



## Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2005





Landesamt für  
Bergbau, Energie und Geologie

# Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2005

MICHAEL PASTERNAK, SVEN BRINKMANN, JÜRGEN MESSNER  
& ROBERT SEDLACEK

Hannover 2006

## **Titelbild**

Pipelineverlegung Mittelplate.

Die seeseitige Pipeline-Verlegung erfolgt über ca. 7,5 Kilometer von der Deichlinie Friedrichskoog-Spitze, das dem Festland vorgelagerte Watt und im weiteren Verlauf über die Marner Plate bis zur Bohr- und Förderinsel Mittelplate. Die vorgefertigten Rohrleitungen in Längen bis zu 1.400 Metern werden über die gesamte Offshore-Distanz in sechs Abschnitten in vorbereitete Horizontalbohrungen eingezogen. Entlang der Trasse sind für die Schweißarbeiten zum Verbinden der Rohrstränge sechs Baugruben errichtet. Das Luftbild zeigt deren Positionen entlang des Pipeline-Verlaufs von der Insel Mittelplate im Vordergrund bis zum Deich.

(Foto und Text: RWE Dea AG)



© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie  
Referat Kohlenwasserstoffgeologie

Stilleweg 2  
30655 Hannover  
Tel. 0511 643 0  
Fax 0511 643 3667

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 bei der Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Erdöl und Erdgas in Deutschland vorzulegen.

Welche Informationen sind neben den Daten, Zahlen und Fakten aus der Erdöl- und Erdgas-Exploration, -Produktion und Gasspeicherung an dieser Stelle berichtenswert?

Die Niedersächsische Landesregierung hat zum 1.1.2006 die Fusion des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung (NLF) und des Landesbergamtes Clausthal-Zellerfeld (LBA) zum neuen Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) umgesetzt. Das LBEG wird sich auch in Zukunft die Infrastruktur des Geozentrums Hannover mit den beiden anderen Institutionen BGR und GGA teilen.

Die im Namen des LBEG neue dritte Säule "Energie" wird der zunehmenden Bedeutung des Themas gerecht. Deutschland ist ein Energie-Importland und wird künftig immer stärker von Exporten abhängig sein. Niedersachsen und Schleswig-Holstein leisten daher als „Texas bzw. Emirate Deutschlands“ mit jedem Kubikmeter heimischer Förderung einen wichtigen Anteil an der Energieversorgung. Gerade in den letzten 12 Monaten rückten sowohl das Erdöl als auch das Erdgas in den Fokus von Presse, Öffentlichkeit und Fachwelt. Die beiden Hurricans Katrina und Rita legten 2005 zeitweise die Erdöl-Erdgas- und Raffineriestandorte im Golf von Mexiko lahm und verursachten einen Versorgungsengpass in den USA, der zu der Mobilisierung von Rohölreserven der IEA-Partnerstaaten führte. Auch Deutschland leistete als Erdöl-Bevorratungsstandort einen gewissen Beitrag. Als sich zum Jahresende ein Lieferkonflikt zwischen Russland und der Ukraine ergab, wurde in der Presse auch über das Thema „Versorgungssicherheit mit Erdgas“ umfangreich berichtet. Flankiert durch einen steigenden Rohölpreis der zeitweise auch die 70 \$/barrel Marke als Allzeit-Hoch überschreitet, ist das Thema „Energieversorgung“ ein Leitthema der Zukunft. So widmeten sich die DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung 2006 wie auch die WEG-Jahrestagung 2006 diesen Themen. Last but not least setzte der Energiegipfel der EU 25 in Brüssel und der deutsche Energiegipfel in Berlin im März dieses Jahres politische Akzente und beschäftigte sich mit der existenziellen Dauerfrage: „Woher kommt die Energie der Zukunft, wie ist der Energiemix zu gestalten und wie sicher ist die Energieversorgung?“

In den inländischen Erdöl- und Erdgasgebieten, und das betrifft eben auch besonders Niedersachsen, wird es immer schwieriger, technologisch und finanziell immer aufwändiger und riskanter, neue Erdöl- und Erdgasfelder zu finden. Auf der Produktionsseite ist „High Tech“ der Motor für die Erschließung von zusätzlichen Ressourcen. Hoffnungsträger ist hier die Gasförderung aus dichten Formationen (Tight Gas), wobei erstmalig nach dem Raum Söhlingen auch in Ostfriesland im Gasfeld Leer ein erfolgreiches Projekt beendet wurde, dessen tatsächliche Reserven sich im Langzeit-Förderverhalten zeigen werden.

Die Landesregierung hat zur Belebung der Firmenaktivitäten und Aktivierung neuer Reserven eine Reduzierung der Förderabgabe für Tight-Gas-Projekte in der neu gestalteten Förderabgabenverordnung fortgeschrieben. Derzeit wird in Zusammenarbeit mit der Industrie und ihrem Wirtschaftsverband unter Federführung des LBEG untersucht, inwieweit auch An-

reize für eine erhöhte Ausbeutesteigerung maturer (förderschwacher) Gaslagerstätten gegeben werden können.

Themen aus fachverwandten Bereichen gewinnen für unsere Arbeit immer mehr an Bedeutung. Sie beziehen sich auf die Daten der Erdöl- und Erdgasindustrie über den tieferen Untergrund, die in den geologischen Diensten und den Bergbehörden auf der Basis gesetzlicher Grundlagen vorgehalten werden. Anzahl und Inhalt der uns erreichenden fachlichen Anfragen aus Industrie, Politik, Wissenschaft und Lehre bestätigen uns diesen Trend. Die tiefe Geothermie als additive Energiequelle der Zukunft und die Speicherung von CO<sub>2</sub> im tieferen Untergrund als Teil des Klimaschutzes beschäftigen nicht nur Firmen und Landesregierung in Niedersachsen, sondern sind in allen anderen Bundesländern sowie auch in allen großen Industrienationen ein aktuelles Thema. Niedersachsen hat als Rohstoffland und als Standort wichtiger Bohr-, Förder- und Serviceunternehmen der Erdöl- und Erdgasbranche das "know how" bewährter und innovativer Erschließungs-Technologien. Um dieses „know how“ für die Geothermie zu nutzen, wurden in Zusammenarbeit mit dem Wirtschaftsministerium und der Industrie Arbeitsgruppen zu ausgewählten Fragen, wie etwa den Möglichkeiten einer immer häufiger angefragten Nachnutzung von Erdöl- und Erdgasbohrungen oder der Vereinfachung der Verfahren zum Datenzugang, etc. ins Leben gerufen.

Das LBEG hat im Jahr 2005 das North West Europe Heads of Exploration Meeting in Berlin/Spandau ausgerichtet. Dieser Verbund der Nordsee-Anrainerstaaten mit Erdöl-Erdgasaktivitäten ist eine wichtige Informationsplattform auf der staatlichen Ebene der Geologischen Dienste und wird für Deutschland vom LBEG wahrgenommen.

An dieser Stelle bedanken wir uns bei allen Firmen, Bergbehörden, Ministerien und Geologischen Diensten der Bundesländer, die uns bei der hier vorliegenden Berichterstattung zuverlässig unterstützt haben. Insbesondere bedanken wir uns für die stetige Unterstützung durch das Niedersächsische Wirtschaftsministerium. Als wichtige Plattformen des Datenaustausches sind der „Erdölgeologische Austauschkreis“ zwischen Firmen und LBEG sowie der „Verbund Kohlenwasserstoffgeologie“ zwischen den geologischen Diensten hervorzuheben. Das LBEG hat in beiden Arbeitskreisen die Federführung und ist auch künftig auf die konstruktive Zusammenarbeit mit seinen Partnern und Kunden angewiesen.

Wir hoffen, die hier veröffentlichten Daten sind für Ihre Arbeit nützlich und freuen uns über jede Rückmeldung. Sollten Sie fachliche Fragen oder Anregungen für die Berichterstattung haben, sind wir gern für Sie unter [kohlenwasserstoffe@lbeg.niedersachsen.de](mailto:kohlenwasserstoffe@lbeg.niedersachsen.de) erreichbar.

Ihre „Kohlenwasserstoffgeologie“ im Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Hannover, im April 2006

# Inhalt

<b>Verzeichnis der Tabellen</b> .....	6
<b>Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen</b> .....	7
<b>Zusammenfassung</b> .....	8
<b>Summary</b> .....	9
<b>1 Bohraktivität</b> .....	10
1.1 Explorationsbohrungen .....	10
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen .....	13
1.3 Bohrmeterleistung .....	16
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	18
<b>2 Geophysik</b> .....	20
<b>3 Konzessionswesen</b> .....	22
<b>4 Erdöl- und Erdgasproduktion</b> .....	27
4.1 Erdölförderung.....	28
4.2 Erdgasförderung.....	32
<b>5 Erdöl- und Erdgasreserven</b> .....	37
5.1 Reservendefinitionen.....	37
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2006.....	38
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2006.....	39
<b>6 Untertage-Gasspeicherung</b> .....	41
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung.....	41
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch .....	42
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2005 .....	43
6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich .....	45
6.5 Ausblick, politisches Umfeld.....	46
6.6 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas .....	47
<b>7 Literatur und nützliche Links</b> .....	48

**Anlagen 1-15:** Übersichtskarten, Diagramme

## Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2005.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2005.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2000 bis 2005, aufgeteilt nach Bohrkategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2005 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2005.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas in 2005.
- Tab. 7: Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdöl- und Erdgasproduktion 2005.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2001 bis 2005.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2005.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2003 bis 2005 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2004 und 2005 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2001 bis 2005.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2005.
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2003 bis 2005 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2004 und 2005 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2006 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2006 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2006 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2006).
- Tab. 21: Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland (DIW 2006).
- Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (DIW 2006).
- Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31.12.2005).
- Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2003).
- Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher.
- Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

## Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2005.
- 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: Übersichtskarte der Erdöl- und Erdgas-Erlaubnisfelder.
- Abb. 5: Erlaubnisgebiete für Kohlenwasserstoffe deutsche 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-2005.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2005.
- 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 Deutschland von 1947 bis 2006 bzw. von 1960 bis 2005.
- 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 der Arbeitsgaskapazität in den Untertagespeichern.



## 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 2005. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

In 2005 hat sich die zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas vergebene Konzessionsfläche weiter vergrößert. Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete ist um etwa 2500 km<sup>2</sup> angewachsen. Insbesondere im Oberrheingraben wurden zahlreiche Erlaubnisgebiete vergeben, häufig in Verbindung mit der Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme. Aber auch in Norddeutschland hat sich die Fläche trotz Aufgabe einiger Konzessionen wieder vergrößert.

Die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl sind gegenüber dem Vorjahr angestiegen. Der Umfang der geophysikalischen Vorerkundung hat zwar abgenommen doch wurden deutlich mehr Explorationsbohrungen abgeteuft.

Die Fläche der seismischen 3D-Surveys ist auf etwa 200 km<sup>2</sup> zurückgegangen, 2D-seismische Messungen fanden mit Ausnahme einer Testlinie nicht statt. Gravimetrische Daten wurden auf einer Fläche von 525 km<sup>2</sup> akquiriert. Der Schwerpunkt der Aktivitäten lag in Norddeutschland.

Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr mehr als verdoppelt. Vier Aufschlussbohrungen sollten neue Erdgas- und Erdöllagerstätten nachweisen. Zwei der Bohrungen wurden mit einem Ergebnis abgeschlossen; beide gingen fehl. In der Peripherie bekannter Erdöl- und Erdgasvorkommen wurden drei Teilfeldsuchbohrungen abgeteuft. Eine Bohrung wurde ölfündig, eine hat noch kein Ergebnis erhalten und die dritte ging fehl. Eine weitere Teilfeldsuchbohrung aus dem Vorjahr wurde gasfündig gemeldet. Erst-

mals seit vielen Jahren wurden wieder (zwei) Untersuchungsbohrungen abgeteuft.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der Bohrprojekte nochmals um ein Drittel auf 33 angestiegen. 25 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen, davon waren 20 öl- oder gasfündig, fünf hatten ihr Ziel erreicht.

Mit der Anzahl der Bohrprojekte hat auch die Bohrmeterleistung deutlich zugenommen. Gegenüber dem Vorjahr war ein Zuwachs um 30 Prozent auf etwa 65 000 m zu verzeichnen.

Die Erdgasförderung hat mit 19,9 Mrd. m<sup>3</sup> um etwa 2,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr nachgegeben.

Die Jahresförderung konnte nur zu einem Teil durch neue Reserven ersetzt werden. In der Folge sank die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven jetzt das fünfte Jahr in Folge und wurde mit 255 Mrd. m<sup>3</sup> (Rohgas) bewertet.

Die Anhebung der Erdölförderung in Mittelplate konnte den natürlichen Produktionsabfall in den meisten anderen Feldern mehr als ausgleichen. In der Folge stieg die inländische Erdölförderung (inkl. Kondensat) um 1,6 Prozent auf 3,6 Mio. t.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurde zum Stichtag 1.1.2006 mit 46 Mio. t bewertet. Die Reserven haben damit um mehr als die Förderung abgenommen, d.h. die ursprünglichen Reserven wurden geringer bewertet.

Das Arbeitsgasvolumen der Untertage-Gasspeicherung wurde um weitere 0,1 Mrd. m<sup>3</sup> auf 20,3 Mrd. m<sup>3</sup> ausgebaut. Davon sind gegenwärtig maximal 19,1 Mrd. m<sup>3</sup> technisch nutzbar. Nach derzeitigen Planungen sollen in Zukunft weitere 3,1 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgas, vorwiegend in Kavernenspeichern, installiert werden.

## Summary

This report gives a review of the results of exploration and production of oil and gas and underground gas storage in Germany in 2005. The report is based on data collected continuously by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil companies and the other state mining offices.

In 2005 the acreage of exploration licenses for oil and gas extended once again. The total acreage of exploration licenses increased by 2500 square kilometres. Especially in South-West Germany various licenses were awarded, in most cases in combination with exploration licenses for geothermal energy. But also in Northern Germany the acreage of licenses increased in spite of relinquishment of some licenses.

Exploration of oil and gas increased compared to the previous year. Geophysical prospecting dropped however exploration drilling increased significantly.

The acreage of 3D seismic decreased to 200 square kilometres. Except from one test line no 2D seismic was carried out. The area of gravimetric data acquisition amounted to 525 square kilometres. The focal point of these activities was Northern Germany.

The number of exploration wells was more than doubled. Four new field wildcats were drilled to find new gas fields and oil fields. Both completed wells were dry. In the vicinity of producing fields two exploration wells (new pool tests) were completed from which one was successful and one was dry. Another well which was drilled to total depth in 2004 was successful and found gas. For the first time since many years two shallow stratigraphic tests were drilled.

In field development the number of wells rose once again by almost one third and amounted to 33. 25 wells were successful. Thereof 21

wells were completed as oil or gas wells, two wells as service wells and two wells as pilot holes.

Along with the number of drilling projects the footage increased significantly. Compared to the previous year an increase of 30 percent to 65 000 metres was observed.

German annual gas production dropped by 2.5 percent to 19.9 billion cubic metres (field quality).

Only a part of the annual gas production could have been replaced by new reserves. As a result total remaining proven and probable natural gas reserves declined for the fifth year in succession and amounted to 255 billion cubic metres (field quality).

The increase in production from the Mittelplate oilfield exceeded the common decline in production of most German fields. Thus annual oil production increased by 1.6 percent to 3.6 million metric tons.

Total remaining proven and probable oil reserves were estimated at 46 million tons as of 1<sup>st</sup> January 2006. This means that the decrease of reserves was more than depletion by production or in other words the initial reserves dropped.

Total working gas volume of underground gas storage was further extended by 0.1 billion cubic metres to 20.3 billion cubic metres. At present a volume of 19.1 billion cubic metres in maximum is technically available. According to recent planning 3.1 billion cubic metres of working gas volume are to be installed in the future preferentially in storage facilities in salt caverns.

## 1 Bohraktivität

Nach dem historischen Tiefstand der Bohraktivität im Jahre 2003 hatte sich die Bohraktivität bereits in 2004 wieder deutlich erholt und konnte in 2005 nochmals deutlich gesteigert werden. Gemessen an der Bohrmeterleistung wurde letztmalig in 1999 ein entsprechender Stand erreicht (s. Kap. 1.3, Abb. 1). Allerdings wurde die Bohrmeterleistung in 2005 durch eine wesentlich höhere Anzahl an Bohrprojekten dargestellt. In 1999 waren es 27 Projekte, im Berichtsjahr 42. Der Unterschied in den durchschnittlichen Bohrmeter pro Bohrung ist u.a. bedingt durch die damaligen überlangen Extended-Reach-Bohrungen in Dieksand und der aktuellen großen Anzahl an relativ kurzen Ablenkungen bereits bestehender Sonden, insbesondere von Ölbohrungen im Westemmland.

Derzeit werden die Aktivitäten durch den anhaltend hohen Ölpreis unterstützt. Bohrvorschläge, die noch vor wenigen Jahren an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit standen können momentan vielfach umgesetzt werden. Dies betrifft insbesondere Ablenkungen bereits produzierender Sonden. Wenn sich z.B. bei fort-

schreitender Erkenntnis der geologischen Lagerstättenverhältnisse gezeigt hat, dass Sonden nicht optimal platziert sind, kann auf diese Weise mit relativ geringem Aufwand eine Fördersteigerung erzielt werden, in dem etwa strukturell höhere Bereiche erschlossen werden, die eine geringere Verwässerung aufweisen. Neue Bohrungen würden in solchen Fällen häufig keine Wirtschaftlichkeit erreichen.

Aber auch in der Exploration sind die Auswirkungen des Ölpreises nicht zu übersehen. So hat sich die Anzahl der Explorationsbohrungen gegenüber dem Vorjahr verdoppelt.

Als beschränkender Faktor der Bohraktivität wird derzeit immer wieder die geringe Verfügbarkeit von Bohranlagen genannt. Die Bohrkonzernkontraktoren haben sich selbstverständlich auf die geringe Nachfrage in der jüngeren Vergangenheit eingestellt, sodass der gegenwärtige Bedarf nicht zufrieden stellend gedeckt werden kann. Zudem wird die Situation durch die Nachfrage nach Bohranlagen auf dem Erdwärmesektor verstärkt.

### 1.1 Explorationsbohrungen

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

Erstmals seit vielen Jahren wurden wieder Untersuchungsbohrungen abgeteuft. Diese Bohrungen haben nicht das unmittelbare Ziel Lagerstätten nachzuweisen, sondern dienen der geologischen Vorerkundung. Es sind meist Bohrungen geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft werden. Im Berichtsjahr wurden zwei dieser Bohrungen auf die bekannten Ölkreidevorkommen auf dem Salzstock Heide in Schleswig-Holstein abgeteuft (Tab. 1).

Aufschlussbohrungen haben das Ziel neue Lagerstätten nachzuweisen. In dieser Kategorie wurden vier Bohrungen gebohrt. Eine Bohrung wurde auf den Chalk im „Entenschnabel“ der Nordsee abgeteuft, eine auf potenzielle oberkarbonische Tight-Gas-Sands im Saar-Nahe-Becken und zwei weitere Bohrungen auf die Tiefwassermolasse im süddeutschen Molassebecken.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurde ein Projekt im Bereich der norddeutschen Zechsteinlagerstätte Dötlingen gebohrt. Zwei Bohrungen sollten im Bereich der süddeutschen Öllagerstätte Aitingen neue Teilfelder nachweisen. Bereits in 2004 wurde eine Bohrung in der Peripherie der Zechsteinlager-

stätte Hengstlage/Sage/Sagermeer abgeteuft, aber erst in 2005 hat diese Bohrung ihr endgültiges Ergebnis erhalten.

## Untersuchungsbohrungen

Gebiet nördlich der Elbe

Auf dem Salzstock Heide wurden die Ölkreidevorkommen mit zwei neuen Bohrungen untersucht. Bekannt geworden waren die Vorkommen bereits in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts. Versuche, das hochviskose Öl über Bohrungen und Schächte dauerhaft wirtschaftlich zu fördern, schlugen jedoch fehl. Nach dem ersten Weltkrieg wurde von einem Tochterunternehmen der DEA auf das Vorkommen von Hemmingstedt ein 100 m tiefer Schacht niedergebracht und ein Streckennetz von etwa 3 km Länge aufgeföhren. Da kein geeignetes Verfahren zur Entölung der Kreide entwickelt werden konnte, musste der Betrieb wieder eingestellt werden. Während des zweiten Weltkrieges wurde das Ölkreidebergwerk wieder aufgewältigt. Obwohl kontinuierlich versucht wurde, die eingesetzten Abbau- und Aufbereitungsmethoden zu verbessern, konnte ein wirtschaftlicher Abbau auch jetzt nicht etabliert werden. Gegen Ende des Krieges wurden die Anlagen durch Bombenangriffe zerstört

## Aufschlussbohrungen

Nordsee

Im "Entenschnabel" des deutschen Sektors der Nordsee wurde die Bohrung **B11-4** (Wintershall) (Abb. 5) niedergebracht. Die Bohrung liegt etwa 20 km südlich des dänischen Ölfeldes Rolf. Das Ziel war die ölföhrend erwartete Schreiekreide in einer nordwestlich streichenden Antiklinale oberhalb eines Salzstockes. Im Oberbau der Struktur zeichnet sich in der Seismik ein deutlicher "gas chimney" ab, der auf

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

und der Betrieb nicht wieder aufgenommen. Die aktuellen Bohrungen **Lieht 1001** und **Wiemerstedt 1001** (RWE Dea<sup>1</sup>) (Anl. 1) hatten das Ziel, die ölföhrende Schreiekreide zur Gewinnung von Ölproben und Kernmaterial sowie zur Ermittlung von Lagerstättenparametern aufzuschließen, um die Möglichkeiten neuer Erschließungs- bzw. Gewinnungsmethoden untersuchen zu können. Die Bohrung Wiemerstedt 1001 wurde auf das Ölkreidevorkommen von Weddingstedt abgeteuft. Nachdem der ölföhrende Abschnitt durchgehend gekernt worden war, wurde die Bohrung bei 190 m in der Schreiekreide eingestellt. Nach einer Heißwasserstimulation, die der Untersuchung der Mobilisierbarkeit des Öles und der Gewinnung von Ölproben diente, hatte die Bohrung ihr Ziel erreicht und wurde verfüllt. Die Bohrung Lieht 1001 wurde auf das Ölkreidevorkommen von Hemmingstedt abgeteuft. Sie stand zum Jahresende 2005 bei 3,5 m im Quartär. Die Endteufe war bei Redaktionsschluss noch nicht erreicht.

eine Leckage der gasföhrmigen Kohlenwasserstoffe hindeutet. Hinsichtlich der erhofften Erdöllagerstätte wurde eine Abdichtung durch die tertiären Tonsteine erwartet. Der Prospekt war auf der Basis des umfangreichen seismischen 3D-Surveys aus dem Jahre 2001 entwickelt worden. Die Bohrung erreichte die Schreiekreide in der prognostizierten Teufe und Reservoirausbildung und wurde bei einer Endteufe von 1900 m im Zechstein des Salzstocks eingestellt. Trotz starker Gasanzeichen im Tertiär und am Top der Schreiekreide konnte weder eine Öllagerstätte noch eine Gaslager-

<sup>1</sup> Auftraggeber bzw. federföhrende Firma, Abkürzungen siehe Tab. 2

stätte nachgewiesen werden. Die Bohrung wurde ohne Teste für nicht fündig erklärt und verfüllt.

#### Saar-Nahe-Becken

In der Konzession Neues Bergland wurde die Bohrung **Glantal 1** (Pannonian) (Anl. 2) abgeteuft. Strukturell ist das Zielgebiet dem Pfälzer Hauptsattel zuzuordnen. Zielhorizonte dieser Bohrung waren als "tight gas reservoirs" ausgebildete Sandsteine des Oberkarbon, die im Falle einer vertikalen Abdichtung gasführend erwartet wurden. Zum Jahresende stand die Bohrung bei 1030 m in der Dilsburg-Formation, die dem Stefan A zugeordnet wird. Anfang des Jahres 2006 hat die Bohrung im weiteren Verlauf zunächst das tiefere Stefan A durchteuft, anschließend etwa 500 m des Westfal D (Heiligenwald-Formation) aufgeschlossen und bei 1687 m in Vulkaniten des Rotliegend ihre Endteufe erreicht. Während des Bohrens hatte die Bohrung geringe Gasanzeichen. Ein Ergebnis lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

#### Alpenvorland

Etwa 6 km von der Grenze nach Österreich entfernt wurde die Bohrung **Emmering A1** (RAG) (Anl. 1) abgeteuft. Regionalgeologisch befindet sich die Bohrung unmittelbar vor der nordöstlich streichenden Überschiebungszone, an der Helvetikum und Flysch auf die autoch-

thone Molasse geschoben wurde. Das Ziel der Bohrung waren turbiditische Sandsteine in unterschiedlichen Niveaus des Aquitan (Obere Puchkirchen-Serie) in der Anschleppungszone unterhalb der Überschiebung. Die Verbreitung der potenziellen Träger ist an subaquatische Ausräumungszonen gebunden. Entsprechend handelt es sich hier um kombinierte faziell-tektonische Fallenstrukturen. Die Bohrung Emmering A1 hatte in den Schichten des Aquitan erhöhte Gasanzeichen und wurde bei einer Endteufe von 2327 m im Aquitan eingestellt. Nach Perforation wurde ein Test auf einen Sandsteinhorizont im Aquitan durchgeführt, der einen marginalen, nicht messbaren Gaszufluss erbrachte. Da keine weiteren, Erfolg versprechenden Horizonte identifiziert werden konnten, wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt und soll verfüllt werden.

Etwa 6 km südwestlich der Emmering A1 wurde mit der Bohrung **Teisendorf A1** (RAG) (Anl. 1) das gleiche Konzept wie mit der Emmering A1 getestet. Die Bohrung erreichte eine Endteufe von 2404 m im Aquitan. In der anschließenden Testphase, die sich bis Anfang 2006 erstreckte, wurden im Aquitan mehrere Sandsteinintervalle mit negativem Ergebnis getestet. Der abschließende Test auf ein Intervall im Burdigal erbrachte zwar einen Gaszufluss, die Rate erlaubt aber keine wirtschaftliche Förderung der Bohrung. Die Bohrung soll verfüllt werden.

