



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2020



Niedersachsen



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2020

Hannover 2021

Titelbild

Nach rund neun Wochen TÜV-Inspektion ist die Erdgasaufbereitungsanlage in Großenkneten Ende Oktober 2020 wieder in Betrieb gegangen. Die alle zehn Jahre fällige Hauptwartung konnte mithilfe umfangreicher Vorsorgemaßnahmen zum Schutz aller in der Anlage tätigen Personen vor dem Covid-19-Virus planmäßig abgeschlossen werden.

Die Prüfungen sowie umfangreichen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sorgen dafür, dass die Erdgasaufbereitungsanlage für die kommenden Jahre fit gehalten wird.

Um das in der Region geförderte Rohgas direkt vor Ort aufbereiten zu können, wurde 1972 die Erdgasaufbereitungsanlage Großenkneten eröffnet. Dort wurden bisher mehr als 200 Milliarden Kubikmeter Erdgas aufbereitet. Mit dieser Menge könnte man alle niedersächsischen Haushalte für mehr als 40 Jahre mit Energie versorgen. Insgesamt sind in der Anlage rund 150 Mitarbeiter für ExxonMobil tätig.

Foto und Text: ExxonMobil Production Deutschland GmbH.



© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Referat Energieressourcen, Geothermie

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

Download unter www.lbeg.niedersachsen.de
Stand: 03.06.2021

Vorwort

2020 war ein in jeder Hinsicht außerordentliches Jahr. Das gilt auch für die Rohstoffpreise. Die Pandemie-Lage und die damit zusammenhängende wirtschaftliche Situation haben die Nachfrage nach Rohöl gedämpft, und das führte auch zu vergleichsweise günstigen Preisen für Benzin und Diesel. Mittlerweile merken die Endverbraucher, dass die Rohölpreise wieder ihren alten Standard erreicht haben. Man sieht: Die Effekte solcher Krisen wirken sich nicht dauerhaft aus. Der Energiebedarf unserer modernen Industrienation ist ungebrochen – ja, er wird mittel- bis langfristig sogar weiter steigen.

Es gehört zu den wichtigen Aufgaben der Energiewende, verantwortungsvoll mit Rohstoffen wie Erdöl und Erdgas umzugehen. Aktuell fahren in Deutschland noch gut neun von zehn neu zugelassenen Pkw mit Diesel oder Benzin. Zudem heizt in Deutschland fast jeder zweite Privathaushalt mit Gas. Und abseits der Energieerzeugung dienen Öl und Gas als wertvolle Grundstoffe in vielen weiteren Wirtschaftszweigen. Zum Beispiel bei der Produktion von Medikamenten, Chemikalien, Dünger, Kunststoffen und Farben ist Erdöl nötig. Bei der Herstellung beispielsweise von Ammoniak, Methanol und – in der aktuellen Klimadebatte besonders wichtig – Wasserstoff wird Erdgas verwendet.

Das zeigt uns, wie wesentlich Brückentechnologien bei der Energiewende sind. Erdöl und Erdgas bleiben vorerst unverzichtbar. Und vor dem Hintergrund von CO₂-Bilanzen spielen heimische Energieträger nach wie vor eine wichtige Rolle, um Importe und deren lange Transportwege überschaubar zu halten. Dennoch werden wir zunehmend Erdöl und Erdgas aus anderen Ländern beziehen müssen. Unser neuer Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland“ zeigt, dass die heimische Förderung weiterhin rückläufig ist. Er enthält alle Zahlen, Daten und Fakten zum Konzessionswesen, zu Bohraktivitäten, Exploration und Produktion sowie zu Reserven von Kohlenwasserstoffen.

Aus technischen Gründen fiel der aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten stetige Rückgang der Erdgasförderung mit mehr als 15 Prozent im Jahr 2020 deutlicher aus als in den Vorjahren. Die Erdölproduktion hat um 1,4 Prozent abgenommen. Auch wenn der Verbrauch der beiden Rohstoffe im Corona-Jahr 2020 keine ähnliche Zunahme wie in den Vorjahren in Deutschland zu verzeichnen hat, deckt der Anteil der heimischen Förderung von Erdöl und Erdgas nur noch einen Bruchteil des landesweiten Verbrauchs.

Der weiter steigende Bedarf und die sinkenden Fördermengen zeigen die Abhängigkeit Deutschlands von Rohstoffimporten. Unsere Erdgasspeicher bilden hierfür eine wichtige Voraussetzung. Dass das Speichervolumen steigen soll, zeigt unser Jahresbericht in einem eigenen Kapitel.

Ich bedanke mich bei allen Beteiligten für die Erstellung dieses Berichtes und wünsche Ihnen, liebe Leserinnen und Leser, eine interessante Lektüre. Die Hintergrundinformationen zu den Themen Erdöl und Erdgas geben einen guten Überblick über das Thema – und die heimische Förderung.

Ihr

Carsten Mühlenmeier
Präsident des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	5
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen.....	6
Zusammenfassung	7
Summary	8
1 Bohraktivität	9
1.1 Explorationsbohrungen	9
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	12
1.3 Bohrmeterleistung	14
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	16
2 Geophysik.....	18
3 Konzessionswesen.....	19
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	24
4.1 Erdölförderung.....	24
4.2 Erdgasförderung.....	29
5 Erdöl- und Erdgasreserven.....	34
5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2021.....	34
5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2021.....	35
5.3 Reservendefinitionen.....	37
6 Untertage-Gasspeicherung.....	39
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung.....	39
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	40
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2020	41
7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	47
8 Literatur und nützliche Links	49
Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme	

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2020.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2020.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2015 bis 2020, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2020 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: *Geophysikalische Messungen 2020 - entfällt.*
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2020.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2020.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2020.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2016 bis 2020.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2020.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2018 bis 2020 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2019 und 2020 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2016 bis 2020.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2020 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2018 bis 2020 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2019 und 2020 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2021 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2021 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2021 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2021).
- Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2020).
- Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2020).
- Tab. 23: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 24a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 24b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 25: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2020.
- Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.
- Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung.
- Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe.
- Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee.
-
- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.
- Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2020.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2020.
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland.
- Anl. 9: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 10: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 11: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland.
- Anl. 12: Verhältnis Reserven/Produktion.
- Anl. 13: Erdöl und Erdgas in Deutschland. Kumulative Produktion und Reserven.
- Anl. 14: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 15: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland.

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas sowie der Untertage-Gasspeicherung in Deutschland im Jahre 2020. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber 2019 um weitere 11 000 km² auf 35 500 km² verkleinert. Es wurde lediglich eine neue Erlaubnis in Rheinland-Pfalz erteilt. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern in Bayern, Brandenburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Sachsen-Anhalt und in der Nordsee.

Oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas wurden in 2020 nicht durchgeführt.

Die Bohraktivität ist aufgrund der Folgen der Corona-Pandemie auf ein Allzeittief gesunken. Die Bohrmeterleistung erreichte nur noch 6220 m.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist gegenüber dem Vorjahr von zwölf auf eines zurückgegangen. Weitere sechs Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2020 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Vier Explorationsbohrungen wurden in 2020 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon war nur eine fündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber 16 im Vorjahr auf sechs zurückgegangen. Weitere zehn Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2020 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Sechs Bohrungen wurden in 2020 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen und wurden fündig.

Die Erdgasfördermenge des Jahres 2020 betrug 5,6 Mrd. m³ in Feldesqualität. Wegen der Wartungsarbeiten an der Erdgasaufbereitungsanlage Großenketten fiel der aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten stetige Rückgang der Erdgasförderung mit 15,1 Prozent im Jahr 2020 deutlicher aus als in den Vorjahren.

Auch die Erdölförderung war abermals rückläufig, wenn auch nur leicht. Verglichen mit dem Vorjahr hat die Fördermenge um 1,4 Prozent abgenommen und betrug knapp 1,9 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 3,4 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 43,2 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die in 2020 entnommene Fördermenge konnte also zu 40 Prozent durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölréserven hat gegenüber dem Vorjahr um 0,6 Mio. t abgenommen und betrug 27,4 Mio. t. Zwei Drittel der in 2020 entnommenen Fördermenge konnte also durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 0,2 Mrd. m³ auf 23,7 Mrd. m³ verringert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch um weitere 2,5 Mrd. m³ ausgebaut werden.

Summary

This report summarizes the results of oil and gas exploration and production, as well as underground gas storage activity in Germany for 2020. The report is based on data provided by oil and gas companies, as well as state mining authorities on regular request by the LBEG.

Compared to 2019, the total area of exploration licenses has decreased by a further 11,000 km² to 35,500 km². Only one new exploration license was granted in Rhineland-Palatinate. Exploration licenses or parts thereof have expired in Bavaria, Brandenburg, Lower Saxony, North Rhine-Westphalia, Rhineland-Palatinate, Saxony-Anhalt and the North Sea.

Geophysical measurements to explore the subsurface for oil and gas were not carried out in 2020.

Due to the effects of the coronavirus pandemic, drilling meterage has fallen to an all-time low and amounted to only 6,220 m.

The number of active exploration drilling projects has declined from twelve in the previous year to only one in 2020. A further six exploration wells had yet to report results, after reaching their final depth before 2020. In total, four exploration wells completed in 2020 with final results, one of these found gas.

The number of active development wells decreased to six from 16 in the previous year. Another ten wells had reached their target depth before 2020 without reporting final results. In total, six projects reported successful results in 2020 and found oil.

Gas production continued to decline due to steady depletion of the reservoirs and this year's maintenance work on the Grossenkneten gas processing plant. Compared to the previous year, annual production fell by 15.1 percent and amounted to 5.6 billion m³ (field quality).

Oil production also fell again, albeit only slightly. Compared to the previous year, it decreased by 1.4 percent and amounted to just under 1.9 million tons (including condensate).

Combined proven and probable gas reserves continued to decline. Compared to the previous year, the reserves decreased by 3.4 billion m³ and amounted to 43.2 billion m³ in field quality. 40 percent of the annual gas production could thus be replaced by new reserves.

Combined proven and probable oil reserves decreased by 0.6 million tons to 27.4 million tons. Two-thirds of the oil produced in 2020 could thus be replaced by new reserves.

The available working gas volume of German underground gas storage facilities decreased by 0.2 billion m³ to 23.7 billion m³. According to current plans the working gas volume is to be increased by 2.5 billion m³ in the future.

1 Bohraktivität

Nachdem die inländische Bohraktivität in 2019 noch kräftig zugelegt hatte, ist sie in 2020 auf ein Allzeittief gesunken. Dies wird nicht nur bei den Bohrmetern deutlich, sondern auch bei der Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind). Die Anzahl der aktiven Bohrungen ist gegenüber dem Vorjahr von 28 auf sieben gesunken (Kap. 1.2).

Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert um 87 Prozent verloren (Kap. 1.3).

Aufgrund der Folgen der Corona-Pandemie wurden zahlreiche der für 2020 geplanten Bohrungen nicht durchgeführt. Nach dem Lockdown im März 2020 wurde nur mehr eine Bohrung im Mai niedergebracht. Danach ist die Bohraktivität zum Erliegen gekommen.

1.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teifelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen (Kapitel 1.4).

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2020 werden sieben Bohrungen geführt (Tab. 1). Davon war lediglich eine Bohrung aktiv. Sechs weitere Bohrungen

hatten ihre Endteufe bereits vor 2020 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten.

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

Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder-Neiße-Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP¹) (Anl. 2) wurde die Untersuchung des Staßfurt-Karbonats der Struktur Barth bei Saal in Mecklenburg-Vorpommern nach über 30 Jahren erneut aufgenommen. Die letzte Ölbohrung im Bereich dieser Struktur war die Bohrung Barth 9 aus dem Jahre 1978. Die bislang einzige produzierende Sonde war die Bohrung Barth 6 aus dem Jahre 1965. Die Produktion war bereits in 1986 bei einer kumulativen Fördermenge von etwas mehr als 1000 t aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde

auf einem anderen Störungsblock. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 festgelegt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und auf einer Strecke von knapp 1000 m eine vertikale Mächtigkeit von etwa 20 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3863 m im Staßfurt-Karbonat bereits in 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest wurden 76 m³ leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten getestet. In 2014 wurde der horizontal durchteufte Träger in zehn Bohrlochabschnitten hintereinander hydraulisch stimuliert. In 2020

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

wurde die Bohrung wurde als nicht fündig eingestuft und soll in 2021 verfüllt werden.

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft. Sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden sollte. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m angetroffen, der Posidonienschifer in einer Mächtigkeit von knapp 25 m. In beiden Formationen wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Die Bohrung wurde bei 1575 m wie geplant im Keuper eingestellt und zur **Lünne 1a** abgelenkt, um den Posidonienschifer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschifer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1677 m eingestellt. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich ist und direkt im

Anschluss an das Abteufen in 2011 geplant war, steht noch aus.

Oberrhental

Die Bohrung **Schwegenheim 1** (Neptune) (Anl. 2) untersuchte eine strukturelle Hochlage im Oberrheingraben analog der Situation der Öllaagerstätte Römerberg auf Ölführung, die in der 3D-Seismik Römerberg-Südwest aus dem Jahre 2011 identifiziert wurde. Primäre Zielhorizonte waren wie in Römerberg die Reservoir-Sandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoirs im Muschelkalk und Keuper stellten die sekundären Ziele dar. Der Landepunkt der Bohrung bezogen auf Top Buntsandstein liegt ungefähr 6 km südwestlich der Fundbohrung von Römerberg. Die Bohrung hat die Zielformationen etwa in den prognostizierten Teufen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2415 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend wurden umfangreiche Fördertests durchgeführt. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung stand Ende 2020 noch aus.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall Dea) (Anl. 2) sollte das Potenzial in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden, nachdem die Förderung der 1995 abgeteuften und hydraulisch stimulierten Düste Z9a nach wenigen Jahren wegen technischer Probleme eingestellt worden war. Die Bohrung wurde 2012 abgeteuft und traf die Sandsteine gasführend in einer mehrere hundert Meter mächtigen Wechselfolge mit Tonsteinen an. Es wurden sechs Bohrkerne mit einer Gesamtlänge von ca. 130 m gezogen. Die geplanten hydraulischen Stimulierungen im Anschluss an die Bohrphase wurden bislang nicht durchgeführt. In 2018/2019 wurden in mehreren Maßnahmen die Lage des Gas-Wasser-Kontaktes, geomechanische Parameter und Permeabilität ermittelt sowie eine Simulation der geplanten hydraulischen Stimulierung durchgeführt. Das endgültige Ergebnis

der Bohrung Stand Ende 2020 noch aus.

