der Speicher ist auf der deutschen Seite der Grenze in Haiming an das deutsche Marktgebiet NCG angeschlossen. Auf österreichischer Seite existieren Anschlüsse an die Penta West Leitung der Gas Connect Austria (Fernleitungsnetz) in Überackern und an das Verteilnetz der Oberösterreichischen Ferngas Netz GmbH in Zagling. Beide ermöglichen den Zugang zum Virtuellen Handelspunkt des österreichischen Marktgebiets Ost (CEGH). Damit verfügt der Speicher über Zugänge aus verschiedenen Marktgebieten mit zwei bedeutenden Handelspunkten.

6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen nach Datenerhebung durch die Internationale Gas Union derzeit etwa 397 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in 715 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 24). Gegenüber den Vorjahren ist sowohl die Anzahl der Speicher als auch das Arbeitsgasvolumen – letzteres um rd. 10 % – in einzelnen Staaten angestiegen. 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 59 Prozent und die nordamerikanischen Speicher nur etwa 37 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 80 Prozent die Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 12 Prozent sind Aquifer-

speicher. Die Porenspeicher stellen damit weltweit etwa 93 Prozent der Speicher im Vergleich zu den nur rd. 7 Prozent der Kavernenspeicher (Zahlenangaben nach Daten der IGU, s.u.). Durch den hohen Anteil von Kavernenspeichern im Vergleich zum Weltdurchschnitt sind in Deutschland rd. 42 Prozent der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 58 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 2015. Weitere Inhalte sind die „UGS Data Bank“, die GIS-gestützte Visualisierung der Speicherdaten, Speicherglossar und regionale

Trends der Speicherentwicklung. 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.

Ein Überblick zu dem IGU-Report ist unter <http://www.igu.org/sites/default/files/Part%204%28Oct14%29-%20Underground%20Gas%20Storage.pdf> erhältlich. Der Arbeitsgruppenbericht des Working Committee 2 von 2012 wird derzeit aktualisiert und soll mit dem Bericht des WOC 2 der IGU im Rahmen des Welt Gas Kongresses im Juni 2015 in Paris vorgestellt werden. Ein Zugang zu den wesentlichen Speicherdaten ist in einer Online-Version vorgesehen. Ein kurzer Überblick über die Aufgaben und Tätigkeiten der IGU findet sich unter http://en.wikipedia.org/wiki/International_Gas_Union.

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (vorläufige Daten der geplanten IGU Studie 2015).

Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe
	Mio. m ³			Mio. m ³	
USA	128 099	419	Australia	2 914	6
Russia* **	70 400	23	Poland	2 754	9
Ukraine*	32 180	13	Turkey	2 661	1
Germany ¹	24 600	51	Latvia	2 300	1
Canada	20 649	61	Japan	1 152	5
Italy	17 112	11	Belarus*	1 118	3
Netherlands	12 807	5	Denmark	1 020	2
France	12 781	16	Belgium	700	1
Austria	8 200	9	Croatia	558	1
China	6 584	21	Bulgaria	550	1
Hungary	6 485	6	Serbia	450	1
Uzbekistan*	6 200	3	New Zealand	270	1
Iran	6 000	2	Portugal	239	1
United Kingdom	5 271	8	Ireland	230	1
Kazakhstan*	4 650	3	Argentina	150	1
Azerbaijan*	4 200	3	Armenia*	135	1
Czech Republic	3 533	8	Kyrgyzstan*	60	1
Spain	3 369	4	Sweden	9	1
Slovakia	3 320	3			
Romania	3 110	8	Summe	396 820	715
Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“					
¹ Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2014 ergänzt.					
* Staaten der GUS.					
** exkl. „strategic reserves“ in Russland.					

6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung

Die überwiegende Anzahl der deutschen Speicherunternehmen und Servicefirmen ist im Ausschuss Gasspeicher (KUGS) organisiert, dessen Geschäftsführung beim Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) in Hannover angesiedelt ist, welcher 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 und wurden später in den entsprechenden Verordnungen berücksichtigt.

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 Jahren auf der Website www.teamconsult.net. Dort sind die Jahreskurven der Speicherfüllstände für das letzte Jahr sowie die Vorjahre dargestellt. Auch die GSE veröffentlicht die aktuellen Speicherfüllstände als aggregierte Darstellung für die einzelnen Nationen. Unter <https://transparency.gie.eu> sind die historischen Füllstände für Deutschland zu entnehmen. Mitte März 2015 betrug der Füllstand der deutschen Speicher rd. 31 %.

Die GSE vertritt u.a. die Interessen der Speicherbetreiber gegenüber der Europäischen Kommission. Zurzeit sind in der GSE 31 Betreiber aus 16 Nationen mit rd. 110 Speichern organisiert, die ca. 87 Prozent der gesamten Speicherkapazität in Europa bereitstellen (<http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-storage-map>). Die GSE verfolgt eine konstruktive Rolle im liberalisierten europäischen Erdgas- und Speichermarkt und ist hierzu an der Gestaltung von gesetzlichen Regelwerken beteiligt. Die Europäische Norm EN 1918 (Funktionale Empfehlungen für Planung, Bau und Betrieb von Gasspeichern) wurde überar-

beitet. Die finalen englischen Versionen liegen zur Annahme durch die Nationen vor. Die Fertigstellung ist für 2015 geplant.

Aufgrund der Entwicklung des Gasbedarfes in Westeuropa, einhergehend mit einer sinkenden Gasproduktion, wird mit einem weiter steigenden 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 Erdgasdrehzscheibe 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.

Aufgrund der größeren Importabhängigkeit hinsichtlich der Gasversorgung bei gleichzeitigem Rückgang der Anteile aus Westeuropa

gibt es auf europäischer und nationaler politischer Ebene immer wieder strategische Überlegungen für eine Krisenbevorratung. Auf EU-Ebene sieht die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung („SoS-VO“) noch keine festen Bevorratungsvolumina vor. Diese Verordnung wird derzeit von der Europäischen Kommission umfassend auf möglichen Anpassungsbedarf geprüft. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie kommt in seinem Notfallplan sowie dem Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland (Stand: Dezember 2014) zusammenfassend zum Ergebnis, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maße als sicher und zuverlässig zu bewerten ist. Es weist 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.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beobachtet jedoch die aktuellen Entwicklungen bei der Erdgasversorgungssicherheit sehr genau. Es hat eine Studie mit dem Titel „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt“ vergeben. Die Studie soll als Grundlage einer politischen Entscheidung dienen, ob und ggf. welche Maßnahmen zur weiteren Verbesserung der Versorgungssicherheit durch Gasspeicher getroffen werden sollen.

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 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 2013/2014 über etwa 23,4 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukte. Die gesetzlich vorgeschriebene Vorratspflicht beträgt derzeit 23,1 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. Die Solung der Kaverne K 801 verlief bisher planmäßig und die Bohrungen von drei weiteren Kavernen wurden abgeschlossen; diese standen im Geschäftsjahr 2013/14 zur Solung bereit.

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

Die Ölkavernen in Epe sind aufgrund eines Ölschadens (die Presse berichtete) außer Betrieb.

8 Literatur und nützliche Links

- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2015): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014. - 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/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) (2014): Geschäftsbericht 2013/2014. - 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> (in Überarbeitung für Stand 2015)
- 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.
- OBST, K. (2008): Möglichkeiten der Unterspeicherung 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 KUGS; Hannover.
- WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2015): Statistischer Bericht 2014, Hannover.

Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	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 / 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	566	136	180	225
Bierwang	BY	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1450	1450	1200 ¹⁾
Breitbrunn-Eggstätt	BY	E.ON Gas Storage GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG, Storengy Deutschland 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 AG, 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	DEA Speicher GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	425	500	255
Kalle	NI	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	220	220	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
Sandhausen	BW	E.ON Gas Storage GmbH / terranets bw	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	840	395
Wolfersberg	BY	bayernugs GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär	583	365	365	240
Summe						19215	10267	10474	6915

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2014. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen. ¹⁾ Maximalrate (kurzzeitig)

Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, BE: Berlin, BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen

Tab. 26a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Ort	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
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	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	87	73	73	160
Burggraf-Bernsdorf	ST	ONTRAS Gastransport GmbH	- ²⁾	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	2431	1899	1899	2900
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1000 - 1400	Zechstein	139	94	94	400
Epe-KGE	NW	Kommunale Gasspeicher-ges. Epe mbH & Co. KG	3	1100 - 1400	Zechstein	182	140	140	300
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	440	342	342	710
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gasspeicher GmbH	12	1100 - 1420	Zechstein 1	667	523	523	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gasspeicher GmbH	2	1160 - 1280	Zechstein	120	90	90	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gasspeicher GmbH	6	1160 - 1280	Zechstein	404	313	313	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	266	204	204	600
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Statoil Deutschl. Storage GmbH/IVG Caverns GmbH	19	900 - 1100	Zechstein 2	1785	1248	1248	1320
Etzel-EKB	NI	Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG / IVG Caverns GmbH	7	1150 - 1200	Zechstein 2	906	651	651	700
Etzel-ESE	NI	E.ON Gas Storage GmbH / IVG Caverns GmbH	19	1150 - 1200	Zechstein 2	3000	2210	2210	2250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH Crystal / IVG Caverns GmbH	4	1150 - 1200	Zechstein 2	640	400	400	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1155 - 1670	Zechstein	172	112	127	300
Huntorf ¹⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	5	950 - 1400	Zechstein	265	178	178	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	3	500 - 700	Zechstein 2	184	159	159	116
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG, Stadtwerke Kiel AG	3	1300 - 1750	Rotliegend	131	82	117	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	900 - 1450	Zechstein	330	280	280	400
Krummhörn	NI	E.ON Gas Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	305	225	225	280
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1794	1314	1314	1480
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1300 - 1450	Zechstein	630	400	400	920
Reckrod	HE	Gas-Union Storage GmbH / Gas-Union GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	2	900 - 1200	Zechstein	171	135	135	140
Staßfurt	ST	RWE Gasspeicher GmbH	8	400 - 1130	Zechstein	683	552	552	550
Xanten	NW	RWE Gasspeicher GmbH	8	1000	Zechstein	217	185	185	280
Summe			258			19409	14321	14714	19616

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2014. *Gesamt-volumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Küssengasvolumen. ¹⁾ Einschl. Neuenhuntrorf.