### Teilfeldsuchbohrungen

#### Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung **Dötlingen-Ost Z2** (EMPG) (Anl. 2) sollten neue Reserven im Staßfurt-Karbonat einer ungetesteten tektonischen Scholle erschlossen werden. Die Scholle liegt auf einem Strukturzug zwischen den Blöcken der in 1999 fündigen Bohrung Dötlingen-Ost Z1 im Nordwesten und der nicht fündigen Bohrung Wildeshausen Z1 aus dem Jahre 1968 im Südosten. Da das Staßfurt-Karbonat der Wildeshausen Z1 deutlich über dem Gas-Wasser-

Kontakt des Dötlingen-Feldes liegt aber als verwässert gilt, war nicht eindeutig zu identifizieren, wo und wie in der lateralen Ausdehnung die Trennung zwischen gasführenden und verwässertem Reservoir erfolgt. Es bestand ein deutliches Risiko, den Träger wie in der Wildeshausen Z1 verwässert anzutreffen. Aufgrund technischer Probleme musste die Bohrung einmal abgelenkt werden. Die Ablenkung erreichte das Staßfurt-Karbonat etwas tiefer als prognostiziert, schloss es auf einer Strecke von etwa 500 m mit den erwarteten

Speichereigenschaften horizontal auf und wurde bei einer Endteufe von 5113 m eingestellt. Da die Gasanzeichen während des Bohrens, die Auswertung der Bohrlochmessungen und die lagerstättengeologischen Rahmenbedingungen auf eine Fündigkeit hindeuteten, wurde auf die Durchführung eines Tests verzichtet und entschieden, die Bohrung an das Leitungsnetz anzuschließen. Ein offizielles Ergebnis soll die Bohrung mit Aufnahme der Förderung erhalten.

Die Bohrung **Sage Z4** (EMPG) (Anl. 2) hatte bereits in 2004 ihre Endteufe von 5086 m erreicht. Ziel dieser Bohrung war das Staßfurt-Karbonat einer Struktur im südöstlichen Teil des Feldeskomplexes Hengstlage/Sage/Sagermeer. Die Bohrung hatte den Träger in der erwarteten Teufenlage und mit sehr guten Gasanzeichen angetroffen und auf einer Länge von etwa 1000 m nahezu horizontal aufgeschlossen. Da nach den Gasanzeichen während des Bohrens, der Auswertung der Bohrlochmessungen sowie den lagerstättengeologischen Rahmenbedingungen von einer Fündigkeit ausgegangen werden konnte, wurde auf eine Durchführung eines Tests verzichtet und mit den Arbeiten zum Anschluss der Bohrung an das Leitungsnetz begonnen. In 2005 wurden diese Arbeiten fertig gestellt und die Förderung aufgenommen.

#### Alpenvorland

In der Peripherie des Erdölfeldes Aitingen gab es in 2005 zwei Bohrprojekte. Beide Projekte waren auf der Grundlage der 3D-Seismik aus dem Jahre 2003 entwickelt worden. Etwa 1 km nordwestlich des Feldes testete die Bohrung **Aitingen-Nordwest 1** (Wintershall) (Anl. 1)

eine in der Seismik identifizierte separate Antiklinalstruktur. Unter Annahme eines Öl-Wasser-Kontaktes in ähnlicher Tiefenlage wie im Feld Aitingen wurde das potenzielle Reservoir ölführend erwartet. In der Unteren Süßwassermolasse wurden zwei Bereiche mit erhöhten KW-Anzeichen erbohrt. Den Zielhorizont, die Bausteinschichten, wies die Bohrung zwar einige Meter höher nach als vorhergesagt, aber nur am Top des Reservoirs konnten erhöhte Gasanzeichen nachgewiesen werden. Nach Auswertung der Bohrlochmessungen sind in der Bohrung keine wirtschaftlich nutzbaren Horizonte vorhanden. Die Bohrung wurde ohne Test als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Etwa 500 m südwestlich des Feldes wurde die Bohrung **Aitingen-Süd 1** (Wintershall) (Anl. 1) auf eine Monoklinalstruktur auf der Hochscholle einer annähernd West-Ost streichenden antithetischen Abschiebung abgeteuft. Unter Annahme eines Öl-Wasser-Kontaktes in ähnlicher Tiefenlage wie im Feld Aitingen wurden auch in dieser Struktur die Bausteinschichten ölführend erwartet. Das Top des Reservoirs traf die Bohrung zwar einige Meter tiefer an als vorhergesagt, aber mit guten KW-Anzeichen. Nach Auswertung der Bohrlochmessungen wurde der Öl-Wasser-Kontakt etwa in der erwarteten Teufenlage, wenig tiefer als im Feld Aitingen erbohrt. Da in dieser Bohrung am Top der Bausteinschichten noch eine mehrere Meter mächtige Kalksteinbank ausgebildet ist, die keine Speicherqualitäten besitzt, ist der ölführende Bereich insgesamt weniger mächtig als erwartet. Ein Test auf das ölführende Intervall der Bausteinschichten erbrachte dennoch einen wirtschaftlichen Zufluss, sodass die Bohrung für ölfündig erklärt wurde.

## 1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrprojekte ist von 29 im vorangehenden Jahr nochmals deutlich auf 42 angestiegen. Damit wurde ein Niveau erreicht wie schon seit Jahren nicht mehr. Als "aktiv" werden an dieser Stelle die Bohrprojek-

te bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Hinzu zu zählen sind vier Bohrungen, die bereits vor 2005 die Endteufe erreicht hatten, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2005 mit ihren Ergebnissen bzw. dem Status zum Jahresende zusammengefasst. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

28 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 22 öl- oder gasfündig, sechs hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis "Ziel erreicht" erhalten erfolgreiche Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (s. Kap. 1.4), sowie technisch bedingte Ablenkungen bereits produzierender Sonden, die aufgrund nicht behebbarer technischer Defekte nicht mehr (hinreichend) fördern können. 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.

Zu einem großen Teil wurden die Bohrungen als geologische Ablenkungen, im Bohrungsnamen mit nachgestelltem "a", "b", usw. gekennzeichnet, schon länger produzierender

Sonden realisiert. Wenn die Fördergeschichte zeigt, dass Sonden nicht optimal platziert sind, kann auf diese Weise gegenüber einer neuen Bohrung mit vergleichsweise geringem Aufwand eine Fördersteigerung erzielt werden, in dem etwa strukturbereichere Bereiche erschlossen werden, die eine geringere Verwässerung aufweisen.

Von den zwei mit Ergebnis abgeschlossenen Aufschlussbohrungen hat leider keine eine neue Lagerstätte nachweisen können. Die letzte erfolgreiche Aufschlussbohrung markiert das Jahr 1996. Im Betrachtungszeitraum bis 1981 beträgt die durchschnittliche Fundquote in dieser Kategorie 22,5 Prozent, über die letzten zehn Jahre nur 3,5 Prozent.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurden zwei der drei mit Ergebnis beendeten Bohrungen fündig gemeldet. Damit wurde die durchschnittliche Fündigkeitsquote in dieser Kategorie, die im Betrachtungszeitraum seit 1981 55,2 Prozent und über die letzten zehn Jahre 53,7 Prozent beträgt, übertroffen.

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2005. Bohrlokationen siehe Abb. 5, Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
<b>Untersuchungsbohrung (A1)</b>							m
<i>Nördlich der Elbe</i>							
Lieth 1001	RWE Dea	3504310	6003325	bohrt	Chalk		
Wiernerstedt 1001	RWE Dea	3508286	6015947	Ziel erreicht	Chalk	190,0	Chalk
<b>Aufschlussbohrung (A3)</b>							m
<i>Nordsee</i>							
B11-4	Wintershall	31597137	6142259	fehl	Chalk	1900,0	Chalk
<i>Saar-Nahe-Becken</i>							
Glantal 1	Pannonian	2605194	5487531	bohrt	Oberkarbon		
<i>Alpenvorland</i>							
Emmering A1	RAG	4564984	5308077	fehl	Puchkirchen-F.	2327,0	Aquitän
Teisendorf A1	RAG	4561150	5303590	n.k.E.	Puchkirchen-F.	2404,0	Aquitän
<b>Teilfeldsuchbohrung (A4)</b>							
<i>Weser-Ems</i>							
Döttingen-Ost Z2	EMPG	3461133	5860224	n.k.E.	Steißfurt-Karb.	5113,0	Steißfurt-K.
Sage Z4*	EMPG	3446360	5865930	gasfündig	Steißfurt-Karb.	5086,0	Steißfurt-K.
<i>Alpenvorland</i>							
Aitingen-Nordwest 1	Wintershall	4409867	5342906	fehl	Baustein-Sch.	1390,0	Baustein-S.
Aitingen-Süd 1	Wintershall	4412976	5342301	ölfündig	Baustein-Sch.	1320,0	Baustein-S.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2005; *: Endteufe vor 2005 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis							

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2005.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
<b>Erweiterungsbohrungen (B1)</b>			
<i>Elbe-Weser</i> Idsingen Z4	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Weser-Ems</i> Leer Z4	GdFPEG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Klosterseele Z2	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Wöstendöllen Z4	EMPG	Staßfurt-Karbonat	Ziel erreicht
<b>Produktionsbohrungen (B2)</b>			
<i>Nordsee</i> A6-A5	Wintershall	Jura, Rotliegend	noch kein Ergebnis
<i>Nördlich der Elbe</i> Mittelplate-A 18	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
Mittelplate-A 19	RWE Dea	Dogger Beta	ruht
Mittelplate-A 20	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	bohrt
<i>Elbe-Weser</i> Lüben-West 3b	GdFPEG	Dogger Beta	ölfündig
Lüben-West 12	GdFPEG	Dogger Beta	ölfündig
Völkersen Z8	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
Völkersen-Nord Z5	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Weser-Ems</i> Bahrenborstel Z11a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Bockstedt 68a	Wintershall	Valangin-Sandstein	fehl
Goldenstedt Z12a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Goldenstedt Z18a*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Hemmelte Z5a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Kirchseele Z1b	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Oythe Z3	EMPG	Oberkarbon	bohrt
Siedenburg Z27a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
<i>Westlich der Ems</i> Emlichheim 60a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 89a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 304 (Pilot)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 304a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 304b	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Georgsdorf 644	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlernmoor 295a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlernmoor 332a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlernmoor 404	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlertwist 53a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlertwist 78a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
<i>Oberheintal</i> Eich 23a*	EMPG	Pechelbronner-Schichten	ölfündig
<i>Alpenvorland</i> Aitingen 7	Wintershall	Baustein-Schichten	ölfündig
<b>Hilfsbohrungen (B3)</b>			
<i>Nördlich der Elbe</i> Reitbrook-West 27a*	GdFPEG	Dogger Beta	Ziel erreicht
<i>Elbe-Weser</i> Steimbke H2	GdFPEG	Valangin-Sandstein	bohrt
<i>Westlich der Ems</i> Emlichheim 92a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover		Status mit Stand vom 31. Dezember 2005	
GdFPEG – Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, Lingen		* : Endteufe vor 2005 erreicht	
RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien			
Pannonian – Pannonian International, Ltd., Denver			
RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg			
Wintershall – Wintershall AG, Kassel			



### 1.3 Bohrmeterleistung

Nach dem Rekordtief in 2003 hat die Bohrleistung unterstützt durch den anhaltend hohen Ölpreis nun das zweite Jahr in Folge deutlich zugenommen. Gegenüber dem Vorjahr ist die Bohrleistung um etwa ein Drittel auf 65 024 m angewachsen. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Bericht zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangehenden fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). Dieser Mittelwert wurde in 2005 um fast 40 Prozent übertroffen. Die Graphik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter. Eine verlässliche mittelfristige Prognose der Entwicklung lässt sich vor dem Hintergrund des komplexen Zusammenspiels der bestimmenden Faktoren kaum erstellen. Die aktuellen Bohrplanungen lassen für 2006 eine Bohrmeterleistung auf dem Niveau von 2005 erwarten.

Der Anstieg der Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahr ist auf Aktivitäten in der Feldesentwicklung von Gasfeldern in der Nordsee sowie im norddeutschen Karbon und Rotliegend aber auch auf die Exploration im süddeutschen Molassebecken zurückzuführen. Dagegen ging die Bohrleistung in der Entwicklung von Öllagerstätten nochmals zurück, vor

allem, weil die Bohranlage auf der Mittelplate-Insel gegen eine neue, schwerere Anlage ausgetauscht wurde und somit über den Großteil des Jahres nicht gebohrt werden konnte. Im Sauegasbereich hat die Bohrleistung leicht abgenommen.

Auf den Explorationssektor entfielen etwa 17 000 m oder 26 Prozent der Bohrmeter. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Anstieg um etwa 1800 m oder etwa 12 Prozent, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre einem Anstieg um etwa 18 Prozent.

Der Anteil der Feldesentwicklungsbohrungen betrug etwa 48 000 m. Das sind etwa 40 Prozent oder 13 000 m mehr als im Vorjahr. Gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre bedeutet dieser Wert ein Plus von knapp 50 Prozent.

Wie im Vorjahr wurden 71 Prozent der Bohrmeter in Niedersachsen abgeteuft (Tab. 4). Der Anteil des Landes Schleswig-Holstein hat wegen der Umstände auf der Mittelplate-Insel von 18 Prozent im Vorjahr auf knapp 4 Prozent abgenommen. Auf Bayern entfielen etwa 13 Prozent und auf die Nordsee 11 Prozent der Bohrmeter. Geringere Aktivitäten gab es darüber hinaus in Rheinland-Pfalz (knapp 2 Prozent).

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2000 bis 2005, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
	m	%	A1 m	A1 %	A3 m	A3 %	A4 m	A4 %	B1 m	B1 %	B2 m	B2 %	B3 m	B3 %
2000	43 206	100	-	-	1 828	4,2	6 752	15,6	-	-	34 626	80,1	-	-
2001	54 030	100	-	-	13 581	25,1	8 193	15,2	3 827	7,1	26 345	48,8	2 084	3,9
2002	56 807	100	-	-	7 319	12,9	7 017	12,4	-	-	38 692	68,1	3 780	6,7
2003	29 862	100	-	-	9 022	30,2	3 331	11,2	-	-	17 427	58,4	82	0,3
2004	49 941	100	-	-	9 161	18,3	6 101	12,2	-	-	32 110	64,3	2 569	5,1
<b>2005</b>	<b>65 024</b>	<b>100</b>	<b>193</b>	<b>0,3</b>	<b>7 661</b>	<b>11,8</b>	<b>9 193</b>	<b>14,1</b>	<b>11 392</b>	<b>17,5</b>	<b>36 283</b>	<b>55,8</b>	<b>302</b>	<b>0,5</b>
Mittelwert 2000-2004	46 769	100	-	-	8 182	17,5	6 279	13,4	765	1,6	29 840	63,8	1 703	3,6

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2005 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	-	4 731,0	2 710,0	-	944,0	-	8 385,0	12,9
Niedersachsen	-	-	6 483,0	11 391,9	28 033,1	301,9	46 209,9	71,1
Nordsee	-	1 900,0	-	-	5 156,0	-	7 056,0	10,9
Rheinland-Pfalz	-	1 030,0	-	-	-	-	1 030,0	1,6
Schleswig-Holstein	193,5	-	-	-	2 150,0	-	2 343,5	3,6
<b>Gebiet</b>								
Nordsee	-	1 900,0	-	-	5 156,0	-	7 056,0	10,9
Nördlich der Elbe	193,5	-	-	-	2 150,0	-	2 343,5	3,6
Elbe-Weser	-	-	-	5 130,0	11 667,0	179,4	16 976,4	26,1
Weser-Ems	-	-	6 483,0	6 261,9	11 201,7	-	23 946,6	36,8
Westlich der Ems	-	-	-	-	5 164,4	122,5	5 286,9	8,1
Saar-Nahe-Becken	-	1 030,0	-	-	-	-	1 030,0	1,6
Alpenvorland	-	4 731,0	2 710,0	-	944,0	-	8 385,0	12,9

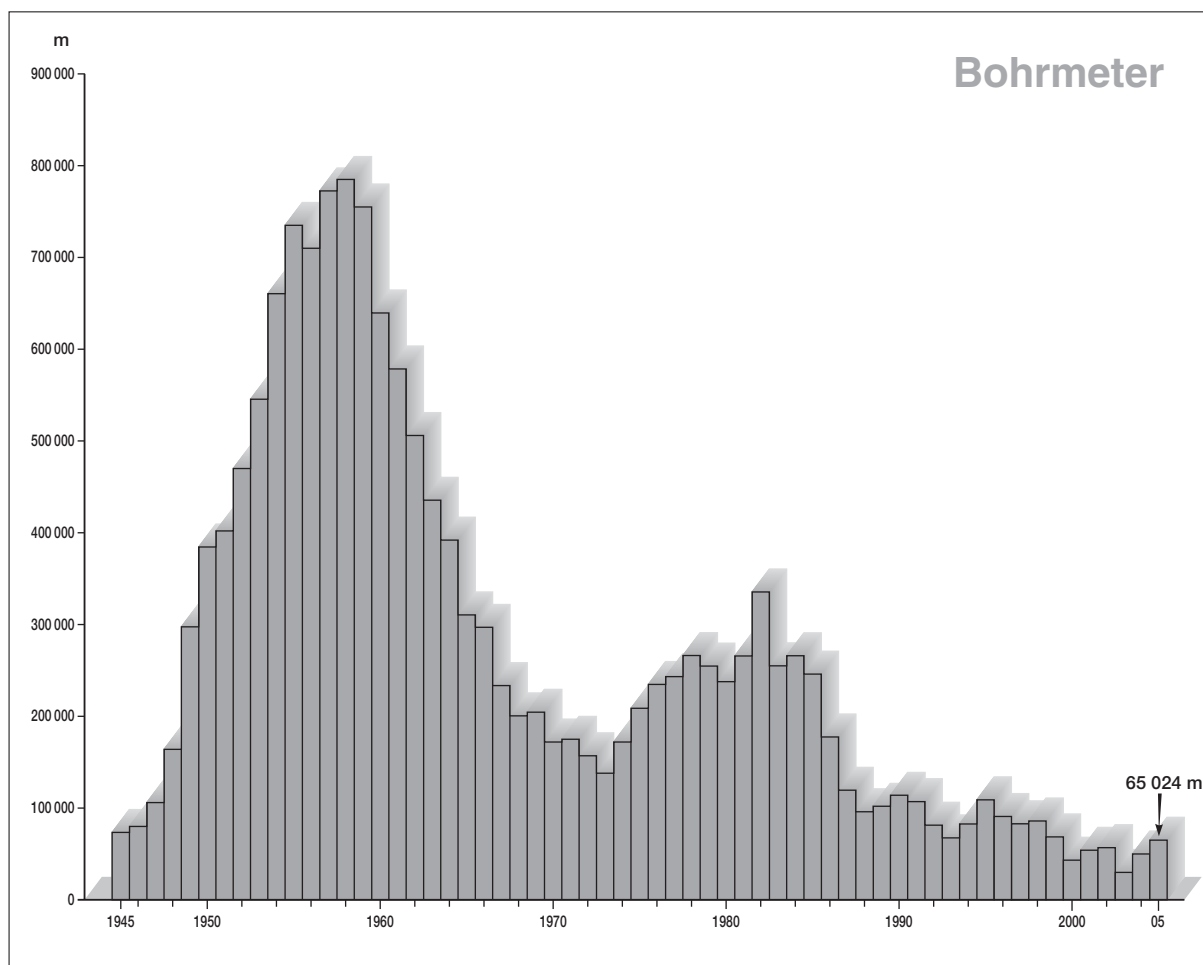


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2005.

## 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.

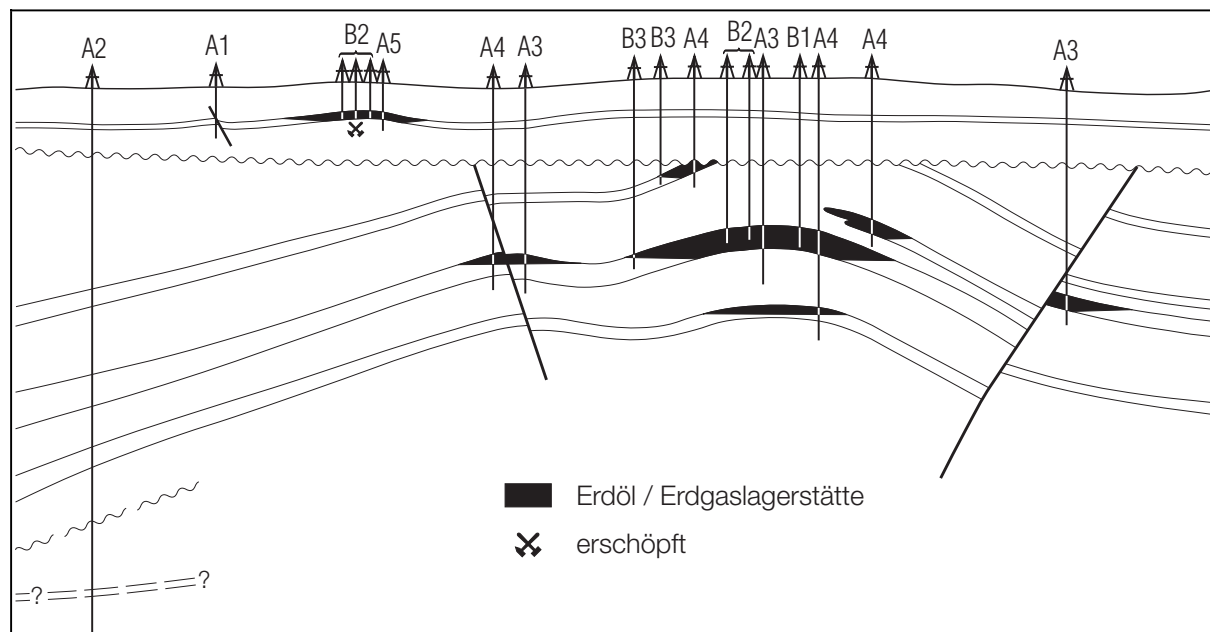


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

## 2 Geophysik

Der Einsatz geophysikalischer Verfahren zur Erkundung des Untergrundes hat gegenüber dem Vorjahr nochmals abgenommen. Im Rahmen der Erdöl- und Erdgasexploration wurden in Deutschland im Jahr 2005 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von etwa 200 km<sup>2</sup> akquiriert. 2D-seismische Messungen wurden abgesehen von einer kurzen Testlinie nicht durchgeführt. Eine Fläche von etwa 500 km<sup>2</sup> wurde gravimetrisch untersucht (Tab. 5). Geomagnetische Messungen, die im Vorjahr aus der Luft aufgenommen wurden und sich über ein Gebiet von etwa 30 000 km<sup>2</sup> erstreckt haben, wurden in 2005 nicht durchgeführt.

Die Gesamtfläche der seismischen 3D-Surveys umfasste 205 km<sup>2</sup> und hat sich gegenüber Vorjahr nochmals verringert. - Für das Jahr 2004 waren als Gesamtfläche noch 241 km<sup>2</sup> berichtet worden. Dieser Wert hatte die Fläche des Surveys "Schnaitsee" der Ruhrgas AG nicht berücksichtigt und muss auf 273 km<sup>2</sup> entsprechend aktualisiert werden. - Auch in 2005 wurde ausschließlich an Land gemessen. Der Umfang entsprach etwa dem Mittel der Onshore-Messungen der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 230 km<sup>2</sup>.

In den beiden Vorjahren fand die 3D-seismische Erkundung ausschließlich im bayerischen Teil des süddeutschen Molassebeckens statt (Abb. 3). Nunmehr wurde auch Norddeutschland wieder in die Aktivitäten mit einbezogen. In 2005 wurden zwei Surveys aufgenommen. Im niedersächsischen Erlaubnisgebiet Krummhörn der BEB Erdgas und Erdöl GmbH (Operating durch ExxonMobil Production Deutschland GmbH) wurde der 3D-Survey "Krummhörn" akquiriert. Die Fläche des Surveys beträgt 170 km<sup>2</sup>. In dem bayerischen Erlaubnisgebiet Vaterstetten der Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH wurde der Survey "Anzing" mit einer Fläche von 35 km<sup>2</sup> gemessen. Dieser Survey überdeckt die aufgegebene Gaslagerstätte Anzing und liegt zum größeren Teil im Erlaubnisgebiet Salzach-Inn der Rohöl-Aufsuchungs AG.

Der Umfang der 2D-Seismik ist praktisch auf Null zurückgegangen. Es wurde lediglich eine etwa 3 km lange Testlinie im Bereich des Ölfeldes Rühle, Feldesteil Rühlermoor der Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH gemessen. Die Testlinie galt der Ermittlung von Akquisitionsparametern für einen 3D-

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2005 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km <sup>2</sup>	km	Messpunkte / km <sup>2</sup>
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	170	-	2803 / 525
Westlich der Ems	-	3	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-
Alpenvorland	35	-	-
<b>Summe</b>	<b>205</b>	<b>3</b>	<b>2803 / 525</b>

Survey, der eventuell in der Folgezeit durchgeführt werden soll. Der Umfang der 2D-Seismik beläuft sich im Mittel der vorangehenden fünf Jahre auf etwa 100 Profilkilometer.

Im Grenzgebiet der Konzessionen Oldenburg und Münsterland der Oldenburgischen Erdöl

GmbH (ExxonMobil Production Deutschland GmbH) wurde im Bereich der Salzstockes Sagermeer und des Salzkissens Hengstlage der gravimetrische Survey Sagermeer gemessen. Der Survey überdeckt eine Fläche von 525 km<sup>2</sup> und beinhaltet 2803 Messpunkte.