Gebiet westlich der Ems

Das Ziel der Bohrung **Adorf Z15** (Neptune) (Anl. 2) war die Untersuchung der langgestreckten strukturellen Hochlage im Oberkarbon unterhalb der bekannten Zechstein-Erdgaslagerstätte Adorf. Das Zielgebiet liegt südlich der E-W-verlaufenden regionalen Hauptstörung der Struktur. Dort sollte eine natürlich geklüftete Gaslagerstätte analog zur Erdgaslagerstätte Ringe, die auf demselben Strukturzug etwa 5 km weiter westlich liegt, erschlossen werden. Sekundäre Ziele der Bohrung waren strukturelle Hochlagen im Mittleren Buntsandstein und im Bentheim-Sandstein. Das Staßfurt-Karbonat wurde bedingt durch die bisherige Förderung aus der Lagerstätte Adorf im Druck abgesenkt erwartet. Am Jahresende 2019 stand die Bohrung bei 2855 m im Leine-Steinsalz. Im ersten

Quartal 2020 hat die Bohrung die Sandsteine des Oberkarbon gasführend erschlossen und

wurde nach Durchführung von Fördertests für gasündig erklärt.

Wiedererschließungsbohrungen

Alpenvorland

Mit der Bohrung **RAG Ampfing 1** (RDG) (Anl. 1) wurde Anfang 2016 das ehemalige Feld Ampfing hinsichtlich einer wirtschaftlichen Wiedererschließung untersucht. Ampfing war der erste Erdöl- und Erdgasfund im deutschen Teil des östlichen Alpenvorlandes. Der Fund gelang bereits 1953 nach kurzer seismischer Vorerkundung. Aus der Erdöllagerstätte im Ampfing-Sandstein, in der sich eine primäre Gaskappe entlöst hatte, wurden seit 1954 0,55 Mio. t Erdöl und 1,4 Mrd. m³ Erdölgas gefördert. 1988 wurde das Feld aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben. Das Ziel der Bohrung war, in den Bereich der ursprünglichen Gaskappe zu bohren, um zu prüfen, ob aufgrund der langjährigen Entnahme durch die Förderung Erdöl in diesen Bereich eingewandert ist. Die Bohrung hat das primäre Ziel, den Ampfing-Sandstein, in der erwarteten Tiefe, aber geringmächtiger als erwartet erschlossen. Beim Test auf den Ampfing-Sandstein floss Formationswasser mit Öl- und Gasspuren zu. Der optionale Test auf das Nebenziele Lithothamnienkalk wurde nicht durchgeführt. In 2020 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Die Bohrung **Schicking 2** (RDG) (Anl. 1) sollte die Grundannahmen für das Wiedererschließungskonzept im östlichen Teil der Lagerstätte Ampfing prüfen und Daten für ein genaueres Lagerstättenmodell liefern. Neben detaillierten Kernanalysen sollten die Sättigungs- wie auch die aktuellen Druckverhältnisse im Bereich der ursprünglichen Gaskappe des Ampfing-Sandsteins und des dynamisch in Verbindung stehenden Lithothamnienkalks bestimmt werden. Neben dem Hauptziel (Ampfing-Sandstein) und

dem direkt überlagernden Nebenziele (Lithothamnienkalk) wurde noch ein weiteres, tiefer liegendes Nebenziele im Gault-Sandstein identifiziert. Der Gault-Sandstein ist in der Region Ampfing noch nicht erfolgreich als Träger entwickelt worden und sollte in günstiger struktureller Position auf Kohlenwasserstoffführung und Lagerstätteneigenschaften getestet werden. Der Ampfing-Sandstein und der Lithothamnienkalk wurden in der erwarteten Teufe angetroffen. Der Ampfing-Sandstein hat zwar gute Reservoir-Eigenschaften, ist aber hoch verwässert. Der Lithothamnienkalk ist relativ dicht. Der Gault-Sandstein wurde etwas tiefer als erwartet und verwässert angetroffen. Die Bohrung wurde ohne Teste auf einen strukturell tiefer liegenden, aber möglicherweise ölführenden Bereich des Ampfing-Sandsteins zur **Schicking 2a** mit dem Nebenziele gasführender Lithothamnienkalk abgelenkt. Beide Ziele wurden einige Meter tiefer als erwartet und stark verwässert angetroffen. Daraufhin wurde die Bohrung auf eine strukturell günstigere Position zur **Schicking 2b** erneut abgelenkt. Der Ampfing-Sandstein und der Lithothamnienkalk wurden in der erwarteten Tiefe und mit höheren KW-Anzeichen als in der Schicking 2a angetroffen. Aufgrund der Ergebnisse der Fluid-Probenahme (MDT) im Ampfing-Sandstein und der Auswertung der Bohrlochmessungen wurde entschieden, die Bohrung zu verrohren und einen Langzeitförderertest durchzuführen. Der im Winter 2019/2020 durchgeführte abschließende Fördertest erbrachte ein negatives Resultat und die Bohrung wurde als nicht fündig bewertet. Das Bohrloch wurde zur Prüfung einer möglichen Nachnutzung für erneuerbare Energien offen gehalten.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat gegenüber dem Vorjahr von 28 auf sieben abgenommen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere 16 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2020 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2020 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2020 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Zwölf der insgesamt 23 Bohrungen haben ein Ergebnis erhalten; davon waren sieben erfolgreich und wurden fündig. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt.

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2020. Bohrlokalisationen siehe Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>							
Barth 11 ¹	CEP	33337480	6021579	nicht fündig	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a ¹	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
<i>Oberrheintal</i>							
Schwegenheim 1 ¹	Neptune	32452440	5458897	n.k.E.	Buntsandstein	2415,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Weser-Ems</i>							
Düste Z10 ¹	Wintershall Dea	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
<i>Westlich der Ems</i>							
Adorf Z15	Neptune	32364263	5829518	gasfündig	Oberkarbon	3742,0	Oberkarbon
Wiedererschließungsb. (A5)							
<i>Alpenvorland</i>							
RAG Ampfing 1 ¹	RDG	32754804	5349241	nicht fündig	Eozän	2150,0	Oberkreide
Schicking 2b ¹	RDG	32754797	5349248	nicht fündig	Eozän	1972,0	Oberkreide

Status mit Stand vom 31. Dezember 2020; ¹: Endteufe vor 2020 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2020.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 29 (6.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	
Mittelplate-A 30 ¹	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	ruht ölfündig
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z11 ¹	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Hankensbüttel-Süd 96 ¹	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z4c ¹	Wintershall Dea	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Weser-Ems</i>			
Leer Z5 (6.) ¹	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Päpsen Z1d (3.)	Wintershall Dea	Staßfurt-Karbonat	technisch fehl
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 190	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 192 ¹	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Ringe 6	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 273 (3.) ¹	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 353a ¹	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Elbe-Weser</i>			
Hankensbüttel-Süd 97 (2.) ¹	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Vorhop H2a	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	technisch fehl
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 522 ¹	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 526	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
CEP – CEP Central European Petroleum GmbH	Status mit Stand vom 31. Dezember 2020		
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH	¹ : Endteufe vor 2020 erreicht		
Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH			
RDG – RDG GmbH & Co. KG			
Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG			
Wintershall Dea – Wintershall Dea Deutschland GmbH			

1.3 Bohrmeterleistung

Hatte die inländische Bohraktivität in 2019 noch kräftig zugelegt, ist sie in 2020 auf ein Allzeittief gesunken. Dies wird vor allem in der Bohrmeterleistung deutlich. Sie ist bedingt durch die Folgen der Corona-Pandemie um 87 Prozent auf 6220 m gesunken.

In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2020 den Werten der vorangehenden fünf Jahren gegenübergestellt.

Die regionale Verteilung der Bohrmeter auf die Bundesländer bzw. die Explorations- und Produktionsgebiete ist in Tabelle 4 dargestellt.

Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter seit 1945.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2015 bis 2020, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.

Jahr	Bohrmeter	Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
		A3		A4		A5		B1		B2		B3	
		m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2015	32773	100		1513	4,6	5577	17,0	2376	7,3	452	1,4	21120	64,4
2016	37126	100		6985	18,8	1495	4,0	5499	14,8	4193	11,3	16750	45,1
2017	33416	100		2031	6,1	5249	15,7	1115	3,3	-	-	22156	66,3
2018	25961	100		-	-	5507	21,2	457	1,8	1236	4,8	16666	64,2
2019	43416	100		3435	7,9	13620	31,4	6105	14,1	744	1,7	18168	41,8
2020	6220	100		-	-	887	14,3	-	-	-	-	3263	52,5
Mittelwert 2015-2019	34538	100		2793	8,1	6290	18,2	3110	9,0	1325	3,8	18972	54,9

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2020 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration						Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3					
	m	m	m	m	m	m	m	m	m		
Bundesland											
Niedersachsen	-	887,0	-	-	3248,0	2070,0	6205,0	-	99,8		
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	14,6	-	14,6	-	0,2		
Gebiet											
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	14,6	-	14,6	-	0,2		
Elbe-Weser	-	-	-	-	-	725,0	725,0	-	11,7		
Weser-Ems	-	-	-	-	346,5	-	346,5	-	5,6		
Westlich der Ems	-	887,0	-	-	2901,5	1345,0	5133,5	-	82,5		

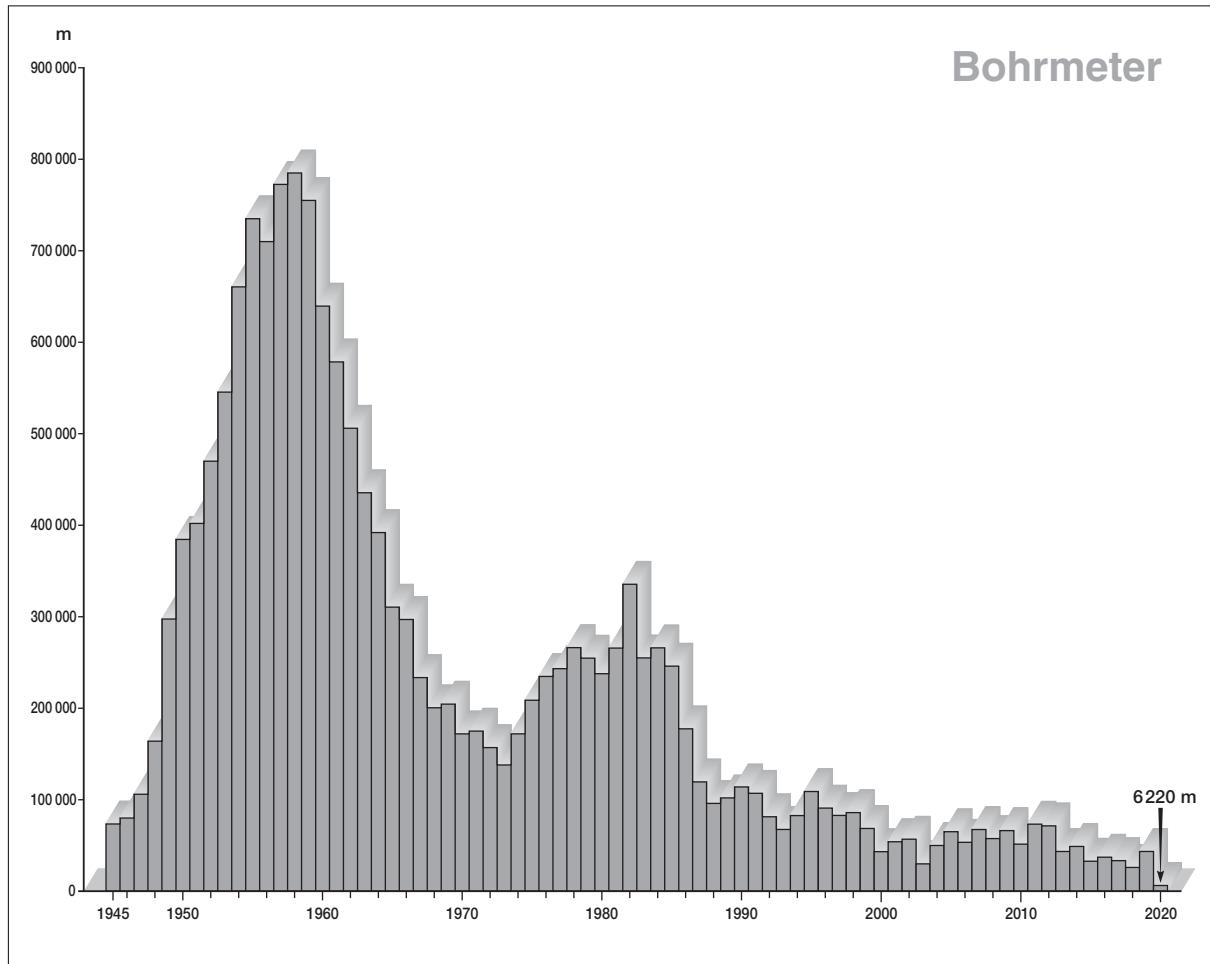


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2020.

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 Bohrungsklassifikation:

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

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

A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

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

B Feldentwicklungsbohrung (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 unkomplizierter 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. Fündigige Hilfsbohrungen werden in Produktionsbohrungen umklassifiziert.

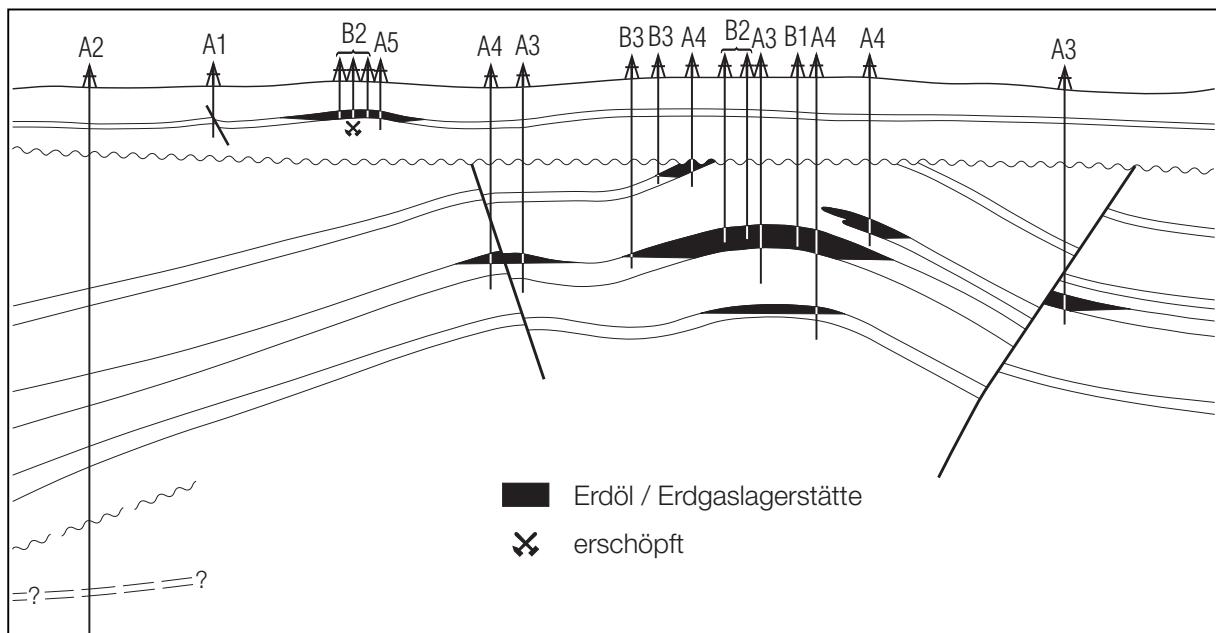


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

In 2020 wurden keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas durchgeführt.

