



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007





Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007

Hannover 2008

Titelbild

In Deutschland lagern unerschlossene Erdgaspotenziale als sogenanntes Tight Gas in sehr dichtem Gestein. Um diese Vorräte zu erschließen, wird die Horizontalbohr- mit der Frac-Technik kombiniert. Dabei werden im Trägerhorizont unter Einsatz von Hydraulikpumpen (siehe Foto) mit hohem Druck kontrolliert Risse im Gestein erzeugt und mit speziellen Stützmitteln stabilisiert, so dass das Erdgas besser zur Bohrung zufließen und gefördert werden kann.

In Ostfriesland führt die Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH gemeinsam mit der Wintershall Holding AG als Konsortialpartner eine ganze Reihe derartiger Tight Gas-Bohrungen durch. Nach der erfolgreichen Bohrung Leer Z4, die im Jahre 2005 abgeteuft wurde und nachfolgend die Produktion aufgenommen hat, sind weitere Projekte zur Erschließung der dortigen Potenziale vorgesehen.

(Foto und Text: Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH)



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

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

Download unter www.lbeg.niedersachsen.de

Vorwort

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

wir freuen uns, Ihnen den Bericht über die aktuellen Aktivitäten der Erdöl- und Erdgasindustrie für Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Erdöl und Erdgas in Deutschland vorzulegen.

Verfolgt man Presseberichte, Publikationen und die aktuelle Studie der BGR zur Situation der Rohstoffversorgung, dann sind seit Jahren folgende Tatsachen zu beobachten: das zunehmende Bewusstsein der Endlichkeit globaler und nationaler Erdöl- und Erdgasreserven, ihre Rolle in politisch labilen Regionen, ein gesteigertes Bewusstsein der zunehmenden Abhängigkeit von Importen aus diesen Regionen, die Bedeutung heimischer Ressourcen sowie die Untrennbarkeit von Umweltschutz, Klimaschutz und Energienutzung.

Erdöl und Erdgas „Made in Germany“ - Themen des vorliegenden Berichtes - spielen im Energiekonzept der Bundesrepublik eine bedeutende Rolle. Niedersachsen und Schleswig Holstein sind führend in der Erdöl- und Erdgasförderung und die Speicherstandorte in Nord-, Ost- und Süddeutschland sind Garanten für die Sicherheit der Erdgasversorgung. Neue Nachbardisziplinen der E&P- und Speicherindustrie wie die Geothermie oder CO₂-Speicherung sind über die Nutzung des Wirtschaftsraumes im tieferen Untergrund fachlich und räumlich immer stärker miteinander verbunden. Dies gilt besonders für die angewandten Technologien. Wer es versteht in großen Teufen nach Öl und Gas zu suchen, Lagerstätten mit „High Tech Ausrüstung“ zu fördern und zu entwickeln oder die größten Gasspeicher Europas zu betreiben, der ist auch in der Lage geothermische Potenziale oder Aquifere für die CO₂-Speicherung zu erschließen. Da die „Neuen Technologien“ maßgeblich auf Daten der Erdöl-Erdgasbranche zugreifen müssen, ist es Aufgabe der Fach- und Zulassungsbehörden in den Bundesländern, die Beteiligten bei ihren Projekten zu unterstützen und fachlich Schritt zu halten. Das LBEG arbeitet im Rahmen des Verbundes Kohlenwasserstoffgeologie mit einigen Bundesländern in Fragen der Exploration, Produktion und Speicherung von Erdöl und Erdgas zusammen. Zuletzt wurde für den KW-Verbund in Zusammenarbeit mit dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung ein Verfahren (Dataroom) etabliert, mit dem Geothermiefirmen Einsicht in Daten der KW-Industrie nehmen können, um dann mit Eigentümern über den Zugang zu Fachdaten zu verhandeln. Neu ist neben dem Layout des LBEG-Internetauftritts (www.lbeg.niedersachsen.de) auch das dort bereitgestellte Nachweis-system für die Daten der im KW-Verbund organisierten Bundesländer. Der GIS-gestützte Einsatz von Daten hat eine zunehmende Bedeutung für die Exploration und Produktion sowie für das Tages(beratungs)geschäft. Aus diesem Grund hat das LBEG unter dem Signet des Erdölgeologischen Austauschkreises (ATS) einen weiteren Datenworkshop veranstaltet, der künftig fortgesetzt werden soll. Erwähnenswert und ebenfalls relevant für eine effiziente Datennutzung und Visualisierung des tieferen Untergrundes ist ein vom LBEG begonnenes Projekt für die Umsetzung des „Geotektonischen Atlas“ (GTA) in ein 3D-Modell für Niedersachsen. Schleswig-Holstein plant ein ähnliches Projekt.

Das „Energiewertland Niedersachsen“ bietet die gesamte Energiewertschöpfungskette, die von der Gewinnung, der Anlandung von Öl und Gas über Pipelines und Seeterminals über die Verarbeitung bis hin zur Speicherung reicht. Niedersachsen ist mit seinen ansässigen Bohr- und Servicefirmen quasi das „Silicon Valley“ der deutschen Erdöl- und Erdgas-

branche, die national und international tätig ist und die jeweils benötigten Technologien „on demand“ entwickeln kann. Ein steigender Ölpreis, der schon die Marke von 100 \$/bbl überschritten hat, ist sicherlich der beste Motor, damit Unternehmen in Deutschland auch in Zukunft riskante Projekte on- und offshore planen und einen Beitrag zur heimischen Energieversorgung leisten können.

Die „Ersten Niedersächsischen Energietage“ vom 31.10.-1.11.2007 waren kennzeichnend für eine neue Entwicklung der Energiebranche, in der die Erdöl- und Erdgasunternehmen auch in den nächsten Jahrzehnten die Protagonisten sein werden. Vertreter aus Wirtschaft, Wissenschaft, Behörden und sonstigen Einrichtungen trafen sich auf dem Messegelände in Hannover. In Workshops wurde intensiv und disziplinübergreifend zu den Schwerpunktthemen „Innovative Bohr- und Fördertechnik“, „Kraftwerke mit untertägigen Energiespeichern“, „CO₂-Verpressung“ sowie „Energieeffizienz und erneuerbare Energien“ diskutiert. Wieder einmal wurde deutlich, dass alle Themen in der Energiekette untrennbar miteinander verbunden sind. Insbesondere die Thematik einer CO₂-Speicherung in ehemaligen Gaslagerstätten und Aquiferen gewinnt an Dynamik. Ein erstes Forschungsprojekt in kleinem Maßstab wurde in Ketzin in Betrieb genommen. Sollten Großprojekte lagerstättengeologisch und wirtschaftlich realisierbar sein, wird die Beschreibung des tieferen Untergrundes, Kapazitätsabschätzungen, Simulationen, Dichtheitsfragen und viele andere Punkte wesentlich auch von den Daten der KW-Industrie abhängen. Die EU-Staaten sind dabei, den Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid zu kommentieren. In Deutschland hat der Wirtschaftsausschuss des Bundesrates die Stellungnahmen der Ministerien der Länder zu dieser Richtlinie behandelt. Die Länder haben in Änderungsanträgen auf die spätere Umsetzbarkeit und Praktikabilität der EU-RL hingewiesen. Wieder waren hier Erfahrungen der Erdöl- und Erdgas- und Speicherbranche die Vorreiter.

Unser Dank gilt den Firmen, Bergbehörden, Ministerien und den Geologischen Diensten der Bundesländer für ihre stets zuverlässige Zusammenarbeit und die übermittelten Informationen für diesen Bericht. Die genannten Organe „Verbund Kohlenwasserstoffgeologie“ mit einigen Bundesländern und der „Erdölgeologische Austauschkreis“ zwischen Erdöl-Erdgas-Firmen und dem LBEG sind positive Verstärker für eine kompetente Wahrnehmung der Aufgaben von Industrie und Behörden. In einem föderalen System, in dem der Untergrund nicht an Landesgrenzen aufhört, sind sie für die Länder übergreifende Zusammenarbeit und eine bundesweite Berichterstattung besonders wichtig. Last but not least bedanken wir uns an dieser Stelle für die Unterstützung durch das Niedersächsische Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr.

Wenn Sie Fragen oder Anregungen zu diesem Bericht haben, können Sie uns gern eine E-Mail an kohlenwasserstoffe@lbeg.niedersachsen.de senden.

Wir wünschen Ihnen viel Erfolg bei Ihrer Arbeit und hoffen, dass die hier veröffentlichten Informationen nützlich für Sie sind.

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

Hannover, im April 2008

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	6
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen	7
Zusammenfassung	8
Summary	9
1 Bohraktivität	10
1.1 Explorationsbohrungen	10
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	14
1.3 Bohrmeterleistung	16
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	18
2 Geophysik	20
3 Konzessionswesen	22
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	27
4.1 Erdölförderung.....	28
4.2 Erdgasförderung.....	32
5 Erdöl- und Erdgasreserven	38
5.1 Reservendefinitionen.....	38
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2008.....	39
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2008.....	40
6 Untertage-Gasspeicherung	42
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung	42
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	43
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2007	44
6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland	47
6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich	48
6.6 Ausblick, politisches Umfeld.....	49
6.7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	50
7 Literatur und nützliche Links	51

Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2007.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2007.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2002 bis 2007, aufgeteilt nach Bohrkategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2007 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2007.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas in 2007.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdöl- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2007.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2003 bis 2007.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2007.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2005 bis 2007 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2006 und 2007 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2003 bis 2007.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2007.
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2005 bis 2007 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2006 und 2007 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2008 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2008 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2008 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2008)
- Tab. 21: Struktur des Erdgasverbrauchs nach Herkunftsland (WEG 2008).
- Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (AGEB 2008 und WEG 2008).
- Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31.12.2007).
- Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2006).
- 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 2007.
- 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: 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 2007.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2007.
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten.
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten.
- Anl. 9: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 10: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 11: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland.
- Anl. 12: Statische Reichweiten der Reserven.
- Anl. 13: Erdöl und Erdgas in Deutschland. Kumulative Produktion und Reserven.
- Anl. 14: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 15: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern.

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas sowie der Untertage-Gasspeicherung in Deutschland im Jahre 2007. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Auch in 2007 hat sich der Aufwärtstrend bei der Vergabe neuer Konzessionen fortgesetzt. Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete hat sich um etwa 8000 km² gegenüber dem Vorjahr vergrößert. Die Schwerpunkte des Interesses lagen am Südrand des norddeutschen Beckens in den Bundesländern Brandenburg, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen und am Nordrand des Beckens im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern.

Die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl sind deutlich angestiegen, sowohl der Umfang der geophysikalischen Vorerkundung als auch der Umfang der Explorationsbohrfähigkeit.

Aufgrund eines großen offshore Surveys betrug die Fläche der akquirierten 3D-Seismik über 900 km², also mehr das Fünffache des Vorjahres. Die Akquisition von 2D-Seismik lag mit über 200 Profilkilometern in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Gravimetrische Messungen wurden auf einer Fläche von knapp 300 km² durchgeführt.

In der Exploration ist die Anzahl der Bohrungen von neun im Vorjahr auf zwölf gestiegen. Neue Erdgas- und Erdöllagerstätten wurden mit sechs Aufschlussbohrungen gesucht. Leider konnte keine der vier mit Ergebnis abgeschlossenen Bohrungen eine neue Lagerstätte nachweisen. In der näheren Umgebung von bekannten Erdgasvorkommen wurden sechs Teilfeldsuchbohrungen gebohrt. Die einzige mit Ergebnis abgeschlossene Bohrung war nicht fruchtbar.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte um zwei auf 16 zurückgegangen. Dazu kommen acht Bohrungen, die bereits im Vorjahr ihre Endteufe erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. 15 Bohrungen wurden erfolgreich abgeschlossen, davon waren elf öl- oder gasfruchtbar und vier hatten ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat wieder deutlich zugenommen und erreichte mit 67 410 m den höchsten Wert seit 1999. Gegenüber dem Vorjahr bedeutet das ein Plus von 26 Prozent.

Die Erdgasförderung ist gegenüber dem Vorjahr vor allem verbrauchsbedingt deutlich um 8,6 Prozent gesunken und betrug 18 Mrd. m³.

Die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betrug am Stichtag 218 Mrd. m³ (Rohgas) und lag damit 14 Mrd. m³ oder gut 6 Prozent niedriger als im Vorjahr. Nur ein kleiner Teil der Förderung konnte also durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Erdölförderung (inkl. Kondensat) lag mit 3,4 Mio. t nur wenig unter der des Vorjahres. Der leichte Rückgang um knapp 3 Prozent beruht auf dem natürlichen Förderabfall der meisten Erdölfelder und teilweise auf technischen Gründen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurde auf 37 Mio. t geschätzt. Damit haben die Reserven um 4 Mio. t, also um mehr als die Förderung, abgenommen.

Das Arbeitsgasvolumen der Untertage-Gasspeicher wurde gegenüber 2006 um 0,9 Mrd. m³ auf 22 Mrd. m³ ausgebaut. Das gegenwärtig technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen stieg um 0,8 Mrd. m³ auf 19,9 Mrd. m³. Gegenwärtig wird geplant, das Arbeitsgasvolumen um weitere 3,6 Mrd. m³, vorwiegend in Kavernenspeichern, auszubauen.

Summary

This report gives a review of the results of exploration and production of oil and gas and underground gas storage in Germany in 2007. The report is based on data collected regularly by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil companies and the other state mining offices.

Regarding the award of new exploration licenses the positive trend has continued into 2007. The total acreage of exploration licenses has increased by 8000 square kilometres. The interests were focused on the southern margin of the North German Basin in the states of Brandenburg, Lower Saxony, and North Rhine-Westphalia, as well as the northern margin of the basin in the state of Mecklenburg-Western Pomerania.

Activities of oil and gas exploration increased significantly in terms of both geophysical prospecting and exploration drilling.

Due to a large offshore Survey the acreage of 3D seismic acquisition increased to 900 square kilometres, which is five times more than in the previous year. More than 200 kilometres of 2D seismic lines were acquired, which represent approximately the same level as in the preceding year. One gravimetric survey was carried out. Its extension amounted to almost 300 square kilometres.

The number of exploration wells increased from nine in 2006 year to twelve in 2007. Six new field wildcats were drilled to find new gas fields and oil fields. Four wells were completed and all of them were dry. In the vicinity of producing fields six exploration wells (new pool tests) were drilled. The only completed well was dry.

In field development the number of "active" wells dropped by two and amounted to sixteen. In addition eight wells were in process, which were drilled to total depth without a final result

in 2006. Fifteen wells were completed successful, thereof thirteen wells as oil or gas wells, one as a service well and another one as a pilot hole.

The footage increased significantly and amounted to 67 410 metres, which marks the peak value since 1999. Compared to the previous year this is a plus of 26 percent.

German annual gas production dropped compared to the previous year by 8.6 percent to 18 billion cubic metres (field quality) most notably due to less consumption.

The total remaining proven and probable natural gas reserves fall by 14 billion cubic metres or six percent and amounted to 218 billion cubic metres (field quality). Only a small proportion of the production could be replaced by new reserves.

German annual oil production declined to 3.4 million metric tons. The decrease of nearly 3 percent was primarily due to the natural decline of most of the oil fields and less due to technical reasons.

Total remaining proven and probable oil reserves decreased by 4 million tons, which is more than the annual production, and amounted to 37 million tons.

Total working gas volume of underground gas storage was extended by 0.9 billion cubic metres to 22 billion cubic metres. At present a volume of 19.9 billion cubic metres in maximum is technically available. This is an increase by 0.8 billion cubic metres compared to the previous year. According to recent planning 3.6 billion cubic metres of working gas volume are to be installed in the future, preferentially in storage facilities in salt caverns.

1 Bohraktivität

Entsprechend den Erwartungen hat die Bohraktivität gegenüber dem Vorjahr wieder deutlich zugenommen. Die Bohrmeterleistung erreichte den höchsten Wert seit 1999 (Kap. 1.3, Abb. 1), obwohl die Anzahl der Bohrprojekte (Kap. 1.2) eher durchschnittlich ausgefallen ist und etwa dem Vorjahreswert entsprach.

Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich nochmals erhöht, während die Anzahl der Produktionsbohrungen etwas hinter dem Vorjahr

reswert zurückblieb. Damit ist der Anteil der Explorationsbohrungen auf mehr als 40 Prozent gestiegen. Ein Wert, der seit vielen Jahren nicht erreicht wurde.

Die durchschnittlichen Bohrmeter pro Bohrung sind auf etwa 2400 m angestiegen; im Vorjahr betrug dieser Wert noch etwa 2000 m, bei gleicher Anzahl von entsprechend kürzeren Ölbohrungen oder als Ablenkung aus bestehenden Bohrlöchern projektierten Bohrungen.

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. Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich von neun im Vorjahr auf zwölf erhöht. Hinzu kommt eine Bohrung die in 2006 ihre Endteufe erreicht hatte, aber noch kein Ergebnis erhalten hatte.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die mit dem Ziel abgeteuft werden, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden sechs Bohrungen gebohrt (Tab. 1). Drei Bohrungen hatten das Rotliegend im Norddeutschen Becken zum Ziel. Eine dieser Bohrungen untersuchte diesen Horizont in den J-Blöcken der Nordsee, zwei weitere im bzw. am südlichen Rand des bekannten Rotliegend-Gasgürtels. Seit mehr als zehn Jahren wurde wieder eine Aufschlussbohrung auf den Zechstein im Nord-

deutschen Becken angesetzt. Zwei Bohrungen untersuchten im süddeutschen Voralpenbecken am nördlichen Rand der gefalteten Molasse die tertiären Bausteinschichten.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Flächen nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden ebenfalls sechs Bohrungen gebohrt (Tab. 1). Zwei Bohrungen lagen im Bereich der norddeutschen Rotliegend-Gasfelder Rotenburg-Taaken und Ostervese, drei im Bereich der norddeutschen Zechstein-Gasfelder Uchte Burgmoor und Deblinghausen. Seit mehr als fünfzehn Jahren wurde im Oberrheintal wieder eine Explorationsbohrung gebohrt; sie sollte den Ölfund einer Geothermiebohrung bestätigen.

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

Aufschlussbohrungen

Nordsee

Im deutschen Sektor der Nordsee wurde die

Bohrung **J10-1** (EEG¹) (Abb. 5) niedergebracht. Es ist die erste Bohrung im Block J10 und liegt von der nächsten Bohrung, J11-1, die bereits 1981 gebohrt wurde, etwa 10 km west-nordwestlich entfernt. Regionalgeologisch befindet sich die Lokation der Bohrung auf dem

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

stabilen West-Schleswig-Block, d.h. in einer Region, die durch wenig Tektonik und Salzbewegungen geprägt ist. Das Ziel waren gasführend erwartete Rotliegend-Sandsteine in einer gestörten Antiklinale innerhalb eines synsedimentären Grabens. Struktur und Ziellokation wurden anhand der 3D-Seismik aus dem Jahre 2001 identifiziert. Die Bohrung erreichte die Sandsteine in der prognostizierten Teufe und wurde bei 5170 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Die Zielhorizonte wurden in teils guter Reservoirausbildung und gasführend angetroffen. Aufgrund der Befunde während des Bohrens, der Logauswertung und der Probennahme mittels MDT wurde ein Test durchgeführt. Die Testergebnisse und ein endgültiges Ergebnis der Bohrung lagen zum Jahresende noch nicht vor.

Gebiet Elbe-Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) auf das Rotliegend angesetzt. Ziel waren die Sandsteine eines synsedimentären Halbgrabens in der Verlängerung des Schneverdingen-Grabens. Mit dem Prospekt wurde der mögliche Reservoirfaziestrend der Lagerstätten Völkersen und Walsrode/Idsingen nach Südosten verfolgt. Entsprechend der Verhältnisse am Südrand des Rotliegend-Fairways wurden Sandsteine mit ähnlicher Reservoir-Ausbildung wie in Walsrode oder Bleckmar/Wardböhlen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indikation für eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Die Bohrung begann bereits in 2006 und stand zum Jahresende 2006 bei 3527 m im Mittleren Muschelkalk. In 2007 erreichte sie ihre Endteufe in 5912 m. Die Sandsteine des Rotliegend wurden zwar tiefer als erwartet, aber gasführend angetroffen. Mehrere Tests auf unterschiedliche Reservoirabschnitte erbrachten nicht die Ergebnisse, die nach den Befunden während des Bohrens und der Logauswertung erwartet werden konnten. Da zum Jahresende über das weitere Vorgehen noch nicht entschieden worden war, hat die Bohrung auch noch kein endgültiges Er-

gebnis erhalten.

Die Bohrung **Lüdingen Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) wurde etwa 4 km östlich des Gasfundes Weissenmoor abgeteuft. Geologisches Ziel waren die Rotliegend-Sandsteine im östlichen Teil des synsedimentären Rotenburg-Grabens. Dort wurde im Bereich einer verkippten Grabenscholle eine Hochlage identifiziert, in der die potenziellen Speicher nach der Prognose höher liegen sollten als in Weissenmoor. Die Bohrung konnte die prognostizierte Hochlage gegenüber der Struktur von Weissenmoor bestätigen und wurde bei 5065 m im Vulkanit des Rotliegend eingestellt. Zwar hatte die Bohrung während des Bohrens im Rotliegend Gasanzeigen, doch waren die Zielhorizonte nicht speicherfähig ausgebildet. Die Bohrung wurde ohne Test als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung **Kirchdorf Z1** (Wintershall) (Anl. 2) soll etwa 5 km nördlich des Feldes Burgmoor eine seismisch kartierte allochthone Scholle des Staßfurt-Karbonat auf Gasführung untersucht werden. Allochthone Schollen wie diese sind besonders in den Konzessionen Dümmersee-Uchte und Schollen verbreitet und wurden schon häufiger gasführend erschlossen. Die Schollen bestehen aus Schichtverbänden von Basalanhydrit, Staßfurt-Karbonat und Werra-Anhydrit. Sie wurden vermutlich im Zuge der Inversionstektonik des niedersächsischen Beckens in Hochlagen von Ihrer Unterlage abgesichert und schwimmen nun in den Salzen des Zechstein. Zur genauen Bestimmung der räumlichen Lage des Reservoirs ist zunächst ein Pilotloch geplant. Im Falle einer Gasführung soll das Staßfurt-Karbonat mit einer etwa 400 m langen Horizontalstrecke erschlossen und in Produktion genommen werden. Die Bohrung stand zum Jahresende 2007 bei 1165 m in der Unterkreide.

Alpenvorland

Die Bohrung **Kempten 1** (OMV) (Anl. 1) hatte das Ziel, innerhalb der Erlaubnis Südbayern an

der Stirn der gefalteten Molasse die Bausteinschichten des Chatt auf Gasführung zu untersuchen. Strukturell befindet sich das Ziel nach der seismischen Interpretation im Bereich der frontalen Dreieckszone (Triangle Zone), in der das Reservoir in zwei tektonischen Schuppen, sogenannten Duplexstrukturen, vorkommen sollte. Die Bausteinschichten der oberen Schuppe stellen das eigentliche Ziel der Bohrung dar. Zur Verifizierung des tektonischen Modells sollten die Bausteinschichten der unteren Schuppe erbohrt werden. Dieses Play wurde in der bayerischen Molasse bislang nicht getestet. Die etwa 44 km weiter östlich gelegene Aufschlussbohrung Grambach 1 aus dem Jahr 1990 steht zwar in vergleichbarer tektonischer Position, hat aber eine nur rudimentär entwickelte Dreieckszone durchteuft. Die Bohrung Kempten 1 erreichte nach dem Durchteufen der oberen Schuppe an der Basis der unteren Schuppe bei 4161 m ihre Endteufe. Das tektonische Modell konnte damit grundsätzlich bestätigt werden. Vereinzelt er-

höhte Gasanzeichen deuteten an, dass Gas im System vorhanden ist. Das Ziel, die Bausteinschichten, war an der Basis der oberen wie auch der unteren Schuppe tektonisch bedingt ausgefallen, d.h. die Abscherhorizonte lagen jeweils oberhalb der Baustein-Schichten. Da Chancen bestanden, das Reservoir weiter südlich in der oberen Schuppe anzutreffen, wurde die Bohrung um etwa 1,2 km nach Süden zur **Kempten 1a** abgelenkt. Auch in der Ablenkung waren die Bausteinschichten tektonisch bedingt ausgefallen. Die Bohrung wurde bei 4130 m noch in der oberen Schuppe, aber nahe ihrer Basis eingestellt, für nicht fündig erklärt und verfüllt.

Bereits Ende 2006 hatte die Bohrung **Lau-
fen A1** (RAG) (Anl. 1) die Endteufe von 2047 m im Aquitan erreicht, ohne dass Zonen erhöhter Gasführung oder speicherfähige Horizonte nachgewiesen wurden. Die Bohrung wurde im Januar 2007 für nicht fündig erklärt und verfüllt.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Am Südrand des Feldeskomplexes Rotenburg-Taaken soll die Bohrung **Bötersen-Süd Z1** (EMPG) (Anl. 2) die Sandsteine des Rotliegend auf Gasführung untersuchen. Das Ziel der Bohrung wurde anhand einer Anomalie der seismischen Amplituden definiert, die üblicherweise als Indikation für ein gutes Reservoir interpretiert wird. Das Risiko liegt in dieser Region vor allem in der Güte der Reservoireigenschaften der Rotliegend-Sandsteine. So hatte z.B. die etwa 4,5 km südöstlich liegende Bohrung Ahausen Z1 aus dem Jahre 1991 die Rotliegend-Sandsteine zwar gasführend, aber mit schlechten Speichereigenschaften erschlossen, die eine wirtschaftliche Förderung nicht zuließen. Zum Jahresende 2007 stand die Bohrung Bötersen-Süd Z1 im Wustrow-Sandstein des Rotliegend, hatte die Endteufe aber noch nicht erreicht. Im Bereich des Hauptzielhorizontes, dem Wustrow-Sandstein,

wurde die Bohrung annähernd horizontal geführt und der Träger auf einer Strecke von knapp 500 m mit zum Teil sehr guten Gasanzeichen aufgeschlossen. Im Januar 2008 hatte die Bohrung die Endteufe von 5650 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Weiterführende Ergebnisse lagen noch nicht vor.

