



## Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2011







Landesamt für  
Bergbau, Energie und Geologie

# Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2011

Hannover 2012

## Titelbild

Bohrtätigkeit im Erdölfeld Emlichheim. Links hinten im Bild die Bohranlage T48 der Erdöl-Erdgas Workover GmbH beim Teufen der neuen Horizontalbohrung Emlichheim 318. Mittig die Cabot-Franks 300 Workover-Anlage des Förderbetriebes Emlichheim beim Aufwältigen der Bohrung Emlichheim-Nord Z7. Im Vordergrund rechts die ebenfalls betriebseigene Salzgitter Workover-Anlage 4424 bei Arbeiten zur Ablenkung der Bohrung Emlichheim 65. In Emlichheim wurden im Jahr 2011 insgesamt 25 Bohrvorhaben ausgeführt. Derzeit werden in Emlichheim rund 160 000 Tonnen Erdöl aus rund 95 Bohrungen pro Jahr gefördert. In diesem Jahr wird die zehnmillionste Tonne aus diesem Feld erwartet.

Das Erdölfeld Emlichheim besitzt, trotz seiner fast 70jährigen Produktionsgeschichte, ein sehr hohes Entwicklungspotenzial, welches ein Aufrechterhalten des Förderplateaus für mehrere Jahre erwarten lässt.

Gestützt auf positive Erfahrungen beim Einsatz von Horizontalbohrungen im Zusammenspiel mit der Dampffluttechnik sieht das Betreiberkonsortium unter den aktuellen Rahmenbedingungen das Potential, im Erdölfeld Emlichheim neue Reserven zu mobilisieren. Auf Grundlage der heutigen Berechnungen wird Emlichheim seinen Beitrag zur Versorgung Deutschlands mit Erdöl noch mindestens 20 Jahre leisten.

Die Betriebsleitung des Erdölfeldes Emlichheim hält die Wintershall Holding GmbH. Partner ist die Mobil Erdgas-Erdöl GmbH.

Grafik und Text: Wintershall Holding GmbH



© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie  
Referat Energiewirtschaft Erdöl und Erdgas, Bergbauberechtigungen

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

Download unter [www.lbeg.niedersachsen.de](http://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 die Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Erdöl und Erdgas in Deutschland vorzulegen.

Wie in jedem Jahr wurden die hier berichteten Daten und Fakten zum Teil von uns bei den Behörden und Ministerien sowie bei der Erdöl-Erdgasindustrie und bei Verbänden abgefragt. An dieser Stelle bedanken wir uns auch für die stets zuverlässige Unterstützung bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern in den Bundesländern, ohne die ein länderübergreifender Jahresbericht nicht möglich wäre.

Als Titelbild haben wir die Bohrarbeiten in einem Erdölfeld im Emsland ausgewählt, das in die Jahre gekommen ist, aber selbst nach fast 70 Jahren Förderzeit noch ein erhebliches Reservenpotenzial besitzt.

Wenn Sie die in Deutschland in Exploration und Produktion tätigen Firmen über die letzten Jahrzehnte betrachten, werden Sie einen Wandel feststellen. Auf dem Festland (Onshore) operierten damals nur wenige (alteingesessene) Konzerne. Inzwischen sind eine Reihe neuer oder junger Unternehmen aus dem In- und Ausland hinzugekommen, die sowohl Explorations- als auch Produktionslizenzen beantragt und erhalten haben. Neu ist auch, dass für ein freies Explorationsgebiet unter Umständen mehr als nur eine Firma eine Erlaubnis zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen beantragt. In diesem Fall erfolgt vor der Vergabe einer Lizenz eine Bewertung und Auswahl, welcher Antragsteller den Anforderungen einer sinnvollen und planmäßigen Aufsuchung am besten Rechnung trägt. Maßgebliche Bewertungsgrundlagen sind das Arbeitsprogramm und der vorgesehene Einsatz von erforderlichen Mitteln.

Das steigende Interesse an heimischem Erdöl und Erdgas schlägt sich durch einen weiteren Anstieg der vergebenen Explorationsflächen um mehr als 10 Prozent gegenüber dem Vorjahr nieder. Durch die hohen Ölpreise sind auch alte, aufgegebene Ölfelder in den Fokus von Unternehmen gerückt. Lagerstätten, die in Folge des Ölpreisverfalls Mitte der 80er Jahre als unwirtschaftlich stillgelegt und verfüllt wurden, werden unter den heutigen wirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie modernen technischen Möglichkeiten neu bewertet.

Neue Unternehmen sind aber auch auf Daten über den tieferen Untergrund angewiesen. Hier kommt den von den geologischen Diensten der jeweiligen Landesbehörden bereitgestellten Nachweis-Informationssystemen über das Internet und entsprechender Beratung eine weiter zunehmende Bedeutung zu.

Hochaktuell und regelmäßig Gegenstand der Presse und Medien ist auch die Exploration auf sogenanntes unkonventionelles Gas aus dichten Tonsteinen (Schiefergas oder Shale Gas) in Norddeutschland. Seine Gewinnung, für die bisher allerdings noch keine eigenen Erfahrungen vorliegen, ist nur in Verbindung mit hydraulischen Frack-Maßnahmen wirtschaftlich möglich. Dies führt nach wie vor zu Spannungsfeldern zwischen Gegnern und Befürwortern einer Technologie, die in herkömmlichen, tiefliegenden Lagerstätten in Deutschland seit Jahrzehnten sicher und mit Erfolg im Einsatz ist. Diese herkömmlichen Frack-Maßnahmen sind über die Diskussionen dieser Technik in Schiefergaslagerstätten mit in den Fokus und

in die Kritik geraten. Hinzuweisen ist auf aktuelle Studien im In- und Ausland, die sich mit dem Thema der Sicherheit der Frack-Technologie beschäftigen. Insgesamt muss auch für eine mögliche Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten gelten, dass beim Einsatz neuer Verfahren und Techniken Sicherheit und Ökologie vor Ökonomie gehen muss. Darüber hinaus ist sicher zu stellen, dass die Verfahren und Entscheidungsprozesse gegenüber der betroffenen Bevölkerung transparent dargestellt werden.

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe hat die ersten Ergebnisse ihrer Studie zur Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tonsteinen in Deutschland anlässlich der Frühjahrstagung der DGMK im April 2012 vorgestellt. Die ermittelten Ressourcen liegen danach zwischen 0,7 und 2,3 Billionen m<sup>3</sup>. Ob, in welchen Regionen, wann und in welchem Umfang diese vermuteten Ressourcen wirtschaftlich gefördert werden können, hängt von einer Reihe von technischen und wirtschaftlichen Faktoren sowie politischen Entscheidungen ab. Die Diskussionen darüber werden nicht nur in Deutschland geführt, sondern in allen Staaten, in denen Schiefergas ein Thema ist. Dabei wird nicht zuletzt auch die Förderung heimischer Ressourcen und deren gesellschaftliche Akzeptanz hinterfragt werden. Das alles sind große Herausforderungen, die sicher nicht über Nacht zu bewältigen sind. Bei den notwendigen Diskussionen ist aber auch zu berücksichtigen, dass nach allen seriösen Prognosen Erdöl und Erdgas noch über viele Jahrzehnte zu den wichtigsten Energielieferanten weltweit aber auch in Deutschland gehören werden. Erdöl und Erdgas aus Deutschland werden dabei ihren Beitrag leisten.

Wir hoffen, dass der Jahresbericht hilfreich und informativ für Ihre Arbeit ist. Sollten Sie Anregungen und Kommentare haben, senden Sie Ihre E-Mail an die Adresse [kohlenwasserstoffgeologie@lbeg.niedersachsen.de](mailto:kohlenwasserstoffgeologie@lbeg.niedersachsen.de).

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

Hannover, im Mai 2012

# Inhalt

<b>Verzeichnis der Tabellen</b> .....	6
<b>Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen</b> .....	7
<b>Zusammenfassung</b> .....	9
<b>Summary</b> .....	10
<b>1 Bohraktivität</b> .....	11
1.1 Explorationsbohrungen .....	11
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen .....	17
1.3 Bohrmeterleistung .....	20
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	22
<b>2 Geophysik</b> .....	24
<b>3 Konzessionswesen</b> .....	26
<b>4 Erdöl- und Erdgasproduktion</b> .....	31
4.1 Erdölförderung.....	32
4.2 Erdgasförderung.....	36
<b>5 Erdöl- und Erdgasreserven</b> .....	41
5.1 Reservendefinitionen.....	41
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2012.....	42
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2012.....	43
<b>6 Untertage-Gasspeicherung</b> .....	45
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung .....	45
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch .....	46
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2011 .....	46
6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland .....	52
6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich .....	53
6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung .....	54
<b>7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas</b> .....	57
<b>8 Literatur und nützliche Links</b> .....	58
<b>Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme</b>	

## Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2011.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2011.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2006 bis 2011, aufgeteilt nach Bohrkategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2011 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2011.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2011.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2011.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2011.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2007 bis 2011.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2011.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2009 bis 2011 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2010 und 2011 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2007 bis 2011.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2011.
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung 2009 bis 2011 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2010 und 2011 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2012 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2012 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2012 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2012).
- Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2012).
- Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (AGEB 2012 und WEG 2012).
- Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31. Dezember 2011).
- Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt.
- Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 26a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 26b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

## Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2011.
- 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- 2011.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2011.
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten.
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten.
- 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 der Bundesrepublik 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.



## 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 2011. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen ist dem Trend der letzten Jahre folgend in 2011 nochmals deutlich angewachsen. Gegenüber dem Vorjahr hat sich die Fläche um 12 000 km<sup>2</sup> auf etwa 109 000 km<sup>2</sup> vergrößert. Neue Konzessionsflächen wurden vor allem in Mecklenburg-Vorpommern, Bayern, Thüringen, Baden-Württemberg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein vergeben.

Eine Steigerung der Explorationsaktivitäten infolge der Vergabe der neuen Konzessionen ist bislang nicht eingetreten. Im Gegenteil: Die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas waren unterdurchschnittlich und die Anzahl der Explorationsbohrungen ist gesunken.

Es wurden drei seismische 3D-Surveys akquiriert; allesamt in Süddeutschland gelegen. 2D-seismische, gravimetrische oder geomagnetische Messungen wurden nicht durchgeführt.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist von 13 im Vorjahr auf 10 gesunken. Darüber hinaus waren 15 Explorationsbohrungen in Bearbeitung, die ihre Endteufe bereits vor 2011 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. Acht Aufschlussbohrungen wurden mit einem Ergebnis abgeschlossen; zwei waren gasföndig, fünf hatten ihr Ziel erreicht und eine hatte das Ziel nicht erreicht. Von den fünf mit Ergebnis abgeschlossenen Teilfeldsuchbohrungen waren vier gasföndig und eine ölföndig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwick-

lungsbohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr auf 46 verdoppelt. Weitere sieben Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2011 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 33 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 28 öl- oder gasföndig und fünf hatten ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat den höchsten Wert seit 1998 erreicht und mit 73 272 m gegenüber dem Vorjahreswert in Höhe von 51 411 m deutlich zugelegt.

Der negative Trend der Erdgasförderung hat sich fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten wurden gegenüber dem Vorjahr etwa 5 Prozent weniger gefördert. Die Jahresfördermenge betrug 12,9 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität.

Die Erdölförderung ist gegenüber dem Vorjahr um 6,6 Prozent auf knapp 2,7 Mio. t (inkl. Kondensat) angestiegen, vor allem weil die Fördermengen in den Feldern Mittelplate/Dieksand und Römerberg deutlich gesteigert werden konnten.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat wie schon in den letzten Jahren überproportional zur Fördermenge um knapp 14 Mrd. m<sup>3</sup> abgenommen und wurde mit 133 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität bewertet.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat nur um 0,6 Mio. t abgenommen und betrug 35,3 Mio. t. Ein großer Teil der Förderung konnte also durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Das derzeitig technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher ist erstmals seit vielen Jahren aufgrund der Aufgabe des großen Speichers Dötlingen gesunken, und zwar um 0,9 Mrd. m<sup>3</sup> auf 20,4 Mrd. m<sup>3</sup>. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 11,9 Mrd. m<sup>3</sup> 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 2011. The report is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil and gas companies and the other state mining offices.

In 2011 the license area for oil and gas exploration increased significantly again. Compared to the previous year the total area of exploration licenses rose by almost 12000 square kilometres to 109000 square kilometres. New exploration licenses were granted primarily in the states of Mecklenburg-West Pomerania, Bavaria, Thuringia, Baden-Württemberg, Lower Saxony and Schleswig-Holstein.

An increase in exploration activities due to the granting of new licences was not observed so far. In contrast, the amount of geophysical prospecting for oil and gas was below average and the number of new exploration wells decreased.

Three 3D seismic surveys were conducted; all of them were located in Southern Germany. Neither 2D seismic data nor gravimetric or geomagnetic data were acquired.

In 2011 ten new exploration wells were drilled compared to thirteen wells in 2010. Another fifteen exploration wells were drilled to total depth already before 2011, but not completed by final well results. In 2011 eight new field wildcats were completed. Two of these wells discovered gas and five of these wells were completed successfully. One well was not successful. Another five exploration wells (new pool tests) were completed. Four of these wells confirmed the presence of gas and one well the presence of oil.

The number of new field development wells doubled to 46 compared to 2010. In addition to

that number, another seven wells were drilled to total depth already before 2011, but not completed by final well results. 33 wells were completed successfully and encountered oil or gas pay zones.

The total drilling meterage increased significantly to 73 272 metres compared to 51 411 metres of the previous year. This was the highest level since 1998.

The natural gas production continued its downward trend in 2011. Due to the depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 5 percent compared to the previous year and amounted to 12.9 billion cubic metres (field quality).

The annual crude oil production increased by 6.6 percent to 2.7 million metric tons, primarily due to the increase in production from the Mittelplate/Dieksand and Römerberg oil fields.

The total remaining proven and probable natural gas reserves dropped by almost 14 billion cubic metres to 133 billion cubic metres (field quality). As in the previous years this decline was more than the decrease by the annual gas production.

The total remaining proven and probable oil reserves fell by only 0.6 million tons to 35.3 million tons. Thus, a significant proportion of the annual oil production from 2011 could be replaced by new reserves.

The total installed working gas volume of underground gas storage facilities decreased for the first time for many years due to the abandonment of the major storage site Dötlingen, namely by 0.9 billion cubic metres to 20.4 billion cubic metres. According to current planning, another 11.9 billion cubic metres of working gas volume will be installed in the future, preferentially in salt caverns.

## 1 Bohraktivität

Die Bohraktivität ist gegenüber den Vorjahren sprunghaft angestiegen, vor allem gemessen an der Anzahl der Bohrungen. So hat sich die Anzahl der „aktiven“ Bohrungen von 36 im Vorjahr auf nunmehr 56 erhöht (Kap. 1.2). Die Bohrmeterleistung ist gegenüber dem Vorjahreswert zwar um 43 Prozent angestiegen (Kap. 1.3) und erreichte den höchsten Wert seit mehr als 10 Jahren, doch aufgrund der großen Schwankungsbreite der jährlichen Bohrmeter stellt der Wert nicht einen solchen Ausreißer dar wie die Anzahl der Bohrungen.

In der Kategorie der Explorationsbohrungen hat sich die Anzahl der Bohrungen entgegen der Gesamtentwicklung sogar verringert, und zwar auf 10 gegenüber 13 im Vorjahr. Und das, obwohl vier flache Untersuchungsbohrungen gebohrt wurden, die als zusätzliche Ausnahmeprojekte die Statistik üblicherweise positiv beeinflussen. Die Bohrmeter der Exploration haben angesichts dieser Verhältnisse natürlich

deutlich abgenommen; sie haben sich nahezu halbiert.

Die positive Entwicklung der Bohraktivität ist getragen von den Aktivitäten in der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen. Die Anzahl dieser Bohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr auf 46 verdoppelt. Die Bohrmeter in dieser Kategorie haben sich sogar mehr als verdoppelt. In dem massiven Anstieg der Bohrungsanzahl spiegelt sich vor allem die Bohrkampagne im Feld Emlichheim wider. Allein dort wurden 25 Bohrungen in 2011 niedergebracht. Diese Kampagne hatte bereits Ende 2010 mit den ersten Bohrungen begonnen, über das ganze Jahr 2011 angedauert und wurde in 2012 fortgesetzt.

### 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 aktuellen Explorationsbohrungen werden insgesamt 25 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten 10 aktiven Bohrungen und weiteren 15 Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2011 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

Nach einer mehrjährigen Pause gab es wieder einige Untersuchungsbohrungen. Sie wurden in Norddeutschland abgeteuft und hatten das Ziel, in flacher Teufe potenzielle Muttergesteine zu beproben.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden mit vier Bohrungen nur noch halb so viele wie im Vorjahr abgeteuft. Die Besonderheit des Jahres 2011 waren die Explorationsbohrungen im nördlichen Mecklenburg-Vorpommern. Sie suchten im bekannten Zechstein-Play an der Nordflanke des Permbeckens im näheren Umfeld der alten Erdölfunde Barth und Bansin nach Erdöl. Eine weitere Bohrung und deren horizontale geologische Ablenkung erkundeten im westlichen Niedersächsischen Becken das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden zwei Bohrungen abgeteuft. Eine Bohrung wurde in der Peripherie des norddeutschen Rotliegend-Gasfeldes Völker-

sen abgeteuft. Eine weitere Bohrung wurde im Oberrheintal zur Bestätigung des Erdölfundes Römerberg durchgeführt.

## Untersuchungsbohrungen

### Gebiet Elbe-Weser

In der Erlaubnis Rautenberg wurden im Auftrag der RWE Dea AG vier flache Bohrungen niedergebracht (Anl. 1). Die Bohrungen **Laagberg 1**, **Marienburg 1** und **Roloven 1** hatten das Ziel, den Lias Epsilon zur Untersuchung der Muttergesteinsqualitäten in vollständiger Mächtigkeit zu durchteufen und mittels Bohrkernen durchgehend zu beproben. Die Bohrung **Maßberg 1** war mit entsprechender Zielsetzung auf das Ober- und Mittel-Rhät abgeteuft worden. Die Bohrlokationen befinden sich südlich der Stadt Hannover im Bereich der Marienburg Antiklinale und der Anschleppungszonen der Salzstöcke Benthe und Sehnde. Dort stehen die Zielhorizonte oberflächennah an und lassen eine einfache Beprobung zu. Die Bohrungen erreichten Endteufen zwischen 48 m und 73 m (Tab. 1). In den Bohrungen

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

Laagberg 1 und Marienburg 1 konnte der Lias Epsilon mit scheinbaren Mächtigkeiten von ca. 20 m bzw. 27 m komplett durchteuft und gekernt werden. In der Bohrung Roloven 1 gelang dies nicht, da er tiefer als erwartet angetroffen wurde und die geplante Endteufe nicht wesentlich überschritten werden sollte. Die Bohrung wurde nach ca. 20 m im Lias Epsilon eingestellt. In allen drei Bohrungen war der Lias Epsilon als bituminöser dunkelolivgrauer Mergelstein entwickelt. Die Bohrung Maßberg 1 hat entgegen der Prognose das Ober-Rhät nicht angetroffen, sondern traf unterhalb der Quartärbasis Schichten des Mittel-Rhät mit einer scheinbaren Mächtigkeit von mindestens 12 m an. Entgegen den Erwartungen war das Mittel-Rhät nicht als schwarzgrauer Tonstein entwickelt, sondern als rötlichgrauer Dolomitmergel. Alle vier Bohrungen haben das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten.

## Aufschlussbohrungen

### Gebiet Oder-Neiße-Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP) (Anl. 2) wurde die Untersuchung des Staßfurt-Karbonats der Struktur Barth 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 nur etwas mehr als 1000 t aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 fest-

gelegt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und bei einer vertikalen Mächtigkeit von etwa 20 m auf einer Strecke von knapp 1000 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung wurde bei einer Endteufe von 3863 m im Staßfurt-Karbonat eingestellt. Für das Jahr 2012 sind Testarbeiten geplant.

Etwa 100 km weiter südöstlich auf Usedom wurde die Bohrung **Pudagla 2** (CEP) (Anl. 2) ebenfalls auf das Staßfurt-Karbonat abgeteuft. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage etwa 1 km westlich des Ölfundes Bansin definiert. Die wenig ergiebige Lagerstätte wurde 1983 durch die Bohrung Bansin 4 entdeckt, durch eine weitere Bohrung bestätigt

und hatte bis zur Aufgabe 1988 kumulativ nur 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. In einer Entfernung von etwa 1750 m nordwestlich des Ansatzpunktes sollte das Staßfurt-Karbonat mit einer Horizontal-Bohrstrecke aufgeschlossen werden. 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.

#### Gebiet Elbe-Weser

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

hen wurde noch nicht entschieden. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Die Bohrung **Böstlingen Z2** (RWE Dea) (Anl. 2) hatte die Aufgabe den Havel-Sandstein des Rotliegend, der in der Bohrung Böstlingen Z1 zwar gasführend, aber nicht wirtschaftlich förderbar angetroffen wurde, etwa 600 m nordnordwestlich der Böstlingen Z1 zu untersuchen. Bei positiven Ergebnissen sollte die Bohrung horizontal abgelenkt werden, um ggf. mehrere Kompartimente aufzufädeln. Die Bohrung Böstlingen Z2 hat den Havel-Sandstein in der erwarteten Position und gasführend angetroffen und wurde bei 5686 m im Vulkanit der Altmark-Subgruppe eingestellt. Daraufhin wurde die Bohrung planmäßig rückverfüllt und zur **Böstlingen Z2a** abgelenkt. Die Ablenkung wurde etwa 1000 m horizontal im Träger geführt und hat bereits kurz vor Jahresende 2010 bei 6345 m im Havel-Sandstein ihre Endteufe erreicht. Nach erfolgreichen Testarbeiten in 2011 wurde die Bohrung für gasföndig erklärt.

#### Gebiet Weser-Ems

Bereits in 2010 wurde die Bohrung **Bad Laer Z2** (EMPG) (Anl. 2) am Südwestrand des Teutoburger Waldes in der Konzession Bramsche-Erweiterung abgeteuft, um die Kohleflöze des Oberkarbon hinsichtlich des Potentials für Kohleflözgas zu untersuchen. Aufgrund der geringen Dichte von Untergrunddaten wurde die Bohrung nur etwa 150 m südwestlich einer bestehenden Bohrung, und zwar der Bad Laer Z1 positioniert, die 1993 von den Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen (heute RWE AG) u.a. zur Erkundung von Erdgas-speichermöglichkeiten gebohrt worden war und ein 1600 m mächtiges Oberkarbonprofil aufgeschlossen hatte. Die aktuelle Bohrung Bad Laer Z2 wurde bei 1850 m im Oberkarbon eingestellt und hat ein ca. 1400 m mächtiges Oberkarbonprofil erbohrt. Zur Gewinnung von Probenmaterial für weiterführende Laboruntersuchungen wurden im Karbon 21 Kerne gezogen. In 2011 hat die Bohrung das Ergebnis „Ziel erreicht“ 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 bewerten. Nachdem die Bohrung einen knapp 700 m mächtigen Wealden und einen etwa 30 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft hatte wurde sie in einer Teufe von 3340 m im Lias Delta eingestellt. Um den Posidonienschiefer optimal kernen zu können, wurde die Bohrung zur **Damme 2a** abgelenkt. Auch die Ablenkung hatte ihre Endteufe bereits in 2008 erreicht, und zwar in einer Teufe von 3333 m im Lias Delta. Der Wealden und der 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 Serpulit-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 eingestellt. Ein endgültiges Ergebnis der Ablenkung steht noch aus.

In 2009 wurde in der Konzession Schaumburg-Verkleinerung, etwa 15 km nordwestlich der Stadt Minden die Bohrung **Niedernwöhren 1** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft, um das Shale-Gas-Potenzial des Wealden zu bewerten. Die Bohrung hat ein etwa 500 m mächtiges Profil des Wealden aufgeschlossen und wurde vor Erreichen dessen Basis in einer Teufe von 1034,5 m eingestellt und anschließend verfüllt. Der Abschnitt des Wealden wurde für weiterführende Laboruntersuchungen komplett gekernt. In 2011 hat die Bohrung ein Ergebnis erhalten Da die Bohrung den Wealden nicht komplett durchteuft hat, wurde als Ergebnis „Ziel nicht erreicht“ festgelegt.

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.

In 2010 wurde die Bohrung **Osnabrück-Holte Z2** (EMPG) (Anl. 2) nordöstlich des Teutoburger Waldes in der Konzession Bramsche-Erweiterung abgeteuft, um die Kohleflöze des Oberkarbon hinsichtlich des Potenzials für Kohleflözgas zu untersuchen. Aufgrund der geringen Dichte von Untergrunddaten in dieser Region wurde die Bohrung in der Nähe einer bekannten Bohrung positioniert, und zwar etwa 1000 m nordnordwestlich der Osnabrück-

Holte Z1, die 1969 auf der Suche nach Erdgas gebohrt worden war und ein etwa 1200 mächtiges Oberkarbonprofil aufgeschlossen hatte. Die aktuelle Bohrung Osnabrück-Holte Z2 wurde bei 1930 m im Oberkarbon eingestellt, nachdem sie ein mehr als 1000 m mächtiges Karbonprofil erbohrt hatte. Das Oberkarbon wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. In 2011 hat die Bohrung das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten.