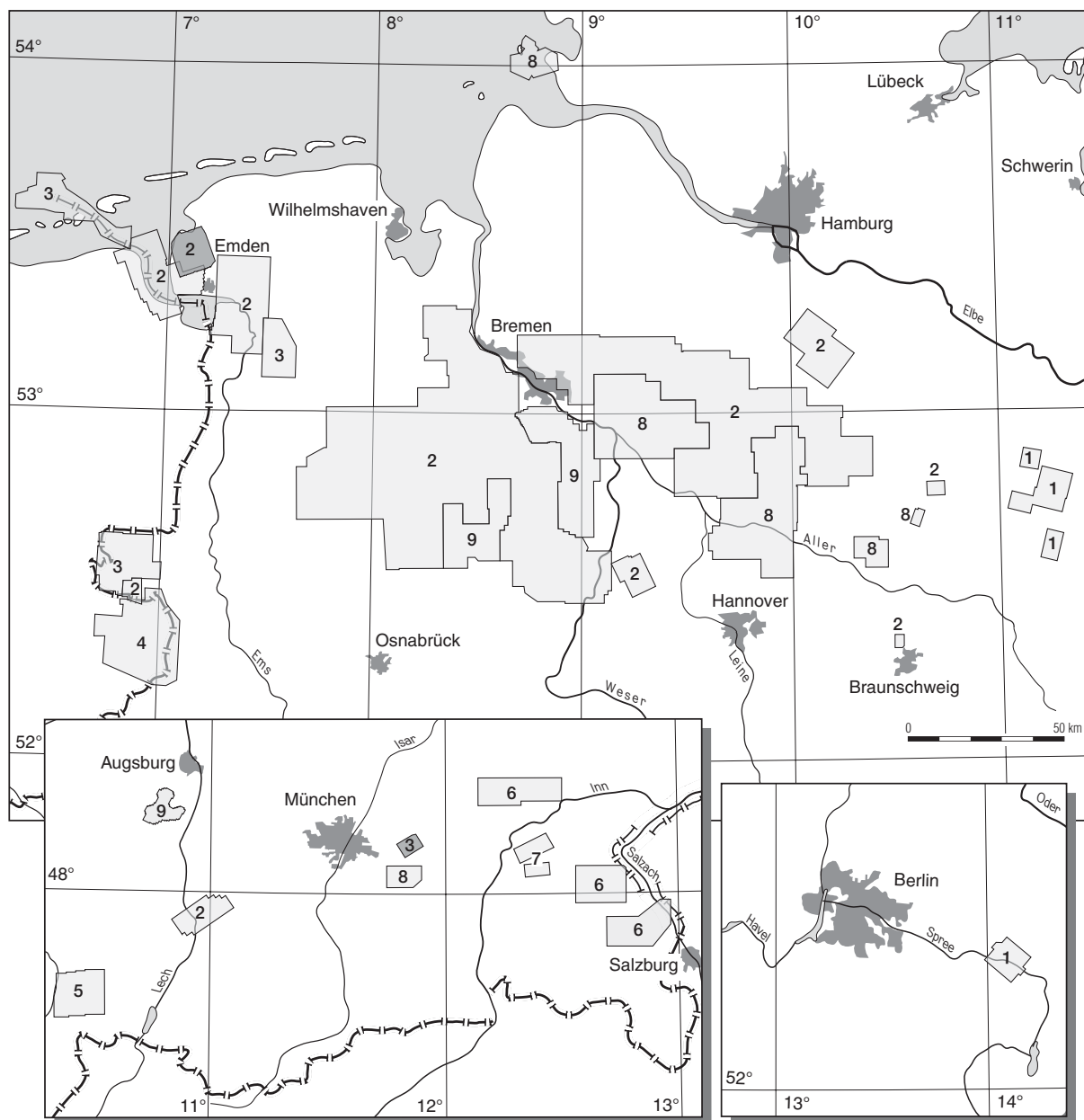


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete 2005 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EEG, 2: EMPG, 3: GdFPEG, 4: NAM, 5: OMV, 6: RAG, 7: Ruhrgas, 8: RWE Dea, 9: Wintershall.

### 3 Konzessionswesen

In 2005 hat sich der Trend bei den zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas vergebenen Gebieten weiter fortgesetzt. Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete ist um etwa 2500 km<sup>2</sup> weiter angewachsen. Auf der einen Seite ist diese Entwicklung auf den anhaltend hohen Ölpreis zurückzuführen, der das Interesse auch wieder auf Gebiete lenkt, aus denen sich die Erdölgesellschaften schon vor vielen Jahren zurückgezogen hatten, z.B. der nördliche Teil des Jade-Westholstein-Troges. Auf der anderen Seite ist die Entwicklung auf die Aktivitäten im Erdwärmesektor zurückzuführen, da im Oberrheingraben Erlaubnisse zur Aufsuchung von

Erdwärme vielfach in Verbindung mit der Erlaubnis zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen erteilt werden.

Der Bestand der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas und dessen Veränderung sind in den Tabellen 6 und 7 sowie den Abbildungen 4 und 5 dargestellt.

Im Bereich des Norddeutschen Beckens hat sich die Konzessionsfläche um etwa 300 km<sup>2</sup> vergrößert. Zwar wurden in Schleswig-Holstein und Niedersachsen mit vier neuen Konzessionen etwa 2000 km<sup>2</sup> neu vergeben, dem stehen

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas in 2005.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Neu erteilte Erlaubnisse</b>			
9	Ichenheim	Gemeinde Neuried	Baden-Württemberg
10	Rastatt-Lichtenau-Rheinau II	Hot Rock GmbH	Baden-Württemberg
11	Lahr	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
12	Rust-Wyhl	Konsortium Rust-Wyhl	Baden-Württemberg
13	Bietigheim	GeoEnergy GmbH	Baden-Württemberg
14	Karlsruhe-Philippsburg	Hot Rock GmbH	Baden-Württemberg
10	Vaterstetten	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
04001	Scharnhorst	RWE Dea AG	Niedersachsen
05002	Hahnenhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
18	Phönix	Harpen Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	R. Gaschnitz & Patentverwertungsgesellschaft f. Lagerstätten, Geologie und Bergschäden mbH	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	Harpen Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
6	Hagenbach	AltaFide GmbH	Rheinland-Pfalz
7	Kandel	Montanes GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
9	Hochstadt	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
10	Herxheimweyher	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	HotRock GmbH & FGT GmbH	Rheinland-Pfalz
12	Edenkoben	Saar Energie AG, Montanes GmbH, Willi Endisch GbR	Rheinland-Pfalz
13	Bergzabern	GeoEnergy GmbH	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy GmbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy GmbH	Rheinland-Pfalz
05001	Hennstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05004	Büsum-Nord	Wintershall AG	Schleswig-Holstein
<b>Abgelaufene oder aufgehobene Erlaubnisse</b>			
151	Staffhorst	Wintershall AG	Niedersachsen
561	Schneeren	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
00001	Thedinghausen	Wintershall AG	Niedersachsen
00003	Linsburg-Verkleinerung I	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
20008/59	H15, H17, H18, L3	RWE Dea AG	Nordsee
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

aber abgelaufene, zurückgegebene und verkleinerte Erlaubnisgebiete mit einer Fläche von etwa 1700 km<sup>2</sup> in der Nordsee und in Niedersachsen gegenüber.

Im süddeutschen Molassebecken wurde die Erlaubnis Vaterstetten neu vergeben.

Im Bereich des Oberrheingrabens wurden wie schon in 2004 zahlreiche Erlaubnisgebiete neu vergeben. Die Fläche der neuen Konzessionen umfasst etwa 2000 km<sup>2</sup>. Davon entfallen etwa 1400 km<sup>2</sup> auf Baden-Württemberg und etwa

600 km<sup>2</sup> auf Rheinland-Pfalz. Damit ist der deutsche Anteil des Oberrheingrabens südlich von etwa Mannheim fast vollständig mit Konzessionsflächen überdeckt. Der Fokus liegt in diesen Gebieten auf dem Erdwärmesektor.

Im Steinkohlenrevier Nordrhein-Westfalens wurden wie in den Vorjahren einige kleinere Gebiete neu vergeben. Hier liegt das Interesse vor allem auf der EEG-geförderten Nutzung von Erdgas im Bereich stillgelegter Steinkohlenbergwerke.

Tab. 7: Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas. Stand 31. Dezember 2005.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie</b>			
1	Südbayern	OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd., GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
3	Oberallgäu	OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd., GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
5	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall AG	Bayern
7	Kaufbeuren	OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd., GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
8	Ebersberg	RWE Dea AG	Bayern
9	Grafring	RWE Dea AG	Bayern
10	Vaterstetten	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
<b>Bergamt Stralsund</b>			
1	Rügen	PETCOM OHG	Mecklenburg-Vorpom.
<b>Bezirksregierung Arnsberg</b>			
1	Münsterland-West	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
6	Castrop-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
7	Sachsen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
8	Hamm-Nord	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
9	Hamm-Süd	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
10	Hardenberg Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
11	Lünen-Süd Gas	Minegas 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	Harpen Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	Dr. R. Gaschnitz & PVG Patentverwertungsgesellschaft für Lagerstätten, Geologie und Bergschäden mbH	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	Harpen Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
<b>Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie</b>			
022	Bedekaspel-Erweiterung	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
027	Leer	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall AG	Niedersachsen
038	Hümmling	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen



<b>Fortsetzung Tab. 7</b>			
086	Jeverland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	RWE Dea AG	Niedersachsen
127	Schneverdingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	Gew. Brassert Erdgas u. Erdöl GmbH	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall AG	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
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
97004	Dettingen-Rest	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall AG	Niedersachsen
00002	Steinhude-Restfläche	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
01003	Flensburg-Nord	Geo-Center-Nord GmbH	Schleswig-Holstein
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
04001	Scharmhorst	RWE Dea AG	Niedersachsen
05001	Hennstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05002	Hahnenhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
05004	Büsum-Nord	Wintershall AG	Schleswig-Holstein
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall AG, Maersk Oil Germany GmbH, RWE Dea AG, EWE AG	Nordsee
20007/1	M1K, M2K, M4K, M5K	RWE Dea AG	Nordsee
20008/19	B12, B15, C13, C14, C16	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, RWE Dea AG, GdF Exploration Germany B.V.	Nordsee
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall AG, RWE Dea AG, EWE Aktiengesellschaft	Nordsee
20008/60	C11, C12, C14, C15, C17	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
20008/61	M1, M2, J16, J17	RWE Dea AG	Nordsee
20008/64	C16, 18, D10, 13, 16, G1-12, 15, H1, 4	Denerco Oil A/S, Talisman Energy Beta Ltd.	Nordsee
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	Gaz de France Exploration Germany B.V.	Nordsee
<b>Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg</b>			
1	Reudnitz	PETCOM OHG	Brandenburg
<b>Oberbergamt für das Saarland und das Land Rheinland-Pfalz</b>			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG Saar Energie AG	Saarland
2	Neues Bergland	Pannonian International, Ltd., Monoco Petroleum, Inc., Hills Exploration Corp.	Rheinland-Pfalz
3	Wörth	FGT GmbH	Rheinland-Pfalz
4	Römerberg	FGT GmbH, DrillTec GUT GmbH	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
6	Hagenbach	AltaFide GmbH	Rheinland-Pfalz
7	Kandel	Montanes GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
9	Hochstadt	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
10	Herxheimweyher	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	HotRock GmbH & FGT GmbH	Rheinland-Pfalz
12	Edenkoben	STEAG Saar Energie AG, Montanes GmbH, Willi Endisch GbR	Rheinland-Pfalz
13	Bergzabern	GeoEnergy GmbH	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy GmbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy GmbH	Rheinland-Pfalz
<b>Regierungspräsidium Freiburg</b>			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
3	Kehl am Rhein	Enex Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
4	Dinkelberg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
5	Breisach	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
6	Markgräfler Land	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
7	Offenburg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
8	Freiburg im Breisgau	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
9	Ichenheim	Gemeinde Neuried	Baden-Württemberg
10	Rastatt-Lichtenau-Rheinau II	Hot Rock GmbH	Baden-Württemberg
11	Lahr	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
12	Rust-Wyhl	Konsortium Rust-Wyhl	Baden-Württemberg
13	Bietigheim	GeoEnergy GmbH	Baden-Württemberg
14	Karlsruhe-Philippsburg	Hot Rock GmbH	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen		Nr. entsprechend Abb. 4 und 5	

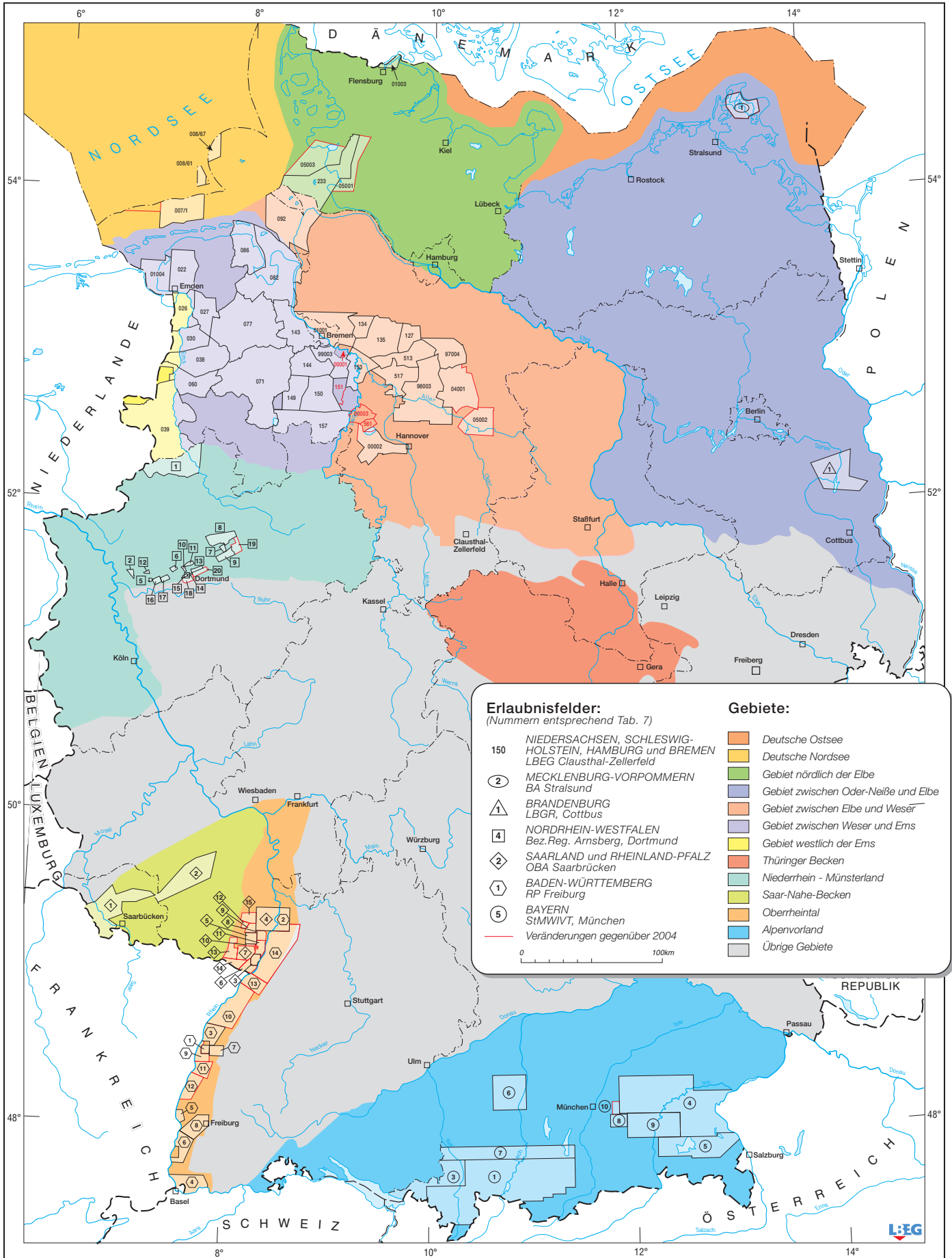


Abb. 4: Erdöl- und Erdgasleraubnisfelder, Stand: 31.12.2005. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

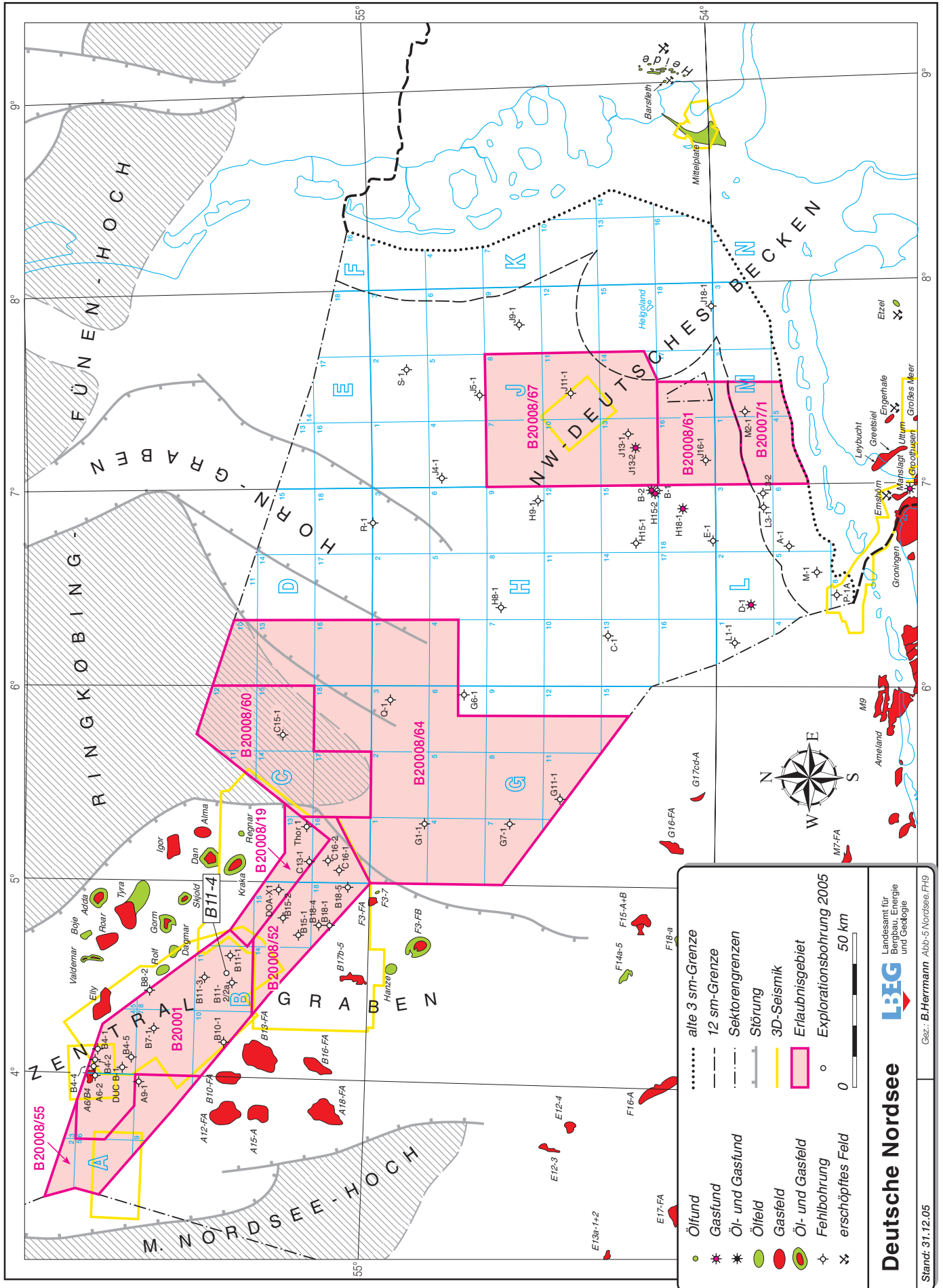


Abb. 5: Erlaubnisgebiete für Kohlenwasserstoffe deutsche Nordsee.

## 4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Im Berichtszeitraum wurden in Deutschland 3,6 Mio. t Erdöl und Kondensat gefördert. Im Vergleich zu 2004 ist die Produktion leicht angestiegen und lag in 2005 rund 1,6 Prozent über der des Vorjahres.

Nach vorläufigen Angaben des DIW (2006) betrug der gesamte - statistisch erfasste - Mineralölverbrauch im Jahre 2005 rund 119,4 Mio. t und war damit etwa 2 Mio. t oder um 1,7 Prozent niedriger als in 2004. Bei leicht gestiegener Inlandproduktion und einem erneut niedrigeren Mineralölaufkommen gegenüber 2004, deckte die heimische Erdölproduktion im Berichtsjahr wiederum 3 Prozent des gesamten Mineralölverbrauches bzw. -aufkommens von Deutschland.

Bereits seit vielen Jahren liegen die wichtigsten Erdöl-Förderprovinzen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Berichtszeitraum erbrachten diese beiden Bundesländer zusammen fast 95 Prozent der Gesamtproduktion (Tab. 8) von Deutschland. In 2005 kamen 61,3 Prozent der inländischen Förderung aus dem Ölfeld Mittelplate in Schleswig-Holstein, das damit seinen Anteil gegenüber 2004 um

weitere 4,1 Prozent ausbaute. Demgegenüber ging in den murenen Ölprovinzen Niedersachsens die Erdölproduktion in 2005 weiter zurück. Der Anteil dieses Bundeslandes an der deutschen Jahresförderung nahm im Vergleich zum Vorjahr um 3 Prozent ab.

Die Erdgasförderung in Deutschland sank gegenüber 2004 um etwa 0,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf nunmehr 18,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>), bezogen auf Reingasqualität mit einem Brennwert (H<sub>o</sub>) von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Dies entspricht einer Abnahme von gut 3 Prozent. Nach vorläufigen Angaben des DIW (2006) errechnet sich ein gegenüber dem Vorjahr unveränderter Verbrauch von 102 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas. Damit ist der Anteil der inländischen Erdgasförderung am Verbrauch von 18,9 Prozent im Vorjahr auf 18,3 Prozent zurückgegangen.

In der Erdgasförderung war Niedersachsen mit einem Anteil von 90 Prozent mit Abstand das förderstärkste Bundesland. Regional stammte das Erdgas aus den Fördergebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und zu einem deutlich geringeren Anteil aus dem Gebiet westlich der Ems.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 2005.

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> )	%
Baden-Württemberg	1 461	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	34 100	1,0	27 353 230	0,1	2 312 646	1,6	29 665 876	0,1
Brandenburg	20 465	0,6	-	-	6 876 380	4,9	6 876 380	0,0
Hamburg	22 426	0,6	-	-	29 006 947	20,5	29 006 947	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	7 316	0,2	-	-	1 657 959	1,2	1 657 959	0,0
Niedersachsen	1 185 892	33,2	17 852 080 072	90,3	70 613 598	49,9	17 922 693 670	90,1
Nordrhein-Westfalen	37	0,0	1 546 100	0,0	-	-	1 546 100	0,0
Nordsee	66 263	1,9	942 723 038	4,8	-	-	942 723 038	4,7
Rheinland-Pfalz	45 889	1,3	-	-	1 283 025	0,9	1 283 025	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	903 746 380	4,6	-	-	903 746 380	4,5
Schleswig-Holstein	2 188 612	61,3	-	-	29 701 788	21,0	29 701 788	0,1
Thüringen	-	-	34 072 544	0,2	-	-	34 072 544	0,2
<b>Summe</b>	<b>3 572 462</b>	<b>100,0</b>	<b>19 761 521 364</b>	<b>100,0</b>	<b>141 452 343</b>	<b>100,0</b>	<b>19 902 973 707</b>	<b>100,0</b>

## 4.1 Erdölförderung

Gegenüber 2004 hat sich die Anzahl der produzierenden Erdölfelder nicht geändert und lag weiterhin bei 44 (Tab. 9). In Folge von Bohrtätigkeiten und bedingt durch die Wiederinbetriebnahme bestehender Sonden erhöhte sich die Zahl der in Betrieb befindlichen Förderbohrungen um 15 auf nunmehr 1097, bezogen auf den Stichtag 31.12.2005. Hier machte sich der hohe Ölpreis bemerkbar.

Die Erdöl- und Kondensatförderung in 2005 lag mit 3,6 Mio. t nur wenig über der des Vorjahres (Tab. 9, Anl. 5). Dabei machte die Kondensatproduktion einen Anteil von rd. 2,5 Prozent aus. Der leichte Anstieg der Gesamtproduktion um 1,6 Prozent im Vergleich zum Vorjahr geht auf eine Mehrförderung im Feld Mittelplate zurück. Letzteres konnte den natürlichen Förderrückgang in den meisten übrigen Erdöl-Förderprovinzen somit mehr als ausgleichen. In der deutschen Nordsee wurde im Berichtszeitraum weniger Kondensat gefördert als ein Jahr zuvor.

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

Das seit 1987 produzierende Feld Mittelplate/Dieksand im Gebiet nördlich der Elbe stellte weiterhin mit Abstand das förderstärkste Feld dar. Von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate

und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog aus wurden mit zuletzt 19 Förderbohrungen 61,3 Prozent der deutschen Erdölproduktion erbracht. Das bedeutet rechnerisch eine durchschnittliche Förderrate in der Größenordnung von 316 t pro Tag und Bohrung. Insgesamt sind aus den Dogger-Sandsteinen dieser Lagerstätte bis Ende 2005 mehr als 16 Millionen Tonnen Erdöl gefördert worden.

Wie geplant konnte die Pipeline-Anbindung der Bohr- und Förderinsel Mittelplate an die Aufbereitungsanlagen der Landstation Dieksand in 2005 realisiert werden. Nach dem erfolgreichen Abschluss der Verlege-Arbeiten wurde die Ölpipeline Ende Oktober 2005 in Betrieb genommen. Nach Installation der neuen Bohranlage, die nach einer Testphase in 2006 in Betrieb gegangen ist, sind somit die Voraussetzungen geschaffen, die Gesamtförderung in 2007 auf bis zu 2,5 Mio. t anzuheben.

Die nach Mittelplate förderstärksten Erdölfelder liegen sämtlich in Niedersachsen, wobei die auf den Positionen 2 bis 5 liegenden Lagerstätten sich im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems befinden (Tab. 12). Als erstes folgt das seit 1949 in Betrieb befindliche Ölfeld Rühle mit den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Nach einer Kumulativproduktion von mehr als 31 Mio. t ist aus Rühle im Berichtszeitraum mit 267 824 t Erdöl etwas weniger als im Vorjahr gefördert worden. Diese Menge entspricht gut 12 Prozent von Mittelplate, musste aber mit durchschnittlich 202 Bohrungen realisiert werden und entspricht einer rechnerischen Förder-

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2001 bis 2005.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )		
2001	3,444	152,157	46	1 153
2002	3,705	144,451	46	1 144
2003	3,809	137,343	46	1 116
2004	3,516	141,385	44	1 082
<b>2005</b>	<b>3,572</b>	<b>141,452</b>	<b>44</b>	<b>1 097</b>

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2005.