Südwestlich angrenzend an das Gasfeld Ostervesede wurde anhand seismischer Daten ein tektonischer Block identifiziert, der durch Störungen von den Rotliegend-Gasfeldern Ostervesede und Söhlingen getrennt ist. Auf dieser nach Westen gekippten westlichen Randstaffel des Rotliegend-zeitlichen Schneverdingen-Grabens ließ das Fazies- und Diagenesemodell Dünensandsteine mit moderaten Speichereigenschaften erwarten. Da die Reserven des Feldes Ostervesede nahezu erschöpft waren und die einzige Fördersonde des Feldes, Ostervesede Z1, aufgrund eines technischen Defektes nicht mehr fördern konn-

te, sollte dieser Block mit einer Ablenkung der Ostervesede Z1 um etwa 1 km nach Südwesten untersucht werden. Die Ablenkung **Ostervesede Z1a** (EMPG) (Anl. 2) wurde jahresübergreifend 2006/2007 gebohrt. Zum Jahresende 2006 stand die Bohrung bereits bei 4262 m in der Solling-Folge des Mittleren Buntsandstein. Im Februar 2007 hatte die Bohrung ihre Endteufe von 5500 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Der Zielhorizont wurde tiefer als erwartet, aber dennoch gasführend angetroffen. Da die Reservoireigenschaften schlechter als prognostiziert ausgebildet sind, erbrachten Förderteste nur geringe Zuflüsse, die keine wirtschaftliche Förderung erlauben. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung **Burgmoor Z4** (EMPG) (Anl. 2) soll die Ausdehnung des Zechstein-Gasfeldes Uchte-Burgmoor nach Norden überprüft werden. Da der Gas-Wasser-Kontakt in der Struktur Uchte-Burgmoor bislang nicht erbohrt wurde, ist auch die maximale Ausdehnung der gasführenden Fläche noch unbekannt. Das Zielgebiet befindet sich an der Nordflanke der Struktur Uchte-Burgmoor in einem, nach der seismischen Interpretation, strukturtieferen Bereich, der unterhalb der bislang nachgewiesenen Gassäule liegt. Der Zielhorizont, das Staßfurt-Karbonat, wird zunächst mit einem stark geneigten Pilotloch untersucht. Wird das Reservoir gasführend angetroffen, soll es mit einem abgelenkten und annähernd horizontal geführten Bohrloch erneut aufgeschlossen und in Produktion genommen werden. Zum Jahresende 2007 hatte die Bohrung gerade angefangen zu bohren und stand bei 36 m im Wealden.

Die Bohrung **Deblinghausen Z6** (EMPG) (Anl. 2) untersuchte das Staßfurt-Karbonat an der Südostflanke des Gasfeldes Deblinghausen. Das Ziel waren zwei durch die seismische Interpretation definierte tektonische Blöcke, die durch die einzige Fördersonde des Feldes, Deblinghausen Z5, nur eingeschränkt oder

nicht drainiert werden. Der Zielhorizont sollte zunächst mit einem stark geneigten Pilotloch aufgeschlossen und im Falle der Fündigkeit durch eine Ablenkung mit annähernd horizontal verlaufendem Bohrloch erneut aufgeschlossen und in Produktion genommen werden. Die Bohrung hat den Zielhorizont etwa in der erwarteten Teufe und innerhalb des bekannten gasführenden Teufenintervalls angetroffen; dennoch war der Träger verwässert. Daraufhin wurde die Bohrung als **Deblinghausen Z6a** auf das Staßfurt-Karbonat eines tektonischen Blocks an der Nordostflanke des Feldes abgelenkt. Auch für diesen Block galt die Annahme, dass das Reservoir durch die bestehende Fördersonde nur eingeschränkt oder nicht drainiert wird. Die Bohrung traf das Reservoir in der erwarteten Teufe gasführend unter initialen Druckbedingungen an und schloss es auf einer Strecke von über 200 m annähernd horizontal auf. Im Januar 2008 wurde die Bohrung gasfündig erklärt.

Oberrrheingraben

Mit der Bohrung **Römerberg 1** (GdFPEG) (Anl. 1) wurde erstmals seit 15 Jahren im Oberrrheingraben wieder eine Explorationsbohrung auf Kohlenwasserstoffe niedergebracht. Die Bohrung Römerberg 1 sollte die Ausdehnung des Erdölfundes der Geothermiebohrung Speyer GTB I nach Nordnordosten bestätigen. Der Erdölfund ist nach Auswertung der 3D-Seismik aus dem Jahre 2005 an eine strukturelle Falle an einer grabenrandparallelen antithetischen Abschiebung geknüpft. In der durch mehrere Querbrüche gegliederten Monoklinale wurden Sandsteine des Oberen Buntsandstein mit der Bohrung Speyer GTB I ölführend nachgewiesen. Das Zielgebiet der Bohrung Römerberg 1 liegt etwa 2 km nordnordöstlich der Fundbohrung unterhalb der Stadt Speyer. Aufgrund der Oberflächenverhältnisse liegen zwischen Ansatz- und Landepunkt etwa 1400 m. Die Bohrung hat die Sandsteine des Oberen Buntsandstein in der erwarteten Teufe angetroffen und wurde bei 3100 m eingestellt. Zum Jahresbeginn 2008 wurden Testarbeiten durchgeführt.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrprojekte ist mit 28 gegenüber 27 im vorangehenden Jahr nahezu unverändert geblieben. Als "aktiv" werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Darüber hinaus waren sieben weitere Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2007 die Endteufe erreicht hatten, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2007 mit ihren Ergebnissen bzw. dem Status zum Jahresende zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

15 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren elf öl- oder gasfündig und vier hatten ihr Ziel erreicht.

Das Ergebnis "Ziel erreicht" erhalten erfolgreiche Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen sowie technisch bedingte Ablenkungen bereits produzierender Sonden, die aufgrund nicht behebbarer technischer Defekte nicht mehr (hinreichend) fördern konnten. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status "noch kein Ergebnis" geführt.

Keine der vier mit Ergebnis beendeten Aufschlussbohrungen hat eine neue Lagerstätte nachweisen können. Damit liegt der letzte Fund einer Öl- oder Gaslagerstätte nun mehr als zehn Jahre zurück; mit ein Grund dafür, dass die Reserven in den letzten Jahren konti-

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2007. Bohrlokationen siehe Abb. 5, Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Nordsee</i>							
J10-1	EEG	2584350	6034334	n.k.E.	Rotliegend	5170,0	Rotliegend
<i>Weser-Elbe</i>							
Böstlingen Z1	RWE Dea	3553086	5848041	n.k.E.	Rotliegend	5912,0	Rotliegend
Lüdingen Z1	RWE Dea	3533928	5873247	fehl	Rotliegend	5061,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Kirchdorf Z1	Wintershall	3487840	5828332	bohrt	Zechstein		
<i>Alpenvorland</i>							
Kempten 1	OMV	4383607	5284875	fehl	Baustein-Sch.	4161,0	Cyrenen-Sch.
Kempten 1a	OMV	4383607	5284875	fehl	Baustein-Sch.	4130,0	USM
Laufen A1*	RAG	4570099	5310173	fehl	Puchkirchen-F.	2047,0	Aquitain
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Weser-Elbe</i>							
Bötersen-Süd Z1	EMPG	3519450	5884605	bohrt	Rotliegend		
Ostervesede Z1a	EMPG	3537246	5888098	n.k.E.	Rotliegend	5500,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Burgmoor Z4	EMPG	3491814	5821362	bohrt	Staßfurt-Karb.		
Deblinghausen Z6	EMPG	3500308	5829411	fehl	Staßfurt-Karb.	3629,0	Staßfurt-K.
Deblinghausen Z6a	EMPG	3500308	5829411	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	4065,0	Werra-Anhy.
<i>Oberrheingraben</i>							
Römerberg 1	GdFPEG	3457572	5467101	n.k.E.	Ob. Buntsandst.	3100,0	Buntsandst.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2007; *: Endteufe vor 2007 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis							

nuerlich abnehmen. Die Fündigkeitsquote der Aufschlussbohrungen sank damit im Betrachtungszeitraum seit 1981 weiter auf 20,9 Prozent (Anzahl: 310 Bohrungen).

Auch die einzige in der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen mit Ergebnis beendete Bohrung war nicht fündig. Die durchschnittlichen Fündigkeitsquoten betragen in dieser Kategorie über die letzten zehn Jahre 45,2 Prozent

(Anzahl: 31 Bohrungen) und im Betrachtungszeitraum seit 1981 55,1 Prozent (Anzahl: 158 Bohrungen).

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2007.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Elbe-Weser</i> Idsingen Z4*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	fehl
<i>Weser-Ems</i> Uchte Z7*	GdFPEG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 15	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
Mittelplate-A 19a	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	bohrt
Mittelplate-A 21	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z10	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
Söhlingen Z16	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z5*	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Vorhop-Knesebeck 8a*	GdFPEG	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Walsrode Z8*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Bramhar 10a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Bramhar 64	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Dötlingen Z8a*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	fehl
Goldenstedt Z7a	EMPG	Karbon-Sandsteine	technisch fehl
Klosterseele Z1a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Leer Z5	GdFPEG	Rotliegend-Sandsteine	technisch fehl
Oythe Z3*	EMPG	Oberkarbon	gasfündig
Siedenburg Z22b*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Staffhorst Z3a	WIHO	Staßfurt-Karbonat	Ziel erreicht
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 18Aa	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 97	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 305 (Pilot)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 305a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A H2	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	Ziel erreicht
EEG – EEG - Erdgas Erdöl GmbH, Berlin, jetzt GdFPEG		Status mit Stand vom 31. Dezember 2007	
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover		* : Endteufe vor 2007 erreicht	
GdFPEG – Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, Lingen			
OMV – OMV Exploration & Production GmbH, Wien			
RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien			
RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg			
Wintershall – Wintershall Holding AG, Barnstorf			

1.3 Bohrmeterleistung

Entsprechend den Erwartungen hat die Bohrmeterleistung wieder deutlich zugenommen und erreichte mit 67 410 m den höchsten Wert seit 1999. Gegenüber dem Vorjahr ist die Bohrleistung um 26 Prozent gestiegen. 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 2006 deutlich um 32 Prozent übertroffen. Die Graphik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

In den bedeutenden Regionen der Erdöl- und Erdgassuche und -förderung war fast durchweg eine Steigerung der Bohrmeterleistung zu beobachten, wenn z.T. auch nur eine geringe. Lediglich im Gebiet westlich der Ems, d.h. im Bereich der Westemsland-Ölfelder ging die Bohrleistung zurück.

Der Aufwärtstrend auf dem Explorationssektor hat sich fortgesetzt. Auf die Exploration entfielen knapp 37 000 m; das sind mehr als die Hälfte der gesamten Bohrmeter. Anteile von mehr als 50 Prozent waren zuletzt in der Zeit der hohen Ölpreise der 1980er Jahre üblich.

Gegenüber dem Vorjahr haben sich die Bohrmeter der Exploration damit fast verdoppelt, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre sogar mehr als verdoppelt.

In der Feldesentwicklung wurden etwa 30 500 m gebohrt. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dieser Wert einem Minus von knapp 9 Prozent, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre einem Minus von gut 13 Prozent.

Knapp zwei Drittel der Bohrmeter wurden in Niedersachsen abgeteuft (Tab. 4). Obwohl die Bohrmeter in Niedersachsen angestiegen sind, fiel der relative Anteil seit Jahren unter die Marke von 70 Prozent. Der Anteil Schleswig-Holsteins ist aufgrund der tiefen Nordsee-Bohrung auf 21 Prozent angestiegen. In Bayern wurden 11 Prozent der Bohrmeter gebohrt; 5 Prozent entfielen auf das Land Rheinland-Pfalz. Nachdem in 2007 zwischen den Ländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein die Abgrenzung der Zuständigkeit im Bereich des deutschen Anteils am Festlandsockel unter der Nordsee mit einem Abkommen geregelt wurde, entfällt in der Tabelle 4 bei der Aufschlüsselung der Bohrmeter nach Bundesländern die bislang notwendige Rubrik "Nordsee".

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2002 bis 2007, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
	m	%	A1		A3		A4		B1		B2		B3	
			m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
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
2005	65 024	100	193	0,3	7 661	11,8	9 193	14,1	11 392	17,5	36 283	55,8	302	0,5
2006	53 415	100	346	0,6	9 331	17,5	10 185	19,1	3 331	6,2	29 806	55,8	416	0,8
2007	67 410	100	-	-	21 142	31,4	15 698	23,3	-	-	27 082	40,2	3 489	5,2
Mittelwert 2002-2006	51 010	100	108	0,2	8 499	16,7	7 165	14,0	2 945	5,8	30 863	60,5	1 430	2,8

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2007 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	7361,0	-	-	-	-	7361,0	10,9
Niedersachsen	8611,0	12597,7	-	21353,4	-	42562,1	63,1
Rheinland-Pfalz	3100,0	-	-	-	-	3100,0	4,6
Schleswig-Holstein	5170,0	-	-	5728,3	3489,0	14387,3	21,3
Gebiet							
Nordsee	5170,0	-	-	-	-	5170,0	7,7
Nördlich der Elbe	-	-	-	5728,3	3489,0	9217,3	13,7
Elbe-Weser	7446,0	7771,0	-	7858,0	-	23075,0	34,2
Weser-Ems	1165,0	4826,7	-	11688,3	-	17680,0	26,2
Westlich der Ems	-	-	-	1807,1	-	1807,1	2,7
Oberheintal	-	3100,0	-	-	-	3100,0	4,6
Alpenvorland	7361,0	-	-	-	-	7361,0	10,9

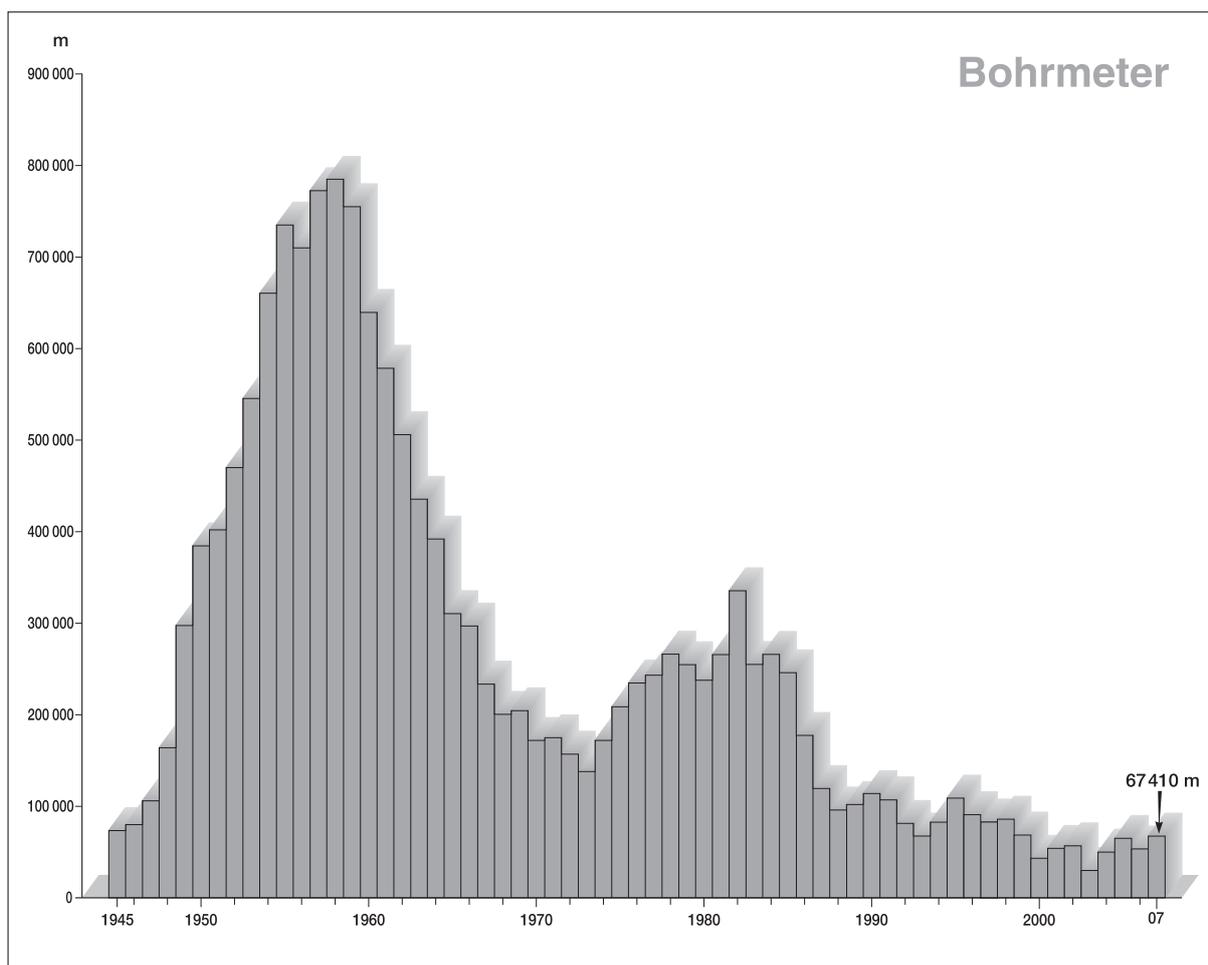


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2007.

1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Für die in Deutschland abgeteuften Bohrungen gilt seit 1.1.1981 verbindlich die folgende, von Bergbehörden, Geologischem Dienst und der Erdölindustrie gemeinsam erarbeitete Bohrunsklassifikation:

A Explorationsbohrung (exploration well)

Sie hat die Aufgabe, den Untergrund auf die Voraussetzungen für die Kohlenwasserstoffgenese und -akkumulation bzw. auf das Auftreten wirtschaftlich förderbarer Vorkommen zu untersuchen. Sie erfüllt alle Voraussetzungen, um den Aufschlussverpflichtungen der Erdölgesellschaften zur Suche nach Kohlenwasserstoffen in den ihnen verliehenen Gebieten zu genügen.

A1 Untersuchungsbohrung (shallow stratigraphic test, structure test)

Sie dient der geologischen Vorerkundung. Es handelt sich meist um eine Bohrung geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft wird. Im Allgemeinen hat sie nicht die Aufgabe, Erdöl- oder Erdgasansammlungen zu suchen. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 1001.

A2 Basisbohrung (deep stratigraphic test)

Sie erkundet in großen Teufen solche Schichtfolgen, über die bisher nur geringe Kenntnisse vorliegen, mit dem Ziel, Muttergesteine und/oder Speichergesteine nachzuweisen. Da sie ohne genaue Kenntnis der erdölgeologischen Verhältnisse abgeteuft wird, hat sie nicht die unmittelbare Aufgabe, eine Erdöl- oder Erdgaslagerstätte zu suchen.

A3 Aufschlussbohrung (new field wildcat)

Sie hat die Aufgabe, ein neues Erdöl- oder Erdgasfeld zu suchen.

A4 Teilfeldsuchbohrung (new pool test: new tectonic block, new facies area, deeper or shallower horizon etc.)

Sie sucht entweder ein von produzierenden Flächen abgetrenntes Teilfeld in demselben produktiven Horizont, wobei sie in der Regel nicht weiter als 5 km von einem bereits erschlossenen Feld entfernt steht, oder einen neuen Erdöl oder Erdgas führenden Horizont unterhalb oder oberhalb einer erschlossenen Lagerstätte. Dieser neue Horizont gehört in der Regel einer anderen stratigraphischen Stufe (z.B. Mittlerer Buntsandstein, Unterer Keuper, Rotliegend) an als die Lagerstätte.

A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

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

B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

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

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

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

B2 Produktionsbohrung (production well, exploitation well)
 Sie wird innerhalb eines Erdöl- und Erdgasfeldes niedergebracht, um einen oder mehrere bekannte erdöl-/erdgasführende Horizonte flächenhaft zu erschließen und in Förderung zu nehmen.

B3 Hilfsbohrung (injection well, observation well, disposal well etc.)
 Die Hilfsbohrung trägt als Einpressbohrung (zur Druckerhaltung oder zur Erhöhung des Ausbeutegrades), Beobachtungsbohrung, Schluckbohrung etc. indirekt zur Förderung des Erdöls oder des Erdgases bei. Fündige Hilfsbohrungen werden in Produktionsbohrungen umklassifiziert.

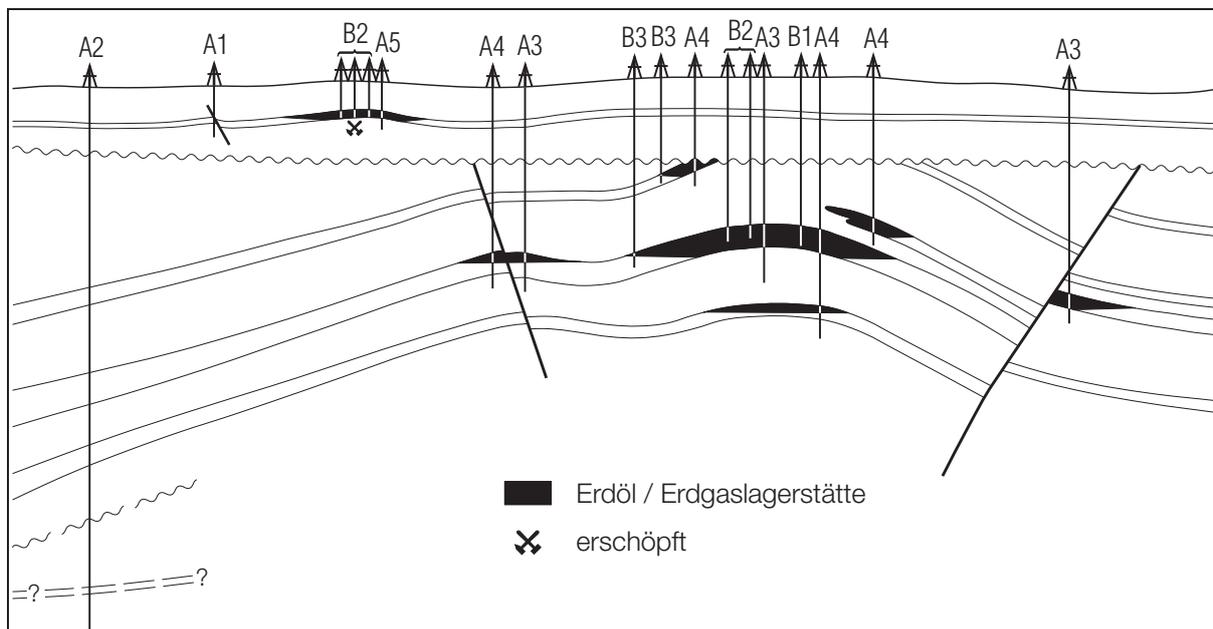


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Die Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes mittels geophysikalischer Verfahren bewegen sich in den letzten Jahren quantitativ auf einem recht geringen Niveau. Aufgrund eines großen 3D-Surveys in der Nordsee war in 2007 eine positive Entwicklung zu verzeichnen. In 2007 wurden 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von 913 km², 221 Profilkilometer 2D-Seismik sowie gravimetrische Daten auf einer Fläche von 278 km² akquiriert. Geomagnetische Messungen wurden nicht durchgeführt (Tab. 5).

3D-Seismik

Onshore lag der Umfang der 3D-Seismik etwa 50 km² unter dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre, offshore etwa 500 km² über dem Mittel.

In 2007 wurden Daten im Rahmen von vier Surveys aufgenommen (Abb. 3 und 5). Im Entenschnabel der Nordsee wurde in den Erlaubnissen B 20008/55 und B 20001 von den Inhaber-Konsortien unter Federführung der Wintershall Holding AG der Survey "Dänemark-Deutschland 2007" akquiriert. Der Survey überdeckt eine Fläche von etwa 2300 km²

grenzüberschreitend nach Dänemark und Großbritannien. Dieser Survey liegt zum überwiegenden Teil im dänischen Teil der Nordsee, der deutsche Anteil beträgt 766 km². Im niedersächsischen Erlaubnisgebiet Hahnenhorn der RWE Dea AG wurde der Survey "Hahnenhorn" jahresübergreifend nach 2007 akquiriert. Die Fläche des Surveys beträgt etwa 140 km², der Anteil in 2007 74 km². Im Bereich des niedersächsischen Erdölfeldes Rühlermoor wurde der 18 km² große Survey "Rühlermoor 2007" unter Federführung der Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH aufgenommen. In Mecklenburg-Vorpommern wurde südlich des Greifswalder Boddens im Auftrag der EWE AG der Survey "3D Moeckow 2007" zur Erkundung des Untergrundes hinsichtlich der Untergrundspeicherung von Erdgas gemessen. Das Messgebiet umfasst eine Fläche von 55 km².