In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik überdeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt.

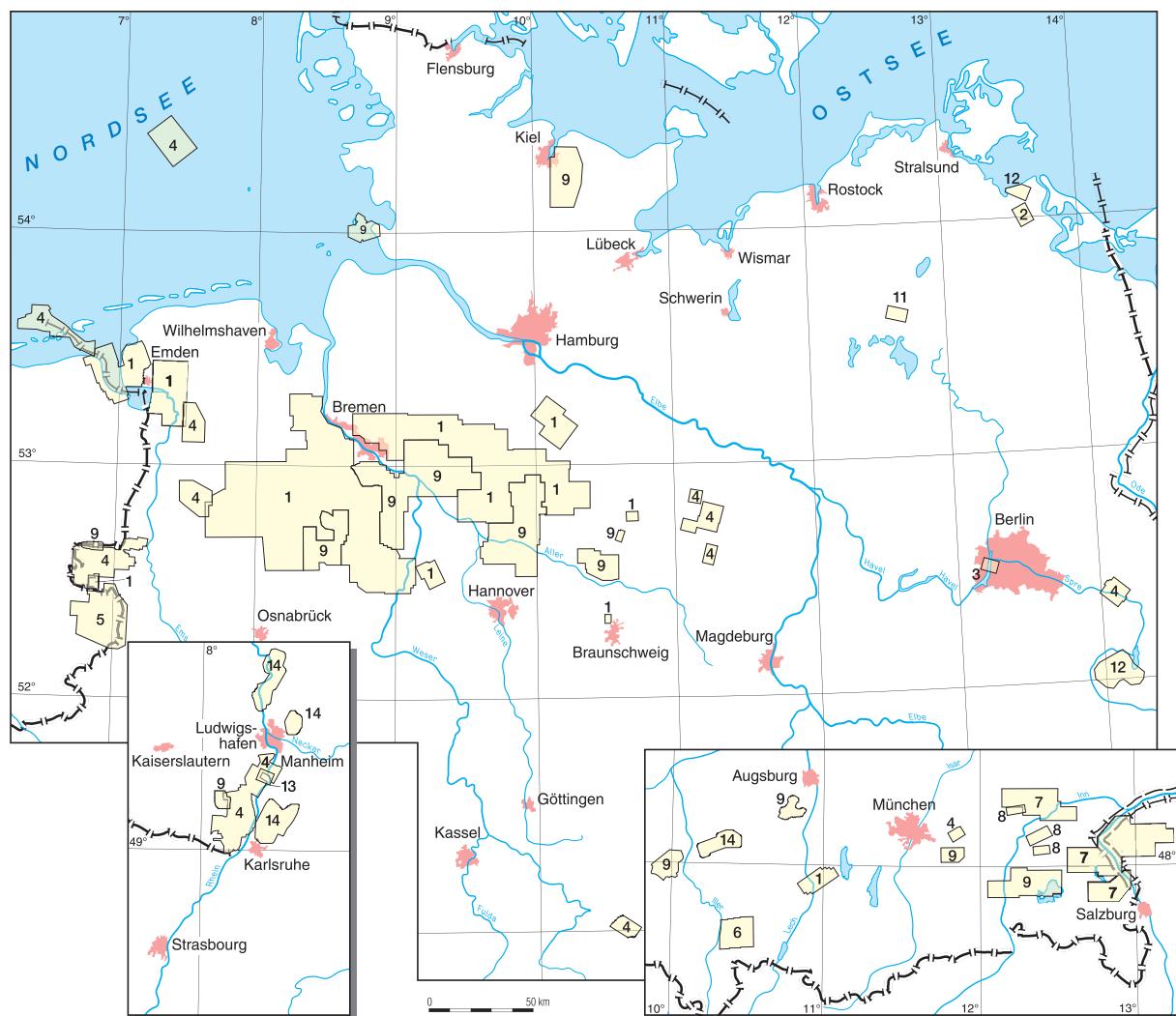


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst.
1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: Neptune, 5: NAM, 6: OMV, 7: RDG, 8: E.ON, 9: Wintershall Dea, 11: GAZPROM, 12: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

3 Konzessionswesen

Im Jahr 2020 hat sich die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen weiter verkleinert. Seit 2014 hat sie damit stetig abgenommen. Es wurde nur ein Erlaubnisfeld neu erteilt. Demgegenüber sind zahlreiche Erlaubnisfelder erloschen oder wurden verkleinert.

Gegenüber dem Vorjahr hat sich die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen um etwa 11 000 km² verkleinert und betrug Ende 2020 noch 35 500 km². Das entspricht ziemlich genau noch einem Drittel der Fläche von 2013.

Das einzige neu erteilte Erlaubnisfeld liegt in Rheinland-Pfalz und hat eine Fläche von etwa 114 km².

20 Erlaubnisfelder sind durch Fristablauf, Aufhebung oder Widerruf erloschen bzw. infolge von Teilverlängerungen oder Teilaufhebungen

verkleinert worden. Das hatte die o.g. Verringerung der Konzessionsfläche um etwa 11 000 km² zur Folge.

Die Flächenabnahme war in Nordrhein-Westfalen mit etwa 5500 km² am größten. Allerdings betrug die effektive Verkleinerung durch die Überlagerung von Erlaubnisfeldern zur gewerblichen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken „nur“ etwa 4100 km². In Niedersachsen inkl. der Nordsee hat die Fläche der Erlaubnisfelder um etwa 4500 km² abgenommen, in Bayern um 600 km², in Sachsen-Anhalt um etwa 170 km², in Brandenburg um etwa 160 km² und in Rheinland-Pfalz um etwa 100 km².

Der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderungen sind in den Tabellen 6 und 7 sowie in den Abbildungen 4 und 5 (in Abb. 5 ohne Veränderungen im Bestand) dargestellt

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2020.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
35	Erlenbach	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Teilaufhebungen und Teilverlängerungen			
134	Taaken-Rest (jetzt Reeßum)	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (jetzt Bahrenborstel)	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
14_03	Weesen (jetzt Weesen I)	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
17_02	Hümmling-Restfläche (jetzt Flechum)	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5 (jetzt NE3-0005-01)	ONE-Dyas B.V., Neptune Energy Germany B.V., Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee (Niedersachsen)
Erloschene Erlaubnisse			
6	Schwaben	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Bayern
7	Kerkwitz-Guben	Neptune Energy Deutschland GmbH	Brandenburg
149	Ridderade-Ost	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Nieders., Bremen
11001	Werder	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
13_03	Prezelle	Geo Exploration Technologies GmbH	Niedersachsen
16_06	Weste	Geo Exploration Technologies GmbH	Niedersachsen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
59	Haard-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
17	Limburgerhof	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
31	Drusweiler	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
32	Neuburg am Rhein	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
1	Thielbeer	Geo Exploration Technologies GmbH	Sachsen-Anhalt

Quelle: zuständige Bergverwaltungen

Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2020.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie			
4	Salzach-Inn	RDG GmbH & Co. KG	Bayern
9	Grafing	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
22	Sternberger See (großr. Aufsuch.)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
25	Egmating (großr. Aufsuchung)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
27	Grafing Süd	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Bayern
28	Velden-Teising (großr. Aufsuch.)	Genexco Gas GmbH	Bayern
Bergamt Stralsund			
3	Plantagenetgrund KW	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
6	Oderbank KW	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
7	Ribnitz	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
Bezirksregierung Arnsberg			
2	Julix	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
12	Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
13	Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevissen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwick-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
039	Lingen (Zusammenlegung)	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Nieders., Hamburg
135	Rotenburg	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
144	Harpstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
150	Scholen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
153	Verden Verkleinerung	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Schleswig-Holstein
513	Hamwiede	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
98003	Celle	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
01_18	Bedeckaspel Verkleinerung	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
12_10	Heemsen-Verkleinerung	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
13_01	Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd., ONE-Dyas B.V.	Niedersachsen
13_05	Laarwald	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
14_02	Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
16_03	Aller	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
18_01	Bramsche I	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
18_02	Borsum I	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
19_01	Leda	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
19_02	Reeßum	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
19_04	Weesen I	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
20_01	Bahrenborstel	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
20_02	Flechum	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
41_18_01	NE3-0001-01	ONE-Dyas B.V., Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee (Nieders.)
41_18_02	NE3-0002-01	Petrogas E&P UK Limited, Danoil Exploration A/S	Nordsee (Nieders.)
41_18_03	NE3-0005-01	ONE-Dyas B.V., Neptune Energy Germany B.V., Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee (Nieders.)

Fortsetzung Tab. 7**Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg**

1	Reudnitz	Genexco GmbH	Brandenburg
3	Lübben	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
6	Reudnitz-Südost	Genexco GmbH	Brandenburg
9	Zehdenick-Nord	Jasper Resources GmbH	Brandenburg

Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz

4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz *	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
23	Herxheimweyher *	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
33	Böchingen	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
34	Landau Südwest	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
35	Erlenbach	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz

Oberbergamt des Saarlandes

1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG Grubengas-Gewinnungs GmbH	Saarland
---	---------------------------------	---------------------------------	----------

Regierungspräsidium Darmstadt

2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen

Regierungspräsidium Freiburg

1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II *	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
19	Heidelberg-Weinheim	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim *	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
27	Karlsruhe-Leopoldshafen	Neptune Energy Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
28	Graben-Neudorf	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
29	Engelsberg *	RDG GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg

Quelle: zuständige Bergverwaltungen

Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

*: Erlaubnis im Verfahren

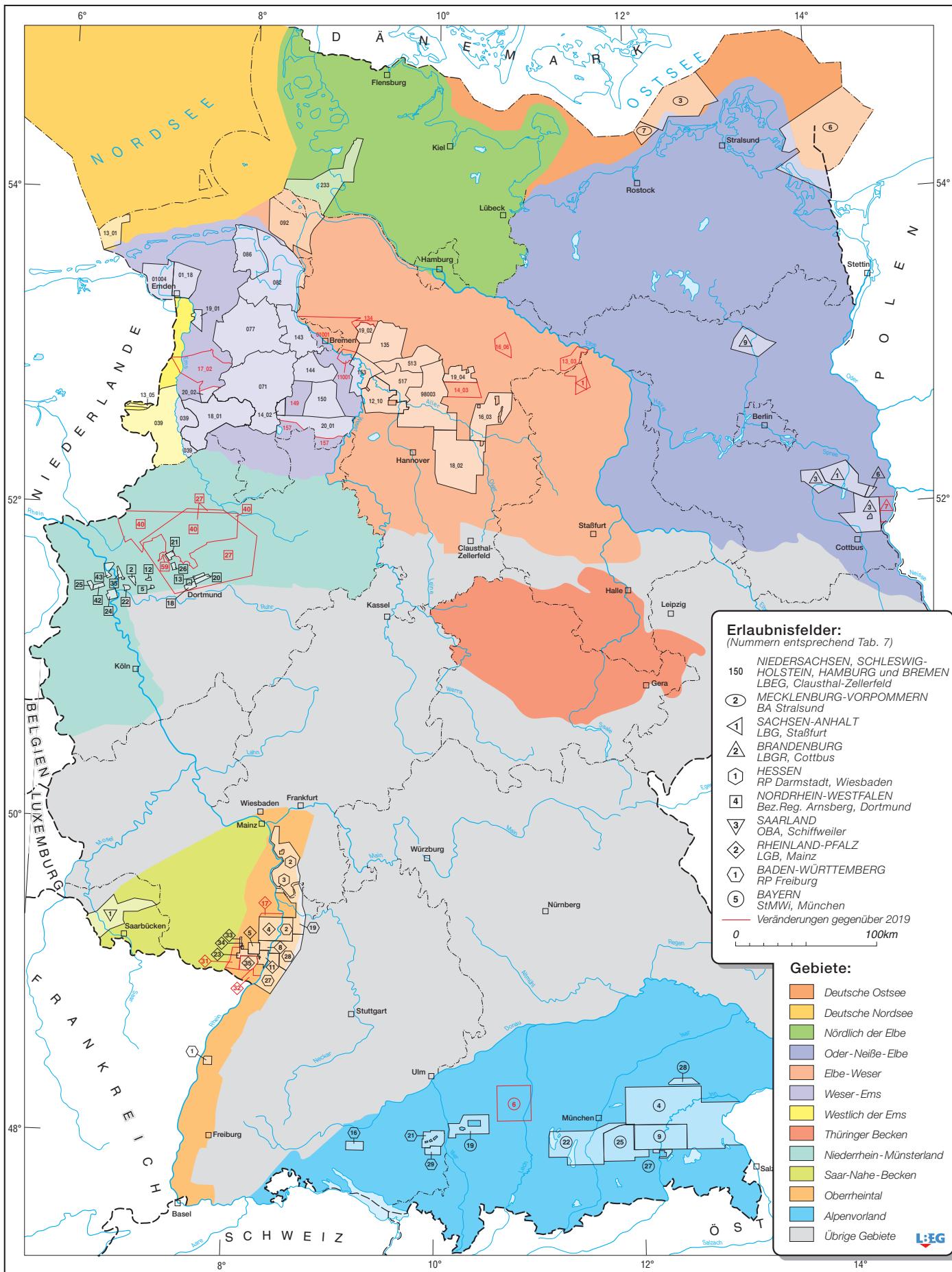
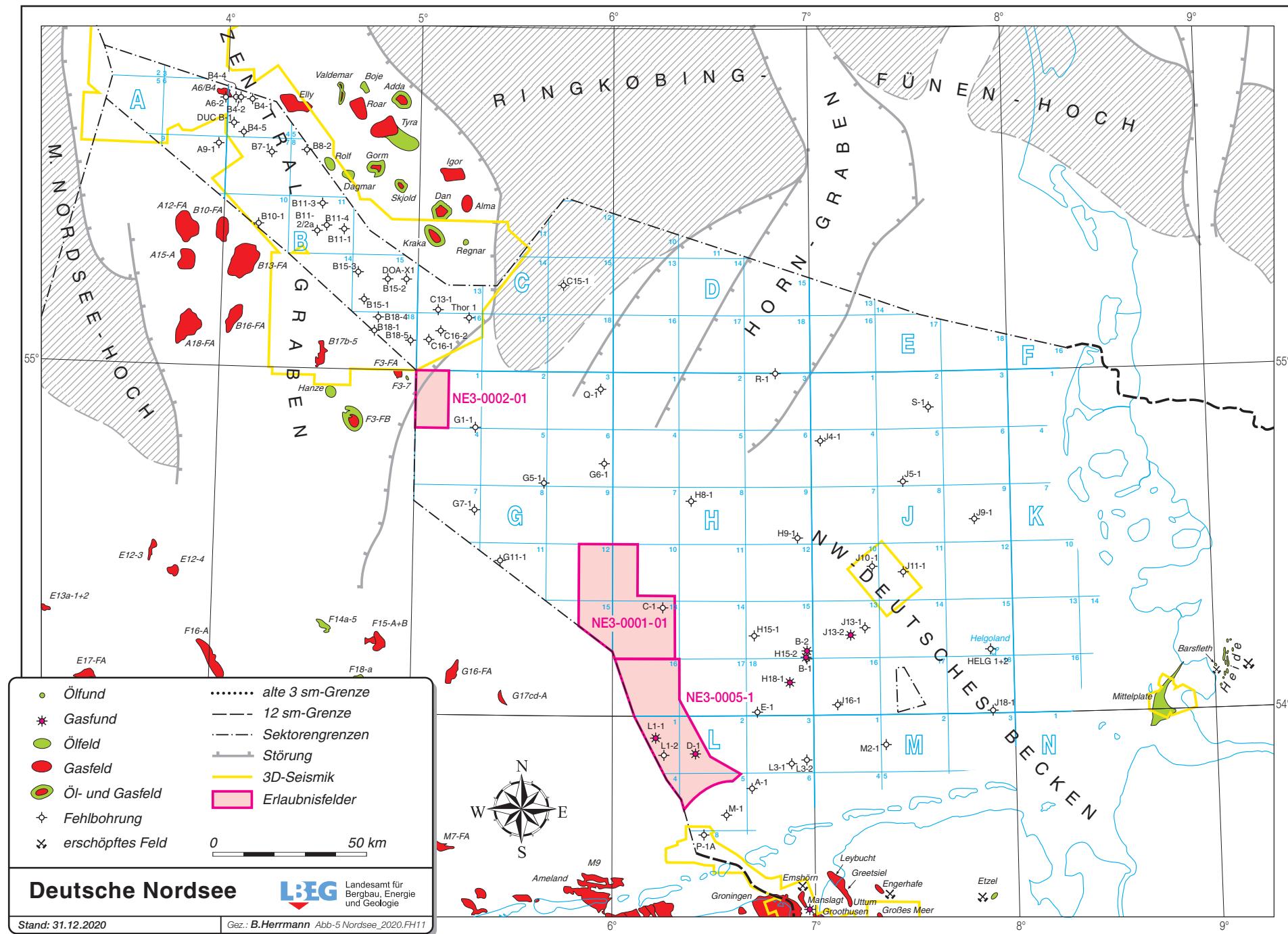