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2005 t	kumulativ t	2005 m³(V <sub>n</sub> )	kumulativ m³(V <sub>n</sub> )	
	<b>Nordsee</b>							
	A6 / B4*	1974	Wintershall	66 263	581 587	-	-	*
	<b>Nördlich der Elbe</b>							
SH	Mittelplate / Dieksand	1980	RWE Dea	2 188 612	16 246 058	29 701 788	226 623 673	19
HH	Reitbrook			13 961	5 872 410	28 860 669	939 550 014	14
HH	Allermöhe	1979	GdFPEG	1 063	87 872	18 890	1 448 919	1
HH	Reitbrook-Alt	1937	GdFPEG	7 073	2 520 185	28 738 389	887 156 486	5
HH	Reitbrook-West	1960	GdFPEG	5 825	3 264 352	103 390	50 944 609	8
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	
	Summe Gebiet			2 202 573	42 163 214	58 562 457	880 593 612 2 046 767 299	33
	<b>Oder/Neiße-Elbe</b>							
BR	Kietz	1987	EEG	20 465	134 425	6 876 380	40 945 960	2
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	EEG	2 345	100 944	522 815	24 051 742	2
MV	Lütow	1965	EEG	4 971	1 307 658	1 135 144	639 949 372	6
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	
	Summe Gebiet			27 781	3 097 808	8 534 339	613 914 857 1 318 861 931	10
	<b>Elbe-Weser</b>							
NI	Eddesse (-Nord)	1876	GdFPEG	2 111	842 699	32 027	16 223 719	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	13 685	3 243 685	52 260	26 621 052	21
NI	Hankensbüttel			44 082	12 526 568	1 179 598	326 313 948	23
NI	Nord, Mitte, Ost (Pool)	1954	EMPG	18 993	351 484	254 924	4 622 027	10
NI	Süd	1954	RWE Dea	25 089	12 175 084	924 674	321 691 921	13
NI	Knesebeck (-Vorhop)	1958	GdFPEG	16 752	3 271 975	134 586	26 215 850	17
NI	Höver (Lehrte)	1956	GdFPEG	1 601	339 804	99 867	12 001 445	9
NI	Lüben			34 091	2 306 260	288 187	13 304 928	16
NI	Bodenteich	1960	EMPG	1 263	70 873	2 746	248 241	1
NI	Lüben/ Lüben-West	1955	EMPG	32 828	2 235 387	285 441	13 056 687	15
NI	Nienhagen (-Elwerath)	1861	EMPG	3 940	3 677 737	32 912	2 560 748	8
NI	Ölheim-Süd			11 923	1 457 301	10 457 410	65 909 214	21
NI	Ölheim-Süd (Unterkreide)	1968	GdFPEG	11 371	1 422 259	10 438 300	65 049 199	20
NI	Ölheim-Süd (Rhät)	1968	GdFPEG	552	35 041	19 110	860 015	1
NI	Rühme	1954	EMPG	29 501	2 010 836	242 971	18 946 296	34
HH/NI	Sinstorf			9 895	2 955 647	170 985	53 055 875	6
HH/NI	Groß Hamburg	1960	GdFPEG	3 054	1 912 341	52 771	34 211 627	0
HH/NI	Meckelfeld-West	1960	GdFPEG	5 548	727 276	95 856	13 139 237	0
HH/NI	Sottorf-Ost	1960	GdFPEG	1 293	316 029	22 358	5 705 011	0
NI	Vorhop	1952	GdFPEG	17 739	2 784 087	3 752 736	160 687 826	23
NI	Wittingen (-Südost)	1970	GdFPEG	729	75 272	-	1 048 152	1
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 433	101 807	-	-	*
NI	Thönse (Rhät)*	1952	EMPG	1 852	83 688	-	-	*
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			3 949	52 586	-	-	
	Summe Gebiet			194 283	73 702 216	16 443 539	1 327 487 200 2 050 376 253	194
	<b>Weser-Ems</b>							
NI	Barenburg	1953	EMPG	39 990	6 747 441	2 673 412	497 152 214	29
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	18 386	3 457 469	604 639	62 767 445	14
NI	Bramberge			179 314	18 710 922	12 096 900	979 818 050	44
NI	Bramhar	1957	GdFPEG	133 729	14 045 604	9 135 553	763 614 739	0
NI	Osterbrook	1957	GdFPEG	12 430	1 291 735	880 976	59 475 940	0
NI	Wettrup	1957	GdFPEG	33 155	3 373 584	2 080 371	156 727 371	0
NI	Düste			23 022	6 223 540	767 337	198 027 795	42
NI	Aldorf	1952	Wintershall	5 015	2 411 584	164 836	120 283 507	12
NI	Düste-Valendis	1954	Wintershall	10 034	1 730 414	329 483	30 000 372	22
NI	Wietingsmoor	1954	EMPG	7 973	2 081 542	273 018	47 743 916	8

BB: Brandenburg, BY: Bayern, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstei.; \*: Erdgasfeld mit Kondensatförderung, vgl. Tabelle 14.

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2005	kumulativ	2005	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	Groß Lessen	1969	EMPG	14 190	3 346 810	978 300	85 639 187	5
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	5 596	2 257 455	190 489	219 557 879	10
NI	Liener	1953	EMPG	625	105 369	25 500	7 048 958	3
NI	Löningen			7 272	659 924	1 263 207	318 353 002	6
NI	Löningen / Löningen-SE	1963	EMPG	2 074	469 027	1 059 025	291 403 233	3
NI	Löningen-West	1960	EMPG	5 198	190 897	204 182	26 949 769	3
NI	Matrum	1982	EMPG	1 768	169 428	279 067	17 152 950	3
NI	Siedenburg	1957	EMPG	6 348	1 047 879	244 078	62 038 942	10
NI	Sögel	1983	GdFPEG	462	27 017	22 700	1 368 311	2
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	6 808	979 157	466 365	23 210 175	8
NI	Vechta			7 949	2 375 157	971 946	599 170 750	10
NI	Hagen	1957	EMPG	596	135 637	60 609	10 779 829	1
NI	Harme	1956	EMPG	61	343 052	5 112	51 368 593	0
NI	Welppe	1957	EMPG	7 293	1 896 469	906 225	537 022 328	9
NI	Voigtei			20 070	4 041 796	2 179 997	339 924 293	59
NI	Voigtei (Wealden)	1953	EMPG	878	121 615	112 857	8 931 029	8
NI	Voigtei (Jura)	1953	EMPG	19 192	3 920 181	2 067 140	330 993 264	51
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	12 932	2 626 831	1 298 262	280 255 756	12
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 336	99 936	-	-	
	Summe Gebiet			-	4 094 694	-	286 594 514	
				346 068	56 970 826	24 062 199	3 978 080 221	257
<b>Westlich der Ems</b>								
NI	Adorf	1948	GdFPEG	18 419	1 640 337	629 690	56 415 053	7
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	134 946	9 012 382	1 963 749	128 396 228	92
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	132 184	17 982 996	9 969 000	1 702 446 000	140
NI	Meppen / Meppen-Schwefingen	1960	EMPG	37 682	2 995 319	2 074 630	137 277 549	18
NI	Rühle			267 824	31 428 442	11 732 176	1 202 925 503	202
NI	Rühlmoor-Valendis	1949	EMPG	243 277	26 076 542	10 128 462	1 104 547 970	172
NI	Rühlertwist-Valendis	1949	GdFPEG	24 547	5 351 899	1 603 714	98 377 533	30
NI	Scheerhorn	1949	GdFPEG	41 180	8 588 778	3 447 903	493 047 041	52
NI	Ringe	1998	GdFPEG	19 918	79 400	436 990	1 705 055	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 855	337 487	-	-	
	Summe Gebiet			-	4 224 220	-	1 040 525 817	
				654 007	76 289 361	30 254 138	4 762 738 246	513
<b>Oberrheintal</b>								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	18 847	1 287 337	457 041	28 469 364	10
RP	Landau	1955	Wintershall	26 376	4 303 028	492 698	13 405 907	72
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	666	34 954	333 286	11 334 386	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	
	Summe Gebiet			-	1 641 345	-	36 195 778	
				45 889	7 266 664	1 283 025	89 405 435	83
<b>Alpenvorland</b>								
BY	Aitingen	1976	Wintershall	29 787	1 196 930	2 312 646	80 904 657	6
BY	Hebertshausen	1982	RWE Dea	4 205	125 942	-	1	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 569	15 067	-	-	
	Summe Gebiet			-	11 583 879	-	2 381 467 957	
				35 561	12 921 817	2 312 646	2 462 372 615	7
<b>Kondensat der Erdgasförderung</b>								
	Thüringer Becken			0	32 657	-	-	
	Niederrhein-Münsterland			37	9 688	-	-	
<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>								
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	
<b>Summe Deutschland</b>				<b>3 572 462</b>	<b>273 052 528</b>	<b>141 452 343</b>	<b>16 726 424 000</b>	<b>1 097</b>

EEG: EEG - Erdgas Erdöl GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GdFPEG: Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall AG

rate von rund 3,6 t pro Tag und Bohrung. Die dritthöchste Jahresförderung kam mit 179 314 t aus dem Ölfeld Bramberge, das in 2005 aus 44 Bohrungen rechnerisch 11,2 t pro Tag und Bohrung produzierte.

In den Feldern Rühle, Georgsdorf und Emlichheim wurden zur Erhöhung der Ausbeute Tertiärmaßnahmen (Dampf- oder Heiß-/Warmwasserfluten) fortgeführt. Bezogen auf die Reinöl-Gesamtförderung (ohne Kondensat) in Höhe von rund 3,5 Mio. t lag der Anteil der Thermalprojekte bei 9,3 Prozent. Gegenüber 2004 verringerte sich die Mehrförderung durch Enhanced Oil Recovery (EOR) weiter, und

zwar um knapp 6 Prozent auf nunmehr 322 980 t. In den betroffenen Lagerstätten lag der Anteil durch Tertiärmaßnahmen in 2005 bei fast 90 Prozent der Gesamtförderung.

Rund 27 Prozent der Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammte aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Barenburg, Bramberge, Emlichheim, Georgsdorf und Rühle. Aufgrund der Förderleistung von Mittelplate einerseits und der natürlichen Erschöpfung der Lagerstätten in der Unterkreide andererseits erhöhte sich der Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger auf gut 68 Prozent (Anl. 9).

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2003 bis 2005 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2003		2004		2005		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	97 232	2,6	100 504	2,9	<b>66 263</b>	<b>1,9</b>	581 587	0,2
Nördlich der Elbe	2 255 063	59,2	2 022 495	57,5	<b>2 202 573</b>	<b>61,7</b>	42 163 214	15,4
Oder/Neiße-Elbe	30 461	0,8	29 460	0,8	<b>27 781</b>	<b>0,8</b>	3 097 808	1,1
Elbe-Weser	222 452	5,8	208 637	5,9	<b>194 283</b>	<b>5,4</b>	73 702 216	27,0
Weser-Ems	387 439	10,2	380 165	10,8	<b>346 068</b>	<b>9,7</b>	56 970 826	20,9
Westlich der Ems	726 311	19,1	692 190	19,7	<b>654 007</b>	<b>18,3</b>	76 289 361	27,9
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	141	0,0	64	0,0	<b>37</b>	<b>0,0</b>	9 688	0,0
Oberrheintal	54 182	1,4	50 028	1,4	<b>45 889</b>	<b>1,3</b>	7 266 664	2,7
Alpenvorland	35 666	0,9	32 774	0,9	<b>35 561</b>	<b>1,0</b>	12 921 817	4,7
<b>Summe</b>	<b>3 808 946</b>	<b>100</b>	<b>3 516 318</b>	<b>100</b>	<b>3 572 462</b>	<b>100</b>	<b>273 052 528</b>	<b>100</b>

Tab. 12: Jahresförderungen 2004 und 2005 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2004		2005		kumulativ		Fördersonden in 2005
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate (SH)	2 010 300	57,2	2 188 612	61,3	16 246 058	5,9	19
Rühle (NI)	275 452	7,8	267 824	7,5	31 428 442	11,5	202
Bramberge (NI)	197 133	5,6	179 314	5,0	18 710 922	6,9	44
Emlichheim (NI)	139 706	4,0	134 946	3,8	9 012 382	3,3	92
Georgsdorf (NI)	143 228	4,1	132 184	3,7	17 982 996	6,6	140
Hankensbüttel (NI)	49 184	1,4	44 082	1,2	12 526 568	4,6	23
Scheerhorn (NI)	47 328	1,3	41 180	1,2	8 588 778	3,1	52
Barenburg (NI)	44 069	1,3	39 990	1,1	6 747 441	2,5	29
Meppen (NI)	43 341	1,2	37 682	1,1	2 995 319	1,1	18
Lüben (NI)	35 426	1,0	34 091	1,0	2 306 260	0,8	16

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung



## 4.2 Erdgasförderung

Nachdem in 2004 noch 20,3 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas gefördert worden sind, lag die Erdgasproduktion aus den heimischen Gasfeldern im Berichtsjahr erstmals seit der Wiedervereinigung Deutschlands unter 20 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas (natürlicher Brennwert). In 2005 wurden 19,8 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas produziert, also 2,5 Prozent weniger als im Vorjahr. Die geförderte Menge entspricht einem Volumen von 18,7 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Reingas mit einem normierten Brennwert von  $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ . Darüber hinaus wurden erneut rund 141 Mio.  $\text{m}^3$  Erdöl-gas gewonnen, das als Begleitprodukt bei der Erdölgewinnung vor allem in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Hamburg anfällt (Tab. 8 und 13).

Ende des Jahres 2005 waren nach Angaben der fünf Fördergesellschaften insgesamt 83 Erdgaslagerstätten in Produktion, also eine mehr als im Vorjahreszeitraum. Es handelt sich hierbei um die Rotliegend Erdgaslagerstätte Manslagt. Bereits in den Jahren 1993 bis 2000 wurde von der in der Emsmündung gelegenen unbemannten Produktionsplattform Manslagt Z1 Süßgas gefördert. Nach erfolgreicher Aufwältigung konnte die Bohrung wieder in Produktion genommen werden.

Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2005 fördernden Bohrungen ist um 17 auf 488 Sonden zurückgegangen.

Im Berichtszeitraum ist aus dem Karbon in Wietingsmoor kein Erdgas gefördert worden. Weiterhin ohne Produktion in 2005 waren die

Felder/Teilfelder Osterheide (Rotliegend), Brettorf (Zechstein), Düste (Karbon), Oythe (Karbon), Kirchseelte (Zechstein), Neubruchhausen (Zechstein) und Albaching-Rechtmehring (Tertiär). Die Verfüllung von Alvern/Munsterlager wird in 2006 abgeschlossen.

Tabelle 14 beinhaltet eine Aufstellung der in 2005 aktiven Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder.

Das derzeit einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld Nordsee A6/B4 hat in 2005 fast eine Milliarde  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas gefördert. Ende des Jahres waren 3 Sonden in Betrieb. Das Feld nimmt bei der Rohgas-Jahresförderung noch vor Salzwedel Rang 8 der förderstärksten Erdgasfelder ein (Tab. 16). Die Produktion des Feldeskomplexes Salzwedel/Sanne/Wenzeging in 2005 erneut deutlich zurück. Nach einer Jahresförderung von 1,65 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas in 2002 produzierte der Feldeskomplex im Berichtszeitraum nur noch 0,9 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$ . Das Erdgas aus Salzwedel weist aufgrund der hohen Stickstoffanteile einen mehr als 3-fach geringeren durchschnittlichen Energieinhalt auf als z.B. das von Nordsee A6/B4. Letzteres hat einen durchschnittlichen Brennwert von  $11,9 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ .

Niedersachsen ist das Zentrum der deutschen Erdgasförderung. Die überwiegende Zahl der produzierenden Erdgasfelder (90 Prozent) und fördernden Erdgassonden (63 Prozent) lag in Niedersachsen (Tab. 14 und 15). In Niedersachsen sind es im Wesentlichen zwei Spei-

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2001 bis 2005.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$		
2001	21 545 384	152 157	21 697 540	88	577
2002	21 423 962	144 451	21 568 413	86	579
2003	22 092 236	137 343	22 229 579	82	559
2004	20 263 653	141 385	20 405 038	82	505
<b>2005</b>	19 761 521	141 452	19 902 974	83	488

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2005 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2005 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Nordsee</b>					
	A6 / B4	1974	Wintershall	942 723 038	5 832 034 190	3
	<b>Elbe-Weser</b>					
NI	Alvern / Munsterlager	1978	EMPG	0	295 423 593	0
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	45 220	137 986 060	1
NI	Becklingen / Wardböhlen			115 232 535	2 142 346 690	3
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	14 896 869	1 046 623 755	1
NI	Bleckmar	1999	RWE Dea	65 923 508	335 303 655	1
NI	Wardböhlen	1987	RWE Dea	34 412 158	760 419 280	1
NI	Dethlingen			566 495 368	20 579 367 605	5
NI	Munster / -N / -SW (Dethlingen-New)	1973	EMPG	513 194 858	17 904 661 286	3
NI	Osterheide	1998	RWE Dea	0	121 230 456	0
NI	Schmarbeck	1971	EMPG	53 300 510	2 553 475 863	2
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	3 007 720	269 913 979	1
NI	Einloh	1988	EMPG	7 283 634	274 385 695	1
NI	Hamwiede	1968	EMPG	78 443 110	1 876 668 049	3
NI	Husum / Schneeren			619 393 956	7 915 064 724	10
NI	Husum	1986	EMPG	246 403 656	5 045 919 324	3
NI	Schneeren	1990	GdFPEG	273 017 300	2 167 033 100	6
NI	Schneeren-Ost	1991	GdFPEG	99 973 000	702 112 300	1
NI	Imbrock	1995	EMPG	52 271 220	868 368 163	2
NI	Ostervesede	1983	EMPG	1 579 241	145 461 077	0
NI	Rotenburg / Taaken			2 523 402 703	43 634 503 051	29
NI	Taaken			147 657 092	4 174 135 715	3
NI	Taaken	1982	EMPG	109 839 100	3 207 505 445	2
NI	Mulmshorn (Z3a)	1996	EMPG	37 817 992	966 630 270	1
NI	Bötersen			1 504 067 468	19 979 751 371	14
NI	Bötersen (EMPG)	1987	EMPG	550 787 587	7 429 047 369	5
NI	Bötersen (RWE Dea)	1991	RWE Dea	296 032 486	3 745 307 250	3
NI	Mulmshorn / Borchel	1984	EMPG	617 250 776	8 321 974 720	5
NI	Mulmshorn (Z6)	1996	EMPG	39 996 619	483 422 032	1
NI	Hemsbünde			870 317 983	19 136 871 691	11
NI	Hemsbünde Pool	1985	RWE Dea	842 627 845	17 696 094 373	10
NI	Worth	1988	EMPG	27 690 138	1 440 777 318	1
NI	Preyersmühle-Hastedt	1984	EMPG	1 360 160	343 744 274	1
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)			903 746 380	206 164 064 291	130
NI	Söhlingen			1 328 065 648	32 917 847 237	21
NI	Söhlingen	1980	EMPG	1 006 799 184	21 131 887 211	13
NI	Söhlingen-Ost / Grauen	1981	EMPG	321 266 464	11 785 960 026	8
NI	Soltau / Friedrichseck			125 447 373	5 755 733 538	3
NI	Soltau	1984	EMPG	9 834 589	3 187 242 181	1
NI	Friedrichseck	1990	EMPG	115 612 784	2 568 491 357	2
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	50 509 316	2 220 155 022	6
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	28 026 820	1 164 799 930	2
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	1 032 004 033	9 076 309 531	11
NI	Walsrode / Idsingen			1 027 370 044	9 354 209 140	8
NI	Walsrode Z2-Block	1980	EMPG	16 549 118	327 605 705	1
NI	Walsrode-West	1990	EMPG	341 123 024	3 509 830 100	3
NI	Walsrode Z4-Block / Idsingen	1980	EMPG	669 697 902	5 516 773 335	4
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	122 980 940	833 113 609	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				14 955 267 655	
	Summe Gebiet			8 585 305 261	360 580 988 639	237
	<b>Weser-Ems</b>					
NI	Apeldorn	1963	GdFPEG	167 500 400	4 656 776 560	3
NI	Bahrenborstel / Uchte (s)			89 766 922	2 858 609 494	3
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	36 993 073	2 564 106 951	2
NI	Uchte	1981	EMPG	52 773 849	294 502 543	1
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (z)			757 665 139	12 258 960 004	10
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	151 130 541	3 888 373 788	4
NI	Burgmoor / Uchte	1981	EMPG	606 534 598	8 370 586 216	6
NI	Barrien	1964	Wintershall	80 276 184	12 152 942 130	6

BB: Brandenburg, BY: Bayern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt, TH Thüringen

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2005	kumulativ	
				m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Fortsetzung Weser-Ems</b>					
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt			289 445 097	8 632 449 719	4
NI	Brettorf	1977	EMPG	0	1 139 782 246	0
NI	Brinkholz	1982	EMPG	272 468 283	3 548 335 109	3
NI	Neerstedt	1981	EMPG	16 976 814	3 944 332 364	1
NI	Barenburg / Buchhorst (s)			254 734 321	4 963 354 014	4
NI	Barenburg	1961	EMPG	23 563 173	407 681 953	1
NI	Buchhorst	1959	EMPG	231 171 148	4 555 672 061	3
NI	Barenburg / Buchhorst (z)			135 820 453	16 169 647 035	5
NI	Barenburg	1961	EMPG	57 350 582	8 337 468 541	3
NI	Buchhorst	1959	EMPG	78 469 871	7 832 178 494	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	79 536 781	8 150 636 749	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	7 643 731	316 889 912	1
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	63 278 406	2 338 310 222	1
NI	Dötlingen	1965	EMPG	219 007 778	15 993 887 253	4
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	18 169 208	767 211 858	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	0	29 479 065	0
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	11 375 964	1 260 269 118	2
NI	Goldenstedt / Visbek (z)			1 746 979 420	49 709 834 533	19
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	829 475 358	13 136 267 115	10
NI	Visbek	1963	EMPG	917 504 062	36 573 567 418	9
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)			48 627 140	2 340 887 544	2
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	48 627 140	1 808 677 524	2
NI	Oythe	1968	EMPG	0	532 210 020	0
NI	Großes Meer	1978	GdFPEG	8 818 700	395 081 800	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	568 632	204 797 816	0
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (z)			1 362 450 003	26 763 919 201	12
NI	Hemmelte	1980	EMPG	955 048 534	18 820 359 801	7
NI	Kneheim	1985	EMPG	360 950 585	3 852 835 077	4
NI	Vahren	1981	EMPG	46 450 884	4 090 724 323	1
NI	Hengstlage (s)	1963	EMPG	823 565 674	60 609 902 968	15
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (z)			294 237 045	23 965 707 363	12
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer	1968	EMPG	145 357 346	21 466 181 953	10
NI	Sagermeer-Süd	1973	EMPG	15 739 373	1 091 387 825	1
NI	Sagermeer-Südwest	1998	EMPG	133 140 326	1 408 137 585	1
NI	Klosterseele / Kirchseele / Ortholz			1 020 284 508	9 914 782 208	4
NI	Kirchseele	1992	EMPG	0	771 613 540	0
NI	Klosterseele	1985	EMPG	1 020 284 508	9 143 168 668	4
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	6 052 158	136 713 422	1
NI	Leer	1984	GdFPEG	10 035 200	282 650 200	1
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	9 172 588	2 281 808 486	1
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	8 684 866	415 045 083	1
NI	Manslagt	1990	EMPG	46 232 371	1 134 966 299	1
NI	Neubruchhausen	1993	EMPG	0	384 327 462	0
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	13 614 749	2 502 304 668	9
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	0	5 809 580 274	0
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	39 163 569	8 313 602 929	4
NI	Siedenburg / Staffhorst (s)			400 272 352	12 339 498 762	10
NI	Siedenburg	1963	EMPG	365 009 347	11 015 382 930	8
NI	Staffhorst	1964	Wintershall	35 263 005	1 324 115 832	2
NI	Siedenburg / Staffhorst (z)			223 714 604	32 857 334 177	6
NI	Siedenburg-Ost	1964	EMPG	202 762 916	21 205 915 637	5
NI	Staffhorst / Borstel	1963	Wintershall	20 951 688	11 651 418 540	1
NI	Siedenburg-West / Hesterberg			716 381 622	21 570 760 446	8
NI	Siedenburg-West	1964	EMPG	545 967 861	15 359 737 621	6
NI	Hesterberg	1967	EMPG	170 413 761	6 211 022 825	2
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	27 769 708	868 811 823	2
NI	Uphuser Meer	1981	GdFPEG	5 027 500	152 600 500	1
NI	Uttum / Greetsiel / Leybucht			27 279 956	3 185 942 124	3
NI	Uttum	1970	EMPG	22 532 035	956 488 248	1
NI	Greetsiel	1972	EMPG	325 721	1 677 515 094	1
NI	Leybucht	1976	GdFPEG	4 422 200	551 938 782	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	2 671 363	97 491 025	1

EEG: EEG - Erdgas Erdöl GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GdFPEG: Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall AG

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2005 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Fortsetzung Weser-Ems</b>					
NI	Varnhorn / Quaadm. / Wöstendöllen ...			742 983 907	20 947 783 329	12
NI	Varnhorn	1968	EMPG	256 902 832	11 630 620 344	7
NI	Quaadmoor / Wöstendöllen	1969	EMPG	327 554 813	8 256 617 938	3
NI	Rechterfeld	1988	EMPG	158 526 262	1 060 545 047	2
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	140 698 778	3 844 321 558	1
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	0	434 391 325	0
	aus aufgegebenen Vorkommen				74 900 754 359	
	Summe Gebiet			9 899 506 797	456 915 024 817	180
	<b>Westlich der Ems</b>					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1955	GdFPEG	7 861 900	646 655 830	1
NI	Adorf (Zechstein)	1955	GdFPEG	1 973 500	2 448 639 700	2
NI	Annaveen	1963	EMPG	6 894 425	744 485 639	2
NI	Bentheim	1938	GdFPEG	13 139 200	3 525 655 700	2
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	17 729 613	3 188 293 215	5
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	8 563 480	894 308 494	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (z)			4 267 795	3 582 297 274	2
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	3 621 874	3 557 055 685	1
NI	Laarwald	1995	Wintershall	645 921	25 241 589	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (c)			7 191 154	194 707 608	1
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	6 545 233	169 466 019	1
NI	Laarwald	1995	Wintershall	645 921	25 241 589	0
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	11 441 254	888 070 702	2
NI	Frenswegen	1951	GdFPEG	3 323 600	214 494 800	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GdFPEG	6 373 200	1 481 873 200	1
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)			51 294 200	5 298 265 500	6
NI	Itterbeck-Halle	1951	GdFPEG	47 474 400	5 016 442 400	5
NI	Getelo	1965	GdFPEG	3 819 800	281 823 100	1
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GdFPEG	12 859 600	3 358 853 100	2
NI	Kalle (Karbon)	1958	GdFPEG	12 805 000	470 470 700	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1961	GdFPEG	6 010 500	873 842 400	1
NI	Ratzel (Karbon)	1960	GdFPEG	135 100	436 777 200	0
NI	Ringe (Karbon)	1998	GdFPEG	40 603 000	281 870 700	1
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	17 532 810	2 749 493 727	3
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	18 721 963	571 437 970	2
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GdFPEG	21 856 800	3 048 956 000	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GdFPEG	436 300	312 386 000	2
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 408 285 386	
	Summe Gebiet			271 014 394	38 620 120 845	41
	<b>Thüringer Becken</b>					
TH	Fahner Höhe	1960	EEG	2 784 572	75 707 248	4
TH	Kirchheiligen	1958	EEG	870 163	296 493 817	4
TH	Langensalza-Nord	1935	EEG	2 464 532	256 943 696	7
TH	Mühlhausen	1932	EEG	27 953 277	1 814 867 660	9
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 588 258 048	
	Summe Gebiet			34 072 544	6 032 270 469	24
	<b>Niederrhein-Münsterland</b>					
NW	Ochtrup	1990	GdFPEG	1 546 100	248 995 300	0
	<b>Alpenvorland</b>					
BY	Albaching-Rechtmehring	1957	EMPG	0	1 189 882 000	0
BY	Inzenham-West (Förderfeld)	1971	RWE Dea	27 353 230	935 024 161	3
	aus aufgegebenen Vorkommen				15 352 992 284	
	Summe Gebiet			27 353 230	17 477 898 445	3
	<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>					
	Nördlich der Elbe				231 000 000	
	Oder/Neiße-Ebe				947 602 968	
	Oberrheintal				1 052 490 217	
	<b>Summe Deutschland</b>			<b>19 761 521 364</b>	<b>887 938 425 890</b>	<b>488</b>

Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2005.