2D-Seismik

Der Umfang der 2D-Seismik lag onshore bei 221 Profilkilometern und damit deutlich über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre von knapp 100 Profilkilometern. Offshore wurden keine Messungen durchgeführt.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2007 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte / km ²
Ostsee	-	-	-
Nordsee	766	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	55	-	-
Elbe-Weser	74	-	-
Weser-Ems	-	-	} 1340 / 278
Westlich der Ems	18	-	
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-
Alpenvorland	-	221	-
Summe	913	221	1340 / 278

In 2007 wurde ein Survey akquiriert, und zwar der Survey "Bavaria 2007" im Erlaubnisgebiet Südbayern des Konsortiums OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd. und Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH mit einem Umfang von 221 Profilkilometern.

gravimetrische Survey "Jemgum 2007" auf einer Fläche von 278 km² mit 1340 Messpunkten akquiriert.

Gravimetrie

Im niedersächsischen Ostfriesland wurde im Bereich der Erlaubnisgebiete Jemgum und Bedekaspel-Erweiterung der Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH der

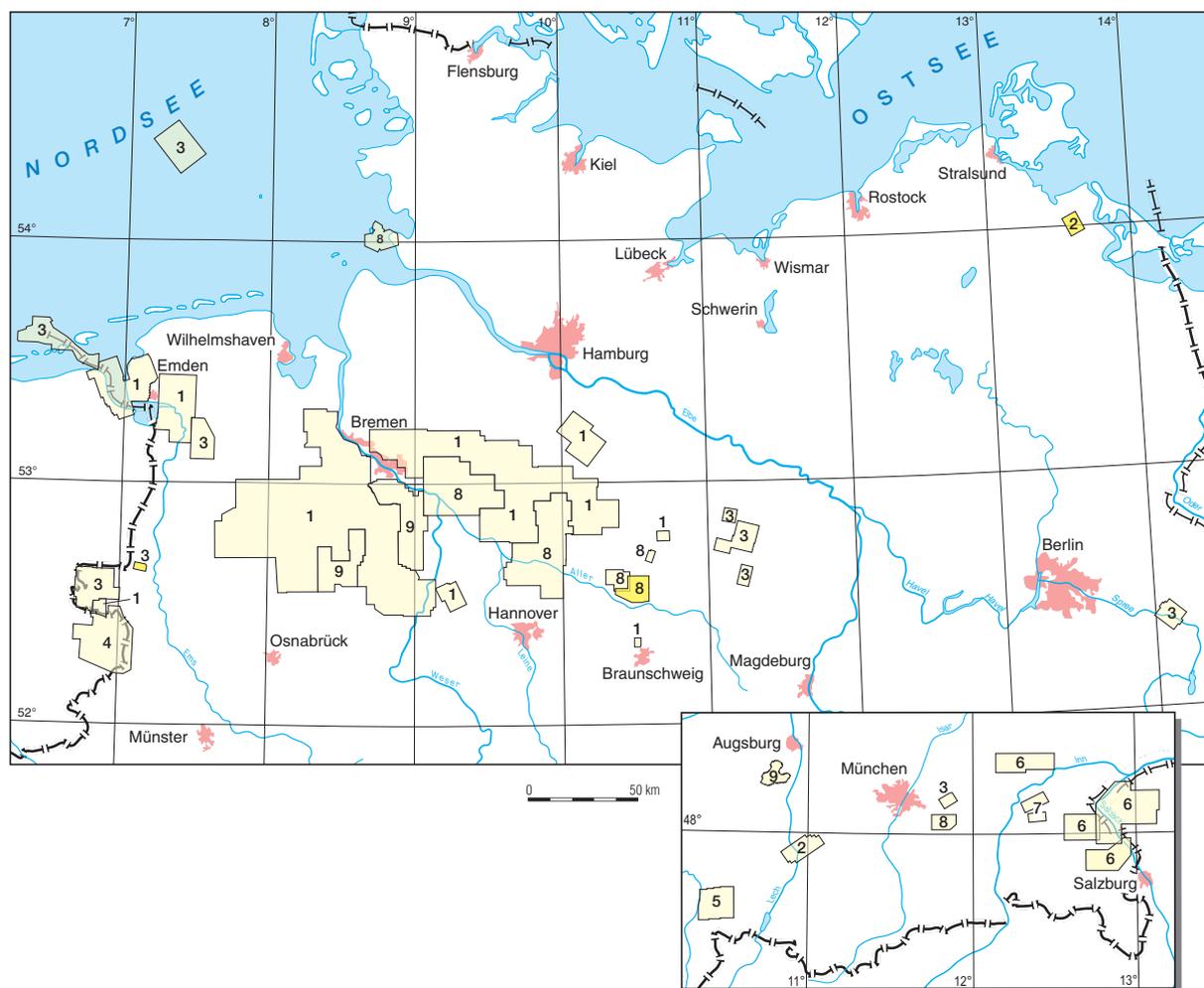


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete 2007 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GdFPEG, 4: NAM, 5: OMV, 6: RAG, 7: Ruhrgas, 8: RWE Dea, 9: Wintershall.

3 Konzessionswesen

Auch in 2007 hat sich der Aufwärtstrend bei der Vergabe neuer Konzessionen fortgesetzt. Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete hat sich um etwa 8000 km² gegenüber dem Vorjahr vergrößert. Diese Entwicklung ist vor allem auf das anhaltend hohe Ölpreisniveau zurückzuführen, das das Interesse auch wieder auf Gebiete lenkt, aus denen sich die Erdölgesellschaften bereits zurückgezogen hatten; im Berichtsjahr waren das z.B. der Südrand des norddeutschen Beckens und im östlichen Teil des Beckens auch dessen Nordrand.

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

Im Norddeutschen Becken hat sich die Konzessionsfläche in der Bilanz um fast 8000 km² vergrößert, obwohl allein in der Nordsee fast 8000 km² aufgegeben wurden. Die Schwerpunkte des Interesses für neue Erlaubnisgebiete lagen in Brandenburg, im südlichen Niedersachsen und angrenzenden Nordrhein-Westfalen sowie im nordöstlichen Mecklenburg-Vorpommern.

Im Oberrheingraben gab es Veränderungen, die Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg betrafen und zu einer Verkleinerung der Konzessionsfläche im Oberrheingraben führten. bayerischen Teil des Molassebeckens wurde eine weitere Erlaubnis zur großräumigen Aufsuchung erteilt.

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas in 2007.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
18	Mannheim-Käfertal	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
12	Mauerkirchen (großr. Aufsuchung)	RWE Dea AG	Bayern
3	Lübben	Central European Petroleum Ltd.	Brandenburg
4	Pillgram	Celtique Energie GmbH	Brandenburg
5	Brandenburg-Süd	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Brandenburg
2	Grimmen 2	Central European Petroleum Ltd.	Mecklenburg-Vorpom.
07002	Bramsche	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07003	Schaumburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07006	Vorhop-Südost	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
30	Ananke	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
31	Kallisto	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
32	Ganymed	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
33	Sinope	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
34	Bernd	GVG-Grundstücksverwaltungs-GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
20008/72	G12, G15, H10, H13, H14	Wintershall Holding AG	Nordsee
17	Limburgerhof	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
18	Worms	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
Abgelaufene oder aufgehobene Erlaubnisse			
3	Kehl am Rhein	Enex Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
10	Rastatt-Lichtenau-Rheinau II	Hot Rock GmbH	Baden-Württemberg
7	Sachsen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
20007/1	M1K, M2K, M4K, M5K	RWE Dea AG	Nordsee
20008/61	M1, M2, J16, J17	RWE Dea AG	Nordsee
20008/64	C16, 18, D10, 13, 16, G1-12, 15, H1, 4	Altinex Oil Denmark A/S, Talisman Petroleum (Germany) B.V.	Nordsee
20008/69	G6, 9, H4, 7	Altinex Oil Denmark A/S, Talisman Petroleum (Germany) B.V.	Nordsee
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas. Stand 31. Dezember 2007.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie			
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 Holding AG	Bayern
7	Kaufbeuren	OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd., GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
9	Grafring	RWE Dea AG	Bayern
10	Vaterstetten	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
11	Deutelhausen (großr. Aufsuchung)	RWE Dea AG	Bayern
12	Mauerkirchen (großr. Aufsuchung)	RWE Dea AG	Bayern
Bergamt Stralsund			
1	Rügen	PETCOM OHG	Mecklenburg-Vorpom.
2	Grimmen 2	Central European Petroleum Ltd.	Mecklenburg-Vorpom.
Bezirksregierung Arnsberg			
1	Münsterland-West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
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	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	Dr. R. Gaschnitz & PVG Patentverwertungsgesellschaft für Lagerstätten, Geologie und Bergschäden mbH	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
23	Isabel	ThyssenKrupp Real Estate GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevisen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
30	Ananke	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
31	Kallisto	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
32	Ganymed	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
33	Sinope	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
34	Bernd	GVG-Grundstücksverwaltungs-GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
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 Holding 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
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 Holding 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

Fortsetzung Tab. 7			
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
97004	Detlingen-Rest	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall Holding 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	Scharnhorst	RWE Dea AG	Niedersachsen
05001	Hennstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05002	Hahnenhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
05003	Preetz	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05004	Büsum-Nord	Wintershall Holding AG	Schleswig-Holstein
05005	Rautenberg	RWE Dea AG	Niedersachsen
06001	Lüchow	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
07002	Bramsche	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07003	Schaumburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07006	Vorhop-Südost	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding AG, Gaz de France Exploration Germany B.V., RWE Dea AG, EWE AG, BASF	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 Holding AG, RWE Dea AG, EWE Aktiengesellschaft	Nordsee
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	Gaz de France Exploration Germany B.V.	Nordsee
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding AG	Nordsee
20008/72	G12, G15, H10, H13, H14	Wintershall Holding AG	Nordsee
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg			
1	Reudnitz	PETCOM OHG	Brandenburg
2	Raden	Vattenfall Europe Mining AG	Brandenburg
3	Lübben	Central European Petroleum Ltd.	Brandenburg
4	Pillgram	Celtique Energie GmbH	Brandenburg
5	Brandenburg-Süd	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz			
2	Neues Bergland	Pannonian International, Ltd., Monoco Petroleum, Inc., Hills Exploration Corp.	Rheinland-Pfalz
3	Wörth	FGT GmbH	Rheinland-Pfalz
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	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 Feldgesellschaft Bergzabern mbH	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy Feldgesellschaft Steinfeld mbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
16	Ludwigshafen	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
17	Limburgerhof	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
18	Worms	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
Oberbergamt des Saarlandes			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG Saar Energie AG	Saarland
Regierungspräsidium Freiburg			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	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
11	Lahr	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
12	Rust-Wyhl	Konsortium Rust-Wyhl	Baden-Württemberg
13	Bietigheim	GeoEnergy Feldgesellschaft Illingen mbH	Baden-Württemberg
14	Karlsruhe-Philippensburg	Hot Rock GmbH	Baden-Württemberg
15	Oberschwaben I	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
17	Oberschwaben III	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
18	Mannheim-Käfertal	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

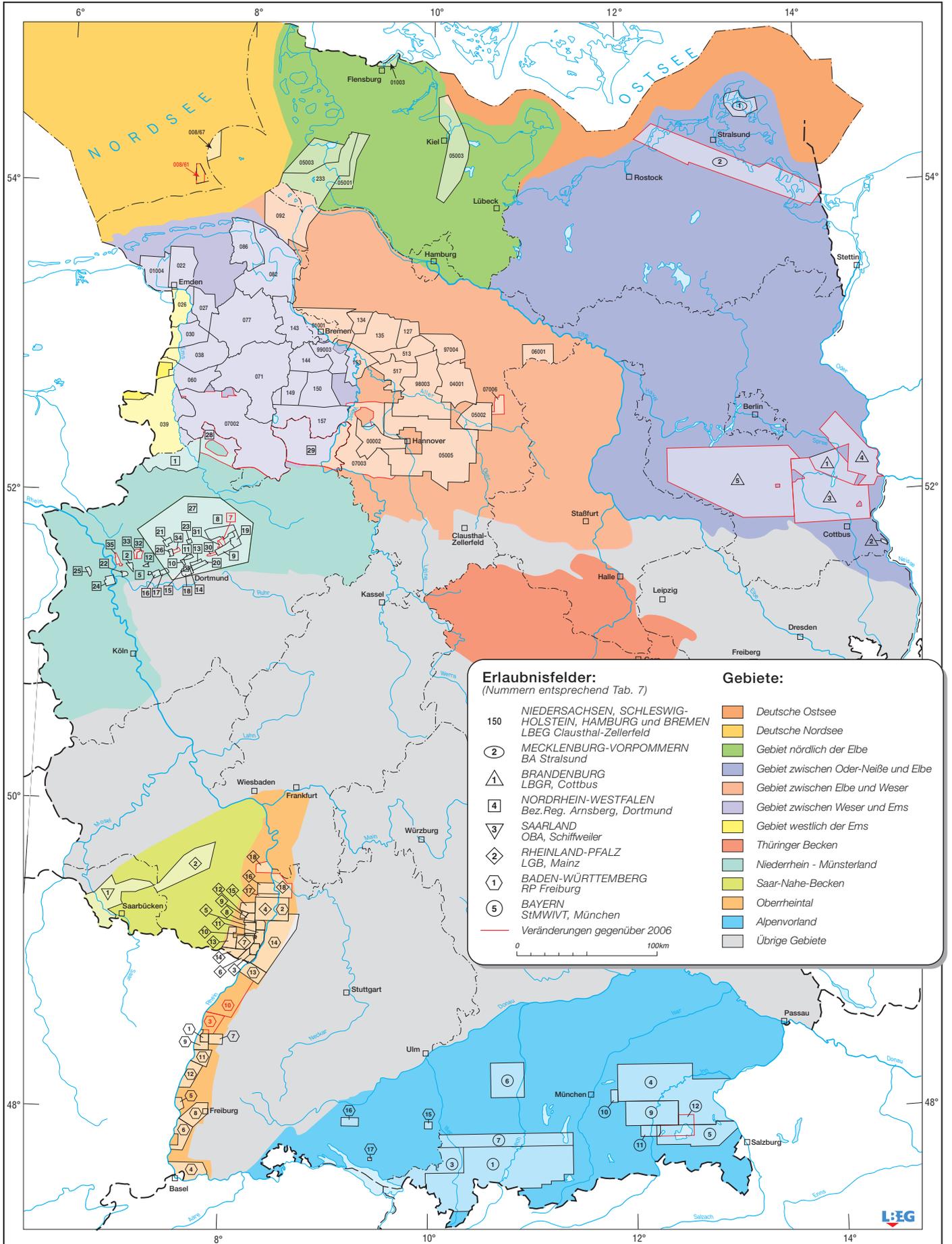
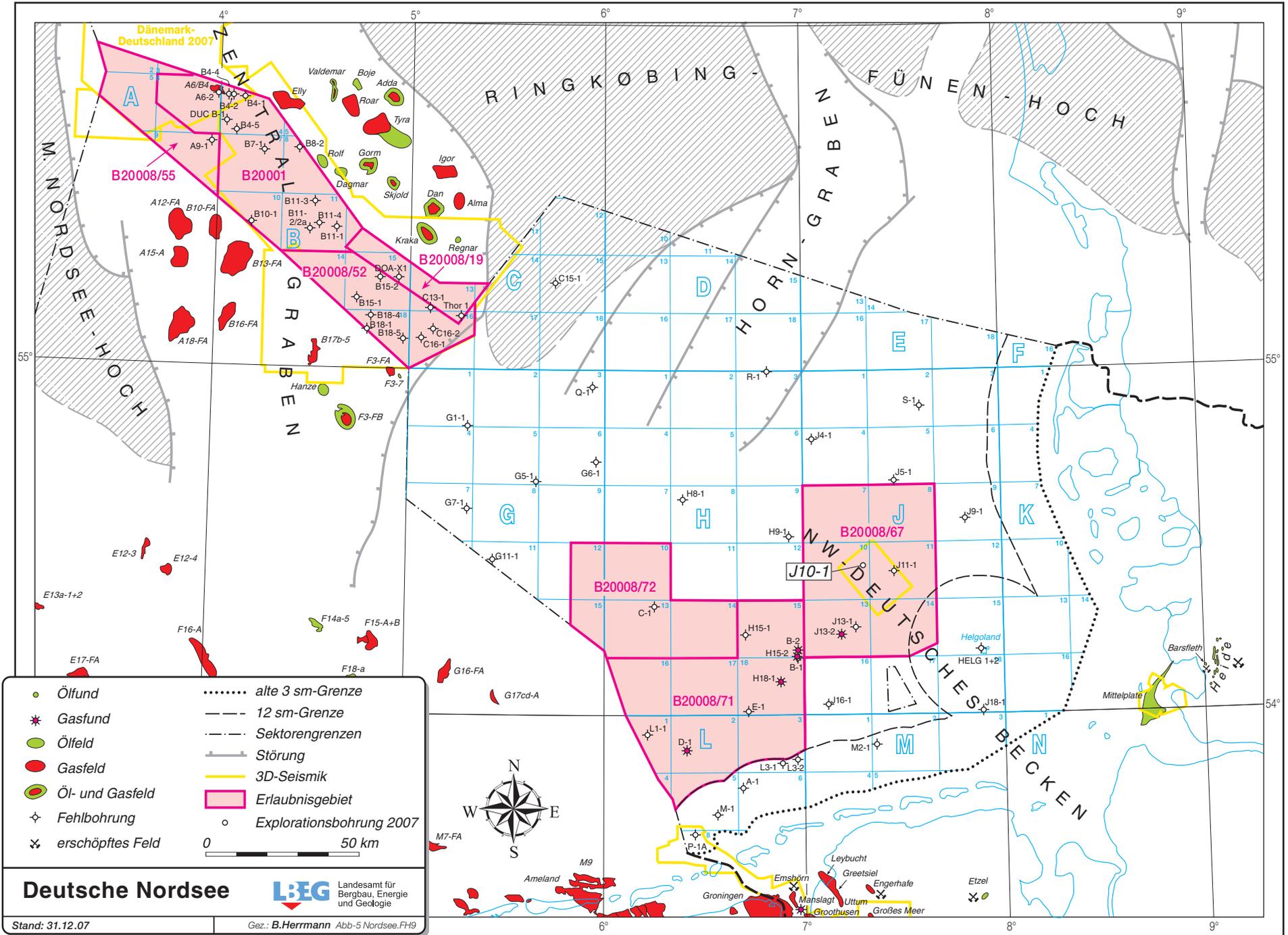


Abb. 4: Erdöl- und Erdgaserlaubnisfelder, Stand: 31.12.2007. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

Abb. 5: Erlaubnisgebiete für Kohlenwasserstoffe deutsche Nordsee.



4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Im Berichtsjahr 2007 wurden in Deutschland 3,4 Mio. t Erdöl einschließlich knapp 2 Prozent Kondensat gefördert. Damit ist die Produktion im Vergleich zu 2006 um rund 100 000 Tonnen oder 2,8 Prozent zurückgegangen.

Nach vorläufigen Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen betrug der gesamte Mineralölverbrauch im Jahre 2007 rund 109 Mio. t (AGEB 2008). Im Vergleich zum Vorjahr war er somit um gut 9 Prozent niedriger. Temperatur- und lagerbestandsbereinigt dürften es nach Angaben der AGEB knapp 5 Prozent weniger gewesen sein. Unabhängig davon handelt es sich um den bisher geringsten Ölverbrauch im vereinten Deutschland. Bei leicht niedrigerer Inlandproduktion und einem deutlich gesunkenen Mineralölaufkommen gegenüber 2006 deckte die heimische Erdölproduktion im Berichtsjahr gut 3 Prozent des gesamten Mineralölverbrauches der Bundesrepublik Deutschland.

Die wichtigsten Erdöl-Förderprovinzen liegen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Berichtszeitraum erbrachten die Felder in diesen beiden Bundesländern zusammen 96 Prozent der Gesamtproduktion in Deutschland (Tab. 8). In 2007 kamen 62 Prozent der inlän-

dischen Förderung aus dem einzigen Ölfeld in Schleswig-Holstein, dessen Anteil an der Gesamtförderung sich gegenüber 2006 kaum verändert hat. In den reifen Erdölprovinzen Niedersachsens ging die Ölförderung in 2007 erwartungsgemäß leicht zurück. Der Anteil dieses Bundeslandes an der deutschen Jahresförderung betrug erneut 33 Prozent.

Bezogen auf den Brennwert (H_o) von $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ errechnet sich nach vorläufigen Angaben der AGEB (2008) ein um 5,5 Prozent auf $98 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ gesunkener Erdgasverbrauch für 2007. Gleichzeitig ging die Reingasförderung in Deutschland gegenüber 2006 deutlich um etwa $1,5 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ auf nunmehr $16,9 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ zurück. Dies entspricht einer Abnahme von gut 8 Prozent. Bei deutlich geringerer heimischer Produktion und einem ebenfalls gesunkenen Erdgasverbrauch hat die inländische Erdgasförderung den Verbrauch zu etwa 17 Prozent gedeckt.

In der Erdgasförderung war Niedersachsen mit einem Anteil von rund 93 Prozent mit Abstand das förderstärkste Bundesland. Regional stammte das meiste Erdgas aus den Fördergebieten zwischen Weser und Ems sowie zwischen Elbe und Weser (Tab. 15 und Anl. 2).

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2007.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	$\text{m}^3(V_n)$	%	$\text{m}^3(V_n)$	%	$\text{m}^3(V_n)$	%
Baden-Württemberg	883	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	42 322	1,2	11 503 738	0,1	2 150 057	2,0	13 653 795	0,1
Brandenburg	18 670	0,5	-	-	6 197 070	5,7	6 197 070	0,0
Hamburg	25 609	0,7	-	-	503 449	0,5	503 449	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4 595	0,1	-	-	1 276 914	1,2	1 276 914	0,0
Niedersachsen	1 119 076	32,8	16 749 679 511	93,2	68 499 416	63,0	16 818 178 927	93,0
Rheinland-Pfalz	37 985	1,1	-	-	1 050 216	1,0	1 050 216	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	509 331 886	2,8	-	-	509 331 886	2,8
Schleswig-Holstein	2 166 235	63,4	667 270 351	3,7	29 051 042	26,7	696 321 393	3,9
Thüringen	-	-	28 323 521	0,2	-	-	28 323 521	0,2
Summe	3 415 374	100	17 966 109 007	100	108 728 164	100	18 074 837 171	100

4.1 Erdölförderung

Die Erdöl- und Kondensatförderung in 2007 lag mit 3,4 Mio. t nur wenig unter der des Vorjahres (Tab. 9, Anl. 5). Dabei machte die Kondensatproduktion in Höhe von 65 842 t einen Anteil von knapp 2 Prozent aus.

Der leichte Rückgang der Gesamtförderung in 2007 um rund 2,8 Prozent im Vergleich zum Vorjahr ist teilweise auf technische Gründe zurückzuführen, beruht aber auch auf dem natürlichen Förderabfall in den reifen Erdölfeldern Niedersachsens. In der deutschen Nordsee wurde im Vergleich zum Vorjahr u. a. aufgrund der natürlichen Erschöpfung der Lagerstätte ebenfalls weniger Kondensat, das bei der Erdölförderung berücksichtigt wird, gefördert (Tab. 10).

Bei weiterhin steigenden bzw. hohen Erdölpreisen blieb die Anzahl der produzierenden Erdölfelder gegenüber 2006 unverändert und liegt weiterhin bei 44 (Tab. 9). In Folge von Bohraktivitäten und bedingt durch die Wiederinbetriebnahme bestehender Sonden, erhöhte sich die Zahl der in Betrieb befindlichen Förderbohrungen zum Stichtag 31. Dezember 2007 um 40 auf nunmehr 1122 (Tab. 9). Die größten Veränderungen gab es in dem bereits 1943 durch die Bohrung Georgsdorf-1 in rund 1000 m Tiefe entdeckten gleichnamigen Unterkreide-Erdölfeld Georgsdorf. Das Feld wurde 1944 in Produktion genommen und förderte im Berichtszeitraum zum Stichtag aus 149 Sonden, 12 mehr als im Vorjahr. Dies hat dazu beigetragen, die Förderung weiterhin auf dem

Niveau des Vorjahres zu halten.

Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Erdöl- und Kondensatförderung sowie die Erdölgasförderung aller zurzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten in den jeweiligen Kohlenwasserstoff-Provinzen. Die Tabellen 11 und 12 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Erdölfelder waren. Letztere erbrachten gut 87 Prozent der Gesamtförderung in 2007. Allerdings sind hier die Unterschiede bei den einzelnen Feldern beträchtlich und die jährlichen Fördermengen liegen zwischen 2,1 Mio. t (Mittelplate) und 33 000 t (Meppen).

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 21 Förderbohrungen 62 Prozent der deutschen Erdölproduktion erbracht. Das bedeutet eine durchschnittliche Förderrate in von 277 t pro Tag und Bohrung.

