



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012



Niedersachsen



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012

Hannover 2013

Titelbild

Seismische Vibratoren im Einsatz für den 3D-Seismik-Survey Oberrhein-Nord in der Nähe von Wattenheim im nördlichen Oberrheingraben.

Im Zeitraum von September 2011 bis Oktober 2012 wurden von Geofizyka Toruń im Auftrage der Rhein Petroleum GmbH insgesamt vier vibroseismische 3D-Surveys mit einer Gesamtfläche von über 750 km² – die größte 3D-Messkampagne der letzten 10 Jahre in Deutschland – akquiriert. Die seismischen Feldarbeiten wurden im Unterallgäu (Bayern), in Rheinland-Pfalz, Hessen und Baden-Württemberg zeitweise mit zwei parallel arbeitenden Messtrupps und teilweise bundesländer- und lizenzübergreifend durchgeführt.

Text: Rhein Petroleum GmbH; Foto: Serge Weiss



© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Referat Energieressourcen 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 für Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Erdöl und Erdgas in Deutschland vorzulegen.

Wie jedes Jahr an dieser Stelle danken wir allen Kolleginnen und Kollegen in den Ministerien, Bergbehörden und Geologischen Diensten in den Bundesländern sowie in der Industrie für ihre verlässliche Unterstützung bei der Bereitstellung von Daten und Informationen. Sie sind auch ein Bestandteil der Berichterstattung nach Lagerstättengesetz oder Bundesberggesetz an die jeweiligen Stellen. Unser gemeinsames Netzwerk ist ein Garant dafür, dass uns die benötigten Informationen aus sechzehn Bundesländern zeitnah für diesen Bericht vorliegen.

Kein Thema im Bereich Erdöl & Erdgas hat sich bisher so lange in der öffentlichen Diskussion, in der Presse und in der Fachwelt gehalten wie die Thematik der hydraulischen Bohrlochbehandlung zur Fördersteigerung von Gasbohrungen (Hydraulic Fracturing, „Fracking“). Das LBEG hat Anträge für Fracs in Niedersachsen zuletzt im Jahr 2011 genehmigt. Mehr als 300 Fracs in konventionellen und Tight Gas-Lagerstätten wurden in über 50 Jahren mit Schwerpunkt in Niedersachsen durchgeführt. Ein maßgeblicher Anteil der deutschen Gasproduktion stammt inzwischen aus diesen Bohrungen. Umweltschäden sind in all den Jahren bisher nicht bekannt geworden. Die Förderung von Schiefergas unter Einsatz der Frac-Technologie in den USA, die medialen Darstellungen über dadurch mutmaßlich verursachte Schadensfälle für das Trinkwasser sowie das Interesse der Industrie an den Schiefergaslagerstätten in Deutschland haben dieses Thema auch bei uns in den kritischen öffentlichen Fokus gerückt. Die Bergbehörden der Länder sind Prüf-, Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden für die erforderlichen Anträge der Unternehmen und die Geologischen Dienste sind die staatlichen Sachverständigen für die geologischen Fragestellungen im Zusammenhang mit dieser Thematik. Sie haben hierbei unter Beachtung des geltenden Rechts den Auftrag und die Verantwortung, dass bergbauliche Projekte sicher und nachvollziehbar durchgeführt werden.

Neu in der Frac-Thematik in Deutschland sind die geologischen Formationen: „unkonventionelles“ Gas in Schiefergestein und in Kohleflözen (Shale Gas und Coal Bed Methane), flachere Teufen und größere Frac-Volumina. Das ist auch für die Bergbehörden und Geologischen Dienste wegen fehlender Erfahrungen aus Projekten im Inland „Neuland“. Die Menge der Ressourcen in unkonventionellen Vorkommen ist bisher nur auf der Grundlage von Rohstoffstudien (BGR 2012) bewertbar. Mit 700 bis 2.300 Mrd. m³ wird ein Vielfaches der nachgewiesenen Inlandsreserven vermutet; letztere sind ein Thema dieses Jahresberichtes. Um über die heimischen Reserven verlässliche Zahlen zu bekommen, sind allerdings Erkundungsbohrungen unter Anwendung der Frac-Technologie sowie Fördertests in diesen Bohrungen erforderlich. Für Frac-Maßnahmen werden umfassende Nachweise durch die Firmen gefordert, dass diese sowohl in den bekannten Gasfeldern als auch den neu zu erkundenden Shale Gas-Vorkommen zu keiner Gefährdung des Trinkwassers führen. Drei Expertengruppen von Wissenschaftlern in Deutschland haben im letzten Jahr Studien zu Chancen und Risiken von „Fracking“ veröffentlicht. Die Geologischen Dienste der sechzehn Bundesländer und der BGR haben im Auftrag des Bund/Länder-Ausschusses Bodenforschung die Aussa-

gen dieser Studien zu den geologischen Risiken bewertet. Die „Stellungnahme zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des ExxonMobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking“ steht auf www.infogeo.de zur Verfügung. Das LBEG hat zudem mit der Herausgabe einer Rundverfügung „Mindestanforderungen an Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf für hydraulische Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Niedersachsen“ fachliche Rahmenbedingungen für Frac-Maßnahmen in Tight Gas-Lagerstätten geschaffen.

Wie geht es mit der Thematik „Fracking“ weiter? Bund und Länder stimmen grundsätzlich überein mit der Forderung nach einer obligatorischen Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) für Frac-Vorhaben und einer entsprechenden Änderung der UVP-Bergbau. Im Länderausschuss Bergbau soll ein Fachausschuss ein technisches Regelwerk zur Schiefergasgewinnung erarbeiten und entsprechende Projekte unter Einbindung weiterer Behörden wissenschaftlich und behördlich begleiten. Alle Beteiligten werden hier ihren Beitrag leisten und ihr Know-how einbringen. Eine umfassende Information der betroffenen Öffentlichkeit durch die Unternehmen, transparente Verwaltungsverfahren sowie der Möglichkeit einer Beteiligung der Öffentlichkeit im Rahmen von UVP-Verfahren sind wichtige Voraussetzungen, um die Akzeptanz für den Einsatz der Technologie zu erhöhen.

Auch im Bereich der konventionellen Erdölförderung gibt es eine neue Entwicklung. Nicht nur Bohrkampagnen mit dutzenden von neuen Bohrungen in alten Lagerstätten wie in Emlichheim führen zu „neuem Öl aus alten Feldern“. Auch die sogenannte Enhanced Oil Recovery durch Polymerfluten findet eine Renaissance. In den 1980er Jahren wurden in Ölfeldern im Gifhorner Trog zum Teil sehr erfolgreiche Projekte zur Ausbeutesteigerung durchgeführt. Im Ölfeld Bockstedt bei Diepholz startete Ende 2012 ein Pilotprojekt, in dem ein Natur(Bio)Polymer eingesetzt wird. Ein bekannter Holzpilz produziert eine biologisch abbaubare Zuckersubstanz. Diese verdickt das Einpresswasser in die Lagerstätte, welches das Restöl zu den Förderbohrungen hin besser verdrängen und mobilisieren kann. Drei Jahre soll dieses Projekt laufen, auf das die Fachwelt gespannt ist.

Dieses Jahr haben wir eine seismische Kampagne zur Erdöl-Erdgas-Exploration im Oberrhein als Titelbild gewählt. Wie Sie bei den Förderzahlen in diesem Bericht sehen werden, geht besonders beim Erdgas die Förderkurve weiter nach unten. Der Neufund der Öllagerstätte Römerberg bei Speyer vor wenigen Jahren, die inzwischen auf Platz drei der Förderstatistik steht, ist ein Positivbeispiel, das den Förderabfall beim Öl verlangsamt hat. Die Erlaubnisflächen zur Erkundung auf Erdöl und Erdgas haben in Deutschland um rd. 4.000 km² (ca. 4 %) weiter zugenommen. Auch Bewilligungsfelder zur Wiedererschließung alter, verfüllter Felder wurden vergeben. Die Firmen nutzen seit seiner Einrichtung den „Data Room“ des LBEG, um Datenverfügbarkeit und –qualität vor Ankauf bei den Eigentümerfirmen zu bewerten. Auch der über Jahrzehnte bewährte Wissenstransfer von Explorationsdaten über den Erdölgeologischen Austausch – geleitet durch das LBEG – soll neu organisiert werden. Durch einen neu gestalteten Vertrag soll weiteren Explorationsfirmen eine Teilnahme ermöglicht werden.

Unabhängig davon, wie sich der Energiemix in Zukunft entwickeln wird, ist eines sicher: Die Bedeutung der regenerativen Energien wird weiter zunehmen, die von Erdöl und Erdgas als Hauptenergieträger aber gleichzeitig lange fortbestehen. Weltweit existieren Reserven für mehrere Jahrzehnte. Wie sich die Anteile der Energieträger am Gesamt-Energiemix entwickeln, hängt von politischen Rahmenbedingungen und der Verfügbarkeit der fossilen Rohstoffe und ihrem Preisniveau ab. Die Energietypen – klassisch oder regenerativ – mögen preisabhängig miteinander im Wettbewerb stehen. In der Gesamtschau sind sie untrennbar miteinander verbunden und ergänzen sich. Wenn morgens Ihre Kaffemaschine läuft, im Win-

ter das Haus warm ist, wenn Sie eine warme Dusche nehmen und in ihr Auto steigen, dann sind mit Sicherheit Erdöl und Erdgas auch aus Deutschland daran beteiligt.

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

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

Hannover, im Mai 2013

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	7
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen	8
Zusammenfassung	9
Summary	10
1 Bohraktivität	11
1.1 Explorationsbohrungen	11
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	17
1.3 Bohrmeterleistung	19
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen	21
2 Geophysik	23
3 Konzessionswesen	25
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	30
4.1 Erdölförderung	31
4.2 Erdgasförderung	35
5 Erdöl- und Erdgasreserven	40
5.1 Reservendefinitionen	40
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2013	41
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2013	42
6 Untertage-Gasspeicherung	44
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung	44
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	45
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2012	45
6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland	50
6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich	52
6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung	53
7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	55
8 Literatur und nützliche Links	56
Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme	

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2012.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2012.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2007 bis 2012, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2012 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2012.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2012.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2012.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2012.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2008 bis 2012.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2012.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2010 bis 2012 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2011 und 2012 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2008 bis 2012.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2012 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2010 bis 2012 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2011 und 2012 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2013 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2013 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2013 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2013).
- Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2013).
- Tab. 22: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31. Dezember 2012).
- Tab. 23: Erdgasspeicher in der Welt.
- Tab. 24: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 25a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 25b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 26: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2012.
- 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 2012.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2012.
- 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 2012. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Wie schon in den letzten Jahren hat sich die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2012 weiter vergrößert. Gegenüber dem Vorjahr ist die Fläche um fast 4000 km² auf etwa 113 000 km² angewachsen. Neue Erlaubnisfelder wurden in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Rheinland-Pfalz vergeben.

Die Vergabe von neuen Erlaubnissen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen der letzten Jahre hat in 2012 zu einem deutlichen Anstieg der geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten geführt.

Es wurden sechs seismische 3D-Surveys akquiriert; fünf Surveys im Oberrheintal und einer in der nordwestdeutschen Tiefebene. 2D-seismische Messungen wurden in der Lausitz (Brandenburg) und an der Ostseeküste durchgeführt.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist nochmals gesunken, und zwar von zehn im Vorjahr auf nunmehr neun. Weitere sieben Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2012 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Keine der zehn Aufschlussbohrungen wurde mit einem endgültigen Ergebnis abgeschlossen. Drei Teilfeldsuchbohrungen waren erfolgreich; je eine war gasföndig, ölföndig oder hatte ihr Ziel erreicht.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber dem Ausnahmehjahr 2011 wieder deutlich von 46 auf 31 zurückgegangen. Weitere 13 Bohrungen hat-

ten ihre Endteufe bereits vor 2012 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 31 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 28 öl- oder gasföndig und drei hatten ihr Ziel erreicht.

Nachdem die Bohrmeterleistung in 2011 den höchsten Wert seit 1998 erreicht hatte, ist sie in 2012 nur geringfügig um weniger als 2000 m auf ca. 71 000 m zurückgegangen.

Der negative Trend der Erdgasförderung hat sich fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten wurden gegenüber dem Vorjahr 9,1 Prozent weniger gefördert. Die Jahresfördermenge betrug 11,7 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Nach dem Anstieg in 2011 hat die Erdölförderung in 2012 gegenüber dem Vorjahr wieder abgenommen, und zwar um 2,1 Prozent auf etwa 2,6 Mio. t (inkl. Kondensat). Ursache waren vor allem die geringeren Fördermengen in einigen der produktionsstärksten Ölfelder.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist wie in den letzten Jahren weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um etwa 9 Mrd. m³ abgenommen und betrugen 123 Mrd. m³ in Feldesqualität. Ein kleiner Teil der Förderung konnte also durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat mit 2,8 Mio. t um mehr als die Fördermenge abgenommen und betrug 32,5 Mio. t.

Das derzeit technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat nach dem Rückgang in 2011 wieder zugenommen, und zwar um 2,3 Mrd. m³ auf 22,7 Mrd. m³. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 8,2 Mrd. m³ vorwiegend in Kavernenspeichern 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 2012. 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.

As in the previous years, in 2012 the license area for oil and gas exploration increased again. The total area of exploration licenses enlarged by almost 4000 square kilometres to 113000 square kilometres compared to 2011. New exploration licenses were granted in the states of North-Rhine Westphalia, Lower Saxony, and Rhineland-Palatinate.

Due to the granting of new licences in the last years, a significant increase of geophysical prospecting of the subsurface for oil and gas deposits was observed.

Six 3D seismic surveys were conducted. Five surveys were located in the Upper Rhine Valley and one in the lowlands of Northwest Germany. 2D seismic data were acquired in Lusatia (Brandenburg) and at the coast of the Baltic Sea.

The number of exploration wells decreased once again. In 2012 nine exploration wells were drilled, compared to ten in the previous year. In addition to that number, another seven exploration wells were drilled to total depth already before 2012, but not completed by final well results in 2012. None of the ten new field wildcats were completed by result. Three exploration wells (appraisal wells) were completed successfully. Two of these wells confirmed the presence of gas and one the presence of oil.

The number of development wells decreased significantly. In 2012 31 wells were drilled, compared to 46 in the prominent year 2011.

Another 13 wells were drilled to total depth already before 2012, but not completed by final well results in 2012. 31 wells were completed successfully. 30 of these wells encountered oil or gas pay zones.

In 2011 drilling meterage has reached its highest value since 1998. In contrast the total drilling meterage decreased slightly by less than 2000 metres to 71424 metres in 2012.

The natural gas production continued its downward trend. Due to the depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 9.1 percent compared to the previous year and amounted to 11.7 billion cubic metres (field quality).

After the increase in 2011, the annual crude oil production decreased by 2.1 percent to 2.6 million metric tons, primarily due to the decrease in production from some of the most productive oil fields.

As in the last years, the total remaining proven and probable natural gas reserves dropped. Compared to the previous year the reserves decreased by almost 9 billion cubic metres to 123 billion cubic metres (field quality). A minor portion of the total annual gas production could thus be replaced by new reserves.

The total remaining proven and probable oil reserves fell by 2.8 million tons to 32.5 million tons. This decline was more than the annual production.

After the reduction in 2011, the total installed working gas volume of underground gas storage facilities increased again, namely by 2.3 billion cubic metres to 22.7 billion cubic metres. According to current planning, another 8.2 billion cubic metres of working gas volume will be installed in the future, preferentially in salt caverns.

1 Bohraktivität

Die Bohraktivität ist, gemessen an der Anzahl der Bohrungen, deutlich hinter dem Vorjahreswert zurückgeblieben. So ist die Anzahl der „aktiven“ Bohrungen von 56 im Vorjahr auf 40 gesunken (Kap. 1.2). Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert aber nur leicht um 2,5 Prozent abgenommen (Kap. 1.3).

In der Kategorie der Explorationsbohrungen war die Abnahme nicht so gravierend. Wurden im Vorjahr noch zehn aktive Bohrungen gezählt, so waren es in 2012 noch neun. Da im Vorjahr vier sehr flache Untersuchungsbohrungen gebohrt wurden, in 2012 aber keine, sind in der Folge die Bohrmeter der Exploration angesichts der größeren Anzahl tieferer Bohrungen natürlich deutlich gestiegen, und zwar um nahezu 50 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 und -typen findet sich in Kapitel 1.4.

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2012 werden insgesamt 16 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten neun „aktiven“ Bohrungen und weiteren sieben Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2012 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden wie im Vorjahr vier Bohrungen abgeteuft. Erstmals seit 1996 wurde wieder eine Aufschlussbohrung für Kohlenwasserstoffe in Brandenburg niedergebracht. Sie sollte im Staßfurt-Karbonat der „Lausitzer-Lagune“ und

Die Entwicklung der Bohraktivität war wie im Vorjahr von den Aktivitäten in der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen getragen. Die Anzahl dieser Bohrungen ist von 46 im Vorjahr auf 31 zurückgegangen. In der Folge haben die Bohrmeter in dieser Kategorie deutlich abgenommen. Die Entwicklung der Bohrungsanzahl spiegelt vor allem die Aktivitäten im Feld Emlichheim wider. Aufgrund der Bohrkampagne in diesem Feld war die Anzahl der Bohrungen im Vorjahr sprunghaft angestiegen. Diese Kampagne hatte bereits Ende 2010 mit den ersten Bohrungen begonnen, über das ganze Jahr 2011 angedauert und wurde in 2012 fortgesetzt. Im Feld Emlichheim wurden in 2011 25 Bohrungen niedergebracht; aufgrund des Abschlusses der Bohrkampagne waren es in 2012 „nur noch“ vierzehn.

in Rotliegend-Sandsteinen Erdöllagerstätten nachweisen. Zwei Explorationsbohrungen suchten im nördlichen Mecklenburg-Vorpommern im bekannten Zechstein-Play an der Nordflanke des Permbeckens im näheren Umfeld des alten Erdölfundes Bansin und des Erdölfeldes Lütow nach Erdöl. Eine weitere Bohrung sollte im südwestlichen Niedersachsen in den Sandsteinen des Oberkarbon eine Gaslagerstätte nachweisen.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden fünf Bohrungen abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in der Peripherie des Gasfeldes Nordsee A6/B4 und der norddeutschen Gasfelder Düste, Goldenstedt und Völkersen sowie des süddeutschen Ölfeldes Schwabmünchen niedergebracht.

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

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben, etwa 6 km südlich des ehemaligen Erdölfeldes Mittweide-Trebatz wurde die Bohrung **Guhlen 1** (CEP) (Anl. 2) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung war das Staßfurt-Karbonat in einer Antiklinalstruktur, die in den seismischen Profilen der Messungen aus den Jahren 2009/10 identifiziert wurde. Nebenziel war das Rotliegend, das in einer etwa 12 km westlich gelegenen Bohrung im Jahre 1981 ölführend nachgewiesen worden war. Die Bohrung Guhlen 1 hat das Staßfurt-Karbonat und den potenziellen Träger im Rotliegend wie geplant aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von

2910 m im sedimentären Rotliegend eingestellt. Die Bohrung wurde teilverfüllt und im Bereich des ölführenden Staßfurt-Karbonats komplettiert und getestet und wartet gegenwärtig auf die Auswertung der Testergebnisse.

Auf der Insel Usedom wurde die Bohrung **Lütow 51** (CEP) (Anl. 2) niedergebracht. Der Ansatzpunkt liegt am Westufer des Achterwassers etwa 1000 m nordöstlich des größten ostdeutschen Erdölfeldes Lütow, das sich seit 1966 in Produktion befindet. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage des Staßfurt-Karbonats etwa 2 km nordöstlich des Feldes Lütow definiert. Da das Zielgebiet der Bohrung unter dem Achterwasser liegt, wurde die Bohrung gerichtet von Land aus gebohrt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat mit Ölanzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2930 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2012 noch nicht abgeschlossen.

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

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

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 Förderertest auf das ölführende Staßfurt-Karbonat durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis steht noch aus.

Gebiet Elbe-Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) auf das Rotliegend ange-setzt. 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 Tests auf unterschiedliche Reservoirabschnitte erbrachten nicht die Ergebnisse, die nach den Befunden während des Bohrens und der Logauswertung erwartet werden konnten. Auch anschließende Frac-Behandlungen konnten das Projekt nicht zu einem wirtschaftlichen Erdgasfund führen. Über das weitere Vorgehen wurde noch nicht entschieden. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

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 be-

werten. 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 Posidonienschiefers 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 Serpilit-Folge eingestellt. Der Wealden wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Nachdem im Bereich des Wealden in drei stratigraphischen Niveaus Frac-Behandlungen durchgeführt wurden, wurde dieser Abschnitt zur Abschätzung des Förderpotenzials getestet. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft. Auch sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden soll. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m angetroffen, der Posidonienschiefer in einer Mächtigkeit von knapp 25 m. In beiden Formationen wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Die Bohrung wurde bei 1575 m wie geplant im Keuper eingestellt und zur **Lünne 1a** abgelenkt, um den Posidonienschiefer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschiefer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1677 m einge-

stellt. Ein endgültiges Ergebnis der Ablenkung 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.

Gebiet westlich der Ems

In der Erlaubnis Lingen haben Ende des Jahres 2012 die Bohrarbeiten der Bohrung **Ravenshorst Z1** (GDF SUEZ) (Anl. 2) begonnen. Die Bohrung sollte die Sandsteine des

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

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 Top Oberkarbon etwa 750 m von der Fundbohrung in westnordwestlicher Richtung entfernt. Für den Fall, dass die Bohrung auf diesem tektonischen Block nicht fündig wird, soll die Bohrung als Produktionsbohrung auf die Karbon-Sandsteine auf dem Block der Fundbohrung

abgelenkt werden. Nach bohrtechnischen Problemen aufgrund der druckabgesenkten Träger im Jura wurde entschieden, die Bohrplattform zunächst freizugeben. Das Bohrloch wurde als technisch fehl bei 3280 m im Jura aufgegeben. Die Bohrarbeiten sollen in 2013 wieder aufgenommen werden.

Gebiet Elbe-Weser

Mit der Bohrung **Völkersen-Nord Z6** (RWE Dea) (Anl. 2) sollte der Havel-Sandstein am Nordwest-Rand des Feldes Völkersen auf einer tektonischen Scholle in strukturtiefer Position innerhalb einer Amplitudenanomalie auf Gasführung und Reservoirausbildung untersucht werden. Aufgrund der bisherigen Erkenntnisse wurde angenommen, dass das Kompartiment, das durch diese Bohrung erschlossen werden sollte, bezogen auf das

Hauptziel, den Havel-Sandstein, keine dynamische Verbindung zu bereits drainierten Teilen der Lagerstätte hat. Das Nebenziel der Bohrung war die Prüfung von Upside-Potentialen im Wustrow- und Niendorf-Sandstein. Am Jahresende 2011 stand die Bohrung bereits bei 2919 m im Oberen Buntsandstein. In 2012 hat die Bohrung die Rotliegend-Sandsteine gasführend aufgeschlossen und ihre Endteufe von 5300 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Das Hauptziel, der Havel-Sandstein, wurde unter leicht abgesenkten Druckbedingungen angetroffen. Die Bohrung ist gasföndig.