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2003 bis 2005 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2003		2004		2005		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	993 192	4,5	1 136 092	4,5	942 723	4,8	5 832 034	0,7
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	10 736 252	48,6	9 338 857	48,6	8 585 305	43,4	360 580 989	40,6
Weser-Ems	9 951 478	45,0	9 413 860	45,0	9 899 507	50,1	456 915 025	51,5
Westlich der Ems	327 622	1,5	313 175	1,5	271 014	1,4	38 620 121	4,3
Thüringer Becken	50 357	0,2	48 558	0,2	34 073	0,2	6 032 270	0,7
Niederrhein-Münsterland	4 471	0,0	2 114	0,0	1 546	0,0	248 995	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	28 863	0,1	10 996	0,1	27 353	0,1	17 477 898	2,0
<b>Summe</b>	<b>22 092 236</b>	<b>100</b>	<b>20 263 653</b>	<b>100</b>	<b>19 761 521</b>	<b>100,0</b>	<b>887 938 426</b>	<b>100</b>

Tab. 16: Jahresförderungen 2004 und 2005 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2004		2005		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 2005
Rotenburg-Taaken (NI)	2 729 841	13,4	2 523 403	12,8	43 634 503	4,9	29
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 566 400	7,7	1 746 979	8,8	49 709 835	5,6	19
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	1 116 187	5,5	1 362 450	6,9	26 763 919	3,0	12
Söhlingen (NI)	1 342 782	6,6	1 328 066	6,7	32 917 847	3,7	21
Völkersen (NI)	843 894	4,2	1 032 004	5,2	9 076 310	1,0	11
Walsrode/Idsingen (NI)	1 219 168	6,0	1 027 370	5,2	9 354 209	1,1	8
Klosterseele/Kirchs./Ortholz (NI)	950 437	4,7	1 020 285	5,2	9 914 782	1,1	4
Nordsee A6/B4	1 136 092	5,6	942 723	4,8	5 832 034	0,7	6
Salzwedel/Sanne/Wenze (SN)	1 158 364	5,7	903 746	4,6	206 164 064	23,2	130
Hengstlage (Buntsandstein) (NI)	919 368	4,5	823 566	4,2	60 609 903	6,8	15
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

cherhorizonte, aus denen die große Menge des Erdgases gefördert wird: Die Sandsteine des höheren Rotliegend und die Dolomite des tieferen Zechstein.

Wie im Vorjahr war der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken (Rotliegend) mit einer Rohgas-Gesamtproduktion von 2,5 Mrd. m<sup>3</sup> in 2005 das förderstärkste Gasfeld der Bundesrepublik Deutschland (Tab. 16), gefolgt von Goldenstedt/Visbek (Zechstein) und Hemmelte/Kneheim/Vahren (Zechstein). Die zehn förderstärksten Felder produzierten im Berichtszeitraum wie im letzten Jahr 64 Prozent der gesamten Jahresförderung in Deutschland.

Bundesweit verteilte sich die Erdgasförderung in 2005 fast gleichmäßig auf den Zechstein (41 %) und das Rotliegend (40 %). Die restlichen ca. 19 Prozent wurden aus Sandsteinen der Trias (10 %), des Jura (5 %), des Oberkarbon (4 %) und ganz untergeordnet aus tertiären Sedimenten (0,1 %) produziert (Anl. 10).

Die kumulative Erdgasförderung der Bundesrepublik Deutschland lag Ende 2005 bei rund 888 Mrd. m<sup>3</sup>. Dies entspricht knapp 62 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge 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 Reservenbericht beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert)  $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ , der in der Förderindustrie auch als "Groningen-Brennwert" bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das LBEG berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und in Anlehnung an die fünf 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** sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 90 Prozent).

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

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

Beide Reservenklassen hängen von den jeweiligen Erdöl- bzw. Erdgaspreisen ab. Die schwierige, langfristige Prognose dieser Preise bestimmt daher wesentlich 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 derzeit 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 in gleicher Weise.

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 2006

Die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland lag am 1. Januar 2006 bei 46,5 Mio. t und damit um 4,5 Mio. t oder 8,8 Prozent unter der des Vorjahres (Tab. 17 und Anl. 11). Nach Abzug der Jahresproduktion an Erdöl und Kondensat in 2005 in Höhe von 3,6 Mio. t ergibt sich eine Abnahme der entsprechenden initialen Reserven von 0,9 Mio. t gegenüber dem letzten Berichtsjahr. Dieser Rückgang der Gesamtreserven beruht zum großen Teil auf Neubewertungen der wahrscheinlichen Reserven im Gebiet westlich der Ems.

Für die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Höhe von 46,5 Mio. t ergibt sich bei Fortschreibung des Jahresverbrauchs in 2005 von 3,6 Mio. t eine statische Reichweite des Erdöls am Stichtag 1. Januar 2006 von 13 Jahren (Vorjahreswert: 14,5 Jahre). Die deutlich gesunkene statische

Reichweite geht vor allem auf den produktionsbedingten weiteren Abbau der Reserven zurück, die darüber hinaus infolge von Neubewertungen nach unten revidiert worden sind (Anl. 12). Wahrscheinlich wird aber ein anhaltend hoher Ölpreis mittelfristig die Erschließung zusätzlicher Erdölreserven ermöglichen.

Fast alle sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven liegen in Schleswig-Holstein (65 %) und Niedersachsen (32 %). Dabei enthalten Sandsteine des Dogger und der Unterkreide nahezu die gesamten Erdölvorräte in Deutschland, nämlich 96 Prozent. Die restlichen Erdölreserven verteilen sich größtenteils auf Träger im Malm und Tertiär. Die Tabelle 17 sowie die Anlage 9 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven am 1. Januar 2006 und der Förderung 2005, getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2006 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2005			Produktion	Reserven am 1. Januar 2006		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2005	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,563	0,175	0,739	0,034	0,369	0,173	0,542
Brandenburg	0,140	0,135	0,275	0,020	0,115	0,005	0,120
Hamburg	0,217	0,103	0,320	0,022	0,199	0,050	0,249
Mecklenburg-Vorpommern	0,011	0,004	0,015	0,007	0,011	0,006	0,017
Niedersachsen	13,179	3,629	16,808	1,186	12,255	2,804	15,059
Nordsee	0,206	0,086	0,292	0,066	0,169	0,007	0,176
Rheinland-Pfalz	0,287	0,056	0,343	0,046	0,242	0,056	0,298
Schleswig-Holstein	16,573	15,600	32,173	2,189	14,394	15,600	29,994
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,206	0,086	0,292	0,066	0,169	0,007	0,176
Nördlich der Elbe	16,737	15,703	32,440	2,203	14,536	15,650	30,186
Oder/Neiße-Elbe	0,151	0,139	0,290	0,028	0,126	0,011	0,137
Elbe-Weser	1,529	0,185	1,714	0,194	1,386	0,106	1,492
Weser-Ems	3,682	1,623	5,306	0,346	3,517	1,643	5,160
Westlich der Ems	8,021	1,820	9,841	0,654	7,409	1,055	8,464
Oberrheintal	0,287	0,056	0,343	0,046	0,242	0,056	0,298
Alpenvorland	0,563	0,175	0,739	0,036	0,369	0,173	0,542
<b>Summe Deutschland</b>	<b>31,176</b>	<b>19,788</b>	<b>50,965</b>	<b>3,572</b>	<b>27,754</b>	<b>18,701</b>	<b>46,455</b>
Summe der Produktion inkl. Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg bzw. Niederrhein-Münsterland							

### 5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2006

Die Abschätzung der inländischen sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas), ergab am Stichtag einen Wert von 255,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Die Gesamtreserven waren damit 15,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder 5,6 Prozent niedriger als im Vorjahr (Anl. 11).

Nach Berücksichtigung der Jahresproduktion in Höhe von 19,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) ergibt sich also für das Berichtsjahr 2005 insgesamt eine Zunahme der initialen sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven in der Größenordnung von 4,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Diese geht im Wesentlichen auf entsprechende Bohrergebnisse und Neubewertungen von Lagerstätten im Gebiet zwischen Weser und Ems zurück.

Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen inländischen Erdgasreserven (Rohgas) betrug am Stichtag knapp 13 Jahre und befindet sich damit, trotz weiterer Abnahme der Reserven, auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr (Anl. 12). Dies

ist auf den Reservenzugewinn und die insgesamt niedrigere Jahresproduktion in 2005 zurückzuführen.

Die statische Reichweite ist nur als Orientierungsgröße anzusehen, da sie weder den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten noch technologische und wirtschaftliche Entwicklungen berücksichtigt, welche die Lebensdauer der bestehenden Reserven verlängern können.

Tabelle 18 und Anlage 10 zeigen die aktuellen Rohgasreserven und die letzte Jahresförderung im Vergleich zum Vorjahr, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. In Niedersachsen liegen gut 97 Prozent der gesamten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven der Bundesrepublik Deutschland und es ist mit einem Produktionsanteil (Rohgas) von über 90 Prozent im Berichtszeitraum auch weiterhin das führende Bundesland bei der inländischen Erdgasproduktion.

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2006 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2005			Produktion	Reserven am 1. Januar 2006		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2005	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	0,325	-	0,325	0,027	0,252	0,001	0,253
Niedersachsen	194,748	67,270	262,018	17,852	181,017	67,741	248,758
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	0,002	0,000	0,000	0,000
Nordsee	4,281	1,814	6,095	0,943	4,233	0,099	4,332
Sachsen-Anhalt	1,763	0,044	1,807	0,904	1,388	0,317	1,705
Thüringen	0,083	0,039	0,122	0,034	0,055	0,110	0,165
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	4,281	1,814	6,095	0,943	4,233	0,099	4,332
Elbe-Weser	88,915	39,067	127,981	8,585	81,565	38,058	119,622
Weser-Ems	106,242	27,888	134,130	9,900	99,357	29,652	129,009
Westlich der Ems	1,354	0,360	1,714	0,271	1,483	0,348	1,832
Thüringer-Becken	0,083	0,039	0,122	0,034	0,055	0,110	0,165
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	0,002	0,000	0,000	0,000
Alpenvorland	0,325	-	0,325	0,027	0,252	0,001	0,253
<b>Summe Deutschland</b>	<b>201,200</b>	<b>69,167</b>	<b>270,367</b>	<b>19,762</b>	<b>186,946</b>	<b>68,268</b>	<b>255,213</b>
Volumenangaben in Normkubikmetern							



Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2006 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2005			Produktion	Reserven am 1. Januar 2006		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2005	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	0,369	-	0,369	0,031	0,286	0,001	0,287
Niedersachsen	184,990	63,441	248,431	17,139	171,879	64,124	236,003
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	0,002	-	-	-
Nordsee	5,212	2,209	7,421	1,145	5,154	0,121	5,275
Sachsen-Anhalt	0,639	0,016	0,655	0,328	0,504	0,115	0,619
Thüringen	0,052	0,024	0,076	0,021	0,034	0,068	0,103
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	5,212	2,209	7,421	1,145	5,154	0,121	5,275
Elbe-Weser	90,455	39,691	130,145	8,158	82,982	38,530	121,512
Weser-Ems	93,772	23,438	117,210	9,026	87,819	25,370	113,188
Westlich der Ems	1,402	0,329	1,731	0,283	1,583	0,339	1,922
Thüringer-Becken	0,052	0,024	0,076	0,021	0,034	0,068	0,103
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	0,002	-	-	-
Alpenvorland	0,369	-	0,369	0,031	0,286	0,001	0,287
<b>Summe Deutschland</b>	<b>191,262</b>	<b>65,690</b>	<b>256,952</b>	<b>18,666</b>	<b>177,858</b>	<b>64,429</b>	<b>242,287</b>

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdöl) nach Angaben 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>)

Am Stichtag der Reservenabschätzung befanden sich fast 85 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon wiederum sind rund 44 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und knapp 41 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein enthalten. Die übrigen Erdgasreserven befinden sich größtenteils in triassischen (8 %) und oberkarbonischen Sandsteinen (5 %).

Die Tabelle 19 zeigt die sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven und die Förderung 2005, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Diese auf den Energieinhalt von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) normierten Reserven beliefen sich am 1. Januar 2006 auf 242,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) und lagen damit um 14,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder 5,7 Prozent niedriger als im Vorjahr.

Die zukünftige Entwicklung der Erdgasreserven in der Deutschland wird mittel- bis langfristig von Erfolgen bei der Aufsuchung von Erdgas abhängen.

Darüber hinaus werden Reservenzugewinne in erheblichem Umfang mit dem erfolgreichen Einsatz neuer Technologien zur Optimierung von Bohrprozessen und Förderung verbunden sein, mit denen Tight-Gas-Ressourcen in dichten Formationen wirtschaftlich erschlossen werden können.

Im Berichtszeitraum wurde in Ostfriesland die Tight-Gas-Bohrung Leer Z4 in Sandsteinen des Rotliegend fündig. Nach Aussage der beteiligten Firmen haben die positiven Ergebnisse eines Fördertests gezeigt, dass eine wirtschaftliche Produktion der Erdgasvorräte der Lagerstätte Leer mit einer mehrfach hydraulisch stimulierten Horizontalbohrung möglich ist.

Weitere Kohlenwasserstoff-Ressourcen werden in der deutschen Nordsee vermutet. Dies muss aber weiterhin noch durch Explorationsbohrungen bestätigt werden.

## 6 Untertage-Gasspeicherung

### 6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Der Einsatz von Untertage-Gasspeichern hat für ein Energie-Importland wie Deutschland eine elementare Bedeutung. Etwa 20 Prozent der Erdgasversorgung stammen aus heimischen Erdgaslagerstätten, über 80 Prozent müssen leitungsgelassen importiert werden. Damit Erdgas beim Verbraucher - das sind Kraftwerke, Industrie und Haushalte - jederzeit verfügbar ist, müssen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung leistungsfähige Untertage-Gasspeicher bereitstehen. Neben ihrer klassischen Aufgabe als Puffer zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher kommt ihnen zunehmend auch eine strategische Bedeutung bei der Energieversorgung zu. Dies wurde besonders im vergangenen Winter im Rahmen des Konfliktes zwischen Russland und der Ukraine deutlich (die Presse berichtete).

Der Einsatz von Erdgasspeichern hat u.a. folgende Gründe: Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang nach oben oder unten möglich. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und ebenfalls nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die auf der Abnahmeseite am schlechtesten kalkulierbare Größe

stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Erdgasspeicher „puffern“ sowohl Sommer- als auch Winterbedarf und sie gleichen die tageszeitliche Verbrauchsspitzen aus, die neben dem Verbrauch in Haushalten und Kleinverbrauchern gleichzeitig durch Großverbraucher (Industrie) beeinflusst werden. Im Netzgebiet von Hannover kann dabei der Winterverbrauch an Erdgas z.B. 15-mal so hoch sein wie im Sommer. Ein sehr kalter, langer Winter mit extremen Minustemperaturen, wie es z.B. im Winter 1995/1996 der Fall war, kann zu einer sehr hohen Auslastung der Erdgasspeicher führen.

Als Erdgasspeicher kommen entweder Poren- oder Kavernenspeicher zum Einsatz. Sie werden in der Regel in warmen Monaten (bei niedrigem Gasbedarf) befüllt und bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf entleert. Viele Porenspeicher dienen der saisonalen Grundlastabdeckung in Kombination mit Kavernenspeichern, die besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet sind. Porenspeicher reagieren durch die natürlichen Fließwege im Speichergestein langsamer auf Veränderungen der Förderraten als Kavernenspeicher, die eher mit unterirdischen Druckbe-

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2006).

Energieträger	Anteile in %	
	2004	2005
Mineralöl	36,2	36,0
Erdgas	22,4	22,7
Steinkohle	13,4	12,9
Braunkohle	11,4	11,2
Kernenergie	12,6	12,5
Wasser- und Windkraft	1,1	1,2
Sonstige (inkl. Außenhandelsaldo Strom)	2,9	3,5

Tab. 21: Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland (DIW 2006).

Bezugsland	Anteil in %	
	2004	2005
Deutschland (s. Tab. 22)	16	15
Niederlande	19	20
Norwegen	24	25
Russland	35	34
Dänemark/Großbritannien	6	6

halten vergleichbar sind. In Ergänzung zur o.g. traditionellen Fahrweise werden Speicher zunehmend auch unter spekulativen Aspekten und/oder zur Bezugsoptimierung betrieben. D.h., auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme von Gas erfolgen. Speicher in den Vereinigten Staaten von Amerika werden aus diesen Gründen schon lange mit mehrfachen Umschlägen des Arbeitsgasvolumens im Jahr gefahren.

Das Gesamtvolumen der Speicher ist die

Summe aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen. Das Kissengas stellt das energetische Polster eines Speichers dar. Ein hoher Kissengasanteil sichert über einen möglichst langen Zeitraum eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate). Je höher der Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasaufkommen ist und je schneller es ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist eine nationale Erdgas- und Energieversorgung.

## 6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung in Berlin hat in seiner jährlichen Energiebilanz veröffentlicht, dass der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um rd. 1 Prozent niedriger lag (DIW 2006). Als Hauptgrund werden die gestiegenen Energiepreise genannt. Die Energiedaten des DIW werden durch die seit über 30 Jahren tätige Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen von sieben Verbänden der deutschen Energiewirtschaft und von drei Instituten für energiewirtschaftliche Forschung erhoben, analysiert und publiziert.

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in

Tabelle 20 dargestellt. Erdgas liegt nach wie vor auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am PEV hat sich leicht erhöht.

Das Erdgasaufkommen in Deutschland - Summe aus Importen und heimischer Förderung - betrug im Jahr 2005 etwa 19 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  inländische Produktion<sup>1</sup> aus über 80 Gasfeldern und über 100 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  als Importmenge aus den in Tabelle 21 aufgeführten Erdgasförderländern (DIW 2006). Tabelle 22 zeigt die Statistik für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland. Der Gasverbrauch lag auf Vorjahresniveau und betrug etwa 102 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$ .

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

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (DIW 2006).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2004	2005	%
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	191	184	-3,7
Einfuhr	Mrd. kWh	976	1004	2,9
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1167	1188	1,8
Ausfuhr	Mrd. kWh	145	196	34,8
Speichersaldo	Mrd. kWh	-26	4	-
Verbrauch	Mrd. kWh	996	996	0,0
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mill. t. SKE	110	110	0,0
<i>Inländische Erdgasförderung<sup>1</sup></i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</i>	19,3	18,7	-3,1
<i>Erdgasaufkommen<sup>1</sup></i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</i>	119,3	121,6	1,9
<i>Verbrauch<sup>1</sup></i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</i>	102	102	0,0

<sup>1</sup> Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2006). Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z.B. in kWh oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde ein theoretisches Gasvolumen errechnet, das einem Erdgas der "Groningen-Qualität" mit einem Heizwert von  $H_o=9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$  entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

### 6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2005 (Stichtag: 31. Dezember 2005)

Die Daten für Untertage-Speicher in Deutschland werden jährlich vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (bis zu ihrer Zusammenführung am 1.1.2006 das Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld und das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung in Hannover) von den Speicherbetreibern abgefragt und u.a. in der hier vorliegenden Form ausgewertet und veröffentlicht.

Die Lokationen der Untertage-Gasspeicher sowie die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe sind in Anlage 14 dargestellt. Porenspeicher werden überwiegend durch ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland dargestellt. Als Speicherhorizonte dienen vorwiegend poröse Sandstein-Formationen. Aquiferspeicher spielen in der Gesamtbilanz eine untergeordnete Rolle, haben aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine große Bedeutung.

Kavernenspeicher können nur dort durch einen bergmännischen „Solprozess“ gebaut werden, wo mächtige Salinare in Form von Salzstöcken vorkommen. Ihre Lage ist auf Norddeutschland beschränkt; die südlichste Verbreitung liegt etwa im Raum von Fulda.

Die aktuellen Kenndaten aller Gasspeicher in Deutschland, die in Betrieb oder in Planung und Bau sind, sind in den Tabellen 25 und 26 aufgelistet.

Der Tabellenwert für das "maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen" stellt das Volumen dar, das zum Ende des Jahres unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen technisch installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn sich z.B. ein neuer Speicher in der Aufbauphase befindet oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das "maximale Arbeitsgasvolumen" aus vertraglichen oder techni-

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2005).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	12,4	6,7	19,1
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①		13	7,3	20,3
Plateau-Entnahmerate	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	197,2	278,6	475,8
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	66	26	43
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	21	44
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	0,1	3	3,1
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		1	14	15
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	13,1	10,3	23,4

\* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"

schen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Tabelle 23 fasst die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung zusammen. Im Jahr 2005 waren danach 23 Porenspeicher und 21 Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Die Anzahl der Einzelkavernen hat sich in den Kavernenspeicherbetrieben um 6 auf 155 erhöht. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 19,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) und hat sich damit gegenüber 2004 um 0,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) leicht erhöht. Das „Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau“ hat sich gegenüber 2004 von 20,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf 20,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) ebenfalls leicht erhöht. Etwa ⅔ des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und etwa ⅓ in Kavernenspeichern verfügbar. Weitere 3,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (Vorjahr 3,4) sind auf der Grundlage bergrechtlicher Betriebspläne in Planung oder in Bau (Schwerpunkt Kavernen). Falls alle in den Tabellen angegebenen Projekte realisiert werden sollten, wird in deutschen Gasspeichern in den nächsten Jahren ein maximales Arbeitsgasvolumen von 23,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (Vorjahr 23,6) verfügbar sein.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Spei-

chernutzung im Jahr 1955 (Aquiferspeicher Engelbostel, inzwischen aufgegeben). Ab dem Jahr 2003 erfolgte in den Tabellen eine Ausweisung zweier Zahlenangaben für das Arbeitsgas. In Anlage 15 wird seither die Kategorie „Arbeitsgas in Betrieb nach Endausbau“ dargestellt. Die historische Entwicklung zeigt eine Stabilisierung des Arbeitsgasvolumens seit den 1990er Jahren, da einige Großprojekte weitestgehend abgeschlossen wurden.

Im Rahmen der Berichterstattung der Speicherkenndaten wurden von den Betreibern einige ergänzende Angaben übermittelt:

#### **Porenspeicher:**

Die Zahlenangaben für die Plateau-Raten der beiden im Verbund fahrenden Speicher in Bad Lauchstädt beziehen sich auf einen Gesamtdurchsatz von 1,167 Mio. m<sup>3</sup>/h, wobei der Porenspeicher 238 000 m<sup>3</sup>/h als Maximalrate darstellt. Sie kann bei rückläufiger Ausspeicherrate über den Kavernenspeicher zeitweise hinsichtlich der Gesamtrate kompensiert werden. Im Speicher Bierwang wurde eine weitere Beobachtungsbohrung (BW B9) abgeteuft.

#### **Kavernenspeicher**

Die bestehenden drei Kavernen in Empelde sollen bis 2008 nachgesolt werden, die vierte Kaverne befindet sich im Solprozess (Abschluss ca. 2008, nach Erstbefüllung sollen die bestehenden Kavernen nachgesolt werden).

In Epe (E.ON Ruhrgas) sollen im Jahr 2006 zwei weitere Kavernen für den Gasbetrieb umgerüstet und befüllt werden. Neu treten in der Berichterstattung für das Kavernenfeld Epe die Firmen „Nuon“ und „Essent“ auf. Damit sind am Standort Epe vier Unternehmen für Gaskavernen aktiv.

In Nüttermoor (EWE) befinden sich die Kavernen K17 und K18 (Solung bis ca. Ende 2007), in Rüdersdorf die K101 und K102 im Solprozess.

In Reckrod soll die Kaverne K3 voraussichtlich bis Frühjahr 2006 fertig ausgesolt sein und anschließend komplettiert und befüllt werden.

Im Speicher Krummhörn bezieht sich der Wert für das „Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau“ auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2008. Mit dem Nachsolen der im Vorjahr reparierten Kaverne wurde begonnen. Eine weitere, bereits geflutete Kaverne soll in 2006 repariert werden.

Nach wie vor steht das im Zuge des Rückbaus des Salzbergwerkes Niedersachsen-Riedel (Flutung durch Süßwasser ab Ende 2006) verfügbare Hohlraumvolumen für eine alternative Soleeinleitung z.B. aus der Kavernensolung zur Verfügung (s. Jahresbericht 2004).

#### 6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Im Rahmen des Working Committes 2 (UGS) der International Gas Union (IGU) wurde im Triennium 2003-2006 unter deutscher Leitung die UGS World Data Bank aktualisiert und der

Datenbestand erheblich verbessert, sowie eine Aktualisierung der georeferenzierten Darstellung der Speicherdaten der Welt (UGS World Map) unter wesentlicher Beteiligung des LBEG

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2003, z.T. aktualisiert).

Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe
	Mill. m <sup>3</sup>			Mill. m <sup>3</sup>	
USA	100846	385	Poland	1556	6
Russia*	93533	22	Romania	2300	5
Ukraine*	31880	13	Japan	542	4
Germany	19068	44	Azerbajjan*	1350	2
Italy	17415	10	Australia	934	4
Canada	14820	49	Denmark	820	2
France	11643	15	Belarus*	750	2
Netherlands	5000	3	Belgium	550	1
Uzbekistan*	4600	3	China	600	1
Kazakhstan*	4203	3	Bulgaria	500	1
Hungary	3610	5	Croatia	558	1
United Kingdom	3267	4	Armenia*	110	1
Czech Republic	2891	8	Ireland	210	1
Austria	2820	4	Argentina	200	2
Slovakia	2198	2	Kyrgyzstan*	60	1
Latvia	2300	1	Sweden	1	9
Spain	1981	2	<b>Summe</b>	<b>333124</b>	<b>608</b>

Angaben für Deutschland per 31. Dezember 2005 ergänzt.  
\* Staaten der GUS

vorgenommen. In der Welt stehen mit Stand 2004/2005 etwa 333 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen aus rd. 610 UGS zur Verfügung (Tabelle 24). Die Datenbasis und Visualisierung ist in metrischen und englischen Einheiten verfügbar. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen UGS wurde eine umfassende Datenbasis entwickelt. Die UGS Data Bank und die Visualisierung in der aktualisierten Fassung werden im Rahmen des Welt Gas Kongresses in Amsterdam vorgestellt und anschließend auf der IGU-Website verfügbar sein. [www.igu.org/WGC2003/WGC\\_pdffiles/data/IGU/index.html](http://www.igu.org/WGC2003/WGC_pdffiles/data/IGU/index.html).