Insgesamt sind aus den Dogger-Sandsteinen dieser Lagerstätte am Rande des Büsumer Salzstockes bis Ende 2007 über 20 Mio. t Erdöl gefördert worden. Aufgrund der Pipeline-Anbindung der Bohrplattform Mittelplate konnte die Fördermenge dort in 2007 erstmals auf über 1 Mio. t angehoben werden. Die verbleibende Fördermenge in 2007 kam aus den

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2003 bis 2007.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2003	3,809	137,343	46	1 116
2004	3,516	141,385	44	1 082
2005	3,572	141,452	44	1 097
2006	3,515	110,496	44	1 082
2007	3,415	108,728	44	1 122

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2007	kumulativ	2007	kumulativ	
				t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems								
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	13 739	3 374 894	1 203 842	87 910 127	5
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	5 748	2 268 978	254 643	220 212 076	11
NI	Liener	1953	EMPG	780	106 834	29 400	7 105 868	3
NI	Löningen			7 369	674 601	1 927 823	322 518 541	6
NI	Löningen / Löningen-SE	1963	EMPG	2 304	473 737	1 595 587	294 937 237	3
NI	Löningen-West	1960	EMPG	5 065	200 864	332 236	27 581 304	3
NI	Matrum	1982	EMPG	2 116	173 606	249 091	17 872 513	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	6 196	1 060 305	27 837	62 106 599	9
NI	Sögel	1983	GdFPEG	281	27 781	13 400	1 404 611	2
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	6 291	992 120	573 926	24 291 931	8
NI	Vechta			8 133	2 391 686	873 946	600 909 632	9
NI	Hagen	1957	EMPG	391	136 584	33 877	10 864 477	0
NI	Harme	1956	EMPG	32	343 153	1 488	51 376 018	0
NI	Welppe	1957	EMPG	7 710	1 911 950	838 581	538 669 137	9
NI	Voigtei			17 498	4 077 726	2 309 253	344 799 114	59
NI	Voigtei (Wealden)	1953	EMPG	917	123 469	246 886	9 481 092	8
NI	Voigtei (Jura)	1953	EMPG	16 581	3 954 256	2 062 367	335 318 022	51
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	12 217	2 651 906	1 595 784	283 266 531	13
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 835	103 058			
					3 970 176		280 408 447	
	Summe Gebiet			310 069	57 613 719	28 378 154	4 033 723 354	258
Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	GdFPEG	15 972	1 673 387	510 263	57 478 628	9
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	133 763	9 288 956	1 727 167	131 959 066	87
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	131 888	18 247 496	13 797 919	1 727 257 899	149
NI	Meppen / Meppen-Schwefingen	1960	EMPG	33 053	3 064 204	1 985 860	141 370 962	19
NI	Rühle			259 161	32 892 721	11 774 248	1 224 750 844	210
NI	Rühlmoor-Valendis	1949	EMPG	232 228	27 488 821	10 954 928	1 124 157 883	177
NI	Rühlertwist-Valendis	1949	GdFPEG	26 933	5 403 900	819 320	100 592 961	33
NI	Scheerhorn	1949	GdFPEG	39 184	8 665 513	3 496 984	500 232 902	60
NI	Ringe	1998	GdFPEG	24 322	128 746	522 138	2 693 922	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			837	339 587			
					4 224 220		1 040 525 817	
	Summe Gebiet			638 180	78 524 830	33 814 579	4 826 270 040	536
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	13 039	1 316 152	314 454	29 164 218	11
RP	Landau	1955	Wintershall	24 166	4 351 554	355 055	14 207 408	74
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	780	36 475	380 707	12 089 567	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				1 641 345		36 195 778	
	Summe Gebiet			37 985	7 345 526	1 050 216	91 656 971	86
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	Wintershall	38 180	1 272 228	2 150 057	85 418 169	6
BY	Hebertshausen	1982	RWE Dea	4 062	133 959	-	1	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			963	17 049			
					11 583 879		2 381 467 957	
	Summe Gebiet			43 205	13 007 114	2 150 057	2 466 886 127	7
Kondensat der Erdgasförderung								
	Thüringer Becken				32 657			
	Niederrhein-Münsterland				9 688			
Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Thüringer Becken				16 689		17 822 000	
Summe Deutschland				3 415 374	283 182 435	108 728 164	16 149 642 153	1 122

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GdFPEG: Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding AG. Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2007.

Dieksand-Sonden, die von Land aus als so genannte Extended-Reach-Bohrungen niedergebracht wurden.

Die beiden nach Mittelplate förderstärksten Erdölfelder waren wie im Vorjahr Rühle und Bramberge. Sie liegen in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems (Tab. 12).

Das bereits seit 1949 in Betrieb befindliche Ölfeld Rühle produziert aus Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Es ist das förderstärkste Feld in

Niedersachsen. Nach einer Kumulativproduktion von 32,9 Mio. t bis Ende 2007 ist aus Rühle im Berichtszeitraum mit 259 161 t Erdöl etwas weniger als im Vorjahr gefördert worden. Das sind nur gut 12 Prozent der Jahresproduktion von Mittelplate, es wurden aber durchschnittlich 210 Bohrungen benötigt. Dies entspricht einer rechnerischen Förderrate von rund 3,4 t pro Tag und Bohrung.

Die dritthöchste Jahresförderung kam mit 151 986 t wieder aus den Unterkreide-Sandsteinen des Ölfeldes Bramberge, das in 2007 aus 41 Bohrungen rechnerisch gut 10 t pro

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2005 bis 2007 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2005		2006		2007		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	66 263	1,9	59 998	1,7	42 887	1,3	684 473	0,2
Nördlich der Elbe	2 202 573	61,7	2 167 639	61,7	2 142 311	62,7	46 473 164	16,4
Oder/Neiße-Elbe	27 781	0,8	24 368	0,7	23 265	0,7	3 155 259	1,1
Elbe-Weser	194 283	5,4	184 188	5,2	177 471	5,2	76 319 315	27,0
Weser-Ems	346 068	9,7	332 824	9,5	310 069	9,1	57 613 719	20,3
Westlich der Ems	654 007	18,3	662 929	18,9	638 180	18,7	78 524 830	27,7
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	37	0,0	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	45 889	1,3	40 877	1,2	37 985	1,1	7 345 526	2,6
Alpenvorland	35 561	1,0	42 578	1,2	43 205	1,3	13 007 114	4,6
Summe	3 572 462	100	3 515 401	100,0	3 415 374	100	283 182 435	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2006 und 2007 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2006		2007		kumulativ		Fördersonden in 2007
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	2 147 039	61,1	2 123 347	62,2	20 516 445	7,2	21
Rühle (NI)	270 759	7,7	259 161	7,6	32 892 721	11,6	210
Bramberge (NI)	166 574	4,7	151 986	4,5	19 029 482	6,7	41
Emlichheim (NI)	142 811	4,1	133 763	3,9	9 288 956	3,3	87
Georgsdorf (NI)	132 612	3,8	131 888	3,9	18 247 496	6,4	149
Scheerhorn (NI)	37 550	1,1	39 184	1,1	8 665 513	3,1	60
Aitingen (BY)	37 118	1,1	38 180	1,1	1 272 228	0,4	6
Hankensbüttel (NI)	42 837	1,2	37 749	1,1	14 863 299	5,2	24
Barenburg (NI)	39 592	1,1	37 537	1,1	6 824 570	2,4	29
Meppen (NI)	35 832	1,0	33 053	1,0	3 064 204	1,1	19
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

Tag und Bohrung produzierte.

Zur Erhöhung der Ausbeute wurden in den Feldern Rühle, Georgsdorf und Emlichheim die Tertiärmaßnahmen (Thermalprojekte: Dampf- oder Heiß-/Warmwasserfluten) fortgeführt. Bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von rund 3,4 Mio. t hatten die Thermalprojekte einen Anteil von knapp 10 Prozent. Gegenüber 2006 sank die Mehrförderung durch Enhanced Oil Recovery (EOR), und zwar um gut 4 Prozent auf nunmehr 330 344 t. In den betroffenen Lagerstät-

ten lag der Anteil durch Tertiärmaßnahmen in 2007 bei gut 91 Prozent der Gesamtförderung. Rund ein Viertel der Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammte aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Rühle, Bramberge, Emlichheim und Georgsdorf. Der Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger blieb gegenüber dem Vorjahr fast gleich und lag bei 67 Prozent. Dabei stammte die mit Abstand größte Fördermenge aus dem Feld Mittelplate im schleswig-holsteinischen Wattenmeer. (Anl. 9).

4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2007 wurde in Deutschland deutlich weniger Rohgas gefördert als noch ein Jahr zuvor. Nachdem in 2005 die Schwelle von 20 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Erdgas pro Jahr in Feldesqualität unterschritten worden war, lag die Förderung aus den 79 in Betrieb befindlichen heimischen Gasfeldern im Berichtsjahr nunmehr bei 18 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas (natürlicher Brennwert). Die geförderte Menge entspricht einem Volumen von 16,9 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Reingas mit einem normierten Brennwert von $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3 (\text{V}_n)$. Der erneute Rückgang der Produktion ist größtenteils zwei Faktoren zuzuschreiben. Einerseits ist er eine Folge des milden Winters und der damit sinkenden Erdgasnachfrage, andererseits ist er aber auch auf die zunehmende Erschöpfung von Lagerstätten und deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.

In 2007 wurden darüber hinaus noch rund 109 Mio. m^3 Erdölgas gewonnen, das als Begleitprodukt bei der Erdölgewinnung vor allem in Niedersachsen (63 Prozent), Schleswig-Holstein (27 Prozent) und Brandenburg (6 Prozent) anfällt (Tab. 8 und 13).

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 79 Erdgasfelder in Betrieb, vier weniger (Varenesch, Adorf, Ratzel und Ochtrup) als in 2006. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2007 fördernden Bohrungen ist um 71 auf nunmehr 432 Sonden gesunken, wobei die größten Veränderungen im Feld Salzwedel zu verzeichnen sind. Dort wurde im Vergleich zu 2006 die Anzahl der in Betrieb befindlichen Bohrungen in etwa halbiert.

Tabelle 14 beinhaltet eine Aufstellung der in

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2003 bis 2007.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$		
2003	22 092 236	137 343	22 229 579	82	559
2004	20 263 653	141 385	20 405 038	82	505
2005	19 761 521	141 452	19 902 974	83	488
2006	19 666 649	110 496	19 798 167	83	503
2007	17 966 109	108 728	18 074 837	79	433

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2007 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2007 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	667 270 351	7 455 006 144	5
	Elbe-Weser					
NI	Bahnßen	1969	Wintershall	18 965	138 035 865	1
NI	Becklingen / Wardböhlen			84 756 371	2 337 479 475	3
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	25 154 058	1 104 039 049	1
NI	Bleckmar	1999	RWE Dea	38 587 555	427 934 383	1
NI	Wardböhlen	1987	RWE Dea	21 014 758	805 506 043	1
NI	Dethlingen			379 605 947	21 448 687 201	5
NI	Munster / -N / -SW (Dethlingen-New)	1973	EMPG	360 233 705	18 732 871 354	3
NI	Osterheide	1998	RWE Dea	-	121 230 456	0
NI	Schmarbeck	1971	EMPG	19 372 242	2 594 585 391	2
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	1 579 590	273 781 278	1
NI	Einloh	1988	EMPG	7 467 826	285 675 072	1
NI	Hamwiede	1968	EMPG	79 999 470	1 982 885 290	3
NI	Husum / Schneeren			514 250 546	8 991 600 925	10
NI	Husum	1986	EMPG	162 357 846	5 409 682 425	3
NI	Schneeren	1990	GdFPEG	205 883 100	2 733 174 700	6
NI	Schneeren-Ost	1991	GdFPEG	146 009 600	848 743 800	1
NI	Imbrock	1995	EMPG	4 147	900 634 309	0
NI	Ostervesede	1983	EMPG	-	145 461 077	0
NI	Rotenburg / Taaken			2 292 306 632	46 984 589 243	27
NI	Taaken			136 049 683	4 454 901 694	2
NI	Taaken	1982	EMPG	93 821 416	3 401 809 026	1
NI	Mulmshorn (Z3a)	1996	EMPG	42 228 267	1 053 092 668	1
NI	Bötersen			1 325 819 085	22 723 342 465	14
NI	Bötersen (EMPG)	1987	EMPG	409 583 256	8 309 504 006	5
NI	Bötersen (RWE Dea)	1991	RWE Dea	315 665 007	4 382 418 631	3
NI	Mulmshorn / Borchel	1984	EMPG	564 260 655	9 480 034 245	5
NI	Mulmshorn (Z6)	1996	EMPG	36 310 167	551 385 583	1
NI	Hemsbünde			794 259 914	19 415 581 212	10
NI	Hemsbünde Pool	1985	RWE Dea	794 259 914	17 956 624 338	9
NI	Worth	1988	EMPG	-	1 458 956 874	1
NI	Preyersmühle-Hastedt	1984	EMPG	-	343 744 274	0
NI	Preyersmühle-Süd	2006	EMPG	36 177 950	47 019 598	1
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)		GdFPEG	509 331 886	207 013 494 886	76
NI	Söhlingen			1 251 441 742	35 628 684 985	20
NI	Söhlingen	1980	EMPG	875 998 620	23 058 061 443	12
NI	Söhlingen-Ost / Grauen	1981	EMPG	375 443 122	12 570 623 542	8
NI	Soltau / Friedrichseck			75 868 447	5 923 829 930	3
NI	Soltau	1984	EMPG	342 670	3 188 818 435	1
NI	Friedrichseck	1990	EMPG	75 525 777	2 735 011 495	2
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	50 028 320	2 320 421 923	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	39 829 905	1 233 782 555	2
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	1 174 191 733	11 503 409 508	11
NI	Walsrode / Idsingen			819 746 800	11 057 697 861	8
NI	Walsrode Z2-Block	1980	EMPG	24 892 155	357 518 932	1
NI	Walsrode-West	1990	EMPG	225 567 741	4 025 824 488	2
NI	Walsrode Z4-Block / Idsingen	1980	EMPG	569 286 904	6 674 354 441	5
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	127 179 843	1 095 251 628	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				15 283 256 858	
	Summe Gebiet			7 407 608 170	374 548 659 869	177
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	GdFPEG	65 715 500	4 858 028 160	3
NI	Bahrenborstel / Uchte (s)			85 771 856	3 010 082 028	3
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	33 115 529	2 629 070 832	2
NI	Uchte	1981	EMPG	52 656 327	381 011 196	1
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (z)			853 547 283	14 022 411 780	9
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	192 916 454	4 336 028 083	2
NI	Burgmoor / Uchte	1981	EMPG	660 630 829	9 686 383 697	7
NI	Barrien	1964	Wintershall	71 149 282	12 298 026 464	7

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

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2007	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
	Fortsetzung Weser-Ems					
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt			281 959 598	9 196 438 415	4
NI	Brettorf	1977	EMPG	-	1 139 782 246	0
NI	Brinkholz	1982	EMPG	251 053 990	4 056 688 067	3
NI	Neerstedt	1981	EMPG	30 905 608	3 999 968 102	1
NI	Barenburg / Buchhorst (s)			253 065 832	5 409 758 366	4
NI	Barenburg	1961	EMPG	28 811 649	457 765 609	1
NI	Buchhorst	1959	EMPG	224 254 183	4 951 992 757	3
NI	Barenburg / Buchhorst (z)			98 261 816	16 373 781 007	6
NI	Barenburg	1961	EMPG	40 168 584	8 410 783 066	3
NI	Buchhorst	1959	EMPG	58 093 232	7 962 997 941	3
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	50 567 444	8 268 313 377	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	7 159 987	331 225 655	1
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	51 830 462	2 446 833 609	2
NI	Döttingen	1965	EMPG	274 437 102	16 544 075 990	6
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	17 356 799	801 691 684	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	0
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	7 266 737	1 276 891 802	2
NI	Goldenstedt / Visbek (z)			1 577 977 629	53 085 365 664	19
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	809 142 037	14 848 029 851	10
NI	Visbek	1963	EMPG	768 835 592	38 237 335 813	9
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)			88 638 199	2 504 713 083	2
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	22 770 311	1 869 940 887	1
NI	Oythe	1968	EMPG	65 867 888	634 772 196	1
NI	Großes Meer	1978	GdFPEG	7 682 400	409 312 500	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	1 683 167	208 075 135	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (z)			1 311 285 315	29 548 414 583	11
NI	Hemmelte	1980	EMPG	975 337 812	20 906 769 945	6
NI	Kneheim	1985	EMPG	287 720 586	4 456 468 823	4
NI	Vahren	1981	EMPG	48 226 917	4 185 175 815	1
NI	Hengstlage (s)	1963	EMPG	450 361 196	61 755 879 274	13
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (z)			259 283 251	24 529 201 773	10
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer	1968	EMPG	124 904 498	21 788 251 236	8
NI	Sagermeer-Süd	1973	EMPG	15 385 560	1 095 337 687	1
NI	Sagermeer-Südwest	1998	EMPG	118 993 193	1 645 612 850	1
NI	Klosterseele / Kirchseele / Ortholz			1 160 232 418	12 000 010 671	5
NI	Kirchseele	1992	EMPG	-	771 613 540	0
NI	Klosterseele	1985	EMPG	1 160 232 418	11 228 397 131	5
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	6 007 742	148 979 644	1
NI	Leer	1984	GdFPEG	104 863 100	484 805 700	2
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	8 195 280	2 298 636 626	1
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	7 485 418	430 439 283	2
NI	Manslagt	1990	EMPG	3 447 388	1 172 544 756	0
NI	Neubruchhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	0
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	14 436 857	2 531 415 216	9
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	5 809 580 274	0
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	37 261 711	8 385 979 727	4
NI	Siedenburg / Staffhorst (s)			485 051 683	13 163 926 676	10
NI	Siedenburg	1963	EMPG	454 944 566	11 776 440 527	8
NI	Staffhorst	1964	Wintershall	30 107 117	1 387 486 149	2
NI	Siedenburg / Staffhorst (z)			210 045 284	31 624 482 944	7
NI	Siedenburg-Ost	1964	EMPG	167 294 144	19 915 637 988	5
NI	Staffhorst / Borstel	1963	Wintershall	42 751 140	11 708 844 956	2
NI	Siedenburg-West / Hesterberg			740 487 384	24 679 134 280	9
NI	Siedenburg-West	1964	EMPG	594 687 937	18 176 388 264	7
NI	Hesterberg	1967	EMPG	145 799 447	6 502 746 016	2
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	23 904 353	914 823 631	1
NI	Uphuser Meer	1981	GdFPEG	4 812 400	162 715 600	1
NI	Uttum / Greetsiel / Leybucht			63 550 414	3 299 682 628	3
NI	Uttum	1970	EMPG	32 832 078	1 019 780 088	1
NI	Greetsiel	1972	EMPG	29 479 836	1 723 657 158	1
NI	Leybucht	1976	GdFPEG	1 238 500	556 245 382	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	-	97 913 926	1

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GdFPEG: Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding AG

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2007 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
	Fortsetzung Weser-Ems					
NI	Varnhorn / Quaaadm. / Wöstendöllen ...			835 494 158	22 621 932 924	14
NI	Varnhorn	1968	EMPG	252 002 803	12 151 575 048	7
NI	Quaadmoor / Wöstendöllen	1969	EMPG	463 634 559	9 171 178 590	5
NI	Rechterfeld	1988	EMPG	119 856 796	1 299 179 286	2
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	136 307 407	4 110 579 198	3
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	2 901 010	440 361 160	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				80 580 773 560	
	Summe Gebiet			9 659 484 862	482 251 045 300	188
	Westlich der Ems					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1955	GdFPEG	7 154 700	661 791 730	1
NI	Adorf (Zechstein)	1955	GdFPEG	-	2 448 879 500	0
NI	Annaveen	1963	EMPG	3 844 595	754 878 558	2
NI	Bentheim	1938	GdFPEG	1 054 200	3 530 450 400	1
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	13 255 473	3 214 972 312	4
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	7 373 648	910 804 417	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (z)			1 446 047	3 584 993 566	1
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	-	3 557 336 984	0
NI	Laarwald	1995	Wintershall	1 446 047	27 656 582	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (c)			7 220 163	206 721 258	1
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	5 774 116	179 064 676	1
NI	Laarwald	1995	Wintershall	1 446 047	27 656 582	0
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	8 557 243	906 810 590	2
NI	Frenswegen	1951	GdFPEG	5 645 900	226 426 100	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GdFPEG	4 196 800	1 312 298 000	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)			38 566 600	5 382 735 300	6
NI	Itterbeck-Halle	1951	GdFPEG	35 861 000	5 095 706 200	5
NI	Getelo	1965	GdFPEG	2 705 600	287 029 100	1
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GdFPEG	10 567 500	3 380 083 100	2
NI	Kalle (Karbon)	1958	GdFPEG	7 950 100	487 460 200	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1961	GdFPEG	2 583 000	880 085 500	1
NI	Ratzel (Karbon)	1960	GdFPEG	-	436 864 800	0
NI	Ringe (Karbon)	1998	GdFPEG	49 664 200	377 525 100	1
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	4 603 733	2 761 911 220	3
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	9 846 764	591 096 298	2
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GdFPEG	7 979 100	3 066 525 900	1
NI	Wielen (Karbon)	1959	GdFPEG	408 600	313 273 500	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 410 346 386	
	Summe Gebiet			191 918 365	38 846 933 735	35
	Thüringer Becken					
TH	Fahner Höhe	1960	EEG	2 374 262	80 667 213	4
TH	Kirchheiligen	1958	EEG	637 548	297 611 415	4
TH	Langensalza-Nord	1935	EEG	2 463 062	262 027 698	7
TH	Mühlhausen	1932	EEG	22 848 649	1 865 013 312	9
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 588 258 048	
	Summe Gebiet			28 323 521	6 093 577 686	24
	Niederrhein-Münsterland					
NW	Ochtrup	1990	GdFPEG	-	248 997 700	0
	Alpenvorland					
BY	Albaching-Rechtmehring	1957	EMPG	-	1 189 882 000	0
BY	Inzenham-West (Förderfeld)	1971	RWE Dea	11 503 738	959 966 936	4
	aus aufgegebenen Vorkommen				15 352 992 284	
	Summe Gebiet			11 503 738	17 502 841 220	4
	Aus aufgegebenen Vorkommen					
	Nördlich der Elbe				231 000 000	
	Oder/Neiße-Ebe				947 602 968	
	Oberrheintal				1 052 490 217	
	Summe Deutschland			17 966 109 007	929 178 154 839	433

Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2007.

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2005 bis 2007 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2005		2006		2007		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	942 723	4,8	955 702	4,9	667 270	3,7	7 455 006	0,8
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	8 585 305	43,4	8 421 871	42,8	7 407 608	41,2	374 548 660	40,3
Weser-Ems	9 899 507	50,1	10 035 772	51,0	9 659 485	53,8	482 251 045	51,9
Westlich der Ems	271 014	1,4	211 750	1,1	191 918	1,1	38 846 934	4,2
Thüringer Becken	34 073	0,2	28 113	0,1	28 324	0,2	6 093 578	0,7
Niederrhein-Münsterland	1 546	0,0	2	0,0	-	-	248 998	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	27 353	0,1	13 439	0,1	11 504	0,1	17 502 841	1,9
Summe	19 761 521	100,0	19 666 649	100	17 966 109	100	929 178 155	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2006 und 2007 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2006		2007		kumulativ		Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	in 2007
Rotenburg-Taaken (NI)	2 498 557	12,7	2 292 3067	12,8	46 984 589	5,1	27
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 797 554	9,1	1 577 978	8,8	53 085 366	5,7	19
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	1 473 210	7,5	1 311 285	7,3	29 548 415	3,2	11
Söhlingen (NI)	1 459 396	7,4	1 251 442	7,0	35 628 685	3,8	20
Völkersen (NI)	1 255 300	6,4	1 174 192	6,5	11 503 410	1,2	11
Klosterseele/Kirchs./Ortholz (NI)	924 996	4,7	1 160 232	6,5	12 000 011	1,3	5
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte(NI)	909 904	4,6	853 547	4,8	14 022 412	1,5	9
Varnhorn/Quaaadmoor/... (NI)	838 655	4,3	835 494	4,7	22 621 933	2,4	14
Walsrode/Idsingen (NI)	883 742	4,5	819 747	4,6	11 057 698	1,2	8
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	786 851	4,0	740 487	4,1	24 679 134	2,7	9
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

2007 aktiven Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder.

Im Gebiet zwischen Elbe und Weser war das zu Rotenburg/Taaken gehörende Rotliegend-Teilfeld Worth im Gegensatz zu 2006 ohne Förderung. Gleiches gilt für die Karbon-Felder Varenesch im Gebiet zwischen Weser und Ems, Ratzel und Ochtrup im Gebiet westlich der Ems, sowie das Zechstein-Feld Adorf und das zu Emlichheim-Nord/Laarwald gehörende Teilfeld Emlichheim-Nord.

Das Rotliegend-Feld Ostervesede im Gebiet zwischen Elbe und Weser steht nach einer

abgeteuften Teilfeldsuchbohrung zur Überarbeitung an.

Weiterhin ohne Produktion in 2007 waren die Felder/Teilfelder Osterheide (Rotliegend), Brettorf (Zechstein), Düste (Karbon) und Neubruchhausen (Zechstein). Die einzige Bohrung des Teilfeldes Kirchseele (Zechstein) wurde verfüllt.

Das ehemalige Erdgasfeld Albaching-Rechtmehring im Tertiär des Alpenvorlandes ist komplett zurückgebaut. Eine Nachnutzung als Erdgasspeicher ist zurzeit nicht geplant.

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld Nordsee A6/B4 hat in 2007 rund 667 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ hochkalorisches Rohgas gefördert, wobei die Förderung gegenüber 2006 signifikant um etwa 30 Prozent gesunken ist. Dies geht zum Teil auf den natürlichen Förderabfall der Lagerstätte zurück. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von $11,9 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ betrug die Reingasförderung allerdings rund 811 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Damit gehört A6/B4 nach wie vor zu den förderstarken Feldern Deutschlands, vor allem unter Berücksichtigung der Tatsache, dass diese Menge aus nur fünf Sonden realisiert werden konnte.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2007 insgesamt rund 207 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem fünftel der Kumulativproduktion von ganz Deutschland. Im Berichtsjahr nahm die Fördermenge des Feldeskomplexes Salzwedel mit der zunehmenden Erschöpfung der Lagerstätte erneut ab. Nach einer Jahresförderung von noch deutlich über 1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ in 2004 produzierte der Feldeskomplex im Berichtszeitraum nur noch etwa 0,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas. Das sind wiederum fast 32 Prozent weniger als in 2006. Das Erdgas aus Salzwedel weist darüber hinaus aufgrund der hohen Stickstoffanteile einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt auf, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (s. Kap. 5.1) liegt.