In 2009 wurde die Bohrung **Schlahe 1** (EMPG) (Anl. 1) in der Konzession Scholen am Nordrand des Ölfeldes Barenburg niedergebracht, um das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Nachdem die Bohrung einen etwa 250 m mächtigen Wealden und einen 35 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft hatte wurde sie in einer Tiefe von 1485 m im Lias Delta eingestellt. Die Abschnitte des Wealden und des Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen komplett gekernt. Die Bohrung hatte das Reservoir des Ölfeldes Barenburg, den Sandstein des Obervalangin, nach Loginterpretation ölführend angetroffen. Eine Testförderung zeigte jedoch, dass der Träger stark verwässert ist. In 2011 hat die Bohrung das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten und ist inzwischen teilverfüllt.

## Teilfeldsuchbohrungen

### Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung **Lüchow Z1** (GDF SUEZ) (Anl. 2) wurde im Bereich des 1995 aufgegebenen Erdgasfeldes Wustrow abgeteuft. Die Bohrung wurde nicht als Wiedererschließungsbohrung des Feldes Wustrow eingestuft, sondern als Teilfeldsuchbohrung für das Feld Salzwedel-Peckensen. Nach der neuen Interpretation der reprozessierten 2D-seismischen Linien aus den 1970er und 1980er Jahren ist das Zielgebiet durch eine von Störungen begrenzte

### Alpenvorland

Bereits in 2009 wurde in der Konzession Salzach-Inn die Bohrung **Assing R1** (RAG) (Anl. 1) niedergebracht. 1982 hatte die Bohrung Bromberg 1 etwa 1 km westlich in Sandsteinen des Aquitan und Chatt kleine Gasvorkommen erschlossen. Das Hauptziel der Assing R1 waren Sandsteine des Rupel, die schon von der Bromberg 1 strukturtiefer mit Gasanzeichen angetroffen wurden, und zwar in einer Monoklinale an einer als Überschiebung reaktivierten synthetischen, West-Ost streichenden ehemaligen Abschiebung. Das Nebenziel waren Sandsteine des Chatt, die zwischen den beiden Bohrungen auskeilen, in einer stratigraphisch-strukturellen Falle an der o.g. West-Ost streichenden Störung, die in dieser Tiefe als antithetische Abschiebung ausgebildet ist. Darüber hinaus sollten die gasführenden Lagen des Aquitan und Chatt der Bromberg 1 in strukturierte Position erschlossen werden. Die Bohrung wurde 30 m tiefer als geplant bei 3570 m im Rupel eingestellt. Sie hat insgesamt vier testwürdige Intervalle im Rupel, Chatt und Aquitan angetroffen, die in 2010 auch getestet wurden. Während die beiden Teste im Rupel und höheren Chatt keine oder nur marginale Zuflüsse brachten, floss bei den Testen im tieferen Chatt und Aquitan Erdgas zu. Auf Basis der Testergebnisse wurde die Bohrung im Januar 2011 gasföndig gemeldet.

Hochscholle definiert, die auf ihr Restgaspotenzial untersucht werden sollte. Die Bohrung hat die Sandsteine des Rotliegend erwartungsgemäß gasföndig angetroffen und wurde bereits in 2010 bei 3440 m im Ebstorf-Member eingestellt. Nach erfolgreichen Testarbeiten im Jahr 2011 wurde die Bohrung gasföndig gemeldet.

Mit der Bohrung **Völkersen-Nord Z6** (RWE Dea) (Anl. 2) soll der Havel-Sandstein am Nordwest-Rand des Feldes Völkersen auf ei-

ner tektonischen Scholle in strukturtiefer Position innerhalb einer Amplitudenanomalie auf Gasführung und Reservoirausbildung untersucht werden. Aufgrund der bisherigen Erkenntnisse wird angenommen, dass das Kompartiment, das durch diese Bohrung erschlossen werden soll, bezogen auf das Hauptziel, den Havel-Sandstein, keine dynamische Verbindung zu bereits drainierten Teilen der Lagerstätte hat. Das Nebenziel der Bohrung ist die Prüfung von Upside-Potentialen im Wustrow- und Niendorf-Sandstein. Am Jahresende stand die Bohrung bei 2919 m im Oberen Buntsandstein.

#### Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Cappeln Z3a** (EMPG) (Anl. 2) sollte die Oberkarbon-Sandsteine einer NW-SE streichenden Hochscholle auf die Möglichkeit einer wirtschaftlichen Gasführung untersuchen. Die Bohrungsinformationen aus der näheren Umgebung ließen für diese Hochscholle zwar eine Gasführung in den Sandsteinen vermuten, einen Unsicherheitsfaktor stellt aber die Möglichkeit der wirtschaftlichen Förderung dar. Aufgrund der schlechten Reservoir-eigenschaften (Tight Gas Reservoir) waren die Testergebnisse in den umliegenden Bohrungen meist ernüchternd. Die Bohrung Cappeln Z3a gehört neben anderen Bohrungen zu einer Kampagne der EMPG, mit der unterschiedliche Aufschlusstechnologien der geringpermeablen Oberkarbon-Sandsteine erprobt wurden. Ziel der Bohrung war, in strukturmäßigster Position als Vertikalbohrung mehrere vertikale Kompartimente aufzufädeln und mit mehrfachen Frac-Behandlungen eine wirtschaftliche Produktion zu ermöglichen. Da die Zechstein-Produktionsbohrung Cappeln Z3 aufgrund hohen Wasseranfalls eingeschlossen war, bot sich für die Erschließung des Karbons eine Vertiefung dieser Bohrung an. Die Vertiefung Cappeln Z3a hat die Sandsteine des Oberkarbon gasführend aufgeschlossen und wurde bereits 2010 wie geplant bei 4150 m eingestellt. In 2011 wurden sieben Frac-Behandlungen auf Sandsteine in unterschiedlichen stratigraphischen Niveaus durchgeführt und die Bohrung nach Freiförderung für gas-

fündig erklärt.

Am Südrand des Gasfeldes Goldenstedt-Oythe hat die Bohrung **Goldenstedt Z23** (EMPG) (Anl. 2) die äußerst geringpermeablen Sandsteine des Karbon (Tight Gas) in einer von Störungen begrenzten Teilscholle erschlossen. Ziel der Bohrung war entsprechend der Cappeln Z3a, in strukturmäßigster Position als Vertikalbohrung mehrere vertikale Kompartimente aufzufädeln und mit mehrfachen Frac-Behandlungen eine wirtschaftliche Produktion zu ermöglichen. Auch diese Bohrung gehört zu der Kampagne der EMPG, mit der unterschiedliche Aufschlusstechnologien der geringpermeablen Oberkarbon-Sandsteine erprobt wurden. Die Bohrung hatte bereits in 2009 begonnen und wurde in 2010, nachdem sie Top Oberkarbon etwa 80 m höher als erwartet angetroffen und knapp 700 m Oberkarbon gasführend aufgeschlossen hatte, bei 4930 m eingestellt. Nach der Durchführung von 13 Frac-Behandlungen in unterschiedlichen stratigraphischen Niveaus wurde die Bohrung getestet. Im Januar 2011 wurde die Bohrung gasfündig gemeldet.

Die Bohrung **Greetsiel-West Z1** (EMPG) (Anl. 2) hatte das Ziel, die Sandsteine des Rotliegend auf einem tektonische Block südwestlich des Gasfeldes Greetsiel zu erschließen. Der Block ist nach der Interpretation der 3D-Seismik aus dem Jahre 2005 durch eine NW-SE verlaufende Störung vom Feldesbereich getrennt und es wurde erwartet, das Reservoir über dem aus dem Feld Greetsiel bekannten Gas-Wasser-Kontakt gasführend und unter initialen Druckbedingungen anzutreffen. Die Bohrung hat die Sandsteine des Rotliegend weniger Meter höher als prognostiziert angetroffen und wurde bereits in 2010 bei 4220 m in der Dethlingen-Formation eingestellt. Nach den Testergebnissen auf den gasführenden Wustrow- und Ebstorf-Sandstein war der ange-troffene Lagerstättendruck gegenüber dem initialen Druck des Feldes Greetsiel stark abgesenkt, aber lag auch noch deutlich über dem derzeitigen Lagerstättendruck, so dass eine eingeschränkte Verbindung zu dem Feldesbereich Greetsiel postuliert werden muss. Nach

dem Aufbau der obertägigen Anlagen wurde die Bohrung zur Produktion an eine Leitung angeschlossen. In 2011 wurde die Bohrung gasföndig gemeldet.

#### Ober rheingraben

Mit der Bohrung **Römerberg 3** (GDF SUEZ) (Anl. 2) wurde die Erkundung des jüngsten deutschen Erdölfundes weiter fortgesetzt. Sie sollte die Ausdehnung des Erdölfundes auf eine neue Teilscholle westlich der Römerberg 2 nachweisen und zusätzlich den Muschelkalk hinsichtlich möglicher Ölführung testen. Der

geplante Landepunkt der Bohrung liegt bezogen auf die Oberkante des Oberen Buntsandstein etwa 350 m vom Landepunkt der Römerberg 2 entfernt. Zum Jahresende 2010 stand die Bohrung bei 900 m im Tertiär. In 2011 hat sie den primären Zielhorizont, den Oberen Buntsandstein, mit den erwarteten Reservoir-eigenschaften angetroffen. Der sekundäre Zielhorizont, der Untere Muschelkalk, war störungsbedingt ausgefallen. Nach der Durchführung eines Fördertest auf den Oberen Buntsandstein wurde die Bohrung ölföndig gemeldet.

### 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.

## 1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen ist gegenüber 2010 deutlich angestiegen, und zwar von 36 auf 56. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht die Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere 22 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2011 die Endteufe erreicht, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und

Erdgasbohrungen des Jahres 2011 mit ihren Ergebnissen bzw. dem Status zum Jahresende zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

53 Bohrungen haben ein endgültiges Ergebnis erhalten, davon waren 49 erfolgreich. Davon wiederum waren 35 Bohrungen öl- oder gasföndig und weitere 14 hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten im Falle

des erfolgreichen Abschlusses Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere sogenannte „spy holes“ sowie technisch bedingte Ablenkungen bereits produzierender Sonden, die aufgrund nicht behebbarer technischer Defekte nicht mehr (hinreichend) fördern konnten. Darüber hinaus erhielten von den Explora-

tionsbohrungen, die Potenziale von Shale Gas bzw. Kohleflözgas erkunden sollten, diejenigen das Ergebnis „Ziel erreicht“, die ihre Aufgaben erledigt haben. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt.

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2011. Bohrlokationen siehe Abb. 5, Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
<b>Untersuchungsbohrung (A1)</b>							
<i>Weser-Elbe</i>							
Laagberg 1	RWE Dea	3560437	5793449	Ziel erreicht	Lias Epsilon	48,0	Lias Delta
Marienburg 1	RWE Dea	3551239	5785070	Ziel erreicht	Lias Epsilon	73,0	Lias Delta
Maßberg 1	RWE Dea	3553215	5783544	Ziel erreicht	Rhät	59,0	Muschelkalk
Roloven 1	RWE Dea	3546021	5796049	Ziel erreicht	Lias Epsilon	73,0	Lias Epsilon
<b>Aufschlussbohrung (A3)</b>							
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>							
Barth 11	CEP	4532734	6020784	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-K.
Pudagla 2	CEP	5437846	5983609	ruht	Staßfurt-Karb.		
<i>Weser-Elbe</i>							
Böstlingen Z1*	RWE Dea	3553086	5848041	n.k.E.	Rotliegend	5912,0	Rotliegend
Böstlingen Z2a*	RWE Dea	3551904	5849150	gasfündig	Rotliegend	6345,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Bad Laer Z2*	EMPG	3439647	5774835	Ziel erreicht	Oberkarbon	1850,0	Oberkarbon
Damme 2a*	EMPG	3449904	5817994	n.k.E.	Lias Epsilon	3333,0	Lias Delta
Damme 3*	EMPG	3449843	5817842	n.k.E.	Wealden	1610,0	Serpulit-F.
Lünne 1	EMPG	2598136	5809679	Ziel erreicht	Wealden, Lias	1575,0	Mittl. Keuper
Lünne 1a	EMPG	2598136	5809679	Ziel erreicht	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
Niedernwöhren 1*	EMPG	3509890	5802920	Ziel nicht err.	Wealden	1034,5	Wealden
Oppenwehe 1*	EMPG	3465361	5817022	n.k.E.	Wealden, Lias	2660,0	Lias Delta
Osnabrück-Holte Z2*	EMPG	3442518	5788896	Ziel erreicht	Oberkarbon	1930,0	Oberkarbon
Schlahe 1*	EMPG	3485224	5835016	Ziel erreicht	Wealden, Lias	1485,0	Lias Delta
<i>Alpenvorland</i>							
Assing R1*	RAG	4552627	5315891	gasfündig	Rupel	3570,0	Rupel
<b>Teilfeldsuchbohrung (A4)</b>							
<i>Weser-Elbe</i>							
Lüchow Z1*	GDF SUEZ	4440378	5864986	gasfündig	Rotliegend	3440,0	Rotliegend
Völkersen-Nord Z6	RWE Dea	3511463	5877511	bohrt	Rotliegend		
<i>Weser-Ems</i>							
Cappeln Z3a*	EMPG	3438619	5852344	gasfündig	Oberkarbon	4150,0	Oberkarbon
Goldenstedt Z23*	EMPG	3453509	5846248	gasfündig	Oberkarbon	4930,0	Oberkarbon
Greetsiel-West Z1*	EMPG	2572994	5929190	gasfündig	Rotliegend	4220,0	Rotliegend
<i>Oberrhheintal</i>							
Römerberg 3	GDF SUEZ	3460510	5467351	ölfündig	Ob. Buntsandst.	2725,0	Buntsandst.
<b>Wiedererschließungsbohrung (A5)</b>							
<i>Alpenvorland</i>							
Bedernau 1*	Wintershall	4379570	5331335	n.k.E.	Baustein-Sch.	1525,0	Baustein-S.

Status mit Stand vom 31. Dezember 2011; \*: Endteufe vor 2011 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2011.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
<b>Produktionsbohrungen (B2)</b>			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 7b	RWE Dea	Dogger Delta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Mittelplate-A 7bM1	RWE Dea	DoggerGamma-Sandstein	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z11	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Meckelfeld-West 1a*	GDF SUEZ	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Munster-Südwest Z4a	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	fehl
Schneeren-Süd Z1	GDF SUEZ	Oberkarbon	bohrt
Soltau Z2a*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	fehl
Sottorf-Ost 3a*	GDF SUEZ	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Völkersen Z11	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Walsrode-West Z4a	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Bockstedt 81	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Bockstedt 82	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Brettorf Z2b	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Leer Z5*	GDF SUEZ	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Uchte T9	Wintershall	Mittlerer Buntsandstein	gasfündig
Uchte Z4a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Visbek Z8a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 10a	Wintershall	Gildehaus-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 65	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 168	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 169 (Pilot)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 169a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 170 (Pilot)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 170a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 171	Wintershall	Gildehaus u. Bentheim-Sdst.	noch kein Ergebnis
Emlichheim 177	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 309	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 311	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 312	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 314	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 315	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 316	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 317	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 318	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 319	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 320	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 321	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 322	Wintershall	Bentheim-Sandstein	fehl
Emlichheim 322a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	bohrt
Emlichheim 323	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 324	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 410*	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 411*	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 412	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 413	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
<i>Oberheintal</i>			
Landau 2a	Wintershall	Ob. Pechelbronner Schichten	ölfündig
<i>Alpenvorland</i>			
Aitingen-Süd 2	Wintershall	Baustein-Schichten	noch kein Ergebnis
Schwabmünchen 7	Wintershall	Baustein-Schichten	noch kein Ergebnis
<b>Hilfsbohrungen (B3)</b>			
<i>Weser-Ems</i>			
Bockstedt 83	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	Ziel erreicht
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 91a*	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 515	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Oberheintal</i>			
Römerberg H1	GDF SUEZ	Buntsandstein	noch kein Ergebnis
Römerberg H2	GDF SUEZ	Buntsandstein	bohrt
CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin		Status mit Stand vom 31. Dezember 2011	
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover		* : Endteufe vor 2011 erreicht	
GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Lingen			
RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien			
RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg			
Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf			

### 1.3 Bohrmeterleistung

Auch im Jahr 2011 hat sich das Auf und Ab der jährlichen Bohrmeterleistung fortgesetzt. Seit nunmehr einigen Jahren wechseln sich relative Minima und Maxima im jährlichen Zyklus ab. Nachdem 2010 ein besonders „schlechtes“ Jahr war, ist die Bohrleistung in 2011 gegenüber dem vorangehenden Jahr um 43 Prozent oder fast 22 000 m auf ca. 73 000 m angestiegen. Dieser Wert markiert die höchste Bohrmeterleistung seit 1998. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorieen, wird in diesem Bericht zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). In 2011 übertraf die Bohrleistung diesen Mittelwert deutlich um etwa 14 000 m oder 24 Prozent. 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 hinter dem Vorjahreswert zurückgeblieben sind, erreichte die Bohrmeterleistung in der Feldesentwicklung einen historischen Höchststand. In den letzten 25 Jahren wurden nur in den Jahren 1994 und 1998 geringfügig mehr Bohrmeter abgeteuft.

In der Exploration haben sich die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr fast halbiert (minus 46 Prozent) und beliefen sich auf nur noch 15 275 m. Damit lagen sie fast ebenso deutlich unter dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre, und zwar um 42 Prozent.

In der Feldesentwicklung haben sich die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr auf etwa 58 000 m mehr als verdoppelt (plus 149 Prozent). Ursache dieses Anstieges ist auf der einen Seite natürlich das schwache Vorjahr, aber auf der anderen Seite vor allem die bereits weiter oben erwähnte Bohrkampagne im Feld Emlichheim, ohne die ein Wert im Bereich des Mittelwerts der vorangehenden fünf Jahre erreicht worden wäre. Der Anteil von 79 Prozent an den gesamten Bohrmetern ist gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 56 Prozent deutlich überdurchschnittlich.

Die regionale Verteilung zeigt ein eher gewohntes Bild. Der größte Anteil der gesamten Bohrmeter entfiel auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurchschnittlichen Werte in Mecklenburg-Vorpommern und Rheinland-Pfalz war der niedersächsische Anteil mit 64 Prozent jedoch unterdurchschnittlich (Tab. 4). Der absolute Anteil Niedersachsens lag aufgrund der wenigen Explorationsbohrmeter nur um 1000 m über dem Vorjahreswert.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2006 bis 2011, aufgeteilt nach Bohrkategorieen.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen								Feldesentwicklungsbohrungen					
			A1		A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2006	53415	100	346	0,6	9331	17,5	10185	19,1	-	-	3331	6,2	29806	55,8	416	0,8
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
<b>2011</b>	<b>73272</b>	<b>100</b>	<b>253</b>	<b>0,3</b>	<b>10278</b>	<b>14,0</b>	<b>4744</b>	<b>6,5</b>	-	-	-	-	<b>50752</b>	<b>69,3</b>	<b>7245</b>	<b>9,9</b>
Mittelwert 2006-2010	59184	100	69,3	0,1	15690	26,5	10166	17,2	305	0,5	1583	2,7	30549	51,6	822	1,4

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2011 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A1	A3	A4	B1	B2	B3		
<b>Bundesland</b>	m	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	-	-	-	-	2916,0	-	2916,0	4,0
Mecklenburg-Vorpommern	-	7872,6	-	-	-	-	7872,6	10,7
Niedersachsen	253,0	2405,4	2919,0	-	38838,7	2115,0	46531,1	63,5
Rheinland-Pfalz	-	-	1825,0	-	766,0	5130,0	7721,0	10,5
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	8231,0	-	8231,0	11,2
<b>Gebiet</b>								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	8231,0	-	8231,0	11,2
Oder/Neiße-Elbe	-	7872,6	-	-	-	-	7872,6	10,7
Elbe-Weser	253,0	-	2919,0	-	11252,0	-	14424,0	19,7
Weser-Ems	-	2405,4	-	-	4236,5	1270,0	7911,9	10,8
Westlich der Ems	-	-	-	-	23350,2	845,0	24195,2	33,0
Oberrheintal	-	-	1825,0	-	766,0	5130,0	7721,0	10,5
Alpenvorland	-	-	-	-	2916,0	-	2916,0	4,0

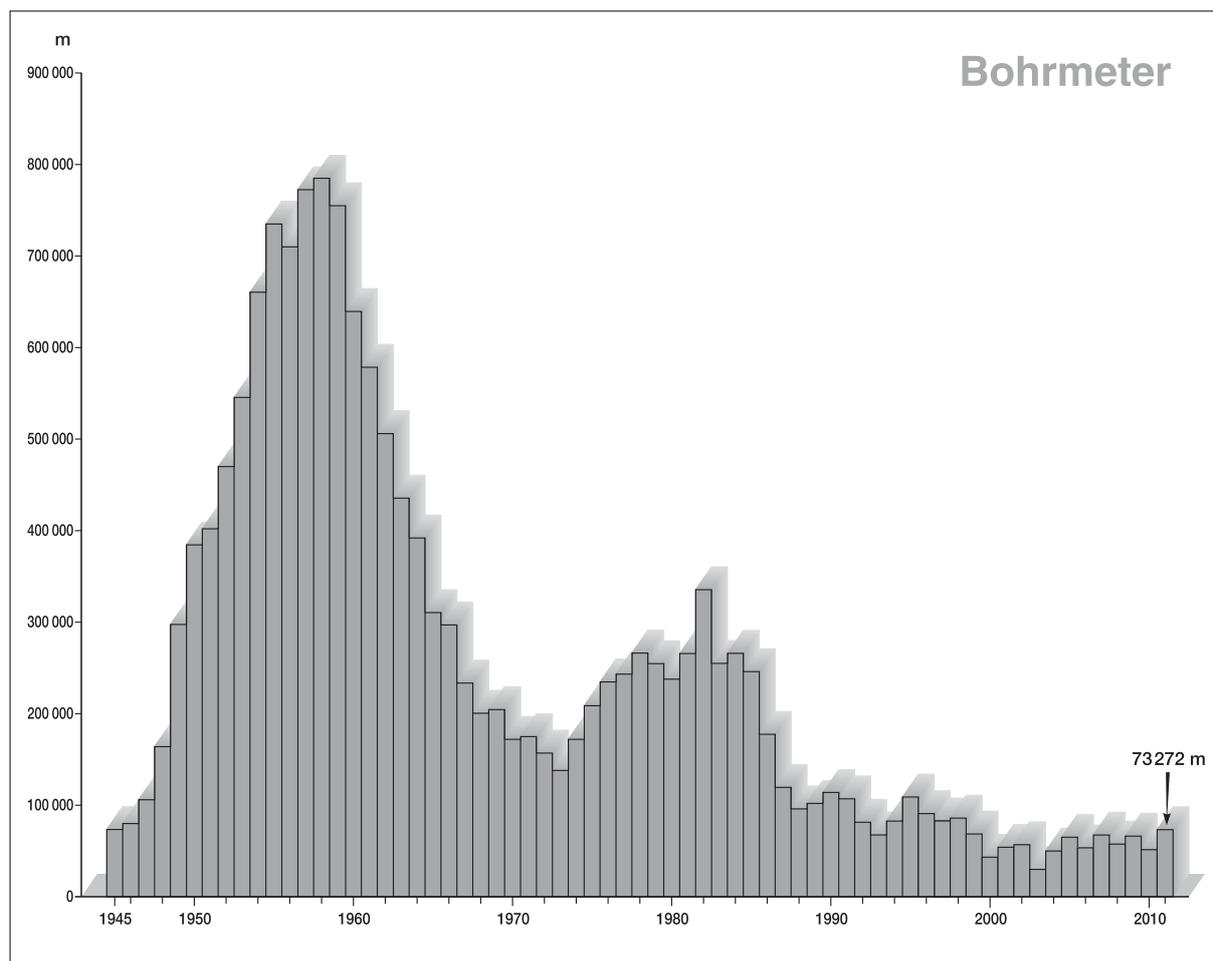


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2011.

## 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.

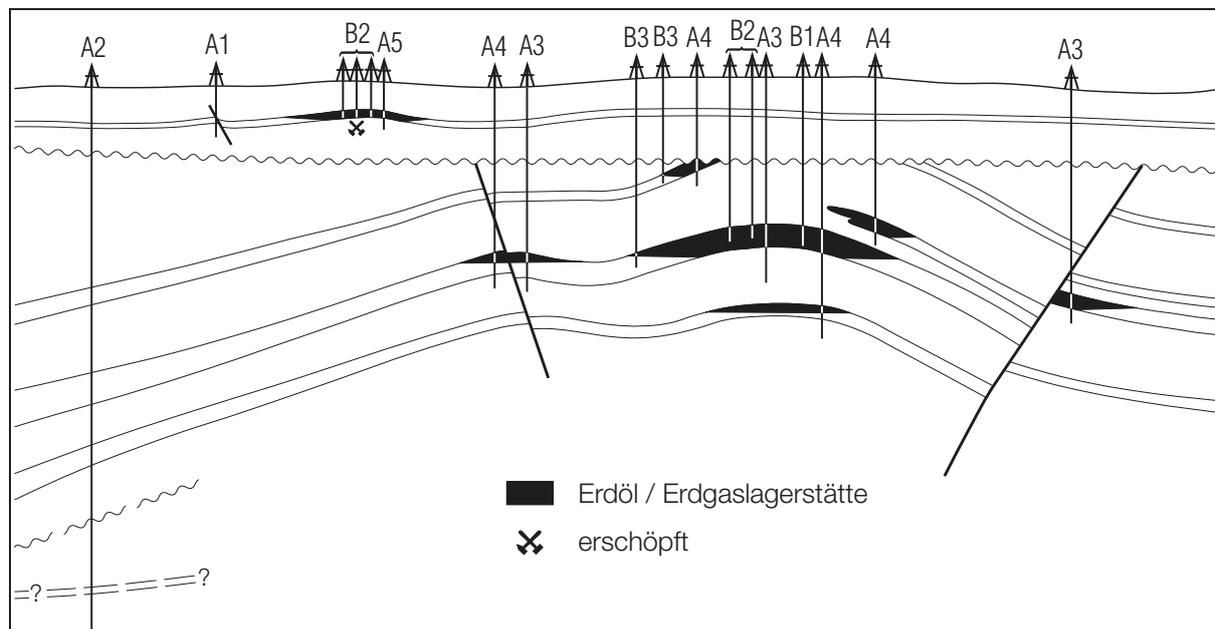


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

## 2 Geophysik

Angesichts der in den letzten Jahren zahlreichen, neu vergebenen Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen waren die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas immer noch verhalten. 3D-seismische Daten wurden auf einer Gesamtfläche von 357 km<sup>2</sup> akquiriert. 2D-seismische Messungen wurden nicht durchgeführt (Tab. 5). Verglichen mit dem fünfjährigen Mittel in Höhe von 200 Profilkilometer 2D-Seismik und mehr als 400 km<sup>2</sup> 3D-Seismik war auch 2011 ein unterdurchschnittliches Jahr.