## 6.5 Ausblick, politisches Umfeld

Die Grundlage für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes wurde mit der Gasdirektive im Juni 2003 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 und nicht den regulierten Zugang gewählt.

Weitergehende Regeln für die Speicherbetreiber sind in den „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSSO) der ERGEG (European Regulatory Group for Electricity and Gas), die seit April 2005 gelten, niedergelegt. Der Liberalisierungsprozess im europäischen Gasmarkt wird im Rahmen des „Madrid-Forums“ verfolgt. In dem Forum sind Teilnehmer, die Vertreter der Europäischen Kommission, der Mitgliedsländer, der europäischen und nationalen Regulierer, der Energiehändler und der Speicherbetreiber, die sich in der GSE (Gas Storage Europe) zusammengeschlossen haben. Die Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gasspeicher sind in aktuellen Publikationen beschrieben (GREWE 2005 und ALVERMANN&WALLBRECHT 2005).

Die Speicherbetreiber können eine zuneh-

Während sich von den in Betrieb befindlichen Speichern weltweit etwa 25 Prozent in Europa und 70 Prozent in den USA befinden, stellen die europäischen Speicher auf Volumenbasis rd. 60 Prozent und die nordamerikanischen Speicher rd. 35 Prozent des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Speichernation (Arbeitsgasvolumen). In der Welt dominieren mit rd. 80 Prozent Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 15 Prozent sind Aquiferspeicher. Porenspeicher stellen etwa 96 Prozent der Speicher, Kavernenspeicher etwa 4 Prozent.

mende Nachfrage von neuen Händlern nach Speicherdienstleistungen feststellen. An dieser positiven Entwicklung ist zu erkennen, dass die Untertage-Gasspeicherung einen wesentlichen Beitrag auf dem Weg zur Liberalisierung des Gasmarktes leistet. Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts werden die Gasnetz- und Elektrizitätsbetreiber künftig einer staatlichen Aufsicht unterliegen. Die Aufsicht hat seit dem Jahr 2005 die Bundesnetzagentur in Bonn übernommen. Dabei werden auch Gasspeicher und ihre Nutzung im Rahmen des Netzzuganges eine Rolle spielen.

Die Bedeutung der deutschen Untertage-Gasspeicher wurde im Rahmen des Konfliktes zwischen Russland und Ukraine deutlich, als nicht absehbar war, ob und wie lange es zu einer Liefereinschränkung auf der durch die Ukraine nach Westeuropa laufenden Pipeline kommen würde.

Für die Einrichtung neuer Speicher verfügt Deutschland - besonders im Norden – über günstige geologische Bedingungen. Hier sind sowohl Erdöl-Erdgaslagerstätten als auch Salzstöcke und in begrenztem Umfang auch Aquifere vorhanden. In den anderen Gebieten Deutschlands könnten auch dort existierende Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in gewis-

sem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland wird weniger von geologischen Faktoren sondern von der Entwicklung des Erdgasmarktes abhängen. Nach allen Prognosen soll der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch weiter ansteigen. Eine aktuelle Prognose von EWI/Prognos im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zeigt auf, dass auf europäischer Ebene der Erdgasverbrauch der EU-25-Staaten bis zum Jahr 2030 um etwa 50 Prozent ansteigen soll. Gleichzeitig soll die Erdgasförderung innerhalb Europas deutlich zurückgehen. Dies betrifft auch die Förderung in Deutschland. Der Primärenergieverbrauch in Deutschland wird sich weiter deutlich in Richtung Erdgas verschieben und soll von heute etwa 22 Prozent am Energiemix auf etwa 32 Prozent im Jahr 2030 ansteigen. Die Zunahme des Erdgasaufkommens und Abnahme der heimischen Förderung wer-

den künftig zu einer weiter zunehmenden Bedeutung der Untertage-Gasspeicher führen.

Durch das existierende und das geplante zusätzliche Speicherpotenzial, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, durch die heimische Gasförderung sowie durch die günstigen geologischen Randbedingungen für die Planung neuer Speicher existiert in Deutschland unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge derzeit für Erdgas eine hohe Versorgungssicherheit.

In den letzten Jahren sind auf internationaler und nationaler Ebene verstärkt Forschungsaktivitäten sowie Überlegungen zur Speicherung von CO<sub>2</sub> zum Klimaschutz erfolgt. Bei diesem Thema sind die technologischen Erfahrungen der E&P- und Gasspeicher-Firmen wegweisend für die Vorbereitung, Genehmigung und Begleitung möglicher künftiger Projekte in Deutschland.

## 6.6 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 2005 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Die Bundesrepublik Deutschland ist zu rd. 97 Prozent von Mineralölimporten abhängig. Die Salz-Kavernenspeicher dienen neben oberirdischen Lagerbehältern der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe (ErdölBeVG von 1998: Berechnung der Vorratspflicht für 90 Tage gemäß §3).

Nach dem Bericht des Erdölbevorratungsverbandes (EBV 2005), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die nationale Institution zur Krisenbevorratung darstellt, lag die Vorratsmenge für das Haushaltsjahr 2004/2005

(Stichtag 1.4.2004) mit 23,3 Mio. t etwa 5 Prozent über der derzeitigen Vorratspflichtmenge von 22,1 Mio. t an Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen „Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle“. 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.

Die nationale Rohölbevorratung hat nach den Auswirkungen der Hurrikans „Katrina“ auf die amerikanische Golfküste der USA im September 2005 eine besondere Bedeutung erlangt. Die Mitgliedsstaaten der IEA (Internationale Energie-Agentur) sagten nach einem Hilferuf der US-Regierung und einem Antrag der USA bei der IEA die Freigabe von 60 Mio. barrel (rd. 9 Mio. t) für einen Zeitraum von 30 Tagen zu.



Damit reagierte die Staatengemeinschaft auf die Preisexplosion bei Öl und Benzin in Folge des Hurrikans "Katrina". Er und der 14 Tage später folgende Hurrikan „Rita“ hatten die amerikanische Ölförderung im Golf von Mexiko und die petrochemische Industrie in der Region schwer getroffen. In der Folge kam es zu Versorgungsengpässen in den USA und massiven Preissteigerungen an den internationalen Öl-

und Benzinmärkten. Zum letzten Mal gaben die Staaten ihre Reserven im Golfkrieg von 1991 frei. Nach Presseberichten des EBV über den die Hilfslieferungen abgewickelt wurden, sollte der deutsche Anteil von rd. 475.000 t Rohöläquivalent (entspr. 445.000 t Mineralölprodukten) in vier gleichen Wochentranchen seinen Mitgliedern zu Marktpreisen angeboten werden.

## 7 Literatur und nützliche Links

- ALVERMANN, A. & WALLBRECHT, J. (2005): Quo Vadis UGS? Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gasspeicher. - Erdöl-Erdgas-Kohle, **121**, Heft 11, Hamburg.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION (2004): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 2004. - Arlington.
- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN: [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de) (s. auch DIW)
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. - EWI/Prognos-Studie, Kurzfassung.
- CORNOT-GANDOLPHE, S. (1995): Underground Gas Storage in the World. - Cedigaz, Rueil-Malmaison.
- DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW) (2006): Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland. - Wochenbericht Nr. 10/2006, Berlin, [www.diw.de](http://www.diw.de).
- ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. - United Nations, Geneva.
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2005): Geschäftsbericht 2004/2005. - 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. - Sonderpunkt-Verlag, Münster.
- Höffler, F. & Kübler, M. (2006): Demand for storage of natural gas in northwestern Europe. A simulation based forecast 2006-2030 - Preprints of the Max Planck Institute for Research on Collective Goods, Bonn 2006/9. [www.coll.mpg.de/pdf\\_dat/2006\\_9online.pdf](http://www.coll.mpg.de/pdf_dat/2006_9online.pdf) und [www.teamconsult.net/en/news.html?article=8](http://www.teamconsult.net/en/news.html?article=8).
- INTERNATIONAL GAS UNION (IGU) (2003): Basic Activity Study. - Working Committee 2, Veröffentlichung anlässlich der 22. World Gas Conference in Tokio (1.-5.6.2003). [www.igu.org/WGC2003/WGC\\_pdffiles/data/IGU/index.html](http://www.igu.org/WGC2003/WGC_pdffiles/data/IGU/index.html).
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven–Exploration–Produktion (Glossar). - Geol. Jb., Reihe D, Heft 109, 1 Abb., 2 Tab.; Hannover.
- SCHIFFER, H.W. (2005): Energiemarkt Deutschland. - TÜV-Verlag GmbH, Köln.
- WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2006): Jahresbericht 2005 – Zahlen und Fakten. - 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
					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>			m					
Allmenhausen	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	52	52	65
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750-1000	Buntsandstein	1 085	780	780	390
Bierwang	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	2 457	1 300	1 300	1 200
Breitbrunn/Eggstätt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEEG), E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2 075	1 080	1 080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570-610	Buntsandstein	223	160	160	100
Dötlingen	ExxonMobil Production Germany GmbH (EMPG) für BEB Erdgas und Erdöl GmbH und MEEG	ehem. Gasfeld	2650	Buntsandstein	4 058	1 648	2 025	840
Eschenfelden	E.ON Ruhrgas AG, N-ergie Aktiengesellschaft	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600-1000	Jungtertiär I-II	290	62	62	100
Fronhofen-Illmensee	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH (GdFPEG) für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1750-1800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	153	41	70	75
Hähnlein	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham-West	RWE Dea AG für E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	680-880	Tertiär (Aquitain)	880	500	500	300
Kalle	RWE WVE Netzservice GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	215	215	400
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	250	190	190	125
Lehrte	Avacon, E.ON Ruhrgas AG	ehem. Ölfeld	1000-1150	Dogger (Combrash)	120	40	74	100
Rehden	Wintershall AG, WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900-2250	Zechstein	7 000	4 200	4 200	2 400
Reitbrook	GdFPEG und MEEG für E.ON Hanse AG	ehem. Ölfeld	640-725	Oberkreide	527	350	350	350
Sandhausen	E.ON Ruhrgas AG für Gasversorgung Süd- deutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	GdFPEG für Stadtwerke München	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitain)	300	150	150	150
Stockstadt	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1 220	520	750	245
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	538	320	320	210
<b>Summe</b>					<b>23 518</b>	<b>12 365</b>	<b>13 035</b>	<b>8 218</b>
<b>in Planung oder Bau</b>								
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	130	130	130	-
<b>Summe</b>					<b>130</b>	<b>130</b>	<b>130</b>	<b>-</b>

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

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12. 2005

Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher.

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
<b>in Betrieb</b>								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780-950	Zechstein 2	857	546	546	1 167
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	31	500-700	Zechstein 2	1 167	895	895	1 458
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050-1350	Zechstein	92	75	75	160
Bremen-Lesum	ExxonMobil Production Deutschland GmbH für BEB	2	1300-1780	Zechstein	254	177	189	360
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	1300-1800	Zechstein 2	177	140	171	300
Epe	E.ON Ruhrgas AG	32	1090-1420	Zechstein 1	2 087	1 657	1 976	2 450 <sup>1</sup>
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1100-1420	Zechstein 1	467	352	352	520
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	3	1160-1280	Zechstein	250	165	165	400
Eizel	IVG Logistik GmbH	9	900-1100	Zechstein 2	841	560	560	1 310
Harsefeld	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	1150-1450	Zechstein	186	132	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	6	650-1400	Zechstein	406	298	298	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2	1250-1600	Rotliegend	100	60	60	100
Kraak	E.ON Hanse AG	2	900-1100	Zechstein	130	117	250	440
Krummhörn	E.ON Ruhrgas AG	3	1500-1800	Zechstein 2	73	51	168	100
Neuenhuntrorf	EWE Aktiengesellschaft	1	750-1000	Zechstein	33	17	17	100
Nüßtermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950-1300	Zechstein	1 233	922	922	1 300
Peckensen	EEG- Erdgas Erdöl GmbH	1	1300-1450	Zechstein	105	80	60	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	2	800-1100	Zechstein 1	130	82	82	100
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WWE	4	400-1130	Zechstein	254	204	204	250
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1000	Zechstein	220	190	190	280
<b>Summe</b>		<b>156</b>			<b>9 067</b>	<b>6 703</b>	<b>7 323</b>	<b>11 610</b>
<b>in Planung oder Bau</b>								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	6	500-700	Zechstein 2	354	270	270	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300-1800	Zechstein 2	145	113	113	-
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	2	1300	Zechstein 1	185	145	145	-
Epe	NUON UGS Epe GmbH	4	1100-1420	Zechstein 1	280	185 <sup>2</sup>	185 <sup>2</sup>	-
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	1	1120	Zechstein	85 <sup>2</sup>	56	56	-
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	1000-1300	Zechstein	1 000	700	700	-
Kiel/Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	1	1250-1600	Rotliegend	90	54	54	-
Nüßtermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	950-1300	Zechstein	225	175	175	-
Peckensen	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	10	1100-1400	Zechstein	1 050	600	600	-
Reckrod	Gas-Union GmbH	1	720-940	Zechstein 1	50	30	30	-
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	700-900	Zechstein 1	150	120	120	-
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	2	900-1200	Zechstein	196	165	165	-
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	4	850-1150	Zechstein	380	290	290	-
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH	5	1000	Zechstein	150	125	125	-
<b>Summe</b>		<b>51</b>			<b>4 340</b>	<b>3 028</b>	<b>3 028</b>	<b>-</b>

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. 12. 2005. <sup>1</sup>: Maximalrate. <sup>2</sup>: durch LBEG geschätzt. \* : Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Küssengasvolumen

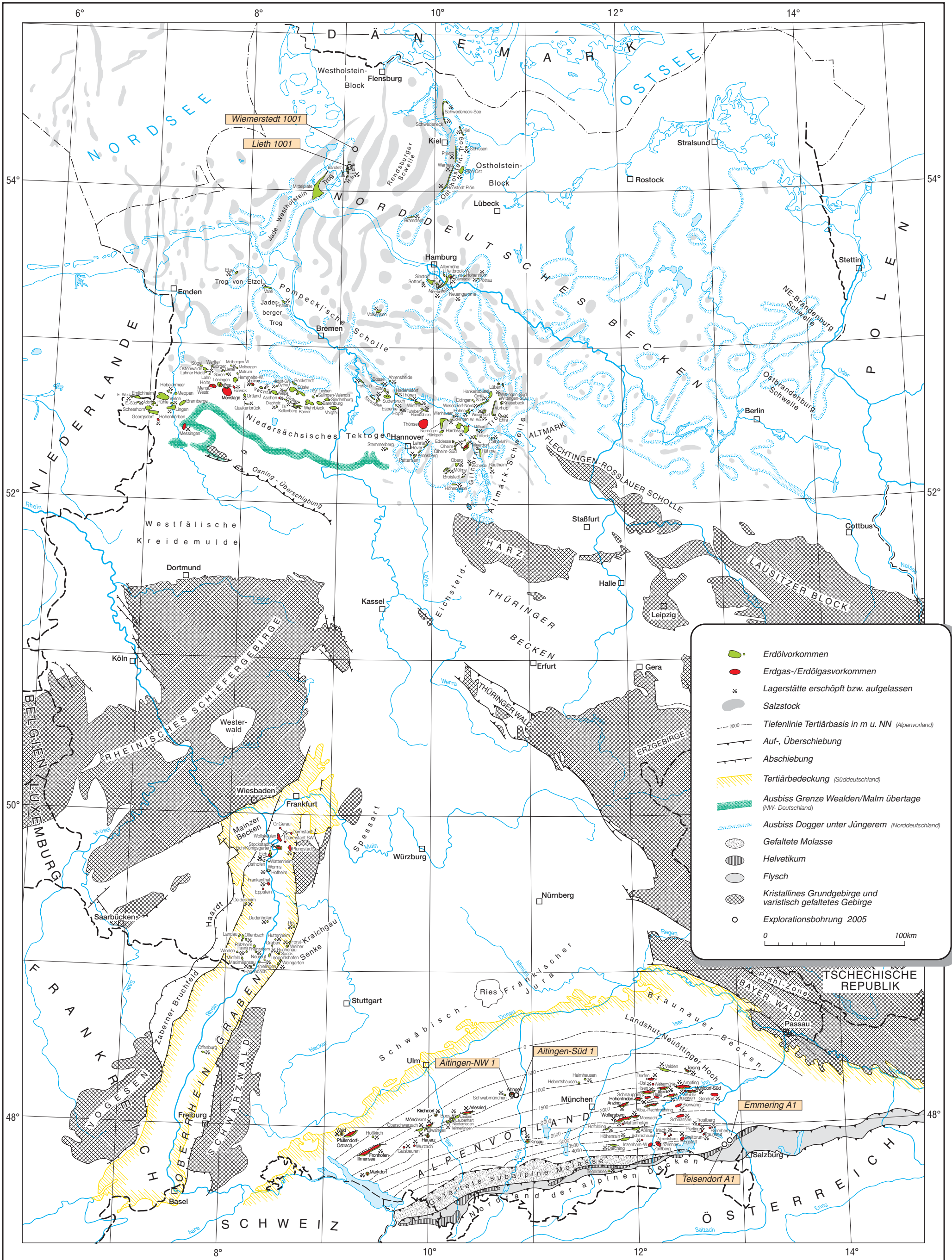
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

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	5 3	Rohöl Benzin	in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Deutsche BP AG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	28	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	RWE Dea AG	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	Wintershall AG	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 in Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	Dow Central Germany	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	35	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
<b>Summe</b>				<b>109</b>		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2005

# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

## Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

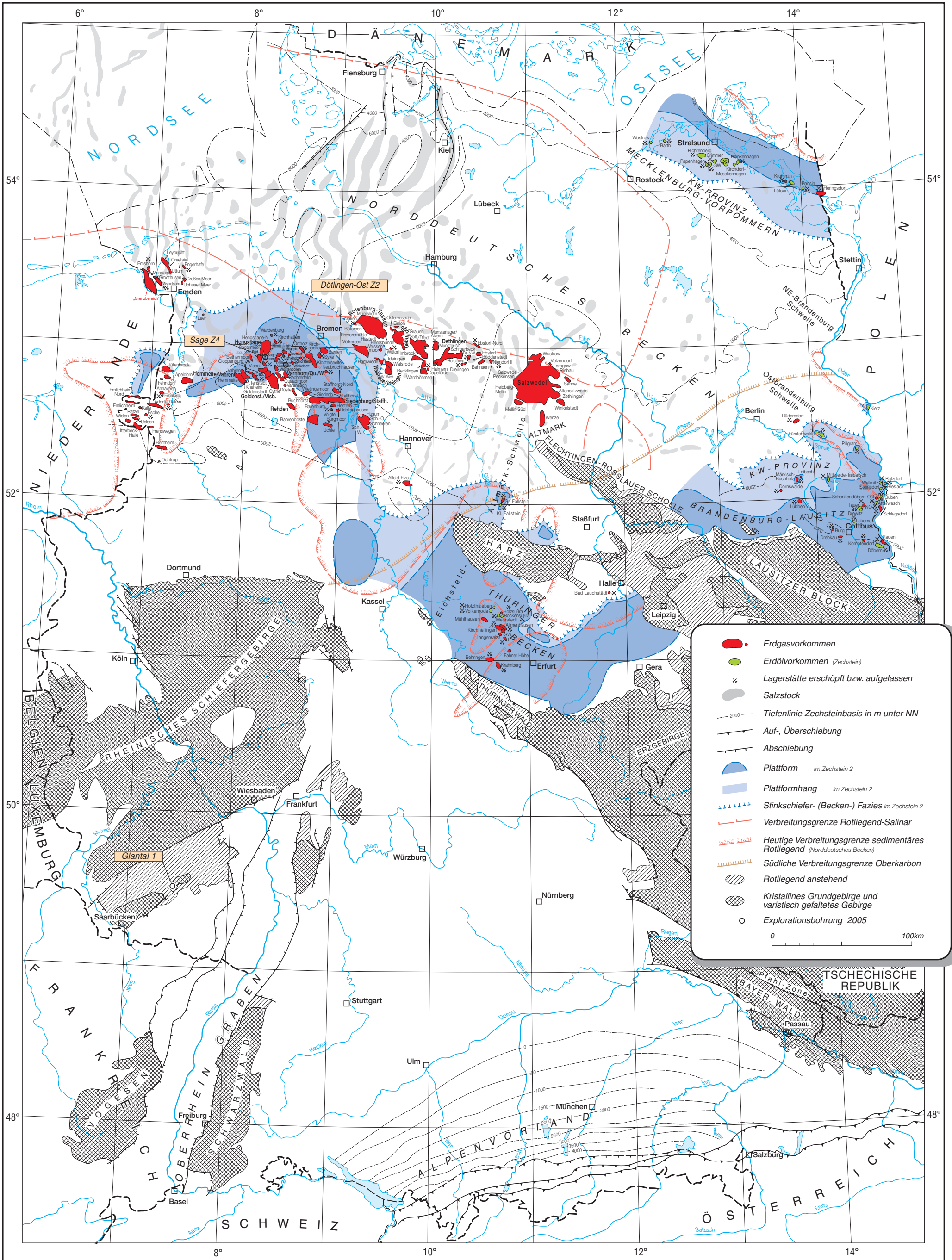


<span style="color: green;">●</span>	Erdölvorkommen
<span style="color: red;">●</span>	Erdgas-/Erdölgasvorkommen
✕	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
<span style="background-color: gray; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 10px; height: 10px;"></span>	Salzstock
---2000---	Tiefenlinie Tertiärbasis in m u. NN (Alpenvorland)
→	Auf-, Überschiebung
←	Abschiebung
<span style="background-color: yellow; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 10px; height: 10px;"></span>	Tertiärbedeckung (Süddeutschland)
<span style="background-color: green; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 10px; height: 10px;"></span>	Ausbiss Grenze Wealden/Malm übertage (NW- Deutschland)
<span style="background-color: blue; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 10px; height: 10px;"></span>	Ausbiss Dogger unter Jüngerem (Norddeutschland)
<span style="background-color: gray; border: 1px solid black; border-radius: 50%; display: inline-block; width: 10px; height: 10px;"></span>	Gefaltete Molasse
<span style="background-color: gray; border: 1px solid black; border-radius: 50%; display: inline-block; width: 10px; height: 10px;"></span>	Helvetikum
<span style="background-color: gray; border: 1px solid black; border-radius: 50%; display: inline-block; width: 10px; height: 10px;"></span>	Flysch
<span style="background-color: gray; border: 1px solid black; border-radius: 50%; display: inline-block; width: 10px; height: 10px;"></span>	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2005

0 100km

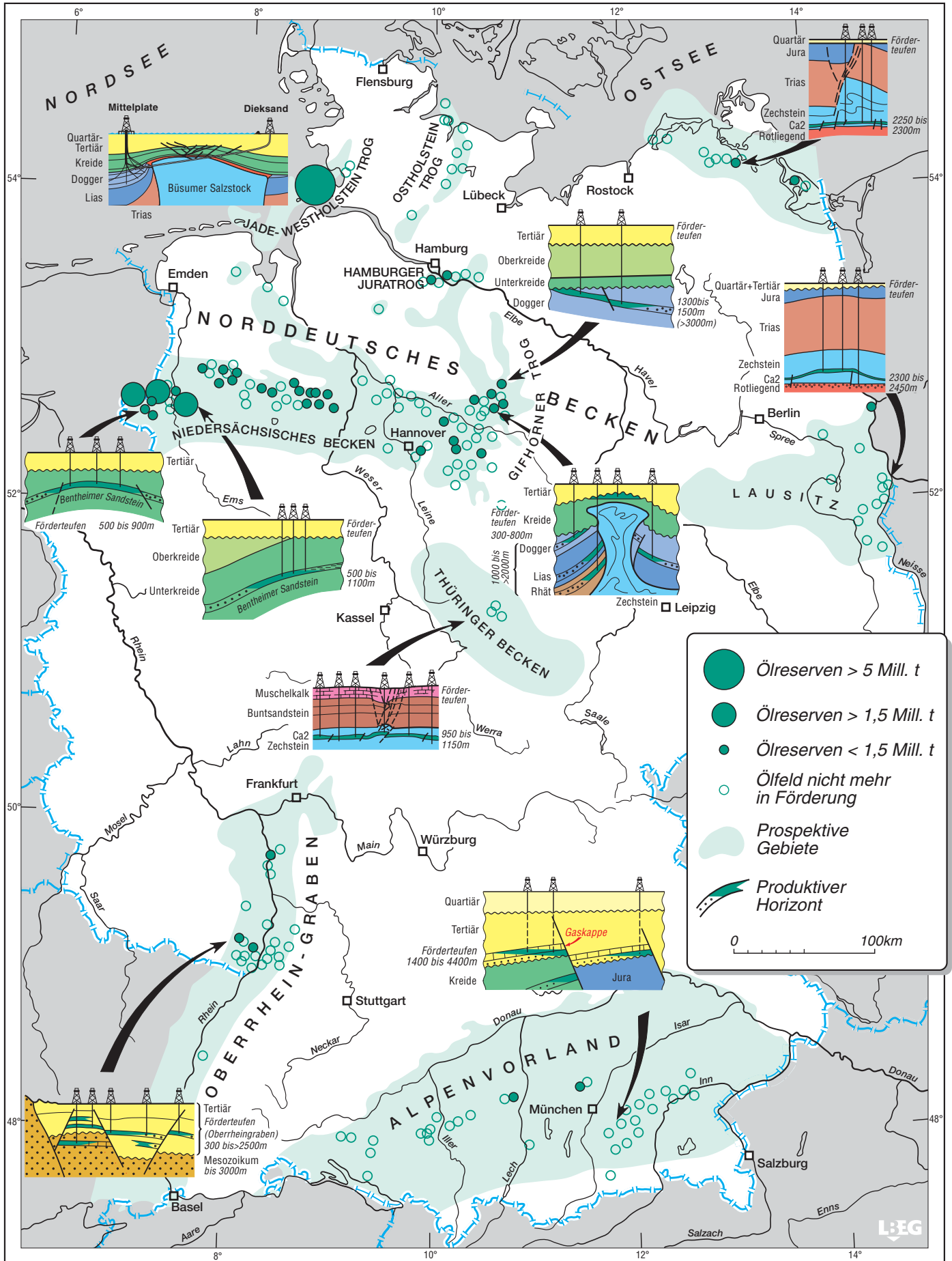
# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