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

Tab. 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	1	800 - 860	Zechstein 2	84		65	
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.		50	
Epe-KGE	NW	Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co. KG	1	1100 - 1400	Zechstein	80		59	
Epe-ZES	NW	Zechstein Energy Storage GmbH	3	1000 - 1400	Zechstein 1	292		177	
Etzel-IVG	NI	IVG Caverns GmbH	26	1150 - 1200	Zechstein 2	3300		2200	
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	3	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	9	500 - 700	Zechstein 2	526		455	
Moeckow	MV	EWE GASSPEICHER GmbH	24	1100 - 1500	Zechstein	k.A.		k.A.	
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	6	1100 - 1400	Zechstein	750		480	
Summe			93			6777		4786	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2014. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.

Bundeslandkürzel: MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt

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

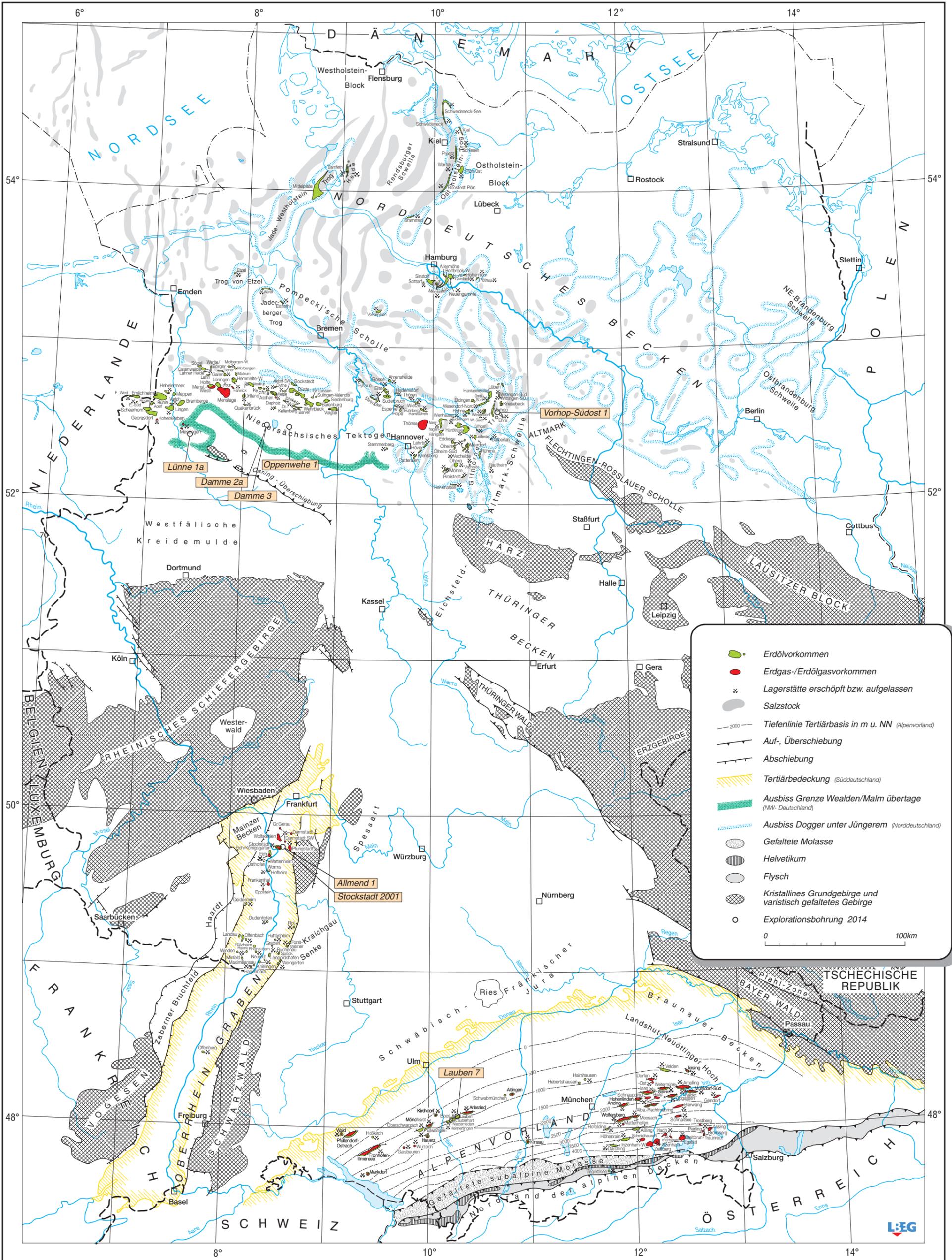
Ort	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
				m			
Bernburg-Gnetsch	ST	esco - european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 3 1	Rohöl Benzin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

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2014

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

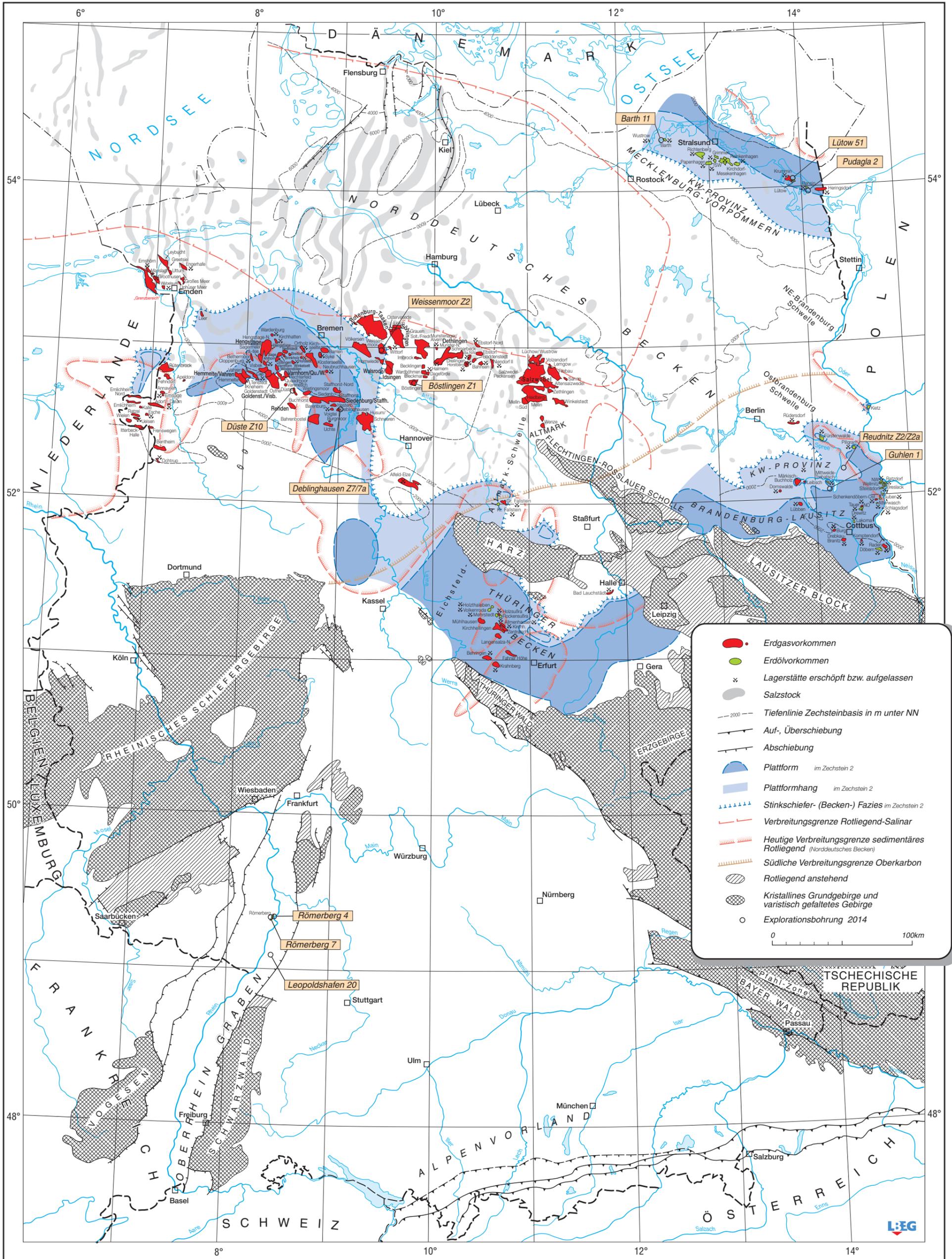
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