Niedersachsen ist das Zentrum der deutschen Erdgasförderung. Die überwiegende Zahl der produzierenden Erdgasfelder (91 Prozent) und fördernden Erdgassonden (74 Prozent) lag in Niedersachsen, und zwar in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems

(Tab. 14 und 15). In Niedersachsen gibt es eine Reihe von Trägerhorizonten für Erdgas, allerdings von unterschiedlicher Bedeutung. Das meiste Erdgas wird aus Sandsteinen des höheren Rotliegend und Dolomiten des tieferen Zechstein gefördert. Bundesweit verteilte sich die Erdgasförderung in 2007 zu 47 Prozent auf den Zechstein und zu 39 Prozent auf das Rotliegend. Die verbleibenden Mengen kamen aus Sandsteinen der Trias (8 Prozent), des Jura (2 Prozent), des Oberkarbon (4 Prozent) und ganz untergeordnet aus tertiären Sedimenten (Anl. 10).

Wie im Vorjahr war der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken mit einer Rohgasproduktion von 2,3 Mrd. m^3 aus dem Rotliegend das förderstärkste Gasfeld der Bundesrepublik Deutschland (Tab. 16), gefolgt von Goldenstedt/Visbek (Zechstein), Hemmelte/Kneheim/Vahren (Zechstein) und Söhlingen (Rotliegend).

In 2007 kamen erneut zwei Drittel der gesamten Jahresförderung in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Erdgasfeldern (Tab. 16).

Bis Ende 2007 sind in der Bundesrepublik Deutschland rund 929 Mrd. m^3 Erdgas in Lagerstättenqualität gefördert worden. Dies entspricht 64 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von 1444 Mrd. m^3 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/m³(V_n) schwanken kann. Die Reingasmenge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas beziehen sich in diesem Bericht einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o = 9,7692 kWh/m³(V_n), der in der Förderindustrie auch als "Groningen-Brennwert" bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das LBEG berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und in Anlehnung an die 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 entscheidend die Förderdauer der Felder und somit auch die Höhe der verbleibenden Reserven. Dabei wird die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte entscheidend durch die Förderraten bestimmt. In Deutschland ist der Gaspreis 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 gleichzeitig.

Neben den Fördererlösen spielen für die Lebensdauer der Lagerstätten auch andere Faktoren wie Alter und Zustand der Übertageanlagen, Feldleitungen und Infrastruktur (Transportkosten) eine wichtige Rolle. Die Summe aus sicheren und wahrscheinlichen Reserven und ihre Abgrenzung voneinander unterliegen daher einem ständigen Wechsel und sind als dynamische Größen zu betrachten.

5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2008

Die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland lagen am 1. Januar 2008 mit 36,9 Mio. t um 4 Mio. t oder knapp 10 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 17 und Anl. 11). Nach Berücksichtigung der Erdölförderung (inkl. Kondensat) im Berichtsjahr 2007 in Höhe von 3,4 Mio. t ergibt sich darüber hinaus eine Abnahme der Reserven von rund 0,6 Mio. t gegenüber dem Vorjahr.

Dies beruht auf der Neubewertung von Lagerstätten und weiteren Korrekturen, die letztlich zu einer Anpassung und zu einer Reduzierung der verbleibenden Reserven geführt haben. Die Reservenzugewinne infolge von Laufzeitverlängerungen einiger Felder konnten dies nur in geringem Umfang ausgleichen. Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven, also die

Reichweite des Erdöls bei konstanter Förderung, lag am 1. Januar 2008 bei knapp 11 Jahren (Vorjahreswert: 11,6 Jahre). Die weiter abnehmende statische Reichweite geht vor allem auf den förderbedingten Abbau der Reserven und den fehlenden Aufschluss neuer Reserven zurück.

Die Tabelle 17 sowie die Anlage 9 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 1. Januar 2008 und der Förderung 2007, getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Nach wie vor lagen am Stichtag 97 Prozent der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (63 Prozent) und Niedersachsen (34 Prozent). Dabei enthalten Sandsteine des Mittleren Jura und der Unter-

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2008 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2007			Produktion	Reserven am 1. Januar 2008		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2007	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,348	0,160	0,507	0,042	0,223	0,156	0,380
Brandenburg	0,046	0,026	0,072	0,019	0,029	0,023	0,052
Hamburg	0,207	0,039	0,246	0,026	0,250	0,132	0,382
Mecklenburg-Vorpommern	0,008	0,007	0,015	0,005	0,008	0,002	0,010
Niedersachsen	11,280	2,862	14,142	1,119	10,209	2,304	12,512
Rheinland-Pfalz	0,206	0,056	0,262	0,038	0,290	0,056	0,346
Schleswig-Holstein	12,041	13,606	25,648	2,166	9,579	13,673	23,253
Gebiet							
Nordsee	0,139	0,007	0,146	0,043	0,043	0,065	0,108
Nördlich der Elbe	12,041	13,638	25,679	2,142	9,719	13,698	23,417
Oder/Neiße-Elbe	0,054	0,033	0,087	0,023	0,037	0,024	0,062
Elbe-Weser	1,517	0,182	1,699	0,177	1,499	0,271	1,770
Weser-Ems	3,282	1,698	4,980	0,310	3,229	1,222	4,452
Westlich der Ems	6,548	0,982	7,530	0,638	5,547	0,852	6,399
Oberrheintal	0,206	0,056	0,262	0,038	0,290	0,056	0,346
Alpenvorland	0,348	0,160	0,507	0,043	0,223	0,156	0,380
Summe Deutschland	24,136	16,755	40,892	3,415	20,588	16,345	36,934
Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg. Anteil im oberen Teil der Tabelle nicht enthalten, da keine Reserven.							

kreide nahezu die gesamten Erdölvorräte in Deutschland, nämlich 96 Prozent. Die restli-

chen Erdölreserven verteilen sich größtenteils auf Träger im Oberen Jura und im Tertiär.

5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2008

Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven am Stichtag 218,4 Mrd. m³(V_n) und war damit 14,3 Mrd. m³(V_n) oder gut 6 Prozent niedriger als im Vorjahr (Anl. 11).

Unter Berücksichtigung der Rohgas-Jahresproduktion in Höhe von 18 Mrd. m³(V_n) ergibt sich für das Berichtsjahr 2007 insgesamt eine Zunahme der initialen sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven in der Größenordnung von 3,7 Mrd. m³(V_n). Nur ein kleiner Teil der Förderung konnte also durch Reservenzugewinne ausgeglichen werden. Dies geht überwiegend auf Neubewertungen und entsprechende Bohrergebnisse im Gebiet Weser-Ems zurück (Tab. 18).

Die statische Reichweite der geschätzten si-

cheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (Rohgas) betrug am 1. Januar 2008 noch gut 12 Jahre und liegt damit rechnerisch sogar etwas über dem Wert des Vorjahres in Höhe von 11,8 Jahren (Anl. 12). Dies ist im Wesentlichen auf die um 8,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunkene Jahresförderung zurückzuführen und im geringeren Maße auf den teilweisen Reservenersatz im Gebiet Weser-Ems. Die statische Reichweite ist nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße in einem sich dynamisch entwickelnden System anzusehen.

Tabelle 18 und Anlage 10 zeigen die aktuellen Rohgasreserven, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. In Niedersachsen liegen 98 Prozent der gesamten Rohgasreserven von Deutschland und mit einem bundesweiten Produktionsanteil von 93 Prozent ist

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2008 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2007			Produktion	Reserven am 1. Januar 2008		
	sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³	2007 Mrd. m ³	sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,108	0,021	0,129	0,012	0,067	0,021	0,088
Niedersachsen	158,687	68,680	227,368	16,750	145,104	68,699	213,803
Sachsen-Anhalt	1,156	0,792	1,947	0,509	0,743	1,140	1,883
Schleswig-Holstein	2,957	0,178	3,135	0,667	2,318	0,178	2,496
Thüringen	0,024	0,110	0,134	0,028	0,087	0,005	0,092
Gebiet							
Nordsee	2,957	0,178	3,135	0,667	2,318	0,178	2,496
Elbe-Weser	72,268	38,436	110,704	7,408	65,366	38,601	103,967
Weser-Ems	86,412	30,737	117,149	9,659	79,446	31,090	110,536
Westlich der Ems	1,164	0,298	1,462	0,192	1,035	0,148	1,183
Thüringer-Becken	0,024	0,110	0,134	0,028	0,087	0,005	0,092
Alpenvorland	0,108	0,021	0,129	0,012	0,067	0,021	0,088
Summe Deutschland	162,932	69,781	232,713	17,966	148,319	70,043	218,362
Volumenangaben in Normkubikmetern							

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2008 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2007			Produktion	Reserven am 1. Januar 2008		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2007	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,123	0,024	0,147	0,009	0,076	0,024	0,100
Niedersachsen	150,786	64,830	215,616	15,859	134,066	62,140	196,206
Sachsen-Anhalt	0,418	0,286	0,704	0,187	0,412	0,268	0,680
Schleswig-Holstein	3,601	0,217	3,818	0,811	2,822	0,217	3,039
Thüringen	0,015	0,068	0,082	0,018	0,055	0,003	0,057
Gebiet							
Nordsee	3,601	0,217	3,818	0,811	2,822	0,217	3,039
Elbe-Weser	73,477	38,625	112,102	7,250	63,626	36,740	100,366
Weser-Ems	76,502	26,196	102,698	8,594	69,797	25,513	95,310
Westlich der Ems	1,225	0,295	1,520	0,202	1,055	0,155	1,210
Thüringer-Becken	0,015	0,068	0,082	0,018	0,055	0,003	0,057
Alpenvorland	0,123	0,024	0,147	0,009	0,076	0,024	0,100
Summe Deutschland	154,942	65,424	220,366	16,884	137,431	62,651	200,082

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/m³(V_n)

Niedersachsen ebenfalls die zentrale Erdgas Förderprovinz. Hier wurden im vergangenen Jahr 16,7 Mrd. m³(V_n) Erdgas produziert.

Am Stichtag der Reservenabschätzung befanden sich 85 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 45 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 40 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein enthalten. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in triassischen (9 Prozent) und oberkarbonischen Sandsteinen (5 Prozent), sowie ganz untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägern.

Die Tabelle 19 zeigt die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven und die Förderung 2007, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Diese auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normierten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven wurden am 1. Januar 2008 auf 200,1 Mrd. m³(V_n) geschätzt und lagen damit um 20,3 Mrd. m³(V_n) oder gut 9 Prozent unter denen des Vorjahres.

6 Untertage-Gasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die sichere Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland – über 80 Prozent des Gasverbrauches werden importiert – wird u.a. durch Untertage-Erdgasspeicher gewährleistet. Sie gleichen tages- und jahreszeitliche Verbrauchsspitzen aus. Die klassische Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend durch eine strategische Bedeutung bei der Energieversorgung ergänzt. Auch der Einsatz zur Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise gewinnt an Bedeutung, d.h. auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme stattfinden. 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 werden vertraglich fixiert, d.h. sie sind nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die entscheidende und unzuverlässig prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Es gibt sowohl Extremwinter, wie zum Jahreswechsel 1995/1996 und milde Winter, wie die beiden vergangenen. Erdgasspeicher haben in beiden Fällen den Bedarf zuverlässig gepuffert

und sowohl Grundlast als auch die tageszeitlichen Verbrauchsspitzen ausgeglichen. Haushalte und Kleinverbraucher sowie Großverbraucher (Industrie) sind die Hauptverursacher von Verbrauchsspitzen. Im Versorgungsgebiet von Hannover kann z.B. der Winterverbrauch an Erdgas 15-mal so hoch sein wie im Sommer. Bei ständig steigendem Importanteil nehmen auch die Abhängigkeit von Lieferländern und die Bedeutung der Gasspeicherung zu. Erdgas aus Russland, das künftig auch über die Ostseepipeline und Deutschland nach West-Europa gelangen soll, wird dabei künftig eine immer dominantere Rolle spielen.

Deutschland verfügt im Norden des Landes über günstige Bedingungen für die Einrichtung großer Speicher. Als Speichertypen sind entweder Poren- oder Kavernenspeicher im Einsatz. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung und reagieren durch die natürlichen Fließwege im Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen der Förderraten als Kavernenspeicher. Letztere sind eher mit unterirdischen Druckbehältern vergleichbar. Kavernenspeicher sind daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Unter günstigen Bedingungen können Porenspeicher

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2008).

Energieträger	Anteile in %	
	2006	2007
Mineralöl	35,6	33,9
Erdgas	22,6	22,5
Steinkohle	13,2	14,3
Braunkohle	10,8	11,6
Kernenergie	12,5	11,1
Wasser- und Windkraft	1,3	1,5
Sonstige (inkl. Außenhandelsaldo Strom)	4,0	5,1

Tab. 21: Struktur des Erdgasverbrauchs nach Herkunftsland (WEG 2008).

Bezugsland	Anteil in %	
	2006	2007
Deutschland (s.a. Tab. 22)	18	18
Niederlande	18	17
Norwegen	26	25
Russland	34	36
Dänemark/Großbritannien	4	4

in natürlich geklüfteten Speichergesteinen Förderraten erreichen, die ähnlich hoch sind wie Raten aus Kavernenspeichern.

Das Gesamtvolumen der Speicher ist die Summe aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen. Als Kissengas bezeichnet man die verbleibende Restgasmenge in einem Gasspeicher, die den Mindestdruck aufrechterhalten soll. Weitere Speicherbegriffe findet man in einem „Glossar“ der

Internationalen Gas Union (WALLBRECHT ET AL 2006).

Ein hoher Kissengasanteil ermöglicht eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate) über einen langen Zeitraum. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Kissengas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und die nationale Energieversorgung.

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch¹

Der jährliche Bericht in der AG Energiebilanzen (AGEB) wird seit diesem Jahr nicht mehr über das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) sondern direkt über die AGEB veröffentlicht. Der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland lag auf Grund der milden Witterung und der höheren Energiepreise um etwa 5 Prozent niedriger als im Vorjahr (AGEB 2008).

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 20 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Anders als in den letzten Jahren sank der Anteil am PEV gegenüber dem Vorjahr, und zwar um 0,1 Prozent.

Das Erdgasaufkommen in Deutschland ging aus den oben genannten Gründen um 8 Prozent zurück und betrug 112,1 Mrd. m³(V_n) (rechnerischer Wert des LBEG mit 9,77 kWh/m³(V_n) auf Basis von AGEB 2008), davon 17 Mrd. m³(V_n) aus heimischer Förderung. Der tatsächliche Gasverbrauch ging um 5 Prozent ebenfalls zurück und betrug etwa 98 Mrd. m³(V_n). Tabelle 22 zeigt die statistischen Angaben der AGEB für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland.

¹ alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (AGEB 2008 und WEG 2008).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2006	2007	
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	181,6	166	-8,6
Einfuhr	Mrd. kWh	1008	929	-8
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1189	1095	-8
Ausfuhr	Mrd. kWh	162	162	0,0
Speichersaldo	Mrd. kWh	-17	26	-
Verbrauch	Mrd. kWh	1011	960	-5
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mill. t. SKE	112,1	106,4	-5
<i>Inländische Erdgasförderung¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	<i>18,6</i>	<i>17,0</i>	<i>-8,6</i>
<i>Erdgasaufkommen¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	<i>121,7</i>	<i>112,1</i>	<i>-8</i>
<i>Verbrauch¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	<i>103,5</i>	<i>98,3</i>	<i>-5</i>

¹ Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2008). 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 2007 (Stichtag: 31. Dezember 2007)

Die folgenden Speicherdaten basieren auf der Grundlage einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Die Daten werden auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums „Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland“ (<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=174732.html>) verwendet. Die statistischen und beschreibenden Angaben zu den Speichern dienen Firmen, dem BMWi, BGW, WEG, der Bundesnetzagentur sowie weiteren Nutzern in Wirtschaft und Politik als Nachweis- und Informationsquelle. Die Datenerhebung geht u.a. auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Auf Grund der Entwicklung auf dem Speichermarkt verzeichnet das LBEG seit Jahren eine steigende Nachfrage nach Daten der in Deutschland tätigen Speicherfirmen und geplanten Projekten.

Die geografische Lage der Untertage-

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

Der Bau von Kavernenspeichern erfolgt durch einen bergmännischen „Solprozess“ und ist nur dort realisierbar, wo mächtige Salinare vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist daher aus geologischen Gründen auf den Norden Deutschlands beschränkt; der südlichste Kavernenspeicher liegt etwa auf der Höhe von Fulda. In bevorzugter Lage sind Standorte in Küstennähe, die eine Soleentsorgung ins Meer ermöglichen.

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2007).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	12,4	7,5	19,9
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①		13,1	8,9	22,0
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	192,1	278,0	470,1
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	65	27	42
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	23	46
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	0,05	3,5	3,6
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		1	14	15
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	13,2	12,4	25,6

* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb" (Arbeitsgas/ Plateau-Entnahmerate)

Tabelle 23 zeigt eine Zusammenfassung der Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 19,9 Mrd. m³(V_n) und hat sich damit weiter erhöht (Vorjahr: 19,1 Mrd.) Bei den Porenspeichern erfolgte keine wesentliche Änderung der Zahlenangaben. Bei den Kavernenspeichern stieg der Arbeitsgaswert um etwa 10 Prozent oder 0,8 Mrd. m³(V_n) gegenüber dem Vorjahr, welches auf die Erweiterung bestehender Speicher durch Inbetriebnahme weiterer Kavernen sowie durch neue Speicherprojekte zurück geht. Das „Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau“ ist gegenüber 2007 folglich ebenfalls gestiegen, und zwar um 0,9 Mrd. m³(V_n). Etwa ⅔ des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und ⅓ in Kavernenspeichern verfügbar. Zusätzlich werden 3,6 Mrd. m³(V_n) auf der Grundlage bergrechtlicher Betriebspläne mit dem Schwerpunkt auf Kavernenspeichern geplant oder sind im Bau. Bei Realisierung aller Vorhaben (Tab. 25 und 26) wird künftig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 25,6 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein.

Tabellen 25 und 26 zeigen die spezifischen Daten für Gasspeicher in Deutschland, die in Betrieb oder in Planung/im Bau sind. Grundsätzlich sind in den Tabellen alle Speicher aufgeführt für die ein Betriebsplanantrag bei den Genehmigungsbehörden vorliegt. Speicher, die angedacht sind, d.h. für die erst Erkundungen oder Machbarkeitsstudien erfolgen sollen, sind im unten folgenden Textteil berücksichtigt. In

einigen Fällen lagen hierzu Berichte der Firmen, der Behörden oder der Presse vor.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 25 und 26 werden zwei Werte aufgeführt: Das "maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen" stellt das Volumen dar, das zum Stichtag 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 Aufbau(befüllungs)phase befindet oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das "maximale Arbeitsgasvolumen" aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955 (Aquiferspeicher Engelbostel, inzwischen aufgegeben). Die historische Entwicklung zeigt bis Anfang der 1990er Jahre ein steil ansteigendes Arbeitsgasvolumen – einige Großprojekte wurden seitdem weitestgehend abgeschlossen – und aktuell einen weiter steigenden Trend.

Zu einigen Projekten gibt es ergänzende Angaben der Betreiber, der Landesbehörden oder aus Presseberichten:

Porenspeicher

Im Aquiferspeicher **Berlin** wurde Anfang 2008 eine 3D-Seismik akquiriert. Aufgrund der Lage im Stadtgebiet sowie Wald- und Seeflächen gelten besondere Anforderungen für die Planung, Durchführung und Interpretation der Messungen.

Die Zahlenangaben für die Plateau-Raten der beiden im Verbund fahrenden Speicher in **Bad Lauchstädt** beziehen sich auf einen Gesamtdurchsatz von 1,167 Mio. m³/h. Der Porenspeicher kann eine Maximalrate von 238 000 m³/h darstellen. Die abnehmende Ausspeicherrate kann zeitweise vom Kavernenspeicher kompensiert werden.

Für **Breitbrunn-Eggstätt** ist ein Ausbau angedacht, z.Z. laufen Planungen für geophysikalische Untersuchungen (3D-Seismik). Der Betriebsplan ist genehmigt, geplanter Messbeginn ist der Sommer 2008.

Für weitere Porenspeicher in Nord- und Süddeutschland laufen Machbarkeitsstudien bzw. Explorationsarbeiten und Voruntersuchungen. So wurde z.B. in **Anzing**, eine ehemalige Gaslagerstätte in Bayern, eine Speicherkundungsbohrung (Anzing S 101) durchgeführt.

Kavernenspeicher

Die bestehenden drei Kavernen in **Empelde** sollen bis 2008 nachgesolt werden, die vierte Kaverne befindet sich im Solprozess, wobei die Sole seit 2005 in das Salzbergwerk Bergmannslegen-Hugo eingeleitet wird.

Am Standort **Epe**, der größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind sechs Unternehmen für Betrieb oder Planung und Bau von Kavernen angesiedelt. Die Nuon Epe Gasspeicher GmbH hat hier im Berichtsjahr vier Kavernen in Betrieb genommen. Nach Angaben von Nuon werden drei weitere Kavernen geplant. Anfang März 2008 lag noch kein Rahmenbetriebsplan vor.

Das seit Jahren in der Berichterstattung des LBEG unter „in Planung“ geführte Projekt **Jemgum/Holtgaste** der Wintershall AG wird nunmehr durch die WINGAS GmbH als eigenständiges Speicherprojekt **Jemgum** fortgeführt. Der Rahmenbetriebsplan wurde zugelassen. In einer ersten Ausbaustufe sollen zunächst 18 Kavernen errichtet werden. Ebenfalls im Salzstock Jemgum plant die EWE AG die Solung von 15 Kavernen in drei Ausbaustufen von jeweils 5 Kavernen. Sie wurden von der EWE im Rahmen der Berichterstattung noch nicht gemeldet und werden daher in der Tabelle noch nicht berücksichtigt.

In **Kiel-Rönne** läuft der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig seit Anfang 2007 und soll das Zielvolumen im Zeitraum 2013/2014 erreichen.

Im Speicher **Kraak** wurde im Sommer 2007 die dritte Kaverne (K103) in Betrieb genommen und eine weitere Kaverne unter „Planung/Bau“ gemeldet.

Im Speicher **Krummhörn** bezieht sich der Wert für das „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2010.

In **Nüttermoor** wurde die Solung der Kavernen K17 und K18 Anfang 2008 beendet. Drei weitere Kavernen sind in Planung.

Die EEG - Erdgas Erdöl GmbH und Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH (GdF-PEG) wurden verschmolzen. Die Speicheraktivitäten werden vorläufig unter GdF-PEG geführt. Eine eigenständige Speichergesellschaft ist geplant. Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel soll um eine dritte Kaverne erweitert werden. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten sollen Ende 2010 zur Verfügung stehen. Die Planungen für die dritte Kaverne sehen ein Arbeitsgasvolumen von 80 Mio. m³ und eine tägliche Entnahmeleistung von 4 Mio. m³ vor. Kaverne K1 ist seit 2001 in Betrieb, K2 in Solung (Inbetriebnahme in 2009). Nach derzeitiger Planung soll Peckensen auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden.

In **Rüdersdorf** wurde die erste Kaverne (K101)

in Betrieb genommen. K102 ist im Solprozess.

6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

In **Etzel**, Standort der IVG Kavernen GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen, sollen in den nächsten Jahren weitere Kavernen gebaut werden. Die Erweiterung soll für Dritte, u.a. für E.ON Ruhrgas, erfolgen. Der Standort Etzel bietet aufgrund seiner geografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil: der existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gasnetzwerk sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefseehafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe. Den Kunden der IVG dient die Lagerung von Öl und Gas zur Deckung von Verbrauchsspitzen und Zwischenlagerung von Import-Lieferströmen. Die Rohöllagerung dient mit ihren strategischen Reserven der Versorgungssicherheit. Das damit geschaffene neue Potenzial erfordert einen entsprechenden Ausbau des Transportsystems. Die IVG sieht am Standort Etzel ein geologisches Potenzial von 90 weiteren Kavernen, das auch nach Ansicht des LBEG im Salzstock Etzel geologisch realisierbar wäre. In einem ersten Schritt beabsichtigt die IVG Kavernen GmbH, 11 bereits vorhandene Kavernen von Öl auf Gas umzurüsten. Danach sollen bis zum Jahr 2017/2018 etwa 80 Erdgas- und 5-10 Rohölkavernen gesolt werden. Bei 75 Mio. m³(V_n) Arbeitsgasvolumen je Kaverne wären damit in ca. 10 Jahren weitere 6 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgasvolumen verfügbar. Nach Angaben der IVG existieren ausreichende Solkapazitäten. Die zusätzlichen Rohölkavernen dienen auch der Bedienung von Kunden außerhalb Deutschlands, wobei durch die Nähe zum Seehafenterminal der NWO eine Anbindung an das Tankergeschäft gegeben ist. Der Standort Etzel wird damit eine weiter zunehmende Bedeutung für das nationale Speichergeschäft und den Energiemarkt bekommen.