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall) (Anl. 2) sollte das Potenzial der bekannten Tight-Gas-Lagerstätte Düste in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden. Die Struktur Düste wurde bereits 1995 mit der Explorationsbohrung Düste Z9a gasführend getestet, aber technische Umstände machten eine detailliertere Untersuchung der Karbon-Sandsteine und eine wirtschaftliche Förderung trotz Frac-Behandlungen mehrerer Sandstein-Horizonte damals nicht möglich. Wichtige Ziele der Bohrung Düste Z10 waren der Aufschluss von mindestens 400 m Karbon, die Erkundung des Gas-Wasser-Kontaktes, des Einfallens und Streichens der Schichten, der Porositätsverteilung in den Sandsteinen und der Klüftigkeit der Gesteine. Der geplante Landepunkt der Bohrung liegt etwa 450 m nordwestlich von dem der Düste Z9 entfernt. Die Bohrung hat die Karbon-Sandsteine wie erwartet gasführend angetroffen, den Gas-Wasser-Kontakt durchteuft und wurde bei 4380 m eingestellt. Zur Ermittlung der Speichereigenschaften der Träger wurden sechs Bohrkerne mit einer Gesamtlänge von knapp 130 m gezogen. Zur Ermittlung des Förderpotenzials sind vorab hydraulische Stimulationen der Träger erforderlich. Entsprechende bergrechtliche Genehmigungen wurden beantragt.

Die geologische Ablenkung **Goldenstedt Z15a** (EMPG) (Anl. 2) hatte das Ziel, eine Karbonstruktur, die durch eine Syncline und tektoni-

sche Störungen vom Erdgasfeld Goldenstedt/Oythe (Karbon) getrennt ist, auf Gasführung zu testen. Die Entfernung zur nächstgelegenen ehemaligen Karbon-Produktionssonde Goldenstedt Z12 beträgt knapp 5 km in ost-südöstlicher Richtung. Die geologische Ablenkung Goldenstedt Z15a wurde im Zuge einer Bohrmaßnahme zur Wiederherstellung der Produktionskapazität der Zechstein-Sonde Goldenstedt Z15 durchgeführt. Zu diesem Zweck wurde zunächst die technische Ablenkung Goldenstedt Z15 (3. Loch) gebohrt und verbohrt und anschließend zur geologischen Ablenkung Goldenstedt Z15a vertieft. Die Bohrung traf die Sandsteine des Oberkarbon nach Logauswertung gasführend und mit guten, und zwar besser als erwarteten Speichereigenschaften an und wurde wie geplant nach Aufschluss von 320 m Karbon bei 4306 m eingestellt. Damit hat die Bohrung ihr Ziel erreicht und das Bohrloch wurde planmäßig rückverfüllt, um die Produktion aus dem Staßfurt-Karbonat wieder aufzunehmen.

Alpenvorland

Etwa 1 km nordöstlich des Erdölfeldes Aitingen wurde die Bohrung **Aitingen-Nordost 1** (Wintershall) (Anl. 1) auf eine separate Monoklinalstruktur auf der Hochscholle einer annähernd West-Ost streichenden, antithetischen Abschiebung abgeteuft. Unter Annahme eines Öl-Wasser-Kontaktes in ähnlicher Tiefenlage wie im Feld Aitingen wurden auch in dieser Struktur die Bausteinschichten ölführend erwartet. Das Top des Reservoirs traf die Bohrung in der vorhergesagten Teufe mit guten KW-Anzeichen an. Nach Auswertung der Bohrlochmessungen wurde der Öl-Wasser-Kontakt in der erwarteten Teufenlage, und zwar wie im östlichen Teil des Feldes Aitingen, erbohrt. Da am Top der Bausteinschichten noch eine einige Meter mächtige Kalksteinbank ausgebildet ist, die keine Speicherqualitäten besitzt, ist der ölführende Bereich insgesamt weniger mächtig als im Idealfall möglich. Die Bohrung wurde ohne Test angeschlossen, in Betrieb genommen und für ölföndig erklärt.

Wiedererschließungsbohrungen

Alpenvorland

Mit der Bohrung **Bedernau 1** (Wintershall) (Anl. 1) wurde nach ungefähr 25 Jahren erstmals wieder eine Wiedererschließungsbohrung abgeteuft. Die letzten Bohrungen zur Wiedererschließung bereits aufgegebenen Felder wurden in der Folge der zweiten Ölkrise Anfang der 1980er Jahre, also zu Zeiten eines hohen Ölpreises, gebohrt. Die Bedernau 1 hatte das Ziel, im zentralen Teil des ehemaligen Ölfeldes Arlesried in den Sandsteinen der Bausteinschichten noch verbliebene Ölreserven nachzuweisen und in Produktion zu nehmen. Das Ölfeld Arlesried war bereits 1964 entdeckt worden und hatte bis zur Aufgabe 1995 etwa 2

Mio. t Erdöl gefördert; damit ist es das bislang ergiebigste Ölfeld im deutschen Teil des Alpenvorlandes. Das Zielgebiet der Bohrung war ein Bereich im zentralen Teil der Lagerstätte, der nach den Ergebnissen einer Lagerstätten-simulation geringer entölt war als der Großteil der Lagerstätte und noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwarten ließ. Die Bohrung hat das Reservoir einige Meter höher und mächtiger als erwartet angetroffen und wurde bei 1525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Anfang des Jahres 2010 wurde ein Fördertest durchgeführt. Nach den Testergebnissen ist der Träger entgegen den Erwartungen hoch verwässert. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung steht noch nicht fest.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2012.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 7b*	RWE Dea	Dogger Delta-Sandstein	technisch fehl
Mittelplate-A 7bM1	RWE Dea	Dogger Gamma-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 18d	RWE Dea	Dogger Delta-Sandstein	fehl
Mittelplate-A 18e	RWE Dea	Dogger Delta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 24	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Becklingen Z2	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Bötersen Z11*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Schneeren-Süd Z1	GDF SUEZ	Oberkarbon	noch kein Ergebnis
Völkersen Z2a	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Bockstedt 81*	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Bockstedt 84	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	fehl
Bockstedt 84a	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Brettorf Z2b*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Goldenstedt Z15	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Goldenstedt Z21	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Goldenstedt Z25	EMPG	Staßfurt-Karbonat	bohrt
Leer Z5*	GDF SUEZ	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Visbek Z8a*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Visbek Z16a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 37	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 39	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 92b	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 104	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 171*	Wintershall	Gildehaus u. Bentheim-Sdst.	ölfündig
Emlichheim 172	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 173	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 174	Wintershall	Gildehaus u. Bentheim-Sdst.	ölfündig
Emlichheim 175	Wintershall	Gildehaus u. Bentheim-Sdst.	ölfündig
Emlichheim 176	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 177*	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 322a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	fehl
Emlichheim 322b	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 324*	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 325	Wintershall	Gildehaus-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 326	Wintershall	Gildehaus-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 327	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 515*	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Ringe 5	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 414	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
<i>Oberheintal</i>			
Römerberg H1*	GDF SUEZ	Buntsandstein	ölfündig
<i>Alpenvorland</i>			
Aitingen-Süd 2*	Wintershall	Baustein-Schichten	ölfündig
Schwabmünchen 6	Wintershall	Baustein-Schichten	noch kein Ergebnis
Schwabmünchen 7*	Wintershall	Baustein-Schichten	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Oberheintal</i>			
Römerberg H2	GDF SUEZ	Buntsandstein	Ziel erreicht
CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin		Status mit Stand vom 31. Dezember 2012	
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover		* : Endteufe vor 2012 erreicht	
GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Lingen			
RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg			
Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf			

1.3 Bohrmeterleistung

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2011 den höchsten Wert seit 1998 erreicht hatte, ist sie in 2012 nur geringfügig um weniger als 2000 m oder 2,5 Prozent auf ca. 71 000 m zurückgegangen. Aufgrund der 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 2012 lag die Bohrleistung um etwa 8000 m oder 13 Prozent deutlich über diesem Mittelwert. Die Graphik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung wieder einmal unterschiedlich. Während die Bohrmeter in der Exploration deutlich über dem Vorjahreswert lagen, ist die Bohrmeterleistung in der Feldesentwicklung zurückgegangen.

In der Exploration sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um etwa 7500 m oder fast 50 Prozent auf knapp 23 000 m gestiegen. Vor allem ein statistischer Basiseffekt ist hierfür ursächlich; denn von 2010 auf 2011 waren die Explorationsbohrmeter drastisch zurückgegangen. Trotz des Anstieges lagen sie immer noch

unter dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre, und zwar um 10 Prozent.

In der Feldesentwicklung sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um mehr als 9000 m oder 16 Prozent zurückgegangen. Da die Bohrmeter der Feldesentwicklung im Vorjahr einen historischen Höchststand erreicht hatten und erheblich über dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre lagen, übertrafen auch noch die Bohrmeter 2012 trotz des Rückganges den Mittelwert, und zwar um knapp 11 000 m oder 28 Prozent. Ohne die Fortführung der Bohrkampagne im Feld Emlichheim wäre ein Wert wenig oberhalb des Mittelwerts erreicht worden.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 68 Prozent an den gesamten Bohrmetern war gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 60 Prozent immer noch überdurchschnittlich.

Die regionale Verteilung zeigt ein eher gewohntes Bild. Der größte Anteil der gesamten Bohrmeter entfiel auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurchschnittlichen Werte in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein war der niedersächsische Anteil mit 67 Prozent jedoch unterdurchschnittlich (Tab. 4).

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2007 bis 2012, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen								Feldesentwicklungsbohrungen					
			A1		A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2007	67410	100	-	-	21142	31,4	15698	23,3	-	-	-	-	27082	40,2	3489	5,2
2008	57481	100	-	-	14412	25,1	5522	9,6	-	-	1475	2,6	36072	62,8	-	-
2009	66201	100	-	-	15285	23,1	9632	14,5	1525	2,3	3108	4,7	36651	55,4	-	-
2010	51411	100	-	-	18279	35,6	9792	19,0	-	-	-	-	23135	45,0	205	0,4
2011	73272	100	253	0,3	10278	14,0	4744	6,5	-	-	-	-	50752	69,3	7245	9,9
2012	71424	100	-	-	8793	12,3	14062	19,7	-	-	-	-	48207	67,5	362	0,5
Mittelwert 2007-2011	63155	100	51	0,1	15879	25,1	9077	14,4	305	0,5	917	1,5	34738	55,0	2188	3,5

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2012 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A1	A3	A4	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	-	-	1314,0	-	1520,0	-	2834,0	4,0
Brandenburg	-	2910,0	-	-	-	-	2910,0	4,1
Mecklenburg-Vorpommern	-	3926,0	-	-	-	-	3926,0	5,5
Niedersachsen	-	1957,0	7400,0	-	38204,2	-	47561,2	66,6
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	362,0	362,0	0,5
Schleswig-Holstein	-	-	5347,7	-	8483,0	-	13830,7	19,4
Gebiet								
Nordsee	-	-	5347,7	-	-	-	5347,7	7,5
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	8483,0	-	8483,0	11,9
Oder/Neiße-Elbe	-	6836,0	-	-	-	-	6836,0	9,6
Elbe-Weser	-	-	2381,0	-	13447,0	-	15828,0	22,2
Weser-Ems	-	-	5019,0	-	12827,2	-	17846,2	25,0
Westlich der Ems	-	1957,0	-	-	11930,0	-	13887,0	19,4
Ober rheintal	-	-	-	-	-	362,0	362,0	0,5
Alpenvorland	-	-	1314,0	-	1520,0	-	2834,0	4,0

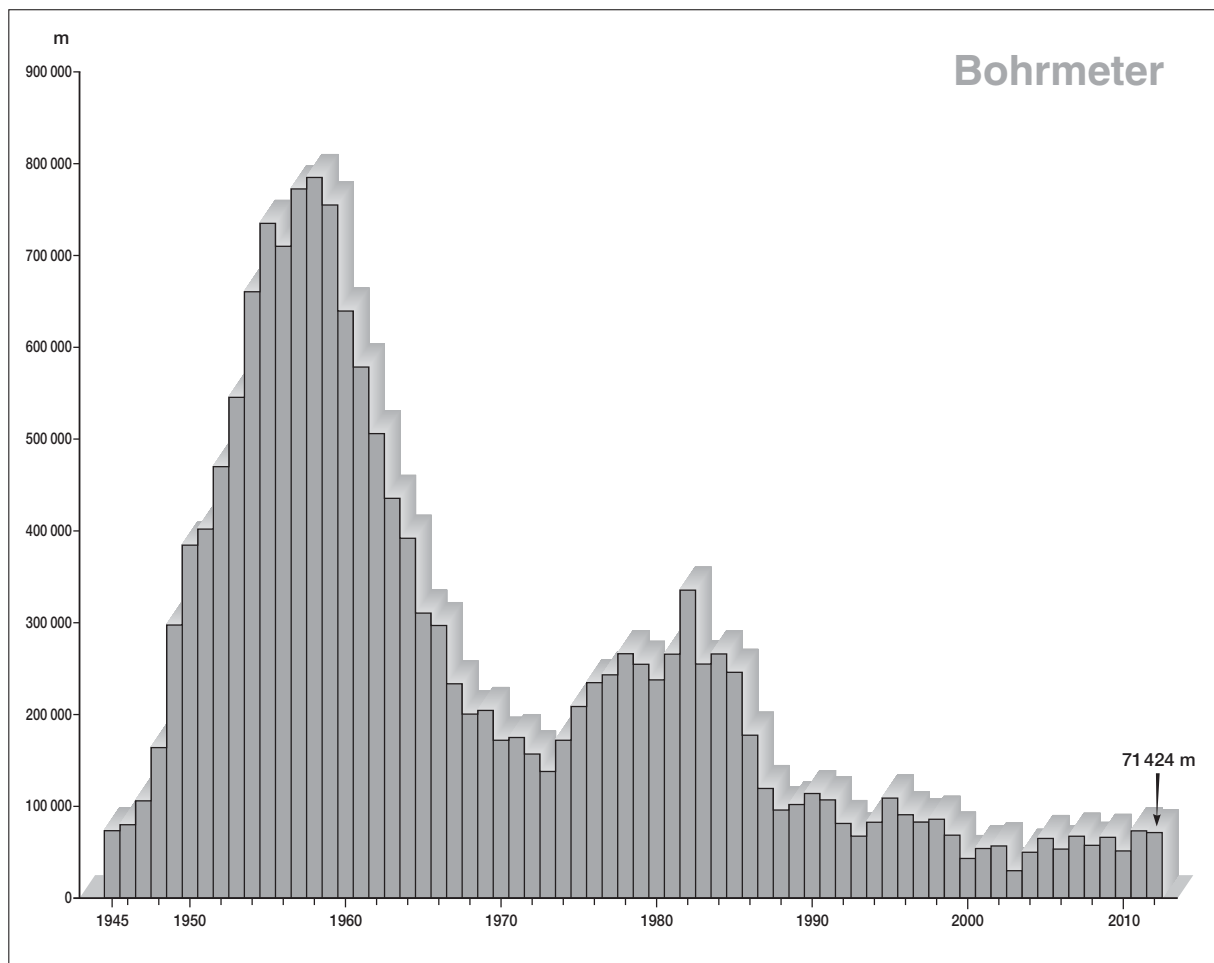


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2012.

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 Erdgas führenden Horizont unterhalb oder oberhalb einer erschlossenen Lagerstätte. Dieser neue Horizont gehört in der Regel einer anderen stratigraphischen Stufe (z.B. Mittlerer Buntsandstein, Unterer Keuper, Rotliegend) an als die Lagerstätte.

A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

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

B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

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

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

komplizierter Lagerungsverhältnisse. Die Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

B2 Produktionsbohrung (production well, exploitation well)

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

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

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

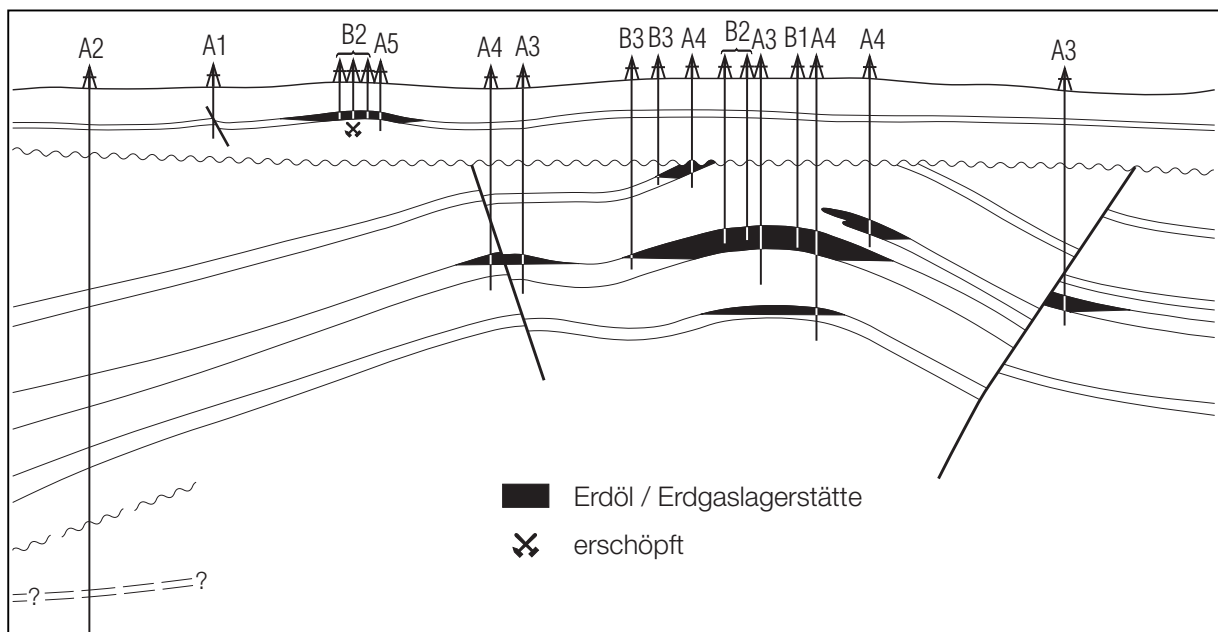


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Die Vergabe von neuen Erlaubnissen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in den letzten Jahren hat in 2012 zu einem deutlichen Anstieg der geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas geführt. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 786 km² durchgeführt und 2D-seismische Messungen auf einer Länge von 283 Profilkilometern (Tab. 5). Verglichen mit dem fünfjährigen Mittel in Höhe von etwa 470 km² 3D-Seismik und knapp 180 Profilkilometern 2D-Seismik war 2012 ein überdurchschnittliches Jahr.

3D-Seismik

In 2012 wurden sechs 3D-seismische Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt. In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik abgedeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt und die aktuellen Surveys farblich hervorgehoben.

Der Schwerpunkt der Messungen lag im Oberrheintal. Dort wurde die seit vielen Jahren größte inländische 3D-Seismikkampagne im Auftrag der Rhein Petroleum GmbH abgeschlossen. Im Rahmen dieser Kampagne wur-

de der Untergrund jahresübergreifend von 2011 nach 2012 im süddeutschen Molassebecken und im Oberrheingraben auf einer Gesamtfläche von etwa 750 km² seismisch vermessen. Auf das Jahr 2012 entfiel eine Fläche von etwa 500 km². Es wurden folgende Surveys akquiriert: in den hessischen Erlaubnisgebieten Nördlicher Oberrhein I und II der Survey „Oberrhein Nord“ mit einer Fläche von 243 km² (Anteil 2012: 143 km²), in den baden-württembergischen Konzessionen Karlsruhe-Leopoldshafen und Graben-Neudorf der Survey „Karlsruhe-Nord“ mit einer Fläche von 276 km² und länderübergreifend in den Erlaubnisgebieten Heidelberg-Weinheim (Baden-Württemberg) und Nördlicher Oberrhein I und II (Hessen) der Survey „Weinheim“ mit einer Fläche von 75 km².

Ebenfalls im Oberrheintal wurde der Survey „Römerberg-Nord“ mit einer Fläche von 85 km² gemessen. Er liegt im Bereich der Bewilligung Römerberg-Speyer und den Erlaubnissen Römerberg, Limburgerhof (beide Rheinland-Pfalz) und Neulußheim (Baden-Württemberg) der Palatina GeoCon GmbH & Co. KG und wurde von ihrer Partnerin, der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, operiert.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2012 (nach Angaben der explorierenden Firmen und Bergbehörden).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	283	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	73	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	713	-	-
Alpenvorland	-	-	-
Summe	786	283	-

Der größte 3D-Survey im Oberrheingraben „Mittlerer-Oberrhein-West“, der eine Fläche von 550 km² einnimmt, wurde jahresübergreifend von 2012 nach 2013 akquiriert (Anteil 2012: 134 km²) und ebenfalls von der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH operiert. Er überdeckt die Erlaubnisgebiete Edenkoben, Gernersheim, Hagenbach, Herxheimweyher, Hochstadt, Kandel, Kuhardt, Maximiliansau, Offenbach und Römerberg, bzw. Teile davon, sowie die Bewilligungsfelder des in Förderung befindlichen Ölfeldes Landau.

In Niedersachsen wurde der Survey „Wettrup-Hümmling“ in den Erlaubnisgebieten Hümmling

und Wettrup-Verkleinerung der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH jahresübergreifend von 2012 nach 2013 mit einer Fläche von 208 km² (Anteil 2012: 73 km²) aufgenommen.

2D-Seismik

2D-seismische Messungen wurden nur in den Erlaubnisgebieten Stralsund (Mecklenburg-Vorpommern) und Lübben (Brandenburg) der CEP Central European Petroleum GmbH durchgeführt (Survey „Stralsund 2012“: 53 Profilkilometer, Survey „Lübben 2012“: 230 Profilkilometer).