### 3D-Seismik

In 2011 wurden drei 3D-seismische Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Kohlenwasserstofflagerstätten durchgeführt. In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik abgedeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt und die aktuellen Surveys farblich hervorgehoben.

In dem bayerischen Erlaubnisgebiet Mindelheim der Rhein Petroleum GmbH wurde der Survey „Mindelheim“ mit einer Fläche von 157 km<sup>2</sup> akquiriert. Er überdeckt ebenfalls die Bewilligung Rieden, in der die Rhein Petroleum

GmbH in Zusammenarbeit mit der Wintershall Holding GmbH die Lagerstätte Arlesried wieder in Förderung nehmen möchte.

Ebenfalls im Auftrag der Rhein Petroleum GmbH wurde im Erlaubnisgebiet Nördlicher Oberrhein der Survey „Oberrhein Nord“ gemessen. Er umfasst eine Fläche von 240 km<sup>2</sup> und wurde jahresübergreifend nach 2012 akquiriert. Auf das Jahr 2011 entfiel ein Anteil von 100 km<sup>2</sup>.

Ein zweiter Survey im Oberrheintal war die Seismik „Römerberg-Südwest 3D 2011“ mit einem Umfang von 100 km<sup>2</sup>. Sie wurde im Bereich der Bewilligung Römerberg-Speyer und der Erlaubnis Römerberg der Palatina GeoCon GmbH & Co. KG durchgeführt und von ihrem Partner, der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, operiert.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2011 (nach Angaben der Bergbehörden und explorierenden Firmen).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km <sup>2</sup>	km	Messpunkte
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	-	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	200	-	-
Alpenvorland	157	-	-
<b>Summe</b>	<b>357</b>	-	-

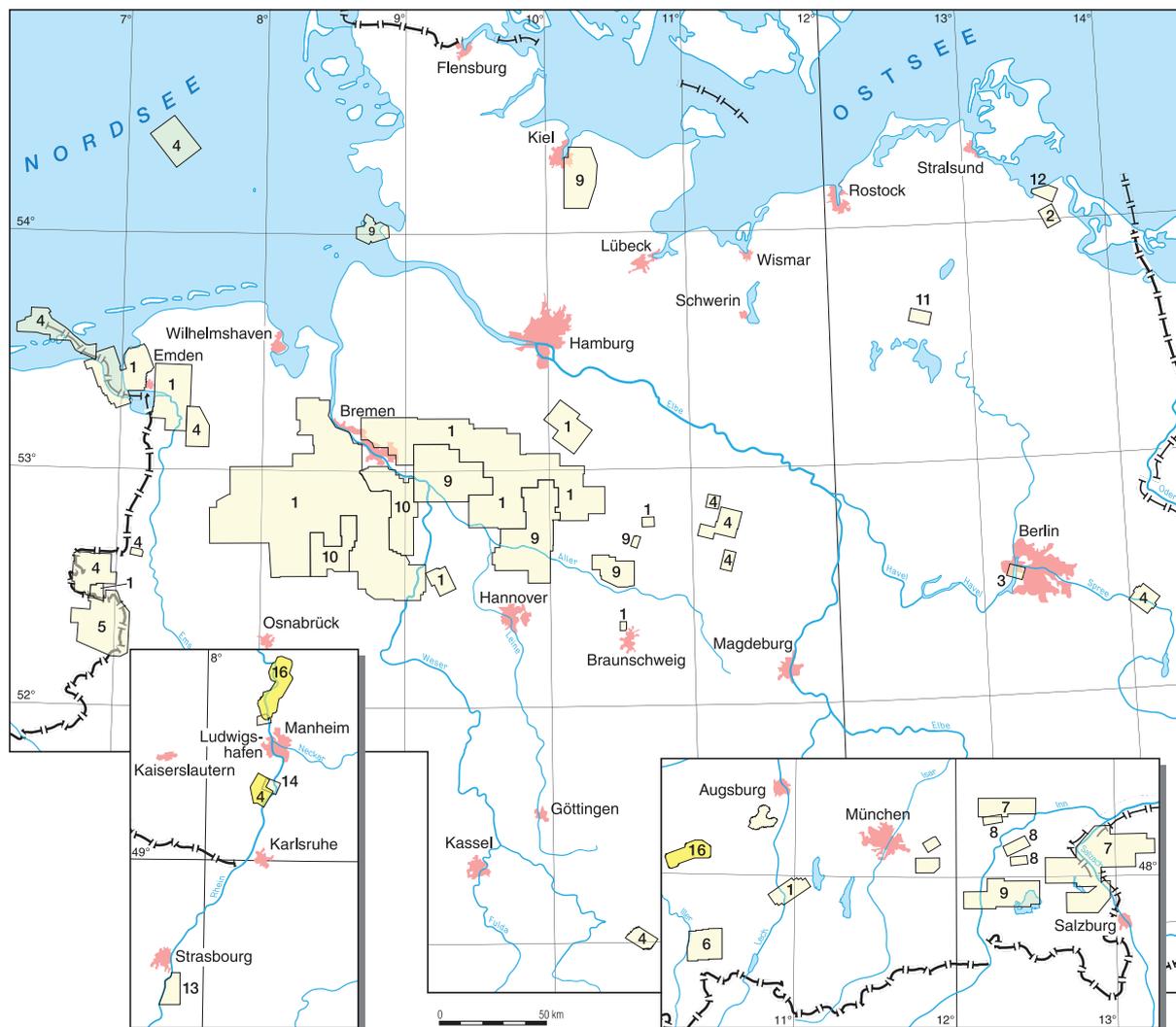


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete in 2011 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: GDF SUEZ, 5: NAM, 6: OMV, 7: RAG, 8: E.ON, 9: RWE Dea, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: DrillTec, 14: FGT, 15: GTK, 16: Rhein Petroleum.

### 3 Konzessionswesen

Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen ist weiter angewachsen. Damit hat sich der Trend der vergangenen Jahre fortgesetzt. Insgesamt umfasste die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen Ende 2011 etwa 109 000 km<sup>2</sup>. Damit hat sich die Fläche gegenüber dem Vorjahr um 12 000 km<sup>2</sup> vergrößert, obwohl Erlaubnisgebiete mit einer Fläche von knapp 4000 km<sup>2</sup> erloschen sind.

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 106 000 km<sup>2</sup>.

Die Hälfte der neu erteilten Fläche von etwa 16 000 km<sup>2</sup> verteilt sich auf drei Erlaubnisfelder der Central European Petroleum GmbH im nördlichen Mecklenburg-Vorpommern. In Bayern und Thüringen wurden Felder mit einer Fläche von in der Summe jeweils etwa 2000 km<sup>2</sup> erteilt. In den Bundesländern Baden-

Württemberg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein wurden Erlaubnisfelder mit einer Gesamtfläche zwischen jeweils 1000 und 1500 km<sup>2</sup> vergeben. In den Ländern Hessen und Rheinland-Pfalz sind die neu erteilten Flächen kleiner als 50 km<sup>2</sup>.

Der überwiegende Teil der Fläche von etwa 4000 km<sup>2</sup>, in denen Erlaubnisgebiete erloschen sind, entfällt auf die ehemaligen Erlaubnisse Eiderstedt und Preetz in Schleswig-Holstein. Im Falle von Preetz handelte es sich in Verbindung mit der quasi neuen Erlaubnis Preetz-Restfläche im Ergebnis um eine Verkleinerung.

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 2011.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Neu erteilte Erlaubnisse</b>			
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
21	Schongau (großr. Aufsuchung)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
22	Starnberger See (großr. Aufsuchung)	Bell Exploration Limited	Bayern
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
5	Anklam	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
6	Oderbank	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
7	Ribnitz	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
11002	Steinhorst	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
20008/73	B12, 15, C13, 14, 16, 17, G1	PA Resources UK Ltd.	NI, SH (Nordsee)
25	Edenkoben	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
05003	Preetz-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
3	Weinbergen	BNK Petroleum Inc.	Thüringen
<b>Erloschene Erlaubnisse</b>			
25	Breisach II	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
17	Mering	Bell Exploration Limited	Bayern
11	Lünen-Süd Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
05003	Preetz	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
07001	Eiderstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2011.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie</b>			
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	Starnberger See (großr. Aufsuch.)	Bell Exploration Ltd.	Bayern
<b>Bergamt Stralsund</b>			
2	Grimmen 2	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
3	Plantagenetgrund	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
4	Stralsund	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
5	Anklam	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
6	Oderbank	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
7	Ribnitz	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
<b>Bezirksregierung Arnsberg</b>			
1	Münsterland-West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
12	Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
13	Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
14	Loba	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
15	Leif	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
16	Lars	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
17	Lennert	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevisen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	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	BG International Limited	Nordrhein-Westfalen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, 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	BG International 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	BNK Petroleum Inc.	Nordrhein-Westfalen
48	Adler	BNK Petroleum Inc.	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
<b>Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie</b>			
022	Bedekaspel-Erweiterung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
027	Leer	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
038	Hümmling	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	RWE Dea AG	Niedersachsen
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
153	Verden	RWE Dea AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenl.)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen

Fortsetzung Tab. 7			
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	Niedersachsen, Bremen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
04001	Scharnhorst-Restfläche	RWE Dea AG	Niedersachsen
05001	Hennstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05002	Hahnenhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
05003	Preutz-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	Niedersachsen
07003	Schaumburg-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07006	Vorhop-Südost	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
07007	Drakenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
08001	Hamel	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
08002	Wolfenbüttel	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
08003	Simonswolde	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
09002	Wolfsburg	BNK Petroleum Inc.	Niedersachsen
09003	Aschen	Realm Energy Operations Corporation	Niedersachsen
11002	Steinhorst	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 Energie AG, BASF	NI, SH (Nordsee)
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, 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 Energie AG	NI, SH (Nordsee)
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding GmbH, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Hansa Hydrocarbons Ltd.	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	PETCOM OHG, APC Gas 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
18	Worms	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
19	Gau-Algesheim	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
20	Mainz	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
21	Osthofen	HEEAG Erste Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. KG	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
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
15	Oberschwaben I	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	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	BNK Petroleum Inc.	Thüringen
2	Steinadler	BNK Petroleum Inc.	Thüringen
3	Weinbergen	BNK Petroleum Inc.	Thüringen
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

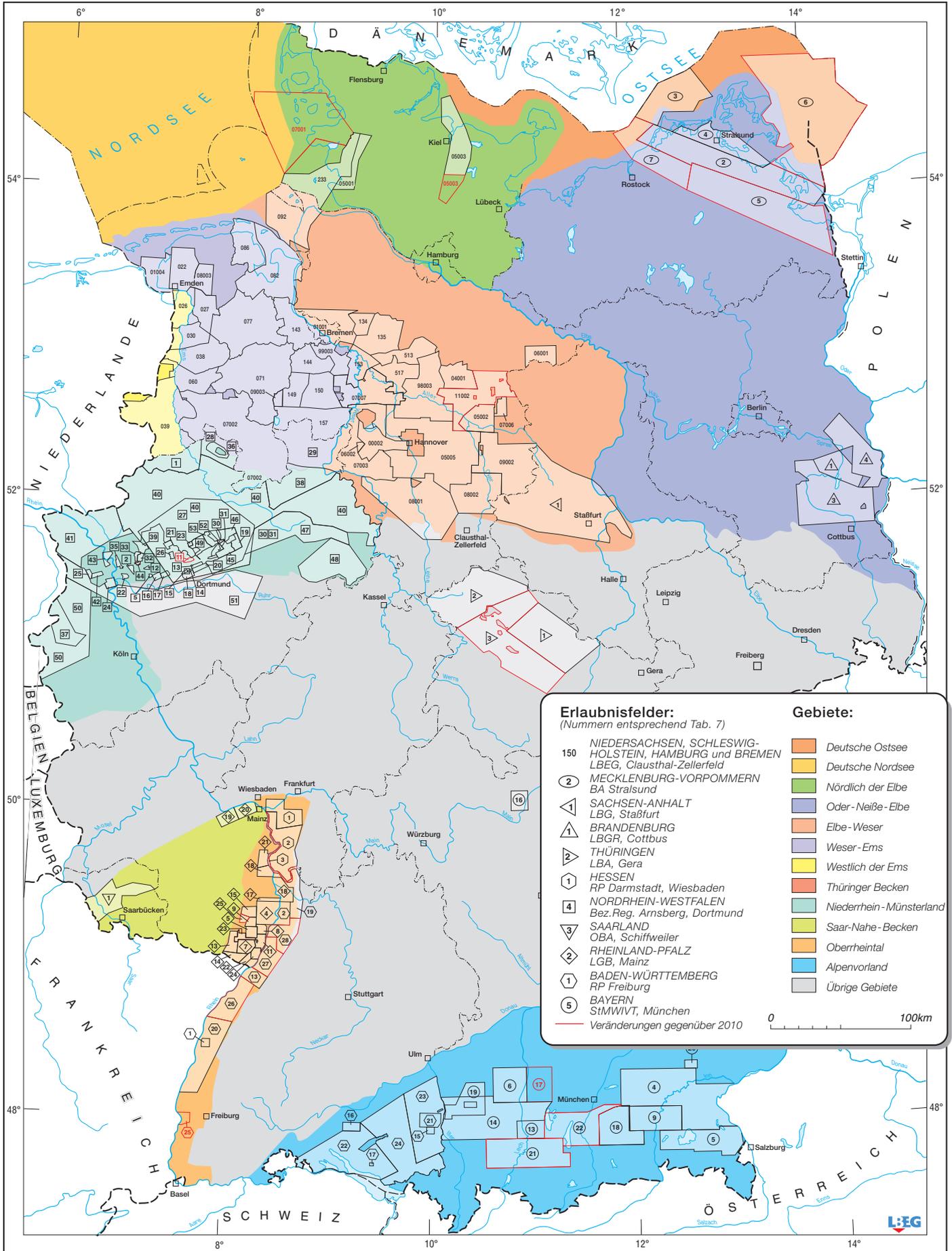
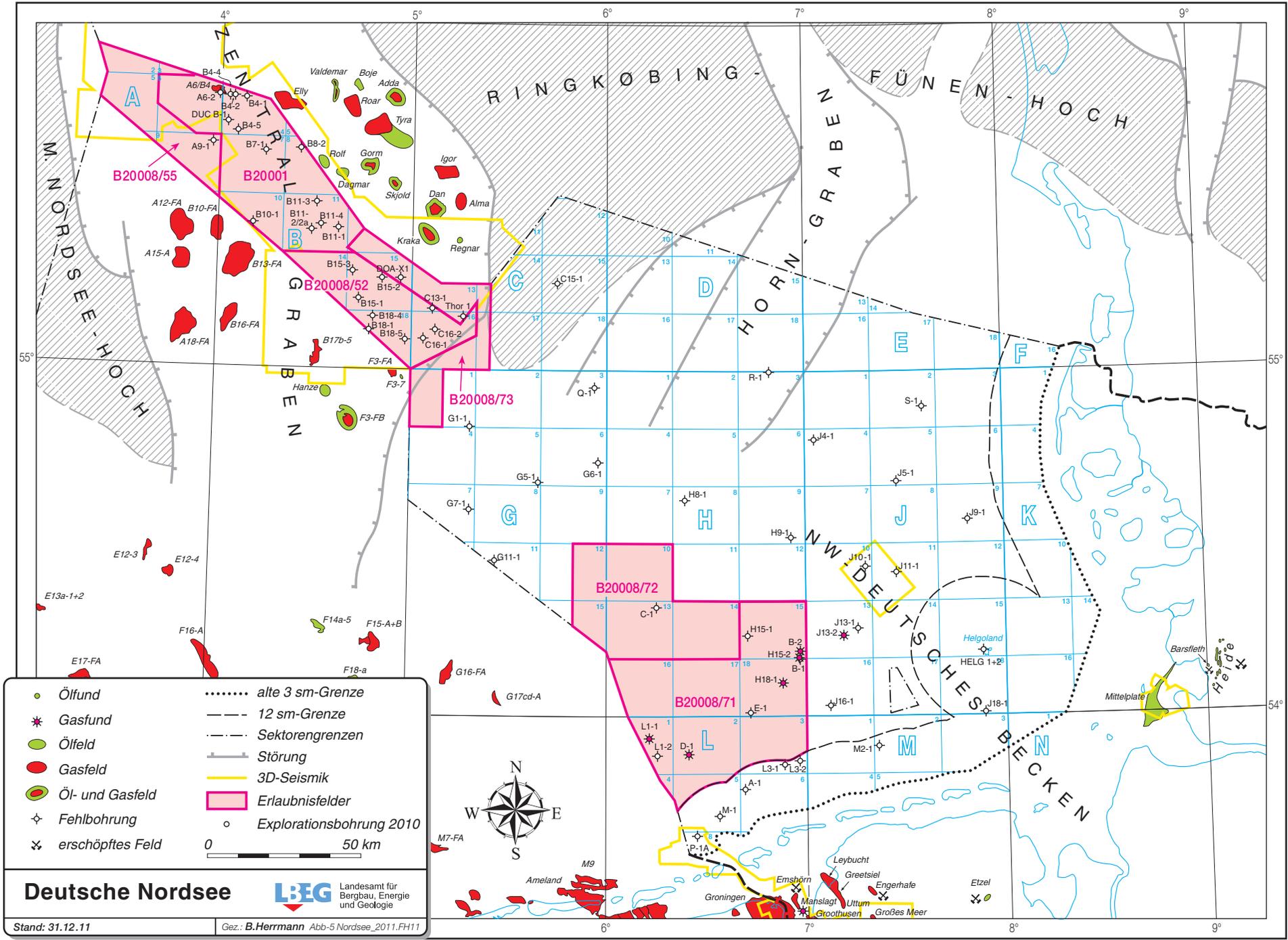


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2011. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

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



**Deutsche Nordsee** **LBEG** Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie  
 Stand: 31.12.11      Gez.: B.Herrmann Abb-5 Nordsee\_2011.FH11

## 4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Im Berichtsjahr 2011 wurden in Deutschland 2,7 Mio. t Erdöl einschließlich Kondensat (1,0 Prozent) gefördert (Tab. 8). Damit stieg die Ölproduktion gegenüber 2010 um rund 200 000 t oder 6,6 Prozent.

Die wichtigsten Erdöl-Förderprovinzen Deutschlands liegen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Berichtszeitraum erbrachten die Ölfelder dieser beiden Bundesländer zusammen 91 Prozent der deutschen Gesamtproduktion (Tab. 8). Der Anteil Niedersachsens an der deutschen Jahresförderung betrug 36,1 Prozent und sank damit gegenüber 2010 (39,3 Prozent).

In 2011 kamen wie schon im Vorjahr 54 Prozent der inländischen Ölförderung aus Mittelplate/Dieksand, dem einzigen Ölfeld in Schleswig-Holstein. Während die Förderung in diesem Feld wieder gesteigert werden konnte, meldeten viele andere Felder in den reifen Erdölprovinzen Niedersachsens eine rückläufige Produktion. Den höchsten relativen Produktionszuwachs hatte das im Aufbau begriffene Feld Römerberg im Oberrheintal mit rund 100 Prozent.

Der gesamte statistisch erfasste Mineralölverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2011 nach

vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2012) bei 106,5 Mio. t. Im Vergleich zum Vorjahr (109,8 Mio. t) fiel der Verbrauch damit um 3 Prozent. Das ist der geringste Ölverbrauch in Deutschland seit der Wiedervereinigung. Dazu beigetragen haben u.a. die seit 2004 steigenden Beimischungen an Bio-Kraftstoffen. Verbrauchsmindernd haben sich auch die weitere Ölverteuerung, die wärmere Witterung und der geringere Eigenverbrauch der Raffinerien ausgewirkt. Der Rückgang wäre noch höher ausgefallen, wenn nicht die robuste Konjunktur eine zusätzliche bzw. stabile Nachfrage für wichtige Ölprodukte induziert hätte (AGEB 2012).

2,5 Prozent des Erdölverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland konnte durch die Produktion aus heimischen Lagerstätten gedeckt werden.

Der gesamte statistisch erfasste Erdgasverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2011 nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2012) bei umgerechnet 86,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas (auf einen Energieinhalt von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) normiert). Im Vergleich zum Vorjahr (99 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)) fiel der Verbrauch damit

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2011.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Bayern	32 406	1,2	5 969 250	0,0	1 462 516	1,8	7 431 766	0,1
Brandenburg	16 014	0,6	-	-	5 258 120	6,6	5 258 120	0,0
Hamburg	18 651	0,7	-	-	371 603	0,5	371 603	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4 071	0,2	-	-	666 455	0,8	666 455	0,0
Niedersachsen	966 220	36,1	12 077 925 792	93,8	49 529 245	62,2	12 127 455 037	93,6
Rheinland-Pfalz	170 019	6,4	-	-	2 069 961	2,6	2 069 961	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	487 086 502	3,8	-	-	487 086 502	3,8
Schleswig-Holstein	1 469 757	54,9	275 138 057	2,1	20 313 236	25,5	295 451 293	2,3
Thüringen	-	-	26 413 248	0,2	-	-	26 413 248	0,2
<b>Summe</b>	<b>2 677 136</b>	<b>100</b>	<b>12 872 532 849</b>	<b>100</b>	<b>79 671 136</b>	<b>100</b>	<b>12 952 203 985</b>	<b>100</b>

um 12,9 Prozent. Dieses war trotz des höheren Verbrauchs auf Grund der positiven Konjunktur durch die milde Witterung während der Heizperioden bedingt.

Deutschland konnte bei gesunkenem Verbrauch und gleichzeitig gesunkener inländischer Erdgasförderung seinen Gasverbrauch aus heimischer Förderung ähnlich wie im Vorjahr zu 13,7 Prozent selber decken.

Die errechnete Förderung von Reingas ging in

Deutschland gegenüber 2010 erneut zurück. Sie sank um 0,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf nunmehr 11,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Dies entspricht einer Abnahme von 6,1 Prozent.

Bei der Erdgasförderung (Rohgas) war Niedersachsen mit einem Anteil von 93,8 Prozent mit Abstand das förderstärkste Bundesland. 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).

#### 4.1 Erdölförderung

Die Erdöl- und Kondensatförderung in 2011 lag mit 2,7 Mio. t über dem Wert des Vorjahres (2,5 Mio. t) (Tab. 9 und Anl. 5). Die Steigerung der Gesamtförderung in 2011 um 6,6 Prozent ist maßgeblich durch die gesteigerte Produktion in Mittelplate/Dieksand begründet. Aber auch kleinere Felder wie das Feld Römerberg im Oberrheintal sowie Emlichheim im Westen von Niedersachsen tragen zu dem insgesamt positiven Ergebnis bei.

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.

2011 waren in Deutschland 49 Erdölfelder in Produktion. Das Feld Wittingen wurde stillgelegt.

Die Zahl der in Betrieb befindlichen Förderer sonden ging zum Stichtag 31. Dezember 2011 um 6 auf nunmehr 1122 zurück (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen rund 86 Prozent der Förderung in 2011. Allerdings unterscheiden sich die Fördermengen der einzelnen Felder beträchtlich. So lag die jährliche Fördermenge von Mittelplate/Dieksand mit 1,46 Mio. t um den Faktor sechs höher als die Produktion des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,23 Mio. t.