## Paläozoikum und Buntsandstein

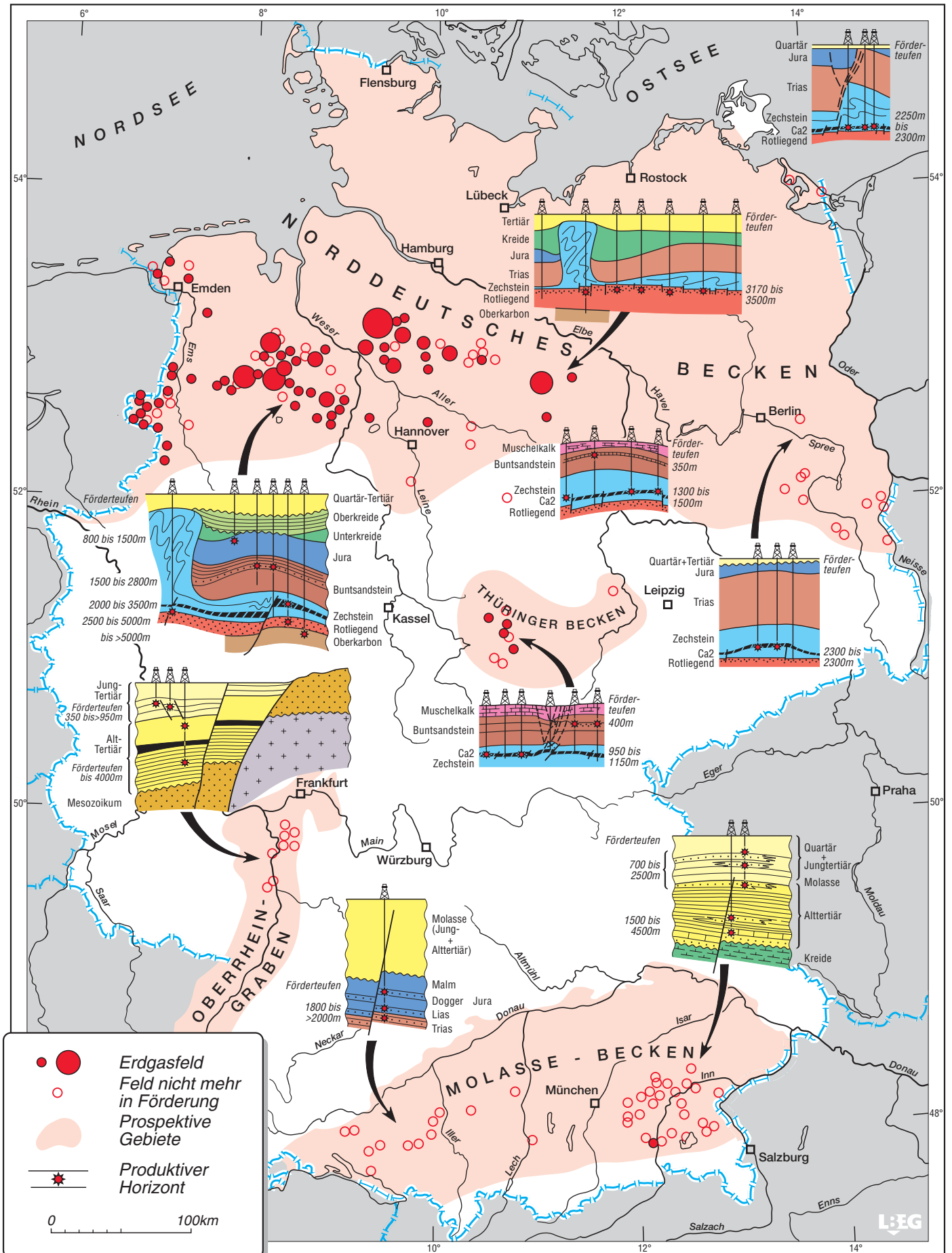


<span style="color: red;">●</span>	Erdgasvorkommen
<span style="color: green;">●</span>	Erdölvorkommen (Zechstein)
×	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
- - - 2000	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Plattform im Zechstein 2
	Plattformhang im Zechstein 2
	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinär
	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
	Rotliegend anstehend
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2005

0 100km



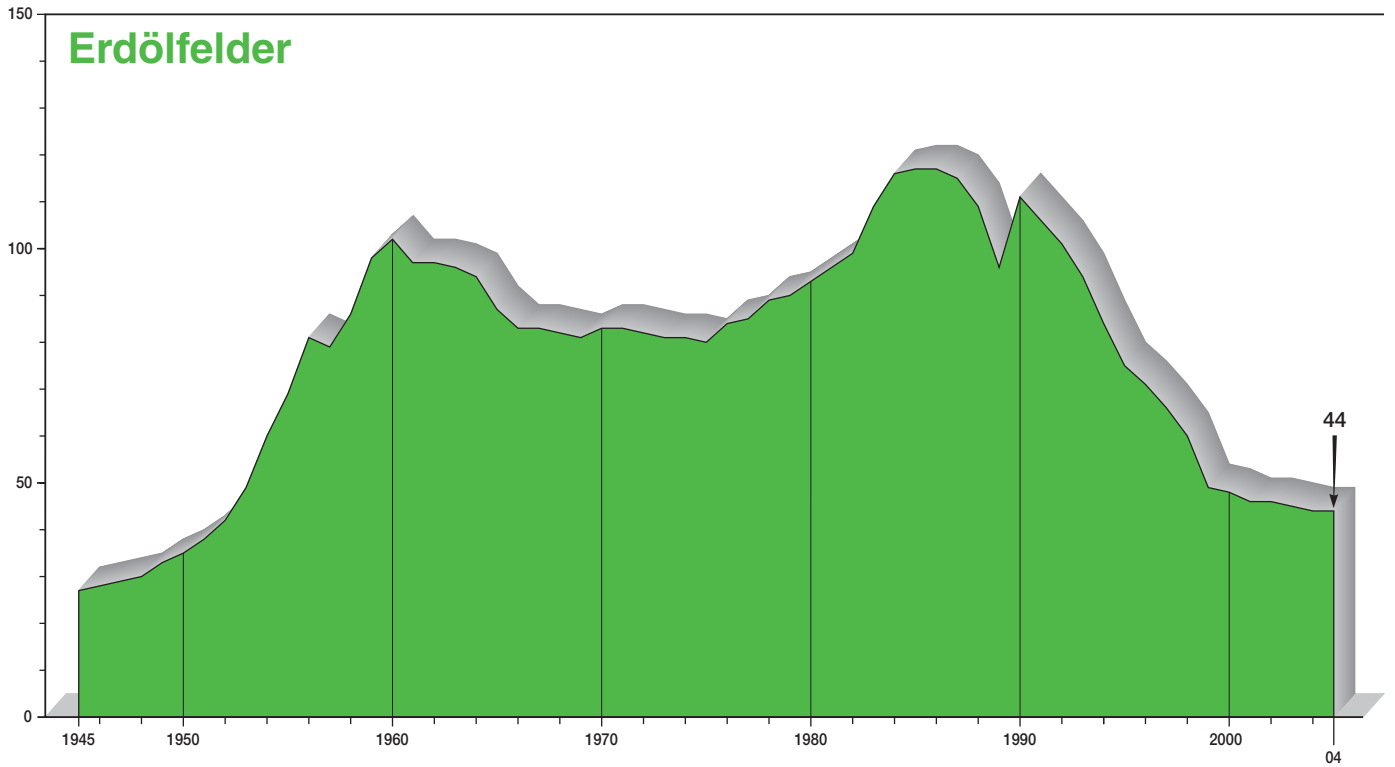
Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.



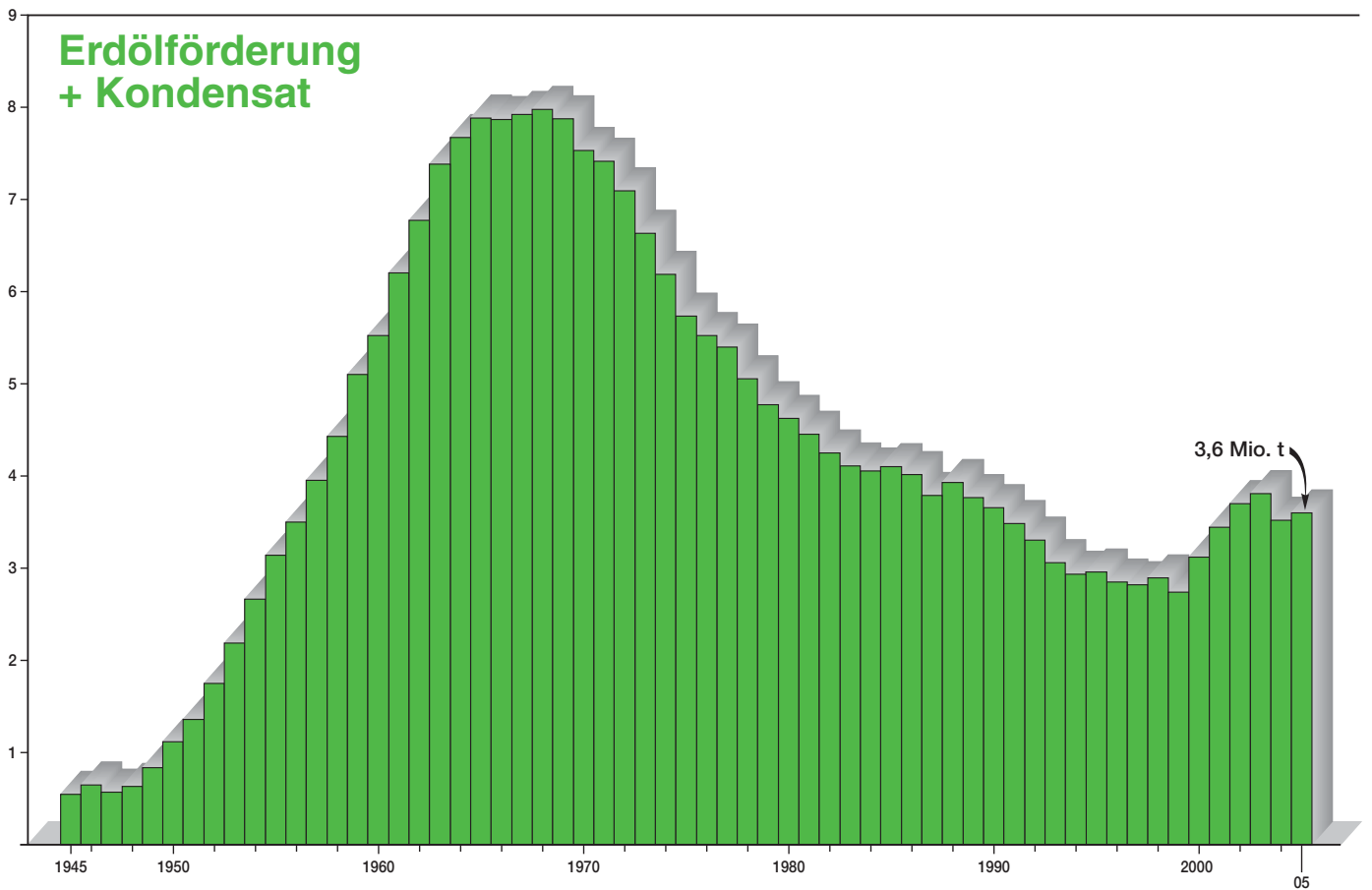
Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.



Anzahl

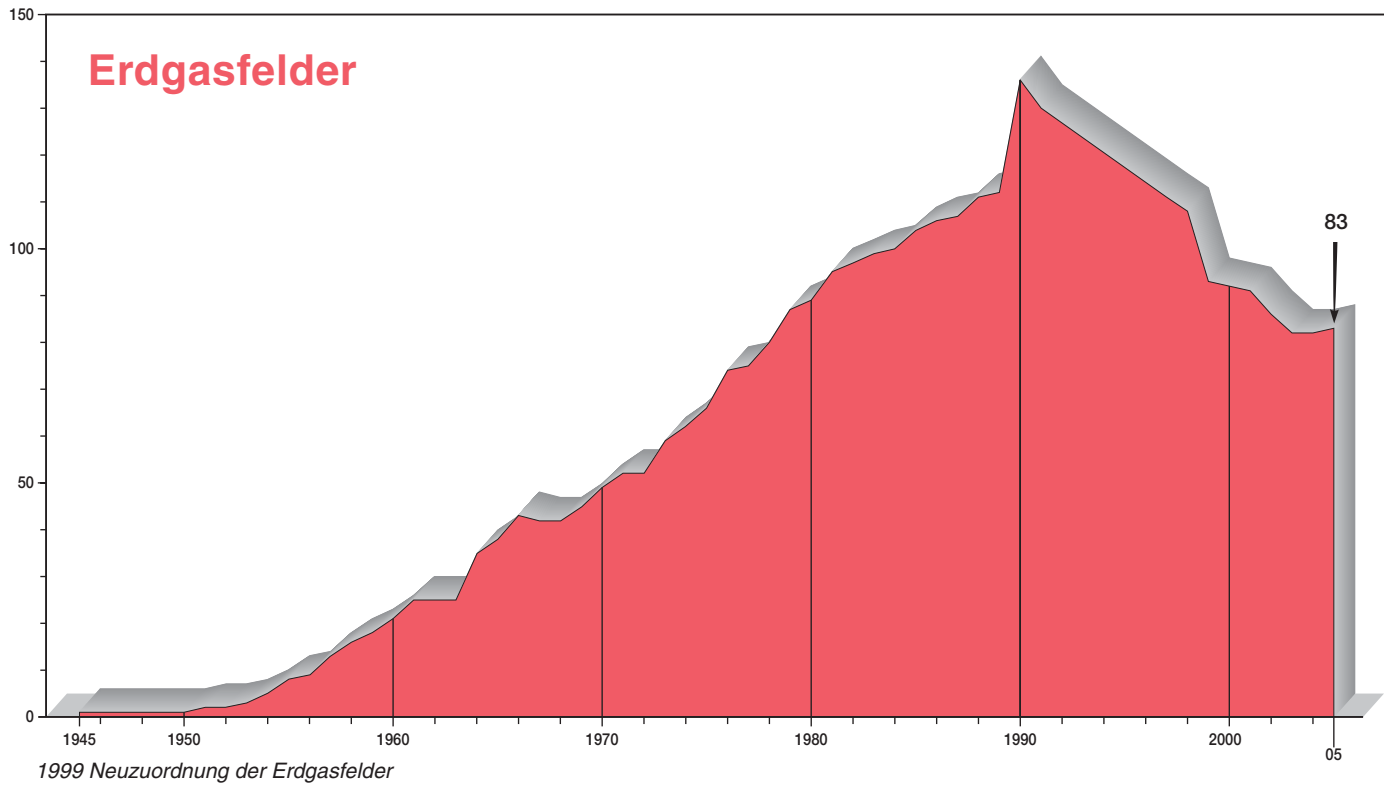


Mio. t

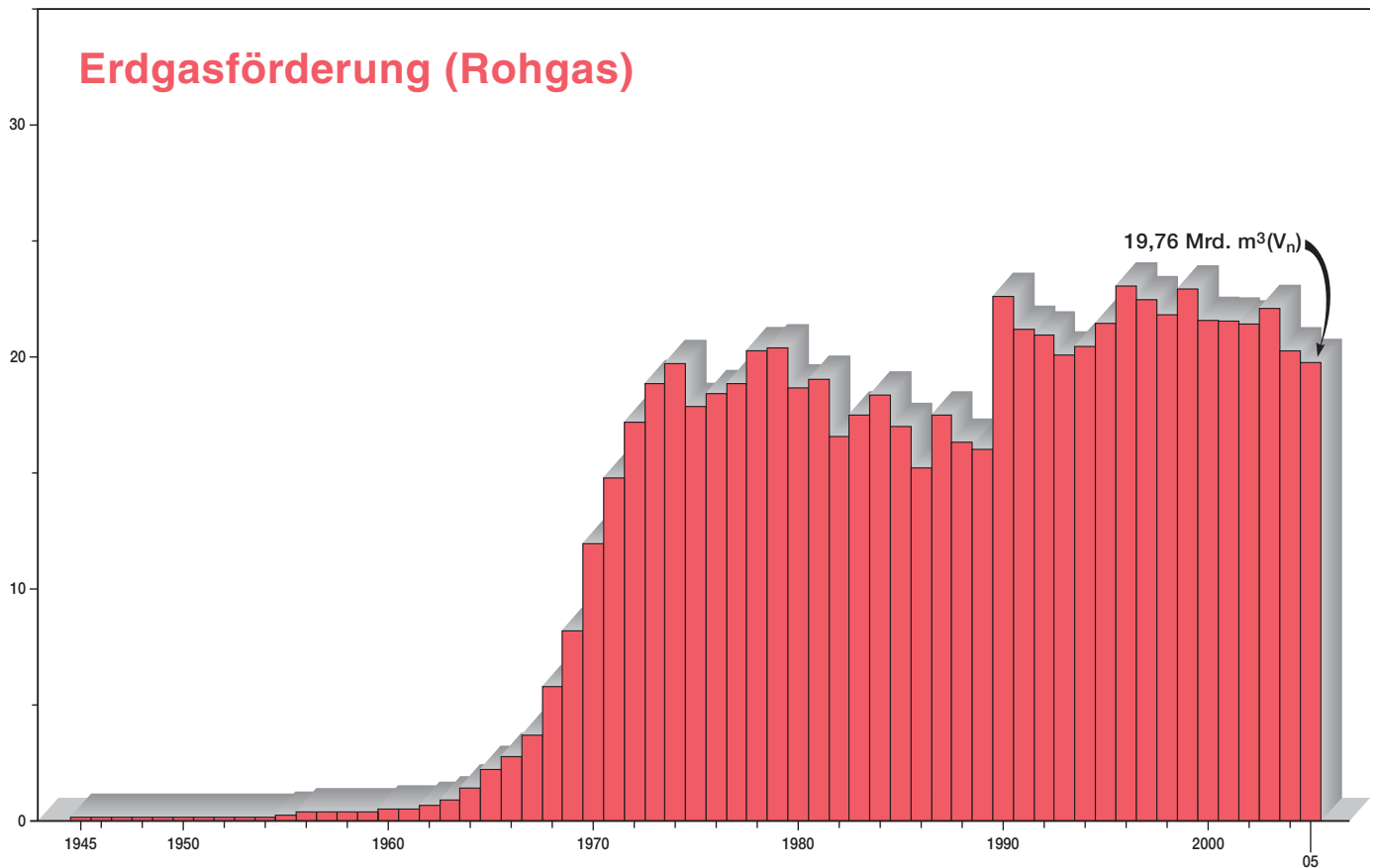


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2005.

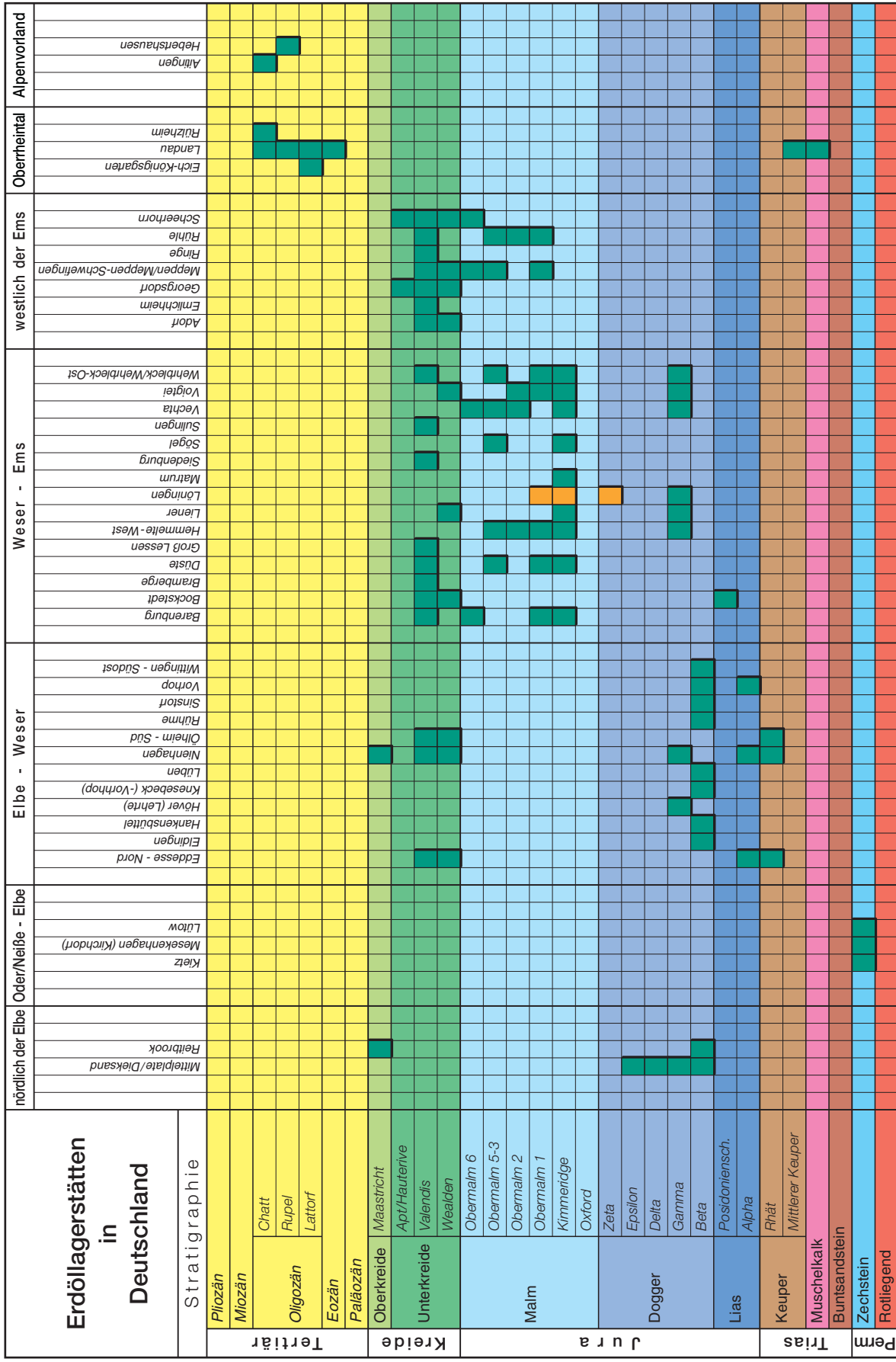
Anzahl



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



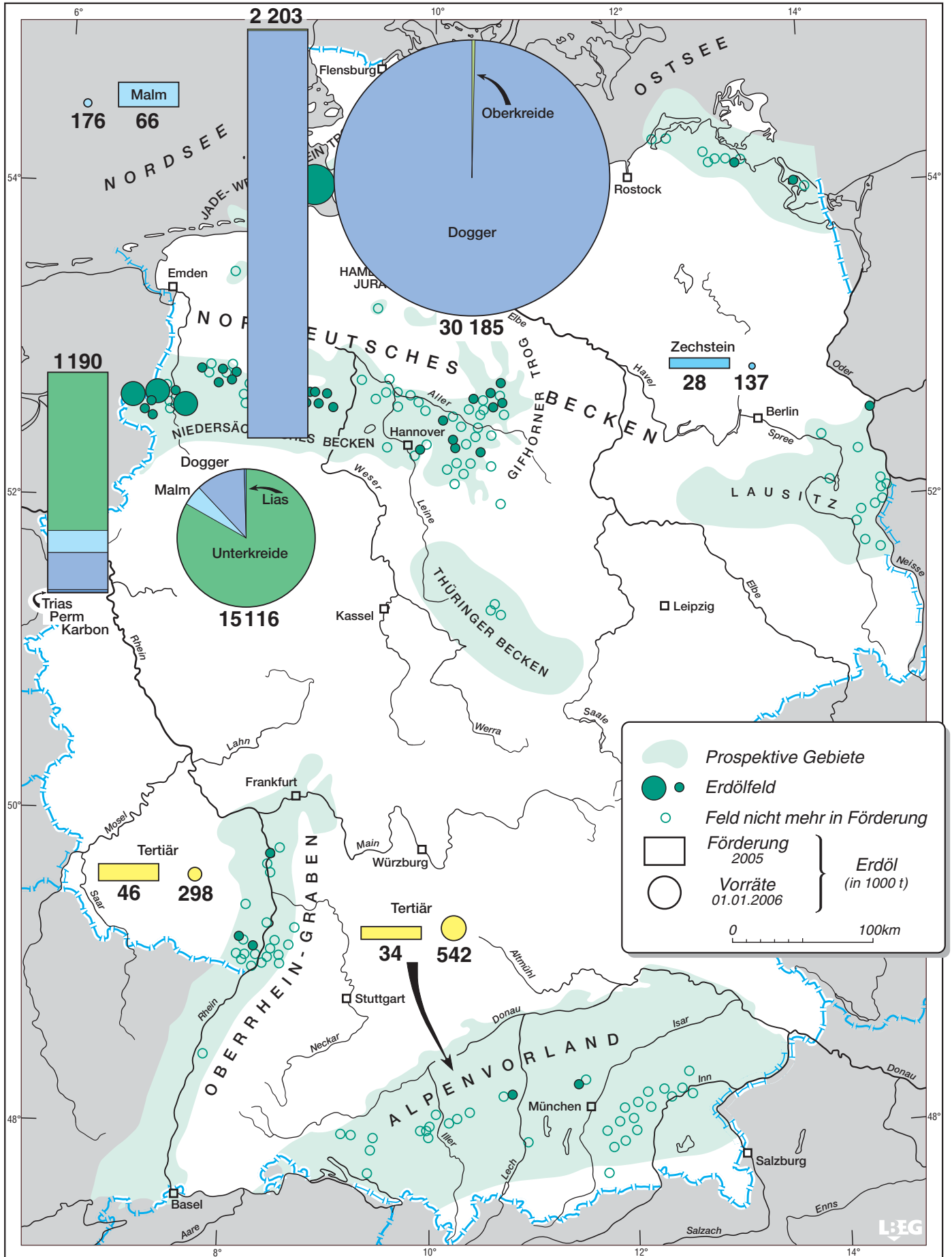
Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2005.