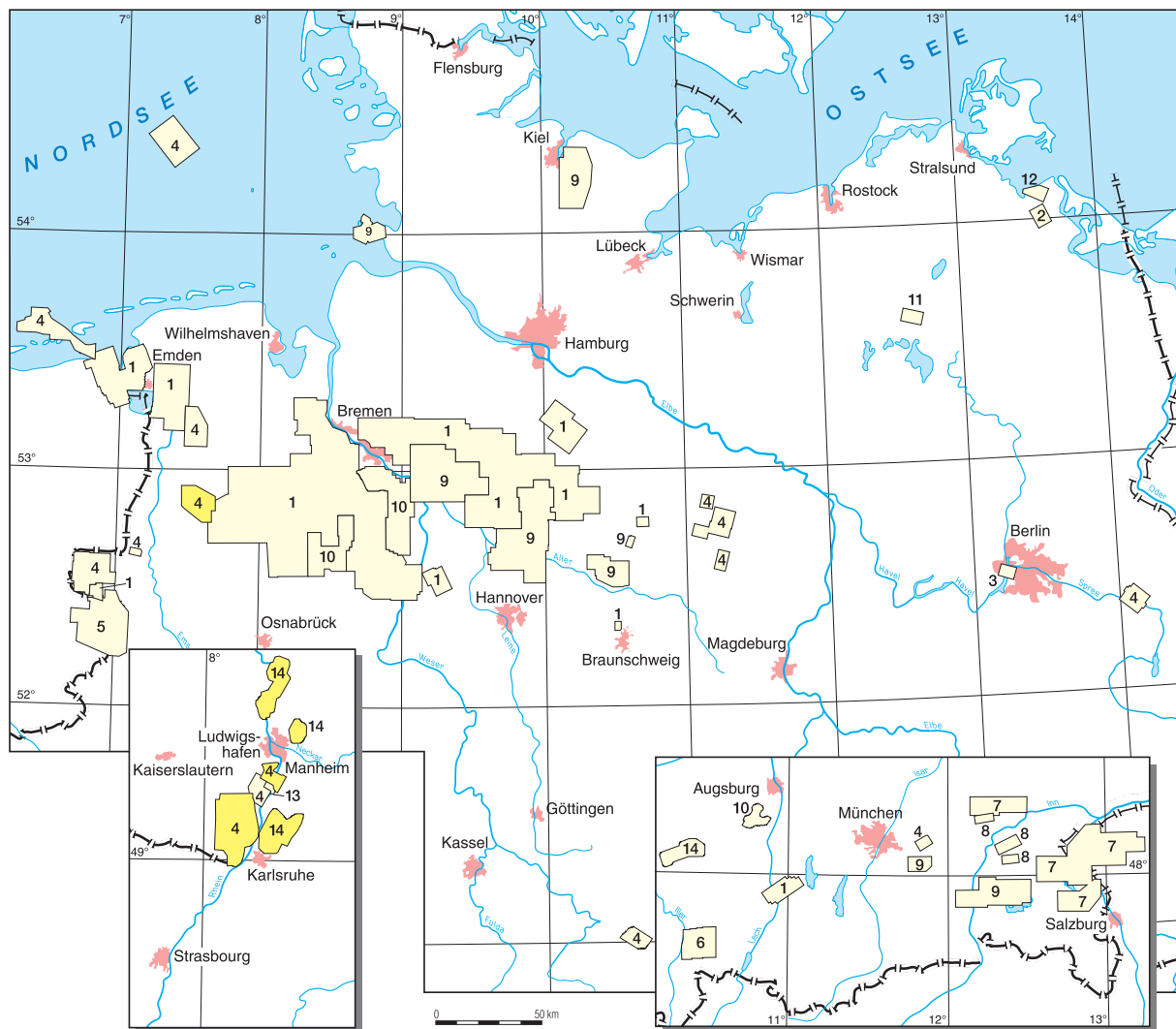


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete in 2012 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: GDF SUEZ, 5: NAM, 6: OMV, 7: RAG, 8: E.ON, 9: RWE Dea, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: FGT, 14: Rhein Petroleum.

3 Konzessionswesen

Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen ist nochmals angewachsen. Damit hat sich der Trend der vergangenen Jahre weiter fortgesetzt. Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen betrug Ende 2012 etwa 113 000 km². Die Fläche hat sich damit gegenüber dem Vorjahr um fast 4000 km² vergrößert. Erlaubnisgebiete mit einer Fläche von zusammen knapp 4400 km² wurden erteilt. Demgegenüber sind Erlaubnisgebiete mit einer Fläche von zusammen annähernd 800 km² erloschen.

Da sich Erlaubnisgebiete zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken teilweise mit Erlaubnisgebieten zur gewerblichen Aufsuchung überschneiden, ist die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und beträgt etwa 110 000 km².

Mehr als die Hälfte der neu erteilten Fläche von etwa 4400 km² entfällt auf Erlaubnisfelder in Nordrhein-Westfalen, und zwar hauptsächlich auf das Erlaubnisfeld der Falke Hydrocarbons GmbH. Zusammen mit diesem neuen Erlaubnisgebiet hält die BNK Petroleum Inc. bzw. ihre Tochtergesellschaften in

Deutschland nunmehr Konzessionen mit einer Gesamtfläche von knapp 14 000 km², in denen sie auf unkonventionelle Kohlenwasserstoffe (vorwiegend Shale Gas) exploriert. In Niedersachsen wurden Erlaubnisfelder mit einer Gesamtfläche von knapp 2000 km² und in Rheinland-Pfalz von etwa 250 km² erteilt. In den anderen Bundesländern wurden in 2012 keine neuen Erlaubnisse erteilt.

Der überwiegende Teil der Fläche der erloschen Erlaubnisgebiete von etwa 800 km² entfällt auf die Erlaubnisse Lübben in Brandenburg und Hennstedt in Schleswig-Holstein. Im Falle von Lübben handelte es sich um eine Teilaufhebung. In Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg sind drei kleinere Konzessionen erloschen.

Der Bestand der Erlaubnisgebiete 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. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2012.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
11_01	Werder	RWE Dea AG	Niedersachsen
11_04	Misburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH und Co. KG	Niedersachsen
12_01	Sittensen	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
12_02	Wittmund	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
54	Donar	HammGas GmbH & Co. KG, Mingas-Power GmbH, Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
55	Falke-South	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
56	Wesel Gas	Thyssen Vermögensverwaltung GmbH PVG für Lagerstätten, Geologie und Bergschäden mbH	Nordrhein-Westfalen
26	Deidesheim	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
27	Ludwigshafen	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Erloschene Erlaubnisse			
15	Oberschwaben I	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
18	Worms	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
21	Osthofen	HEEAG Erste Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
05001	Hennstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2012.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie			
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
5	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Holding GmbH	Bayern
9	Grafring	RWE Dea AG	Bayern
13	Kinsau	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
14	Schwaben-Süd (großr. Aufsuch.)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
16	Nasser Berg	Nasser Berg GmbH	Bayern
18	Bruckmühl (großr. Aufsuchung)	Bell Exploration Ltd.	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
20	Teising	Nasser Berg GmbH	Bayern
21	Schongau (großr. Aufsuchung)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
22	Stamberger See (großr. Aufsuch.)	Bell Exploration Ltd.	Bayern
Bergamt Stralsund			
2	Grimmen 2	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
3	Plantagenetgrund	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
4	Stralsund	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
5	Anklam	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
6	Oderbank	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
7	Ribnitz	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
Bezirksregierung Arnsberg			
1	Münsterland-West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
12	Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
13	Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
14	Loba	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
15	Leif	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
16	Lars	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
17	Lennert	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevisen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdth-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
36	Ibbenbüren-Gas	DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH	Nordrhein-Westfalen
37	Saxon 2	DART ENERGY (EUROPE) LIMITED	Nordrhein-Westfalen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
39	Altdendorf-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
41	Saxon 1 West	DART ENERGY (EUROPE) LIMITED	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
44	Io	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
45	Hamm-Süd	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
46	Hellweg	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
47	Falke	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
48	Adler	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
49	Herbern-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
50	Rheinland	Wintershall Holding GmbH	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
55	Falke-South	Falke Hydrocarbons GmbH	Nordrhein-Westfalen
56	Wesel Gas	Thyssen Vermögensverwaltung GmbH PVG für Lagerstätten, Geologie und Bergschäden mbH	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
022	Bedekaspele-Erweiterung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
027	Leer	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
038	Hümmeling	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	RWE Dea AG	Niedersachsen
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
143	Dalmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
153	Verden	RWE Dea AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenl.)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein

Fortsetzung Tab. 7			
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	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	Niedersachsen, Bremen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
04001	Scharnhorst-Restfläche	RWE Dea AG	Niedersachsen
05002	Hahnenhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
05003	Preetz-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05005	Rautenberg	RWE Dea AG	Niedersachsen
06001	Lüchow	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
06002	Lüdersfeld	Archimedes Facility-Management 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
07007	Drakenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
08001	Hameln	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
08002	Wolfenbüttel	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
08003	Simonswolde	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
09002	Wolfsburg	BNK Petroleum Inc.	Niedersachsen
09003	Aschen	Realm Energy Operations Corporation	Niedersachsen
11001	Werder	RWE Dea AG	Niedersachsen
11002	Steinhorst	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
11_04	Misburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH und Co. KG	Niedersachsen
12_01	Sittensen	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
12_02	Wittmund	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding GmbH, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, RWE Dea AG, EWE VERTRIEB GmbH, BASF	NI, SH (Nordsee)
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, RWE Dea AG, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	NI, SH (Nordsee)
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall Holding GmbH, RWE Dea AG, EWE VERTRIEB GmbH	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.	Niedersachs. (Nordsee)
20008/72	G12, G15, H10, H13, H14	Wintershall Holding GmbH	Niedersachs. (Nordsee)
20008/73	B12, 15, C13, 14, 16, 17, G1	PA Resources UK Ltd.	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
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz			
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
7	Kandel	Montanes Explorationsgesellschaft mbH, GDF SUEZ E&P Deuts.	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
9	Hochstadt	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
13	Bergzabern	GeoEnergy Feldgesellschaft Bergzabern mbH	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy Feldgesellschaft Steinfeld mbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
16	Ludwigshafen	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
17	Limburgerhof	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
19	Gau-Algesheim	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
20	Mainz	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
22	Hagenbach	HEEAG Erste Verwaltungsges. mbH & Co. KG, GDF SUEZ E&P	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
Landesamt für Geologie und Bergwesen Sachsen-Anhalt			
1	Harz-Börde	BNK Petroleum Inc.	Sachsen-Anhalt
Oberbergamt des Saarlandes			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG New Energies GmbH	Saarland
Regierungspräsidium Darmstadt			
1	Groß-Gerau	Überlandwerk Groß-Gerau GmbH	Hessen
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Regierungspräsidium Freiburg			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
13	Bietigheim	GeoEnergy Feldgesellschaft Illingen mbH	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
17	Oberschwaben III	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
18	Mannheim-Käfertal	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
19	Heidelberg-Weinheim	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
20	Mittlerer Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim	Wintershall Holding GmbH	Baden-Württemberg
22	Konstanz	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
23	Biberach	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
24	Saulgau-Wangen	Bell Exploration Ltd., Concorde Energy LLC	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
Thüringer Landesbergamt			
1	Seeadler	Steinadler Hydrocarbons GmbH	Thüringen
2	Steinadler	Steinadler Hydrocarbons GmbH	Thüringen
3	Weinbergen	Steinadler Hydrocarbons GmbH	Thüringen
Quelle: zuständige Bergverwaltungen		Nr. entsprechend Abb. 4 und 5	

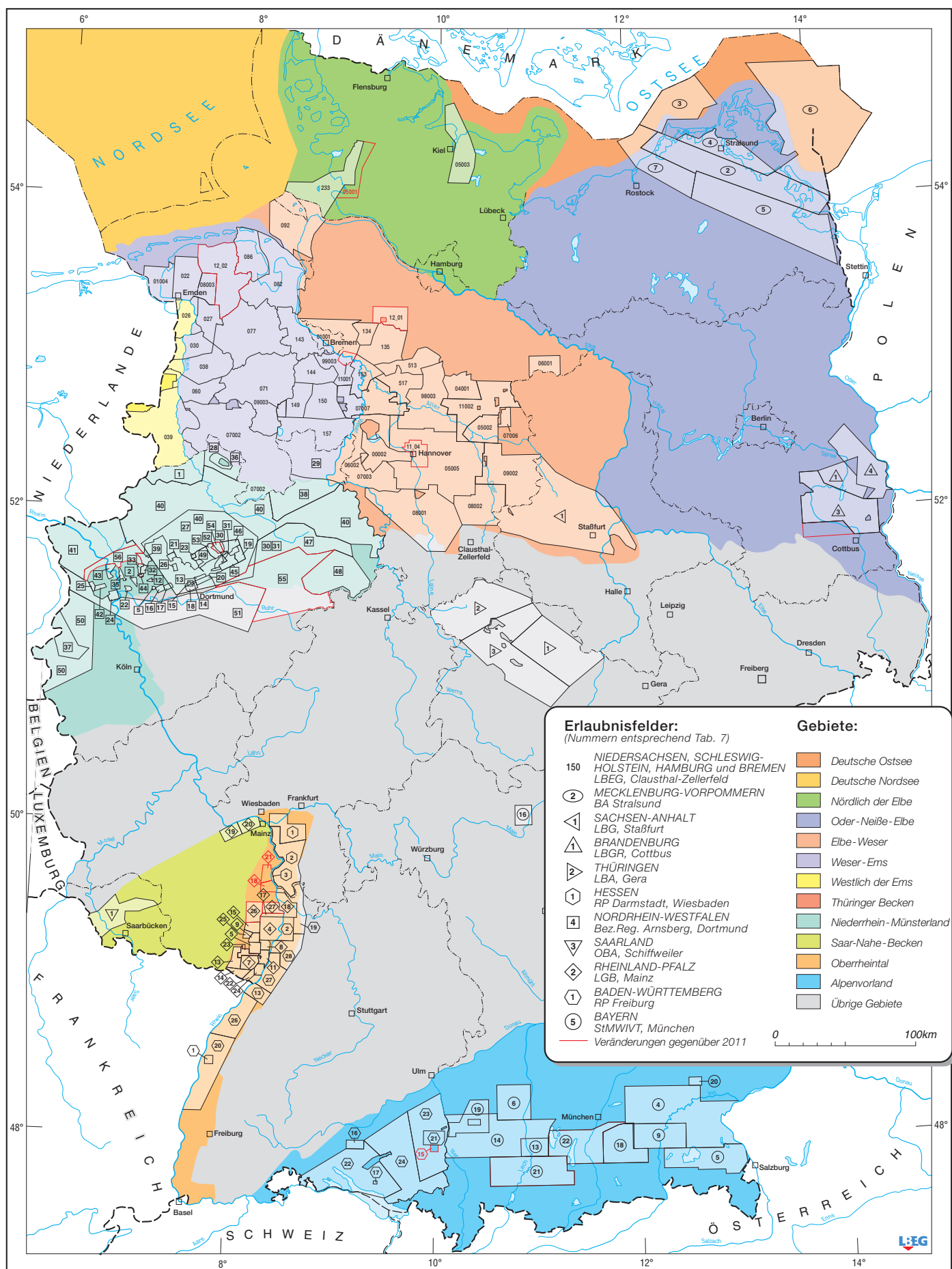
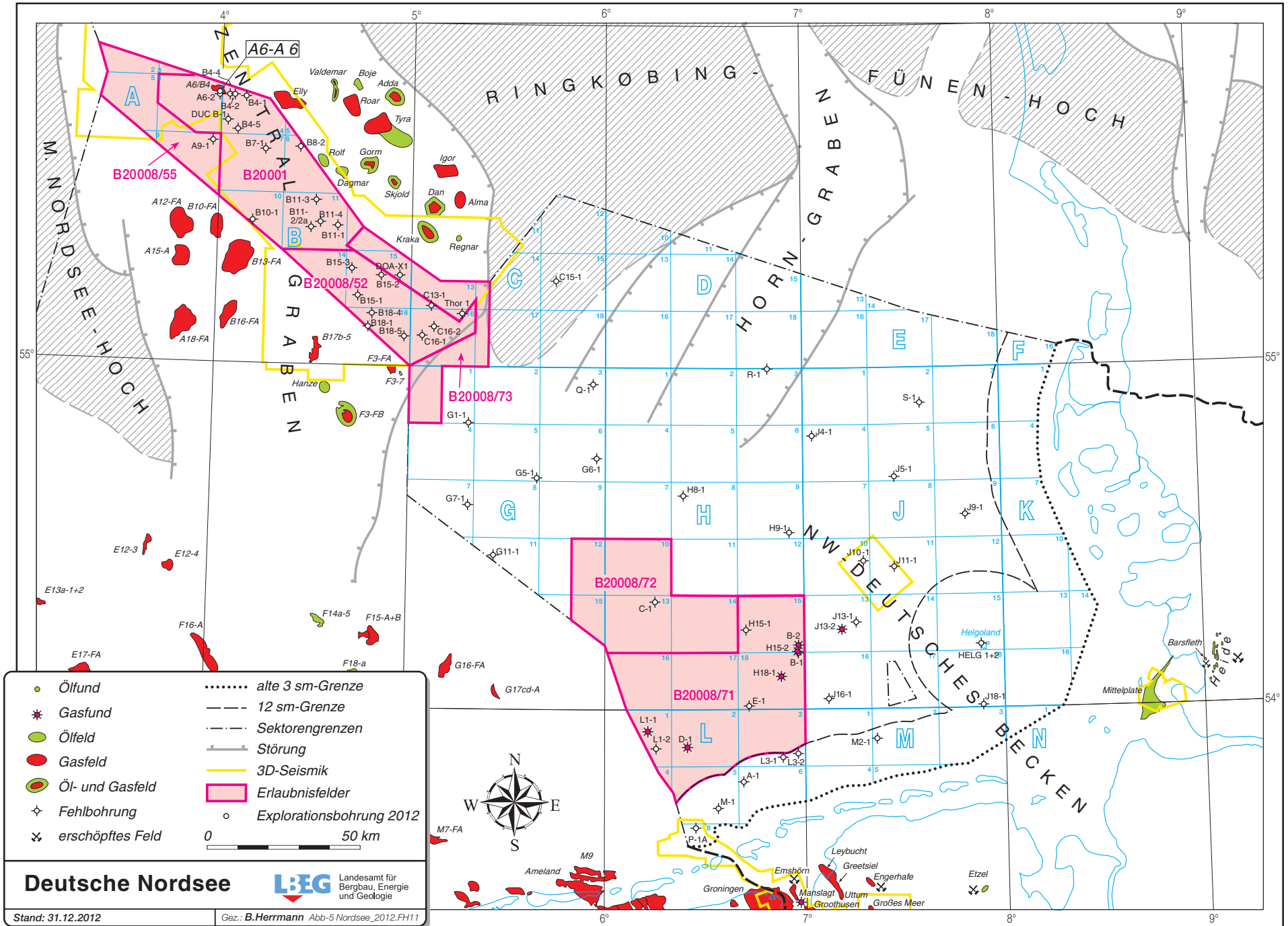


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2012. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

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



4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Im Berichtsjahr 2012 wurden in Deutschland 2,6 Mio. t **Erdöl** einschließlich Kondensat (1,0 Prozent) gefördert (Tab. 8). Damit fiel die Ölproduktion gegenüber 2011 um rund 56 000 t oder 2,1 Prozent.

Die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands liegen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Berichtszeitraum erbrachten die Ölfelder dieser beiden Bundesländer zusammen fast 89 Prozent der deutschen Gesamtproduktion (Tab. 8). Der Anteil Niedersachsens an der deutschen Jahresförderung betrug 35,5 Prozent und sank damit gegenüber 2011 (36,1 Prozent).

Der gesamte statistisch erfasste Mineralölverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2012 nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2013) bei 105,9 Mio. t. Im Vergleich zum Vorjahr (106,6 Mio. t) fiel der Verbrauch damit um 0,5 Prozent. Das schwache Wirtschaftswachstum 2012 sowie steigende Ölpreise und produktspezifische Faktoren werden als die wesentlichen Ursachen für den stagnierenden Verbrauch genannt (AGEB 2013).

Ca. 2,8 Prozent des Erdölverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland konnte 2012 durch die Produktion aus heimischen Lagerstätten gedeckt werden.

Die **Erdgas**produktion in Deutschland ging im Berichtsjahr 2012 um 1,2 Mrd. m³(V_n) auf nunmehr 11,7 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 10,7 Mrd. m³(V_n) Reingas (s. Kap. 4.2) zurück. Das entspricht einer Verringerung um 9,1 Prozent (9,7 Prozent Reingas) gegenüber dem Vorjahr. Von den Bundesländern war Niedersachsen mit einem Anteil von 94,5 Prozent mit Abstand das förderstärkste Land. Regional stammte das Erdgas dabei überwiegend aus den Fördergebieten zwischen Weser und Ems sowie zwischen Elbe und Weser (Tab. 8, Tab. 15 und Anl. 2).

Der gesamte statistisch erfasste Erdgasverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2012 nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2013) bei umgerechnet 93 Mrd. m³(V_n) Reingas. Im Vergleich zum Vorjahr (91,7 m³(V_n)) stieg der Verbrauch damit um 1,4 Prozent. Als Gründe werden der Schalttag im Februar und niedrigere Temperaturen als im Vorjahr genannt.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2012.

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	655	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	39 095	1,5	5 008 614	0,0	1 348 478	1,7	6 357 092	0,1
Brandenburg	14 304	0,5	-	-	5 048 208	6,5	5 048 208	0,0
Hamburg	22 307	0,9	-	-	443 819	0,6	443 819	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4 327	0,2	-	-	569 030	0,7	569 030	0,0
Niedersachsen	929 859	35,5	11 061 741 205	94,5	49 156 114	62,9	11 110 897 319	94,3
Rheinland-Pfalz	211 594	8,1	-	-	2 299 180	2,9	2 299 180	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	453 999 683	3,9	-	-	453 999 683	3,9
Schleswig-Holstein	1 399 211	53,4	159 177 007	1,4	19 331 868	24,7	178 508 875	1,5
Thüringen	-	-	25 734 027	0,2	-	-	25 734 027	0,2
Summe	2 621 352	100	11 705 660 536	100	78 196 697	100	11 783 857 233	100

Aufgrund höherer Gasverbrauchswerte und gleichzeitig gesunkener inländischer Erdgasförderung deckte Deutschland seinen Gasver-

brauch aus heimischer Förderung noch zu 11 Prozent. 2011 waren es noch 13,7 Prozent.

4.1 Erdölförderung

Die Erdöl- und Kondensatförderung in Deutschland lag 2012 mit 2,62 Mio. t um 56 000 t unter dem Wert des Vorjahres (2,67 Mio. t) (Tab. 9 und Anl. 5). Die Gesamtförderung ging damit um 2,1 Prozent zurück. Ausschlaggebend für die verminderte Produktion war im letzten Jahr der Rückgang der Produktionszahlen in großen deutschen Ölfeldern wie Mittelplate/Dieksand, Rühle und Bramberge. Einzig das Feld Römerberg im Oberrheintal und Ringe in Niedersachsen steuerten nennenswert gegen den negativen Trend.

Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Erdöl- und Kondensatförderung sowie die Erdölgasförderung aller zurzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten. Die Tabellen 11 und 12 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Erdölfelder waren.

Wie schon im Vorjahr waren 2012 in Deutschland 49 Erdölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden ging zum Stichtag 31. Dezember 2012 um 39 auf nunmehr 1083 zurück (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands

erbrachten zusammen rund 86 Prozent der Förderung in 2012. Allerdings unterscheiden sich die Fördermengen der einzelnen Felder beträchtlich. So lag die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand mit 1,38 Mio. t um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,2 Mio. t.