Nach wie vor ist Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein das förderstärkste Erdölfeld Deutschlands. Auf den Plätzen zwei und

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2007 bis 2011.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Förderer sonden
	Mio. t	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )		
2007	3,415	108,728	44	1122
2008	3,054	98,652	45	1119
2009	2,800	90,221	50*	1114
2010	2,511	81,174	50	1128
<b>2011</b>	<b>2,677</b>	<b>79,671</b>	<b>49</b>	<b>1122</b>

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

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2011.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2011 t	kumulativ t	2011 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Nordsee</b>							
SH	A6 / B4*	1974	Wintershall	12 752	767 570			*
	<b>Nördlich der Elbe</b>							
SH	Mittelplate / Dieksand	1980	RWE Dea	1 457 004	26 721 853	20 313 236	369 722 725	25
HH	Reitbrook-Alt	1937	GDF SUEZ	9 481	2 582 255	212 006	55 668 222	3
HH	Reitbrook-West / Allermöhe	1960	GDF SUEZ	4 276	3 385 856	75 441	52 989 347	10
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				20 044 746		880 593 612	
	Summe Gebiet			1 470 761	52 734 710	20 600 683	1 358 973 906	
	<b>Oder/Neiße-Elbe</b>							
BB	Kietz	1987	GDF SUEZ	16 014	242 587	5 258 120	75 053 590	2
MV	Lütow	1965	GDF SUEZ	3 019	1 334 862	478 430	644 375 033	6
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	GDF SUEZ	1 052	109 728	188 025	26 232 625	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				1 554 781		613 914 857	
	Summe Gebiet			20 085	3 241 957	5 924 575	1 359 576 105	10
	<b>Elbe-Weser</b>							
NI	Eddesse (-Nord) / Abbensen	1876	GDF SUEZ	2 043	889 141	26 722	16 553 773	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	7 314	3 301 215	52 985	26 939 106	19
NI	Hankensbüttel	1954	E / R	26 363	14 982 291	532 366	367 462 173	25
NI	Höver	1956	GDF SUEZ	1 473	348 868	79 598	12 467 862	9
NI	Knesebeck	1958	GDF SUEZ	13 107	3 425 519	110 023	27 899 397	13
NI	Lüben	1955	EMPG	7 199	1 923 490	121 088	10 296 179	7
NI	Lüben-West / Bodenteich	1958	EMPG	11 001	521 122	176 831	4 544 670	8
NI	Nienhagen	1861	E / W	3 108	6 948 677	29 720	2 767 342	10
NI	Ölheim-Süd	1968	GDF SUEZ	9 560	1 523 444	1 195 382	79 577 347	18
NI	Rühme	1954	EMPG	25 531	2 184 422	150 383	20 143 642	36
HH/NI	Sinstorf	1960	GDF SUEZ	5 720	2 991 614	98 370	53 675 975	4
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 516	117 986			*
NI	Völkersen / Völkersen-Nord*	1992	RWE Dea	1 592	12 594			*
NI	Vorhop	1952	G / R	18 454	2 931 362	1 883 863	179 071 430	22
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			3 003	155 559			
	Summe Gebiet			137 984	76 932 731	4 457 331	2 127 325 152	186
	<b>Weser-Ems</b>							
NI	Barenburg	1953	EMPG	29 543	6 952 846	2 687 294	514 796 388	29
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	16 373	3 549 955	446 801	66 873 969	16
NI	Börger / Werlte	1977	GDF SUEZ	-	124 518	-	6 186 067	-
NI	Bramberge	1957	GDF SUEZ	114 554	19 529 285	10 986 705	1 060 192 453	46
NI	Düste / Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	5 300	2 666 240	153 821	129 356 301	9
NI	Düste / Wietingsmoor (Valendis)	1954	W / E	13 829	3 908 052	647 695	82 346 437	29
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	10 970	3 422 020	737 938	91 565 470	5
NI	Hagen	1957	EMPG	340	138 140	8 448	10 974 984	1
NI	Harme	1956	EMPG	-	343 153	-	51 376 018	-
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	4 164	2 285 539	132 439	221 160 437	9
NI	Liener / Garen	1953	EMPG	577	116 450	22 166	7 140 331	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 2011.

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2011	kumulativ	2011	kumulativ	
				t	t	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Fortsetzung Weser-Ems</b>							
NI	Löningen	1960	EMPG	5 342	716 246	861 640	352 945 509	6
NI	Matrum	1982	EMPG	1 403	180 712	361 989	18 898 320	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	5 095	1 082 826	29 072	62 228 866	10
NI	Sögel	1983	GDF SUEZ	83	28 825	4 500	1 457 211	0
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	5 576	1 012 393	543 562	26 394 434	8
NI	Voigtei	1953	EMPG	13 942	4 138 036	2 033 162	352 466 160	57
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	8 699	2 692 400	1 121 188	288 430 529	13
NI	Welpel / Bollermoor	1957	EMPG	5 189	1 972 039	642 772	549 173 345	11
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 477	105 496			
	Summe Gebiet			242 455	58 670 812	21 421 192	4 158 446 172	256
	<b>Westlich der Ems</b>							
NI	Adorf	1948	GDF SUEZ	15 646	1 733 607	503 203	59 348 891	9
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	163 349	9 881 058	1 951 628	141 399 455	105
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	110 500	18 727 492	7 623 422	1 761 776 408	140
NI	Meppen / Meppen-Schwefingen	1960	EMPG	24 123	3 171 172	1 309 231	147 965 443	18
NI	Ringe	1998	GDF SUEZ	15 536	206 645	288 640	4 265 396	2
NI	Rühle	1949	E / G	230 466	33 924 530	8 431 098	1 658 482 920	212
NI	Scheerhorn	1949	GDF SUEZ	29 982	8 813 561	3 627 656	516 474 971	56
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 072	344 211			
	Summe Gebiet			590 674	79 998 334	23 734 878	4 933 945 384	542
	<b>Oberrheintal</b>							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	7 376	1 354 333	194 900	30 104 278	11
RP	Landau	1955	Wintershall	21 050	4 438 266	541 525	16 264 197	68
RP	Römerberg	2003	GDF SUEZ	140 980	283 612	1 026 327	2 136 114	2
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	613	39 166	307 209	13 779 826	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				1 641 345		36 195 778	
	Summe Gebiet			170 019	7 756 722	2 069 961	98 480 193	82
	<b>Alpenvorland</b>							
BY	Aitingen	1976	Wintershall	23 690	1 399 328	1 401 661	93 734 338	6
BY	Hebertshausen	1982	RWE Dea	1 874	143 657	-	-	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	6 758	18 108	60 855	316 566	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			84	22 546			
	Summe Gebiet			32 406	10 011 703	1 462 516	2 381 261 580	8
	<b>Kondensat der Erdgasförderung</b>							
	Niederrhein-Münsterland				9 688			
	Thüringer Becken				32 657			
	<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>							
	Thüringer Becken				16 689		17 822 000	
	<b>Summe Deutschland</b>			<b>2 677 136</b>	<b>290 173 575</b>	<b>79 671 136</b>	<b>16 529 881 396</b>	<b>1 122</b>

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, Wintershall: Wintershall Holding GmbH.

drei folgen wie im Vorjahr Rühle und Emlichheim. Beide liegen in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems. An die vierte Stelle aufgestiegen ist das Feld Römerberg in Rheinland-Pfalz (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 54 Prozent der deutschen Erdölproduktion erbracht. Daraus errechnet sich für das Feld eine durchschnittliche Jahresfördermenge von 58 280 t pro Bohrung.

Nach einem Förderrückgang in Mittelplate/Dieksand 2010 infolge der fortschreitenden Ausförderung der hochkapazitiven Dogger Delta- und Epsilon-Sandsteine wurde für 2011 wieder eine Erhöhung der Förderung um 8,7 Prozent gemeldet. Hiermit zeigen die Investitionen in die technisch sehr aufwändigen Multilateralbohrungen in den Dogger Beta-Sandsteinen Wirkung.

Das Ölfeld Rühle ist bereits seit 1949 in Betrieb. Es produziert aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Auf Basis einer 3D-Seismik von 2007 wurde eine Bohrkampagne geplant, die

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2009 bis 2011 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2009		2010		2011		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	24 578	0,9	14 351	0,6	12 752	0,5	767 570	0,3
Nördlich der Elbe	1 587 544	56,7	1 355 022	54,0	1 470 761	54,9	52 734 710	18,2
Oder/Neiße-Elbe	22 187	0,8	20 536	0,8	20 085	0,8	3 241 957	1,1
Elbe-Weser	160 196	5,7	140 009	5,6	137 984	5,2	76 932 731	26,5
Weser-Ems	265 334	9,5	255 342	10,2	242 455	9,1	58 670 812	20,2
Westlich der Ems	614 210	21,9	592 636	23,6	590 674	22,1	79 998 334	27,6
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	93 643	3,3	102 744	4,1	170 019	6,4	7 756 722	2,7
Alpenvorland	32 372	1,2	30 533	1,2	32 406	1,2	10 011 703	3,5
<b>Summe</b>	<b>2 800 063</b>	<b>100</b>	<b>2 511 174</b>	<b>100</b>	<b>2 677 136</b>	<b>100</b>	<b>290 173 574</b>	<b>100</b>

Tab. 12: Jahresförderungen 2010 und 2011 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2010		2011		kumulativ		Fördersonden in 2011
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 340 754	53,4	1 457 004	54,4	26 721 853	9,2	25
Rühle (NI)	233 884	9,3	230 466	8,6	33 924 530	11,7	212
Emlichheim (NI)	146 084	5,8	163 349	6,1	9 881 058	3,4	105
Römerberg (RP)	70 431	2,8	140 980	5,3	283 612	0,1	2
Bramberge (NI)	119 801	4,8	114 554	4,3	19 529 285	6,7	46
Georgsdorf (NI)	121 192	4,8	110 500	4,1	18 727 492	6,5	140
Scheerhorn (NI)	34 005	1,4	29 982	1,1	8 813 561	3,0	56
Barenburg (NI)	31 599	1,3	29 543	1,1	6 952 846	2,4	29
Hankensbüttel (NI)	26 870	1,1	26 363	1,0	14 982 291	5,2	25
Rühme (NI)	28 604	1,1	25 531	1,0	2 184 422	0,8	36
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

in 2011 fortgeführt wurde. Mit Hilfe der neuen Bohrungen konnte im Berichtszeitraum 2011 mit 230 466 t ähnlich viel Erdöl produziert werden wie in 2010 (233 884 t). Das sind etwa 17,4 Prozent der Jahresproduktion von Mittelplate; dafür wurden 212 Bohrungen betrieben. Dies entspricht rechnerisch einer jährlichen Fördermenge von 1087 t pro Bohrung.

Die dritthöchste Jahresproduktion deutscher Ölfelder mit 163 349 t (Vorjahr 146 084 t) lieferte das Ölfeld Emlichheim aus den Unterkreide-Sandsteinen. In diesem ebenfalls bereits seit Jahrzehnten in Betrieb befindlichen Ölfeld konnte die Förderung gegenüber dem Vorjahr um 11,8 Prozent gesteigert werden. In Emlichheim wurde 2010 eine Kampagne mit Neubohrungen begonnen, die in 2011 mit Erfolg weitergeführt wurde. Im Durchschnitt wurden in Emlichheim in 2011 aus jeder der jetzt 105 Sonden (2010: 90 Sonden) 1556 t Erdöl gefördert.

An vierter Stelle der förderstärksten Ölfelder steht jetzt das relativ neue Feld Römerberg im Oberrheintal. Dort wurden 2011 140 980 t Öl gefördert; damit stieg die Fördermenge gegenüber dem Vorjahr um 100,1 Prozent.

Zur Erhöhung des Ausbeutegrades in den Feldern Rühle, Georgsdorf und Emlichheim werden tertiäre Fördermaßnahmen wie Dampf- und Heiß-/Warmwasserfluten durch- und fortgeführt. Diese „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) Maßnahmen hatten bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,7 Mio. t einen Anteil von 12,4 Prozent. Gegenüber 2010 stieg die Mehrförderung durch EOR auf nunmehr 333 617 t (Vorjahr 332 445 t), ging aber gegenüber der gestiegenen Gesamtförderung um 0,9 Prozent zurück. In 2011 lag der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den

Thermalprojekten wie im Vorjahr bei rund 93 Prozent.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) stabilisierte sich gegenüber dem Vorjahr (61 Prozent) und liegt für 2011 bei 61,4 Prozent. Davon kam die mit Abstand größte Fördermenge aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer.

Trotz der Mehrförderung in Emlichheim ist die Bedeutung der Sandsteine der Unterkreide für die Erdölförderung in 2011 auf 26,8 Prozent gegenüber 29 Prozent in 2010 gesunken. Neben Emlichheim fördern aus diesen Gesteinen die Felder des Emslandes wie z.B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf.

An dritter Stelle stehend wird mit einem Anteil von 5,3 Prozent aus den Gesteinen der Trias im Feld Römerberg gefördert. Die Lagerstätten des Malm (3,1 Prozent) und des Tertiär (2,3 Prozent) folgen auf den Plätzen (Anl. 9).

Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug letztes Jahr 27 695 t. Das entspricht rund 1 Prozent der Gesamtölförderung. Knapp die Hälfte der heimischen Kondensatförderung fällt im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an. Dort wurde im Vergleich zum Vorjahr (14 351 t) mit 12 752 t 11,1 Prozent weniger Kondensat gefördert. Grund ist auch hier die natürliche Erschöpfung der Lagerstätte (Tab. 10 und 11).

Bis Ende 2011 sind in Deutschland insgesamt ca. 290 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht gut 32 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 887 Mio. Öl t in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13).

## 4.2 Erdgasförderung

In 2011 wurde in Deutschland erneut weniger Erdgas in Feldesqualität (Rohgas) gefördert

als im Jahr zuvor. Waren es in 2010 noch 13,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Erdgas, so lag die Förderung

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2011 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2011 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
SH	<b>Nordsee</b> A6 / B4	1974	Wintershall	275 138 057	8 948 419 591	4
	<b>Elbe-Weser</b>					
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	-	138 059 594	-
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	22 003 891	1 179 724 509	1
NI	Dethlingen	1971	E / R	157 590 235	23 254 609 671	4
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	-	276 536 328	-
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	61 840 061	2 305 589 219	3
NI	Husum / Schneeren	1986	E / G	286 701 191	10 388 071 778	9
NI	Imbrock	1995	EMPG	6 767 244	963 691 404	1
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	891 150	150 277 766	-
NI	Rotenburg-Taaken	1982	E / R	1 657 617 658	55 226 400 706	30
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	GDF SUEZ	487 086 502	209 030 886 952	143
NI	Söhlingen	1980	EMPG	710 505 518	39 421 805 218	20
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	51 688 240	6 227 879 358	2
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	41 570 523	2 512 295 556	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	20 555 048	1 343 032 271	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	1 241 256 999	16 709 913 723	14
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	378 763 551	12 931 216 389	9
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	RWE Dea	65 996 910	1 499 383 050	2
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	70 796 047	1 527 362 569	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				14 089 989 001	
	Summe Gebiet			5 261 630 768	399 467 752 562	245
	<b>Weser-Ems</b>					
NI	Apeldorn	1963	GDF SUEZ	132 534 500	5 253 278 060	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	571 439 521	16 850 093 976	9
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	105 228 474	3 376 099 259	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	109 961 097	5 964 419 839	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	92 792 265	16 771 156 265	5
NI	Barrien	1964	Wintershall	53 073 148	12 545 158 698	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	214 864 204	10 099 382 589	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	19 701 046	8 384 000 920	1
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	27 567 451	378 547 165	2
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	240 783 439	3 372 364 786	2
NI	Dötlingen	1965	EMPG	146 434 495	17 280 091 525	5
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	13 049 347	859 945 292	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	881 927	1 293 029 091	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	277 165 571	3 154 047 785	4
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1959	EMPG	1 246 347 707	58 470 281 435	19
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / G	81 500 115	2 445 807 566	2
NI	Großes Meer	1978	GDF SUEZ	212 210	422 670 410	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	2 330 427	214 642 371	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Zech.)	1980	EMPG	731 258 318	33 197 742 929	11
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	350 142 338	63 458 416 897	12
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	249 940 267	25 343 345 674	12
NI	Klosterseeelte / Kirchseeelte / Ortholz	1985	EMPG	421 657 263	15 398 151 232	4
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 969 515	169 475 574	1
NI	Leer	1984	GDF SUEZ	27 515 200	677 374 000	2
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	290	2 313 460 442	-
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	1 438 308	450 548 873	2
NI	Neubrichhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	13 974 533	2 579 868 254	9
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	6 121 098 906	-
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	35 752 913	8 530 774 424	4
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	180 100 529	14 233 919 490	10

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen  
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2011.

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2011 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Fortsetzung Weser-Ems</b>					
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	166 307 145	32 186 600 464	7
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	562 975 913	27 480 039 039	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	28 333 670	999 580 566	1
NI	Uphuser Meer	1981	GDF SUEZ	5 026 700	182 188 600	1
NI	Uttum	1970	EMPG	50 108 354	1 217 553 561	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	4 593 380	115 124 177	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	6 127 957	75 746 417	1
NI	Varnhorn / Quaadm. / Wöstendöllen ...	1968	EMPG	793 703 901	25 527 987 657	15
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	57 081 591	4 412 844 782	3
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	35 992 329	622 323 198	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				80 112 606 648	
	Summe Gebiet			7 062 867 358	512 955 595 363	184
	<b>Westlich der Ems</b>					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	GDF SUEZ	19 567 200	708 091 330	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	GDF SUEZ	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	2 120 173	764 315 297	2
NI	Bentheim	1938	GDF SUEZ	3 144 300	3 545 724 600	1
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	10 071 532	3 261 262 440	4
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	6 402 907	937 976 548	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	23 011	2 907 711 299	-
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	4 578 255	227 142 254	2
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	11 987 664	963 651 032	2
NI	Frenswegen	1951	GDF SUEZ	5 167 600	245 600 000	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GDF SUEZ	5 021 200	1 328 739 300	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	GDF SUEZ	30 293 000	5 505 846 600	5
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GDF SUEZ	7 125 000	3 417 704 200	1
NI	Kalle (Karbon)	1958	GDF SUEZ	11 185 000	530 523 100	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	4 501 200	897 550 600	1
NI	Ratzel (Karbon)	1965	GDF SUEZ	102 800	436 967 600	-
NI	Ringe (Karbon)	1998	GDF SUEZ	84 537 000	627 891 700	1
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	10 076 807	2 799 695 584	3
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	5 806 919	626 761 775	2
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	15 431 900	3 133 528 500	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GDF SUEZ	3 370 700	318 109 300	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 162 757 975	
	Summe Gebiet			240 514 168	39 044 019 744	34
	<b>Thüringer Becken</b>					
TH	Fahner Höhe	1960	GDF SUEZ	2 169 434	89 617 522	3
TH	Kirchheiligen	1958	GDF SUEZ	461 336	299 261 574	4
TH	Langensalza-Nord	1935	GDF SUEZ	2 137 396	271 362 409	7
TH	Mühlhausen	1932	GDF SUEZ	21 645 082	1 954 061 948	9
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 588 258 048	
	Summe Gebiet			26 413 248	6 202 561 501	23
	<b>Alpenvorland</b>					
BY	Inzenham-West	1971	RWE Dea	5 969 250	986 400 841	4
	aus aufgegebenen Vorkommen				16 542 874 284	
	Summe Gebiet			5 969 250	17 529 275 125	4
	<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>					
	Niederrhein-Münsterland				248 997 700	
	Nördlich der Elbe				231 000 000	
	Oder/Neiße-Elbe				947 602 968	
	Oberrheintal				1 052 490 217	
	<b>Summe Deutschland</b>			<b>12 872 532 849</b>	<b>986 627 714 771</b>	<b>494</b>

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, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

aus heimischen Gasfeldern im Berichtsjahr 2011 bei 12,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas. Das ist ein Rückgang um 5,3 Prozent. Diese Gesamtfördermenge entspricht einem Volumen von 11,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas mit einem normierten Brennwert von H<sub>o</sub> = 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>).

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

In 2011 wurden zusätzlich noch rund 80 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Erdölgas gewonnen, das als Begleitprodukt bei der Erdölgewinnung vor allem in Niedersachsen (62,2 Prozent) und Schleswig-Holstein (25,5 Prozent), gefolgt von Brandenburg mit 6,6 Prozent, anfällt (Tab. 8 und 13).

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 81 Erdgasfelder in Produktion. Das Feld Ratzel hat seine Produktion aus den Gesteinen des Karbons wieder aufgenommen. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2011 fördernden Sonden ist von 516 auf 494 gefallen. Es ist aber kein Trend in einzelnen Feldern zu erkennen.

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee A6/B4 hat in 2011 rund 275 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) hochkalorisches Rohgas aus 4 Bohrungen gefördert. Dabei sank die Förderung gegenüber 2010 weiter deutlich um etwa 15 Prozent. Dies geht wesentlich auf den natürlichen Förderabfall des Feldes zurück. Auf Grund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 332 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Im

Rahmen der Erdgasförderung fielen hier 12 752 t Kondensat an.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2011 insgesamt rund 209 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. Die jährliche Fördermenge ist mit jetzt 487 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) 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 Reingasförderung betrug umgerechnet rund 176 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>).

Analog zu 2010 kamen auch in 2011 wieder zwei Drittel der gesamten Jahresförderung an Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 16).

Wie im Vorjahr war der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Hier wurden im Berichtszeitraum 1,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas aus dem Rotliegend gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek (Zechstein) mit 1,25 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Die dritthöchste Jahresförderung kam mit 1,24 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) aus dem Rotliegend-Feld Völkersen/Völkersen-Nord (Tab. 16).

Niedersachsen ist weiterhin das Zentrum der deutschen Erdgasförderung mit einem Produktionsanteil (Rohgas) von 93,8 Prozent. Hier

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2007 bis 2011.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )		
2007	17 966 109	108 728	18 074 837	79	433
2008	16 448 570	98 652	16 547 222	81	442
2009	15 463 867	90 221	15 554 088	82	436
2010	13 584 373	81 174	13 665 546	80	516
<b>2011</b>	<b>12 872 533</b>	<b>79 671</b>	<b>12 952 204</b>	<b>81</b>	<b>494</b>

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2009 bis 2011 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2009		2010		2011		kumulativ	
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Nordsee	402 098	2,6	324 690	2,4	275 138	2,1	8 948 420	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	6 808 749	44,0	6 006 180	44,2	5 261 631	40,9	399 467 753	40,5
Weser-Ems	8 011 780	51,8	6 981 997	51,4	7 062 867	54,9	512 955 595	52,0
Westlich der Ems	205 591	1,3	238 632	1,8	240 514	1,9	39 044 020	4,0
Thüringer Becken	26 698	0,2	27 480	0,2	26 413	0,2	6 202 562	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	8 950	0,1	5 394	0,0	5 969	0,0	17 529 275	1,8
<b>Summe</b>	<b>15 463 867</b>	<b>100</b>	<b>13 584 373</b>	<b>100</b>	<b>12 872 533</b>	<b>100</b>	<b>986 627 715</b>	<b>100</b>

Tab. 16: Jahresförderungen 2010 und 2011 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2010		2011		kumulativ		Fördersonden
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	in 2011
Rotenburg-Taaken (NI)	1 931 409	14,2	1 657 618	12,9	55 226 401	5,6	30
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 294 422	9,5	1 246 348	9,7	58 470 281	5,9	19
Völkersen (NI)	1 314 800	9,7	1 241 257	9,6	16 709 914	1,7	14
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	646 357	4,8	793 704	6,2	25 527 988	2,6	15
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	816 034	6,0	731 258	5,7	33 197 743	3,4	11
Söhlingen (NI)	907 594	6,7	710 506	5,5	39 421 805	4,0	20
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	621 012	4,6	571 440	4,4	16 850 094	1,7	9
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	634 886	4,7	562 976	4,4	27 480 039	2,8	10
Salzwedel (ST)	526 570	3,9	487 087	3,8	209 030 887	21,2	143
Klosterseele (NI)	416 545	3,1	421 657	3,3	15 398 151	1,6	4
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

wurden im vergangenen Jahr 12,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) 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.

Im Untergrund Niedersachsens gibt es eine Reihe von Gesteinsschichten, in denen sich Erdgas gesammelt hat. Das meiste wird aus den Dolomiten des tieferen Zechsteins und den Sandsteinen des oberen Rotliegend gefördert.

Bundesweit verteilte sich die Gasförderung in 2011 zu 43,9 Prozent auf den Zechstein und zu 39 Prozent auf das Rotliegend (Anl. 10). Die verbleibenden Mengen kamen aus Sandsteinen der Trias (7,9 Prozent), des Oberkarbon (6,7 Prozent) und des Jura (2,5 Prozent).

Bis Ende 2011 sind in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt rund 987 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas in Lagerstättenqualität gefördert worden. Dies entspricht 69 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von 1431 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) in den Lagerstätten (Anl. 13).

## 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/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) 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<sub>o</sub> = 9,7692 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>), 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 auf Grund 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 auf Grund 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 entscheidend 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.

## 5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2012

Die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland summieren sich am 1. Januar 2012 auf 35,3 Mio. t und lagen damit um 600 000 t oder 1,7 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 17 und Anl. 11). Die geringen Veränderungen sind mit den aktualisierten Reservenberechnungen für die bestehenden Felder zu erklären. Während das größte deutsche Ölfeld Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein sich positiv entwickelte, waren die Reservenzahlen der meisten anderen größeren Felder rückläufig.

Im Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres ergibt sich, dass immerhin 2,1 Mio. t des in 2011 geförderten Erdöls (2,7 Mio. t) durch neue Reserven kompensiert werden konnten.

Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven nahm nach

letztjährig 14,3 Jahren zum Stichtag der Reservenschätzung auf 13,2 Jahre ab (Anl. 12). Diese Abnahme gegenüber dem Vorjahr erklärt sich vor allem durch die gestiegenen Fördermengen und weniger durch die gesunkenen Reserven. Die statische Reichweite ist die theoretische Reichweite der bekannten Reserven bei angenommenem gleich bleibender Produktion. Sie ist nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße in einem sich dynamisch entwickelnden System anzusehen.