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2020. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

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



4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2020 1,9 Mio. t **Erdöl** (Tab. 8) und trug so zu 2 Prozent zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 94,9 Mio. t (AGEB 2021) in Deutschland bei.

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2020 bei 5,6 Mrd. m³(V_n) Rohgas (Tab. 8) bzw.

5,1 Mrd. m³(V_n) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3). Damit hat die letztjährige Rohgas- und Erdölgasproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 98,8 Mrd. m³ Reingas zu ca. 5,2 Prozent gedeckt (AGEB 2021).

4.1 Erdölförderung

Im Berichtsjahr 2020 wurden in Deutschland 1,9 Mio. t Erdöl einschließlich 9647 t Kondensat gefördert (Tab. 8). Die Erdölpproduktion fiel damit um ca. 27 000 t (-1,4 Prozent) unter den Wert des Vorjahres (1,92 Mio. t) (Tab. 9 und Anl. 5).

Im **Ländervergleich** liegen die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,67 Mio. t Öl. Das sind 88 Prozent der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein stieg die Produktion von Erdöl in 2020 auf 1,09 Mio. t. Das sind rund

49 000 t mehr als 2019. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung liegt damit bei 57,3 Prozent. Niedersachsen produzierte hingegen mit 583 451 t rund 89 000 t weniger. Das entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 30,8 Prozent. In Rheinland-Pfalz wiederum stieg die Produktion mit 165 189 t um rund 17 000 t gegenüber dem Vorjahr (Tab. 8). Der Anteil an der Gesamtförderung erhöhte sich damit auf 8,7 Prozent.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2020.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%
Baden-Württemberg	75	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	38 453	2,0	5 107 569	0,1	1 341 065	2,4	6 448 634	0,1
Brandenburg	1 910	0,1	-	-	769 530	1,4	769 530	0,0
Hamburg	11 256	0,6	-	-	151 974	0,3	151 974	0,0
Hessen	316	0,0	-	-	6 266		6 266	-
Mecklenburg-Vorpommern	8 923	0,5	-	-	1 706 540	3,0	1 706 540	0,0
Niedersachsen	583 451	30,8	5 307 984 267	94,2	34 600 368	61,8	5 342 584 635	93,9
Rheinland-Pfalz	165 189	8,7	-	-	1 943 475	3,5	1 943 475	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	301 741 303	5,4	-	-	301 741 303	5,3
Schleswig-Holstein	1 086 369	57,3	7 902 041	0,1	15 496 908	27,7	23 398 949	0,4
Thüringen	-	-	13 537 699	0,2	-	-	13 537 699	0,2
Summe	1 895 942	100	5 636 272 879	100	56 016 127	100	5 692 289 006	100

Nach **Regionen** aufgeschlüsselt stieg in den Erdölgebieten nördlich der Elbe die Produktion um 49 000 t (+4,7 Prozent) auf 1,1 Mio. t. Westlich der Ems wurde hingegen mit 373 000 t 62 000 t bzw. 14,3 Prozent weniger Erdöl als im Vorjahr produziert. Im Oberrheintal wiederum stieg die Produktion um 17 000 t (+11,4 Prozent) auf 166 000 t (Tab. 11).

Am Stichtag 31. Dezember 2020 standen 49 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden fiel um 243 auf 743 (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen 89,8 Prozent der Gesamtölförderung in 2020. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion des förderstärksten Feldes Mittelplate/Dieksand fast um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Römerberg. Auf Platz drei folgt das Feld Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems (Tab. 10 und 12). In 16 der insgesamt 49 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen unter 10 000 t.

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Jura gefördert. Mit 1,1 Mio. t Öl aus 27 Förderbohrungen produzierte das Feld mehr als 57 Prozent der deutschen Erdölerträge. Das sind 50 745 t mehr als im Vorjahr, was 4,9 Prozent der Produktion des Feldes entspricht, fast so viel wie die Jahresförderung eines ganzen Feldes wie Georgsdorf, das in der

Produktionsstatistik an sechster Stelle liegt. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 40 206 t pro Bohrung.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Sechs Bohrungen förderten im letzten Jahr aus den Gesteinen der Trias 152 321 t Erdöl. Das ist ein Zuwachs von 13,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 25 387 t.

Im Ölfeld Rühle wird seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist produziert. Im Berichtszeitraum 2020 wurde mit 128 486 t 14,7 Prozent weniger Erdöl gefördert als in 2019. 115 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 1117 t pro Bohrung entspricht.

Aus der gleichen geologischen Formation wie das Ölfeld Rühle fördert das Feld Emlichheim seit 1944. Aus 108 Sonden mit einer durchschnittlichen Förderleistung von 958 t Erdöl förderte Emlichheim 103 474 t im letzten Jahr.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2020 unter 100 000 t Erdöl.

Tab. 9: Erdöl- und ErdölgASFörderung 2016 bis 2020.

Jahr	Erdöl/Kondensat Mio. t	Erdölgas Mio. m ³ (V _n)	Felder	Fördersonden
2016	2,355	64,558	50	991
2017	2,218	62,434	50	1000
2018	2,067	66,914	51	988
2019	1,923	61,310	51	986
2020	1,896	56,016	49	743

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2020.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat-förderung		Erdölgasförderung		Son-den
				2020	kumulativ	2020	kumulativ	
Nördlich der Elbe								
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	Win.Dea	1 085 550	37 984 613	15 496 908	528 265 076	27
HH	Reitbrook-Alt	1937	Neptune	1 245	2 607 710	61 919	56 403 225	2
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	Neptune	5 145	3 433 830	27 970	53 763 877	6
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
	Summe Gebiet			-	20 044 746	-	880 593 612	-
				1 091 940	64 070 898	15 586 797	1 519 025 790	35
Oder/Neiße-Elbe								
BB	Kietz	1987	Neptune	1 910	312 390	769 530	100 267 355	-
MV	Lütow	1965	Neptune	2 755	1 358 627	92 316	646 454 861	4
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	Neptune	6 168	128 720	1 614 224	30 134 526	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
	Summe Gebiet			-	1 554 781	-	613 914 857	-
				10 833	3 354 518	2 476 070	1 390 771 599	6
Elbe-Weser								
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	Vermilion	1 220	903 530	13 916	16 743 745	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	4 908	3 357 011	28 367	27 332 247	10
NI	Hankensbüttel	1954	E / W	8 605	15 135 077	251 774	370 789 232	8
NI	Höver	1956	Vermilion	1 109	359 929	56 308	12 953 031	9
NI	Knesebeck	1958	Vermilion	14 768	3 533 459	62 735	28 824 772	15
NI	Lehrte	1952	5P	-	449 559	-	19 089 651	-
NI	Lüben	1955	EMPG	-	1 968 258	-	11 389 289	-
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	-	594 360	-	5 925 778	-
NI	Nienhagen	1861	E / W	4 130	6 985 615	43 920	3 107 610	3
NI	Ölheim-Süd	1968	Vermilion	6 474	1 586 397	1 649 792	92 381 847	19
NI	Rühme	1954	EMPG	13 090	2 339 686	286 061	21 244 655	22
HH/NI	Sinstorf	1960	Neptune	5 688	3 047 503	72 572	54 579 879	4
NI	Suderbruch	1949	RDG	1 094	3 380 701	58 653	50 209 340	1
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 218	139 611	-	-	*
NI	Vorhop	1952	Vermilion	18 550	3 086 489	1 270 055	192 234 782	22
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 774	193 273	-	-	-
	Summe Gebiet			-	31 221 793	-	1 434 092 301	-
				83 626	78 282 250	3 794 153	2 340 898 159	128
Weser-Ems								
NI	Barenburg	1953	EMPG	17 209	7 176 098	2 790 561	543 064 899	21
NI	Bockstedt	1954	Win.Dea	11 319	3 683 850	130 267	61 357 881	15
NI	Börger/Werlte	1977	Neptune	959	131 875	43 230	6 813 076	1
NI	Bramberge	1957	Neptune	65 250	20 242 474	5 411 184	1 126 201 367	37
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Win.Dea	1 507	2 770 526	36 439	119 330 110	6
NI	Düste/Wietlingsmoor (Valendis)	1954	E / W	3 683	3 745 744	36 309	87 485 785	13
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	7 446	3 510 765	816 551	99 403 706	3
NI	Hagen	1957	EMPG	79	142 612	6 433	11 141 079	-
NI	Harme	1956	EMPG	176	344 874	28 353	51 663 633	-
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	3 078	2 320 309	802 707	224 874 913	6
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	561	124 353	34 195	7 375 857	2
NI	Löningen	1960	EMPG	4 380	765 042	1 797 425	361 063 524	6
NI	Matrum	1982	EMPG	1 172	197 073	621 457	23 961 967	4

BB: Brandenburg, BY: Bayern, HE: Hessen, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein; *Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1000 t/a, vgl. Tabelle 14.
Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2020

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat-förderung		Erdölgasförderung		Son-den
				2020	kumulativ	2020	kumulativ	
				t	t	m³(Vn)	m³(Vn)	
Fortsetzung Weser-Ems								
NI	Siedenburg	1957	EMPG	4 133	1 122 076	203 079	64 060 178	7
NI	Voigtei	1953	EMPG	1 280	4 228 029	200 011	355 203 655	2
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	8 439	2 782 704	1 180 758	300 186 801	9
NI	Welpe/Bollermoor	1957	EMPG	648	2 008 091	243 700	557 728 732	-
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			191	69 167	-	-	-
	Summe Gebiet			-	4 801 576	-	294 210 249	-
				131 511	60 167 238	14 382 659	4 295 127 411	132
Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	Neptune	7 306	1 807 757	211 749	61 703 249	4
NI	Emlichheim	1944	Win.Dea	103 474	11 295 325	2 128 174	160 379 355	108
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	62 901	19 446 844	3 824 793	1 804 587 636	95
NI	Meppen	1960	EMPG	14 279	3 350 354	1 100 480	157 191 218	12
NI	Ringe	1998	Neptune	29 911	499 025	417 370	8 273 226	4
NI	Rühle	1949	E / N / W	128 486	35 502 890	6 313 270	1 737 954 358	115
NI	Scheerhorn	1949	Neptune	26 118	9 042 649	2 489 806	540 676 154	34
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			705	308 762	-	-	-
	Summe Gebiet			-	3 240 762	-	644 231 900	-
				373 180	84 494 369	16 485 642	5 114 997 096	372
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	299	1 399 014	6 600	31 171 438	-
RP	Landau	1955	RDG	12 569	4 585 340	210 889	18 452 122	49
RP	Römerberg	2003	Neptune	152 321	1 681 129	1 725 986	16 146 289	6
HE	Schwarzbach	2018	Rhein Petr.	316	2 821	6 266	52 701	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
	Summe Gebiet			-	1 683 380	-	51 020 324	-
				165 505	9 351 684	1 949 741	116 842 874	56
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	RDG	30 526	1 693 644	1 193 144	102 794 487	9
BY	Hebertshausen	1981	RDG	1 440	159 884	-	1	1
BY	Lauben	1958	RDG	1 976	30 766	9 367	65 464	1
BY	Schwabmünchen	1968	RDG	4 449	66 287	138 554	1 056 302	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			137	24 451	-	-	-
	Summe Gebiet			-	8 412 427	-	2 381 303 378	-
				38 528	10 387 458	1 341 065	2 485 219 632	14
Kondensat der Erdgasförderung								
	Nordsee			819	813 228	-	-	-
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-
Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-
	Summe Deutschland			1 895 942	310 980 679	56 016 127	17 280 704 561	743

E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea

5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH,
RDG: RDG GmbH & Co. KG, Rhein Petr.: Rhein Petroleum GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG,
Win.Dea: Wintershall Dea GmbH

Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden in einigen Erdölfeldern tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser „Enhanced Oil Recovery (EOR)“-Maßnahmen wird die Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht und damit verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO₂-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten in 2020, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,9 Mio. t, einen Anteil von rund 10

Prozent. Damit fiel der Wert gegenüber dem Vorjahr um drei Prozentpunkte. Der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten lag 2020 unverändert bei rund 95 Prozent.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) lag 2020 bei rund 63 Prozent. Die mit Abstand größte Fördermenge kam hier aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer. Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2020 bei ca. 23 Prozent. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2018 bis 2020 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2018		2019		2020		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	3 456	0,2	3 035	0,2	819	0,0	813 228	0,3
Nördlich der Elbe	1 123 999	54,4	1 043 417	54,3	1 091 940	57,6	64 070 898	20,6
Oder/Neiße-Elbe	9 123	0,4	8 656	0,5	10 833	0,6	3 354 518	1,1
Elbe-Weser	103 614	5,0	91 265	4,7	83 626	4,4	78 282 250	25,2
Weser-Ems	163 378	7,9	151 189	7,9	131 511	6,9	60 167 238	19,3
Westlich der Ems	471 487	22,8	435 278	22,6	373 180	19,7	84 494 369	27,2
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	149 115	7,2	148 608	7,7	165 505	8,7	9 351 684	3,0
Alpenvorland	42 470	2,1	41 784	2,2	38 528	2,0	10 387 458	3,3
Summe	2 066 642	100	1 923 232	100	1 895 942	100	310 980 679	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2019 und 2020 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2019		2020		kumulativ		Fördersonden
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 034 805	53,8	1 085 550	57,3	37 984 613	12,2	27
Römerberg (RP)	134 006	7,0	152 321	8,0	1 681 129	0,5	6
Rühle (NI)	150 613	7,8	128 486	6,8	35 502 890	11,4	115
Emlichheim (NI)	133 536	6,9	103 474	5,5	11 295 325	3,6	108
Bramberge (NI)	64 810	3,4	65 250	3,4	20 242 474	6,5	37
Georgsdorf (NI)	75 633	3,9	62 901	3,3	19 446 844	6,3	95
Aitingen (BY)	32 657	1,7	30 526	1,6	1 693 644	0,5	9
Ringe (NI)	26 982	1,4	29 911	1,6	499 025	0,2	4
Scheerhorn (NI)	24 511	1,3	26 118	1,4	9 042 649	2,9	34
Vorhop/-Platendorf (NI)	21 171	1,1	18 550	1,0	3 086 489	1,0	22

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

des Emslandes, wie z.B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2020 bei 8 Prozent. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malm und Tertiär folgen mit jeweils 3 Prozent sowie des Perm mit 0,6 und der Oberkreide mit 0,1 Prozent (Anl. 7 und 9).