Weitere Speicherprojekte in Norddeutschland hängen unmittelbar mit dem Bau der „Ostsee-pipeline“ (Nord Stream) vom russischen Wy-

borg, westlich von Sankt Petersburg, bis in die Nähe von Greifswald zusammen. Die Leitung hat eine wichtige Bedeutung für den Europäischen Erdgasmarkt und neue Standorte für Gasspeicher in Deutschland. Die Arbeiten an dem 900 km langen Landabschnitt in Russland haben Ende 2005 begonnen, der Bau des 1200 km langen Ostseeabschnitts hängt vom Fortgang der Planungen und Verhandlungen bzgl. der Trassenführung ab. Die Investitionen werden mit etwa 2 Mrd. € onshore und über 4 Mrd. € offshore angegeben. Einem ersten Leitungsstrang für 27,5 Mrd. m³ per Jahr soll ein zweiter Strang für weitere 27,5 Mrd. m³ Leitungskapazität folgen. Die Gasmenge von 55 Mrd. m³ würde etwa 50 Prozent des gegenwärtigen jährlichen Erdgasverbrauches von Deutschland entsprechen. Mit dem Bau der „Nord Stream“ wird eine neue Ära der Versorgung Mittel- und Westeuropas mit russischem Erdgas eingeleitet, die auch neue Untertagespeicherkapazitäten in erheblichen Größenordnungen erfordern wird und Untersuchungen von neuen Speicherstandorten eingeleitet hat.

Nach Informationen durch den Geologischen Dienst und die Bergbehörde von Mecklenburg-Vorpommern liegt ein Antrag der Oldenburger EWE AG für einen Kavernenspeicher **Moeckow** vor. Die EWE führt Erkundungsarbeiten gemäß einem zugelassenen Hauptbetriebsplan aus. Im Frühjahr 2007 erfolgte die Durchführung einer 3D-Seismik. Im Februar 2008 wurde die erste Aufschlussbohrung gebohrt, um die Salzbeschaffenheit für ein Kavernenprojekt zu untersuchen. Die Salzstruktur Moeckow ist nach Angaben von EWE die einzige Salzlagerstätte im weiten Umkreis von Greifswald, die als Speicherstandort geeignet scheint. Der Salzstock ist über 2000 Meter mächtig. Mit dem Erdgasspeicher will die EWE ihre Speicherkapazität für Erdgas weiter ausbauen. Anlass für den geplanten Erdgasspeicher ist EWE zufolge die geplante Anlandung

der Ostseeleitung „Nord Stream“. Die Größe des geplanten Speichers wurde bisher nicht quantifiziert.

Die ZMB GmbH, eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der GAZPROM Germania GmbH, konzentriert nach eigenen Berichten ihre Objektsuche für den Aufbau von Speicherkapazitäten. Sie führt auf der Struktur **Hinrichshagen** in Mecklenburg-Vorpommern Aufsuchungsarbeiten auf der Grundlage eines zugelassenen Hauptbetriebsplanes durch. Gegenwärtig erfolgt der Bau von zwei Bohrplätzen für das Abteufen und den Test von drei Erkundungsbohrungen. Für 2008 ist eine 3D-Seismik geplant. Die Struktur **Schweinrich** liegt grenzüberschreitend in den Bundesländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Die ZMB verfügt über einen von beiden Bergbehörden zugelassenen Hauptbetriebsplan zur Erkundung und Errichtung eines länderübergreifenden Aquiferspeichers. Die geplanten Aufsuchungsarbeiten sollen vorerst im brandenburgischen Teil stattfinden und sowohl Erkundungsbohrungen als auch seismische Untersuchungen einschließen. Erste Kapazitätsabschätzungen der ZMB sollen ergeben haben, dass es möglich wäre, Grundlastspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von mehreren Mrd. m³ zu errichten.

Der stetig ansteigende Erdgasverbrauch in der Europäischen Union erfordert einen Ausbau sowie eine Erweiterung von Speicherkapazitäten zur kontinuierlichen Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Ein Projekt, das auch für die Gasversorgung und Speichersituation Deutschlands wichtig ist, ist der Ausbau der grenznahen ehemaligen Gaslagerstätte **Haidach** bei Salzburg in Österreich zu einem Gasspeicher. Er ist direkt mit der deutschen Netzinfrastruktur verbunden und kann somit für den saisonalen Ausgleich in Deutschland aber auch in Österreich genutzt werden. Die Firmen Rohöl-Aufsuchungs AG, WINGAS und GAZPROM export wollen dort im Endausbau 2,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen speichern können und Haidach zu einem der bedeutendsten Speicher in Europa ausbauen. Die Gazprom export, Moskau, ist nutzungsberechtigter Speicherunternehmer und wickelt den Zugang zu den Speicheranlagen über ihre mittelbare hundertprozentige Tochtergesellschaft ZMB GmbH (eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der GAZPROM Germania GmbH) ab. Das Firmenkonsortium hat den Speicher Ende Mai 2007 offiziell in Betrieb genommen. Mit der Inbetriebnahme der ersten Ausbaustufe ab Mitte 2007 betrug nach Angaben der Firmen das nutzbare Arbeitsgasvolumen 1,2 Mrd. m³.

6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit 334 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in etwa 620 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 7). Von diesen Speichern befinden sich etwa 25 Prozent in Europa und 70 Prozent in den USA; allerdings stellen die europäischen Speicher etwa 60 Prozent und die nordamerikanischen Speicher etwa 35 Prozent des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist in der EU die größte und nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit die viertgrößte Speichernation gemessen am Arbeitsgasvolumen. In der Welt dominieren mit etwa 80 Prozent die Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 15 Prozent sind Aquiferspeicher. Die Poren-

speicher stellen damit weltweit etwa 96 Prozent der Speicher im Vergleich zu den nur 4 Prozent der Kavernenspeicher.

Eine Arbeitsgruppe der IGU (Basic UGS Activities, Chairman Joachim Wallbrecht, BEB) hat ihren letzten Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt auf der 23. Welt Gas Konferenz in Amsterdam im Jahr 2006 vorgelegt. Die UGS Data Bank und die Visualisierung in der aktualisierten Fassung wurden im Rahmen des Welt Gas Kongresses ebenfalls vorgestellt. Die Zahlenangaben für die Speicher sind weiterhin gültig. Neben den statistischen Daten und GIS-gestützten Standortkarten sind ein

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2006).

Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe
	Mill. m ³			Mill. m ³	
USA	100 846	385	Spain	1981	2
Russia*	93 533	22	Poland	1556	6
Ukraine*	31 880	13	Azerbaijan*	1350	2
Germany¹	19 918	46	Australia	934	4
Italy	17 415	10	Denmark	820	2
Canada	14 820	49	Belarus*	750	2
France	11 643	15	China	600	1
Netherlands	5 000	3	Croatia	558	1
Uzbekistan*	4 600	3	Belgium	550	1
Kazakhstan*	4 203	3	Japan	542	4
Hungary	3 610	5	Bulgaria	500	1
United Kingdom	3 267	4	Ireland	210	1
Czech Republic	2 891	8	Argentina	200	2
Austria	2 820	4	Armenia*	110	1
Latvia	2 300	1	Kyrgyzstan*	60	1
Romania	2 300	5	Sweden	1	9
Slovakia	2 198	2	Summe	333 966	618

¹ Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2007 ergänzt. Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“
* Staaten der GUS

Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten veröffentlicht. Datenbasis und Visualisierung sind in metrischen und englischen Einheiten verfügbar. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen Speicher wurde eine umfassendere Datenbasis entwickelt. Bericht, Datenbank und

das Glossar sind über die folgende IGU-Website zugänglich: <http://www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm>. Die IGU arbeitet aktuell an einer Aktualisierung der Daten, die im Jahr 2009 abgeschlossen sein soll.

6.6 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 (nTPA) und nicht den regulierten Zugang (rTPA) gewählt.

Weitergehende Regeln für die Speicherbetrei-

ber 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. An dem Forum nehmen die Vertreter der Europäischen Kommission, der Mitgliedsländer, der europäischen und nationalen Regulierer, der Energiehändler und der Speicherbetreiber teil, die sich in der GSE (Gas Storage Europe, www.gie.eu.com)

zusammengeschlossen haben. Die Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gasspeicher sind in zwei Publikationen beschrieben (GREWE 2005 und ALVERMANN&WALLBRECHT 2005).

Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts unterliegen die Gasnetzbetreiber künftig einer staatlichen Aufsicht, die seit dem Jahr 2005 durch die Bundesnetzagentur in Bonn wahrgenommen wird. Dabei spielen auch Gasspeicher und ihre Nutzung im Rahmen des Netzzuganges eine Rolle. Die Bundesnetzagentur hat ihren aktuellen Monitoring-Bericht für das Jahr 2007 vorgelegt. Für die Gasspeicherung ist insbesondere Kapitel 6.2ff von Interesse (Link siehe Literaturverzeichnis).

Eine zusammenfassende Bewertung von Aufkommen und Bedarf für Erdgas sowie die Bedeutung von LNG und infrastrukturelle Entwicklungen für Transport von Erdgas in Europa

finden sich bei ULBRICH (2005).

Auf Grund der Entwicklung des Gasbedarfes in West-Europa, einhergehend mit einer sinkenden Gasproduktion, wird mit einem steigenden Speicherbedarf gerechnet. Zahlreiche Projekte sind in Planung oder Bau, wie auch aus der Auflistung geplanter Projekte der GSE, die insgesamt ein Arbeitsgasvolumen von 45 Mrd. m³ aufweisen, zu entnehmen ist (www.gie.eu.com/gse/storageprojects).

Durch das existierende und das erhebliche zusätzlich geplante Speichervolumen, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, die heimische Gasförderung sowie durch günstige geologische Randbedingungen für die Planung neuer Speicher ist die Deckung des Gasbedarfes derzeit in Deutschland gewährleistet und die Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Gasspeicher, gegeben.

6.7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 15 und Tabelle 27 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2007 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Im Kavernenspeicher Etzel veränderte sich durch Umrüstung von 11 Ölkavernen auf Gasspeicherung sowie die Herstellung einer neuen Ölkaverne (K202) die Anzahl der bestehenden Ölkavernen.

Die Bundesrepublik Deutschland ist zu 97 Prozent ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salz-Kavernenspeicher einer 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).

Der Erdölbevorratungsverband, Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, gibt in seinem aktuellen Bericht für das Haushaltsjahr 2006/2007 eine Vorratspflicht von insgesamt 21,1 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen „Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle“ an (EBV 2007). Die tatsächlichen anrechenbaren Bestände betragen 21,9 Mio. t und lagen damit etwa 5 Prozent über der Pflichtmenge. 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.

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 (AGEB) (2008): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007. - Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de
- LECARPENTIER, A. (2006): Underground Gas Storage in the World - Serving Market Needs. - Cedigaz, Rueil-Malmaison. www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. - EWI/Prognos-Studie, Kurzfassung.
- BUNDESNETZAGENTUR (2007): Monitoringbericht. - Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/12086.pdf>
- ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. - United Nations, Geneva.
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2007): Geschäftsbericht 2006/2007. - Hamburg. 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 und www.teamconsult.net/en/news.html?article=8
- INTERNATIONAL GAS UNION (IGU) (2006): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 23. World Gas Conference in Amsterdam (5.-9.6.2006), u.a. Speicherglossar und Statusbericht weltweiter Gasspeicherung <http://www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm>
- KURSTEDT, A. (2007): Salzbergwerk Epe – Von der Solegewinnung zum größten Kavernenspeicher Europas. - Bergbau 9/2007; Essen.
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSIŃSKI, 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.
- SIBBE, S. (2007): Potentiale von Leistungsspeichern im Gasmarkt für Endversorger in Deutschland. - Diplomarbeit, FH für Ökonomie und Management; Essen.
- ULBRICH, U. (2005): Strategische Infrastrukturprojekte Erdgas und die zukünftige Nutzung von LNG, Vortrag GAT 2005, 8.-9-11.2005, Leipzig. http://www.gat-dvgw.de/pdf/vortrag/ulbrich_v05.pdf
- WALLBRECHT, J. ET AL (2006), Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-UGS; Hannover.
- WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2008): Vorläufige Zahlenangaben zum Jahresbericht 2007 (per März 2008 z.T. noch unveröffentlicht). - Hannover. www.erdoel-erdgas.de

Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
in Betrieb								
Allmenhausen	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750 - 1000	Buntsandstein	1085	780	780	250
Bierwang	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	2457	1360	1360	1200
Breitbrunn-Eggstätt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEEG), E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	1080	1080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570 - 610	Buntsandstein	234	175	175	80
Dötlingen	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH und EMGSG	ehem. Gasfeld	2650	Buntsandstein	4058	1620	2025	840
Eschenfelden	E.ON Ruhrgas AG, N-Ergie AG	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 GmbH (GdFPEG) für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1750 - 1800	Muschelkalk	153	35	70	75
Hähnlein	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	RWE Dea AG für E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	215	215	400
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Lehrte	E.ON AVACON AG	ehem. Ölfeld	1000 - 1150	Dogger (Cornbrash)	120	35	74	50
Rehden	Wintershall Holding AG, WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	7000	4200	4200	2400
Reitbrook	GdFPEG und MEEG für E.ON-Hanse AG	ehem. Ölfeld	640 - 725	Oberkreide	530	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 (Aquitän)	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	1220	520	750	245
Wolfsberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	538	320	320	210
Summe					23 522	12 411	13 120	8 005
in Planung oder Bau								
Wolfsberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	45	-	45	-
Summe					45	-	45	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2007

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

Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
				m	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
in Betrieb								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780 - 950	Zechstein 2	816	536	536	1020 ¹
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	32	500 - 700	Zechstein 2	1284	987	987	1458
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	90	73	73	160
Bremen-Lesum	EMPG für MEEG GmbH	2	1315 - 1780	Zechstein	242	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	175	138	284	300
Epe	NUON Epe Gasspeicher GmbH	4	1100 - 1420	Zechstein 1	285	216	216	250
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	625	473	473	520
Epe	E.ON Ruhrgas AG	34	1090 - 1420	Zechstein 1	2226	1761	2268	2450
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	5	1081 - 1303	Zechstein	375	300	300	400
Etzel	IVG Kavernen GmbH	9	900 - 1100	Zechstein 2	841	560	560	1310
Harsefeld	EMPG für BEB GmbH	2	1150 - 1450	Zechstein	186	130	140	300
Huntorf	EWE AG	6	650 - 1400	Zechstein	406	297	297	150
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON-Hanse AG	2	1250 - 1600	Rotliegend	100	60	60	100
Kraak	E.ON-Hanse AG	3	900 - 1100	Zechstein	215	190	285	440
Krummhörn	E.ON Ruhrgas AG	3	1500 - 1800	Zechstein 2	73	51	237	100
Neuenhuntorf	EWE AG	1	750 - 1000	Zechstein	33	17	17	100
Nüttermoor	EWE AG	16	950 - 1300	Zechstein	1233	921	921	1300
Peckensen	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	1	1300 - 1450	Zechstein	105	60	60	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	EWE AG	1	900 - 1200	Zechstein	66	53	53	70
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WWE	4	400 - 1130	Zechstein	243	204	494	250
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1000	Zechstein	220	190	315	280
Summe		169			10 022	7 507	8 878	11 583
in Planung oder Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	3	500 - 700	Zechstein 2	183		139	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300 - 1800	Zechstein 2	122		95	-
Epe	Trianel Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	3	1184 - 1507	Zechstein 1	161		128	-
Epe	ENECO Store GmbH	2	1100 - 1400	Zechstein	200		120	-
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	1	1335	Zechstein	94		73	-
Jemgum	WINGAS GmbH	18	1000 - 1600	Zechstein	1750		1150	-
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1250 - 1600	Rotliegend	117		70	-
Kraak	E.ON-Hanse AG	1	1350 - 1550	Zechstein	110		95	-
Nüttermoor	EWE AG	5	950 - 1300	Zechstein	564		365	-
Peckensen	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	10	1100 - 1400	Zechstein	1050		600	-
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding AG	2	700 - 900	Zechstein 1	150		120	-
Rüdersdorf	EWE AG	2	900 - 1200	Zechstein	186		150	-
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WWE Netzservice GmbH	4	850 - 1150	Zechstein	380		290	-
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	5	1000	Zechstein	150		125	-
Summe		58			5 217		3 520	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2007. ¹: Maximalrate für Gesamtspeicher Bad Lauchstädt. *: Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen

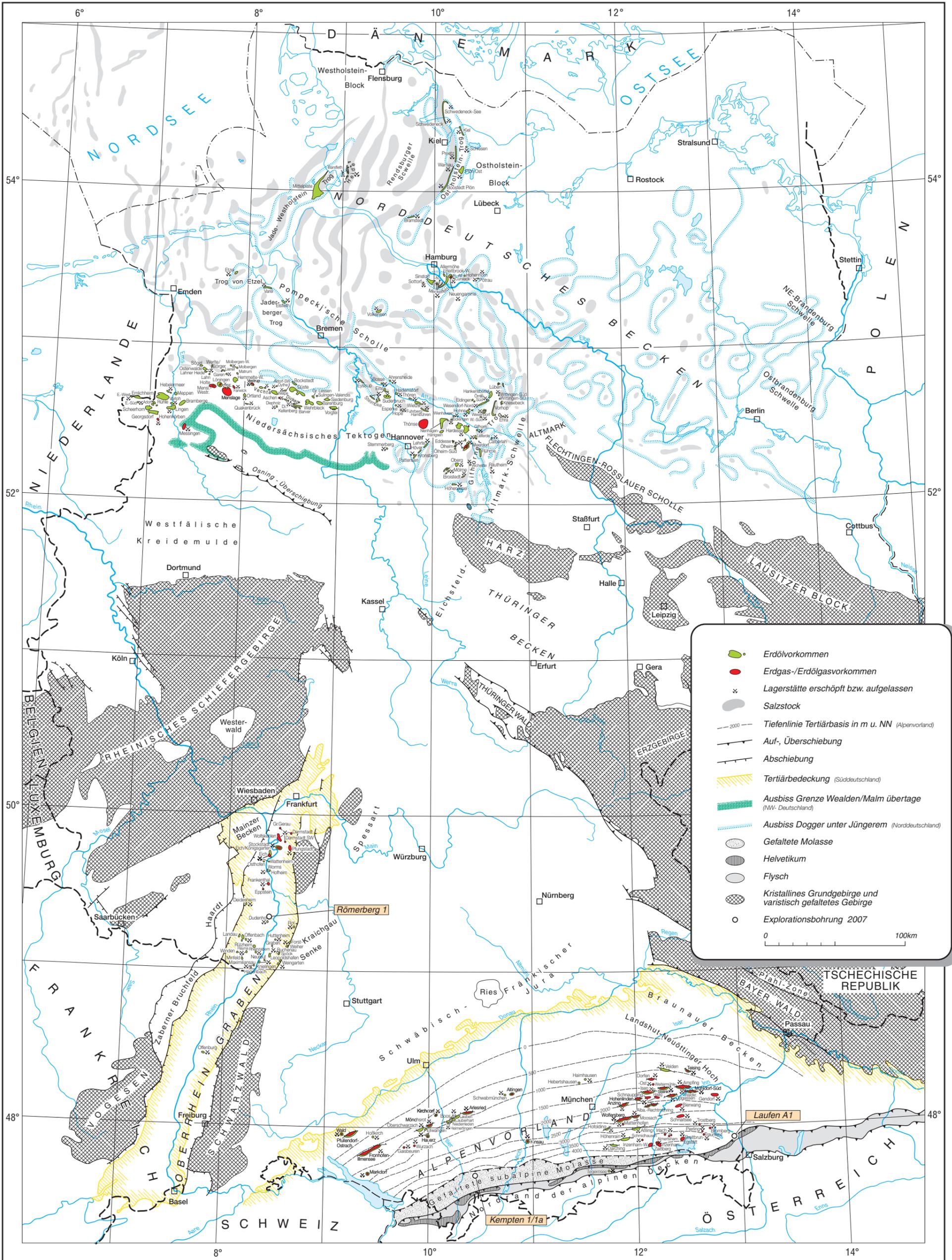
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

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	20	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	Shell Deutschland	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	37	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe				103		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2007

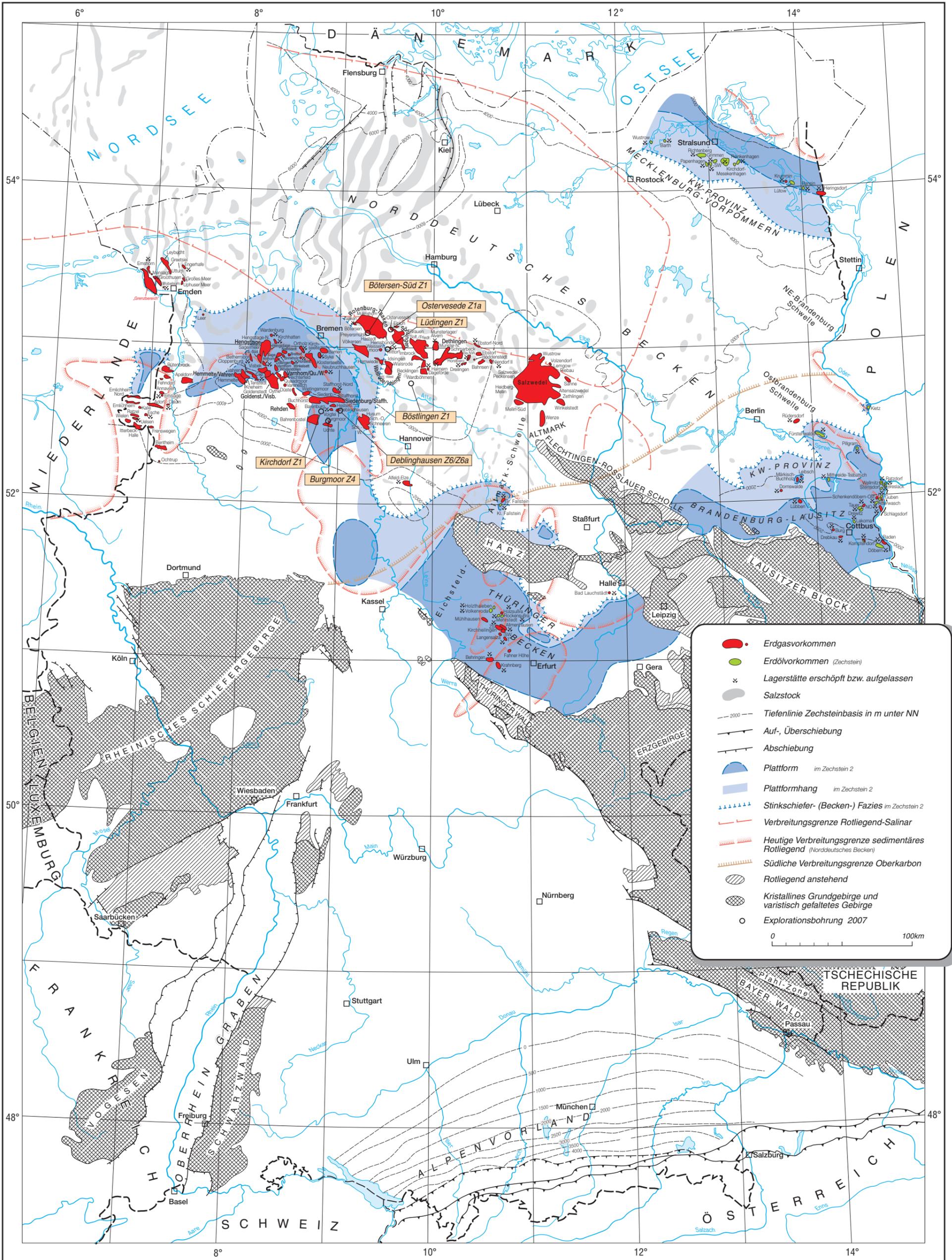
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



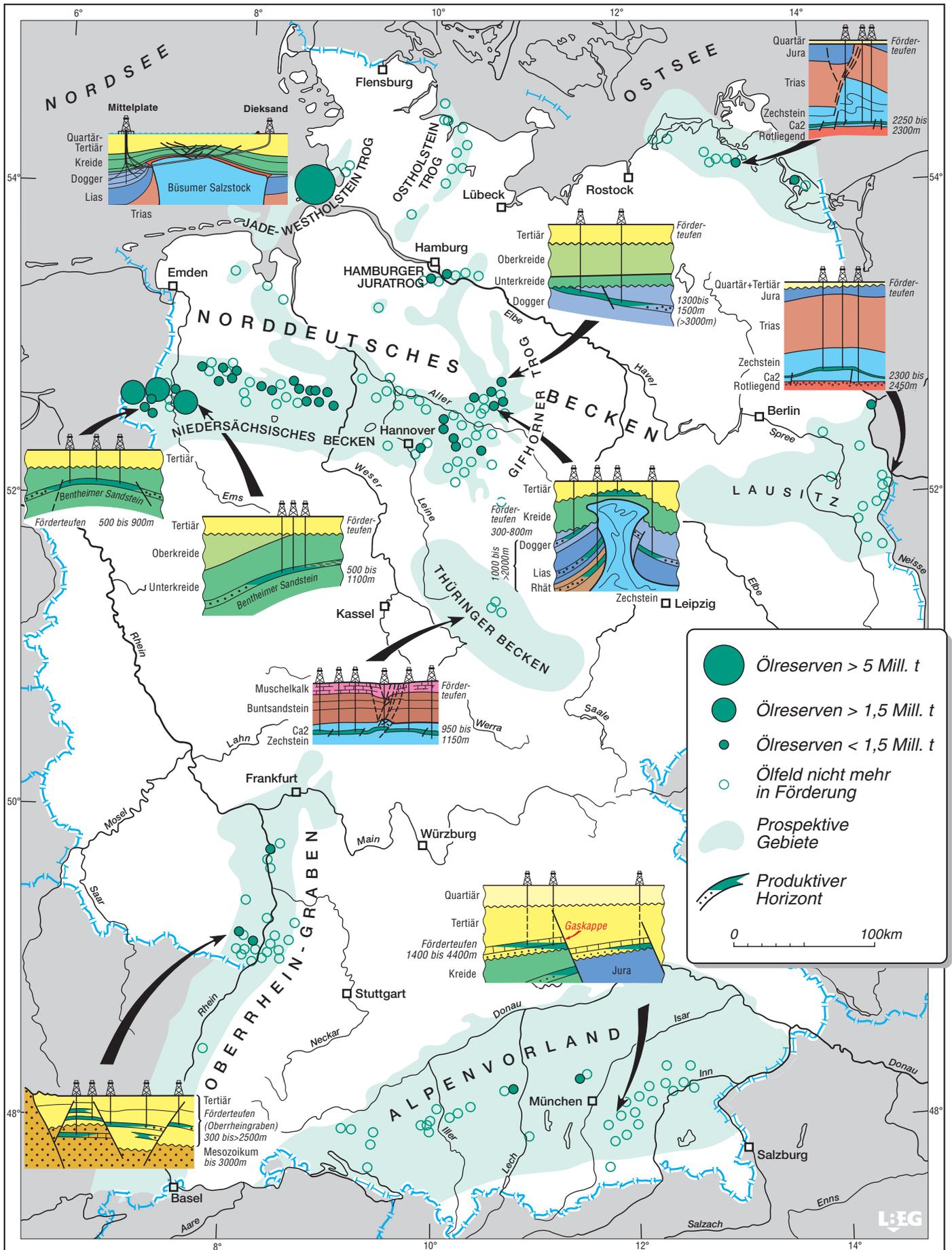
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