Die Tabelle 17 sowie die Anlage 9 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 1. Januar 2012 und der Förderung in 2011 getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Die meisten sicheren und wahrscheinlichen

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2012 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2011			Produktion	Reserven am 1. Januar 2012		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2011	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,267	0,091	0,357	0,032	0,390	0,051	0,440
Brandenburg	0,113	0,014	0,127	0,016	0,063	0,019	0,082
Hamburg	0,059	0,284	0,343	0,019	0,111	0,220	0,331
Mecklenburg-Vorpommern	0,012	0,010	0,022	0,004	0,002	0,006	0,008
Niedersachsen	9,070	2,241	11,311	0,966	9,302	1,811	11,113
Rheinland-Pfalz	2,959	6,402	9,361	0,170	4,830	3,561	8,391
Schleswig-Holstein	8,398	5,965	14,363	1,470	8,082	6,846	14,928
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,038	0,025	0,063	0,013	0,037	0,021	0,058
Nördlich der Elbe	8,417	6,145	14,562	1,471	8,091	7,003	15,094
Oder/Neiße-Elbe	0,125	0,025	0,149	0,020	0,065	0,025	0,090
Elbe-Weser	0,913	0,381	1,294	0,138	0,975	0,228	1,203
Weser-Ems	2,724	0,634	3,358	0,242	2,379	0,660	3,039
Westlich der Ems	5,435	1,305	6,740	0,591	6,013	0,965	6,978
Oberrheintal	2,959	6,402	9,361	0,170	4,830	3,561	8,391
Alpenvorland	0,267	0,091	0,357	0,032	0,390	0,051	0,440
<b>Summe Deutschland</b>	<b>20,876</b>	<b>15,008</b>	<b>35,884</b>	<b>2,677</b>	<b>22,780</b>	<b>12,513</b>	<b>35,293</b>
Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg. Anteil im oberen Teil der Tabelle nicht enthalten, da keine Reserven.							

Erdölreserven lagerten am Stichtag wie schon im letzten Jahr im Norddeutschen Becken in den Bundesländern Schleswig-Holstein (42,3 (+2,3) Prozent) und Niedersachsen (31,5 ( $\pm$  0) Prozent). An dritter Stelle hat sich Rheinland-Pfalz mit einem Anteil von 23,8 (-2,3) Prozent etabliert.

Stratigraphisch betrachtet befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung etwas weni-

ger als die Hälfte (47,5 Prozent) der verbleibenden Erdölreserven der deutschen Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura und rund je ein Viertel in Gesteinen der Unterkreide (25,2 Prozent) sowie in triassischen Sandsteinen (22,7 Prozent). Die restlichen Erdölreserven verteilen sich mit jeweils rund 2 Prozent auf Speichergesteine im Oberen Jura und Tertiär sowie untergeordnet im Zechstein und Oberkreide.

### 5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2012

Bezogen auf den natürlichen Brennwert von Erdgas (Rohgas) betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven am Stichtag 132,5 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) und war damit 13,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder 9,4 Prozent niedriger als im Vorjahr (Tab. 18 und Anl. 11).

Im Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres ergibt sich, dass die Reserven zusätzlich zu dem produktionsbedingten Rückgang um

0,9 Mrd. m<sup>3</sup> gesunken sind (Tab. 18 und 19). Der Rückgang der Reserven begründet sich im Wesentlichen durch die stetige Ausförderung der vorhandenen Lagerstätten bzw. durch die Neubewertung der Reserven in den Feldern. Regional betrachtet betraf es 2011 vor allem das Gebiet zwischen Elbe und Weser mit einem Rückgang der Reserven um ca. 7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas (in Reingas: 6,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)).

Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2012 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2011			Produktion	Reserven am 1. Januar 2012		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2011	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,049	0,021	0,070	0,006	0,052	0,033	0,085
Niedersachsen	85,732	56,974	142,707	12,078	77,757	51,939	129,696
Sachsen-Anhalt	0,720	1,545	2,264	0,487	1,176	0,657	1,833
Schleswig-Holstein	0,673	0,504	1,177	0,275	0,454	0,360	0,814
Thüringen	0,023	0,028	0,051	0,026	0,027	0,075	0,102
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,673	0,504	1,177	0,275	0,454	0,360	0,814
Elbe-Weser	32,415	31,404	63,819	5,262	28,568	28,322	56,890
Weser-Ems	52,895	26,553	79,448	7,063	49,306	23,568	72,874
Westlich der Ems	1,142	0,562	1,704	0,241	1,059	0,707	1,766
Thüringer-Becken	0,023	0,028	0,051	0,026	0,027	0,075	0,102
Alpenvorland	0,049	0,021	0,070	0,006	0,052	0,033	0,085
<b>Summe Deutschland</b>	<b>87,197</b>	<b>59,072</b>	<b>146,269</b>	<b>12,873</b>	<b>79,465</b>	<b>53,064</b>	<b>132,530</b>
Volumenangaben in Normkubikmetern							

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2012 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2011			Produktion	Reserven am 1. Januar 2012		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2011	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,055	0,024	0,079	0,006	0,058	0,038	0,096
Niedersachsen	80,344	53,485	133,829	11,269	72,382	49,990	122,373
Sachsen-Anhalt	0,260	0,558	0,818	0,176	0,425	0,237	0,662
Schleswig-Holstein	0,819	0,614	1,433	0,332	0,552	0,438	0,991
Thüringen	0,015	0,018	0,032	0,016	0,016	0,047	0,063
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,819	0,614	1,433	0,332	0,552	0,438	0,991
Elbe-Weser	32,989	31,498	64,487	5,073	28,790	29,146	57,937
Weser-Ems	46,436	21,942	68,377	6,125	42,917	20,338	63,256
Westlich der Ems	1,180	0,603	1,783	0,248	1,099	0,743	1,843
Thüringer-Becken	0,015	0,018	0,032	0,016	0,016	0,047	0,063
Alpenvorland	0,055	0,024	0,079	0,006	0,058	0,038	0,096
<b>Summe Deutschland</b>	<b>81,494</b>	<b>54,698</b>	<b>136,192</b>	<b>11,800</b>	<b>73,434</b>	<b>50,750</b>	<b>124,185</b>

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdölgas) nach Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)

(Rohgas) betrug am 1. Januar 2012 10,3 Jahre und fällt damit nach der letztjährigen Erholung wieder leicht zurück (Anl. 12). Die Ursache für den nur leichten Rückgang begründet sich in den gefallen Reservenmengen in Kombination mit der ebenfalls geringeren Gasproduktion.

Die Tabelle 18 und Anlage 10 zeigen die aktuellen Rohgasreserven im Vergleich zum letzten Jahr, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Am Stichtag lagerten in Niedersachsen 97,9 Prozent der gesamten Rohgasreserven der Bundesrepublik Deutschland.

Nach der Reservenabschätzung befanden sich rund 83 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 42,4 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechsteins und 40,4 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend enthalten. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in triassischen (8,4 Prozent) und oberkarbonischen Sandsteinen (7,4 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägerhorizonten.

Reingas ist das auf den Energieinhalt des Erdgases von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) normierte Gas. Tabelle 19 zeigt die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven sowie deren Förderung in 2011, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern.

## 6 Untertage-Gasspeicherung

### 6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die sichere Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland wird unter anderem durch Untertage-Erdgasspeicher gewährleistet. Über 80 Prozent des verbrauchten Erdgases werden importiert (Tab. 20). Die Gasspeicherung in Deutschland zeigte seit Jahren durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher einen deutlichen Aufwärtstrend, insbesondere bei den Kavernenspeichern. In 2011 ist die Arbeitsgaskapazität aufgrund der Aufgabe eines großen Speichers erstmals seit 2003 wieder gesunken.

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist auf Grund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas werden vertraglich fixiert. Sie sind nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die entscheidende und nicht vorhersagbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend auch durch eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Auch der Einsatz zur Bezugsoptimierung unter

Ausnutzung schwankender Gaspreise ist von Bedeutung, d.h. auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme stattfinden.

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder Aquifere) und Salz-Kavernenspeicher. 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 sogar ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissengas bezeichnet man die verbleibende Restgasmenge, die den Mindestdruck aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissengasanteil ermöglicht eine konstant hohe Entnahmerate über einen langen Zeitraum. Je höher der prozentuale Anteil des

Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauches nach Herkunftsländern (WEG 2012).

Bezugsland	Anteil in %	
	2011	2010
Deutschland	14	14
Niederlande	20	21
Norwegen	27	28
Russland	30	32
Dänemark/Großbritannien, Sonstige	9	5

Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2012).

Energieträger	Anteile in %	
	2011	2010
Mineralöl	34,0	33,2
Erdgas	20,4	22,2
Steinkohle	12,6	12,0
Braunkohle	11,7	10,7
Kernenergie	8,8	10,9
Erneuerbare Energien und Sonstige	10,9	9,7

Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

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

## 6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch<sup>1</sup>

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (PEV) sind in Tabelle 21 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge (AGEB 2012).

Tabelle 22 zeigt die statistischen Angaben des AGEB-Berichtes (2012) für Förderung, Import,

Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland. Durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Förderung um rd. 6 Prozent auf 11,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) zurück. Der Erdgasverbrauch sank – im Wesentlichen temperaturbedingt - um rd. 13 Prozent auf etwa 86 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>).

## 6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2011 (Stichtag: 31. Dezember 2011)

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 Koordinierungsausschuss Gasspeicher (K-UGS), dessen Geschäftsführung beim Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) in Hannover angesiedelt ist. Die Daten befinden sich so-

wohl 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 vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Die statistischen und beschreibenden Angaben für die Speicher dienen Firmen, Ver-

<sup>1</sup> Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H<sub>o</sub> mit 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H<sub>u</sub> als Bezugsgröße verwendet.

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (AGEB 2012 und WEG 2012).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2010	2011	
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	125	118	-6
Einfuhr	Mrd. kWh	985	943	-4
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1109	1062	-4
Ausfuhr	Mrd. kWh	183	200	+9
Speichersaldo <sup>2</sup>	Mrd. kWh	41	-20	
Verbrauch	Mrd. kWh	967	842	-13
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mio. t. SKE	107,1	93,3	-13
<i>Volumenangaben<sup>1</sup></i>				
<i>Inländische Erdgasförderung<sup>1</sup></i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</i>	<i>12,6</i>	<i>11,8</i>	<i>-6</i>
<i>Erdgasaufkommen<sup>1</sup></i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</i>	<i>113,5</i>	<i>108,7</i>	<i>-4</i>
<i>Verbrauch<sup>1</sup></i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</i>	<i>99</i>	<i>86,2</i>	<i>-13</i>

<sup>1</sup> Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach LBEG-Erhebung und WEG (2012). Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z.B. in kWh oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde aus den kWh-Angaben ein theoretisches Gasvolumen errechnet, das einem Erdgas der "Groningen-Qualität" mit einem Heizwert von H<sub>o</sub>=9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

<sup>2</sup> Minus = Einspeicherung

bänden und der Politik als Nachweis- und Informationsquelle.

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Porenspeicher findet man überwiegend in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Aquiferen. 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 Bedeutung haben. Ein Beispiel ist der Aquiferspeicher Berlin, der die Versorgung der Hauptstadt seit fast 20 Jahren sicherstellt.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tieferen Untergrundes. 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, Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, Nachweis von Störungsbahnen, das Druck-Volumen-Verhalten im Betrieb usw. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und Abteufen erster Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, Speichervolumens und 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

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2011).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	10,4	10,0	20,4
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	10,7	10,6	21,3
Plateau-Entnahmerate	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	178,1	342,8	520,9
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	59	29	39
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		22	26	48
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1,0	10,9	11,9
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		1	22	23
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	11,7	21,5	33,2

\* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen in „Betrieb“ (Arbeitsgas/ Plateau-Entnahmerate)

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 der Bau von Leitungen für eine Soleentsorgung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung 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 23 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 20,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Es hat sich damit seit Jahren erstmalig reduziert (Vorjahr: 21,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)). Dies ist in der Gesamtbilanz der Volumina aller Speicher wesentlich durch die Außerbetriebnahme des Porenspeichers Dötlingen bei Bremen zurückzuführen, der über ein Arbeitsgasvolumen von über 1,5 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) verfügt hat. Im anderen Fall wäre das Arbeitsgasvolumen weiter angestiegen. Jeweils etwa 50 % des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvo-

lumens in Deutschland sind in Porenspeichern und in Kavernenspeichern verfügbar.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurden 11,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Arbeitsgas gemeldet. Im Falle der Realisierung aller Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von rd. 33 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) verfügbar sein. Für die geplanten Kavernenspeicher Jemgum, Moeckow, Nüttermoor und Rüdersdorf (EWE ENERGIE AG) wurden keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. D.h., die Arbeitsgasmengen für diese Speicher sind in der o.g. Zahl noch nicht enthalten.

Die Tabellen 25, 26a und 26b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für welche ein Betriebsplan vorliegt. Die Namen der Unternehmen in den Tabellen 25, 26a und 26b entsprechen dem Stand vom 31. Dezember 2011.

Weitere Projekte sind in Projektierung, 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 25, 26a und 26b sind zwei Werte aufgeführt: Das "maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen"

ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das "maximale Arbeitsgasvolumen" aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Auf Grund 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.

Ende Januar 2011 hat die GDF SUEZ über ihre Speichertochter Storengy Deutschland GmbH fünf Erdgasspeicher und die Beteiligung an einem weiteren Speicher der BEB Speicher GmbH sowie der ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH erworben: Bremen-Lesum, Breitbrunn-Eggstätt, Harsefeld, Uelsen, Reitbrook, Schmidhausen. Die Übergabe der Betriebsführung für die Speicher Bremen-Lesum, Harsefeld und Uelsen durch die ExxonMobil an die Storengy erfolgte zum 31.8.2011.

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

#### **Porenspeicher**

Die Vorbereitungen für das Speicherprojekt **Behringen** in Thüringen, Landkreis Gotha und Wartburgkreis wurden im Jahr 2011 weitergeführt. Die Ergebnisse der seismischen Untersuchungen haben die Eignung des ehemaligen Erdgasfeldes zur Entwicklung eines Porenspeichers mit einem Arbeitsgasvolumen in der

Endausbaustufe von ca. 1 Mrd. m<sup>3</sup> bestätigt. In Abstimmung mit dem Landesbergamt Thüringen werden derzeit die Genehmigungsverfahren vorbereitet.

Für **Breitbrunn/Eggstätt** und **Inzenham-West** wurden die Lagerstättenmodelle auf der Grundlage der in 2008/2009 aufgenommenen 3D-Seismik aktualisiert.

Zum 01.04.2011 wurde der Speicherbetrieb in **Dötlingen** durch die EMPG eingestellt und mit der Förderung der Restgasmengen begonnen. Eine Meldung hinsichtlich des Arbeitsgasvolumens und der Kapazitäten für diesen Speicher entfällt somit erstmalig für das Jahr 2011 und für alle weiteren Jahre.

#### **Kavernenspeicher**

Für **Bad Lauchstädt** beziehen sich die Zahlenangaben für die Plateau-Rate in Höhe von 920 000 m<sup>3</sup>/h auf den Gesamtdurchsatz der beiden im Verbund fahrenden Speicher. Der Porenspeicher kann davon eine Maximalrate von 238 000 m<sup>3</sup>/h darstellen. Zum 1. November 2011 wurde die erste von insgesamt vier geplanten neuen Kavernen in Betrieb genommen.

Am Speicherstandort **Bernburg** wurde im Zuge der 5. Baustufe eine stillgelegte Kaverne reaktiviert. Die Inbetriebnahme erfolgte zum 1. Oktober 2011.

Der Speicher **Empelde** soll in einer weiteren Ausbaustufe erweitert und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen umschlagen können. Dazu werden die drei bestehenden Kavernen bis 2018 nachgesolt. 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 dazu gehörigen gastechnischen Betriebseinrichtungen. Für das Aussolen der neuen und der alten Kavernen wurden die vor-

handenen Solanlagen erweitert.

Am Standort **Epe**, der derzeit größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind mehrere Unternehmen für Betrieb oder Planung und Bau von Kavernen angesiedelt und in den letzten Jahren neue hinzugekommen. Die Nuon Epe Gasspeicher GmbH hatte hier im Jahr 2007 vier Kavernen in Betrieb genommen und plant drei weitere. Die Trianel Gasspeicher Gesellschaft Epe mbH & Co. KG hat am 1. Oktober 2010 ihre vierte Kaverne in den Regelbetrieb genommen und damit ihr bisheriges Arbeitsgasvolumen von 128 Mio. m<sup>3</sup> auf 210 Mio. m<sup>3</sup> fast verdoppelt. Die KGE - Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe hat am Standort Epe im September 2011 die erste von insgesamt vier Kavernen übernommen. Ab Oktober 2012 soll diese Kaverne mit einem voraussichtlichen Arbeitsgasvolumen von ca. 42 Mio. m<sup>3</sup> zur Erdgasspeicherung genutzt werden. Derzeit werden die erforderlichen gastech-nischen Anlagen auf dem Kavernenplatz errich-tet. Bis 2015 sollen die übrigen Kavernen in Betrieb genommen werden. Die Eneco B.V. hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und zwei Kavernen von der Salzgewin-nungsgesellschaft Westfalen (SGW) über-nommen. Eine Kaverne sowie die Übertagean-lage sind seit 2011 fertig gestellt, eine weitere Kaverne ist in Solung.

Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS) hat ihre Speicheranlage Epe um eine neue Kaverne mit einer maximalen Arbeitsgaskapazität von 109 Mio. m<sup>3</sup> erweitert. Eine weitere Kaverne mit rd. 73 Mio. m<sup>3</sup> Arbeitsgas wurde im Jahr 2011 erstbefüllt und befindet sich unmittelbar vor Inbetriebnahme. Insgesamt betreibt EGS damit 39 Kavernen am Standort Epe (Tab. 26a). Parallel zum Ausbau auf der Kavernen-seite erweitert EGS mit dem Kooperationspart-ner KGE die Ein- und Ausspeicherleistung seiner obertägigen Anlagen am Standort Epe und steigert die Flexibilität des Speichers durch einen Anschluss an das Transportnetz der Thyssengas GmbH.

Der Ausbau des Kavernenspeichers **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölka-

vernern wurde in 2011 fortgesetzt. Nach Ab-schluss des Umrüstprojektes von 10 ehemali-gen Ölkavernen auf Gasbetrieb in 2010 stehen für die Betriebsbereiche EGL 1 und 2 insge-samt 19 Kavernen zum Jahresende 2011 zur Verfügung (Tab. 26a). Im Neubauprojekt be-finden sich für Unternehmen aus der Energie-branche im sogenannten Nordfeld weitere 45 Kavernen mit einem geplanten Arbeitsgasvo-lumen von rd. 4,3 Mrd. m<sup>3</sup> im Bau oder in Pla-nung (Tab. 26b). In 2012 ist mit der Inbetrieb-nahme von bis zu 17 Gaskavernen durch die Mieter und der damit verbundenen Erhöhung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens zu rech-nen. Seit 2006 wurden in Etzel insgesamt 49 neue Kavernenbohrungen realisiert, 10 neue Gaskavernen und eine Ölkaverne wurden fer-tig gestellt, weitere 25 Kavernen befanden sich im Solbetrieb.

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

Die E.ON Gas Storage GmbH hat in Kooper-ation mit der OMV AG, der VNG AG und der Gas-Union GmbH am Standort Etzel das Spei-cherprojekt **Erdgasspeicher Etzel (ESE)** fort-gesetzt, das nach aktueller Planung den An-schluss von 19 Gaskavernen an die neu zu errichtende Speicherstation vorsieht. Das vo-raussichtliche Arbeitsgasvolumen beträgt nach derzeitigem Planungsstand rd. 2,1 Mrd. m<sup>3</sup>. Die Fertigstellung der Speicherstation soll im Jahr 2012, der Anschluss der Kavernen bis zum Jahr 2014 erfolgen.

Der Standort Etzel bietet auf Grund seiner ge-

ografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Der existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gasnetzwerk sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe.

Der in früheren Jahren in den Tabellen separat geführte Speicher **Neuenhuntrorf** wurde in der Berichterstattung in das Projekt **Huntrorf** (beide EWE) integriert.

Die EWE ENERGIE AG plant in **Jemgum** die Solung von 15 Kavernen in mehreren Ausbaustufen. In Tabelle 26a sind davon 8 Kavernen ausgewiesen. Ende 2011 befanden sich weiterhin 6 Kavernen der EWE im Solprozess.

Auch die WINGAS GmbH & Co. KG baut am Standort **Jemgum** einen Gasspeicher. Das Leipziger Unternehmen VNG - Verbundnetz Gas AG ist an diesem Speicherprojekt beteiligt. Der Solbetrieb hat Anfang 2011 begonnen. Seitens WINGAS sind bis zu 18 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt 1,2 Mrd. m<sup>3</sup> geplant, wovon in einer ersten Ausbaustufe 10 Kavernen mit einem gesamten Arbeitsgasvolumen von bereits rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> errichtet werden. Die Inbetriebnahme ist schrittweise ab 2013 geplant. Der Standort Jemgum soll etwa Ende 2012 über eine 14 km lange Leitung auch an das niederländische Gasversorgungsnetz angeschlossen werden.

Die E.ON Gas Storage GmbH plant im Salzstock **Jemgum** ebenfalls einen Speicher mit zunächst 20 Kavernen in zwei Ausbaustufen mit einem Arbeitsgasvolumen von 2 Mrd. m<sup>3</sup>. E.ON Gas Storage sieht noch Potenzial im Bereich ihres Standorts Jemgum und konkretisiert dieses durch entsprechende Untersuchungen. Nach Pressemitteilungen wurde der Beginn der geologischen Erkundung des Salzstockes aber auf unbestimmte Zeit verschoben.

VNG und Gazprom Export/Gazprom Germania bereiten gemeinsam den Bau und Betrieb des **UGS Katharina** vor. Dazu wurde im Mai 2009 die Firma Erdgasspeicher Peissen GmbH ge-

gründet. 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. m<sup>3</sup> 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.

In **Kiel-Rönne** läuft der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig seit Anfang 2007. Im Januar 2012 wird der Solprozess abgeschlossen sein und mit der Komplettierung begonnen. Das Ende der Komplettierung inkl. aller Gasdichtheitsteste ist für den Mai 2012 geplant. Die Gaserstbefüllung erfolgt aus heutiger Sicht im direkten Anschluss und wird voraussichtlich bis Dezember 2012 andauern.

In **Kraak** wurde in 2011 die vierte Kaverne in Betrieb genommen (geologische Informationen siehe auch bei OBST 2008).

Beim Speicher **Krummhörn** der E.ON Gas Storage GmbH bezieht sich der Wert für das „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2012.

Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** wurde im Rahmen der Exploration die erste Bohrung Anfang 2008 erfolgreich beendet. In 2008 bis 2009 erfolgten seismische und gravimetrische Untersuchungen. Für das Speicherprojekt Moeckow liegen mittlerweile ein zugelassener Rahmenbetriebsplan und ein Planfeststellungsbeschluss vor. In einer ersten Baustufe sollen hier 14 Kavernen im Zechsteinsalz gesolt werden. Nach Pressemitteilungen ist der Zeitpunkt für den Baubeginn allerdings noch offen und hängt von energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen ab.

In **Nüttermoor** wurden die Kavernen K19, 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. m<sup>3</sup> 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 Bau der Erdgasleitung Nord Stream durch die Ostsee. Sie wird durch das Konsortium Nord Stream AG (OAO Gazprom, Wintershall Holding GmbH, E.ON Ruhrgas AG, N.V. Nederlandse Gasunie, GDF SUEZ S.A.) mit einem Investitionsvolumen von über 7 Mrd. Euro realisiert. Zwei jeweils rd. 1200 km lange parallele Leitungsstränge sollen vom russischen Wyborg, westlich von Sankt Petersburg, bis in die Nähe von Greifswald verlaufen und über je 27,5 Mrd. m<sup>3</sup>/a Transportkapazität verfügen. 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. Die Verlegung erfolgte parallel mit drei Spezialschiffen in unterschiedlichen Abschnitten. Der erste Leitungsstrang wurde am 8. November 2011 in einer feierlichen Aktion mit Politik und Wirtschaft in Lubmin in Betrieb genommen. Der zweite Leitungsstrang befindet sich in Bau und soll im 4. Quartal 2012 in Betrieb genommen werden.

Das Projekt 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 Gasmengen auch für andere Staaten in Westeuropa bestimmt sein werden. Innerhalb Deutschlands wird das Gas von der Erdgasübernahmestation in Lubmin über zwei große Anbindungsleitungen nach Süden bis Tschechien (OPAL) sowie nach Südwesten bis zum Gasspeicher Rehden (NEL) führen.

Der Bau der OPAL wurde im Juli 2011 abgeschlossen. Die Inbetriebnahme erfolgte im Herbst 2011. Mit einem Durchmesser von 1,4 m ist sie die derzeit größte Erdgasleitung Europas und verfügt über eine Transportkapazität von 36 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Die 440 km lange Erdgasleitung NEL ist in Bau und bis auf wenige Teilbereiche in Niedersachsen verlegt. Sie verfügt über eine jährliche Transportkapazität von 20 Mrd. m<sup>3</sup>.

Zwei Projekte, deren Betrieb für die Gasversorgung und Speichersituation Deutschlands eine Bedeutung hat, liegen in Österreich. Der Speicher **Haidach** (ehemalige Gaslagerstätte) bei Salzburg wurde durch ein Firmenkonsortium aus der RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, WINGAS GmbH & Co. KG und GAZPROM EXPORT eingerichtet, im Juni 2007 in Betrieb genommen und mit dem deutschen Leitungsnetz verbunden. Der Speicher wird somit für den saisonalen Ausgleich in Deutschland, jedoch nicht in Österreich genutzt, da keine direkte Anbindung an das österreichische Erdgasnetz besteht. Die Erweiterung im Rahmen der zweiten Ausbaustufe von 1,2 Mrd. m<sup>3</sup> auf 2,64 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen, die ihn zu einem der größten Erdgasspeicher in Europa macht, sowie die damit

verbundene Erweiterung der Ein- und Auslagerleistung von 500 000 m<sup>3</sup>/h auf 1 Mio. m<sup>3</sup>/h bzw. 1,1 Mio. m<sup>3</sup>/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. m<sup>3</sup> und einer Einspeicherleistung von 405 000 m<sup>3</sup>/h sowie einer Ausspeicherleistung von 607 000 m<sup>3</sup>/h wurde zum 1. April 2011 in

Betrieb genommen. Die zweite Phase mit einem zusätzlichen Arbeitsgasvolumen von 685 Mio. m<sup>3</sup> (Einspeicherleistung 238 000 m<sup>3</sup>/h, Ausspeicherleistung 357 000 m<sup>3</sup>/h) befindet sich zurzeit in Bau und wird in 2014 den Betrieb aufnehmen. Bei entsprechender Marktentwicklung kann der Speicher auf ein Arbeitsgasvolumen von rd. 2 Mrd. m<sup>3</sup> ausgebaut werden. Der Speicher ist über die Austrian-Bavarian-Gasline (ABG) in Haiming an das deutsche Marktgebiet Net Connect Germany angeschlossen. In 2012 erfolgt ein Anschluss in Überackern an die österreichische Penta West Leitung der OMV und bis 2013 ein weiterer Anschluss an das österreichische Verteilernetzgebiet OST. 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 389 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen in 691 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 24). 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. Durch den hohen Anteil von Kavernenspeichern im Vergleich zum Weltdurchschnitt sind in Deutschland rd. 51 Prozent der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 49 Prozent in Salzkavernen installiert.