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

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl gefördert. Mit der Hilfe von 25 Förderbohrungen wurden hier 53 Prozent der deutschen Erdölproduktion erbracht. Daraus errechnet sich für das Feld eine durchschnittliche Jahresfördermenge von 55 278 t Öl pro Bohrung. Der letztjährige Förderrückgang von rund 70 000 t auf jetzt 1 387 181 t Rohöl in Mittelplate/Dieksand wird mit der fortschreitenden Ausförderung der hochkapazitiven Dogger Delta- und Epsilon-Sandsteine begründet.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2008 bis 2012.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2008	3,054	99,899	45	1119
2009	2,800	90,221	50*	1114
2010	2,511	81,174	50	1128
2011	2,679	79,671	49	1122
2012	2,621	78,197	49	1083

*Anstieg in 2009 durch Neuordnung der Felder und ein neues Feld bedingt

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2012

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat-förderung		Erdölgasförderung		Son-den
				2012	kumulativ	2012	kumulativ	
				t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6/B4*	1974	Wintershall	12 031	790 323	-	-	*
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	RWE Dea	1 387 181	28 109 034	19 331 868	389 054 593	25
HH	Reitbrook-Alt	1937	Storengy	9 481	2 582 255	212 006	55 668 222	3
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	GDF SUEZ	6 873	3 392 729	122 035	53 111 382	10
	Kondensat der Erdgasförderung			-	-	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	20 044 746	-	880 593 612	-
	Summe Gebiet			1 403 535	54 128 763	19 665 909	1 378 427 809	38
	Oder/Neiße-Elbe							
BB	Kietz	1987	GDF SUEZ	14 304	256 891	5 048 208	80 101 798	2
MV	Lütow	1965	GDF SUEZ	2 902	1 337 763	312 690	644 687 723	2
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	GDF SUEZ	1 425	111 153	256 340	26 488 965	2
	Kondensat der Erdgasförderung			-	-	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	1 554 781	-	613 914 857	-
	Summe Gebiet			18 631	3 260 588	5 617 238	1 365 193 343	6
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	GDF SUEZ	1 853	890 994	22 978	16 576 751	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	5 377	3 306 592	53 400	26 992 506	14
NI	Hankensbüttel	1954	E / R	22 276	15 004 567	517 382	367 979 555	24
NI	Höver	1956	GDF SUEZ	1 484	350 352	75 235	12 543 097	9
NI	Knesebeck	1958	GDF SUEZ	12 992	3 438 510	166 668	28 066 065	15
NI	Lüben	1955	EMPG	5 394	1 928 884	150 457	10 446 636	7
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	9 573	530 696	179 765	4 724 435	6
NI	Nienhagen	1861	E / W	3 579	6 952 256	29 745	2 797 087	5
NI	Ölheim-Süd	1968	GDF SUEZ	9 155	1 532 599	2 040 060	81 617 407	19
NI	Rühme	1954	EMPG	21 829	2 206 251	92 185	20 235 827	31
HH/NI	Sinstorf	1960	GDF SUEZ	6 959	2 998 573	128 320	53 804 295	4
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 392	120 378	-	-	*
NI	Völkersen/Völkersen-Nord*	1992	RWE Dea	1 251	13 845	-	-	*
NI	Vorhop	1952	G / R	16 879	2 948 241	1 531 467	180 602 897	20
	Kondensat der Erdgasförderung			2 523	158 082	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	34 675 427	-	1 325 926 256	-
	Summe Gebiet			123 515	77 056 247	4 987 662	2 132 312 814	169
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	28 142	6 980 988	2 716 514	517 512 902	29
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	16 267	3 566 222	433 350	67 307 319	17
NI	Börger/Werlte	1977	GDF SUEZ	-	124 518	-	6 186 067	-
NI	Bramberge	1957	GDF SUEZ	105 335	19 634 620	9 129 800	1 069 322 253	42
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	4 734	2 670 974	128 438	129 484 739	9
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	13 732	3 921 784	669 585	83 016 022	29
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	10 564	3 432 584	722 000	92 287 470	5
NI	Hagen	1957	EMPG	395	138 535	11 650	10 986 634	1
NI	Harme	1956	EMPG	9	343 162	3 686	51 379 704	1
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	3 836	2 289 375	125 124	221 285 561	8
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	901	117 351	33 414	7 173 745	3

BB: Brandenburg, BY: Bayern, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein; *: Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1000 t/a, vgl. Tabelle 14
Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2012

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat-förderung		Erdölgasförderung		Son-den
				2012	kumulativ	2012	kumulativ	
				t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems								
NI	Löningen	1960	EMPG	5 724	721 970	1 010 408	353 955 917	6
NI	Matrum	1982	EMPG	2 301	183 013	425 473	19 323 793	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	5 815	1 088 641	245 347	62 474 213	10
NI	Sögel	1983	GDF SUEZ	-	28 825	-	1 457 211	-
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	4 612	1 017 005	556 623	26 951 057	8
NI	Voigtei	1953	EMPG	12 182	4 150 218	660 829	353 126 989	49
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	9 575	2 702 716	1 115 553	289 546 082	13
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	4 713	1 976 752	973 301	550 146 646	10
	Kondensat der Erdgasförderung			870	106 366	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 705 643	-	264 482 943	-
	Summe Gebiet			229 709	58 901 262	18 961 095	4 177 407 267	244
Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	GDF SUEZ	11 463	1 745 069	388 757	59 737 648	8
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	164 453	10 099 816	2 032 154	144 753 000	108
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	107 100	18 834 592	6 765 721	1 768 542 129	138
NI	Meppen	1960	EMPG	23 182	3 194 354	1 214 575	149 180 018	19
NI	Ringe	1998	GDF SUEZ	26 986	233 631	327 755	4 593 151	3
NI	Rühle	1949	E / G	218 243	34 142 773	10 973 966	1 669 456 886	205
NI	Scheerhorn	1949	GDF SUEZ	29 955	8 843 516	3 614 207	520 089 178	51
	Kondensat der Erdgasförderung			1 207	345 418	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 196 059	-	644 231 900	-
	Summe Gebiet			582 588	80 635 227	25 317 135	4 960 583 910	532
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	7 062	1 361 395	169 560	30 273 838	9
RP	Landau	1955	Wintershall	22 012	4 460 274	353 635	16 617 832	71
RP	Römerberg	2003	GDF SUEZ	181 941	465 552	1 482 090	3 618 204	2
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	579	39 745	293 895	14 073 721	1
	Kondensat der Erdgasförderung			-	-	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	1 641 345	-	36 195 778	-
	Summe Gebiet			211 594	7 968 312	2 299 180	100 779 373	83
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	Wintershall	31 188	1 431 117	1 302 671	93 009 536	8
BY	Hebertshausen	1981	RWE Dea	1 747	145 404	-	-	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	6 128	24 237	45 807	362 373	2
	Kondensat der Erdgasförderung			687	22 578	-	-	-
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	8 428 064	-	2 381 261 580	-
	Summe Gebiet			39 750	10 051 400	1 348 478	2 474 633 489	11
Kondensat der Erdgasförderung								
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-
Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-
Summe Deutschland				2 621 352	292 851 156	78 196 697	16 607 381 391	1 083

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

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

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

die Vorbereitungen für eine große Bohrkampagne die von 2010 bis 2012 durchgeführt wurde. Bis zu ihrem Abschluss wurden mit der Hilfe von einem Rig 29 Neubohrungen niedergebracht, davon 18 Horizontal- und 11 Vertikalbohrungen. Trotz sehr guter Kenntnisse der Geologie der Lagerstätte und der dynamischen Zusammenhänge im Feld gab es immer wieder neue Erkenntnisse über die Geologie, die für Folgebohrungen in Einklang mit der bisherigen Sichtweise der Struktur gebracht werden mussten. Das Ziel der Bohrkampagne, die langfristige Erhöhung der Reserven, ist nach Firmenangaben erreicht worden. Zusätzlich konnte durch die Neubohrungen das langjährige Förderplateau von ca. 146 000 Jahrestonnen 2009 bis auf 163 349 t in 2010 auf zuletzt 164 453 t in 2012 gesteigert werden. Rein rechnerisch hat jede der 108 Fördersonden in Emlichheim eine Leistung von 1523 t Erdöl pro Jahr.

Zur Steigerung des Ausbeutegrades in den Feldern Rühle, Georgsdorf und Emlichheim werden tertiäre Fördermaßnahmen wie Dampf- und Heiß-/Warmwasser- oder Polymerfluten durchgeführt. Diese „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) Maßnahmen hatten bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,6 Mio. t einen Anteil von 12,6 Prozent. Gegenüber 2011 fiel die Mehrförderung durch EOR um 0,8 Prozent auf nunmehr 330 119 t (Vorjahr 332 445 t). In 2012 lag der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten bei rund 94 Prozent (Vorjahr 92,8 Prozent).

Mit dem Beginn 2013 ist von der Betreibergesellschaft Wintershall im Feld Bockstedt eine neue Polymerflutanlage in Betrieb genommen worden. Hier werden erstmalig Biopolymere eingesetzt und getestet.

4.2 Erdgasförderung

In 2012 wurde in Deutschland erneut weniger Erdgas in Feldesqualität (Rohgas) gefördert als im Jahr zuvor. Waren es in 2011 noch 12,9

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) fiel in 2012 gegenüber dem Vorjahr von 61,4 Prozent auf 59,4 Prozent. Davon kam die mit Abstand größte Fördermenge aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer.

Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Der Förderanteil in 2012 lag bei 26,7 Prozent und gab gegenüber dem Vorjahr leicht nach (26,8 Prozent). Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes wie z.B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf.

An dritter Stelle stehend erhöhte sich der Förderanteil aus den Gesteinen der Trias von 5,3 Prozent in 2011 auf jetzt 7 Prozent in 2012. Das Feld Römerberg fördert von hier. Die Lagerstätten des Malm (3,1 Prozent) und des Tertiär (2,6 Prozent) folgen auf den Plätzen vier und fünf (Anl. 9).

Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug letztes Jahr 26 201 t. Das entspricht rund 1 Prozent der Gesamtoölförderung. Knapp die Hälfte der heimischen Kondensatförderung fällt im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an. Dort wurde im Vergleich zum Vorjahr (12 752 t) mit 12 031 t 9,4 Prozent weniger Kondensat gefördert. Grund ist auch hier die natürliche Erschöpfung der Lagerstätte (Tab. 10 und 11).

Bis Ende 2012 sind in Deutschland kumulativ ca. 292 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 33 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 887 Mio. Öl t in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Diese Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität der einzelnen Lagerstätten, nur zu einem Teil förderbar.

Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Erdgas, so lag die Förderung aus heimischen Gasfeldern im Berichtsjahr 2012 bei 11,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas. Das ist ein

Rückgang um 9,1 Prozent. Diese Gesamtfördermenge entspricht einem Volumen von 10,7 Mrd. m³(V_n) Reingas mit einem normierten Brennwert von $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$.

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

In 2012 wurden zusätzlich noch rund 78 Mio. m³(V_n) Erdölgas gewonnen. Dies ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Vor allem in Niedersachsen (62,9 Prozent) und Schleswig-Holstein (24,7 Prozent), gefolgt von Brandenburg mit 6,5 Prozent, wird es produziert (Tab. 8 und 13).

Tabelle 14 gibt einen Überblick über die Erdgasförderung aller 2012 in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten. Die Tabellen 15 und 16 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Erdgasfelder waren.

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 81 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2012 fördernden Sonden ist von 494 leicht auf 497 gestiegen. Das Feld Assing in Bayern sowie das Feld Böstlingen in Niedersachsen sind erstmalig mit je einer Bohrung in der Aufstellung vertreten.

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2012 wieder zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 16).

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken war das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Hier wurden im Berichtszeitraum 1,4 Mrd. m³(V_n) Rohgas aus dem Rotliegend gefördert. Es folgt seit 2012 das Feld Völkersen/Völkersen-Nord mit 1,2 Mrd. m³(V_n). Die dritthöchste Jahresförderung kam mit 1,1 Mrd. m³(V_n) aus dem Zechsteinfeld Goldenstedt/Visbek (Tab. 16).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee A6/B4 hat in 2012 rund 159 Mio. m³(V_n) hochkalorisches Rohgas aus 4 Bohrungen gefördert. Dabei sank die Förderung gegenüber 2011 dramatisch um 42 Prozent. Dies geht im Wesentlichen auf den natürlichen Förderabfall des Feldes zurück. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von $11,9 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei überdurchschnittlichen 196 Mio. m³(V_n). Im Rahmen der Erdgasförderung fielen hier 12 031 t Kondensat an.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2012 insgesamt rund 209 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 2012 mit 454 Mio. m³(V_n) leicht rückläufig gemeldet worden. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel weist allerdings einen hohen Stickstoffanteil auf und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (s. Kap. 5.1) liegt. Die Rein-

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2008 bis 2012.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)		
2008	16 523 880	99 899	16 623 779	81	443
2009	15 463 867	90 221	15 554 088	82	436
2010	13 584 373	81 174	13 665 546	80	516
2011	12 872 533	79 671	12 952 204	81	494
2012	11 705 661	78 197	11 783 857	81	497

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2012 (Rohgas ohne Erdölgas)

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2012 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	159 177 007	9 083 468 205	4
NI	Elbe-Weser Bahnsen	1969	Wintershall	-	138 059 594	-
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	15 463 255	1 195 187 764	1
NI	Böstlingen	2012	EMPG	88 822 840	95 993 930	1
NI	Dethlingen	1971	E / R	120 123 586	23 374 733 257	4
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	-	276 536 328	-
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	53 338 535	2 358 927 754	2
NI	Husum / Schneeren	1986	E / G	244 213 590	10 632 285 368	8
NI	Imbrock	1995	EMPG	5 466 884	969 158 288	1
NI	Lüchow / Wustrow	1966	GDF SUEZ	5 400 000	10 629 722 856	1
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	-	150 277 766	-
NI	Rotenburg / Taaken	1982	E / R	1 436 457 397	56 662 858 103	31
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	GDF SUEZ	453 999 683	209 484 886 635	143
NI	Söhligen	1980	EMPG	633 554 300	40 055 359 518	18
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	37 961 107	6 265 840 465	1
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	48 660 478	2 560 956 034	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	11 451 889	1 354 484 160	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	1 173 847 886	17 883 761 609	15
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	392 011 990	13 323 228 379	9
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	RWE Dea	52 581 204	1 551 964 254	2
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	99 652 527	1 627 015 096	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 465 666 145	-
	Summe Gebiet			4 873 007 151	404 347 930 803	244
NI	Weser-Ems Apeldorn	1963	GDF SUEZ	123 152 500	5 376 430 560	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	483 288 500	17 333 382 476	9
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	201 640 764	3 577 740 023	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	115 701 316	6 080 121 155	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	73 904 574	16 845 060 839	5
NI	Barrien	1964	Wintershall	52 097 138	12 597 255 836	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	222 665 436	10 322 048 025	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	24 192 560	402 739 725	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	19 403 753	8 403 404 673	1
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	256 704 439	3 629 069 225	2
NI	Dötlingen	1965	EMPG	116 933 147	17 397 024 672	5
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	11 638 623	871 583 915	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	9 918 444	1 302 947 535	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	303 467 731	3 457 515 516	4
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1959	EMPG	1 143 703 400	59 613 984 835	21
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / G	28 557 372	2 474 364 938	2
NI	Großes Meer	1978	GDF SUEZ	236 460	422 906 870	0
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	2 685 517	217 327 888	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	621 729 445	33 819 472 374	11
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	287 598 617	63 746 015 514	12
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	215 971 224	25 559 316 898	12
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	261 157 821	15 659 309 053	4
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	5 023 178	174 498 752	1
NI	Leer	1984	GDF SUEZ	42 508 900	719 882 900	2
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	-	2 313 460 442	-
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	17 197	450 566 070	-
NI	Neubuchhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	12 642 954	2 592 511 208	9
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	36 809 242	8 567 583 666	4
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	6 121 098 906	-
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst)	1963	E / W	201 352 020	14 435 271 510	10

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
 Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2012

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2012	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	122 114 092	32 308 714 556	7
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	501 044 191	27 981 083 230	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	28 980 294	1 028 560 860	1
NI	Uphuser Meer	1981	GDF SUEZ	4 693 500	186 882 100	1
NI	Uttum	1970	EMPG	43 540 994	1 261 094 555	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	4 726 990	119 851 167	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	5 158 112	80 904 529	1
NI	Varnhorn / Quaaadm / Wöstendöllen ...	1968	EMPG	738 575 545	26 266 563 202	15
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	40 964 592	663 287 790	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	54 243 279	4 467 088 061	3
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	80 112 606 648	-
	Summe Gebiet			6 418 743 861	519 374 339 224	186
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	GDF SUEZ	19 822 000	727 913 330	1
NI	Adorf / Dalum / Ringe (Zechstein)	1955	GDF SUEZ	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	622 717	764 938 014	2
NI	Bentheim	1938	GDF SUEZ	2 396 800	3 548 121 400	1
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	5 591 509	943 568 057	2
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	9 587 098	3 270 849 538	4
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	4 655 181	231 797 435	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	36 244	2 907 747 543	-
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	9 495 692	973 146 724	2
NI	Frenswegen	1951	GDF SUEZ	4 482 200	250 082 200	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GDF SUEZ	5 457 200	1 334 196 500	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	GDF SUEZ	48 556 500	5 554 403 100	5
NI	Kalle (Karbon)	1958	GDF SUEZ	3 838 500	534 361 600	-
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GDF SUEZ	9 658 900	3 427 363 100	3
NI	Ratzel (Karbon)	1959	GDF SUEZ	-	436 967 600	-
NI	Ratzel (Zechstein)	1965	GDF SUEZ	3 273 200	900 823 800	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	GDF SUEZ	60 719 400	688 611 100	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	9 144 372	635 906 147	2
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	4 620 463	2 804 316 047	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GDF SUEZ	6 439 600	324 548 900	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	15 592 300	3 149 120 800	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 162 757 975	-
	Summe Gebiet			223 989 876	39 268 009 620	34
Thüringer Becken						
TH	Fahner Höhe	1960	GDF SUEZ	1 891 714	91 509 236	4
TH	Kirchheiligen	1958	GDF SUEZ	547 353	299 808 927	4
TH	Langensalza-Nord	1935	GDF SUEZ	2 835 962	274 198 371	7
TH	Mühlhausen	1932	GDF SUEZ	20 458 998	1 974 520 946	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	-
	Summe Gebiet			25 734 027	6 228 295 528	24
Alpenvorland						
BY	Assing	2009	RAG	936 892	1 197 709	1
BY	Inzenham-West	1971	RWE Dea	4 071 722	990 472 563	4
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 542 874 284	-
	Summe Gebiet			5 008 614	17 534 544 556	5
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700	-
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	-
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968	-
	Oberrheintal			-	1 052 490 217	-
	Summe Deutschland			11 705 660 536	998 316 678 821	497

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

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

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2010 bis 2012 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2010		2011		2012		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	324 690	2,4	275 138	2,1	159 177	1,4	9 083 468	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	6 006 180	44,2	5 261 631	40,9	4 873 007	41,6	404 347 931	40,5
Weser-Ems	6 981 997	51,4	7 062 867	54,9	6 418 744	54,8	519 374 339	52,0
Westlich der Ems	238 632	1,8	240 514	1,9	223 990	1,9	39 268 010	3,9
Thüringer Becken	27 480	0,2	26 413	0,2	25 734	0,2	6 228 296	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	5 394	0,0	5 969	0,0	5 009	0,0	17 534 545	1,8
Summe	13 584 373	100	12 872 533	100	11 705 661	100	998 316 679	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2011 und 2012 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2011		2012		kumulativ		Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	in 2012
Rotenburg/Taaken (NI)	1 657 618	12,9	1 436 457	12,3	56 662 858	5,7	31
Völkersen (NI)	1 241 257	9,6	1 173 848	10,0	17 883 762	1,8	15
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 246 348	9,7	1 143 703	9,8	59 613 985	6,0	21
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	793 704	6,2	738 576	6,3	26 266 563	2,6	15
Söhlingen (NI)	710 506	5,5	633 554	5,4	40 055 360	4,0	18
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	731 258	5,7	621 729	5,3	33 819 472	3,4	11
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	562 976	4,4	501 044	4,3	27 981 083	2,8	10
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	571 440	4,4	483 289	4,1	17 333 382	1,7	9
Salzwedel (ST)	487 087	3,8	454 000	3,9	209 484 887	21,0	143
Walsrode/Idsingen (NI)	378 764	2,9	392 012	3,3	13 323 228	1,3	9
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

gasförderung betrug demnach nur rund 165 Mio. m³(V_n).

Niedersachsen ist weiterhin das Zentrum der deutschen Erdgasförderung mit einem Produktionsanteil (Rohgas) von 94,5 Prozent. Hier wurden im vergangenen Jahr 11,1 Mrd. m³(V_n) Erdgas produziert. Die überwiegende Zahl aller

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

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 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.

Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die Rohgasmenge entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Die Reingasmenge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Bericht beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$, der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das LBEG berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und, in Anlehnung an die vier Fördergesellschaften und den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG), auch die Reingasreserven, damit die Angaben sowohl für lagerstättentechnisch/geologische als auch für energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

Sichere Reserven (P90) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit

hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 90 Prozent).

Wahrscheinliche Reserven (P50) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 50 Prozent).

Wahrscheinliche Reserven sind also mit technischen, vertragsmäßigen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Unsicherheiten behaftet (PORTH et al. 1997).

Beide Reservenklassifizierungen hängen von den jeweiligen Erdöl- bzw. Erdgaspreisen ab. Die schwierige, langfristige Prognose dieser Preise bestimmt daher entscheidend die Förderdauer der Felder und somit auch die Höhe der verbleibenden Reserven. Dabei wird die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte maßgeblich durch die Förderraten bestimmt. In Deutschland ist der Gaspreis in vielen Fällen noch an den Ölpreis gekoppelt und folgt seinem Trend mit einigen Monaten Zeitverzögerung. Steigen Öl- und Gaspreis, folgen niedrigere 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.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2013 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2012			Produktion	Reserven am 1. Januar 2013		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2012	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	0,058	0,038	0,096	0,005	0,067	0,068	0,136
Niedersachsen	72,382	49,990	122,373	10,278	65,027	49,125	114,152
Sachsen-Anhalt	0,425	0,237	0,662	0,165	0,274	0,287	0,561
Schleswig-Holstein	0,552	0,438	0,991	0,196	0,312	0,414	0,726
Thüringen	0,016	0,047	0,063	0,016	0,047	0,007	0,054
Gebiet							
Nordsee	0,552	0,438	0,991	0,196	0,312	0,414	0,726
Elbe-Weser	28,790	29,146	57,937	4,685	26,190	28,730	54,921
Weser-Ems	42,917	20,338	63,256	5,525	38,126	20,247	58,372
Westlich der Ems	1,099	0,743	1,843	0,232	0,985	0,436	1,421
Thüringer Becken	0,016	0,047	0,063	0,016	0,047	0,007	0,054
Alpenvorland	0,058	0,038	0,096	0,005	0,067	0,068	0,136
Summe Deutschland	73,434	50,750	124,185	10,660	65,727	49,902	115,629

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)

2,4 Mrd. m³ des geförderten Rohgases bzw. 2,1 Mrd. m³ des Reingases durch Neubohrungen oder verbesserte technische Ausrüstung der bestehenden Felder ersetzt werden konnten.

Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (Rohgas), rechnerisch der Quotient aus Reserven und letztjähriger Fördermenge betrug am 1. Januar 2013 10,5 Jahre und entwickelte sich leicht positiv nach dem letztjährigen Wert von 10,3 Jahren (Anl. 12). Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße anzusehen.