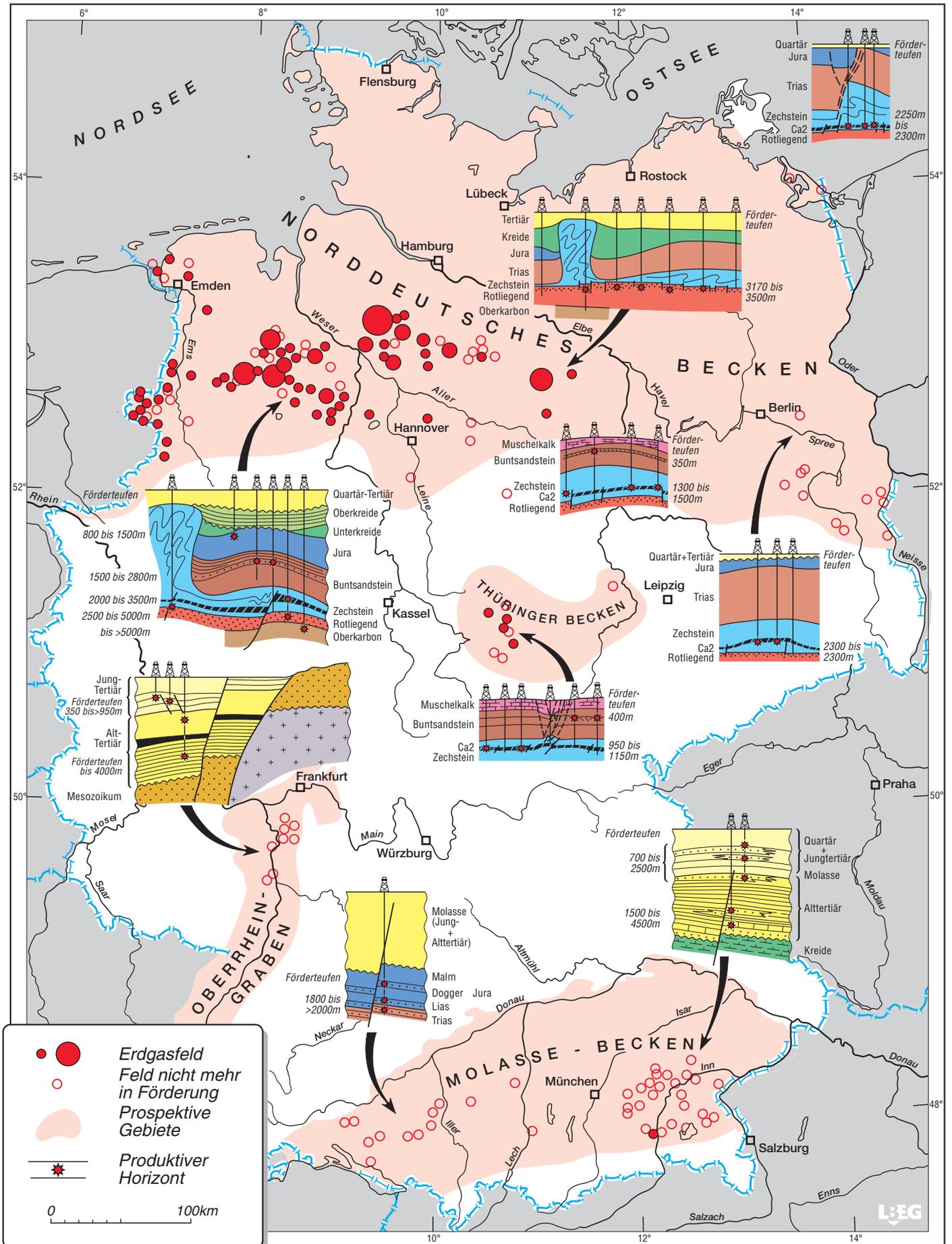


●	Erdgasvorkommen
●	Erdölvorkommen (Zechstein)
×	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
- - - 2000	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Plattform im Zechstein 2
	Plattformhang im Zechstein 2
	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinär
	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
	Rotliegend anstehend
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2007

0 100km

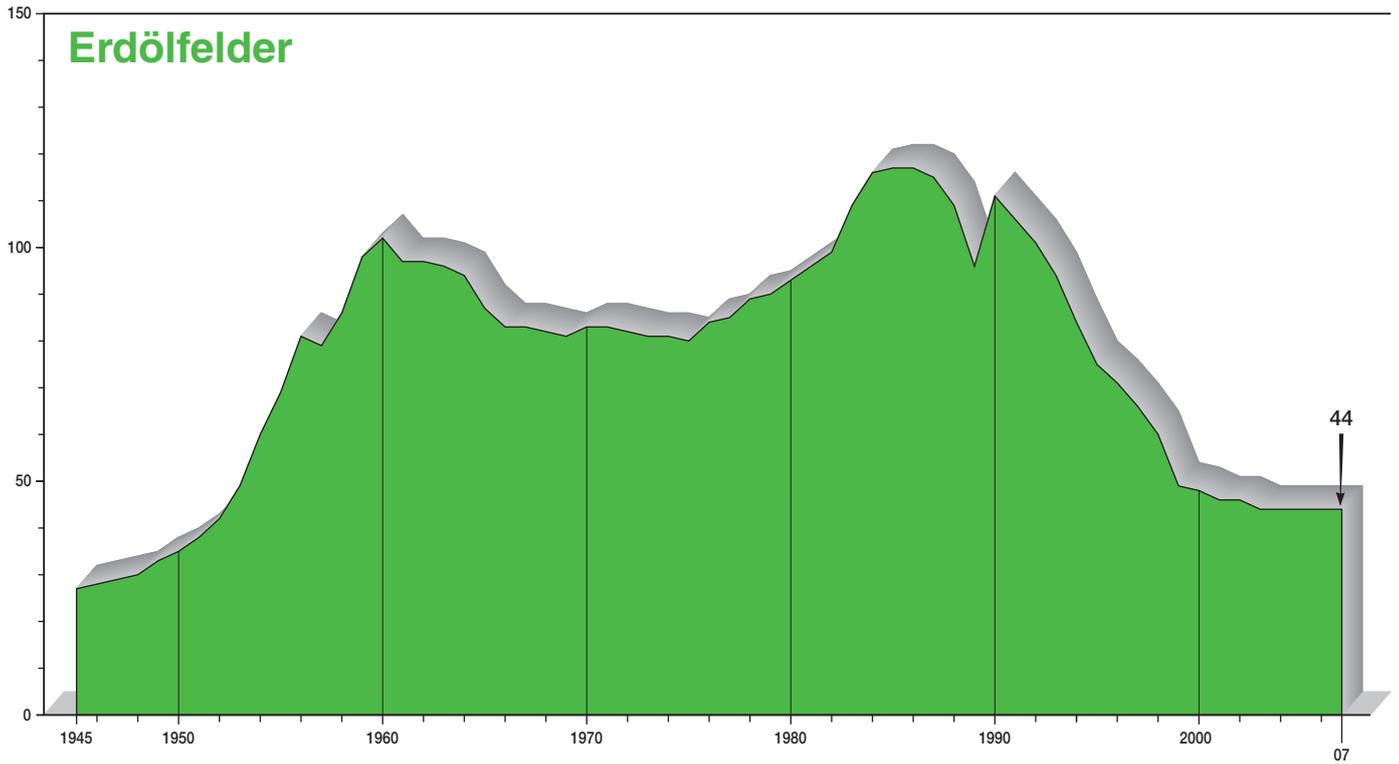


Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

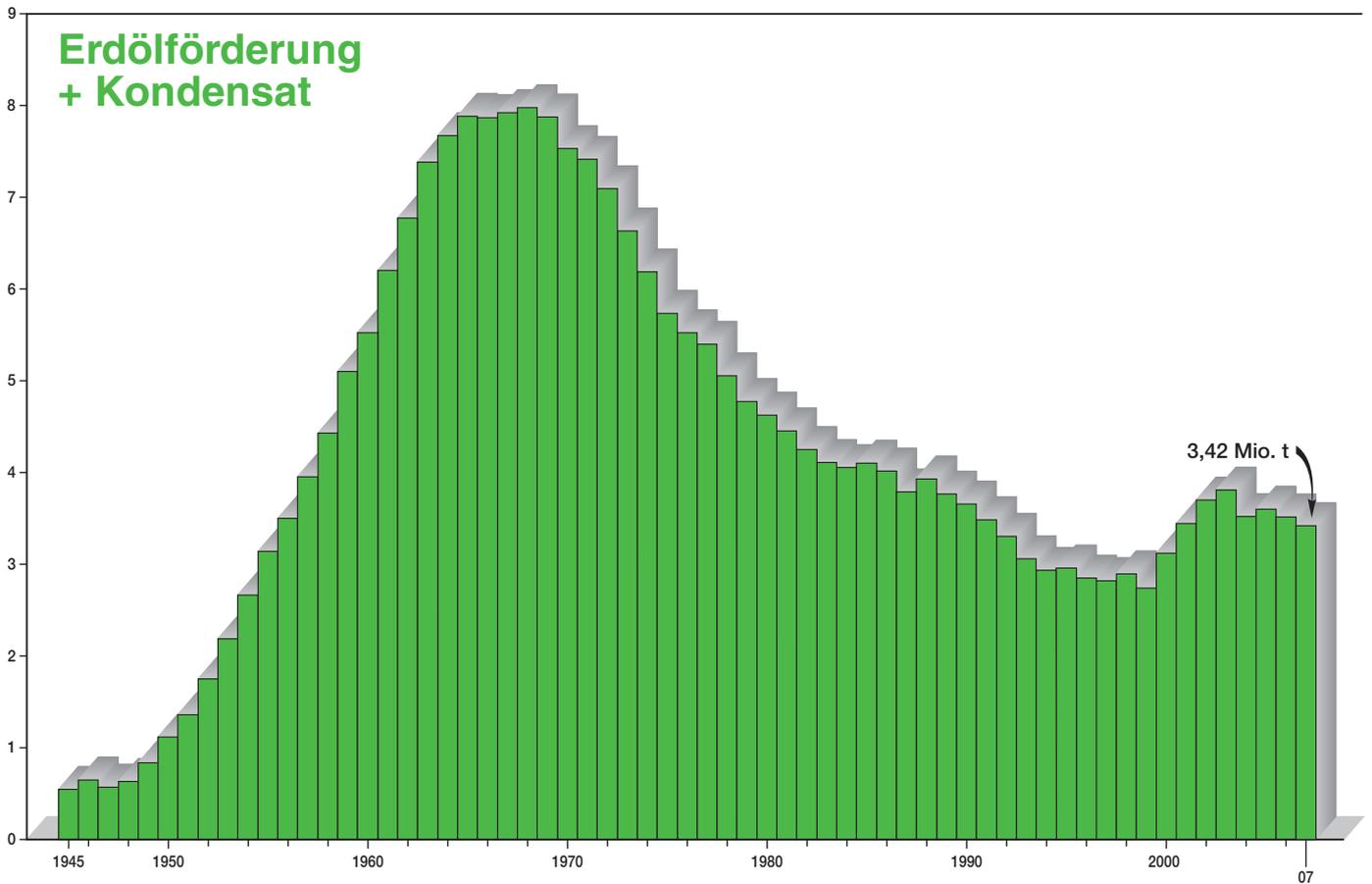


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anzahl

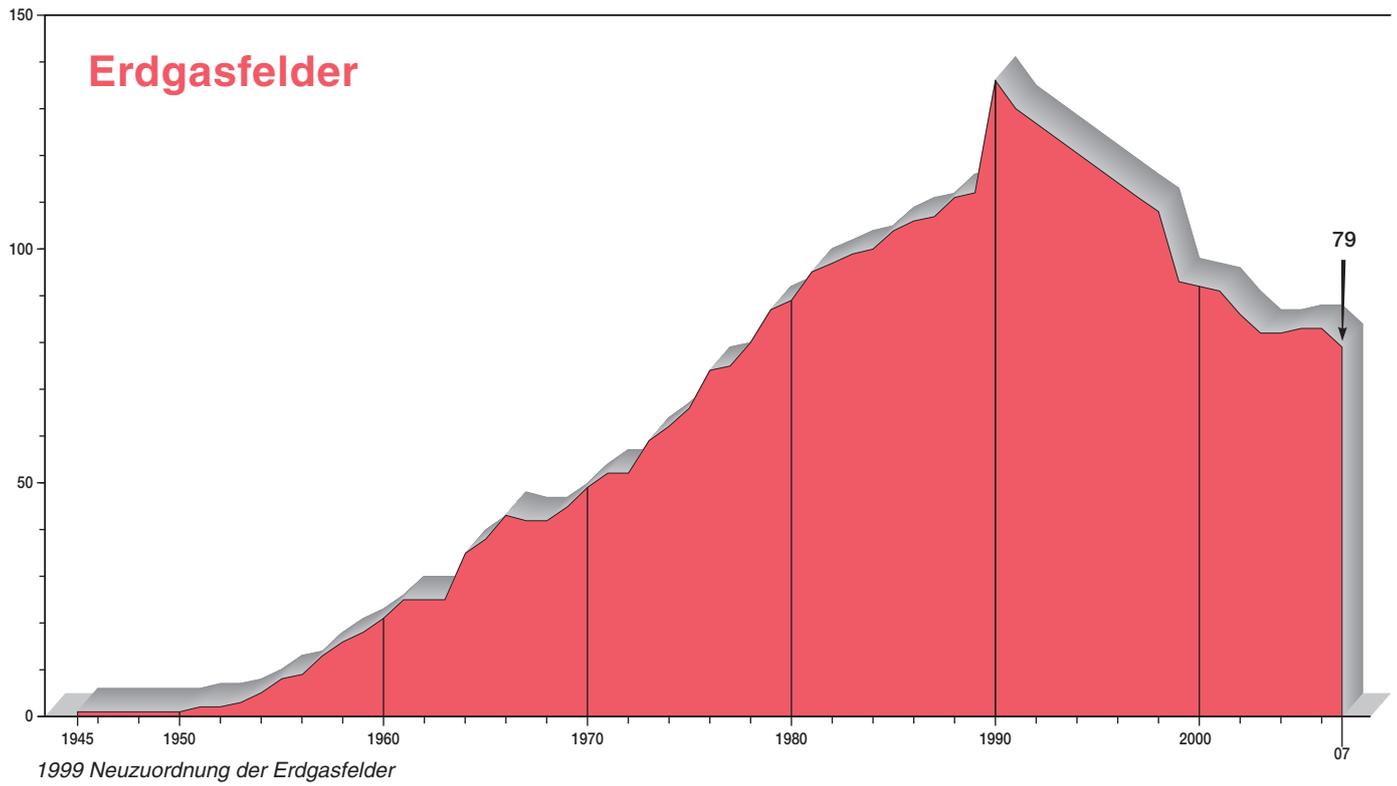


Mio. t

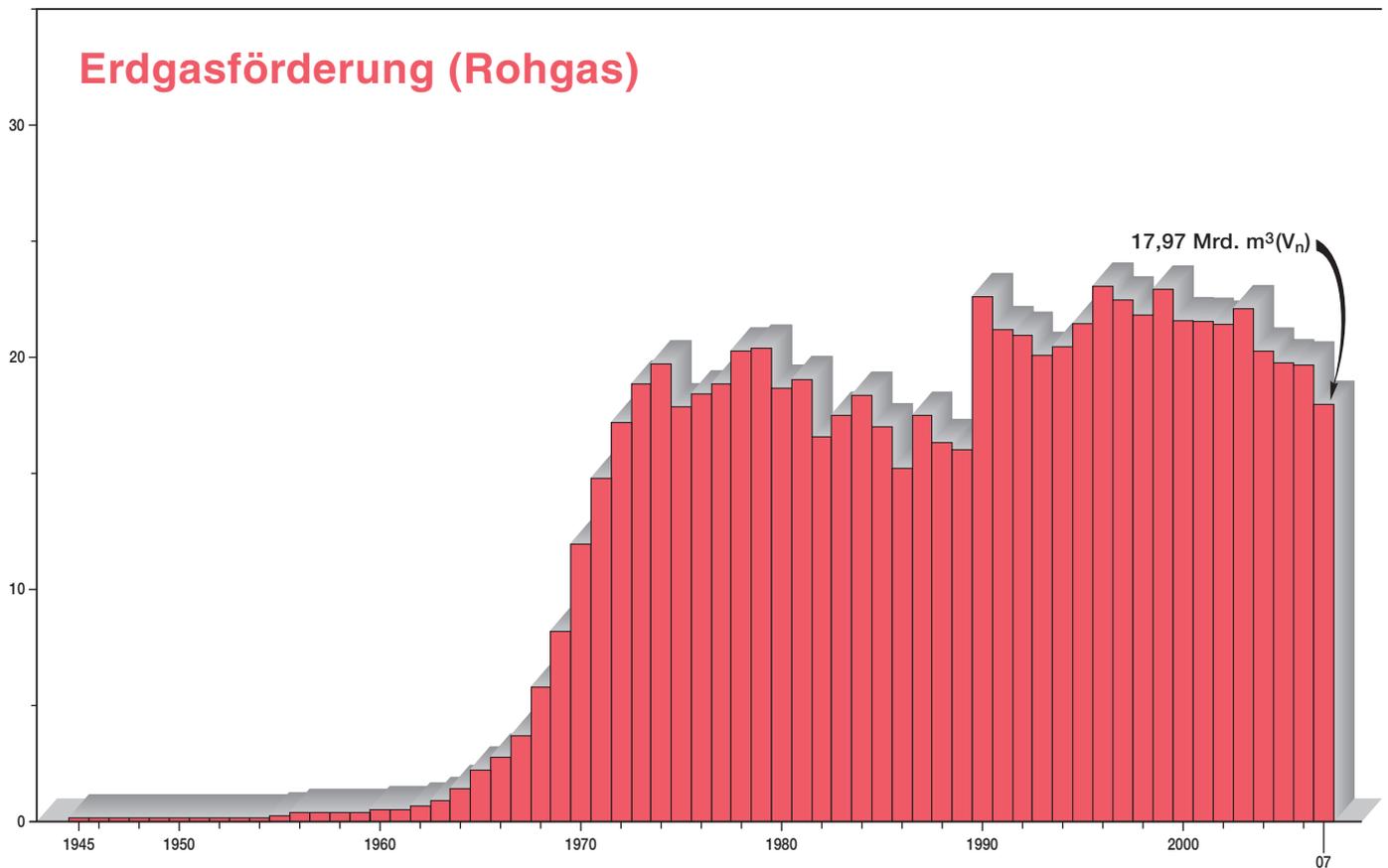


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2007.

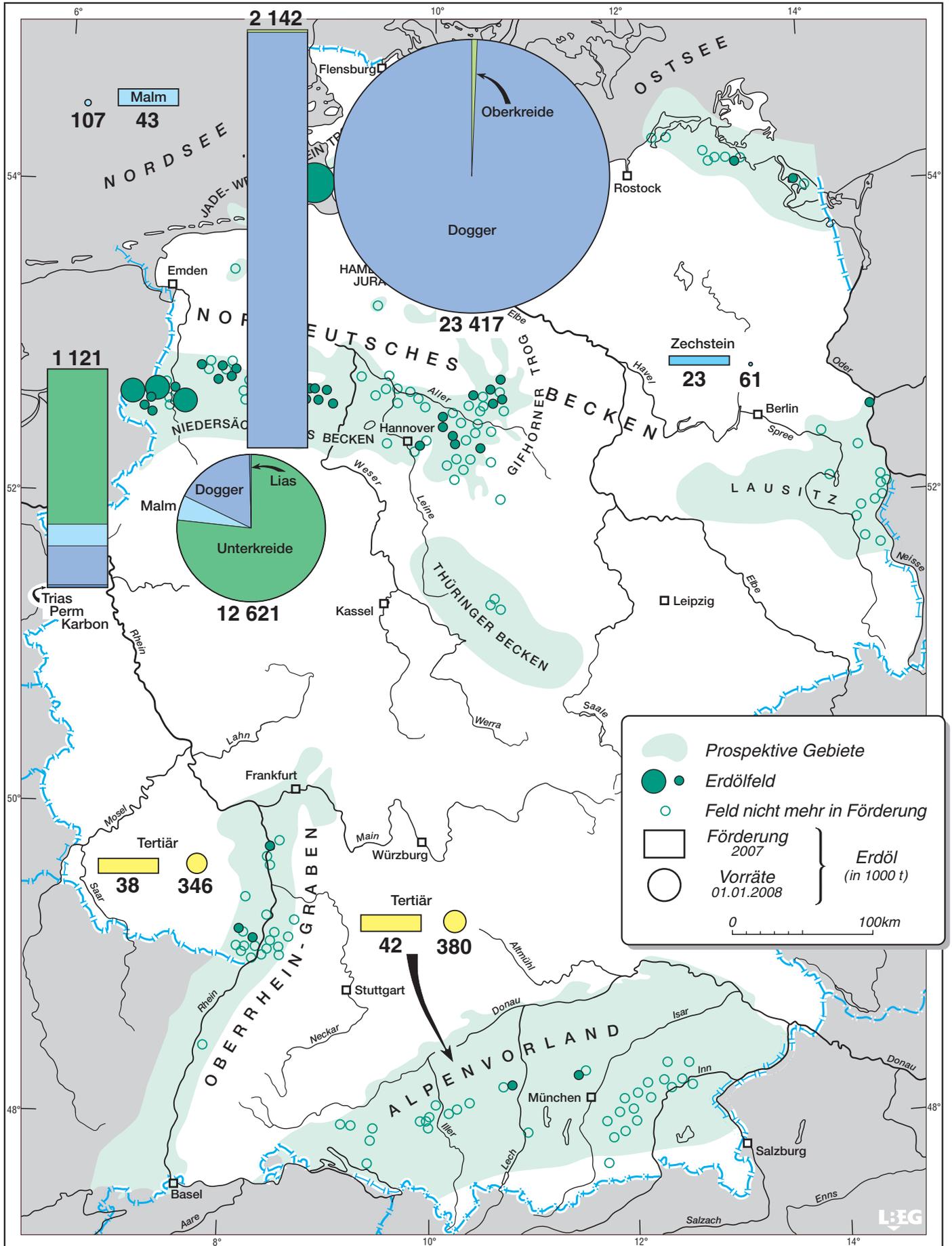
Anzahl



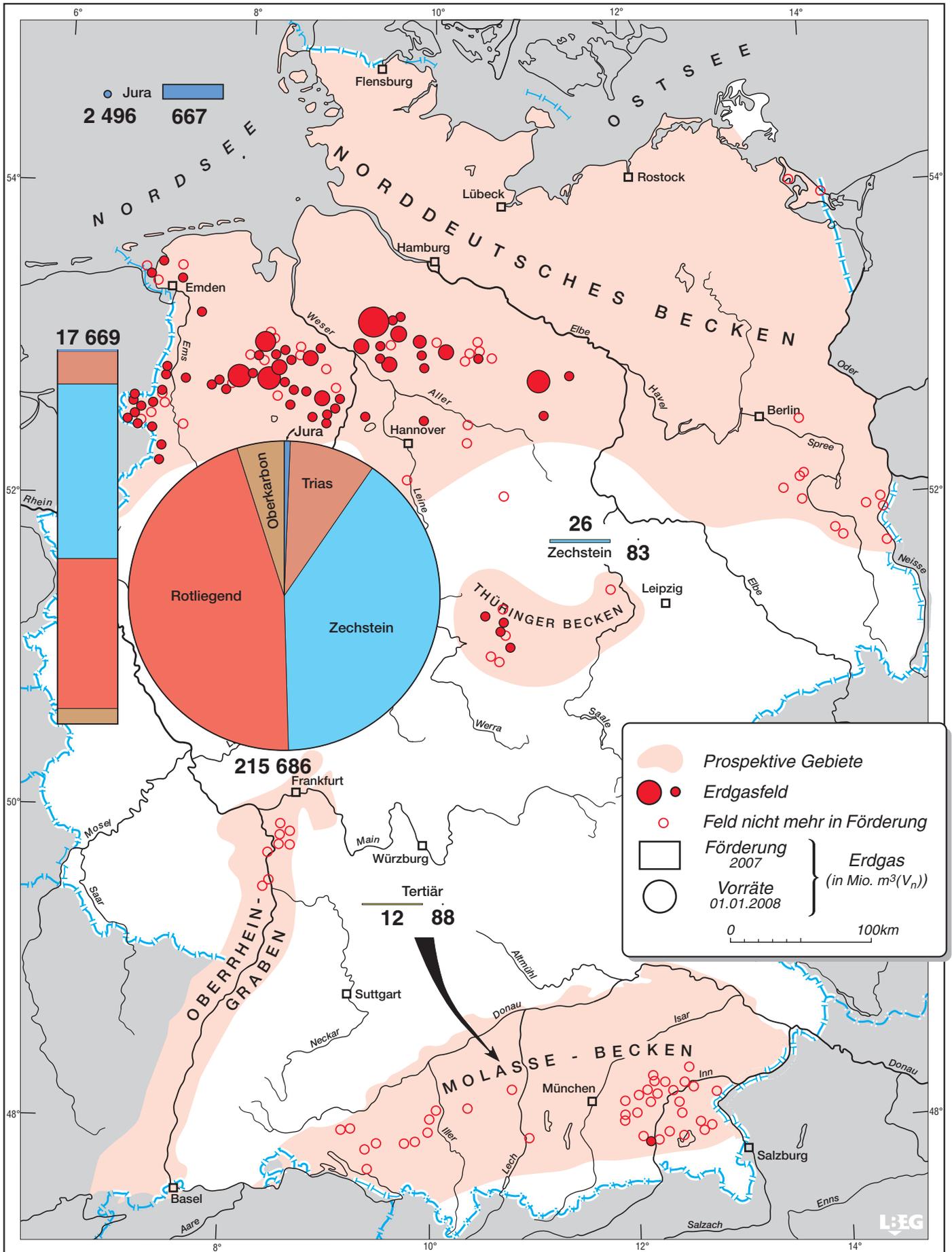
Mrd. m³(V_n)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2007.