Die 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. 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 wird zurzeit aktualisiert und im Rahmen des Welt Gas Kongresses 2012 in Malaysia vorgestellt.

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (vorläufige, aktualisierte Daten der Studie IGU 2009 für 2010/11).

Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe
	Mio. m <sup>3</sup>			Mio. m <sup>3</sup>	
USA	121400	419	Poland	2 700	8
Russia* **	95 620	22	Latvia	2 300	1
Ukraine*	32 780	13	Turkey	1 900	2
Germany <sup>1</sup>	<b>20 400</b>	<b>48</b>	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	<b>Summe</b>	<b>388 860</b>	<b>691</b>

Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“  
<sup>1</sup> Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2011 ergänzt.  
\* Staaten der GUS.  
\*\* inkl. 30 Mrd. m<sup>3</sup> „strategic reserves“ in Russland.

Zwischen 1996 und 1999 wurde unter der Federführung der United Nations Economic Commission for Europe (UN ECE) die UGS-Studie „Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia“ erarbeitet (ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE 1999). Die deutschen Vertreter haben hierzu einen wesentlichen Beitrag geleistet. Die UN ECE Working Party on Gas hat in 2008 die Überarbeitung und Aktualisierung dieser Studie initiiert. Die Aktualisierung

berücksichtigt das veränderte Umfeld des liberalisierten Gasmarktes und würdigt die gestiegene Bedeutung der Gasspeicherung und die technologische Entwicklung in der Speicherindustrie. Diese Überarbeitung erfolgt wieder unter Beteiligung deutscher Vertreter, die auf eine aktive Unterstützung durch die deutschen Speicherunternehmen angewiesen sind. Ein Abschluss der Studie ist in 2012 geplant.

## 6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung

Die deutschen Speicherunternehmen hatten sich im Koordinierungsausschuss UGS (K-UGS) zu einer Organisation der Gremien Arbeitskreis Kavernen (AKK), DVGW-AG "Untertagegasspeicherung" und des WEG-Arbeitskreises "Untertagespeicherung" zusammen

geschlossen. Der K-UGS diente als Austauschforum für Informationen und Erfahrungen im Zusammenhang mit der technischen Betriebsführung beim Bau und Betrieb von Untertagegasspeichern, von Solegewinnungsanlagen und von Produktspeichern in Kaver-

nen. Neben dem Erfahrungsaustausch wurden Stellungnahmen zu Gesetzes- und Verordnungsentwürfen sowie die gemeinsame Bearbeitung vielfältiger technischer Problemstellungen der Speicherung verfolgt. Die Geschäftsstelle war beim WEG in Hannover angesiedelt. Zur effektiveren Vertretung der technisch-wirtschaftlichen Interessen der Speicherbetreiber hat der K-UGS sich neu ausgerichtet. Es wurde beschlossen, dass der K-UGS sich als neuer Speicherfachausschuss dem WEG anschließt. Am 19. Mai 2010 fand die konstituierende Sitzung des WEG-Ausschusses KUGS – Kavernen und Untergroundspeicher -, dessen Mitglieder rd. 95 Prozent der deutschen Speicherkapazitäten operieren, statt.

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.

Im Einzelnen erfolgte mit der Richtlinie 2009/73/EC (Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt) die Außerkraftsetzung der Richtlinie 2003/55/EG und durch die Verordnung Nr. 715/2009 (EU Gasnetzzugangsverordnung) die Aufhebung der Verordnung 1775/2005. Weiterhin wurde in der Verordnung Nr. 713/2009 die Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden geregelt. Auf Grund der neuen Anforderungen, wie z.B. hinsichtlich der Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber, der Kapazitätzuweisung, des Engpassmanagements und der Veröffentlichungspflichten sind entsprechende Anpassungen der Organisation und der Vermarktung sowie des Betriebes von Untertage-Gasspeichern vorzunehmen. Wesentlich ist, dass derzeit keine Tarifregulierung vorgesehen ist.

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 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](http://www.teamconsult.net). Ende Februar 2012

erreichten danach die deutschen Erdgasspeicher in Summe einen Füllstand von 50 Prozent des vorhandenen Arbeitsgasvolumens. Dies entspricht in etwa dem Niveau des Vorjahres zur gleichen Zeit.

Die GSE vertritt u.a. die Interessen der Speicherbetreiber gegenüber der Europäischen Kommission. Zurzeit sind in der GSE 33 Betreiber aus 16 Nationen mit etwa 110 Speichern organisiert, die ca. 85 Prozent der gesamten Speicherkapazität in Europa bereitstellen. Die GSE verfolgt eine konstruktive Rolle im liberalisierten europäischen Erdgas- und Speichermarkt und ist hierzu an der Gestaltung von gesetzlichen Regelwerken beteiligt.

Auf Grund der Entwicklung des Gasbedarfes in West-Europa, einhergehend mit einer sinkenden Gasproduktion, wird mit einem steigenden Speicherbedarf in Europa gerechnet. Zahlreiche Projekte sind in Planung oder Bau, wie auch aus der Auflistung geplanter Projekte der GSE, die insgesamt ein Arbeitsgasvolumen von rd. 70 Mrd. m<sup>3</sup> aufweisen, zu entnehmen ist ([www.gie.eu.com](http://www.gie.eu.com)).

Deutschland wird mit seinem erheblichen Speicherpotenzial künftig eine wesentliche Rolle als Erdgasdrehzscheibe für Westeuropa spielen. Durch das bestehende und das geplante Speichervolumen, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, die heimische Gasförderung sowie durch günstige geologische Randbedingungen für die Planung neuer Speicher ist die kommerzielle Deckung des Gasbedarfes derzeit in Deutschland gewährleistet. 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 geologi-

sches Potenzial für Hunderte von weiteren Kavernen mit einem theoretischen Arbeitsgasvolumen in zweistelliger Milliardenhöhe besitzen. Aber auch produzierende oder erschöpfte Öl- und Gasfelder bieten sich im günstigen Fall zukünftig als Porenspeicher an. Zusätzliche Potenziale bieten theoretisch tiefe saline Aquifere; sie erfordern jedoch langwierige und umfangreiche Explorationsarbeiten und Eignungsuntersuchungen zum Nachweis ihrer Dichtheit bei überinitialen Drücken.

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

## 7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 27 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2011 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 diese mindestens ein Drittel der Gesamtmenge ausmachen.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung hält nach seinem aktuellen Jahresbericht derzeit etwa 21 Mio. t Rohöl und Mineralprodukte zur Krisen-

vorsorge. Die derzeit gesetzlich vorgeschriebene Vorratspflicht beträgt knapp 20 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 bis 2013 erfolgen.

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) (2012): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011. - Berlin/Köln. [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de)
- 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) (2011): Geschäftsbericht 4/09-3/10. - Hamburg. [www.ebv-oil.de](http://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](http://www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html)
- OBST, K. (2008): Möglichkeiten der Untergrundspeicherung für Erdgas und CO<sub>2</sub> 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) (2012): Statistischer Bericht 2011, Fakten und Trends. - Hannover. [www.erdoel-erdgas.de](http://www.erdoel-erdgas.de)

Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
<b>in Betrieb</b>								
Allmenhausen	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750 - 1000	Buntsandstein	550	135	180	225
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1450	1450	1200 <sup>1)</sup>
Breitbrunn-Eggstätt	RWE Dea AG & Storengy Deutschland GmbH für E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	992	1080	520 <sup>1)</sup>
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570 - 610	Buntsandstein	234	175	175	80
Eschenfelden	E.ON Gas Storage GmbH, N-Ergie	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130 <sup>1)</sup>
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	22	70	70
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100 <sup>1)</sup>
Inzenham	RWE-Dea AG für E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	215	215	450
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Lehrte	E.ON AVACON AG	ehem. Ölfeld	1000 - 1150	Dogger (Cornbrash)	120	35	74	20
Rehden	WINGAS GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	7000	4200	4200	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 <sup>1)</sup>
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 <sup>1)</sup>
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90 <sup>1)</sup>
Uelsen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1220	750	750	450
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Litho.-Kalk)	583	365	365	240
Allmenhausen	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
<b>Summe</b>					<b>19667</b>	<b>10438</b>	<b>10658</b>	<b>7420</b>
<b>in Planung oder Bau</b>								
Behringen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	630	Zechstein	2300	-	1000	-
<b>Summe</b>					<b>2300</b>	<b>-</b>	<b>1000</b>	<b>-</b>

 Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2010. \*Gesamtvol. = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. <sup>1)</sup>Maximalrate (kurzzeitig)

Tab. 26a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	19	780 - 950	Zechstein 2	963	753	948	920
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	34	500 - 700	Zechstein 2	1376	1063	1063	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	Verbundnetz Gas AG	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	2543	2094	2141	2900 <sup>1)</sup>
Epe-ENECO	ENECO Gasspeicher GmbH	1	1000 - 1400	Zechstein	65	46	104	200
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	417	325	325	675
Epe-RWE, H-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	585	467	467	870
Epe-RWE, L-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	7	1160 - 1280	Zechstein 1	481	374	374	500
Epe-Trianel	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	275	210	210	600 <sup>1)</sup>
Etzel-EGL 1	IVG Caverns GmbH, Statoil Deutschland Storage	9	900 - 1100	Zechstein 2	711	478	478	1300 <sup>2)</sup>
Etzel-EGL 2	IVG Caverns GmbH, Statoil Deutschland Storage	10	800 - 1100	Zechstein 2	1111	796	796	
Harsefeld	Storengy Deutschland GmbH	2	1150 - 1450	Zechstein	189	119	140	300
Huntorf <sup>3)</sup>	EWE Energie AG	7	650 - 1400	Zechstein	435	311	311	450
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	1	500 - 700	Zechstein 2	63	51	51	37
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON-Hanse AG	2	1400 - 1600	Rotliegend	82	52	52	100
Kraak	E.ON-Hanse AG	4	900 - 1450	Zechstein	345	295	295	400
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	143	111	229 <sup>4)</sup>	200 <sup>1)</sup>
Nüttermoor	EWE Energie AG	20	950 - 1300	Zechstein	1663	1223	1223	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 Energie AG	1	900 - 1200	Zechstein	50	39	39	140
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	5	400 - 1130	Zechstein	363	298	298	250
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	8	1000	Zechstein	217	186	186	280
<b>Summe</b>		<b>207</b>			<b>13235</b>	<b>9993</b>	<b>10580</b>	<b>14282</b>

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2011. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. <sup>1)</sup> Maximalrate (kurzzeitig). <sup>2)</sup> Rate bezieht sich auf Etzel-EGL 1 und -EGL 2. <sup>3)</sup> Einschl. Kaverne Neuenhuntorf. <sup>4)</sup> Nach Reparatur/Nachsolung und Erweiterung in 2012.

Tab. 26b: 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 <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	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	84		59	
Epe-KGE	KGE - Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	250		180	
Epe-RWE	RWE Gasspeicher GmbH	3	1120 - 1200	Zechstein 1	220		170	
Etzel - EKB	IVG Caverns GmbH, Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG	6	1150 - 1200	Zechstein 2	700		500	
Etzel - FSG Crystal	IVG Caverns GmbH, Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH Crystal	4	1150 - 1200	Zechstein 2	500		300	
Etzel-ESE	IVG Caverns GmbH, E.ON Gas Storage GmbH	19	1200	Zechstein	3000		2000	
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	25	1200	Zechstein 2	3300		2200	
Jemgum-EON	E.ON Gas Storage GmbH	20	1150 - 1600	Zechstein	2590		2000	
Jemgum-EWE	EWE Energie AG	8	950 - 1400	Zechstein	k.A.		k.A.	
Jemgum-WINGAS	WINGAS GmbH & Co. KG, Verbundnetz Gas AG	18	1000 - 1600	Zechstein 2	1620		1200	
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	11	500 - 700	Zechstein 2	527		463	
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1500 - 1800	Rotliegend	118		83	
Moeckow	EWE Energie AG	14		Zechstein	k.A.		k.A.	
Nüttermoor	EWE Energie AG	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 Energie AG	1	900 - 1200	Zechstein	k.A.		k.A.	
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	6	850 - 1150	Zechstein	620		500	
<b>Summe</b>		<b>160</b>			<b>15186</b>		<b>10854</b>	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2011.

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

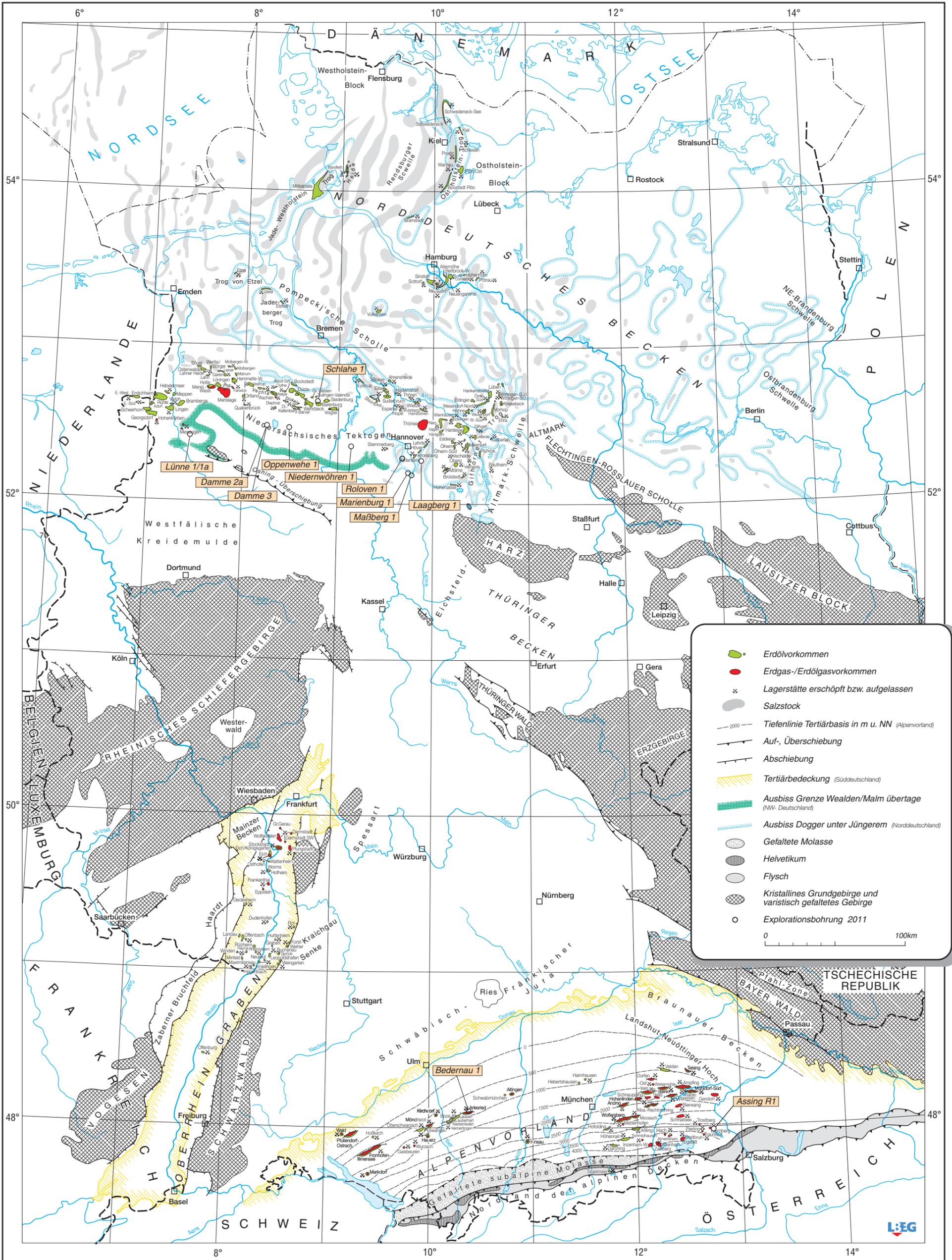
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
			m			
Bernburg-Gnetsch	esco- european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 3 1	Rohöl Benzin Heizöl	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	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	Shell Deutschland Oil 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 GmbH & Co. OHG	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	Dow Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
<b>Summe</b>				<b>104</b>		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2011

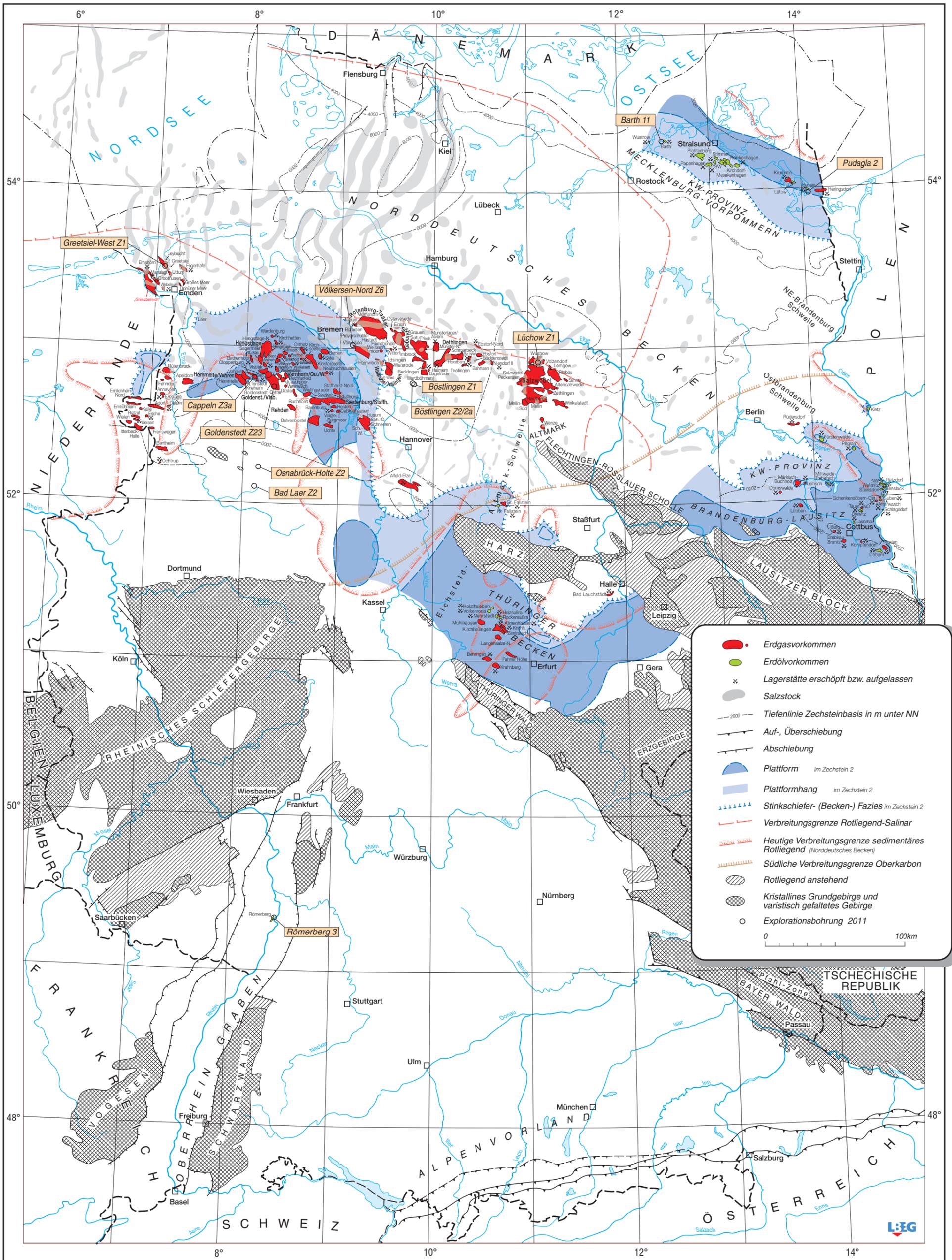
# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

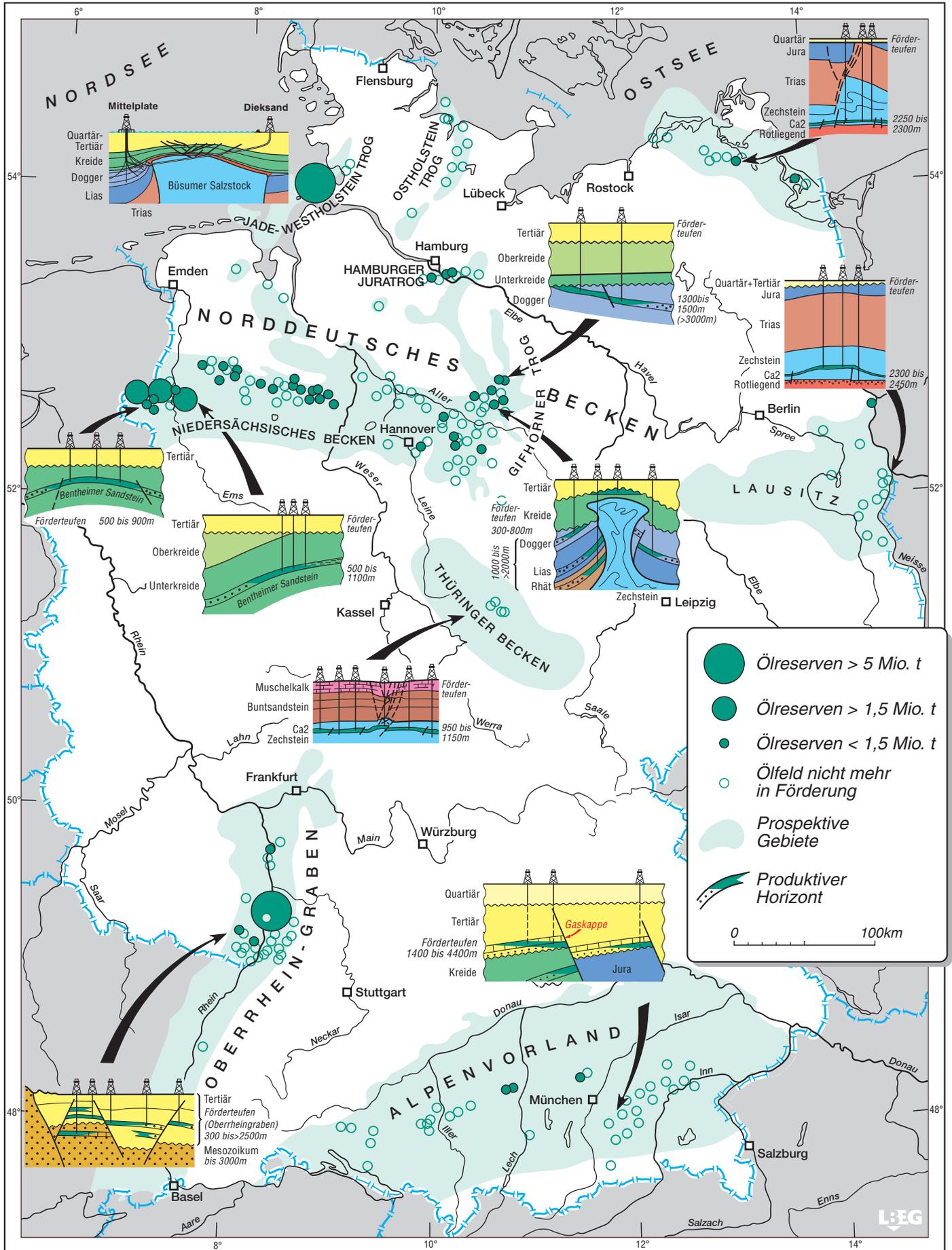
## Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