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung, zu dem auch das Erdölgaskondensat zählt, betrug im Berichtsjahr 9647 t. Das entspricht 0,5 Prozent der Gesamtölförderung.

4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2020 wurden in Deutschland 5,6 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 5,1 Mrd. m³(V_n) Reingas gefördert (Tab. 8). Die Erdgasproduktion fiel damit um 1 Mrd. m³(V_n) Rohgas oder 0,9 Mrd. m³(V_n) normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Abnahme um 15,1 Prozent Rohgas bzw. 15,0 Prozent Reingas gegenüber dem Vorjahr (Tab. 13 und Anl. 6). Eine Ursache für den kräftigen Rückgang in 2020 wird in einer neunwöchigen Revision einer Erdgasaufbereitungsanlage gesehen (AGEB 2021). Ferner ist die stetige Abnahme der Produktion sowie der Erdgasreserven auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren sehr zurückgegangen. Hervorzuheben ist aber

8 Prozent der heimischen Kondensatförderung fallen allein in der deutschen Nordsee im Gasfeld A6/B4 an (Tab. 10).

Bis Ende 2020 sind in Deutschland kumulativ ca. 311 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 39,2 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 793 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und den Reservoirereigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

das im Gebiet westlich der Ems ein neuer Förderhorizont in Betrieb genommen wurde.

Im **Ländervergleich** liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 5,3 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Das sind 0,97 Mrd. m³(V_n) oder 15,4 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt 94,2 Prozent. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 4,96 Mrd. m³(V_n) angegeben. Das sind 0,9 Mrd. m³(V_n) oder 14,9 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands blieb mit 97,3 Prozent unverändert gegenüber dem Vorjahr. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 14 und 15).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2016 bis 2020.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
2016	1000 m ³ (V _n) 8 608 225	1000 m ³ (V _n) 64 558	1000 m ³ (V _n) 8 672 782	77	469
2017	7 869 825	62 434	7 932 259	77	449
2018	6 820 785	66 914	6 887 699	77	434
2019	6 637 697	61 310	6 699 007	72	419
2020	5 636 273	56 016	5 692 289	73	406

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2020 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2020	kumulativ	
				m³(Vn)	m³(Vn)	
Nordsee						
SH	A6 / B4	1974	Win.Dea	7 902 041	9 465 227 008	-
Elbe-Weser						
NI	Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	4 832 932	1 999 910 435	1
NI	Becklingen	1985	Win.Dea	7 899 499	1 323 558 180	1
NI	Böstlingen	2012	EMPG	-	216 825 581	-
NI	Dethlingen	1971	E / W	84 828 398	24 133 751 644	2
NI	Hamwiede	1968	EMPG	37 587 113	2 694 785 439	1
NI	Husum / Schnereen	1986	E / N	143 511 410	12 214 604 320	9
NI	Imbrock	1995	EMPG	11 288 598	1 114 820 518	1
NI	Lüchow / Wustrow	1966	Neptune	5 526 454	10 642 372 340	1
NI	Rotenburg / Taaken	1982	E / W	725 748 857	64 863 109 566	26
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	Neptune	301 741 303	212 523 057 526	130
NI	Söhlingen	1980	EMPG	252 817 834	43 132 656 772	17
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	20 544 048	6 496 437 259	1
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	32 635 225	2 898 458 474	4
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	9 264 518	1 444 893 723	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	Win.Dea	606 240 135	24 989 002 048	14
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	138 347 923	15 080 116 534	7
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	Win.Dea	34 274 274	1 901 558 045	2
NI	Weissenmoor	1996	Win.Dea	105 114 568	2 437 671 106	2
aus aufgegebenen Vorkommen				-	2 462 531 798	-
Summe Gebiet				2 522 203 089	432 570 121 307	220
Weser-Ems						
NI	Apeldorn	1963	Neptune	84 002 984	6 274 394 159	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	278 798 027	20 536 875 810	8
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	33 606 188	4 237 273 177	3
NI	Barenburg (Keuper)	2017	EMPG	5 885 617	24 227 247	1
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	45 353 493	6 579 034 484	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	36 252 258	17 206 837 479	3
NI	Barrien	1964	Win.Dea	23 722 151	12 901 427 077	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	125 543 606	11 857 427 697	5
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	13 047 356	535 676 861	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	36 613 389	8 765 864 866	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	96 234 743	5 027 726 981	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	14 609 176	17 629 803 944	1
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Win.Dea	4 528 600	971 616 065	3
NI	Düste (Karbon)	1957	Win.Dea	-	29 479 265	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	2 984 650	1 335 602 886	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	295 939 446	5 744 365 064	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	541 876 002	66 515 300 529	20
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / N	4 702 488	2 588 611 180	1
NI	Großes Meer	1978	Vermilion	6 256	422 913 126	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	-	223 027 024	-
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	259 603 407	36 989 432 725	10
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	113 332 718	65 173 111 645	8
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	115 156 677	26 996 600 815	10
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	24 081 924	16 477 339 775	1
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 035 615	209 560 529	1
NI	Leer	1984	Vermilion	11 364 045	890 604 760	3
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Win.Dea	-	2 662 184 549	-
NI	Rehden (Karbon)	1952	Win.Dea	-	8 755 129 762	-
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	73 423 543	15 283 895 400	7
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	57 088 800	32 888 464 263	3
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	261 530 154	30 923 779 284	9

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
 Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2020

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung	Sonden
				2020	kumulativ
				m³(Vn)	m³(Vn)
Fortsetzung Weser-Ems					
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Win.Dea	39 723 898	1 406 586 926
NI	Uphuser Meer	1981	Vermilion	3 218 080	220 002 532
NI	Uttum	1970	EMPG	24 893 097	1 515 701 995
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	2 054 916	103 059 345
NI	Varnhorn / Quaadm./ Wüstendöllen ...	1968	EMPG	287 639 201	30 126 198 110
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	24 168 681	905 530 503
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	15 480 247	4 695 576 410
NI	aus aufgegebenen Vorkommen			-	-
	Summe Gebiet			2 960 501 433	89 537 826 660
					555 168 070 909
					139
Westlich der Ems					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	Neptune	10 586 230	813 989 128
NI	Adorf (Karbon)	1955	Neptune	16 303 083	16 303 083
NI	Bentheim	1938	Neptune	197 645	3 564 193 950
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Win.Dea	2 016 321	979 405 156
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Win.Dea	5 474 827	3 327 049 544
NI	Fehndorf	1965	Win.Dea	6 541 292	1 043 786 241
NI	Frenswegen	1951	Neptune	2 066 458	273 436 055
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	Neptune	3 083 969	1 370 415 647
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	Neptune	33 709 138	5 856 757 833
NI	Kalle (Zechstein)	1958	Neptune	4 895 832	3 483 247 962
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	Neptune	1 443 373	921 427 582
NI	Ringe (Karbon)	1998	Neptune	25 177 906	947 874 266
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Win.Dea	2 910 054	683 059 075
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Win.Dea	3 032 974	2 836 853 548
NI	Wielen (Karbon)	1959	Neptune	199 371	330 974 646
NI	Wielen (Zechstein)	1959	Neptune	9 382 574	3 244 154 656
NI	aus aufgegebenen Vorkommen			-	11 432 101 821
	Summe Gebiet			127 021 048	41 125 030 193
					23
Thüringer Becken					
TH	Fahner Höhe	1960	Neptune	1 183 868	103 124 321
TH	Kirchheilingen	1958	Neptune	515 988	303 665 363
TH	Langensalza-Nord	1935	Neptune	1 616 926	295 192 400
TH	Mühlhausen	1932	Neptune	10 220 917	2 083 296 545
TH	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048
	Summe Gebiet			13 537 699	6 373 536 677
					23
Alpenvorland					
BY	Inzenham-West	1971	NAFTA	5 107 569	1 056 358 872
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 544 071 993
	Summe Gebiet			5 107 569	17 600 430 865
Aus aufgegebenen Vorkommen					
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968
	Oberrheintal			-	1 052 490 217
Summe Deutschland					
				5 636 272 879	1 064 782 507 844
					406

E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea
 5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, NAFTA: NAFTA Speicher GmbH & Co. KG,
 Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea GmbH

Regional betrachtet fiel im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um 0,8 Mrd. m³(V_n) bzw. 20,4 Prozent auf 2,96 Mrd. m³(V_n). Auch die Reingasförderung fiel hier um 0,7 Mrd. m³(V_n) (-20,3 Prozent) auf 2,6 Mrd. m³(V_n). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 2,5 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert und damit 0,22 Mrd. m³(V_n) (-7,9 Prozent) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging hier um 0,22 Mrd. m³(V_n) (-8,4 Prozent) auf 2,4 Mrd. m³(V_n) gegenüber 2019 zurück.

In 2020 wurden zusätzlich zum Erdgas rund 56 Mio. m³(V_n) Erdölgas gewonnen. Erdölgas

ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinngung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (61,8 Prozent) und Schleswig-Holstein (27,7 Prozent), gefolgt von Rheinland-Pfalz mit 3,5 Prozent produziert (Tab. 8).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 73 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2020 fördernden Sonden ist von 419 im Vorjahr auf 406 gefallen (Tab. 13).

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2020 rund zwei Drittel der gesamten Jahresförderung

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2018 bis 2020 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2018		2019		2020		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	34 944	0,5	27 374	0,4	7 902	0,1	9 465 227	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	3 098 481	45,4	2 739 447	41,3	2 522 203	44,7	432 570 121	40,6
Weser-Ems	3 522 603	51,6	3 717 838	56,0	2 960 501	52,5	555 168 071	52,1
Westlich der Ems	137 675	2,0	130 740	2,0	127 021	2,3	41 125 030	3,9
Thüringer Becken	19 435	0,3	18 454	0,3	13 538	0,2	6 373 537	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	7 646	0,1	3 845	0,1	5 108	0,1	17 600 431	1,7
Summe	6 820 785	100	6 637 697	100	5 636 273	100	1 064 782 508	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2019 und 2020 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2019		2020		kumulativ		Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	791 660	11,9	725 749	12,9	64 863 110	6,1	26
Völkersen (NI)	636 562	9,6	606 240	10,8	24 989 002	2,3	14
Goldenstedt/Visbek (NI)	704 078	10,6	541 876	9,6	66 515 301	6,2	20
Salzwedel (ST)	310 344	4,7	301 741	5,4	212 523 058	20,0	130
Goldenstedt/Oythe (NI)	329 233	5,0	295 939	5,3	5 744 365	0,5	5
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	408 647	6,2	287 639	5,1	30 126 198	2,8	10
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	360 709	5,4	278 798	4,9	20 536 876	1,9	8
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	297 086	4,5	261 530	4,6	30 923 779	2,9	9
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	325 626	4,9	259 603	4,6	36 989 433	3,5	10
Söhlingen (NI)	302 003	4,5	252 818	4,5	43 132 657	4,1	17

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 16).

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Dort wurden im Berichtszeitraum 0,73 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,61 Mrd. m³(V_n) Gas. An dritter Stelle liegt Goldenstedt/Visbek mit ca. 0,54 Mrd. m³(V_n) Gas (Tab. 16). Während Rotenburg/Taaken und Völkersen/Völkersen-Nord aus den Gesteinen des Rotliegend fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2020 insgesamt 213 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und bei weitem der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2020 standen hier 130 Sonden in Betrieb, die insgesamt 302 Mio. m³(V_n) Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit

375 Mio. m³(V_n) bedeutet das einen Förderrückgang von 3 Prozent. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel weist einen hohen Stickstoffanteil auf und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (s. Kap. 5.3) liegt. Die errechnete Reingasmenge betrug demnach rund 111 Mio. m³(V_n) (BVEG 2021).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee, A6/B4, produzierte in 2020 noch rund 7,9 Mio. m³(V_n) hochkalorisches Rohgas. Damit fiel die Förderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 71 Prozent. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/m³(V_n) lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 10 Mio. m³(V_n) (BVEG 2021). Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 819 t Erdgaskondensat an. A6/B4 gilt als ausgefördert. Es wurden für das kommende Jahr keine weiteren Reserven mehr gemeldet.

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2021

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2021 auf 27,4 Mio. t Erdöl und liegen damit um 600 000 t oder 2 Prozent unter denen des Vorjahrs (Tab. 17 und Anl. 11). Die diesjährigen starken Schwankungen der Reserven in den einzelnen Bereichen sind auf Neubewertungen der Felder auf Basis neuer geologischer Erkenntnisse z.B. nach Bohrkampagnen zurückzuführen. Die Steigerung der Reserven in den beiden großen erdölfördernden Bundesländern Niedersachsen und Rheinland-Pfalz federt aber den allgemeinen negativen Trend etwas ab.