Die Ursache für den leichten Anstieg begründet sich durch die positive Erdgasbilanz des letzten Jahres.

Tabelle 18 sowie Anlage 10 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven zum 1. Januar 2013 und der Förderung in 2012 getrennt nach

Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen. Tabelle 19 weist die Daten für das auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normierte Reingas aus.

Im Ländervergleich liegt demnach die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagern nach der aktuellen Statistik 98,1 Prozent (+ 0,2 Prozent gegenüber 2012) der Rohgasreserven bzw. 98,7 Prozent (+ 0,2 Prozent) der Reingasreserven. Die übrigen Bundesländer spielen zurzeit nur eine untergeordnete Rolle.

Nach Lagerstätten gestaffelt befanden sich rund 82 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 41,5 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechsteins und 40,8 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend enthalten. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in triassischen (8,5 Prozent) und oberkarbonischen Sandsteinen (7,7 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägerhorizonten.

6 Untertage-Gasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

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

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar aber nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion der Gasspeicher zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend auch um eine stra-

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

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Diese sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissen-gasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissen-gas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für

Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2013).

Bezugsland	Anteil in %	
	2011	2012
Deutschland	14	12
Niederlande	20	19
Norwegen	27	31
Russland	30	34
Dänemark/Großbritannien, Sonstige	9	4

Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2013).

Energieträger	Anteile in %	
	2011	2012
Mineralöl	34,0	33,1
Erdgas	20,4	21,6
Steinkohle	12,6	12,2
Braunkohle	11,7	12,1
Kernenergie	8,8	8,0
Erneuerbare Energien und Sonstige	10,9	13,0

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

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammen gefasst (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 2013).

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

10 Prozent auf 10,7 Mrd. m³(V_n)¹ zurück (s. Kap. 4). Der Erdgasverbrauch von 93 Mrd. m³(V_n)¹ lag um rd. 1 Prozent höher als im Vorjahr (AGEB 2013, o.a. Verbrauchszahl aus Angaben Mrd. kWh errechnet).

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2012 (Stichtag: 31. Dezember 2012)

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 Erd-

gasgewinnung (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 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Die statistischen und beschreibenden Angaben für die Speicher dienen Firmen, Verbänden und der Politik als Nachweis- und Informationsquelle. Hinzuweisen ist auf die neu gestaltete Website des Bundeswirtschaftsministeriums, wo neben vielen Energie-Informationen auch der oben zitierte Bergbau-Jahresbericht (Stand November 2012) als Download verfügbar ist (<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=545188.html>).

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Porenspeicher werden vorzugsweise in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Aquiferen eingerichtet. Sie liegen in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle. Sie können aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine gewisse Bedeutung haben. Ein Beispiel ist der Aquiferspeicher Berlin, der die Versorgung der Hauptstadt seit gut 20 Jahren sicherstellt.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tieferen Untergrundes, der Dichtheit der geologischen Barriere-Horizonte und der Leistungsfähigkeit. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Aquiferspeicher müssen dagegen gänzlich neu exploriert werden. Dies gilt für die Größe des Aquifer-Porenvolumens, die Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, den Nachweis von Störungsbahnen, das Druck-Volumen-Verhalten im Betrieb usw. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Oberste Prämisse ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und

die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtheit) grundsätzlich die anspruchsvollsten Speichertypen.

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

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

Tabelle 22 zeigt die Kennzahlen der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 22,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$. Es hat sich damit um mehr als 10 % gegenüber dem Vorjahr erhöht. Dies hängt wesentlich mit der Inbetriebnahme neuer Kavernenspeicher im Raum Etzel und Epe zusammen, die in der Speicherstatistik bisher unter „in Planung oder Bau“ geführt waren. Die Anzahl der Speicher „in Betrieb“ hat sich gegenüber dem Vorjahr hierdurch um vier Anlagen erhöht und erstmalig die Marke von 50 Speicherbetrieben erreicht. Jeweils etwa die Hälfte – mit einem steigenden Trend bei den Kavernenspeichern – des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland sind in Porenspeichern und in Kavernenspeichern verfügbar.

Tab. 22: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2012).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	10,6	12,1	22,7
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m ³ (V _n)	10,8	12,7	23,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	176,5	449,9	626,4
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	60	27	36
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		21	29	50
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	1,0	7,2	8,2
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		1	18	19
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	11,8	19,9	31,7
*rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen in „Betrieb“ (Arbeitsgas/ Plateau-Entnahmerate)				

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurde aufgrund der o.g. Inbetriebnahme neuer Speicher mit 8,2 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas rd. 3,7 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 rd. 32 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein. Für die geplanten Kavernenspeicher Jemgum, Moeckow, Nüttermoor und Rüdersdorf (Gesamtzahl dort geplanter Kavernen: 34; Betreiber: EWE GASSPEICHER GmbH) wurden keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmengen für diese Speicher sind daher in der o.g. Zahl nicht enthalten. Bei Ansatz eines durchschnittlichen Arbeitsgasvolumens von 50 Mio. m³(V_n) je Kaverne würden bei Realisierung der o.g. 34 Kavernen theoretisch weitere 1,7 Mrd. m³(V_n) zum geplanten Arbeitsgasvolumen dazukommen.

Die Tabellen 24, 25a und 25b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplan vorliegt. Die Namen der Unternehmen in diesen Tabellen entsprechen dem Stand vom 31. Dezember 2012.

Weitere Projekte sind in Planung, in der Explorationsphase oder in Bauvorbereitung, wobei

die Betriebsplanzulassungen noch nicht vorliegen und die genauen Arbeitsgaszahlen noch nicht feststehen (s. Kap. 6.4).

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 24, 25a und 25b sind zwei Werte aufgeführt: Das "maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen" ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das "maximale Arbeitsgasvolumen" aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Gasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb. Er wurde Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben.

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

Porenspeicher

Für den Erdgasspeicher **Inzenham-West** hat die neu gegründete RWE Dea Speicher GmbH den kommerziellen Betrieb übernommen. Die technische Betriebsführung erfolgt weiterhin durch die RWE Dea AG.

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

Kavernenspeicher

Für **Bad Lauchstädt** beziehen sich die Zahlenangaben für die Plateau-Rate in Höhe von 920 000 m³/h auf den Gesamtdurchsatz der beiden im Verbund fahrenden Speicher. Der Porenspeicher kann davon eine Maximalrate von 238 000 m³/h darstellen. Zum 1. November 2011 wurde die erste von insgesamt vier geplanten neuen Kavernen in Betrieb genommen; zwei Kavernen sind derzeit in Solung.

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

Am Standort **Epe**, der derzeit größten Kaver-

nenspeicher-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 hat am Standort Epe im September 2011 die erste von insgesamt vier Kavernen übernommen. Ab Ende 2012 wurde diese Kaverne mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 42 Mio. m³ in Betrieb genommen. Derzeit werden die erforderlichen gastech-nischen Anlagen auf dem Kaver-nenplatz errichtet. Bis 2015 sollen die übrigen Kavernen in Betrieb genommen werden. Die Eneco Gasspeicher B.V. hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und zwei Kavernen von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) übernommen. Eine Kaverne sowie die Übertageanlage sind seit 2011 fertiggestellt, die zweite Kaverne wird in 2013 an die Verdichter- und Entnahmestation angeschlossen.

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

Der Ausbau des Kavernenspeichers **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde in 2012 fortgesetzt. Durch Umrüstung ehemaliger Ölkavernen auf Gasbetrieb stehen für die Betriebsbereiche EGL 1 und 2 insgesamt 19 Kavernen zur Verfügung (Tab. 25a). Durch Neubau für Unternehmen aus der Energiebranche sind im sogenannten „Nordfeld“ insgesamt 16 Gaskavernen mit einer Erhöhung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens um rd. 1,7 Mrd. m³ in Betrieb gegangen. Weitere 38 Kavernen mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von rd. 3,5 Mrd. m³ befinden sich im Bau oder in Planung (Tab. 25b). Seit 2006 wurden in Etzel insgesamt 49 neue Kavernenbohrungen realisiert, 17 neue Gaskavernen und eine Ölkaverne wurden fertiggestellt, weitere 25 Kavernen befanden sich im Solbetrieb.

Am Standort Etzel ist die IVG Eigentümer und IVG Caverns GmbH der Unternehmer i.S. des

BergG 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-Konsortium aus BP Europa SE, DONG Energy Speicher GmbH und Gazprom Germania GmbH am Standort Etzel wurde 2012 fertiggestellt und in Betrieb genommen. Der EKB-Speicher kann in 6 Salzkavernen ein Arbeitsgasvolumen von 0,5 Mrd. m³ speichern.

Die Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH „Crystal“ (EDF/EnBW Joint-Venture) hat am Standort Etzel am 01.10.2012 den kommerziellen Speicherbetrieb mit vier Gaskavernen aufgenommen. Das Arbeitsgasvolumen beträgt 400 Mio. m³.

Die E.ON Gas Storage GmbH hat in Kooperation mit der OMV AG, der VNG AG und der Gas-Union GmbH am Standort Etzel das Speicherprojekt Erdgasspeicher Etzel (ESE) fortgesetzt, das 19 Gaskavernen mit einem voraussichtlichen Arbeitsgasvolumen von 2,1 Mrd. m³ umfasst. Die neue Speicherstation wurde im Jahr 2012 fertiggestellt. Im 2. Quartal 2012 wurden sieben Kavernen planmäßig übergeben, sechs davon wurden bis Jahresende erstbefüllt und sind mit einem Arbeitsgasvolumen von 780 Mio. m³ betriebsbereit. Bis zum Jahr 2014 sollen alle 19 Kavernen angeschlossen sein.

Der Standort Etzel bietet aufgrund seiner geografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Der existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gaspipelinennetz sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven erleichtern

die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe. Derzeit sind mit 36 Gas- und 23 Ölkavernen insgesamt 59 Kavernen mit einem Hohlraumvolumen von rund 35 Mio. m³ in Betrieb, somit zählt der Kavernenspeicher Etzel mit seiner Kapazität zu den größten in Deutschland.

Der in früheren Jahren in den Tabellen separat geführte Speicher **Neuenhundertorf** ist in der Berichterstattung für das Projekt **Hundertorf** (beide EWE) enthalten.

Die EWE GASSPEICHER GmbH plant in **Jemgum** die Solung von 15 Kavernen in mehreren Ausbaustufen. In Tabelle 25a sind davon 8 Kavernen ausgewiesen. Ende 2012 befanden sich alle 8 Kavernen im Solprozess, 4 Kavernen davon werden in 2013 erstbefüllt.

Auch die WINGAS GmbH errichtet am Standort Jemgum einen Gasspeicher. Das Leipziger Unternehmen VNG Gasspeicher GmbH ist an diesem Speicherprojekt beteiligt. Der Solbetrieb hat Anfang 2011 begonnen. Seitens WINGAS sind bis zu 18 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von bis zu 1,2 Mrd. m³ geplant, wovon in einer ersten Ausbaustufe 10 Kavernen mit einem gesamten Arbeitsgasvolumen von bereits rund 1 Mrd. m³ errichtet werden. Die Inbetriebnahme ist schrittweise ab 2013 geplant. Der Standort Jemgum wird über eine 14 km lange Leitung auch an das niederländische Gasversorgungsnetz angeschlossen.

Die E.ON Gas Storage GmbH hatte in den Vorjahren die Planung von 20 Kavernen in zwei Ausbaustufen mit einem Arbeitsgasvolumen von 2 Mrd. m³ im Salzstock Jemgum gemeldet. Nach aktuellen Meldungen und einer Pressemitteilung im Jahr 2012 wurde der Beginn der geologischen Erkundung des Salzstockes auf unbestimmte Zeit verschoben. Das Speicherprojekt wird daher in Tabelle 25b bis auf Weiteres nicht mehr geführt.

Die Erdgasspeicher Peissen GmbH (VNG/Gazprom-Joint-Venture) baut den **UGS Katharina**. In den kommenden 15 Jahren soll in Sachsen-Anhalt in der Magdeburger Börde, in

einer Steinsalzlagerstätte des Bernburger Sattels, ein Arbeitsgasvolumen von knapp 600 Mio. m³ in 12 Kavernen geschaffen und der Speicher über eine 37 km Leitung an die Fernleitung JAGAL angeschlossen werden. Die Bauarbeiten haben im Herbst 2011 begonnen. Seit April 2012 verfügt der Speicher über zwei Kavernen und ein Arbeitsgasvolumen von mehr als 100 Mio. m³.

In **Kiel-Rönne** wurde der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig im Januar 2012 abgeschlossen. Die im direkten Anschluss begonnene Komplettierung wurde, einschließlich der beiden Gasdichtheitsteste, Ende Mai abgeschlossen. Die zunächst für August 2012 geplante Erstbefüllung wurde in 2012 nicht mehr durchgeführt. Angestrebt wird derzeit ein Starttermin zum 1. April 2013.

Beim Speicher **Krummhörn** der E.ON Gas Storage GmbH bezieht sich der Wert für das „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ auf eine Reparatur/Nachsorgung und Erweiterung des Speichers, die Anfang 2013 abgeschlossen sein wird.

Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** wurde im Rahmen der Exploration die erste Bohrung Anfang 2008 erfolgreich be-

endet. In 2008 bis 2009 erfolgten seismische und gravimetrische Untersuchungen. Für das Speicherprojekt Moeckow liegen mittlerweile ein zugelassener Rahmenbetriebsplan und ein Planfeststellungsbeschluss vor. Gegenüber dem Vorjahr wurde die geplante Kavernenzahl von 14 auf 24 erhöht. 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.

In **Nütermoor** wurden die Kavernen K19 und K20 inzwischen fertig gestellt. K21 befindet sich im Solprozess.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel wurde im Jahr 2010 um eine zweite und dritte Kaverne erweitert. Beide Kavernen wurden Anfang 2011 in Betrieb genommen. Die Kavernen 4 und 5 befinden sich aktuell in Solung und sollen 2013 bzw. 2014 in Betrieb gehen. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen langfristig auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden und dann über ein Arbeitsgasvolumen von etwa 700 bis 800 Mio. m³ verfügen.

Bei der Speichererweiterung in **Rüdersdorf** befindet sich K102 weiterhin im Solprozess.

6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

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

dieser im November 2011 in Betrieb genommen. Der im Anschluss gebaute zweite Leitungsstrang wurde 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. Mit der neuen Leitung wird langfristig die Lieferung großer Erdgasmengen

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

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

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

Der Speicher **Haidach** (ehemalige Gaslagerstätte) bei Salzburg wurde durch ein Firmenkonsortium aus der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, WINGAS GmbH und GAZPROM EXPORT errichtet, 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 Erdgas-speicher in Europa macht, sowie die damit verbundene Erweiterung der Ein- und Ausla-

gerleistung von 500 000 m³/h auf 1 Mio. m³/h bzw. 1,1 Mio. m³/h, wurden im April 2011 abgeschlossen.

Der Speicher **7Fields** ist ein Zusammenschluss mehrerer ausgeförderter Erdgaslagerstätten in den Bundesländern Oberösterreich und Salzburg. Die Entwicklung dieses Speichers erfolgt durch ein Joint-Venture der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) und der E.ON Gas Storage GmbH (EGS), wobei RAG die Funktion des Errichters und technischen Betriebsführers übernimmt, während EGS als Speicherunternehmer die gesamte Kapazitätsvermarktung obliegt. Die erste Phase mit einem Arbeitsgasvolumen 1,165 Mrd. m³ und einer Einspeicherleistung von 405 000 m³/h sowie einer Ausspeicherleistung von 607 000 m³/h wurde zum 1. April 2011 in Betrieb genommen. Die zweite Phase mit einem zusätzlichen Arbeitsgasvolumen von 685 Mio. m³ (Einspeicherleistung 238 000 m³/h, Ausspeicherleistung 357 000 m³/h) befindet sich zurzeit im Bau und wird in 2014 den Betrieb aufnehmen. Bei entsprechender Marktentwicklung kann der Speicher auf ein Arbeitsgasvolumen von rd. 2 Mrd. m³ ausgebaut werden. Der Speicher ist über die Austrian-Bavarian-Gasline (ABG) in Haiming an das deutsche Marktgebiet Net Connect Germany angeschlossen. In 2012 erfolgte ein Anschluss in Überackern an die österreichische Penta West Leitung der Gas Connect Austria (Marktgebiet Ost) und bis 2013 ist ein weiterer Anschluss an das österreichische Verteilnetzgebiet vorgesehen. Damit verfügt der Speicher über Zugänge aus verschiedenen Marktgebieten und Verbindungen zu bedeutenden Handelspunkten.

6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit etwa 391 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in über 690 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 23). Von diesen Speichern befinden sich etwa 29 Prozent in Europa/CIS und 70 Prozent in den USA und Kanada. In umgekehrtem Verhältnis stellen die Speicher in Europa/CIS etwa 63 Prozent und die nordamerikanischen Speicher nur etwa 35 Prozent des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist in der EU die größte und nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit die viertgrößte Speichernation gemessen am Arbeitsgasvolumen. In der Welt dominieren mit etwa 81 Prozent die Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 13 Prozent sind Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit weltweit etwa 94 Prozent der Speicher im Vergleich zu den nur 6 Prozent der Kavernenspeicher (Zahlenangabe

ben nach Daten der IGU, s.u.). Durch den hohen Anteil von Kavernenspeichern im Vergleich zum Weltdurchschnitt sind in Deutschland rd. 47 Prozent der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 53 Prozent in Salzkavernen installiert.

Der in der Arbeitsgruppe 2.1 des Working Committees der International Gas Union (Basic UGS Activities) unter deutscher Leitung erarbeitete Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt (s. 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. Weitere Inhalte sind die „UGS Data Bank“, die GIS-gestützte Visualisierung der Speicherdaten, Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten.

Tab. 23: Erdgasspeicher in der Welt (Daten der Studie IGU 2009 für 2010/11).

Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe
	Mio. m ³			Mio. m ³	
USA	121 400	419	Poland	2 700	8
Russia* **	95 620	22	Latvia	2 300	1
Ukraine*	32 780	13	Turkey	1 900	2
Germany ¹	22 700	50	Bulgaria	1 650	2
Italy	17 440	12	Australia	1 610	4
Canada	16 680	56	Iran	1 430	2
France	12 370	16	Belarus*	1 160	3
Austria	7 450	10	Japan	1 100	4
Hungary	6 280	6	Denmark	1 020	2
Uzbekistan*	5 400	3	Belgium	730	1
Netherlands	5 200	4	Croatia	560	1
United Kingdom	4 820	9	New Zealand	270	1
Kazakhstan*	4 200	3	Ireland	210	1
Azerbaijan*	4 200	3	Portugal	140	1
China	3 970	9	Armenia*	140	1
Czech Republic	3 710	8	Argentina	100	1
Romania	3 510	8	Kyrgyzstan*	60	1
Spain	3 380	2	Sweden	9	1
Slovakia	2 970	3	Summe	391 169	693

Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“

¹ Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2012 ergänzt.

* Staaten der GUS.

** inkl. 30 Mrd. m³ „strategic reserves“ in Russland.

Datenbasis und Visualisierung sind in metrischen und englischen Einheiten verfügbar. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen Speicher wurde eine umfassende Datenbasis zu den UGS in der Welt entwickelt. Der Arbeitsgruppenbericht, inkl. der UGS-Datenbank, der GIS-Visualisierung und des Glossars, ist über die IGU-Website zugänglich (IGU 2009, <http://www.igu.org/html/wgc2009/committee/WOC2/WOC2.pdf>). Dieser Bericht wurde aktuali-

siert und im Rahmen des Welt Gas Kongresses 2012 in Malaysia vorgestellt. Da zum Redaktionszeitpunkt dieses Berichtes diese neuen Zahlen der IGU für Tab. 23 nicht vorlagen, wurde diese fortgeschrieben und nur um die Daten für Deutschland ergänzt. Ein kurzer Überblick über die IGU findet sich unter http://en.wikipedia.org/wiki/International_Gas_Union.

6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung

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

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

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

Mit dem in 2009 verabschiedeten 3. EU Energie-Binnenmarkt-Paket wird eine Stärkung des

diskriminierungsfreien und transparenten Zugangs zur Erdgasinfrastruktur und auch zu den Untertage-Gasspeichern sowie eine Stärkung der Regulierungsbehörden verfolgt.

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

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

Die Gas Storage Europe (GSE) ist ein Zweig der Gas Infrastructure Europe (GIE), einem Zusammenschluss von Netz-, LNG-Terminal- und Speicherbetreibern. Der Verband veröffentlicht seit längerem Speicherfüllstände der verschiedenen Märkte Europas. Bislang werden diese Daten von den jeweiligen Speicherbetreibern auf freiwilliger Basis gemeldet. Eine Auswertung der Speicher-Füllstände für Deutschland erfolgt seit einiger Zeit auf der Website www.teamconsult.net. Auch die GSE

veröffentlicht die aktuellen Speicherfüllstände als aggregierte Darstellung (s. Aggregated Gas Storage Inventory <https://transparency.gie.eu.com/>). Unter https://transparency.gie.eu.com/daily_history.php?r=20 sind die historischen Füllstände für Deutschland zu entnehmen. Im Winter 2012/13 war in Deutschland eine starke Auslastung der Speicher zu verzeichnen, die zu niedrigen Füllständen der Speicher führte.

Die GSE vertritt u.a. die Interessen der Speicherbetreiber gegenüber der Europäischen Kommission. Zurzeit sind in der GSE 31 Betreiber aus 15 Nationen mit rd. 110 Speichern organisiert, die ca. 85 Prozent der gesamten Speicherkapazität in Europa bereitstellen (http://www.gie.eu/download/maps/GSE_STO_R_MAY2012.pdf). Die GSE verfolgt eine konstruktive Rolle im liberalisierten europäischen Erdgas- und Speichermarkt und ist hierzu an der Gestaltung von gesetzlichen Regelwerken beteiligt.

Aufgrund der Entwicklung des Gasbedarfes in West-Europa, einhergehend mit einer sinkenden Gasproduktion, wird mit einem weiter 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 künftig eine wesentliche Rolle als Erdgasdrehscheibe für Westeuropa spielen. Durch das bestehende und das geplante Speichervolumen, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, die heimische Gasförderung sowie durch günstige geologische Randbedingungen für die Planung neuer Speicher ist die kommerzielle Deckung des Gasbedarfes derzeit in Deutschland gewährleistet. Die Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Gasspeicher, ist ebenso gegeben. 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 Arbeitsgas-

volumen in zweistelliger Milliardenhöhe besitzen. Aber auch produzierende oder erschöpfte Öl- und Gasfelder bieten sich im günstigen Fall theoretisch als Porenspeicher an. Ein aufgrund langwieriger und umfangreicher Explorationsarbeiten sowie komplexer Eignungsuntersuchungen zum Nachweis ihrer Dichtheit bei überinitialen Drücken eher untergeordnetes Potenzial bieten an Standorten mit günstiger Geologie theoretisch tiefe salinare Aquifere.

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

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie kommt in seinem Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland (BMWi, 2012) zusammenfassend zu der grundsätzlichen Aussage, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maße sicher und zuverlässig zu bewerten ist.