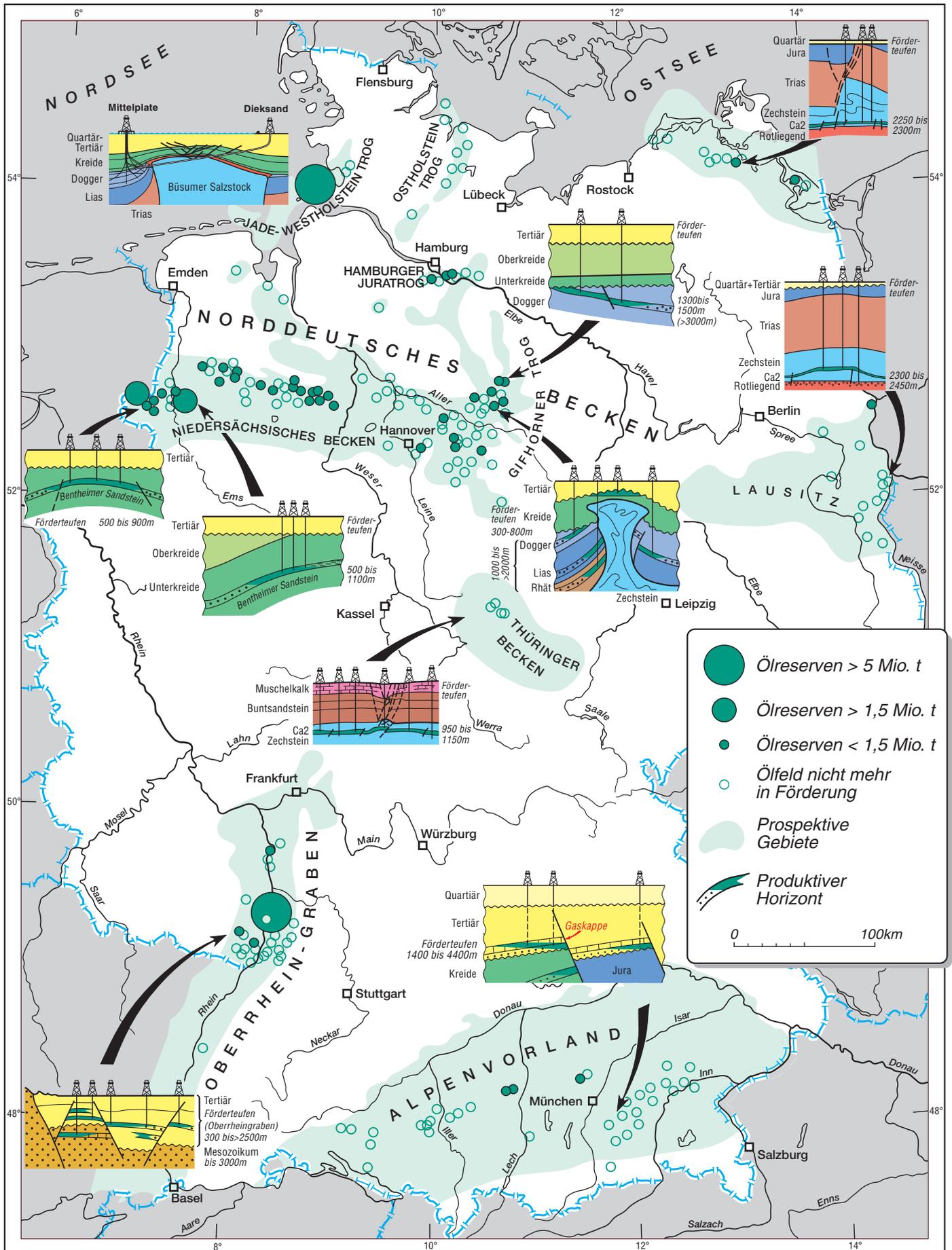
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

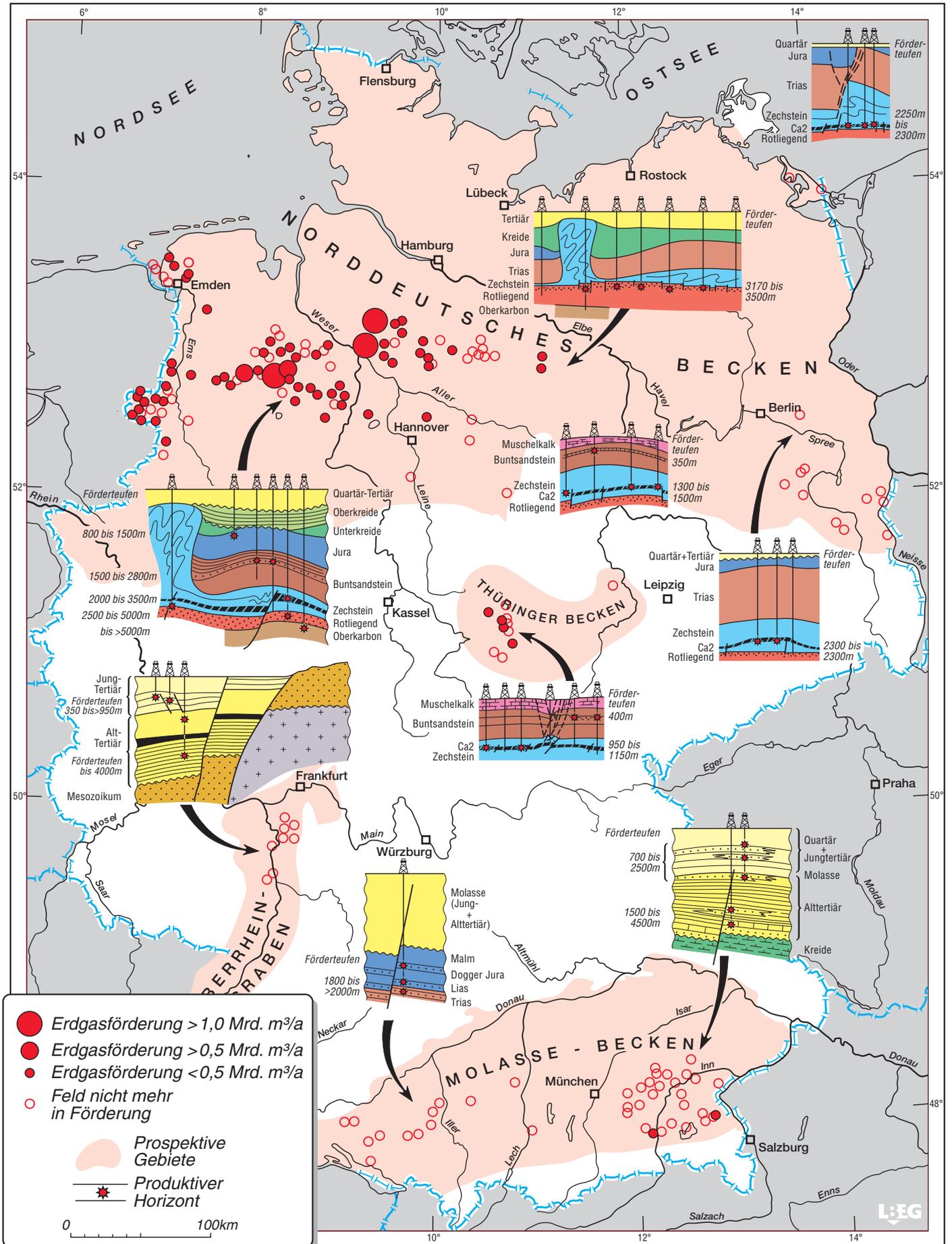


●	Erdgasvorkommen
●	Erdölvorkommen
×	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
- - - 2000	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Plattform im Zechstein 2
	Plattformhang im Zechstein 2
	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinär
	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
	Rotliegend anstehend
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2014