Regional betrachtet lagerten am 1. Januar 2021 nach wie vor die größten sicheren und

wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe fielen die Reserven allerdings um 1,6 Mio. t oder 9 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 16,2 Mio. t. In den Förderregionen westlich der Ems hingegen stiegen die Reserven um 1,4 Mio. t (+49,1 Prozent) auf 4,4 Mio. t. Auch im Oberrheintal stiegen die ausgewiesenen Reserven wieder um 831 000 t (+29,6 Prozent) auf 3,6 Mio. t, nachdem sie letztes Jahr stark gefallen waren (Tab. 17).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 16,2 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 1,5 Mio. t (-8,7 Prozent) weniger als im Vorjahr. Das sind 59 Prozent (-4,4 Prozent) der gesamtdeutschen Erdölreserven. In Nieder-

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2021 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2020			Produktion	Reserven am 1. Januar 2021		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,213	0,035	0,248	0,038	0,175	0,035	0,210
Brandenburg	0,094	0,047	0,141	0,002	0,000	0,000	0,000
Hamburg	0,108	0,036	0,144	0,011	0,000	0,000	0,000
Hessen	0,012	0,228	0,240	0,000	0,011	0,225	0,236
Mecklenburg-Vorpommern	0,007	0,010	0,017	0,009	0,019	0,010	0,028
Niedersachsen	4,161	2,723	6,885	0,583	4,657	2,686	7,343
Rheinland-Pfalz	1,417	1,153	2,570	0,165	1,914	1,491	3,405
Schleswig-Holstein	9,927	7,795	17,723	1,086	11,153	5,024	16,176
Gebiet							
Nordsee	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000
Nördlich der Elbe	9,953	7,832	17,785	1,092	11,153	5,024	16,176
Oder/Neiße-Elbe	0,102	0,057	0,158	0,011	0,019	0,010	0,028
Elbe-Weser	1,044	0,722	1,766	0,084	0,777	0,611	1,388
Weser-Ems	1,433	0,844	2,277	0,132	0,881	0,716	1,597
Westlich der Ems	1,767	1,157	2,924	0,373	3,000	1,359	4,358
Oberrheintal	1,429	1,381	2,810	0,166	1,925	1,716	3,641
Alpenvorland	0,213	0,035	0,248	0,039	0,175	0,035	0,210
Summe Deutschland	15,940	12,028	27,968	1,896	17,928	9,471	27,398

Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg.

sachsen stiegen die Reserven um 459 000 t auf 7,3 Mio. t (+6,7 Prozent). Somit lagerten hier 26,8 Prozent (+2,2 Prozent) der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden 3,4 Mio. t, 835 000 t oder 32,5 Prozent mehr gemeldet als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 12,4 Prozent (+3,2 Prozent) der deutschen Erdölreserven auf dem dritten Platz (Tab. 17).

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahrs, bereinigt um die entnommene Fördermenge von 2020, zeigt, dass 1,3 Mio. t Erdöl durch zusätzliche Reserven kompensiert werden konnten.

Das Verhältnis Reserven/Produktion, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Förder-

menge, verbleibt zum Stichtag der Reservenberechnung bei 14,5 Jahren. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 12).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung rund 63 Prozent der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 23 Prozent in Gesteinen der Unterkreide und 8 Prozent in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (3 Prozent), im Tertiär (3 Prozent) sowie untergeordnet im Zechstein und in der Oberkreide (Anl. 8 und 9).

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2021

Am 1. Januar 2021 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 43,2 Mrd. m³(V_n) Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 3,4 Mrd. m³(V_n) oder 7,4 Prozent (Tab. 18 und Anl. 11).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3) wurden am Stichtag mit 41,1 Mrd. m³(V_n) angegeben und lagen damit 2,9 Mrd. m³(V_n) oder 6,6 Prozent unter denen des Vorjahrs (Tab. 19). Die stetige Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren stark zurückgegangen. Dementsprechend wurden die bekannten Felder nicht weiterentwickelt. Ferner sind nennenswerte Neufunde ausgeblieben.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2021 mit 19,8 Mrd. m³(V_n) die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven

im Gebiet Weser-Ems. Das sind 3,6 Mrd. m³(V_n) (-15,4 Prozent) weniger als 2020. Für den Raum Elbe-Weser wurden 19,1 Mrd. m³(V_n) gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 3,1 Mrd. m³(V_n) bzw. 14 Prozent. Die Reingasreserven verteilten sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 19,5 Mrd. m³(V_n) (-3,2 Mrd. m³(V_n), -14,1 Prozent) und Weser-Ems mit 17,1 Mrd. m³(V_n). Damit sind 3,2 Mrd. m³(V_n) oder 15,9 Prozent weniger als im Vorjahr gemeldet worden (Tab. 18 und 19).

Im **Ländervergleich** liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 42,8 Mrd. m³(V_n) Rohgas. Das sind 3,4 Mrd. m³(V_n) oder 7,3 Prozent weniger als 2020. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt 99,1 Prozent (+0,3 Prozent). Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 40,8 Mrd. m³(V_n) (-2,8 Mrd. m³(V_n) bzw. -6,5 Prozent) angegeben. Das entspricht einem Anteil von 99,4 Prozent (+0,1 Prozent). Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei (Tab. 19).

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2021 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2020			Produktion 2020	Reserven am 1. Januar 2021		
	sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³		sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,039	0,065	0,104	0,005	0,034	0,060	0,094
Niedersachsen	24,503	21,640	46,142	5,308	21,958	20,825	42,783
Sachsen-Anhalt	0,157	0,104	0,260	0,302	0,253	0,029	0,281
Schleswig-Holstein	0,010	0,000	0,010	0,008	0,000	0,000	0,000
Thüringen	0,101	0,014	0,115	0,014	0,030	0,004	0,034
Gebiet							
Nordsee	0,010	0,000	0,010	0,008	0,000	0,000	0,000
Elbe-Weser	11,914	10,320	22,234	2,522	10,643	8,482	19,126
Weser-Ems	12,284	11,109	23,393	2,961	9,315	10,480	19,795
Westlich der Ems	0,462	0,313	0,775	0,127	2,252	1,892	4,144
Thüringer Becken	0,101	0,014	0,115	0,014	0,030	0,004	0,034
Alpenvorland	0,039	0,065	0,104	0,005	0,034	0,060	0,094
Summe Deutschland	24,809	21,822	46,631	5,636	22,275	20,917	43,192
Volumenangaben in Normkubikmetern							

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres, bereinigt um die entnommene Fördermenge von 2020, zeigt, dass 2,2 Mrd. m³(V_n) Rohgas durch zusätzliche Reserven kompensiert werden konnten.

Das **Verhältnis Reserven/Produktion**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, sinkt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2020 um ein Jahr auf 7 Jahre. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist

deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 12).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich rund 82 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 42 Prozent in Sandsteinen des Rotliegenden und 40 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (10 Prozent) und triassischen Sandsteinen (7 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten mit 0,7 bzw. 0,1 Prozent.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2021 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2020			Produktion 2020	Reserven am 1. Januar 2021		
	sicher Mrd. m³	wahrsch. Mrd. m³	gesamt Mrd. m³		sicher Mrd. m³	wahrsch. Mrd. m³	gesamt Mrd. m³
Bundesland							
Bayern	0,044	0,069	0,113	0,006	0,039	0,068	0,107
Niedersachsen	23,302	20,353	43,656	4,955	21,244	19,577	40,821
Sachsen-Anhalt	0,056	0,037	0,093	0,111	0,092	0,010	0,102
Schleswig-Holstein	0,012	0,000	0,012	0,010	0,000	0,000	0,000
Thüringen	0,068	0,009	0,077	0,009	0,019	0,002	0,021
Gebiet							
Nordsee	0,012	0,000	0,012	0,010	0,000	0,000	0,000
Elbe-Weser	12,205	10,469	22,675	2,375	10,795	8,672	19,467
Weser-Ems	10,671	9,604	20,275	2,558	8,153	8,907	17,060
Westlich der Ems	0,483	0,317	0,799	0,133	2,387	2,008	4,395
Thüringer Becken	0,068	0,009	0,077	0,009	0,019	0,002	0,021
Alpenvorland	0,044	0,069	0,113	0,006	0,039	0,068	0,107
Summe Deutschland	23,482	20,468	43,950	5,091	21,393	19,658	41,051

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdölgas) nach Angaben des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m³(V_n)

5.3 Reservendefinitionen

In Anlehnung an internationale Standards (SPE/WPC 1997, UN/ECE 1996 in PORTH et al. 1997) erfasst das LBEG jährlich die Erdöl- und Erdgasreserven der Felder Deutschlands als sichere und wahrscheinliche Reserven und veröffentlicht diese Daten zusammengefasst nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Die Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die **Rohgasmenge** entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Die **Reingasmenge** ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Bericht beziehen sich einheitlich auf einen spezifischen Brennwert

$H_s = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$, der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das LBEG berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und, in Anlehnung an die Fördergesellschaften und den Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG), auch die Reingasreserven, damit die Angaben sowohl für lagerstättentechnisch/geologische als auch für energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

Sichere Reserven (P90) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 90 Prozent).

Wahrscheinliche Reserven (P50) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 50 Prozent). Wahrscheinliche Reserven sind also mit technischen, vertragsmäßigen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Unsicherheiten behaftet (PORTH et al. 1997).

Beide Reservenklassifizierungen hängen von den jeweiligen Erdöl- bzw. Erdgaspreisen ab. Die schwierige, langfristige Prognose dieser Preise bestimmt daher entscheidend die Förderdauer der Felder und somit auch die Höhe der verbleibenden Reserven. Dabei wird die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte

maßgeblich durch die Förderraten bestimmt. Im Allgemeinen gilt: Erhöht sich der Öl- und/oder Gaspreis, folgen niedrigere Grenzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden und die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen. Fallen die Preise, so verkürzt sich auch die erwartete Lebensdauer eines Feldes und die Reserven nehmen ab.

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

6 Untertage-Gasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund fördertechnischer Gründe sowie der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur im begrenzten Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas hingegen sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar, aber nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Um einen konstanten Gasfluss zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbrauchern zu garantieren kommt den Gasspeichern eine klassische Pufferfunktion zu. Zunehmend wird diese auch um eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Die Vermarktung von Speicherkapazitäten und die Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise hat für die Unternehmen oberste Priorität. Der klassische Speicherzyklus – Einspeisung im Sommer, Ausspeisung im Winter – verliert dadurch an Bedeutung.

Seit Beginn der Gasversorgung in Deutschland stieg das verfügbare Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher nahezu stetig an, bis dieser Aufwärtstrend (vgl. Anlage 15) im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist. Im Berichtsjahr 2020 verzeichnet sich ein Rückgang von ca. 0,2 Mrd. m³(V_n) oder rund 0,8 Prozent gegenüber dem Vorjahr, der auf mehrere geringe Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens von Kavernenspeichern zurückzuführen ist.

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

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das eingeschlossen oder ausgelagert wird. Als Kissengas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für eine Gasentnahme aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissengasanteil ermöglicht eine längere (konstante) Entnahmerate. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas eingeschlossen und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

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

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Ähnlich wie im Vorjahr konnte der Erdgasverbrauch von rund 965 Mrd. kWh¹ nur noch zu ca. 5 Prozent aus inländischer Förderung gedeckt werden (AGEB 2021). Für die restlichen 95% des Verbrauchs muss Erdgas eingeführt werden, wobei sich die Bedeutung der inländischen Untertage-Gasspeicherung für die Lagerung der Importe zeigt.

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tabelle 20 dargestellt (nach AGEB 2021). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2020 um 1,5 Prozentpunkte auf 26,6 Prozent gestiegen.

Der deutsche Erdgasverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr um rund 2,4 Prozent (AGEB 2021) auf rund 99 Mrd. m³ (V_n) gefallen, welches im Wesentlichen auf die Corona-Pandemie und dem damit einhergehenden geringeren Verbrauch im industriellen Sektor zurückzuführen ist. Es ist zwar zu verzeichnen, dass auch im letzten Jahr der Einsatz von Erdgas für die

Strom- und Wärmeversorgung weiter angewachsen ist und dass ebenfalls Pandemiebedingt mehr Erdgas in privaten Haushalten verbraucht wurde, aber in der Summe führte dies nicht zu einem Anstieg des gesamten Erdgasverbrauchs (AGEB 2021, weitere Details siehe dort).

Vorwiegend durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Erdgasförderung gegenüber dem Vorjahr deutlich um rund 15 Prozent auf 5,1 Mrd. m³ (V_n) zurück (s. Kap. 4).

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2021).

Energieträger	Anteile in %	
	2019	2020
Mineralöl	35,2	33,7
Erdgas	25,1	26,6
Steinkohle	8,5	7,7
Braunkohle	9,1	8,1
Kernenergie	6,4	6,0
Erneuerbare Energien	14,9	16,6
Sonstige / Stromaus tauschsaldo	1,8 / -0,9	1,9 / -0,6

¹ Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert H_s 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. Unter Verwendung des Brennwertes von 9,77 kWh/m³(V_n) und der Verbrauchsangabe von 965 Mrd. kWh (AGEB 2021) berechnet sich ein Erdgasverbrauch von Deutschland von ca. 99 Mrd. m³ (V_n).

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2020 (Stichtag: 31. Dezember 2020)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Seit 2010 erfolgt diese Meldung parallel auch an den Ausschuss Kavernen und Gasspeicher (KUGS), dessen Geschäftsführung beim Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) in Hannover angesiedelt ist und in dessen Jahresbericht die Daten ebenfalls veröffentlicht werden. Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter anderem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück.

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porespeicher vorzugsweise in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle.

Ehemalige Lagerstätten bieten im Allgemeinen eine gute Datengrundlage für die geologisch-lagerstättentechnischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie z.B. der Dictheit der geologischen Barriere-Horizonte und damit der Leistungsfähigkeit eines Speichers. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung.

Aquiferspeicher hingegen müssen gänzlich neu exploriert werden, um die Größe des Aquifer-Porenvolumens, die Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, das Druck-Volumen-Verhalten im späteren Betrieb sowie die dichtenden Eigenschaften von Störungsbahnen zu bestimmen. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und dem Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse

hinsichtlich des Strukturaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dictheit) grundsätzlich die anspruchsvollsten Speichertypen. Die oberste Prämisse bei allen Speichern ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit.

Seit 2013 sind allerdings keine neuen Planungen für Porespeicher von den Betreiberfirmen mehr gemeldet worden.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage für Kavernenspeicher sind Standorte in Küstennähe, wo nach Umweltverträglichkeitsprüfungen der Bau von Leitungen für eine Soleeinleitung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung grundsätzlich möglich ist. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei LANGER & SCHÜTTE (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland (Quelle: BGR, Maßstab 1:500.000) ist auf dem Kartenserver (<https://nibis.lbeg.de/cardomap3/>) des LBEG einzusehen.

Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2020).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	8,6	15,1	23,7
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m ³ (V _n)	8,6	15,2	23,8
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	146	525	671
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ¹⁾	Tage	59	29	35
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		16	31	47
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	0	2,4	2,4
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" ²⁾		0	5	5
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	8,6	17,6	26,2

① Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb" (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate)

② Inkl. Speichererweiterungen

Tabelle 21 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 23,7 Mrd. m³(V_n).

Gegenüber dem Vorjahr hat sich das Volumen um ca. 0,2 Mrd. m³(V_n) verringert. Dies resultiert aus Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens in mehreren Kavernenspeichern, wie z. B. Bad Lauchstädt, Bernburg oder Bremen-Lesum (Wessernetz), bei dem auch eine Kaverne außer Betrieb genommen wurde. Die Erhöhungen des Arbeitsgasvolumens in anderen Kavernenspeichern, die z. B. durch die Inbetriebnahme einer neuen Kaverne im Speicher Katharina erfolgten, konnten die Reduzierungen nicht kompensieren. Bei den Porenspeichern sind für das Berichtsjahr keine Veränderungen zu verzeichnen.