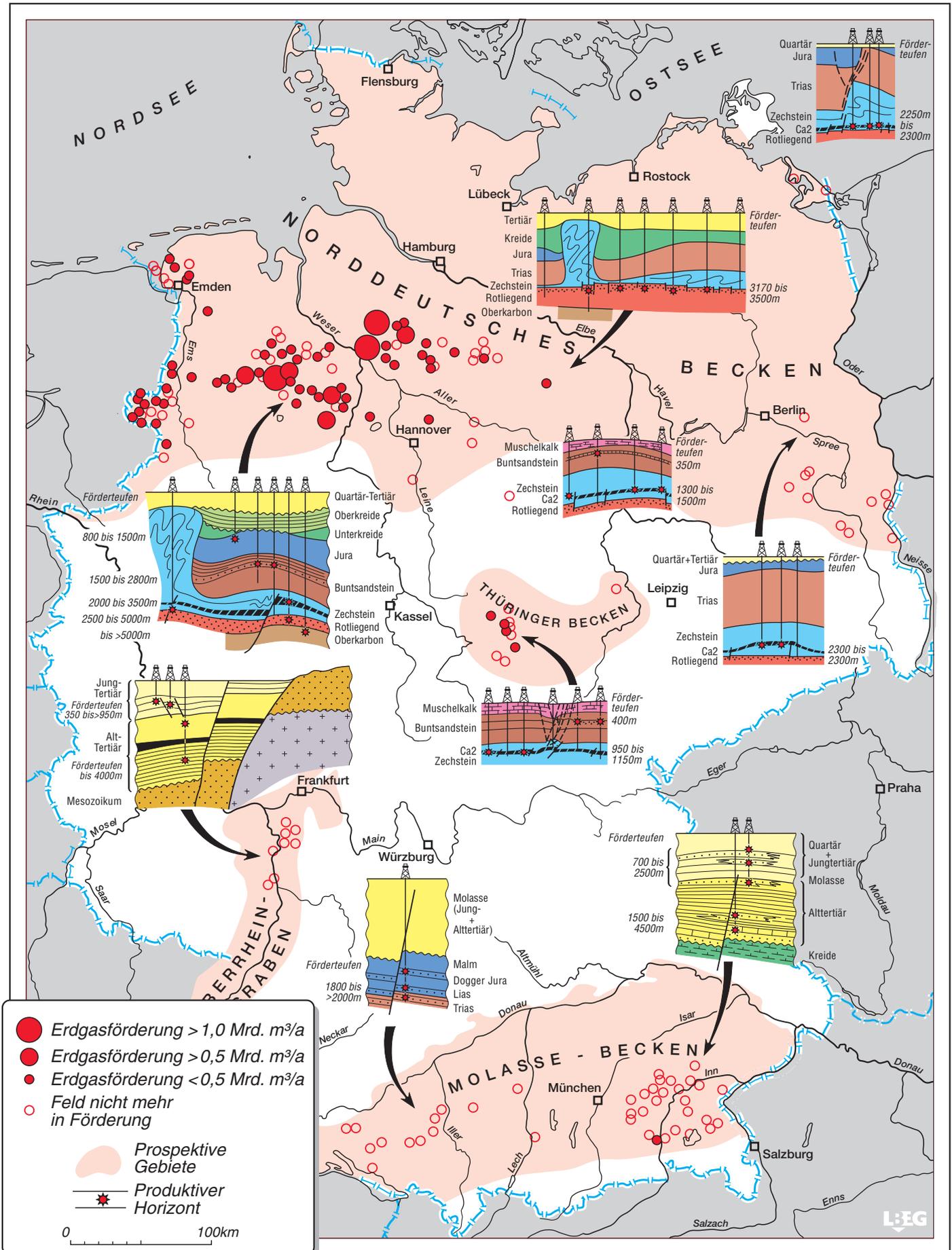


# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

## Paläozoikum und Buntsandstein

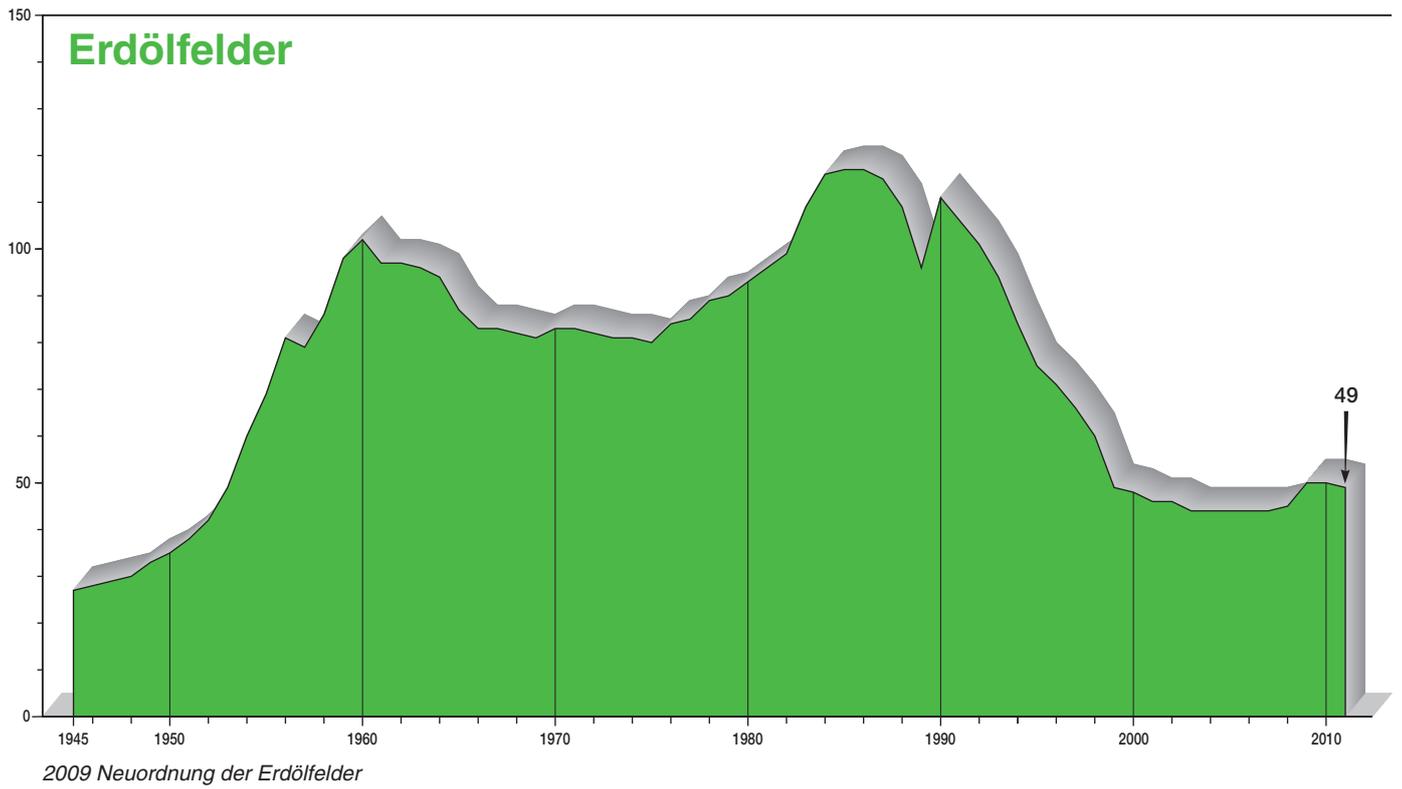




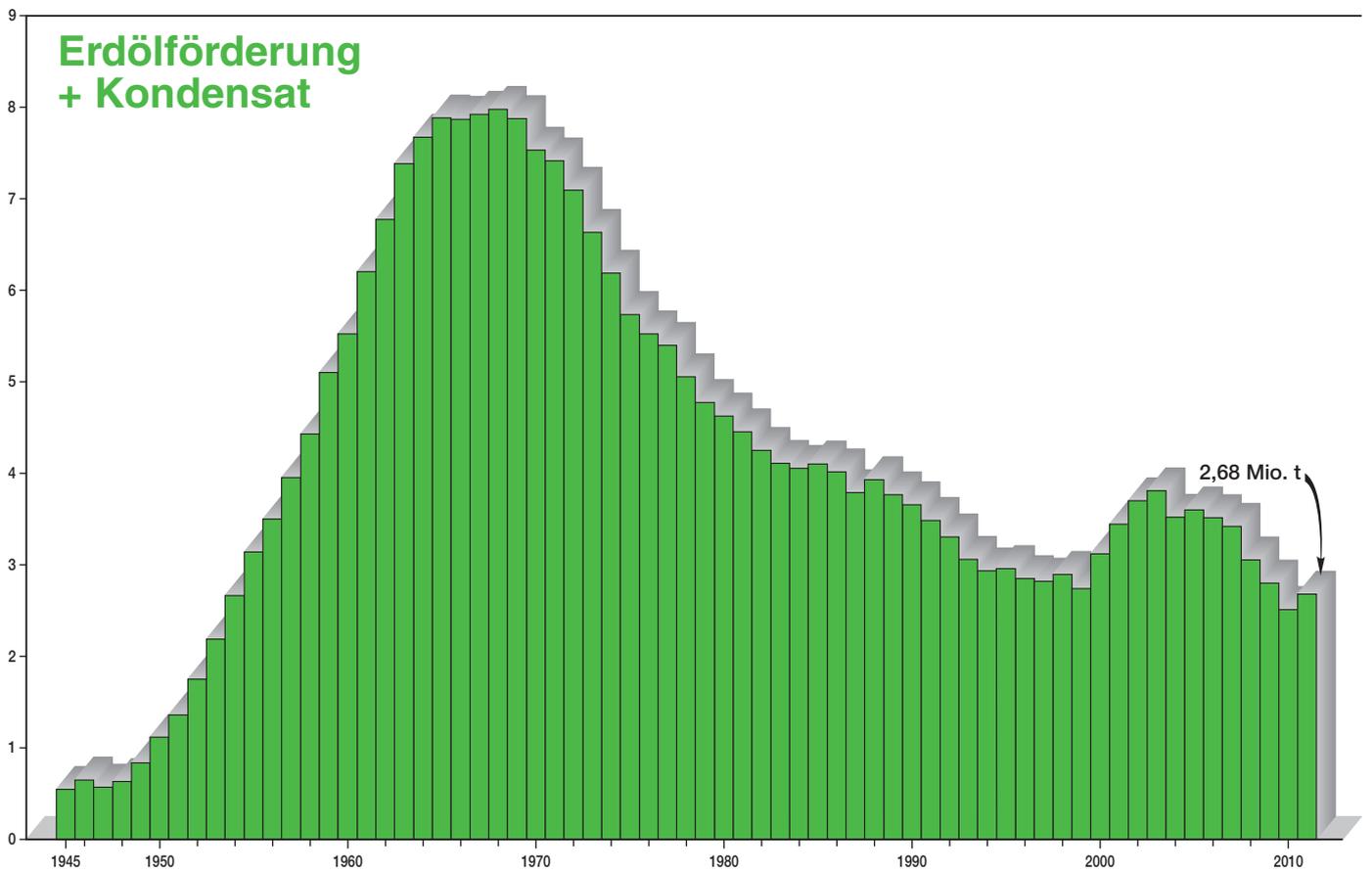


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anzahl

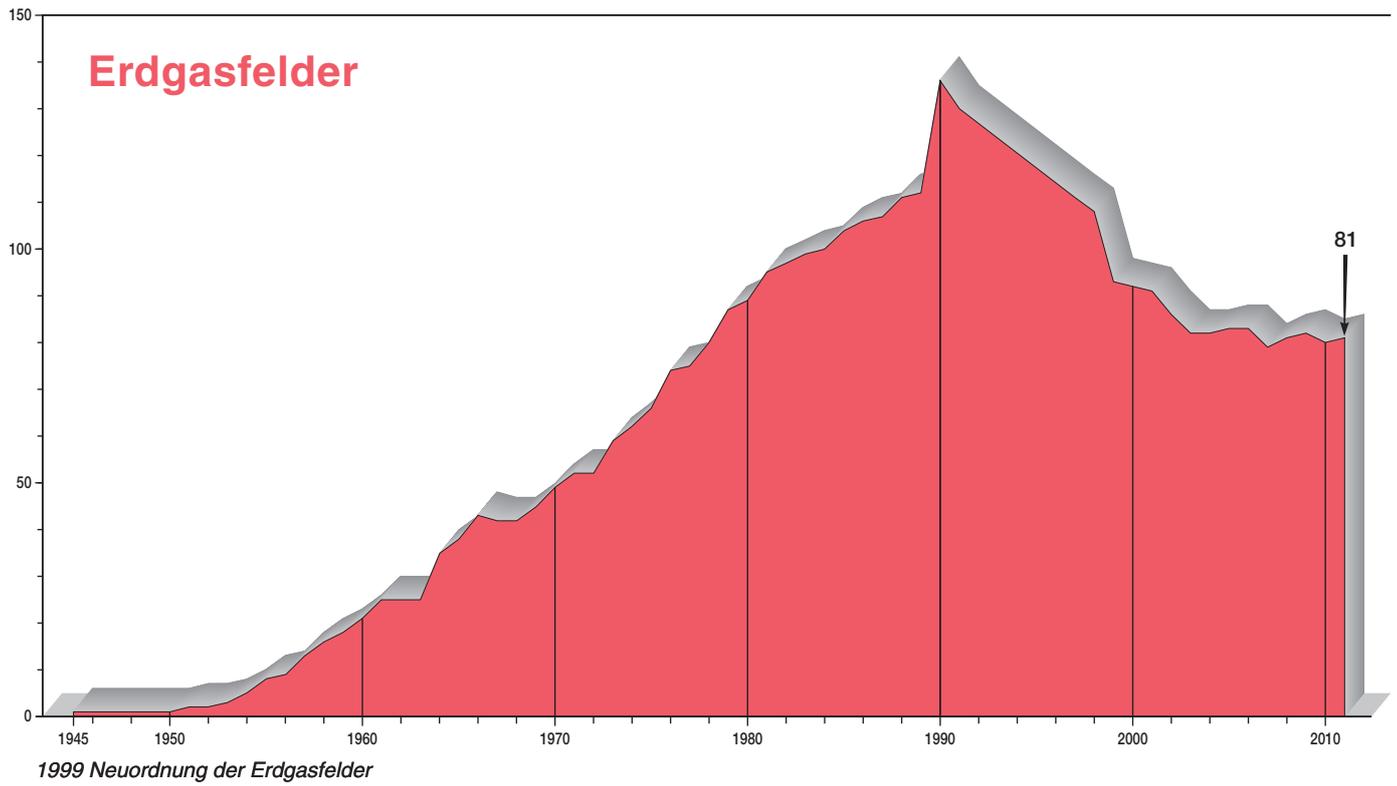


Mio. t

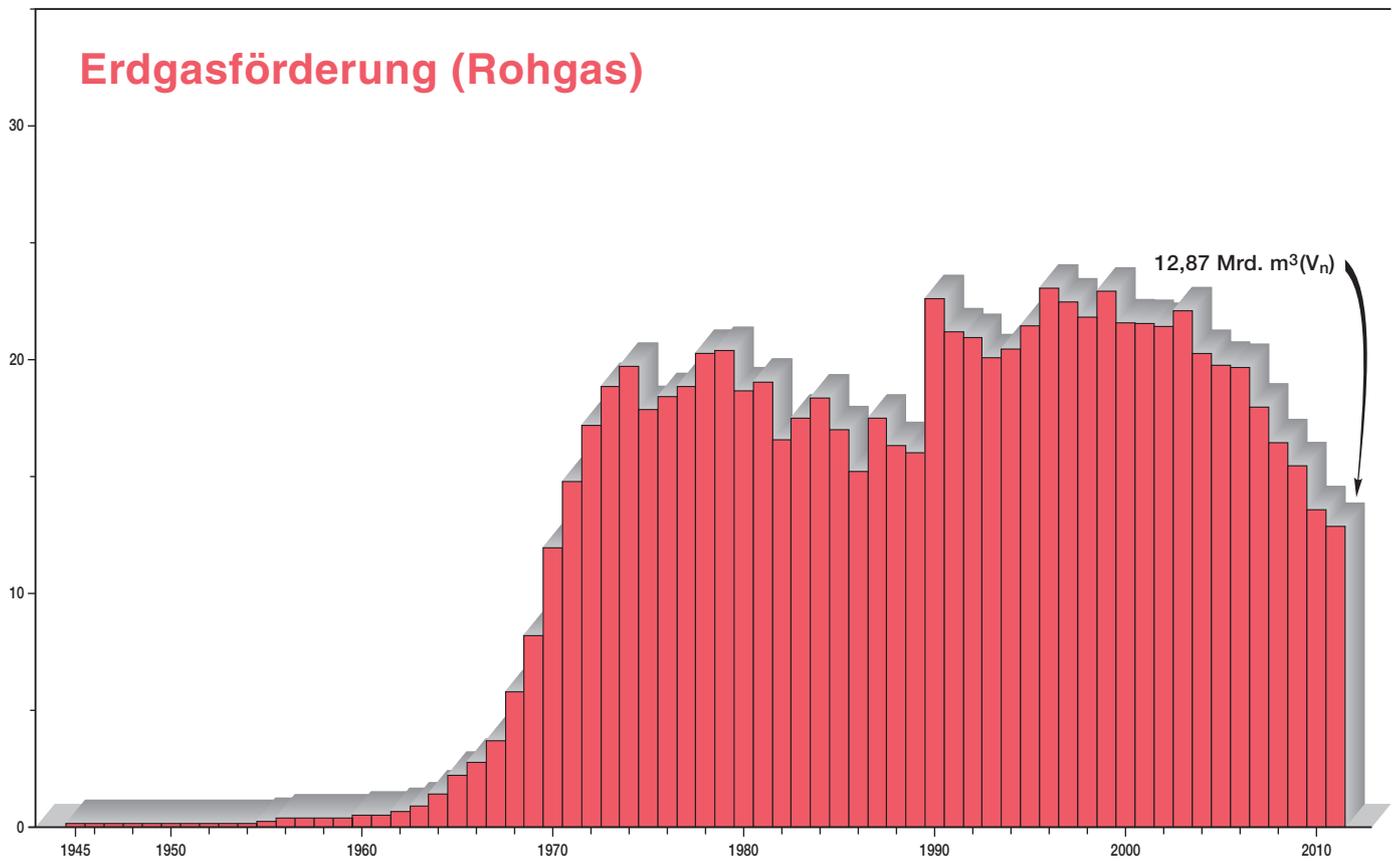


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2011.

Anzahl



Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)

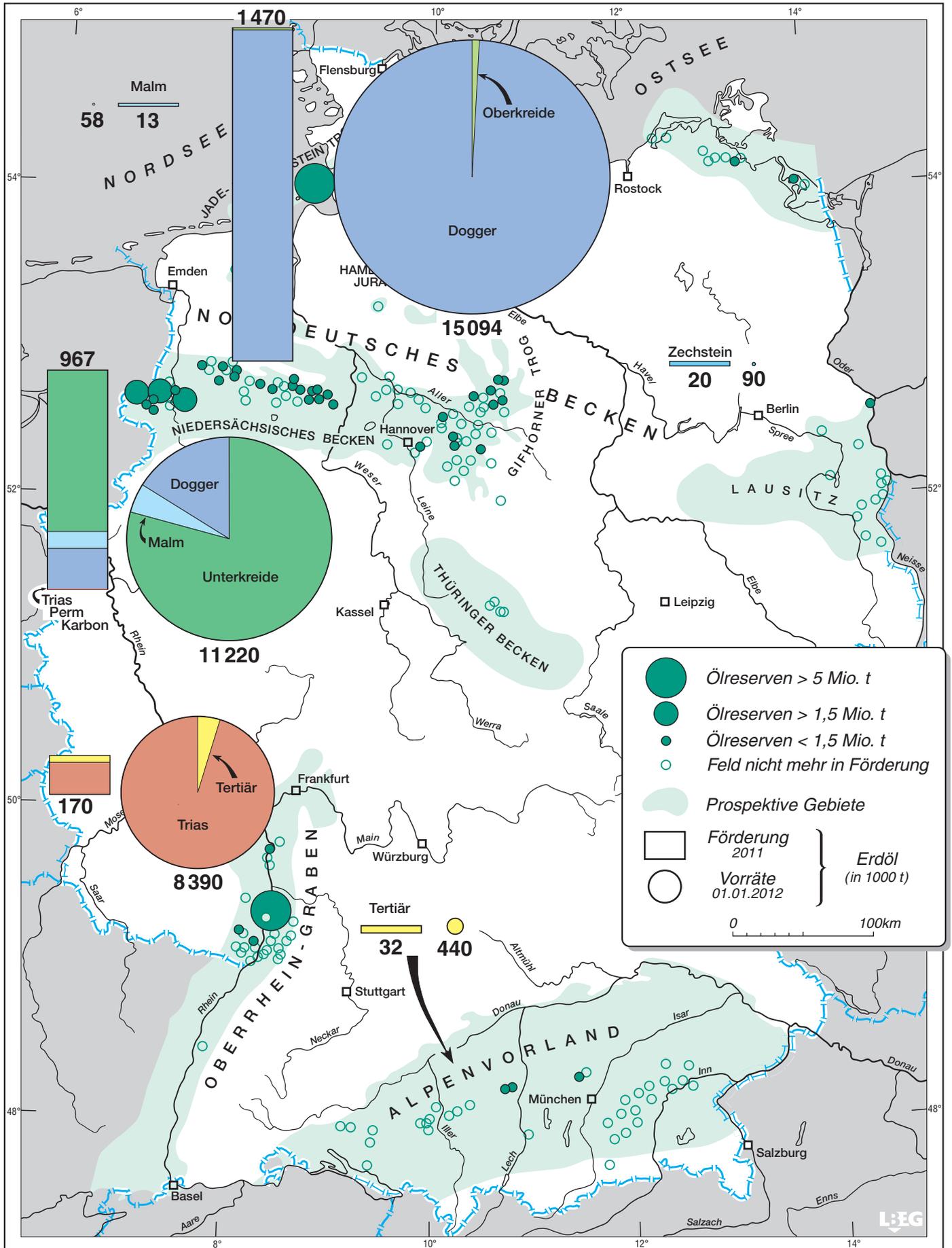


Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2011.

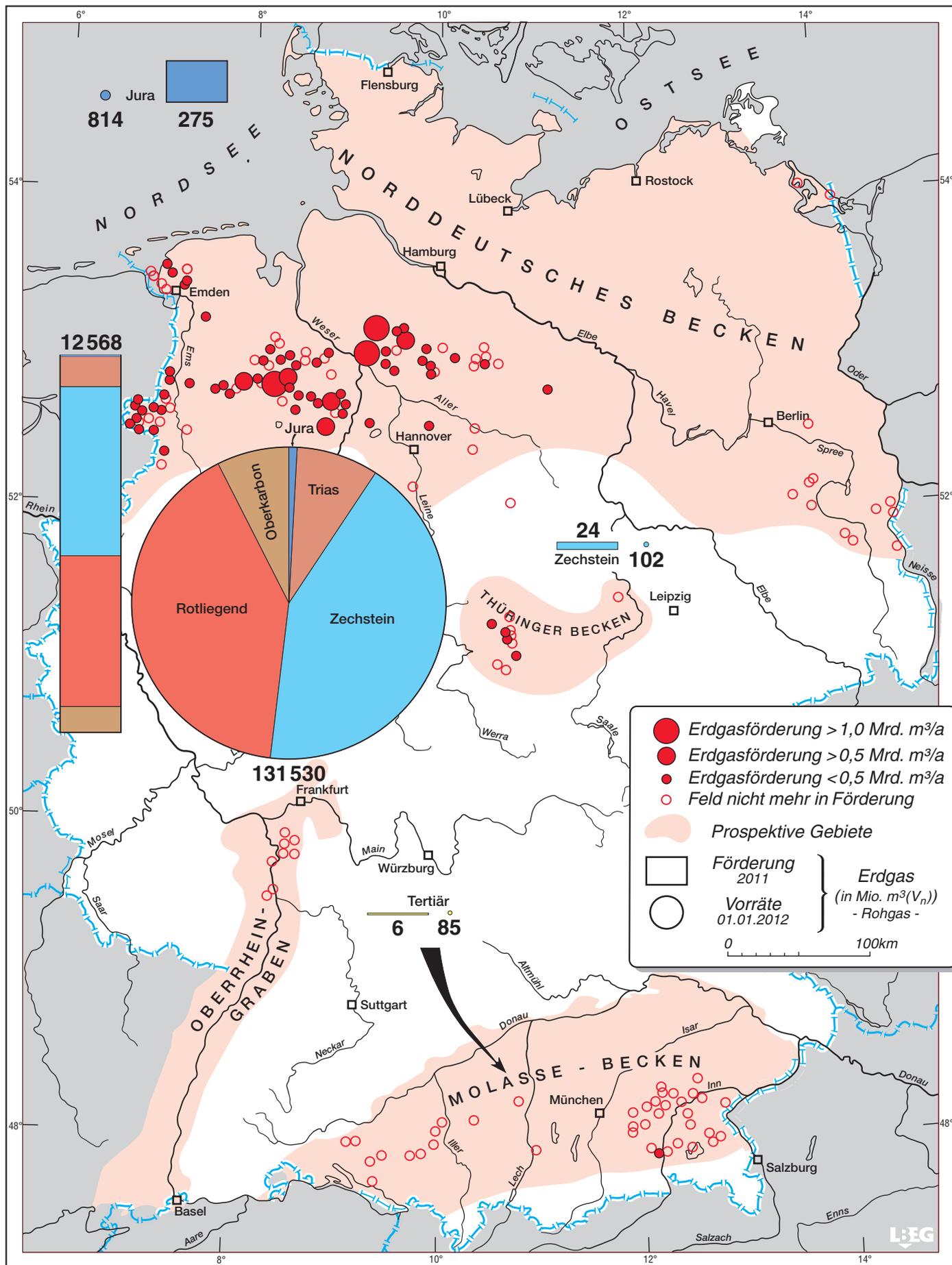
Erdöllagerstätten in Deutschland		nördlich der Elbe			Oder/Neiße - Elbe			Elbe - Weser					Weser - Ems							westlich der Ems			Oberheintal		Alpenvorland																									
		Mittelpolte/Dieksand	Reibrock - Alt	Reibrock-West/Allemöhe	Kietz	Mesekentlagen (Kirchdorf)	Lütow	Eddesse - Nord/Abbenzen	Eldingen	Hankensbüttel	Höver (Lehrte)	Knesebeck (-Vorhop)	Lüben	Lüben - West/ Bodenteich	Nienhagen	Ölheim - Süd	Rühme	Sinstorf	Vorhop	Barenburg	Bockstedt	Börger / Werlte	Bramberge	Düste / Aldorf	Düste / Wietingsmoor	Groß Lessen	Hagen	Harme	Hemmelte-West	Liener/Garen	Lönningen	Matrum	Siedenburg	Sögel	Sulingen	Voigtel	Wehbleck/ Wehbleck-Ost	Welpel / Bollemoor	Adorf	Emlichheim	Georgsdorf	Meppen-Schwefingen	Ringe	Rühle	Scheerhorn	Eich-Königsarten	Larndu	Römerberg	Rülzheim	Ailingen
Stratigraphie																																																		
Tertiär	Pliozän																																																	
	Miozän																																																	
	Oligozän	Chatt																																																
		Rupel																																																
		Lattorf																																																
Eozän																																																		
Paläozän																																																		
Kreide	Oberkreide	Maastricht																																																
	Unterkreide	Apt/Hauterive																																																
		Valendis																																																
		Wealden																																																
Jura	Malm	Obermalm 6																																																
		Obermalm 5-3																																																
		Obermalm 2																																																
		Obermalm 1																																																
		Kimmeridge																																																
		Oxford																																																
	Dogger	Zeta																																																
		Epsilon																																																
		Delta																																																
		Gamma																																																
	Lias	Beta																																																
		Posidoniensch.																																																
		Alpha																																																
Trias	Keuper	Rhät																																																
		Mittlerer Keuper																																																
	Muschelkalk																																																	
Buntsandstein																																																		
Perm	Zechstein																																																	
	Rotliegend																																																	

Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.