0 100km

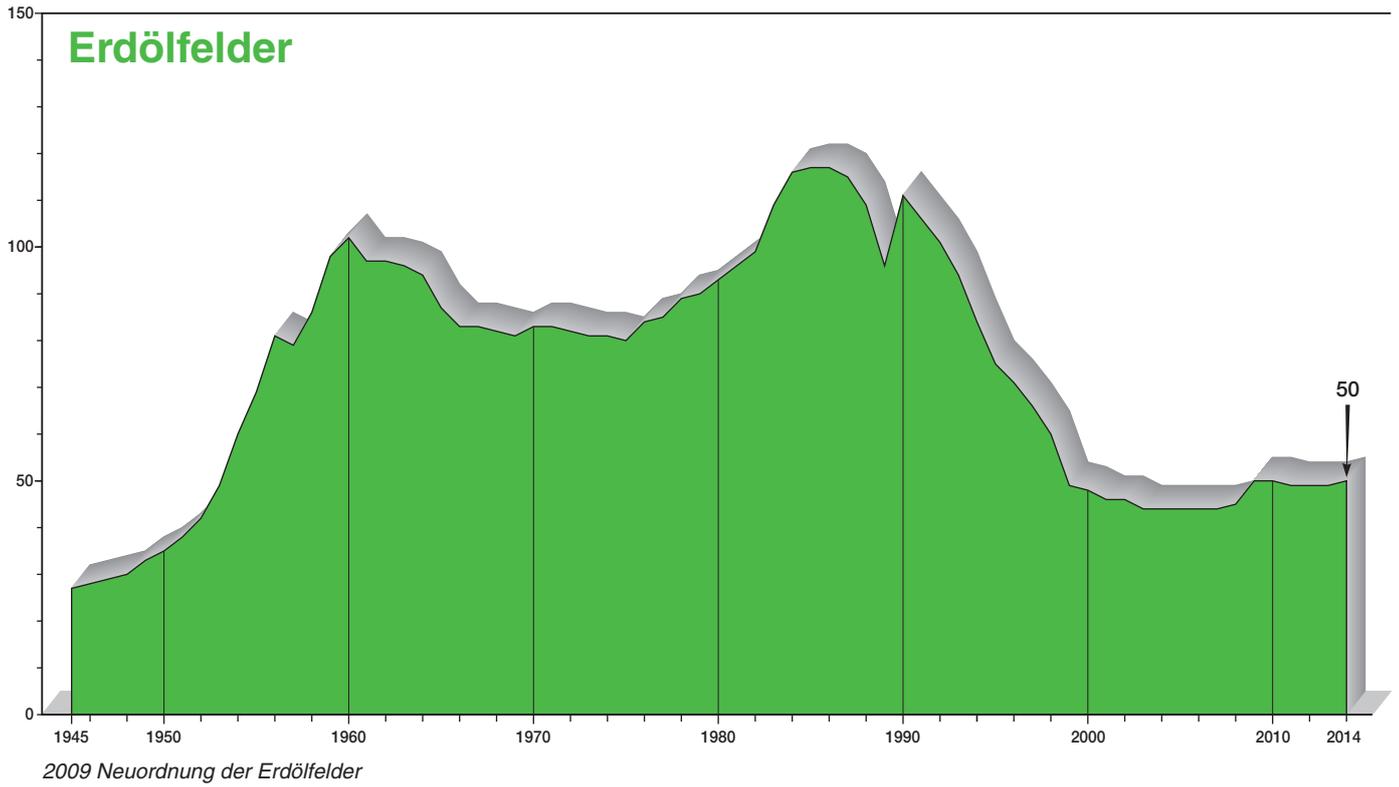


Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

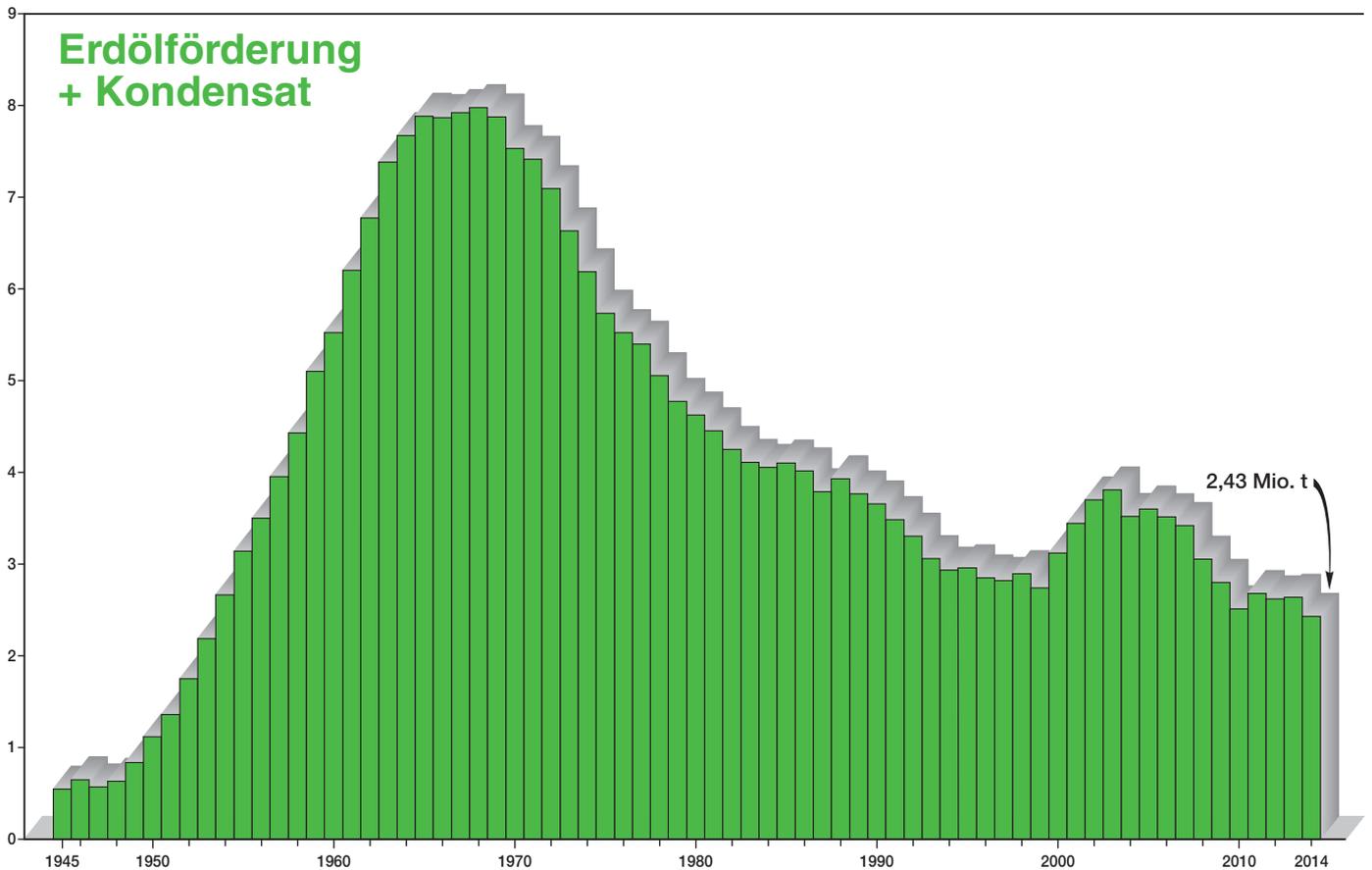


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