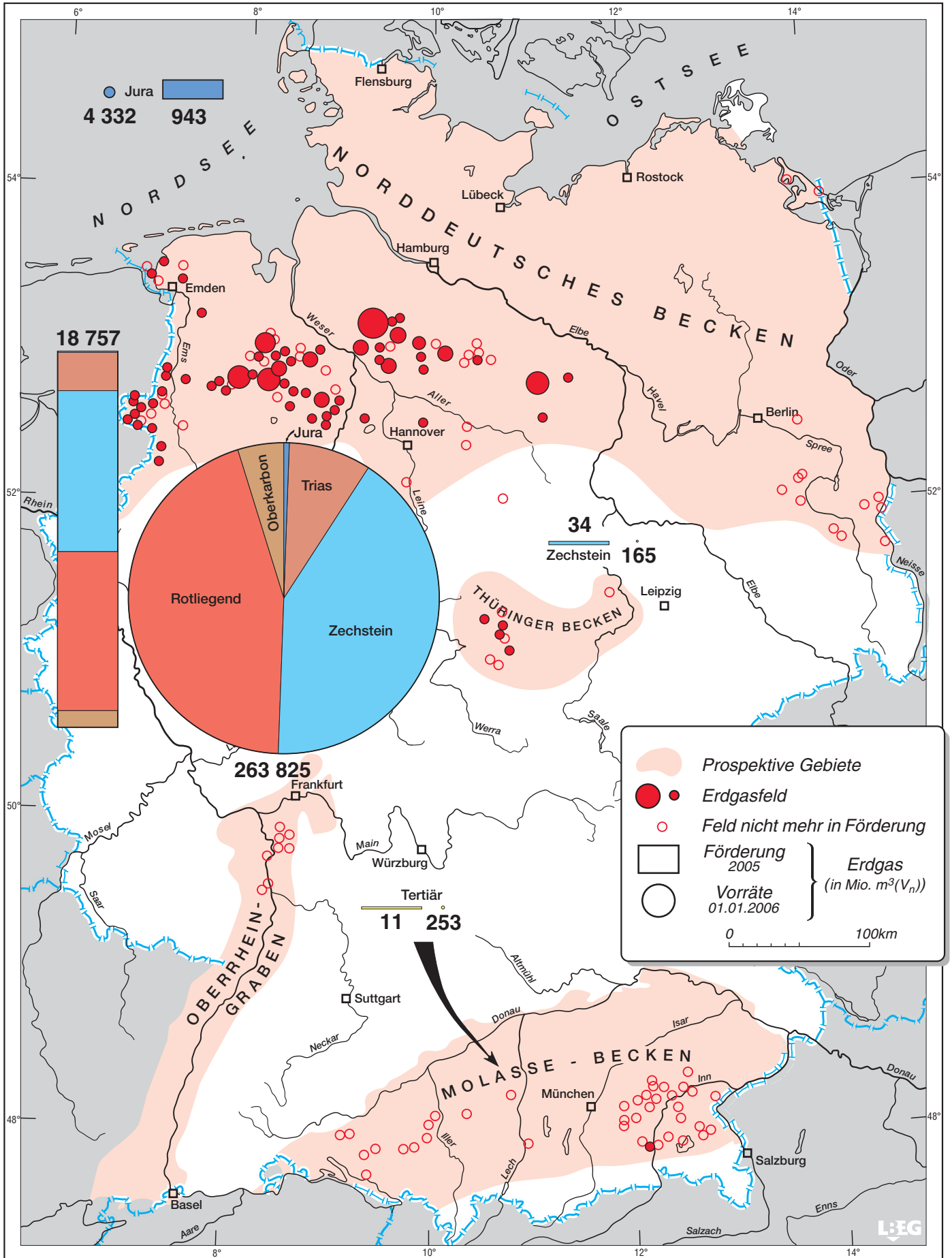
■ Erdöl  
■ Gaskappe

Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.



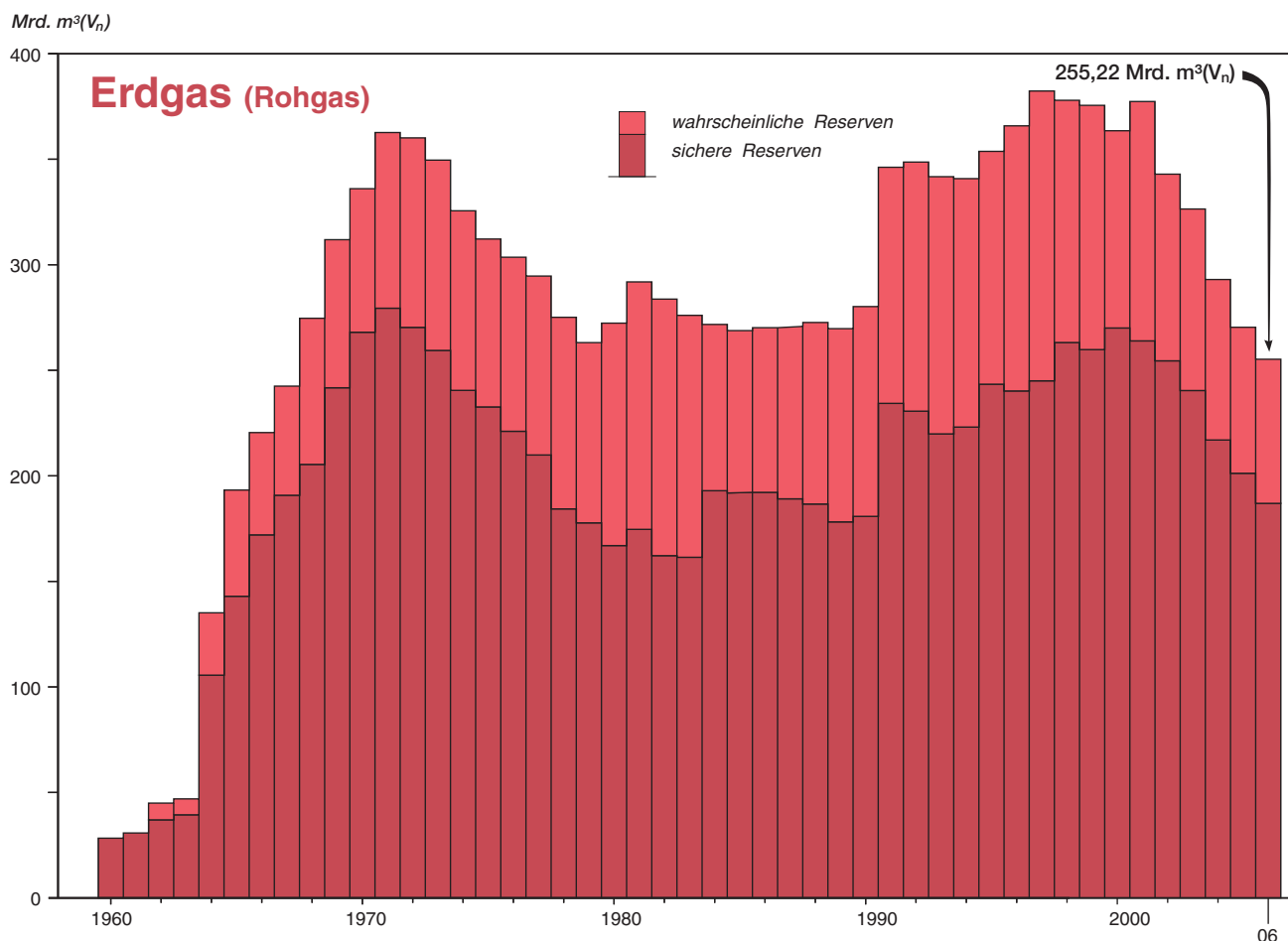
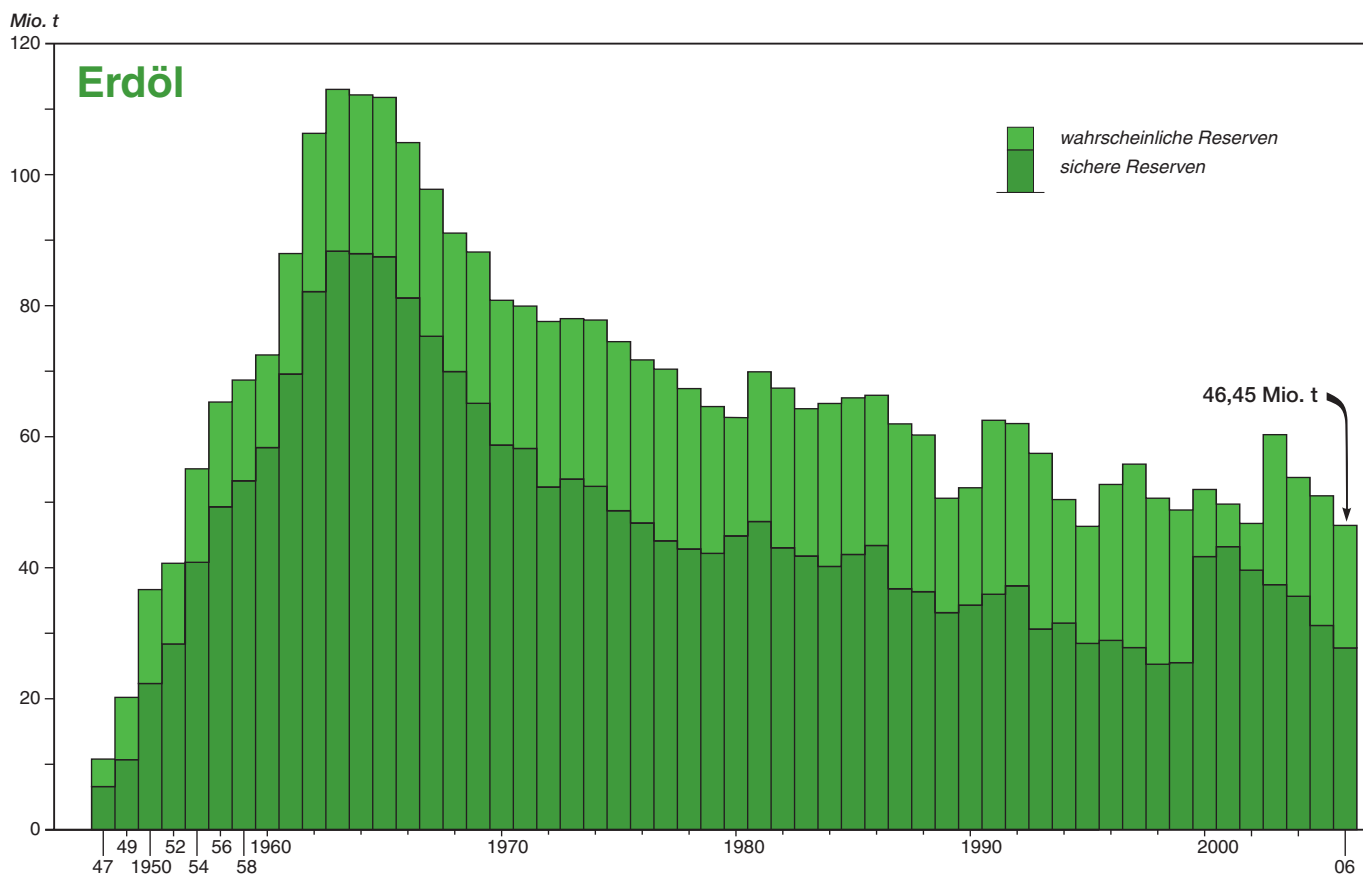


Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

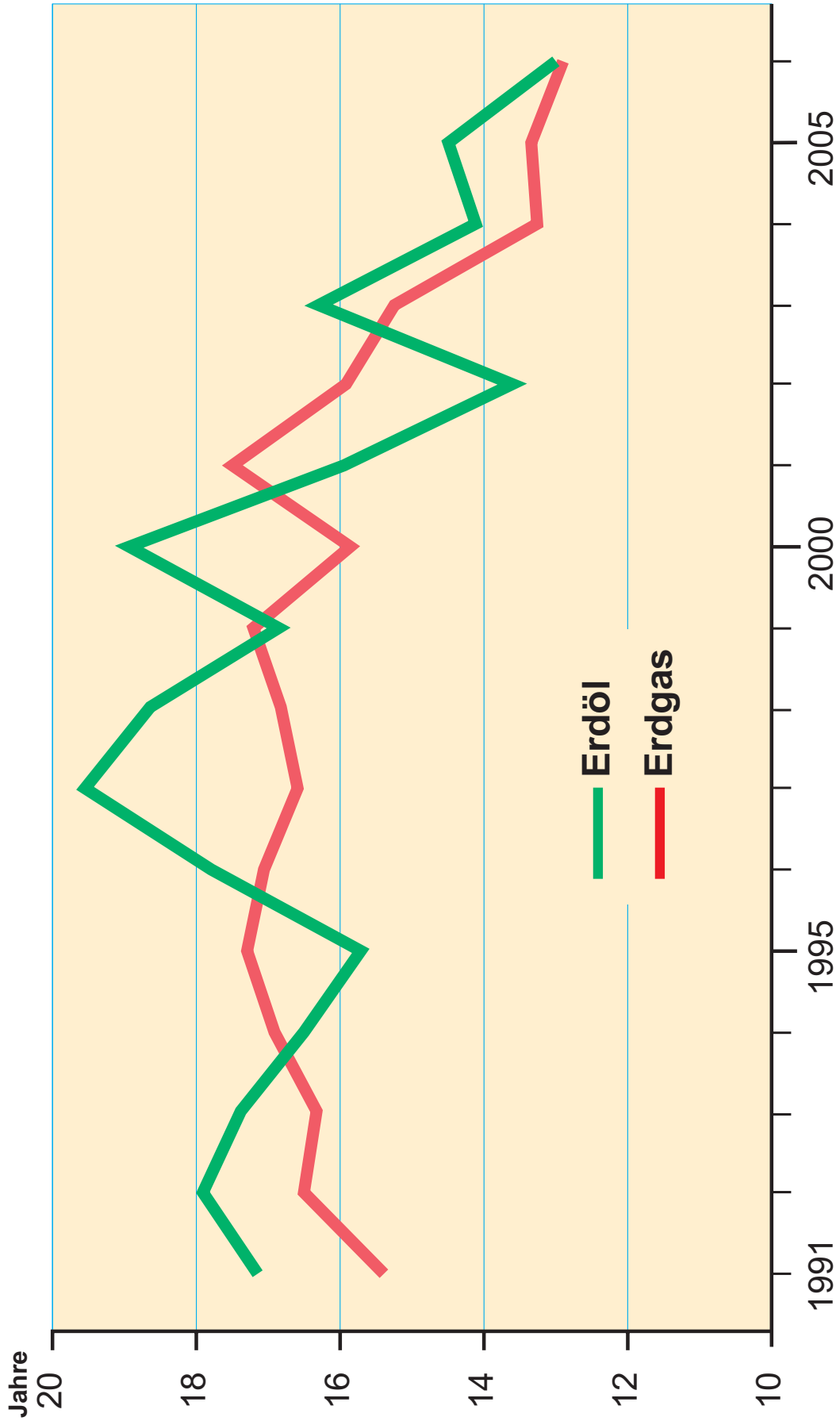


Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

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



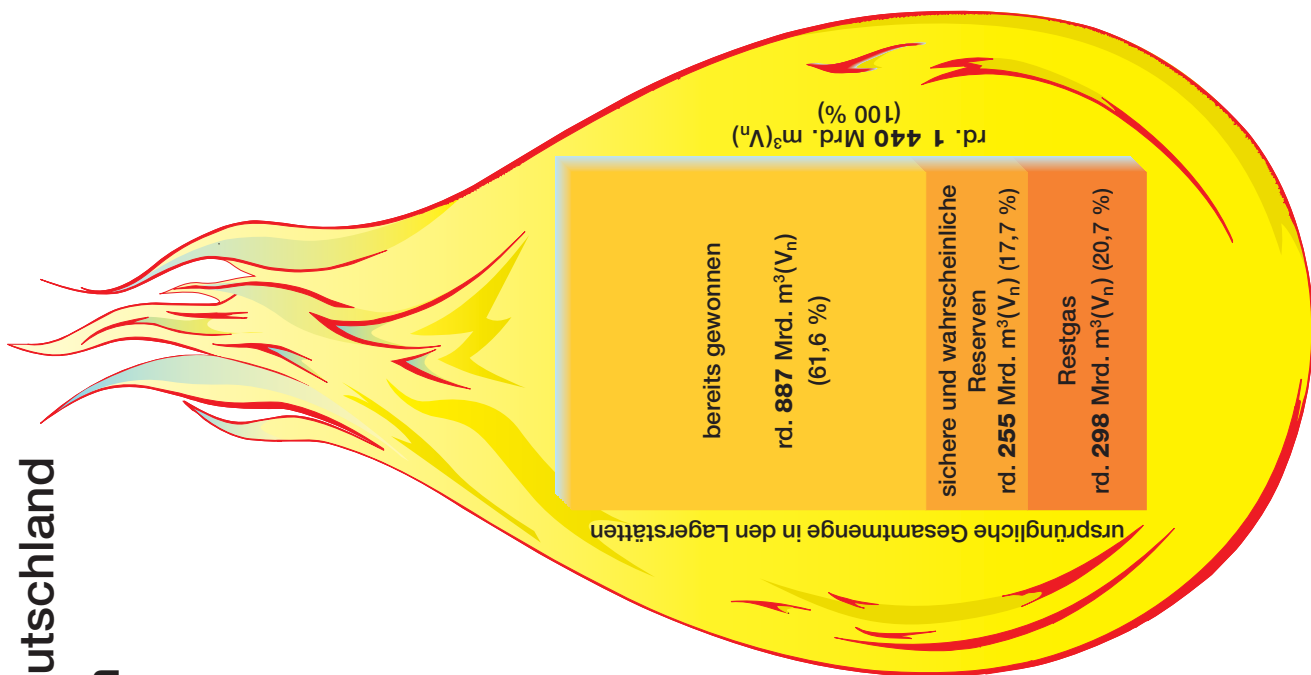
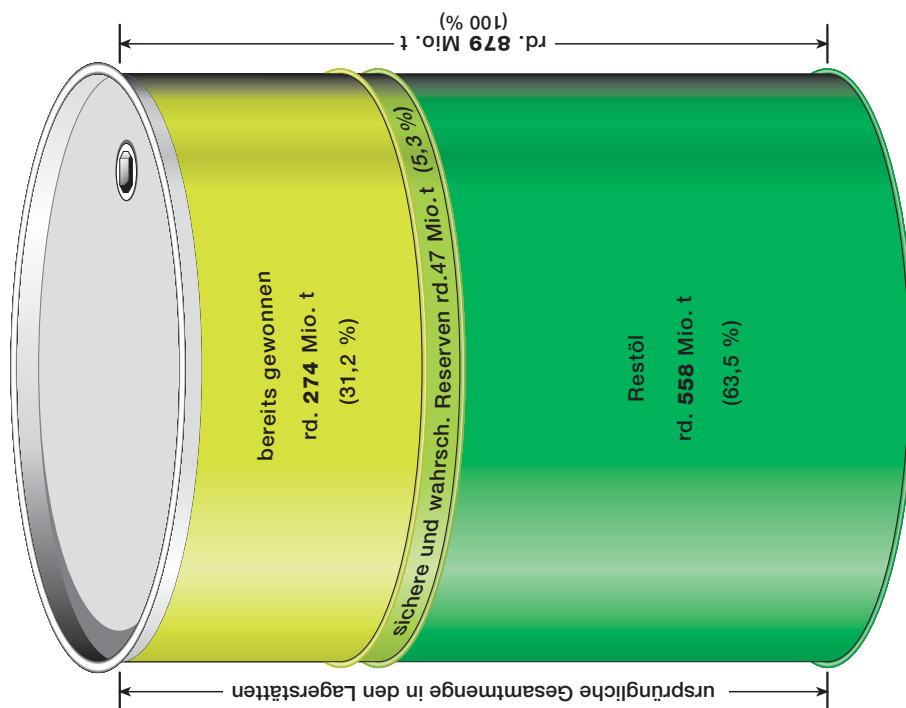
# Statische Reichweiten der Reserven



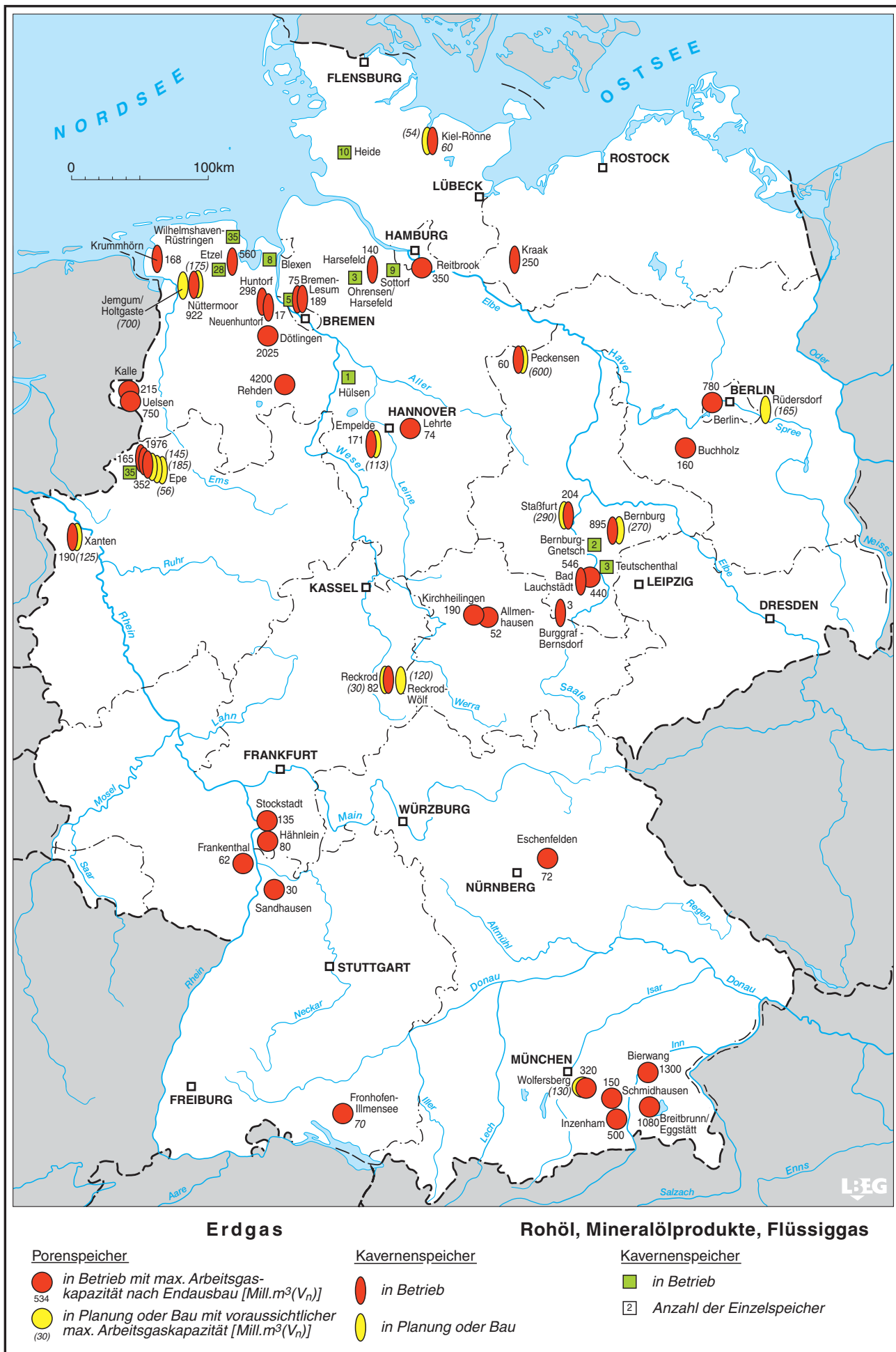


# Erdöl und Erdgas\* in der Bundesrepublik Deutschland

## Kumulative Produktion & Reserven

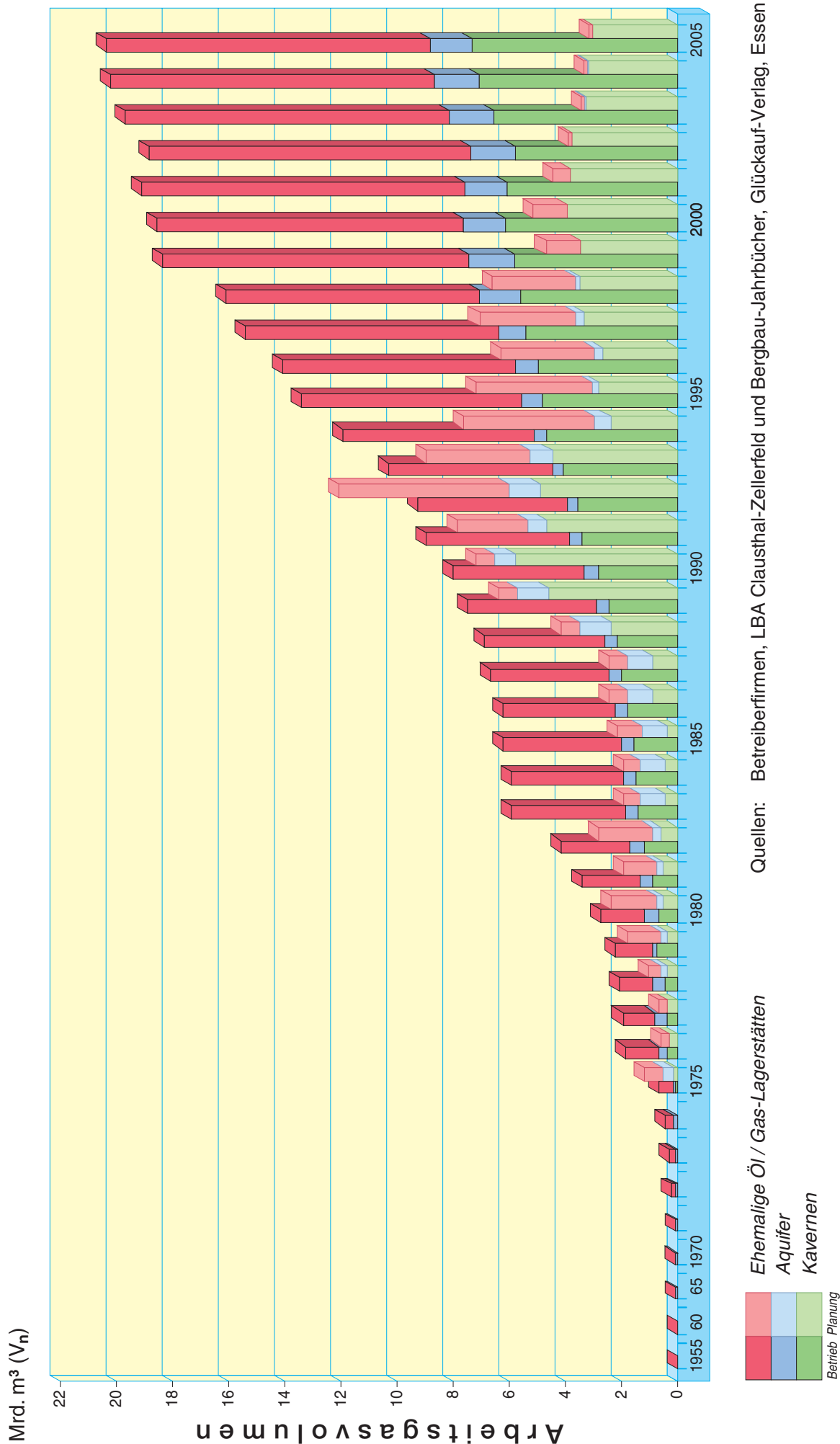


\* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

# Arbeitsgasvolumen in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland



Quellen: Betreiberfirmen, LBA Clausthal-Zellerfeld und Bergbau-Jahrbücher, Glückauf-Verlag, Essen