7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 26 die geographische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2012 in Betrieb befindlichen zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu 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. Der Bundesrat hat eine Neufassung des Erdölbevorratungsgesetzes bestätigt. Künftig sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen zu halten. Dabei wird sich die Bevorratung stärker auf die Produkte Otto- und Dieselkraftstoff, leichtes Heizöl und Flugturbinenkraftstoff ausrichten und mindestens ein Drittel der Gesamtmenge ausmachen.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte zum 31. März 2012 über etwa 24,5 Mio. t Rohöl und Mineralprodukte, von denen im Rahmen der Vorratspflicht zur Krisenvorsorge 20,8 Mio. t anrechenbar sind. Die gesetzlich vorgeschrie-

bene Vorratspflicht beträgt derzeit 20,1 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 NWKG hat eine Genehmigung für den Bau von sechs neuen Kavernen. Die beauftragte Nord-West Kavernengesellschaft GmbH hatte Ende August 2008 eine Aufsuchungsbohrung (K801) abgeteuft und Mitte 2009 mit dem Solbetrieb begonnen. Eine Fertigstellung soll in 2013 erfolgen. Neben der laufenden Solung wurde die Herstellung von drei weiteren Kavernen vorbereitet. In der Kavernenanlage Etzel wurde Mitte Mai 2012 nach Aufstockung der Rohölbestände erstmals die Speichermarke von 10 Mio. m³ überschritten.

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

8 Literatur und nützliche Links

- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2013): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012. - 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>)
- BITTKOW, P., REMPEL, H. (2008): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (1). Erdöl-Erdgas-Kohle, 124, 11, S. 444-452; Hamburg, Wien.
- BITTKOW, P., REMPEL, H. (2009): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (2). Erdöl-Erdgas-Kohle, 125, 1, S. 11-19; Hamburg, Wien.
- ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. - United Nations, Geneva.
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2012): Geschäftsbericht 2011/2012. - Hamburg. www.ebv-oil.de
- GREWE, J. (2005): Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung, eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt. - Münster.
- 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) (2009): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 24. World Gas Conference in Buenos Aires Statusbericht weltweiter Gasspeicherung. <http://www.igu.org/html/wgc2009/committee/WOC2/WOC2.pdf>
- KURSTEDT, A. (2007): Salzbergwerk Epe – Von der Solegewinnung zum größten Kavernenspeicher Europas. - Bergbau 9/2007; Essen.
- LANGER, A & SCHÜTTE, H (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch., 20, S. 63-69; Hannover.
- LECARPENTIER, A. (2006): Underground Gas Storage in the World - Serving Market Needs. - Cedigaz, Rueil-Malmaison. www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html
- OBST, K. (2008): Möglichkeiten der 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 K-UGS; Hannover.
- WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2013): Statistischer Bericht 2012, Fakten und Trends. - Hannover.

Tab. 24: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
in Betrieb			m		Mio. m³(V _n)	Mio. m³(V _n)	Mio. m³(V _n)	1000 m³/h
Allmenhausen	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	GASAG Berliner Gaswerke AG, Berliner Erdgas- speicher GmbH & Co. KG	Aquifer	750 - 1000	Buntsandstein	560	135	180	225
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1450	1450	1200 ¹⁾
Breitbrunn-Eggstätt	RWE Dea AG & Storengy Deutschland GmbH für E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	992	1080	520
Buchholz	VNG Gasspeicher GmbH	Aquifer	570 - 610	Buntsandstein	234	175	175	80
Eschenfelden	E.ON Gas Storage GmbH, N-Ergie	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130 ¹⁾
Frankenthal	Enovos Deutschland AG, Creos Deutschland GmbH	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 1800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	153	18	70	70
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100 ¹⁾
Inzenham	RWE Dea AG für RWE Dea Speicher GmbH	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	415	500	255
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	215	215	450
Kirchheilingen	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Rehden	WINGAS GmbH, astora GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	7000	4400	4400	2400
Reitbrook	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	640 - 725	Oberkreide	530	350	350	350
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH, Gasversorgung Süd- deutschland GmbH	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45 ¹⁾
Schmidhausen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45 ¹⁾
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90 ¹⁾
Uelsen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1220	840	750	450
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Litho.-Kalk)	583	365	365	240
Summe					19557	10604	10784	7355
in Planung oder Bau								
Behringen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	630	Zechstein	2300	-	1000	-
Summe					2300	-	1000	-

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2012. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen. ¹⁾Maximalrate (kurzzeitig)

Tab. 25a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m³(V _n)	Mio. m³(V _n)	Mio. m³(V _n)	1000 m³/h
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	19	780 - 950	Zechstein 2	965	760	955	920
Bernburg	VNG Gasspeicher GmbH	34	500 - 700	Zechstein 2	1371	1059	1059	1000
Bremen-Lesum- Storengy	Storengy Deutschland GmbH	2	1300 - 1780	Zechstein 2	247	160	160	220
Bremen-Lesum-SWB	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	87	73	73	160
Burggraf-Bernsdorf	ONTRAS-VNG Gastransport GmbH	stillg. Bergwerk	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	4	1300 - 1800	Zechstein 2	300	136	284	360
Epe-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2563	2008	2055	2900 ¹⁾
Epe-ENECO	ENECO Gasspeicher GmbH	1	1000 - 1400	Zechstein	65	46	106	200
Epe-KGE	KGE - Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	1	1100 - 1400	Zechstein	54	42	42	100
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	402	313	313	650
Epe-RWE, H-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	585	459	459	870
Epe-RWE, L-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	10	1160 - 1280	Zechstein 1	707	542	542	800
Epe-Trianel	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	275	210	210	600 ¹⁾
Etzel - EKB	IVG Caverns GmbH, Etzel Kavernenbetriebsge- sellschaft mbH & Co. KG	6	1150 - 1200	Zechstein 2	700	500	500	900
Etzel - FSG Crystal	IVG Caverns GmbH, Friedeburger Speicherbe- triebsgesellschaft mbH Crystal	4	1100 - 1200	Zechstein 2	640	400	400	600
Etzel-EGL 1 und 2	IVG Caverns GmbH, Statoil Deutschland Storage	19	900 - 1100	Zechstein 2	1700	1253	1253	1300
Etzel-ESE	IVG Caverns GmbH, E.ON Gas Storage GmbH	6	1150 - 1200	Zechstein 2	1030	780	780	2250
Harsefeld	Storengy Deutschland GmbH	2	1150 - 1450	Zechstein	189	119	140	300
Huntorf ²⁾	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	435	311	311	450
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	2	500 - 700	Zechstein 2	129	105	105	77
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON-Hanse AG	2	1300 - 1600	Rotliegend	78	47	47	100
Kraak	E.ON-Hanse AG	4	900 - 1450	Zechstein	330	280	280	400
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	143	111	235	200 ¹⁾
Nüttormoor	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1801	1319	1319	1780
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	3	1300 - 1450	Zechstein	341	220	220	500
Reckrod	Gas-Union GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	EWE GASSPEICHER GmbH	2	900 - 1200	Zechstein	171	135	135	140
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	6	400 - 1130	Zechstein	468	382	382	550
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	8	1000	Zechstein	217	185	185	280
Summe		231			16176	12068	12663	18747

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2012. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen. ¹⁾ Maximalrate (kurzzeitig).

²⁾ Einschl. Kaverne Neuenhünthorff.

Tab. 25b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	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	VNG Gasspeicher GmbH	3	800 - 860	Zechstein 2	250		195	
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300 - 1800	Zechstein 2	125		100	
Epe-CGS	Continental Gas Storage Deutschland GmbH	3	1000 - 1400	Zechstein 1	292		177	
Epe-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein	k.A.		47	
Epe-ENECO	ENECO Gasspeicher GmbH	1	1100 - 1400	Zechstein	86		60	
Epe-KGE	KGE - Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	3	1100 - 1400	Zechstein	216		162	
Etzel-ESE	IVG Caverns GmbH, E.ON Gas Storage GmbH	13	1150 - 1200	Zechstein 2	2000		1320	
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	25	1150 - 1200	Zechstein 2	3300		2200	
Jemgum-EWE	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950 - 1400	Zechstein	k. A.		k. A.	
Jemgum-WINGAS	WINGAS GmbH & Co. KG, VNG - Verbundnetz GmbH, astora GmbH & Co. KG	18	1000 - 1600	Zechstein 2	1620		1200	
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	10	500 - 700	Zechstein 2	574		470	
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1500 - 1750	Rotliegend	114		74	
Moeckow	EWE GASSPEICHER GmbH	24	1100 - 1500	Zechstein	k. A.		k. A.	
Nüttermoor	EWE GASSPEICHER GmbH	1	950 - 1300	Zechstein	k. A.		k. A.	
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	7	1100 - 1400	Zechstein	840		560	
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding GmbH	3	700 - 900	Zechstein 1	150		120	
Rüdersdorf	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900 - 1200	Zechstein	k. A.		k. A.	
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	6	850 - 1150	Zechstein	620		500	
Summe		129			10187		7185	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2012.

*Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.

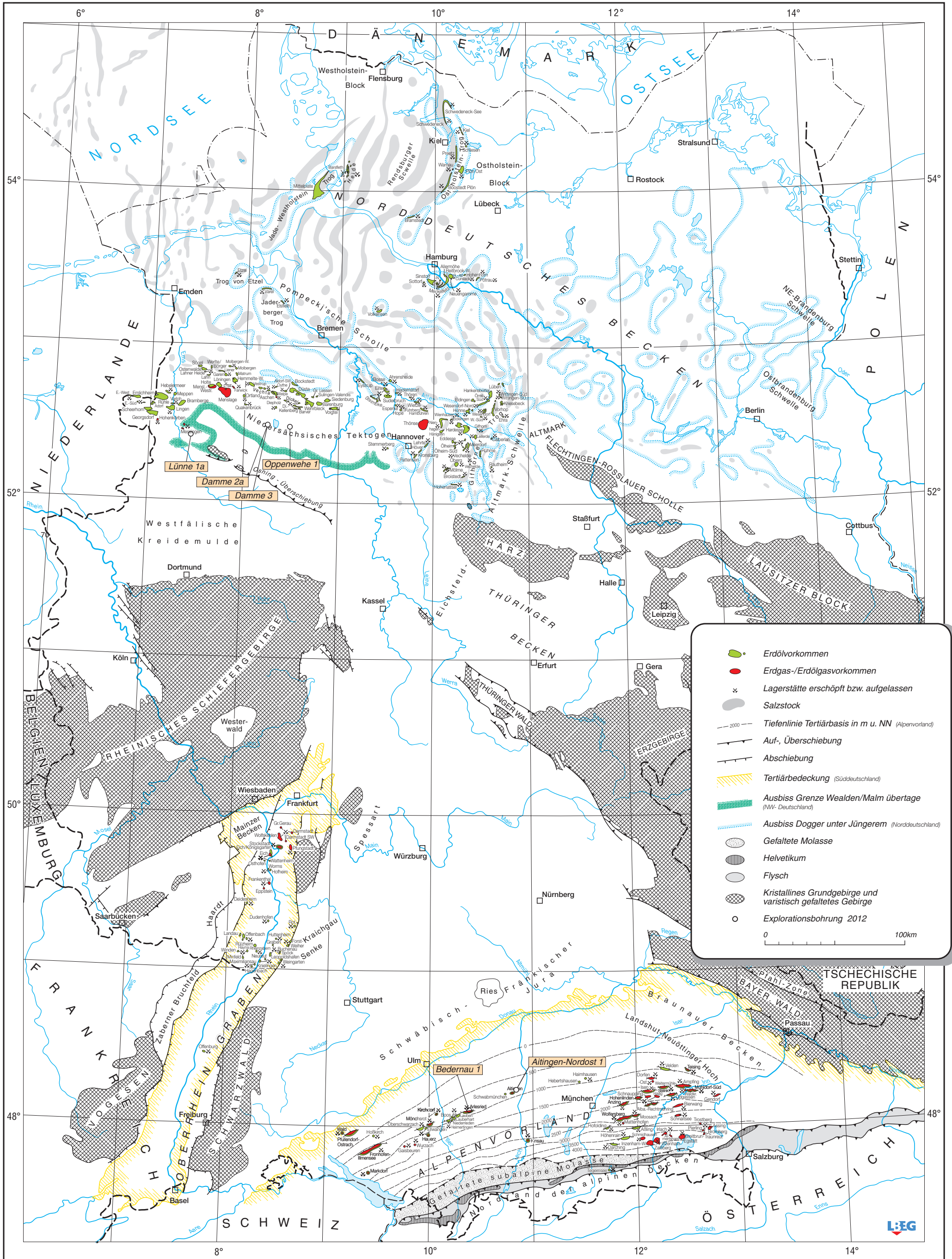
Tab. 26: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

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

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2012

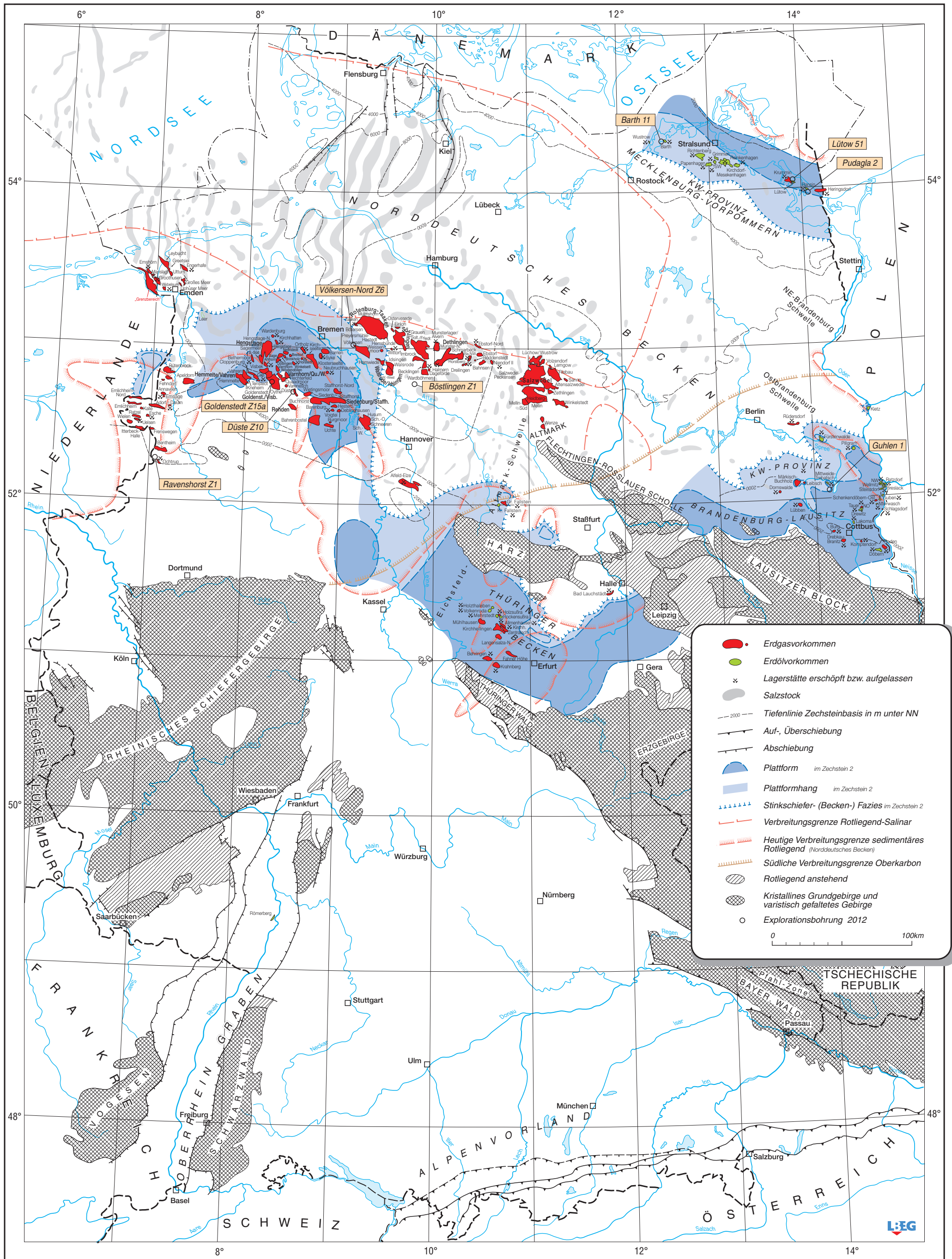
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