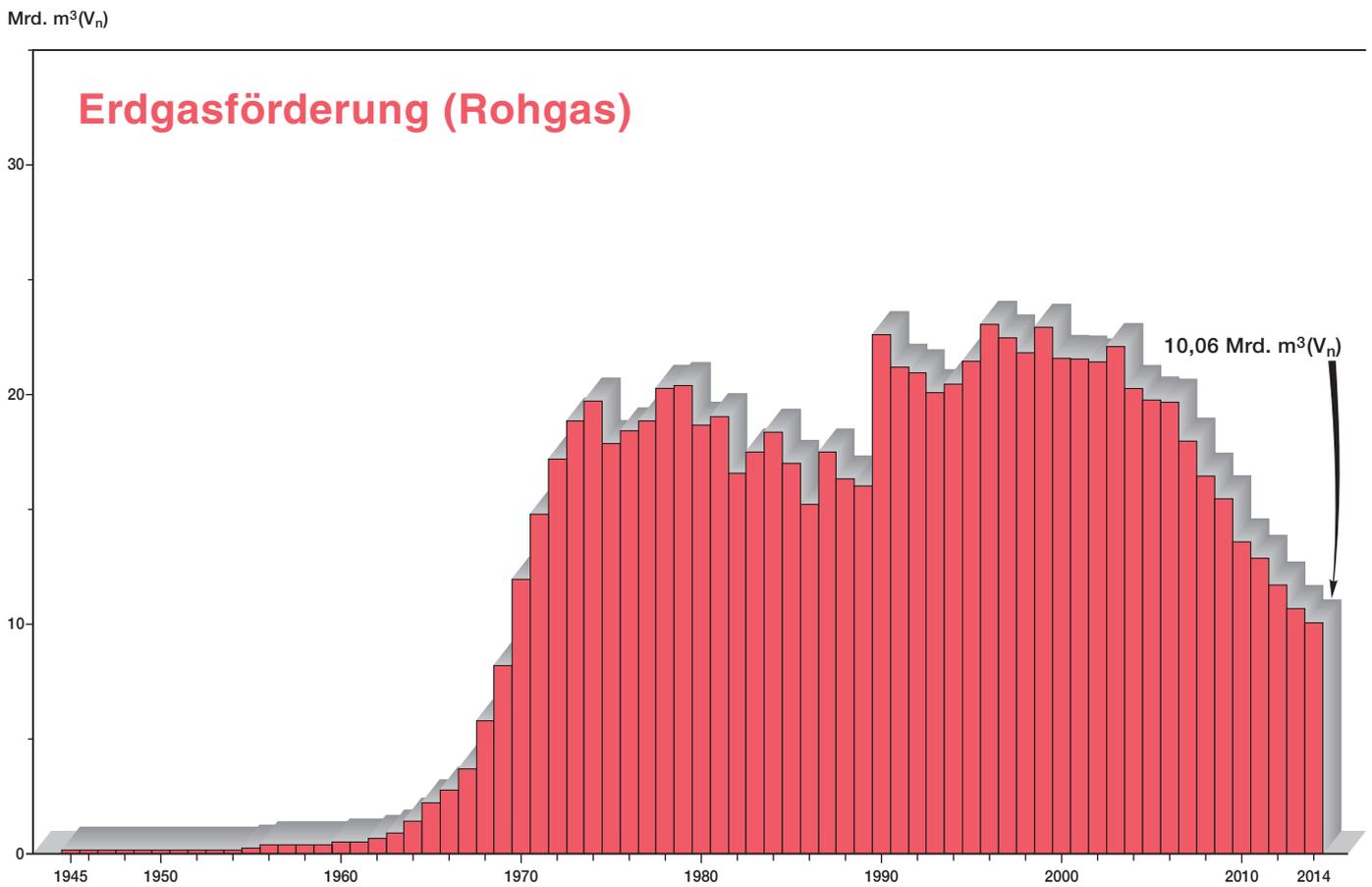
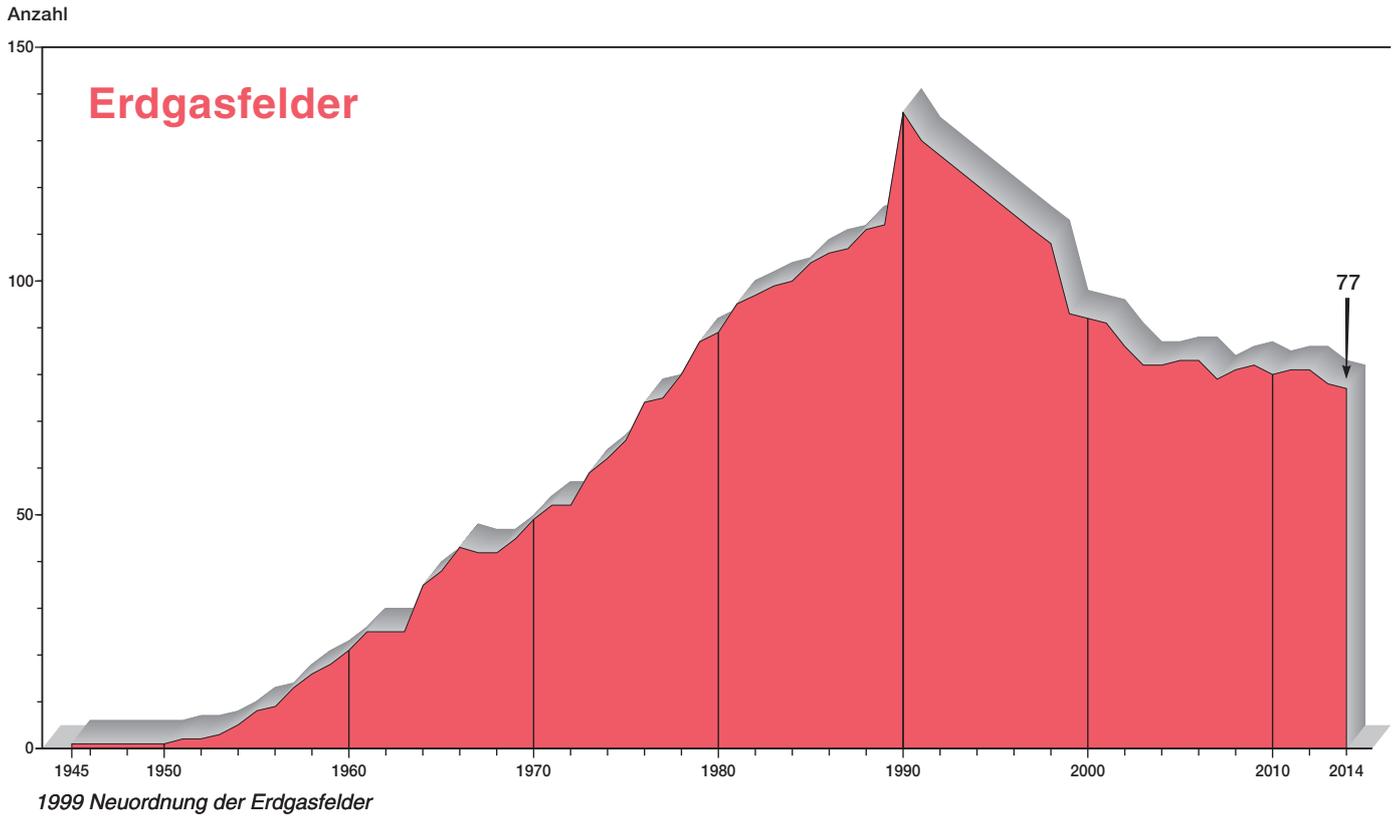
Anzahl



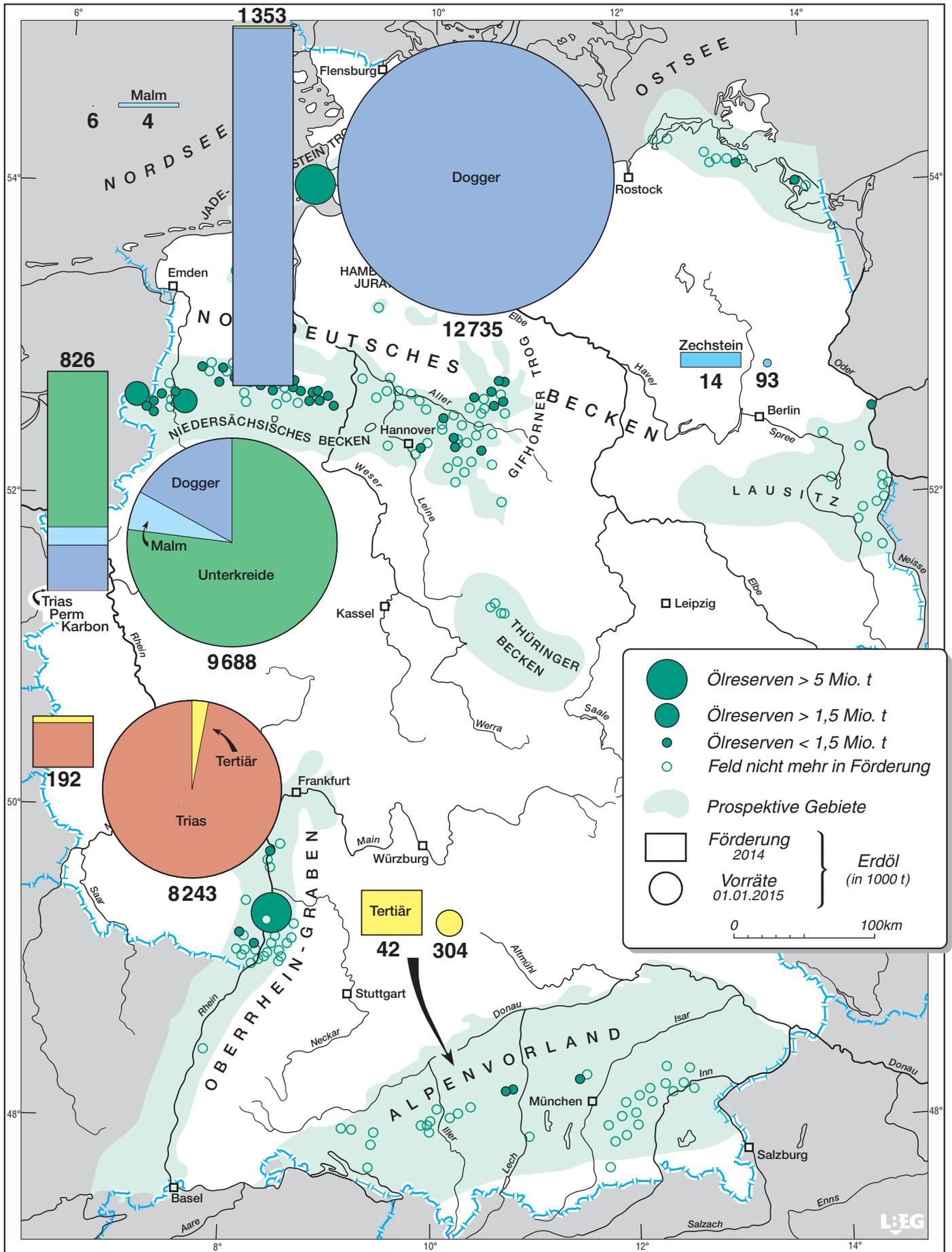
Mio. t



Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2014.