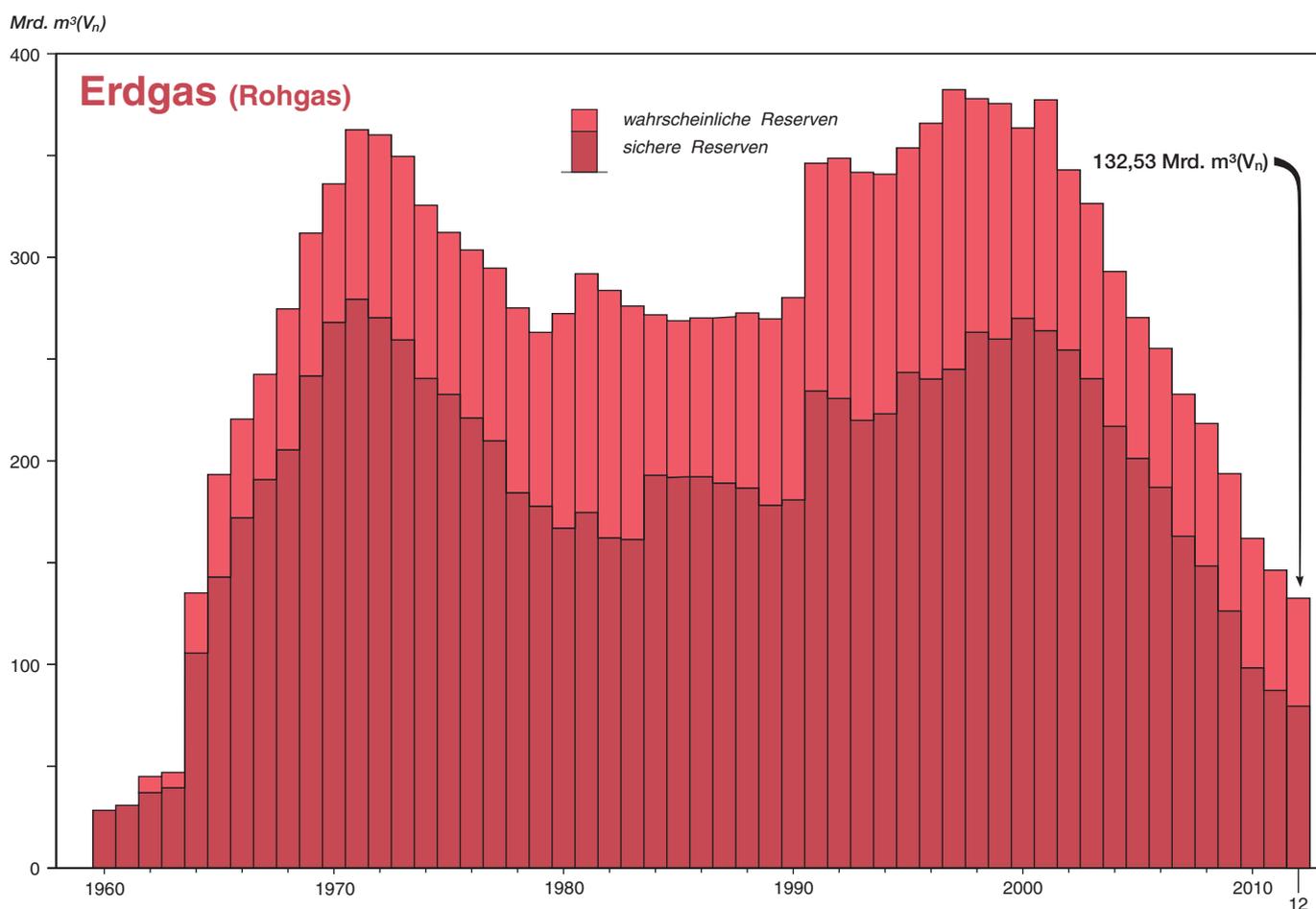
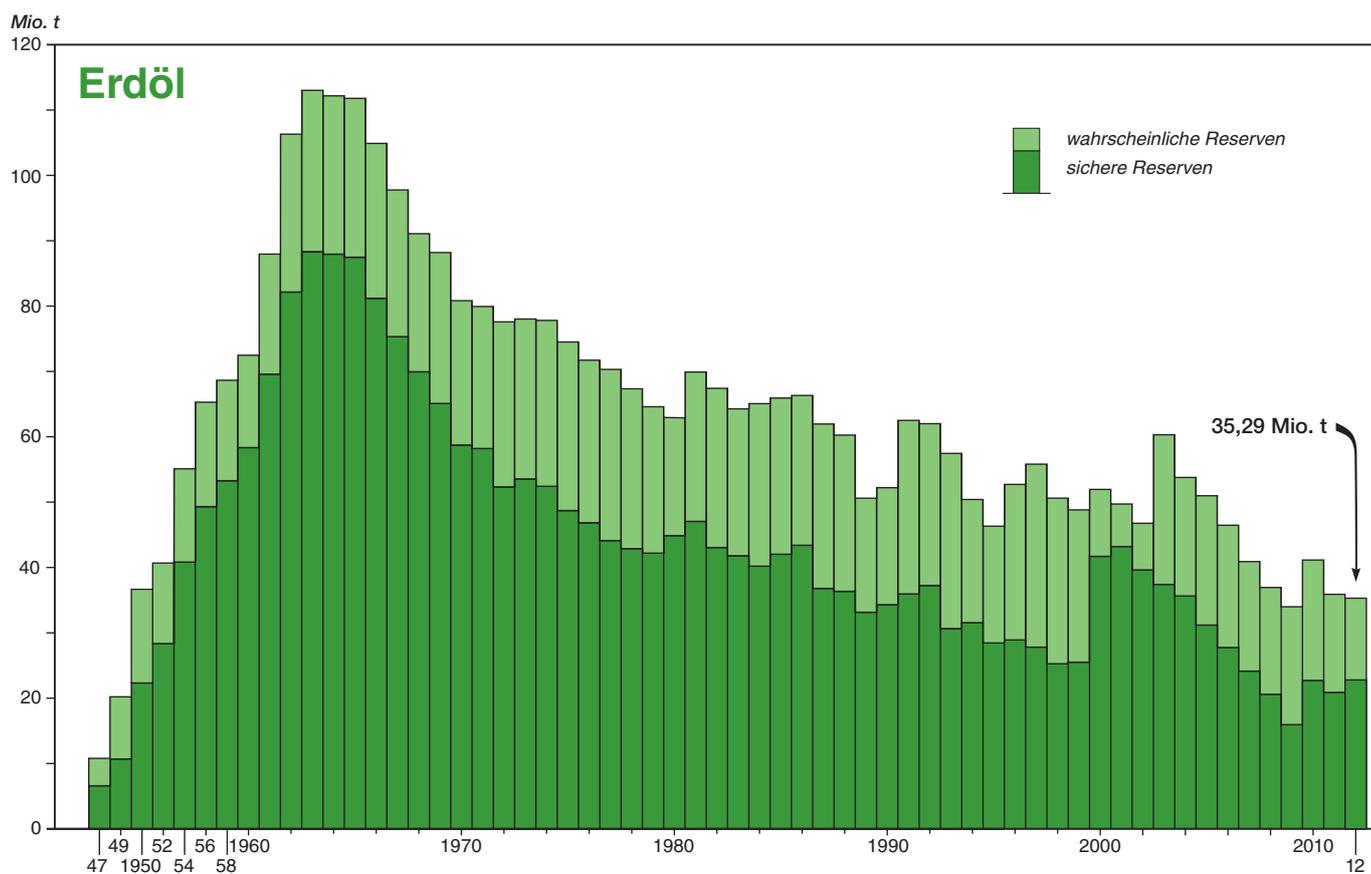


Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

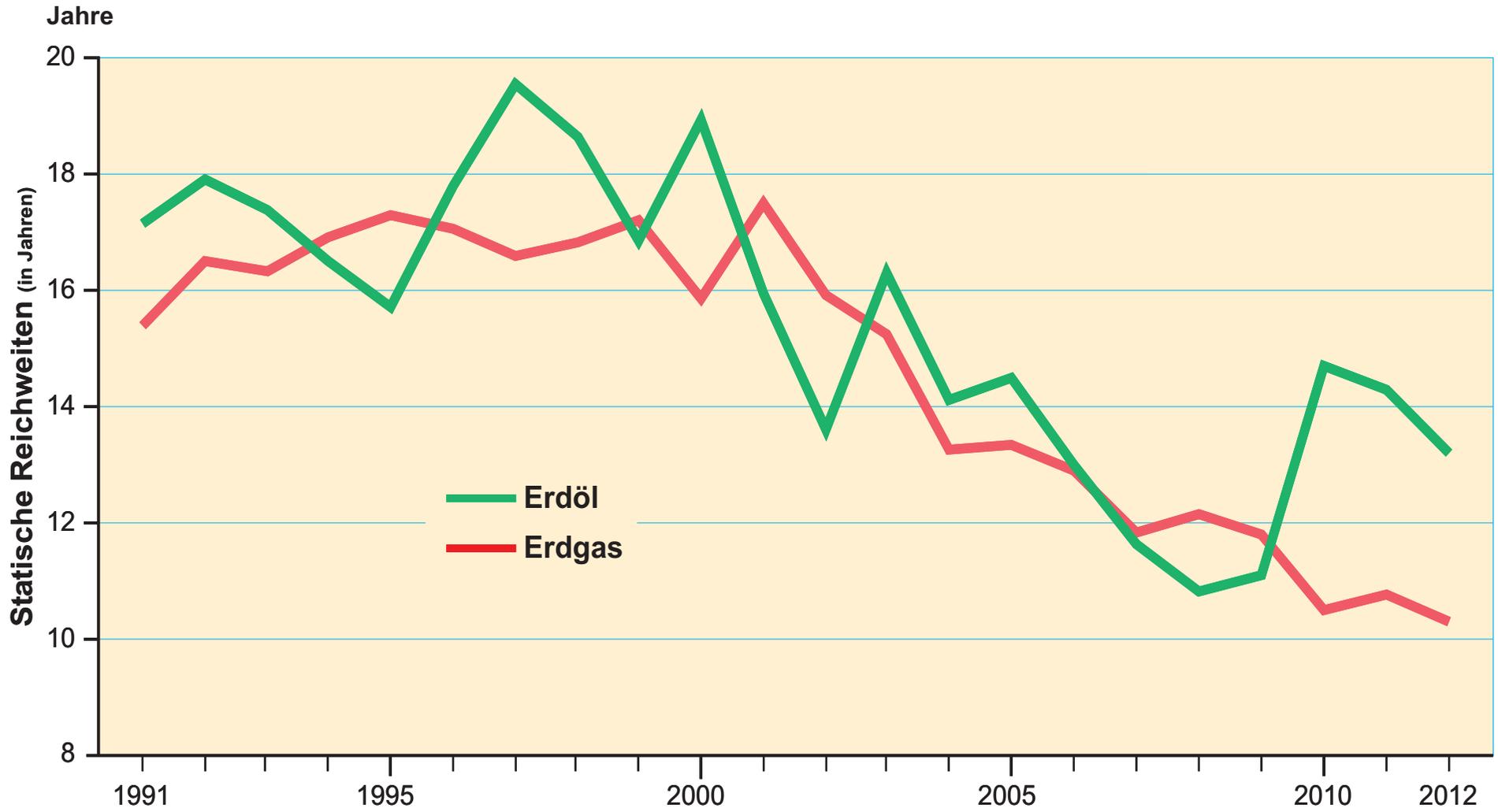


Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

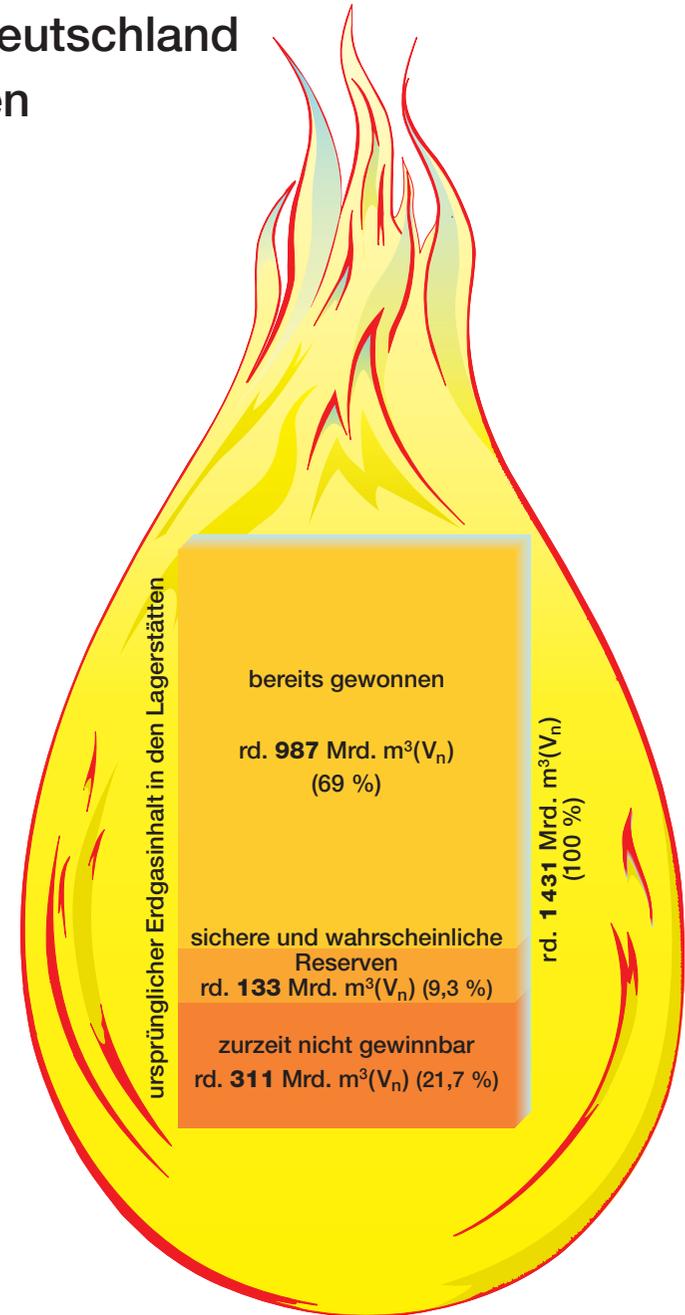
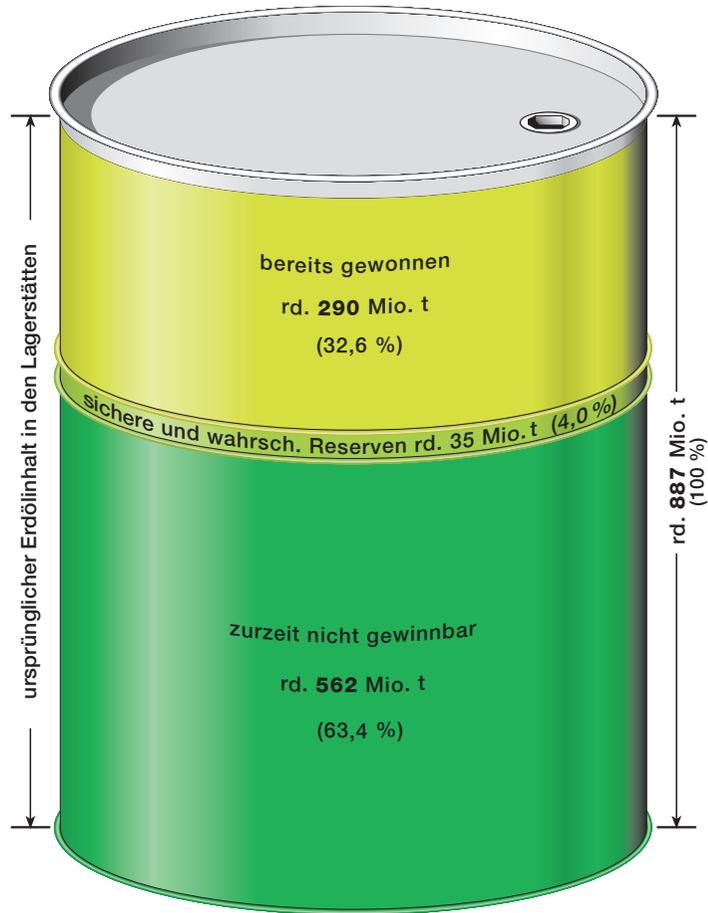
# Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



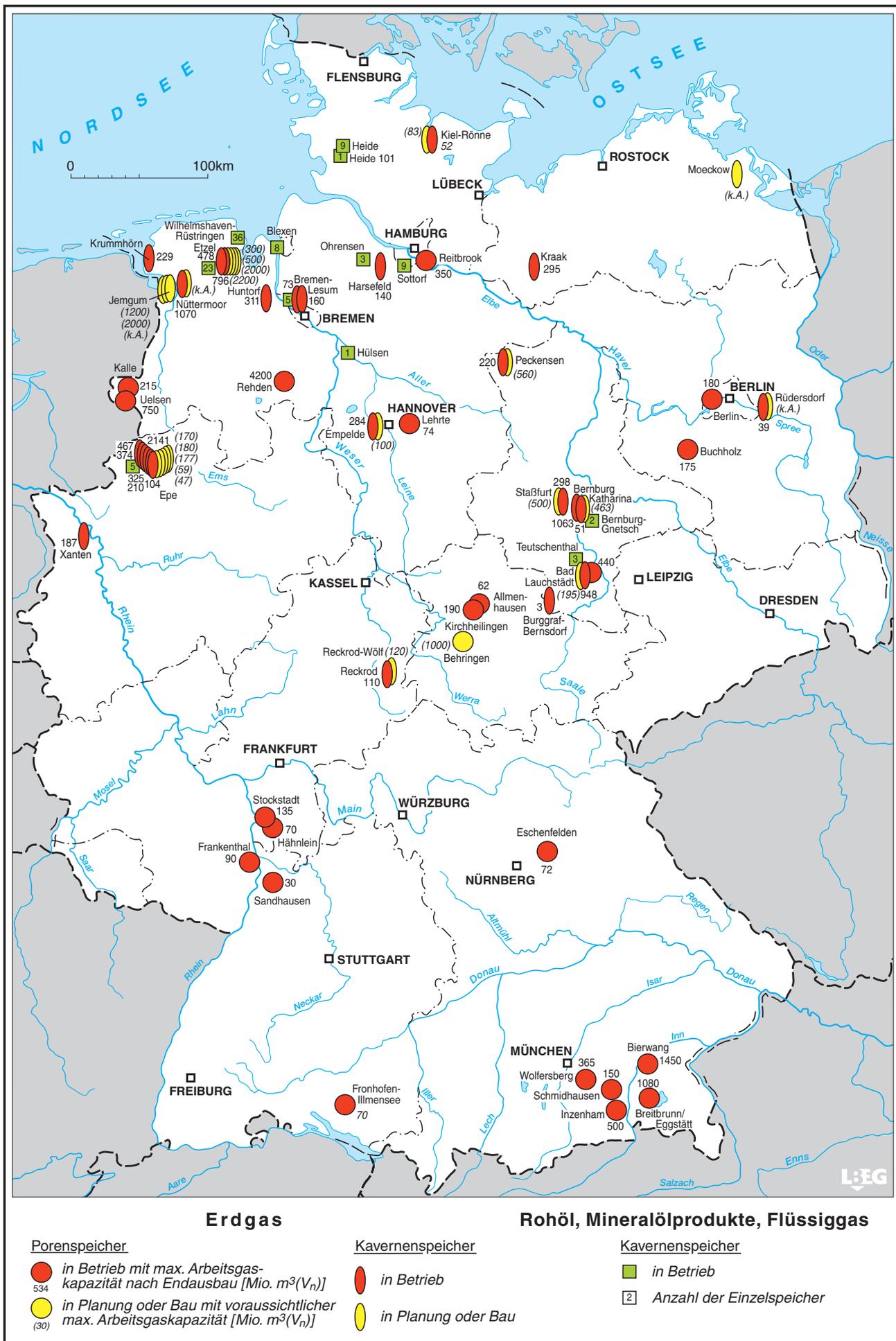
# Statische Reichweiten der Reserven



# Erdöl und Erdgas\* in der Bundesrepublik Deutschland Kumulative Produktion & Reserven

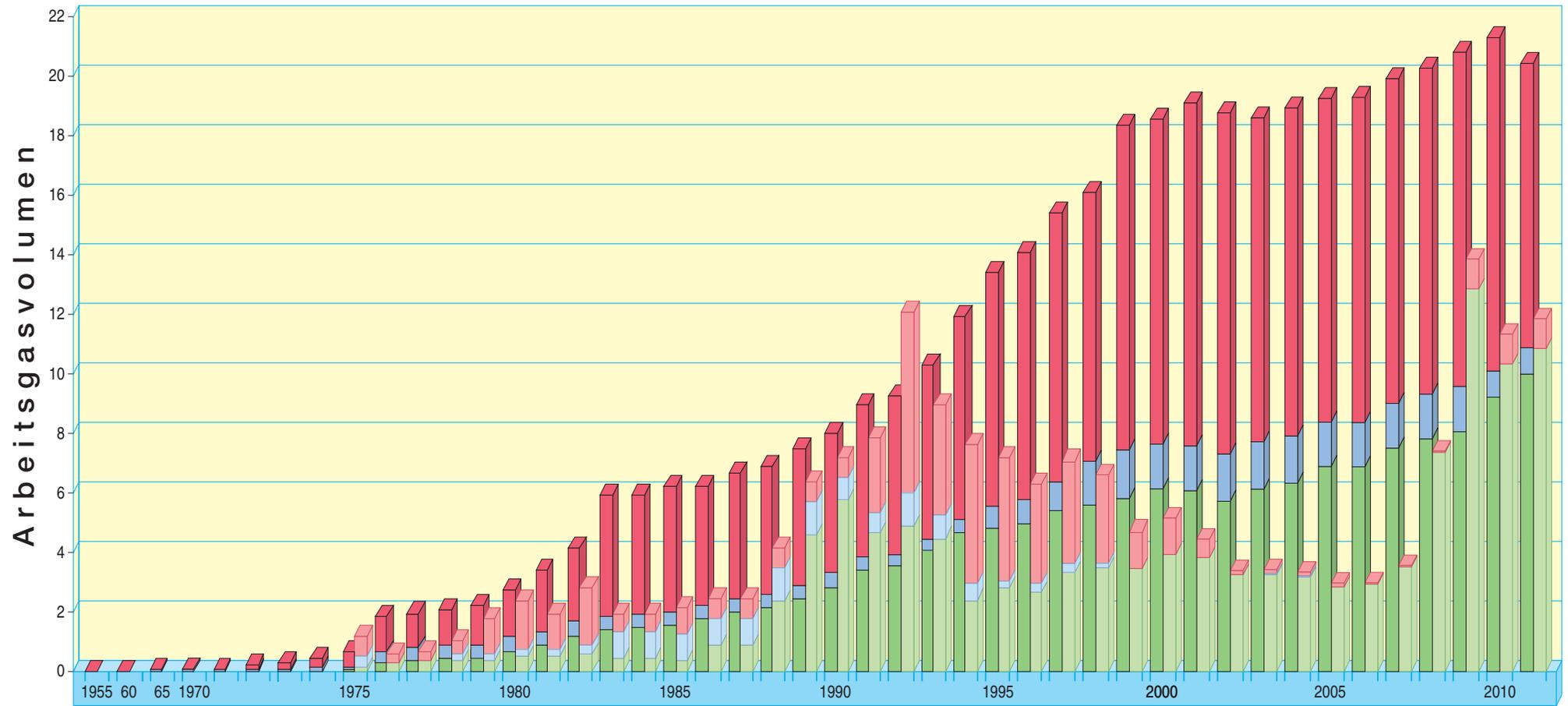


\* Rohgas (natürlicher Brennwert)



# Arbeitsgasvolumen in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)



*Ehemalige Öl / Gas-Lagerstätten*  
 *Aquifer*  
 *Kavernen*  
 Betrieb Planung

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