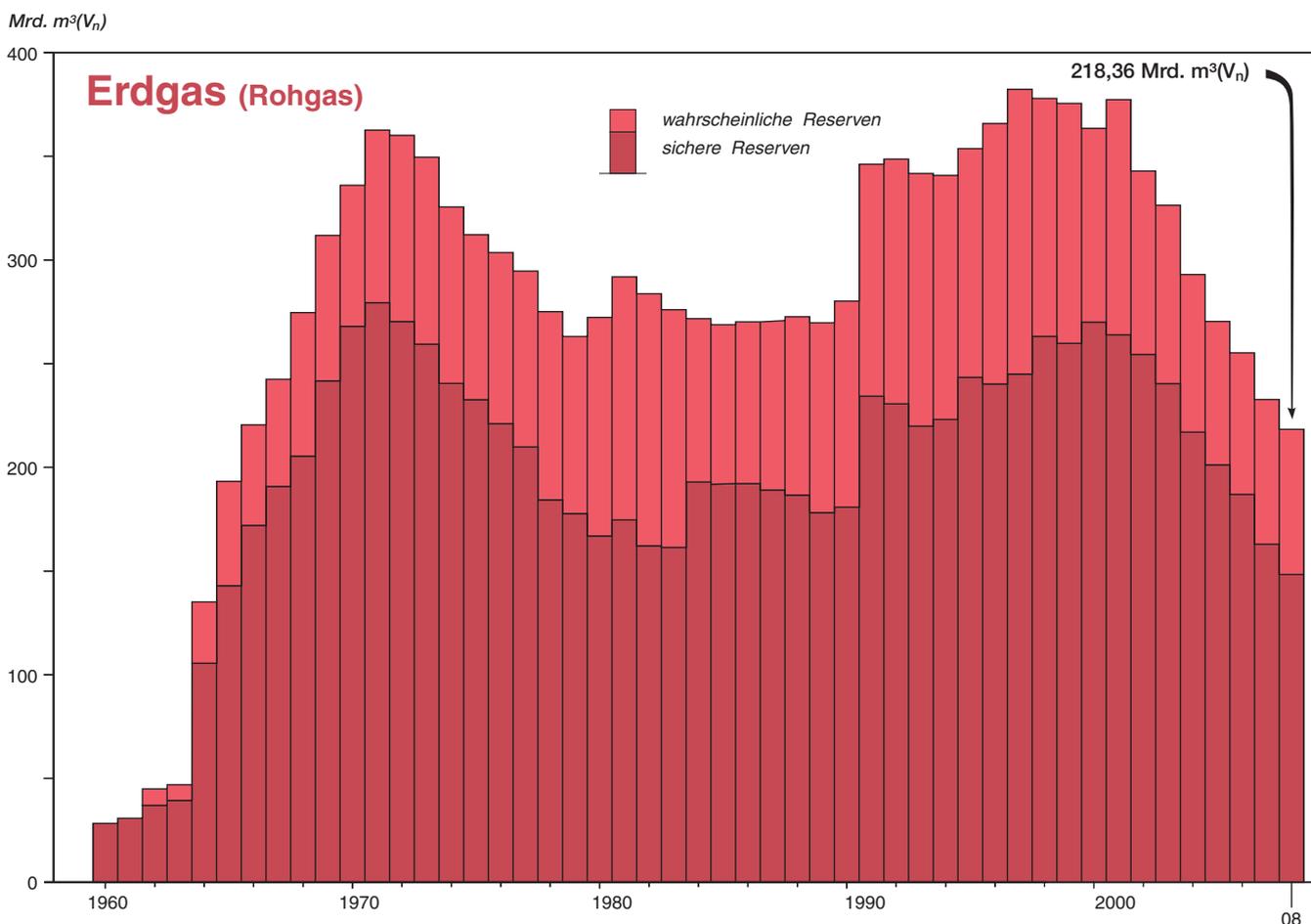
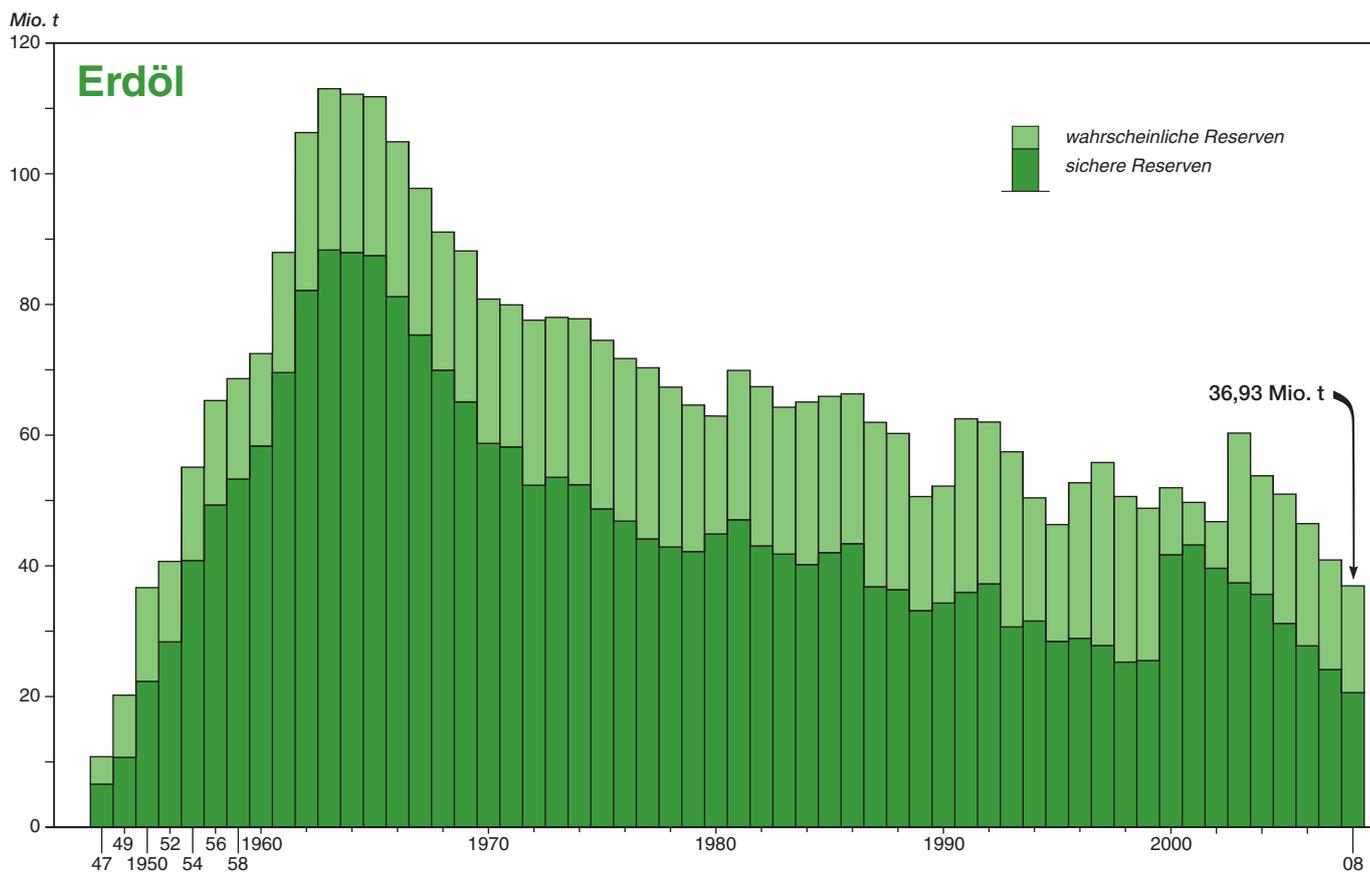


Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

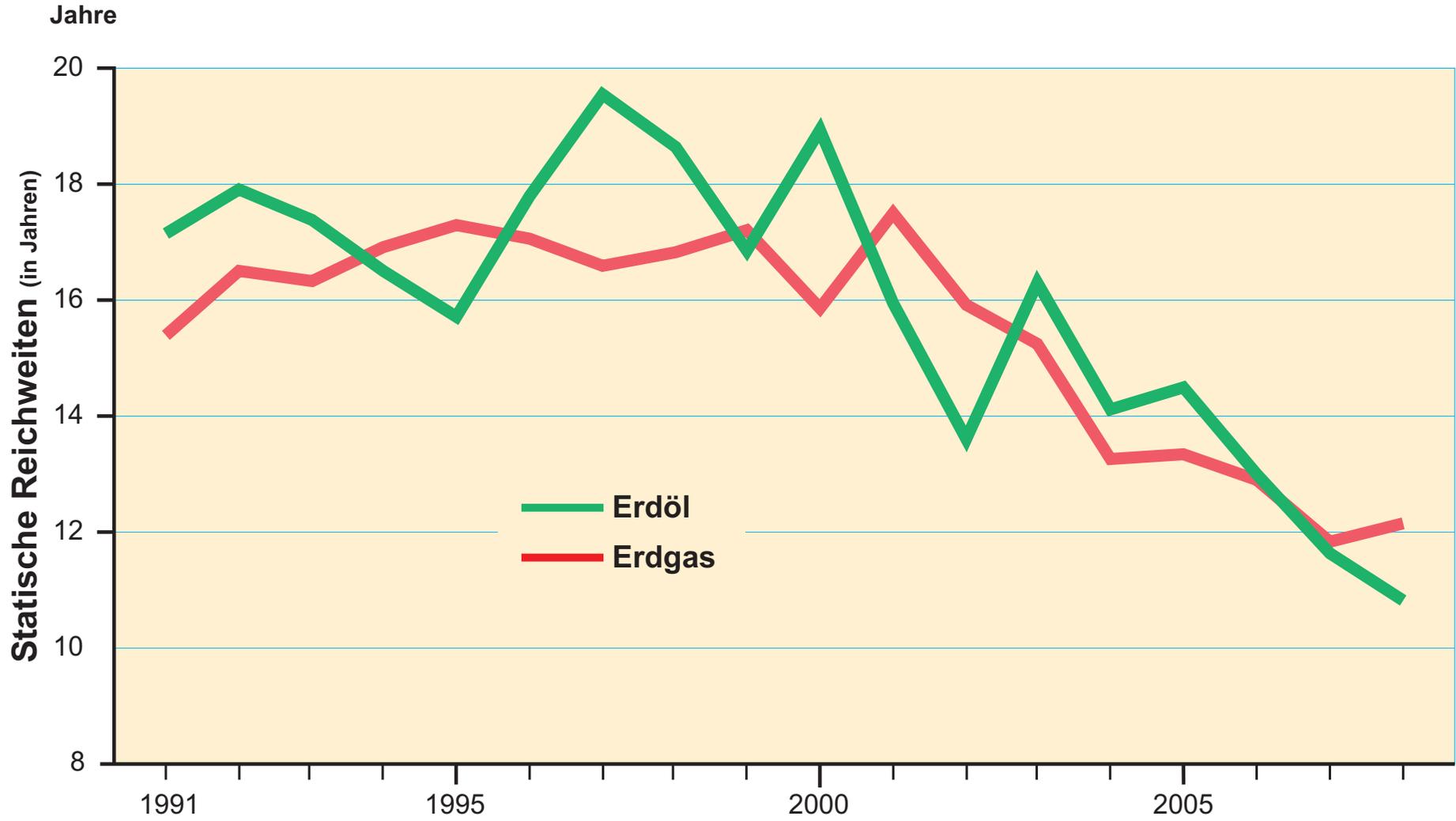


Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

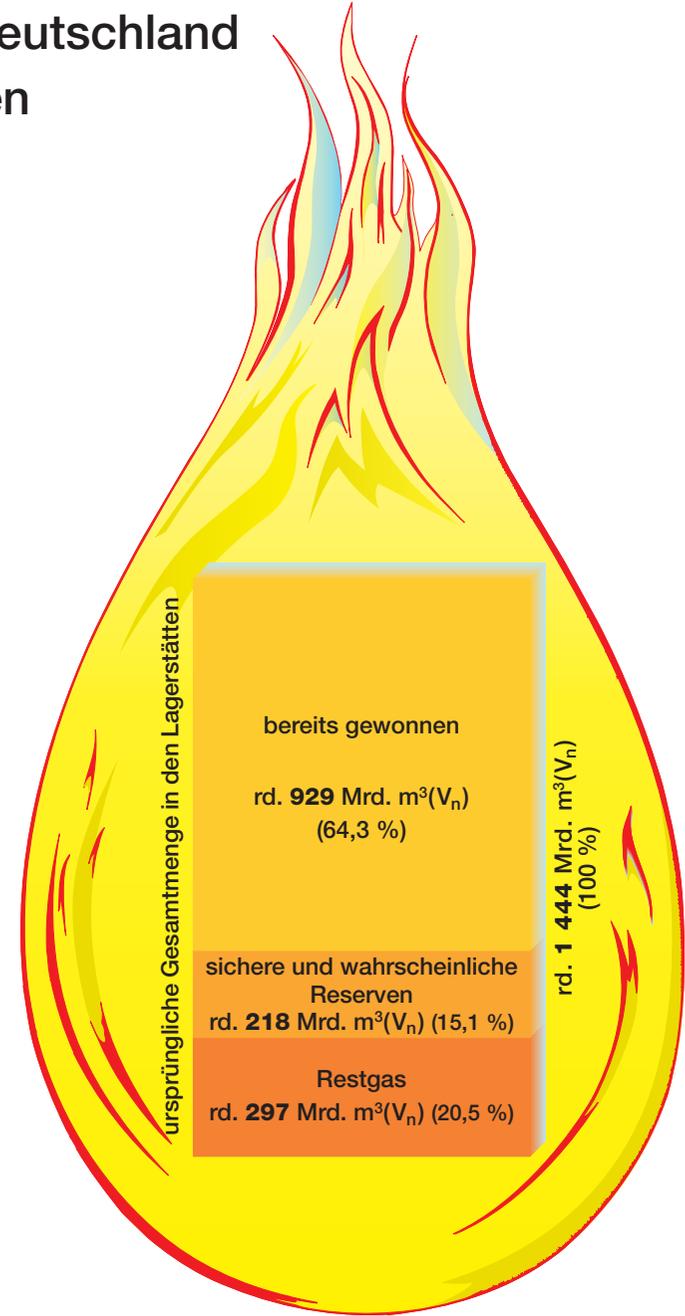
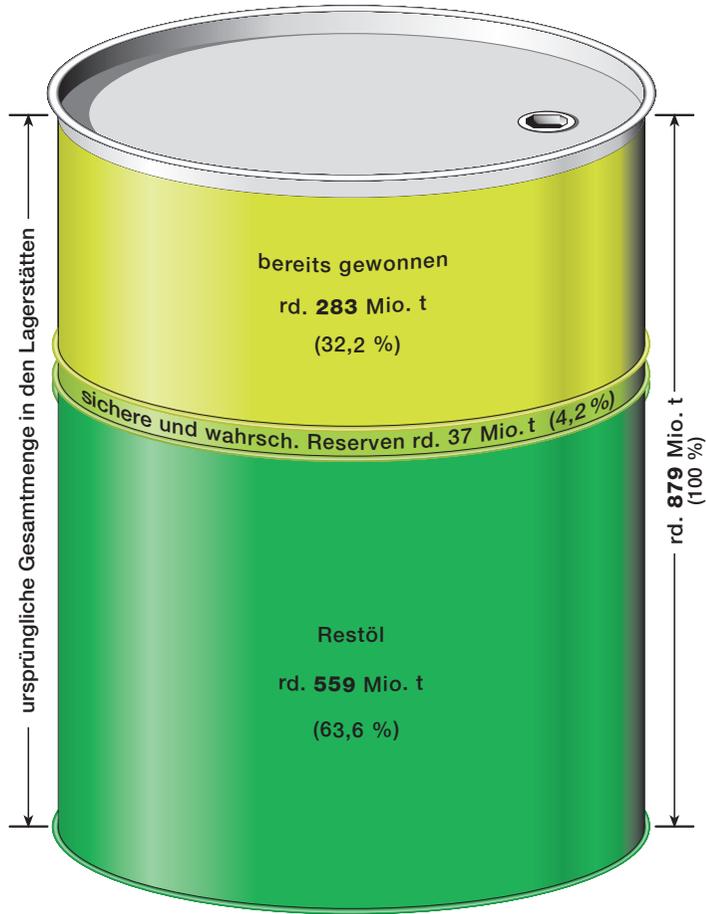
Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



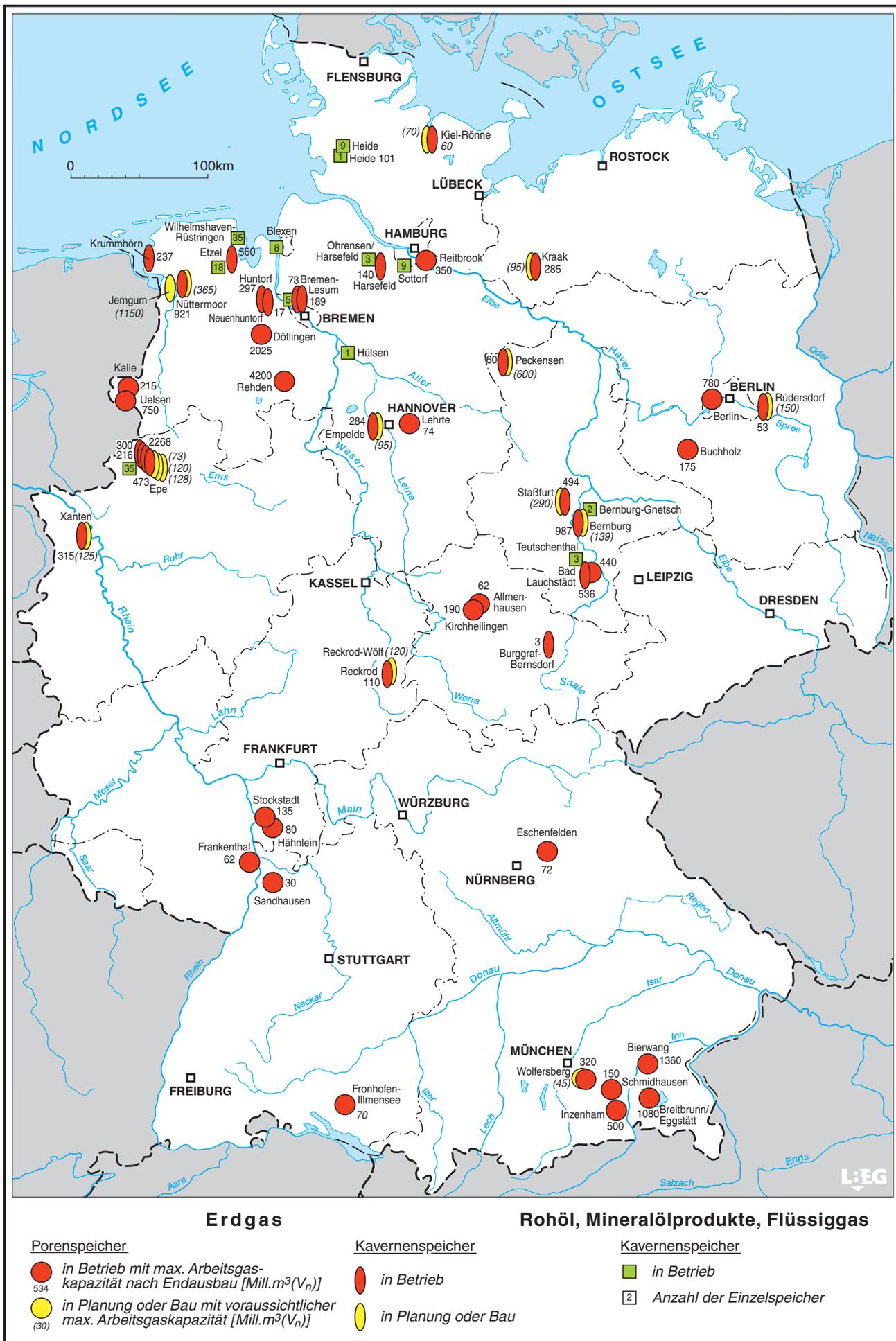
Statische Reichweiten der Reserven



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

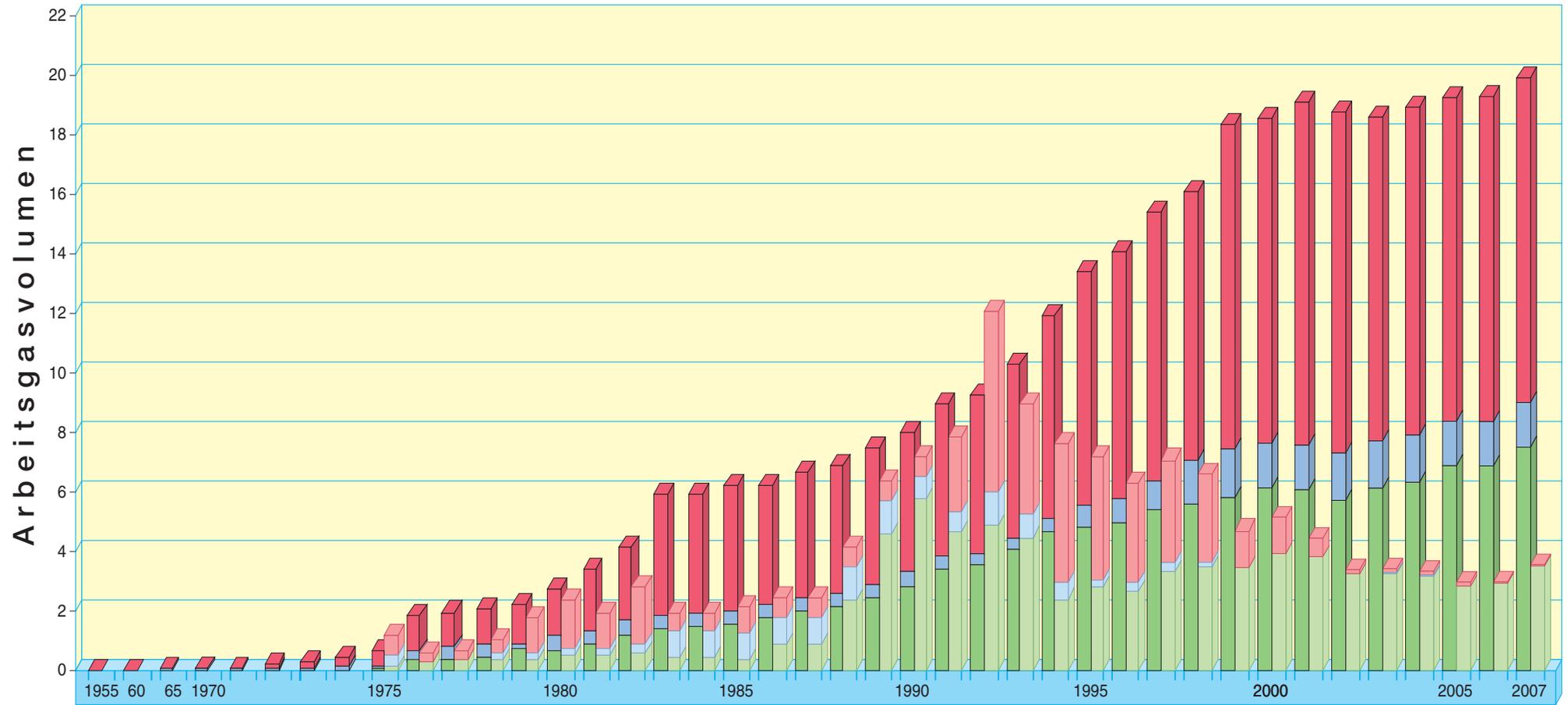


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Arbeitsgasvolumen in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³ (V_n)



Ehemalige Öl / Gas-Lagerstätten
 Aquifer
 Kavernen
 Betrieb Planung

Quellen: Betreiberfirmen, Glückauf-Verlag, Essen