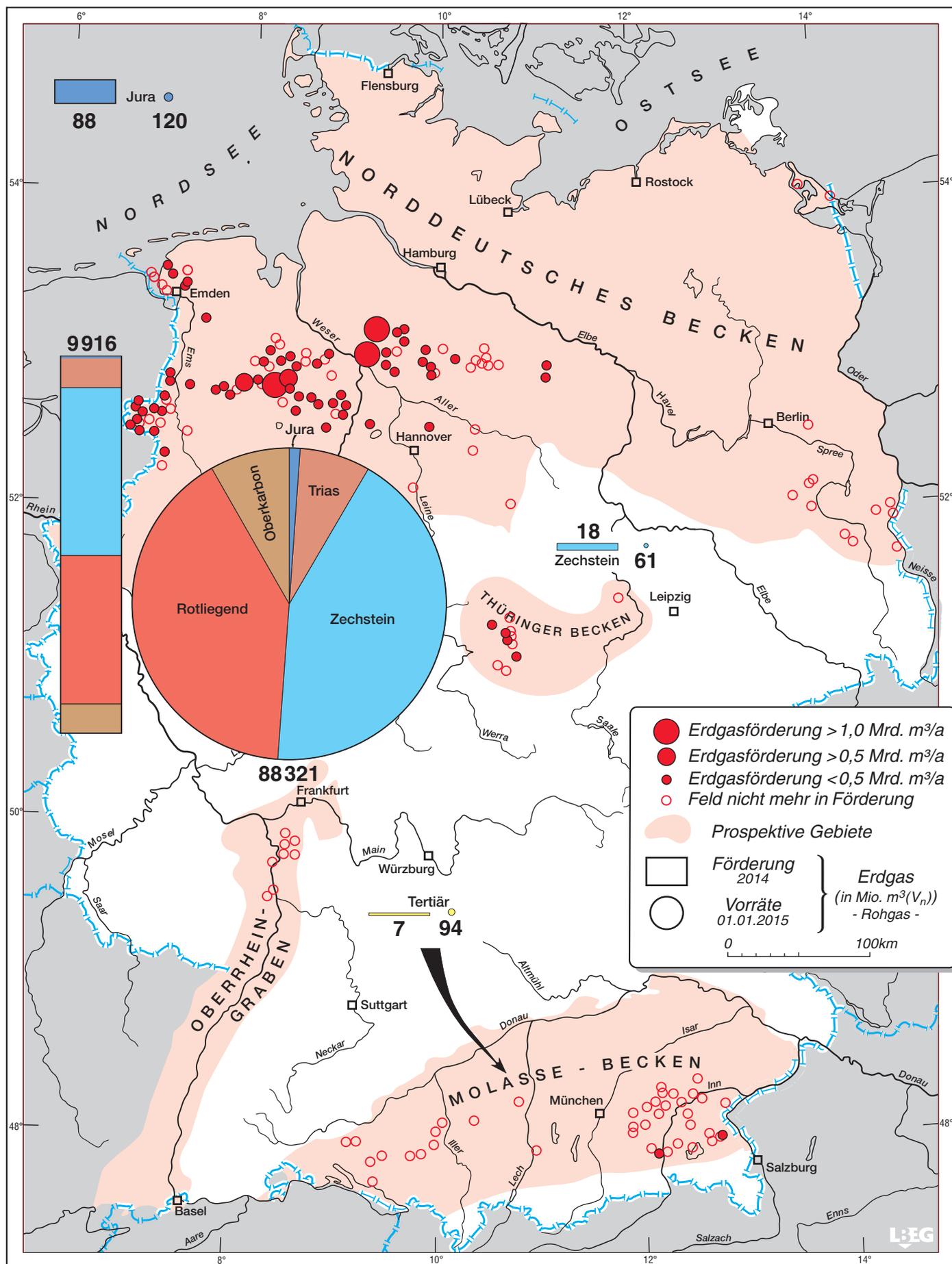


Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2014.



Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

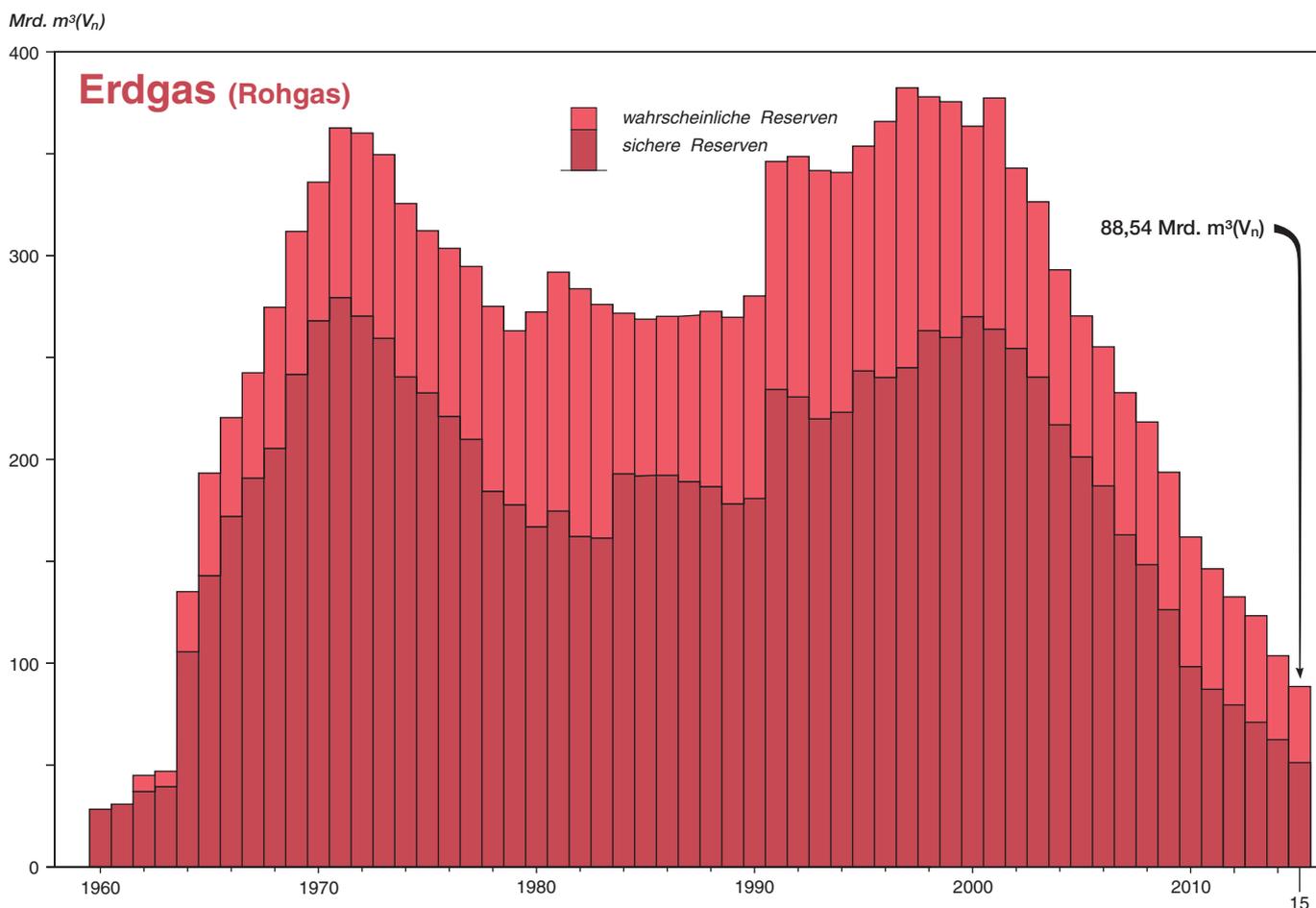
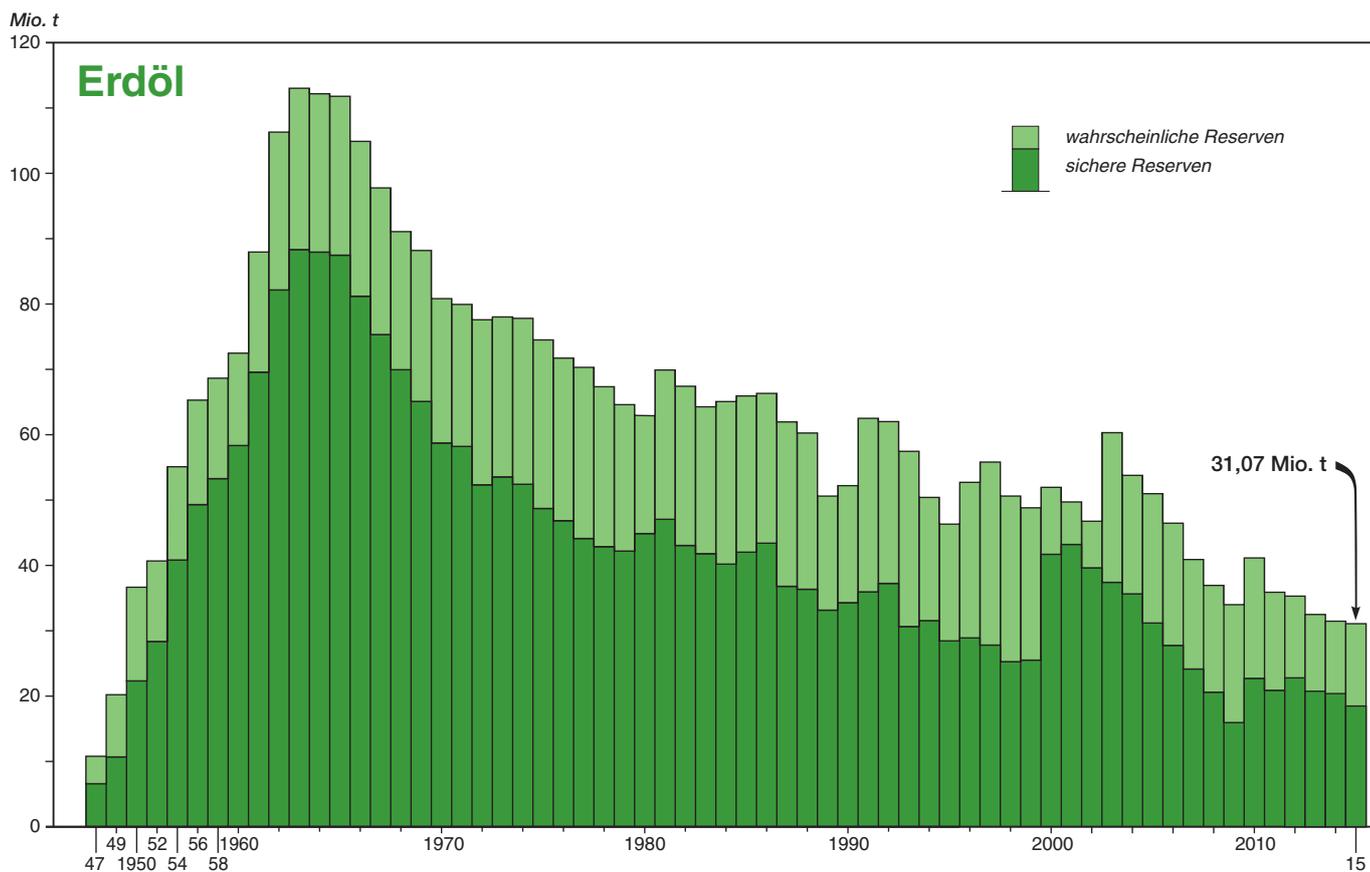
- | | | |
|-----------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------|
| 1. Nordsee | 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe | 5. Oberrheintal |
| 2. Gebiet nördlich der Elbe | 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems | 6. Alpenvorland |