Wie auch im Vorjahr sind an 47 Standorten Untertage-Speicher in Betrieb. Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 31 Kavernenspeichern hat sich in der Summe ebenfalls nicht verändert. Die insgesamt sehr geringen Änderungen führten auch dazu, dass der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands mit 64 Prozent (Porenspeicher 36%) gleichgeblieben ist.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr

ebenfalls nur wenig geändert. Eine der geplanten Kavernen im Speicher Katharina wurde fertiggestellt. Damit ist eine zukünftige Speicherkapazität von rund 2,4 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas gemeldet (vgl. Tab. 24b). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,2 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein. Für den geplanten Kavernenspeicher in Jemgum (acht Kavernen) wurden allerdings keine Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmenge für diesen Speicher ist daher in der o. z.bg. Zahl nicht enthalten. Bei Ansatz eines durchschnittlichen Arbeitsgasvolumens von 50 Mio. m³(V_n) je Kaverne würden bei Realisierung der acht Kavernen theoretisch weitere 0,4 Mrd. m³(V_n) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tabelle 22 dargestellt.

Die Tabellen 23, 24a und 24b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 23, 24a und 24b sind jeweils zwei Werte aufgeführt:

Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2020).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt-volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
			Mio. m³(V _n)	Mio. m³(V _n)	Mio. m³(V _n)	1000 m³/h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	221	40	44	75
Bayern	Porenspeicher	6	7 156	3 008	3 008	2 505
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (1)	128	100	100	140
Bremen	Kavernenspeicher	2 (3)	266	173	173	360
Hessen	Kavernenspeicher	1 (3)	178	110	110	100
	Porenspeicher	3	434	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kavernenspeicher	1 (4)	301	257	257	400
Niedersachsen	Kavernenspeicher	11 (107)	10 811	7 754	7 754	9 315
	Porenspeicher	2	8 359	4 760	4 760	2 830
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	9 (84)	4 781	3 720	3 720	6 990
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	5 (68)	3 754	2 911	2 977	4 465
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (2)	1	62	99	100
Thüringen	Porenspeicher	1	380	62	62	62
Summen Deutschland	Kavernenspeicher	31 (272)	20 220	15 087	15 190	21 870
	Porenspeicher	16	17 520	8 615	8 619	6 075
Gesamt		47	37 740	23 702	23 809	27 945

* Bei Porenspeichern Anzahl der Standorte, bei Kavernenspeichern Anzahl der Standorte und Anzahl der Kavernen in Klammern

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

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

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Untertagegasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb, welcher Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde. Der neueste Speicherstandort ist Jemgum in Niedersachsen, wo 2013 die ersten Kavernen in Betrieb genommen worden sind.

Tab. 23: Erdgas-Porenspeicher.

Speicher	Bundes-land	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
in Betrieb									
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1000	1000	1200
Breitbrunn-Eggstädt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	992	992	520
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Storage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	95
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 2200	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	153	10	10	30
Hähnlein	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	NAFTA Speicher Inzenham / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Rehden	NI	astora GmbH / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	6780	3900	3900	2400
Sandhausen	BW	terraneets bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1015	Tertiär (Aquitän)	310	154	154	150
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1470 - 1525	Buntsandstein	1579	860	860	430
Wolfersberg	BY	Bayerngas GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						17520	8615	8619	6075

Tab. 24a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Speicher	Bundes-land	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicher formation	Gesamt volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780 - 950	Zechstein 2	840	654	720	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500 - 700	Zechstein 2	1203	898	898	1000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1312 - 1765	Zechstein	237	152	152	360
Bremen-Lesum-Weser- netz	HB	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	1	1050 - 1350	Zechstein	29	21	21	0
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1300 - 1800	Zechstein 2	524	378	378	510
Epe-ENEKO	NW	ENEKO Gasspeicher GmbH	2	1100 - 1400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NW	KGE-Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	241	186	186	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	410	300	300	600
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	509	388	388	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	4	1250 - 1430	Zechstein	246	178	178	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gas Storage West GmbH	6	1080 - 1490	Zechstein	388	296	296	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	249	190	190	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2408	1916	1916	2900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Equinor Storage Deutschland GmbH / PATRIZIA GmbH	19	900 - 1700	Zechstein 2	1628	1170	1170	1320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / PATRIZIA GmbH	9	1200 - 1600	Zechstein 2	1231	895	895	800
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / PATRIZIA GmbH	19	1100 - 1600	Zechstein 2	2607	1912	1912	2250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH „Crystal“ / PATRIZIA GmbH	4	1200 - 1600	Zechstein 2	610	390	390	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1156 - 1701	Zechstein	169	110	110	300
Huntorf ¹⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-astora	NI	astora GmbH, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950 - 1500	Zechstein 2	1015	760	760	775
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950 - 1400	Zechstein	548	366	366	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	7	500 - 700	Zechstein 2	387	347	347	1000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	2	1300 - 1750	Rotliegend	1	62	99	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910 - 1450	Zechstein	301	257	257	400
Krummhörn	NI	Uniper Energy Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	270	154	154	280
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1778	1311	1311	1780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1279 - 1453	Zechstein	560	367	367	895
Reckrod	HE	MET Germany Holding GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900 - 1200	Zechstein	128	100	100	140
Staßfurt	ST	RWE Gas Storage West GmbH	9	400 - 1130	Zechstein	764	645	645	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1000	Zechstein	198	172	172	320
Summe			272			20220	15087	15190	21870

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2020. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. ¹⁾ Einschl. Neuenhuntorf. Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen , SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

Tab. 24b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m³(Vn)	Mio. m³(Vn)	Mio. m³(Vn)	1000 m³/h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780 - 950	Zechstein 2	96		73	
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein	k.A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1200 - 1600	Zechstein 2	3000		2020	
Jemgum-astora	NI	astora GmbH, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	8	950 - 1500	Zechstein 2	1200		k.A.	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	5	500 - 700	Zechstein 2	296		267	
Summe			39			4592		2410	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2020. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.
Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt

7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 26 die geografische Lage und die Kenndaten der elf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rund 98 Prozent ein Importland für Rohöl (s. Kap. 4). Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz, zuletzt zum 1.1.2020 geändert, sowie zum Ausgleich von Produktionschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen vorzuhalten.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2019/2020 (EBV 2020) über einen Vorrat von 23,3 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 3,6 Prozent gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle in der Europäischen Union, der Schweizerischen Eidgenossenschaft oder im Königreich Norwegen ansässigen Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte von mindestens 25 Tonnen im Jahr nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen.

Tab. 25: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Speicher	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
				m			
Bernburg-Gnetsch	ST	K+S Minerals and Agriculture GmbH	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Unterage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 3 1	Rohöl Benzin Heizöl	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbeworratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	24	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbeworratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagen-gesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Btr.
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbeworratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbeworratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	33	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Summe					101 (in Betrieb)		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2020

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

8 Literatur und nützliche Links

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN
(AGEB) (2021): Energieverbrauch in
Deutschland im Jahr 2020. -
Berlin/Bergheim. www.ag-energiebilanzen.de

BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND
GEOENERGIE E.V. (BVEG) (2021): Statisti-
scher Bericht 2020, Hannover.
www.bveg.de

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2020):
Bericht über das Geschäftsjahr
2019/2020; Hamburg. www.ebv-oil.org

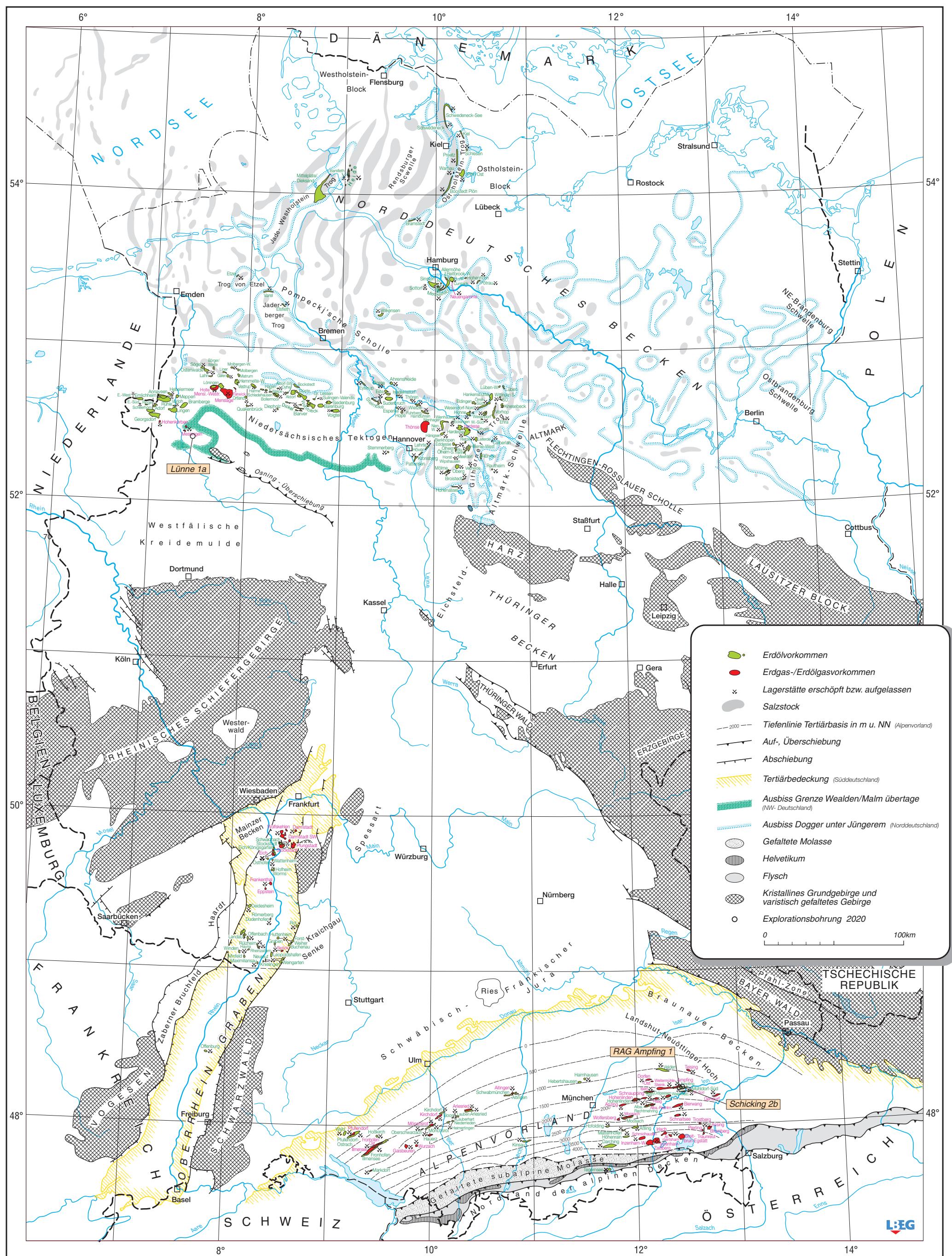
LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie
norddeutscher Salinare. - Akademie d.
Geowissensch., Heft 20, S. 63-69; Hanno-
ver.

PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B.,
KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997):
Erdgas, Reserven–Exploration–Produk-
tion (Glossar). - Geol. Jb., Reihe D, Heft
109; Hannover.

WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der we-
sentlichen technischen Begriffe zur Unter-
tage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-
UGS; Hannover.

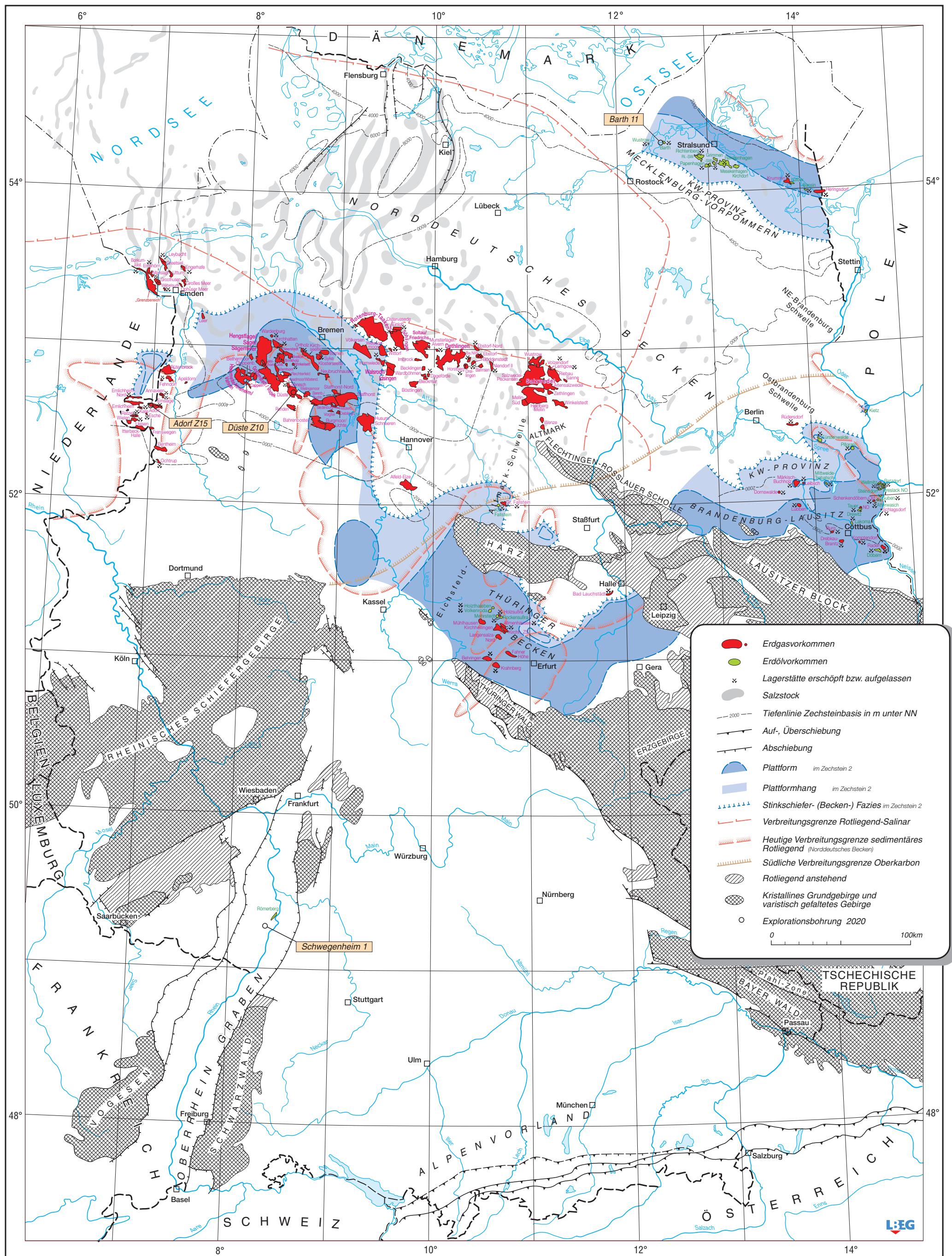
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