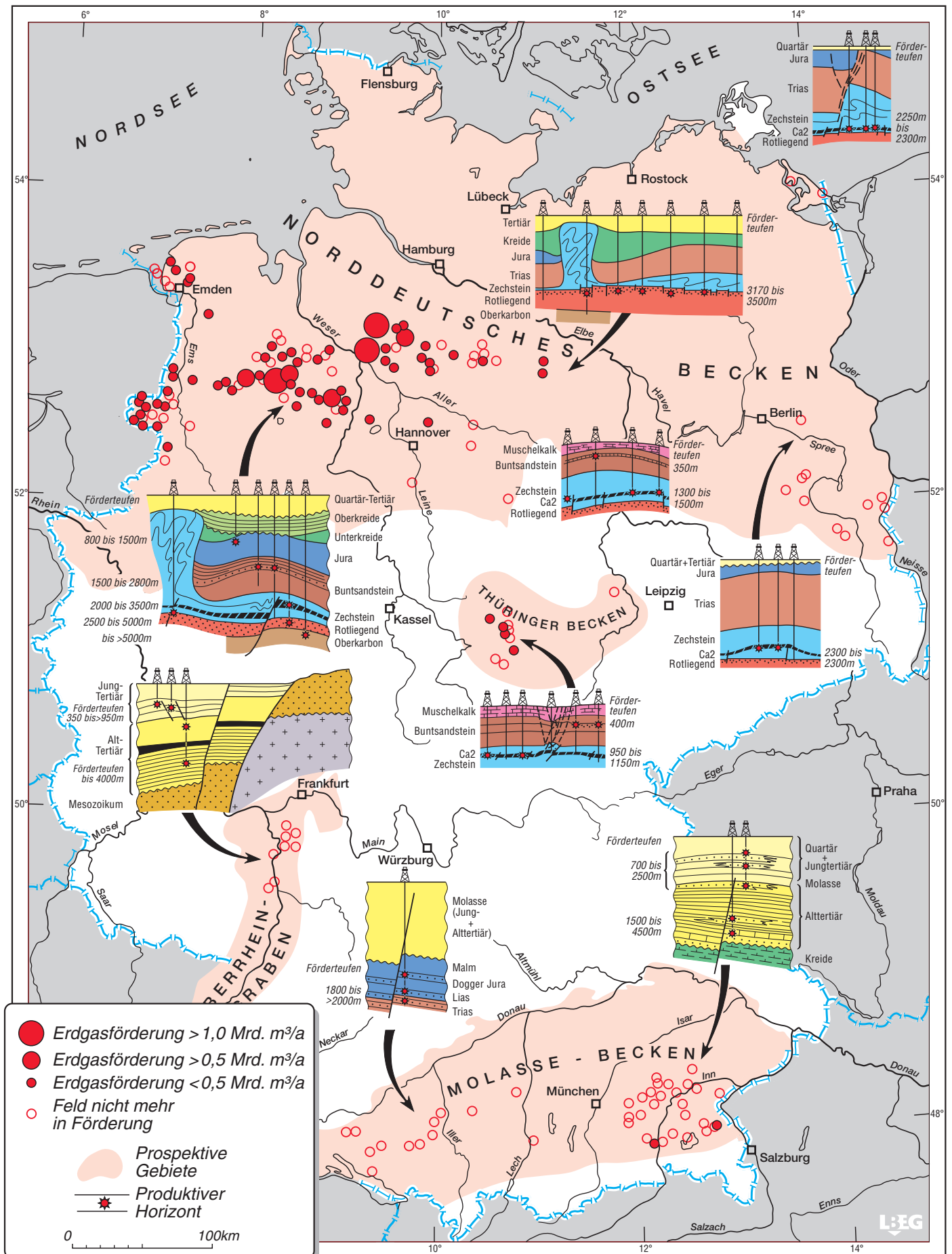


Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

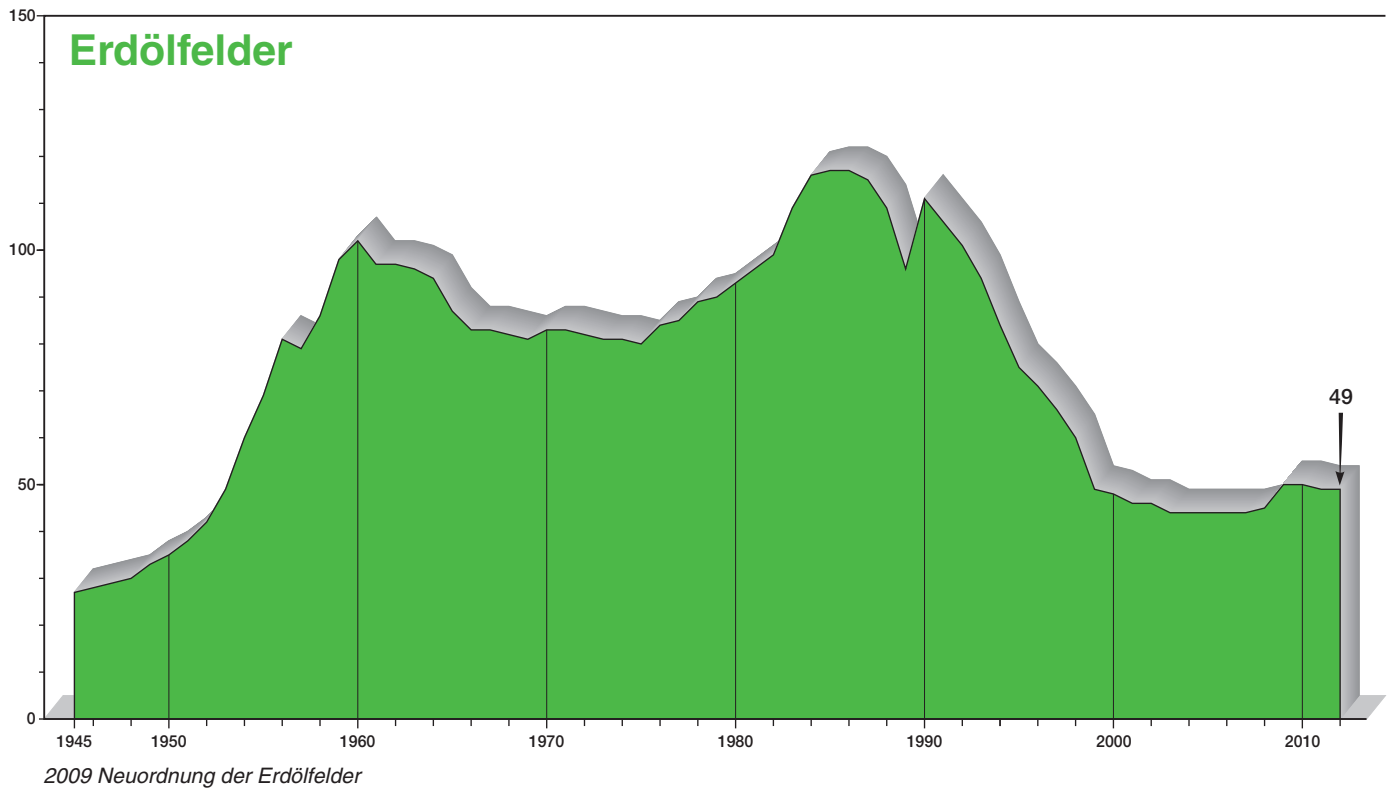
Paläozoikum und Buntsandstein



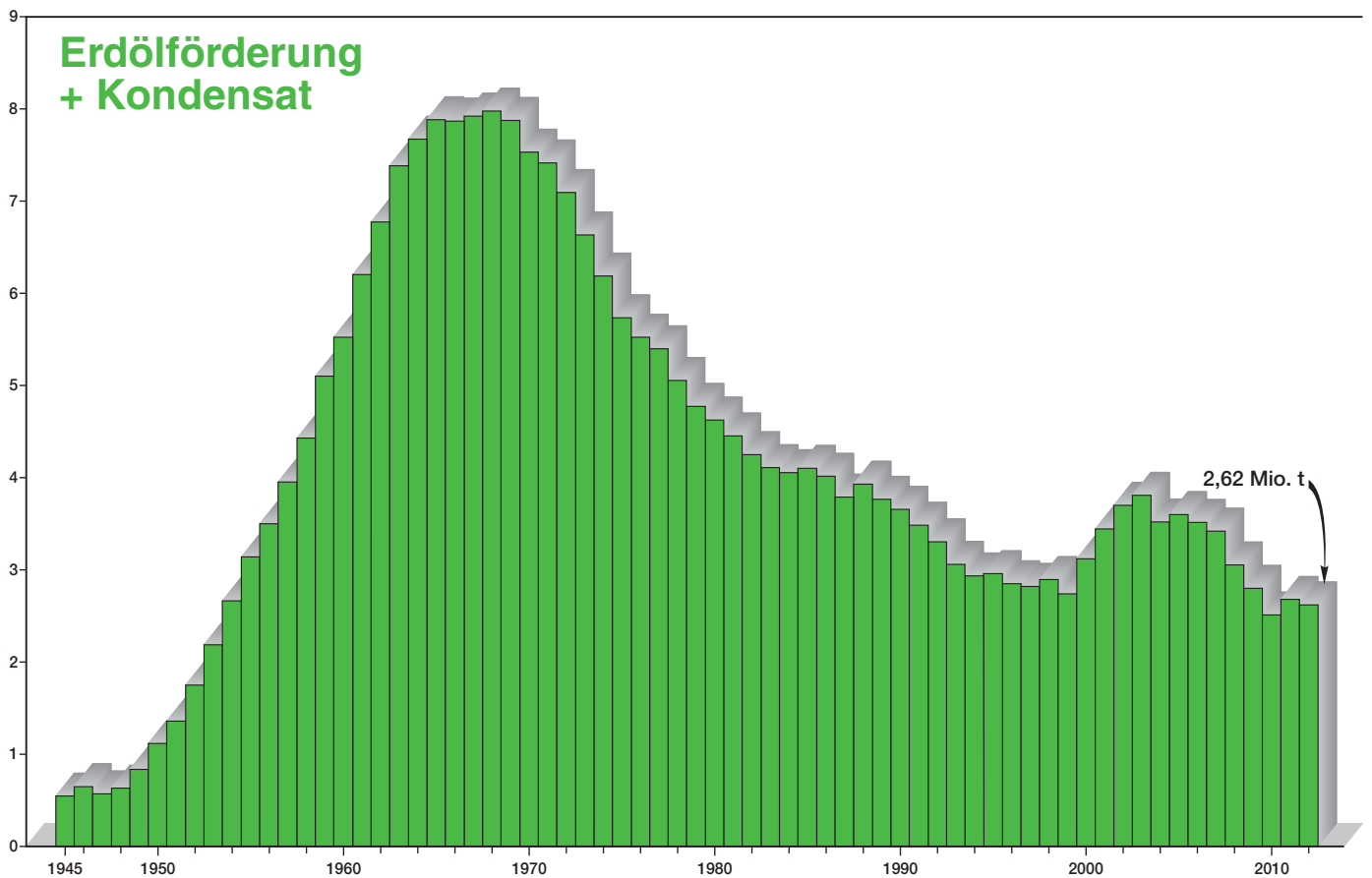




Anzahl

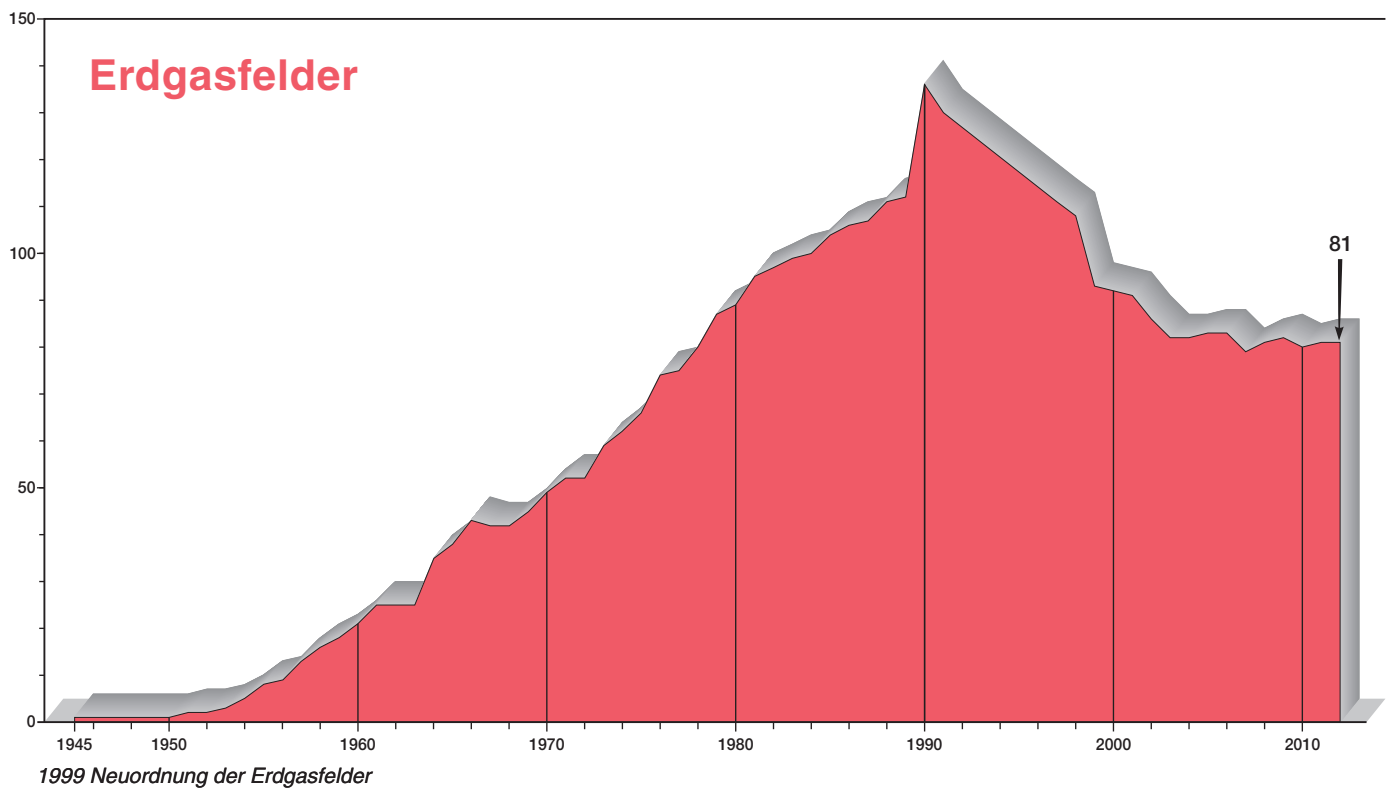


Mio. t

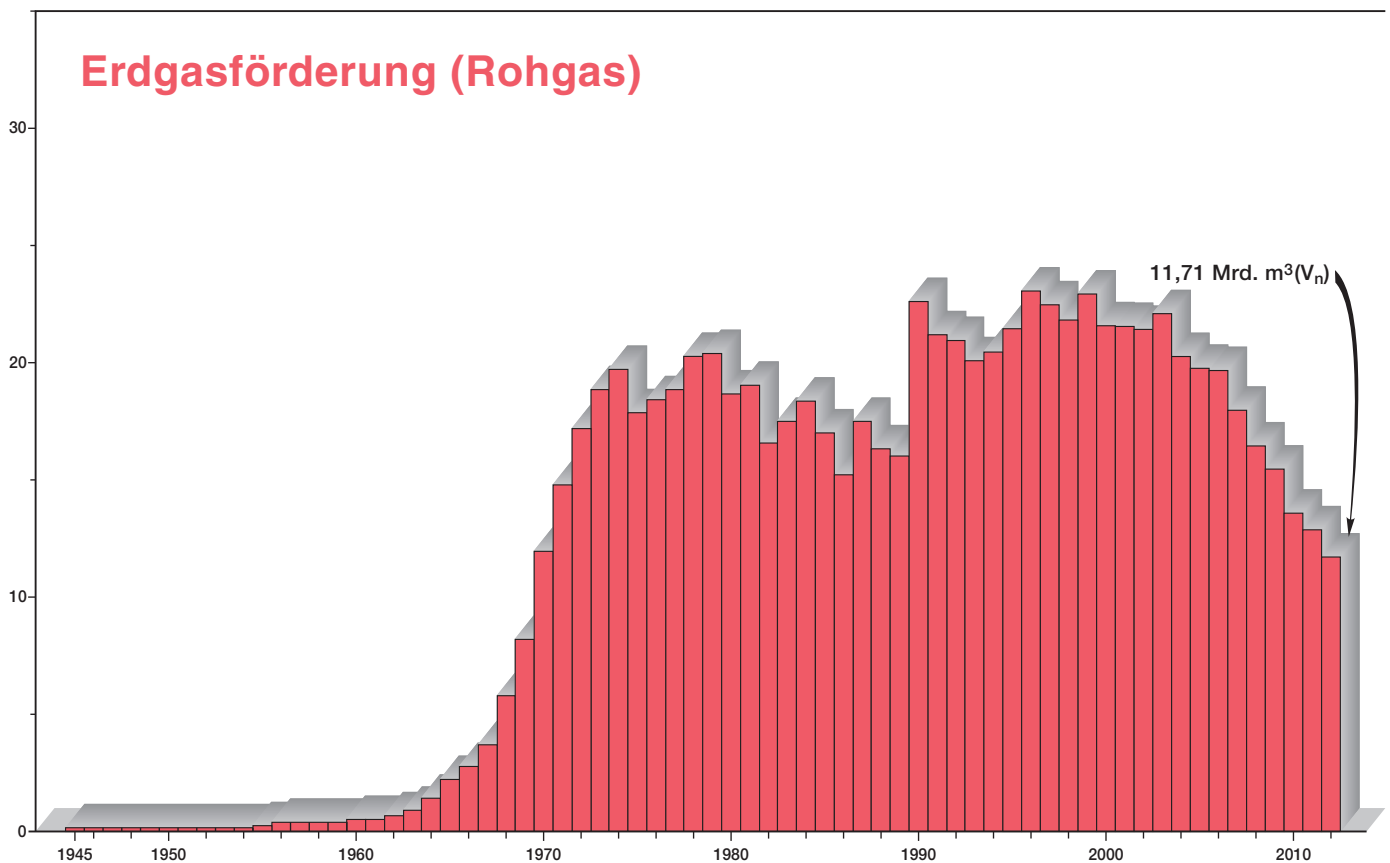


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2012.

Anzahl



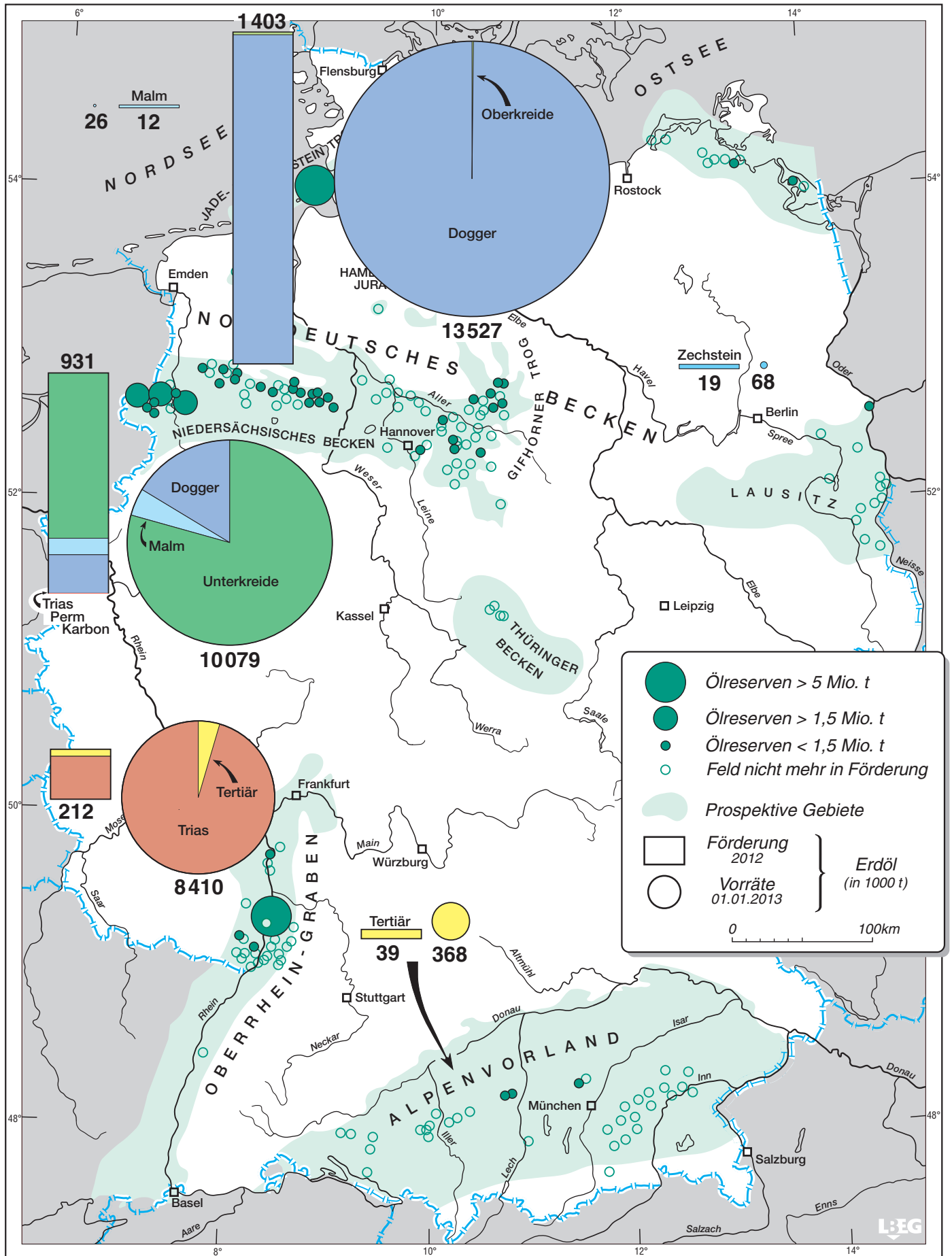
Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2012.

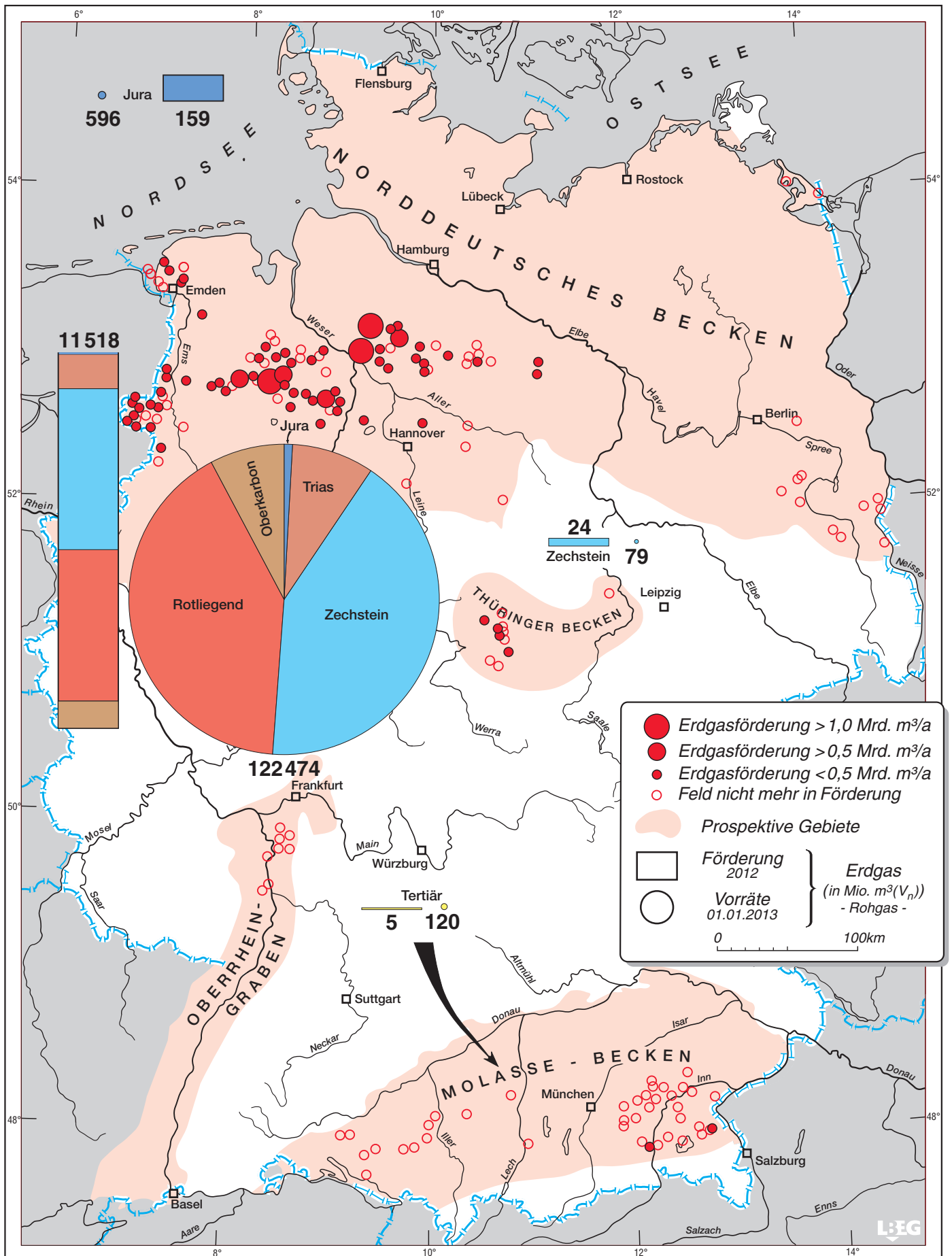
Erdgaslagerstätten in Deutschland		Nordsee		Elbe-Weser																	Weser- Ems																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
		Nordsee A6 / B4		Bahlsen	Becklingen	Deßlingen	Drellingen	Einloh	Hamwiede	Husum / Schneeren	Imbrock	Lüchow / Wustrow	Ostervesede / - SW	Rotenburg / Taaken	Salzwedel / Sanne / Wenze	Söhligen	Soltau / Friedrichseck	Thönse (Jura)	Thönse (Rhät)	Völkersen / Völkersen-Nord	Walsrode / Idsingen	Wardböhmen / Bleckmar	Weissenmoor	Apeldorn	Bahrenborstel/Burgmoor/Uchte	Bahrenborstel / Uchte	Barenburg / Buchhorst	Barrien	Brinkholz / Neerstedt	Cappeln	Deßlinghausen	Dötlingen	Düste	Goldenstedt	Goldenstedt / Oythe	Goldenstedt / Visbek	Greetsiel / Leybucht	Großes Meer	Hemmelte	Hemmelte / Kneheim / Vahren	Hengstlage	Hengstlage / Sage / Sagermeer	Klosterselle																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
Stratigraphie																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			

Erdgaslagerstätten in Deutschland		Weser-Ems														westlich der Ems										Thüringer Becken				Alpenvorl.							
		Kneheim	Leer	Löhningen-Südost / Menslage	Löhningen-West / Holte / Menslage-Westrum	Neubrunnhausen	Rehden	Siedenburger / Stafthorst	Siedenburger-West / Hesterberg	Stafthorst-Nord / Pöpsen	Uphuser Meer	Uttum	Varenesch	Varnhorn / Quadaamoor/Wüstendöllen/Rechterfeld	Wietingsmoor	Adorf	Adorf-Dalum-Ringe	Annaveen	Bentheim	Emlichheim	Emlichheim-Nord / Laarwald	Fehndorf	Franswegen	Itterbeck-Halle / Gellelo	Kalle	Ratzel	Ringe	Rütenbrock	Wielen	Fahner Höhe	Kirchheilingen	Langensalza-Nord	Mühlhausen	Assing	Inzenham-West		
Stratigraphie																																					
Tertiär	Pliozän																																				
	Miozän (Aquitän)																																				
	Oligozän																																				
	Eozän																																				
	Paläozän																																				
Kreide	Oberkreide																																				
	Unterkreide																																				
Jura	Malm																																				
	Dogger																																				
	Lias																																				
Trias	Keuper																																				
	Muschelkalk																																				
	Buntsandstein																																				
Perm	Zechstein																																				
	Rotliegend																																				
Karbon	Oberkarbon																																				
	Unterkarbon																																				



Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

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

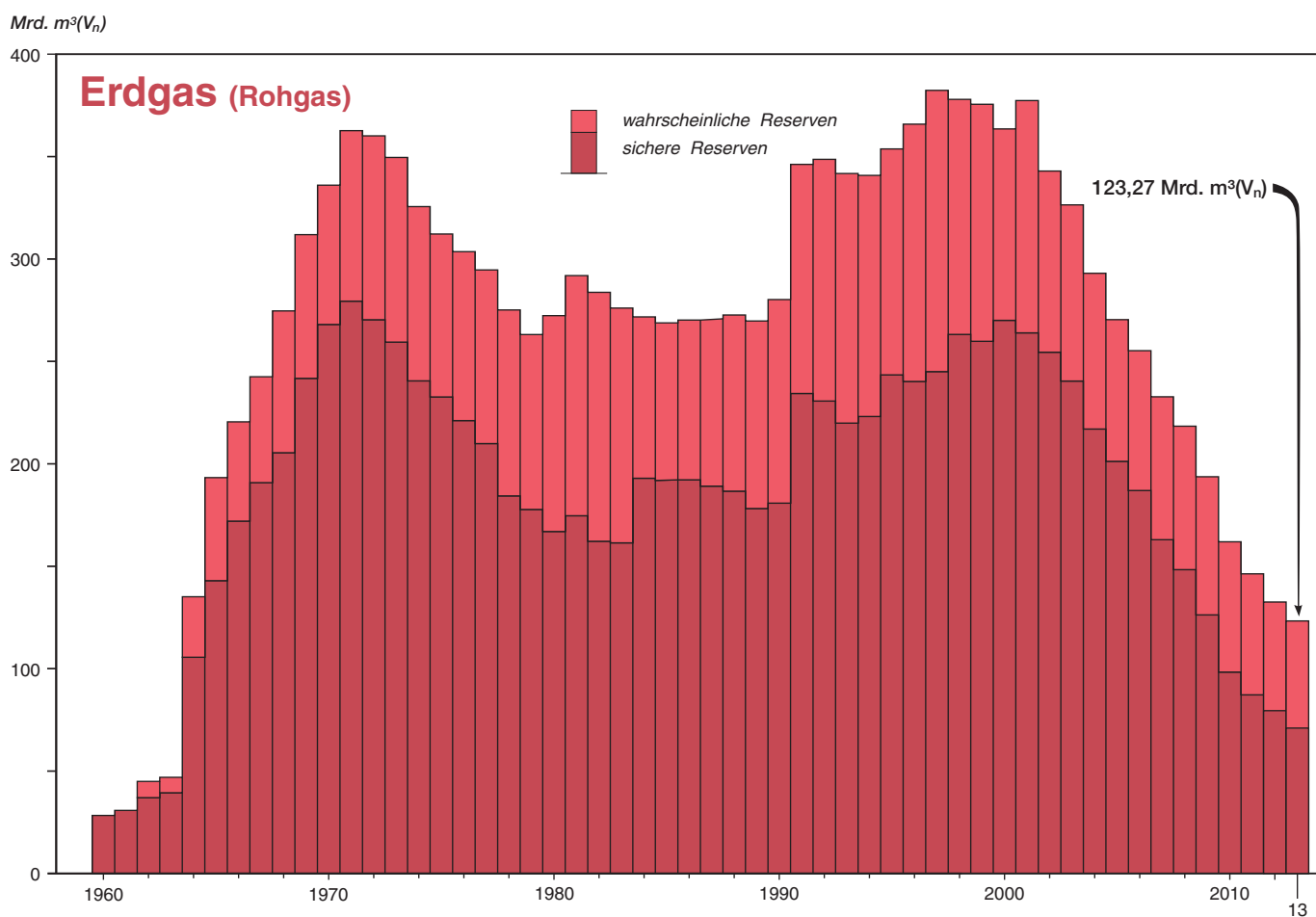
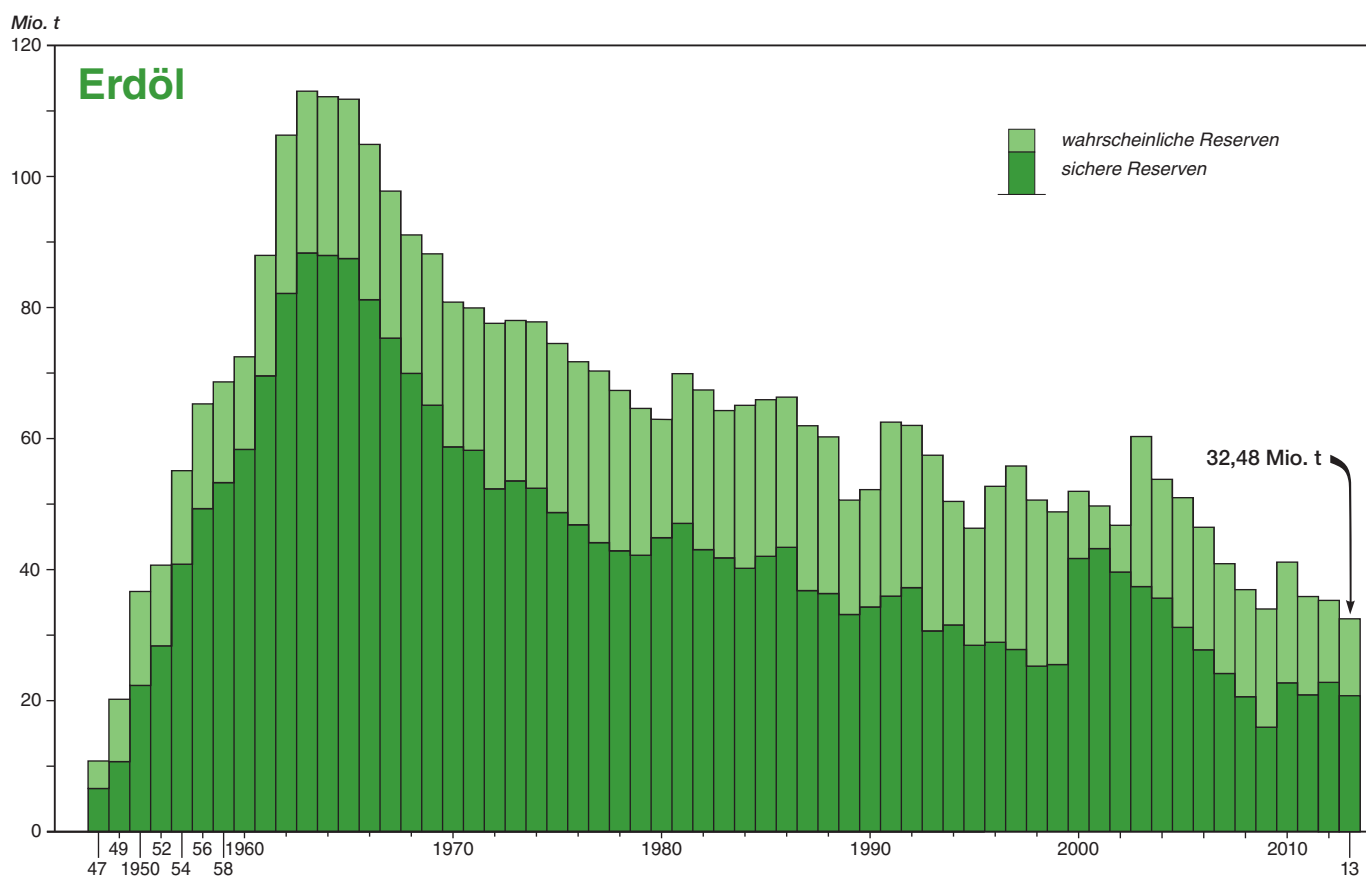


Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

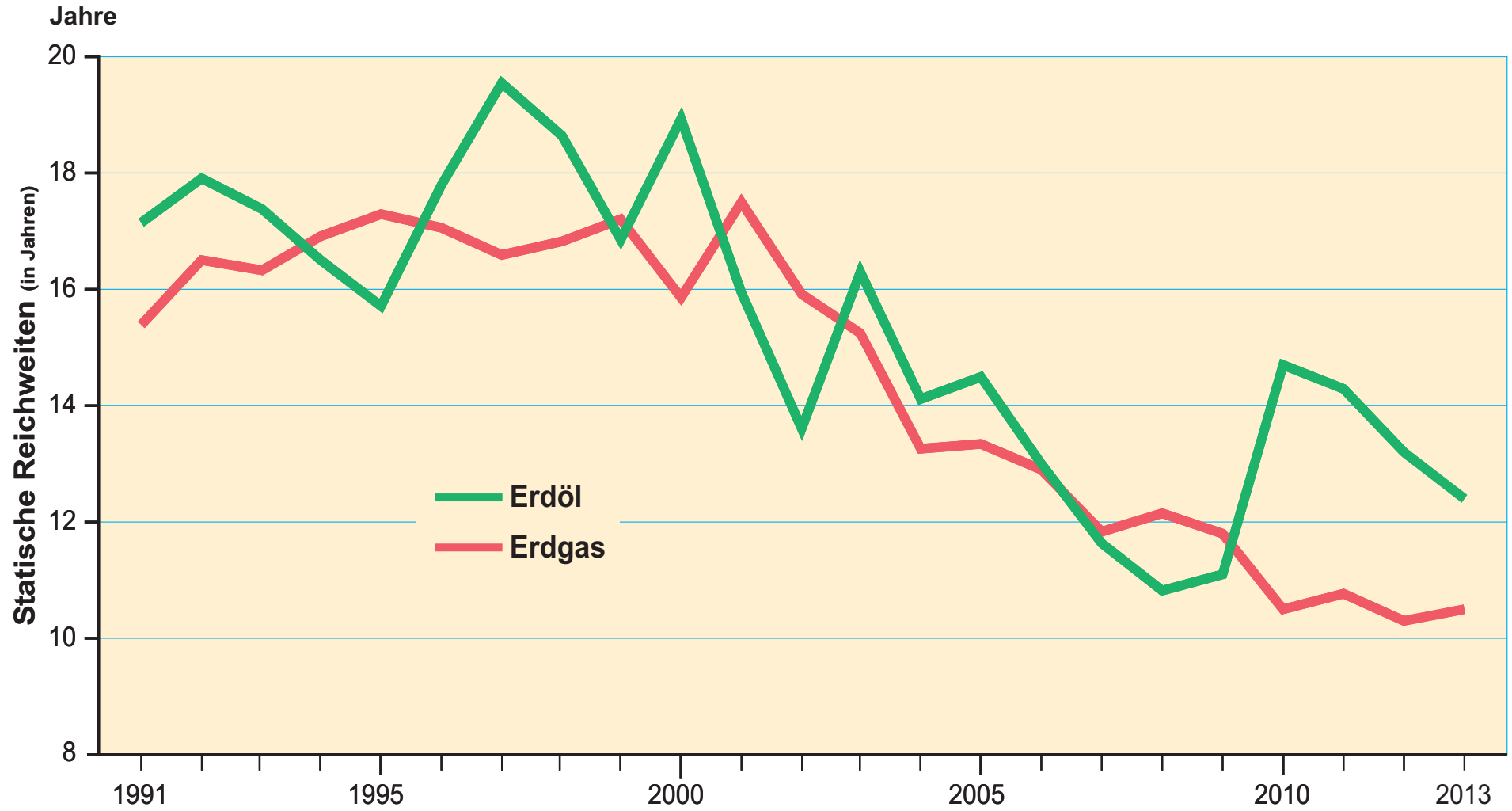
1. Nordsee
2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems
3. Thüringer Becken
4. Alpenvorland

Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland

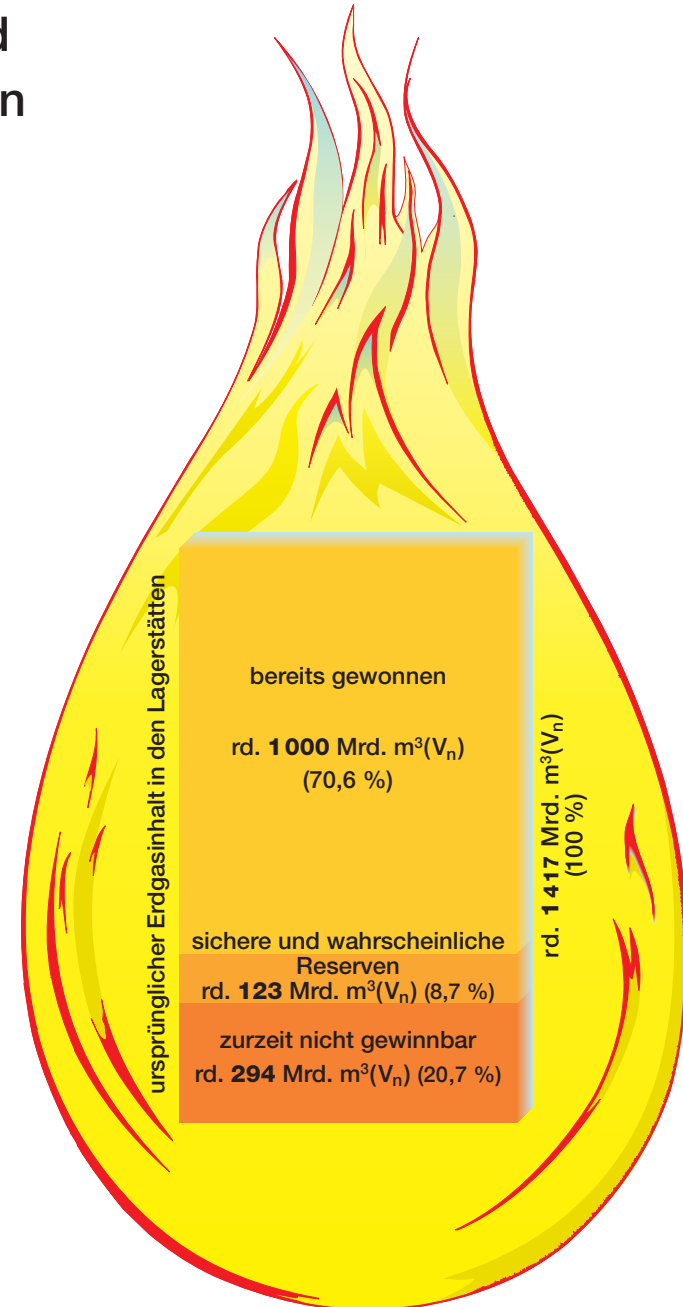
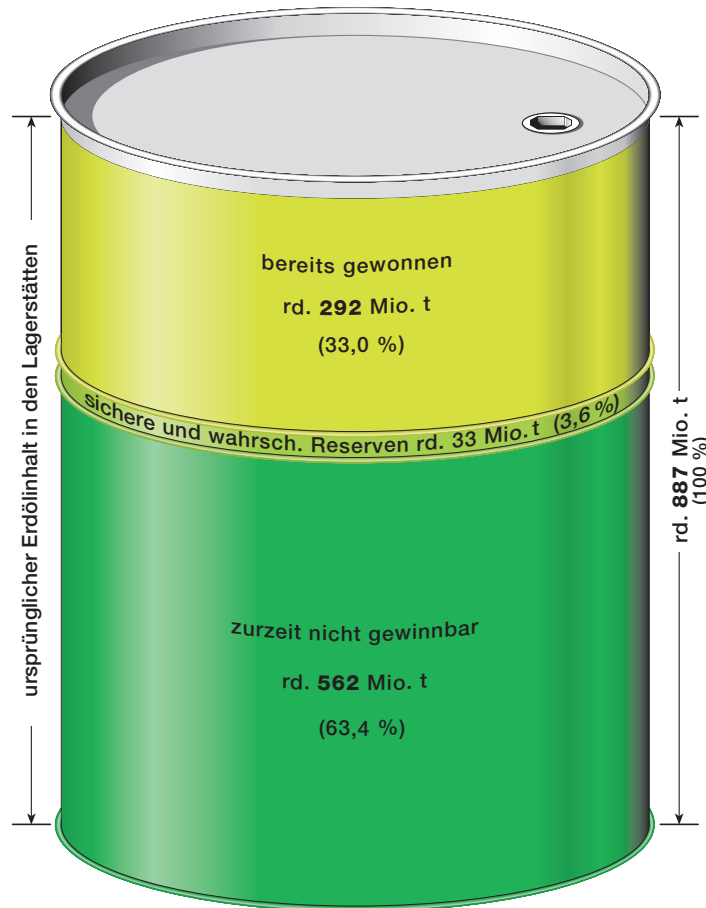
(Stand jeweils am 1. Januar)



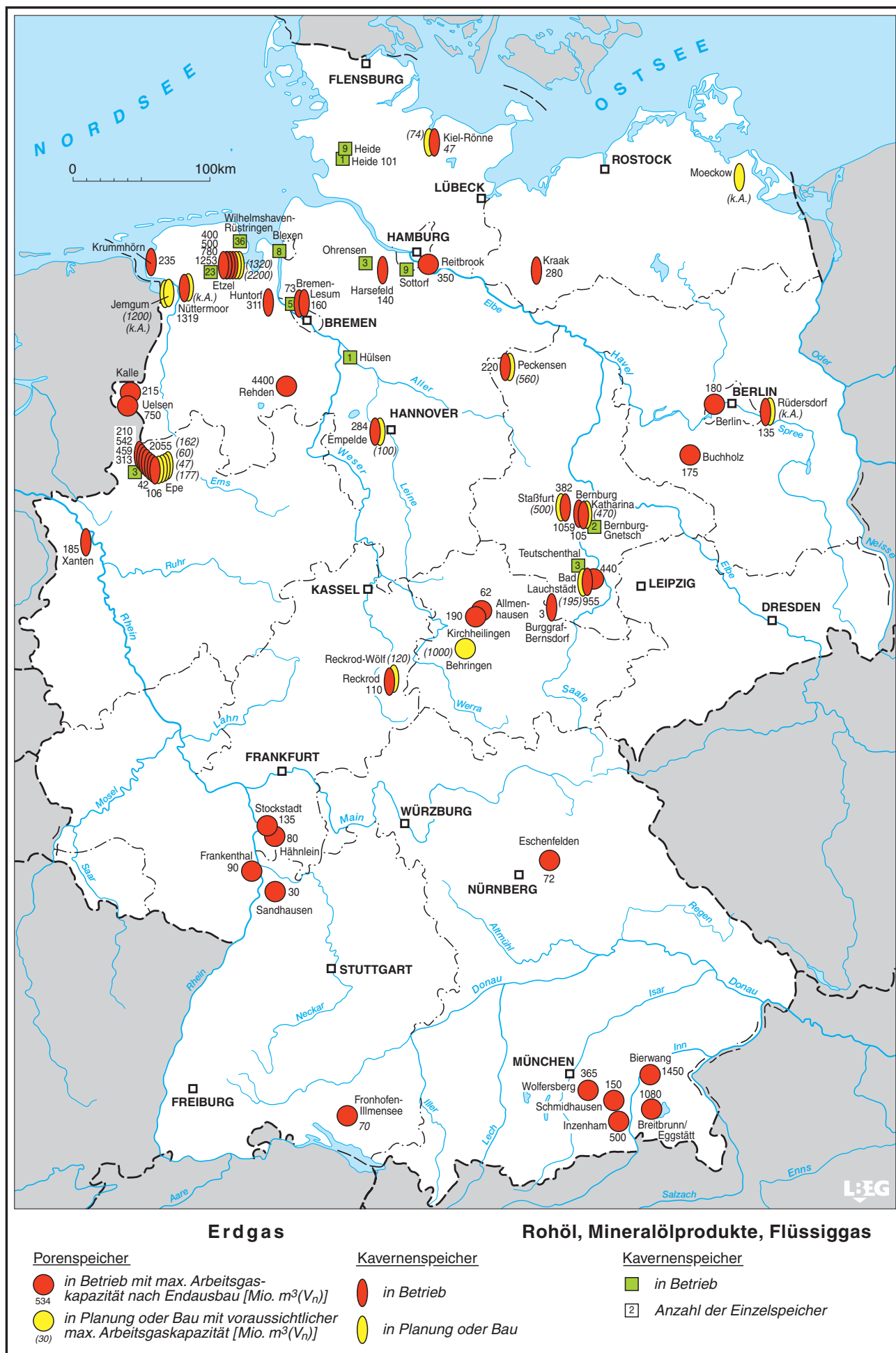
Statische Reichweiten der Reserven



Erdöl und Erdgas* in Deutschland Kumulative Produktion & Reserven

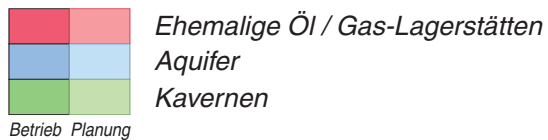
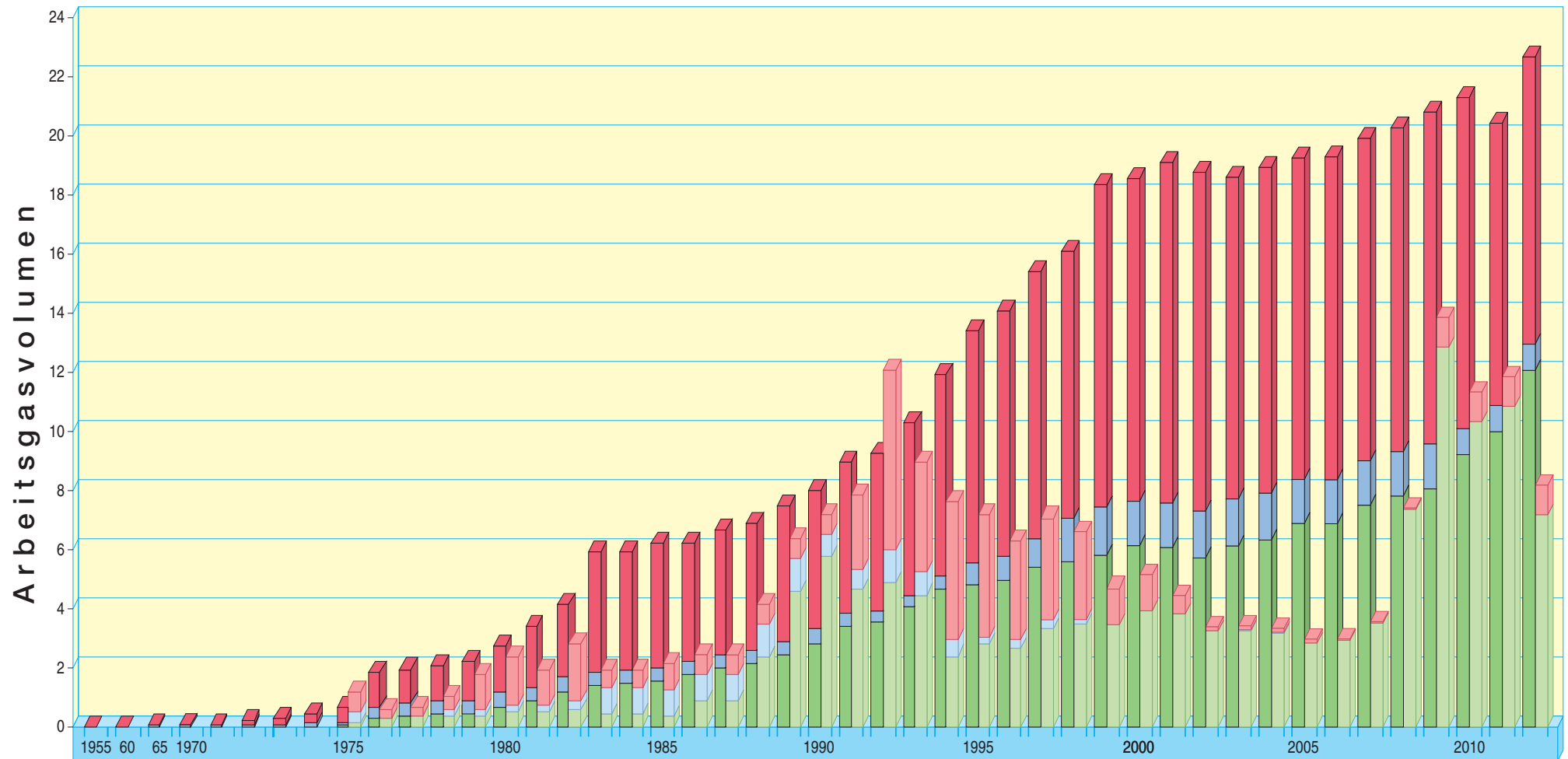


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



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