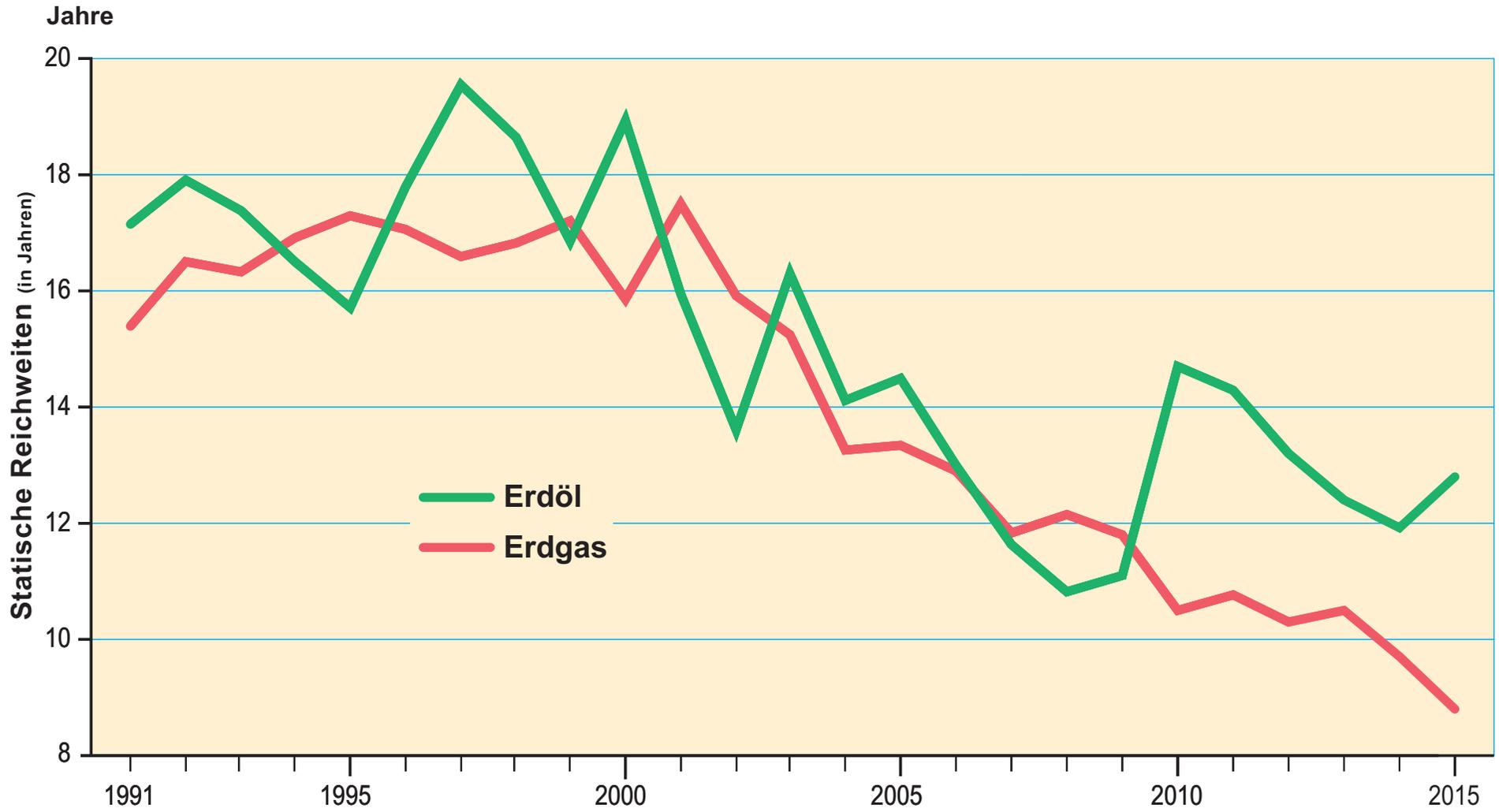
Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

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

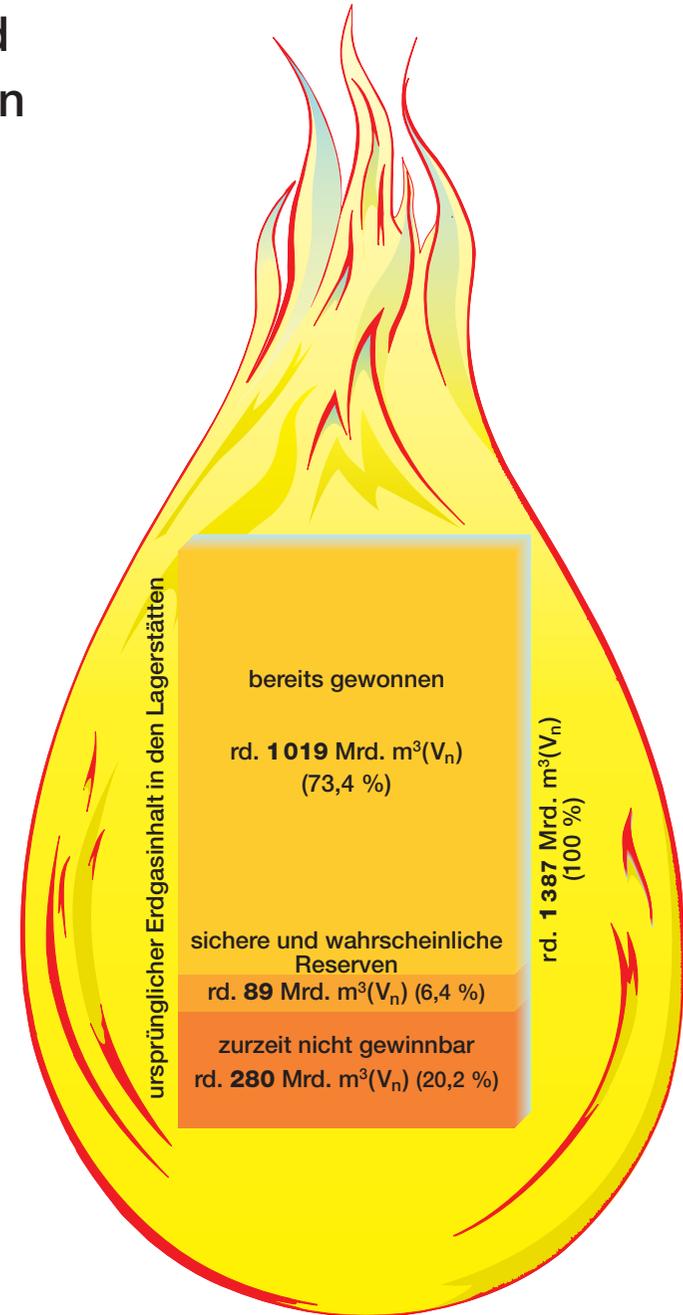
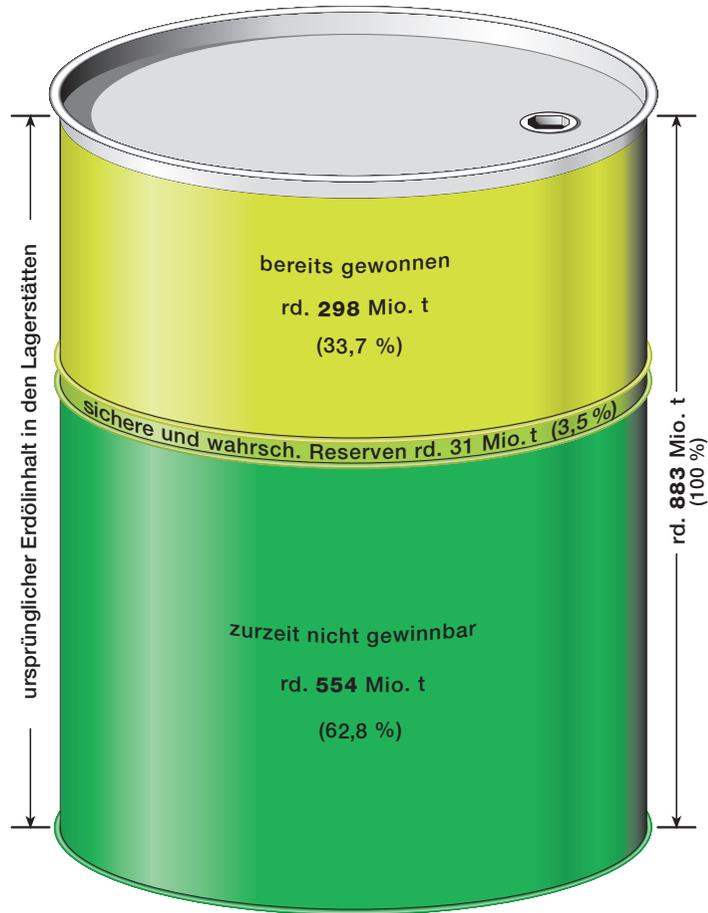
Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



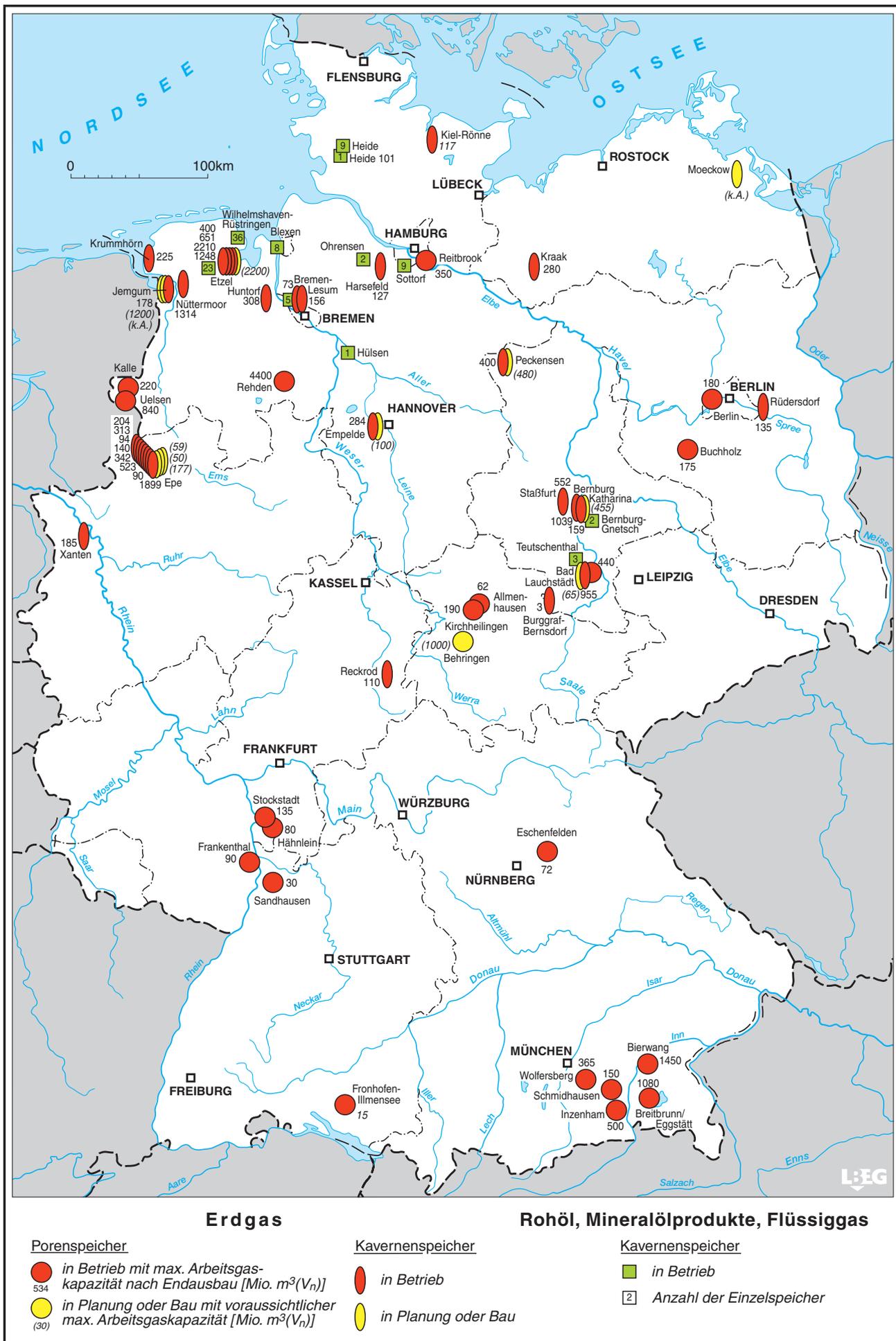
Statische Reichweiten der Reserven



Erdöl und Erdgas* in Deutschland Kumulative Produktion & Reserven

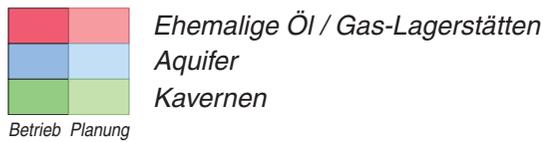
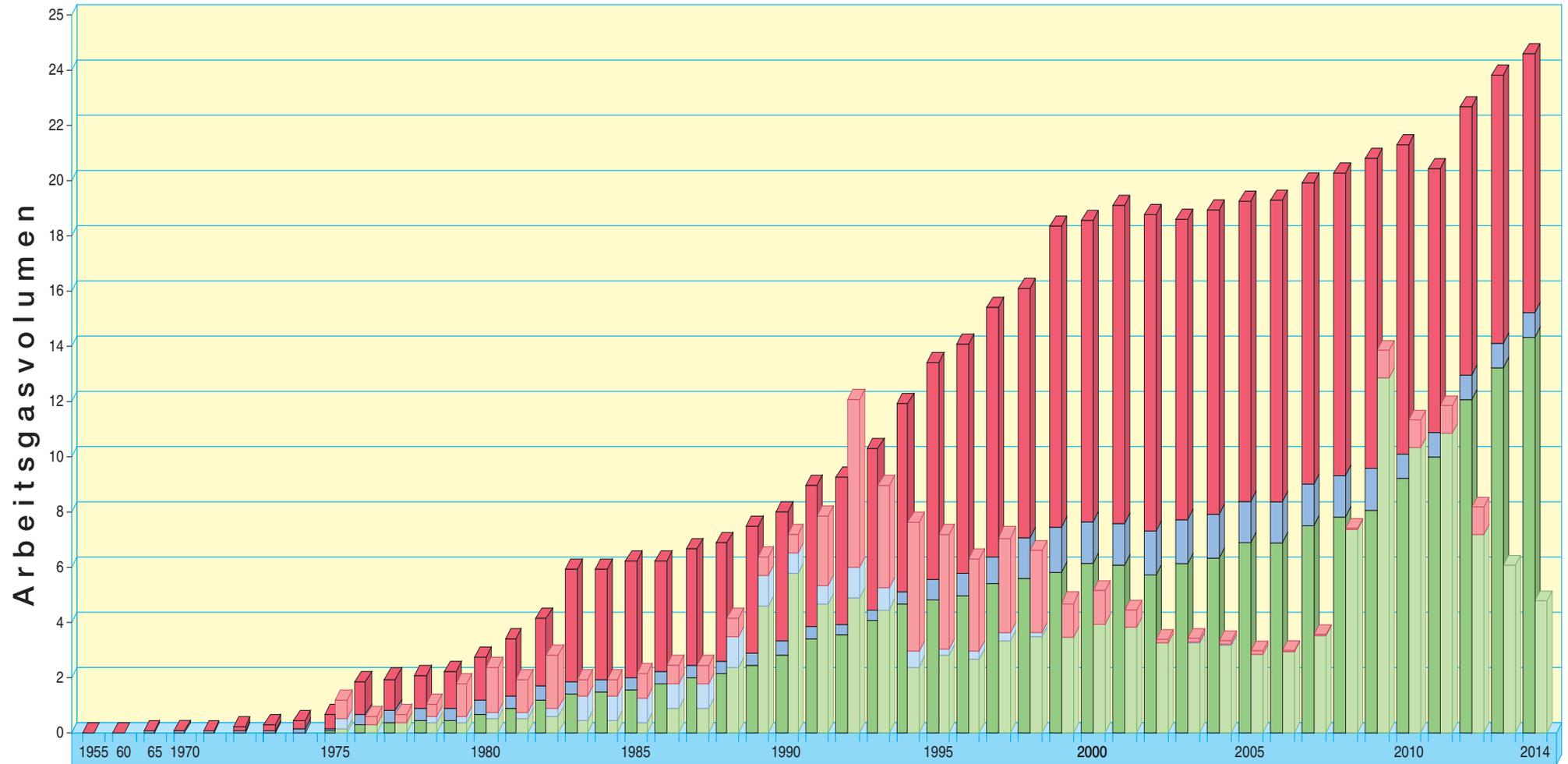


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



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