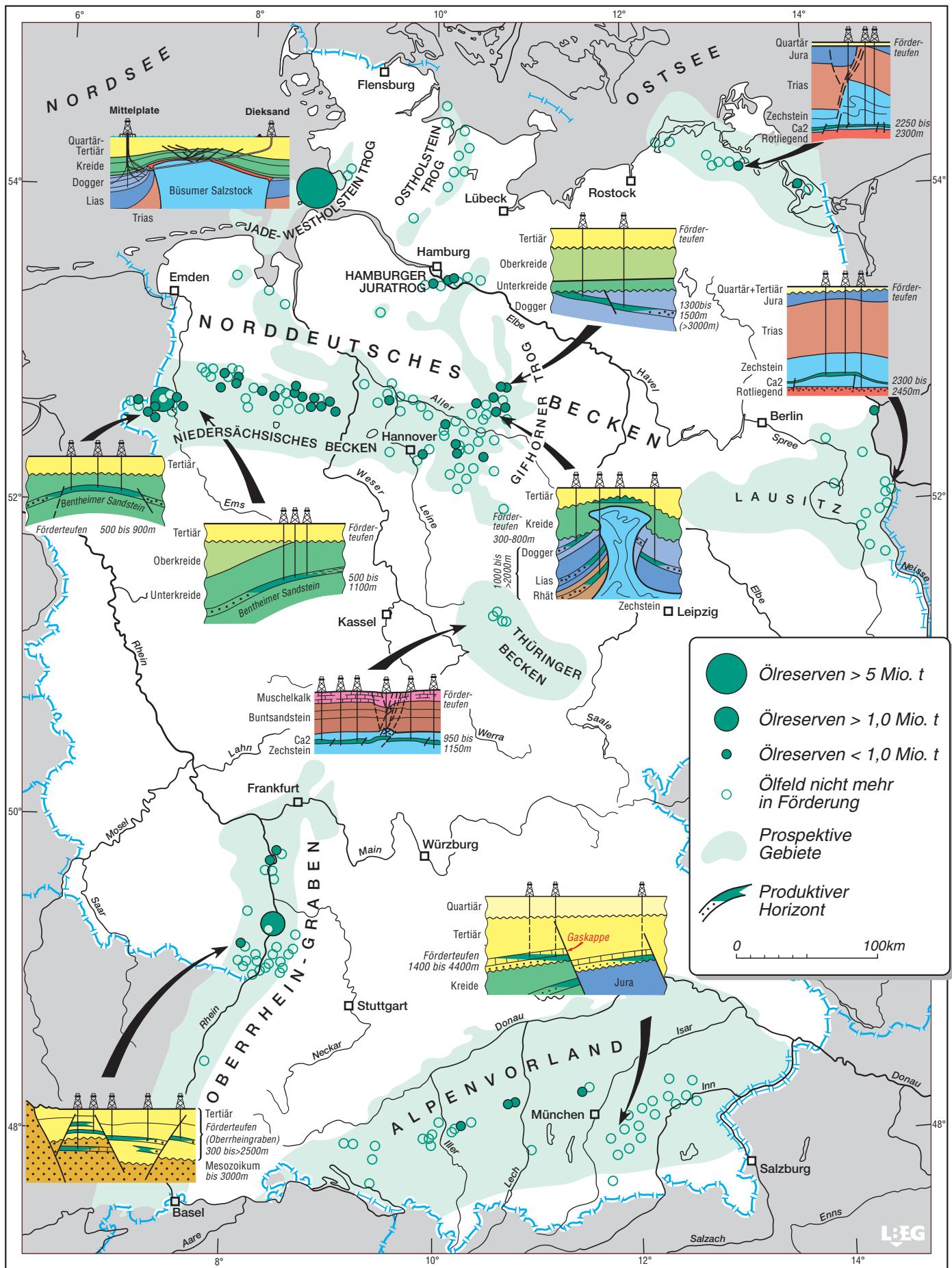
Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

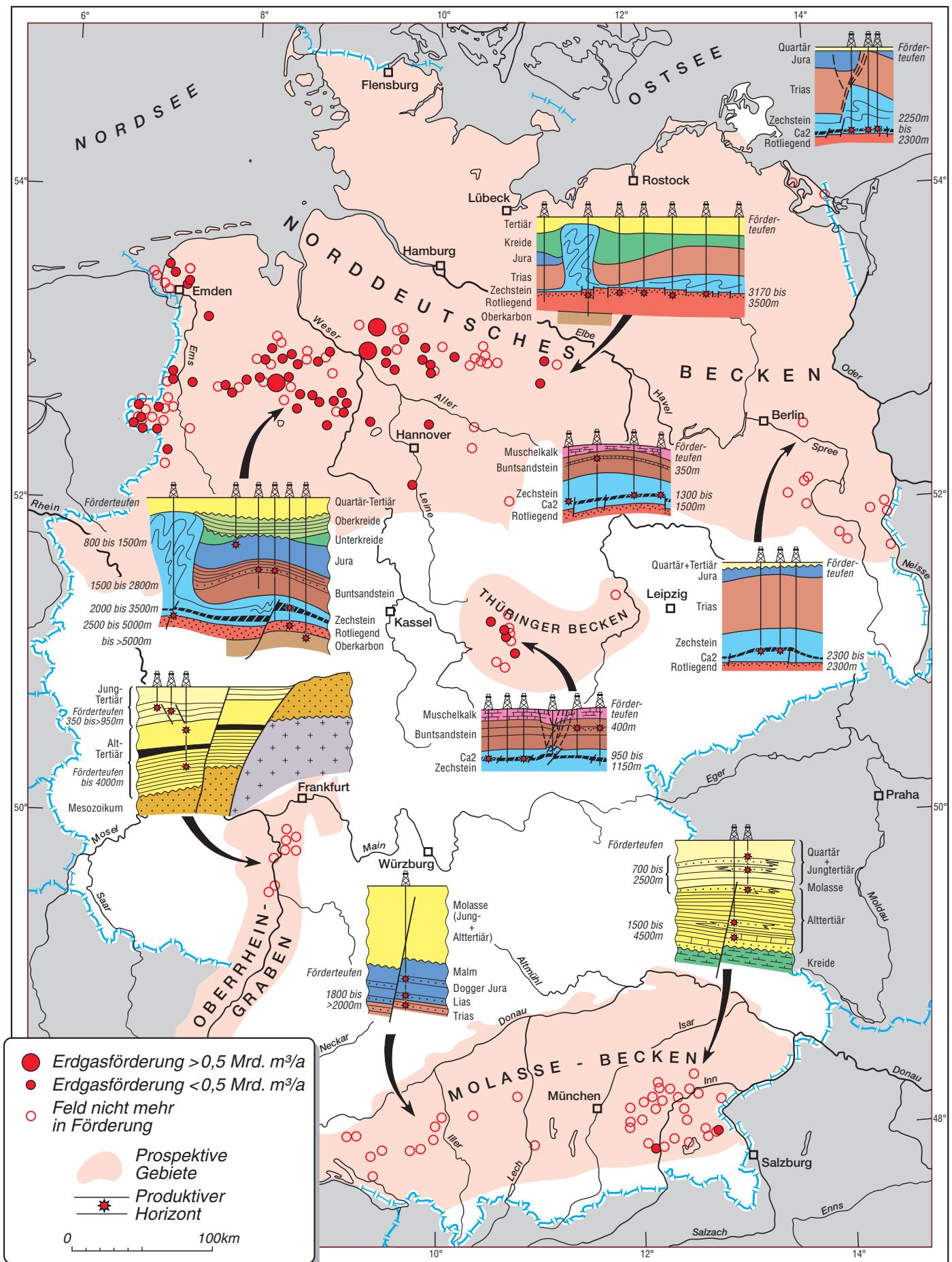


Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

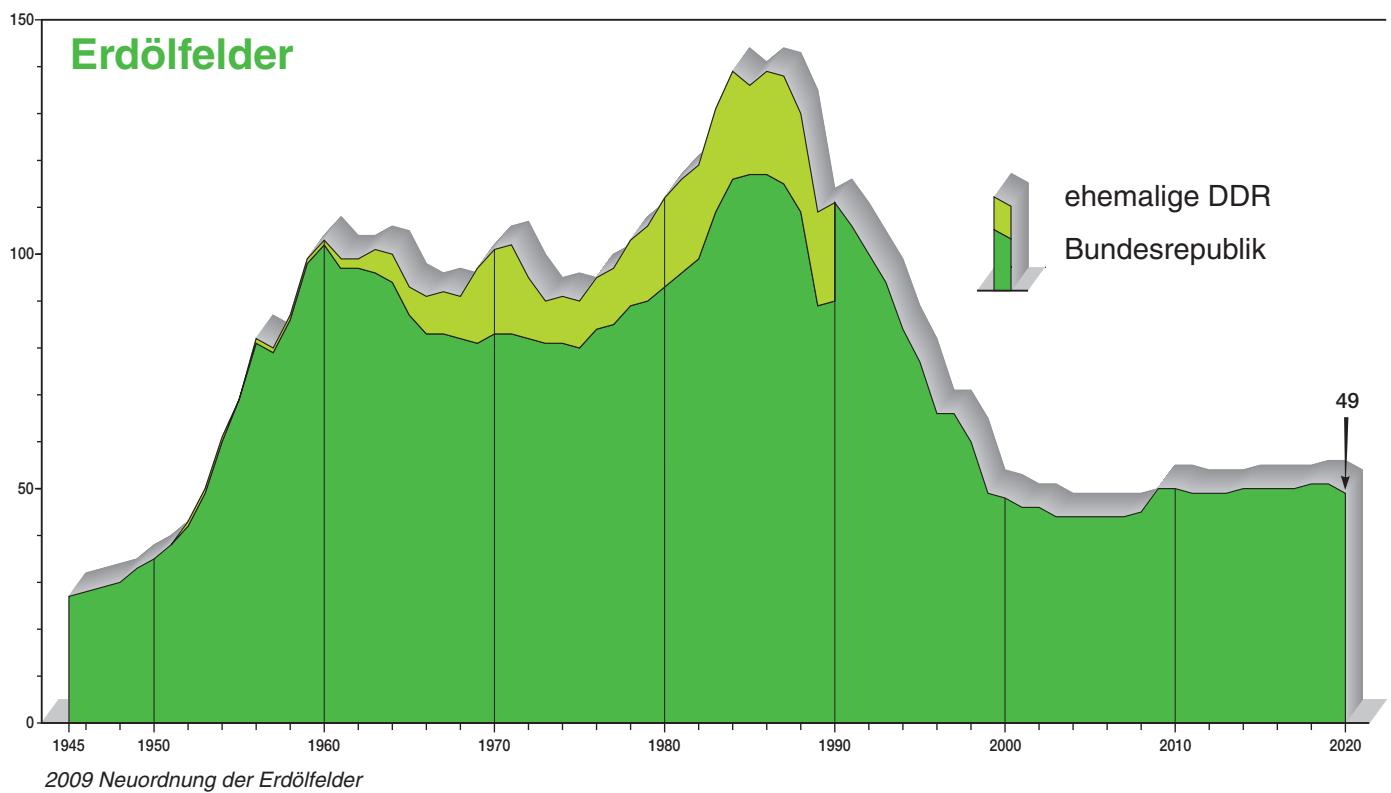
Paläozoikum und Buntsandstein



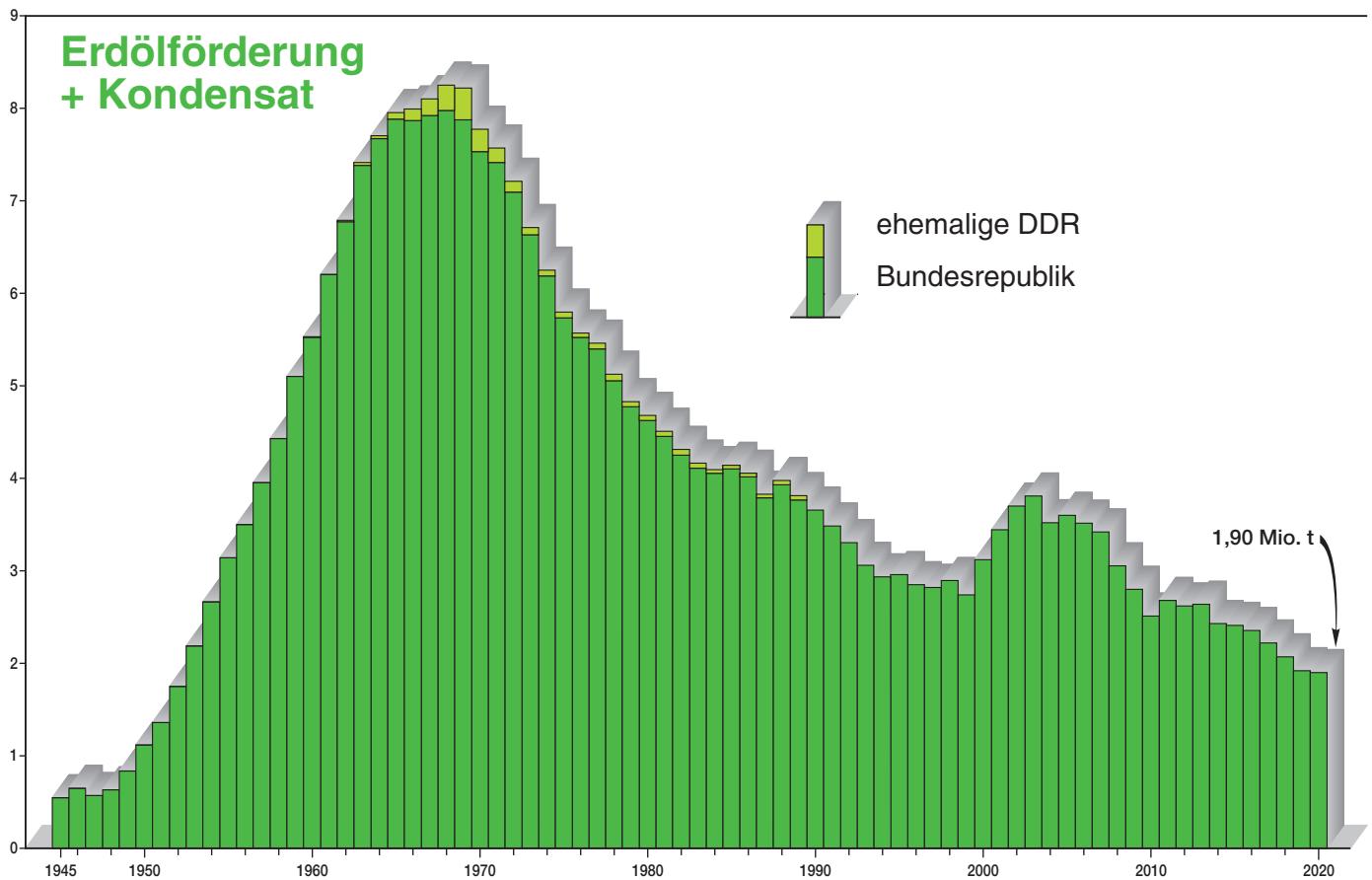




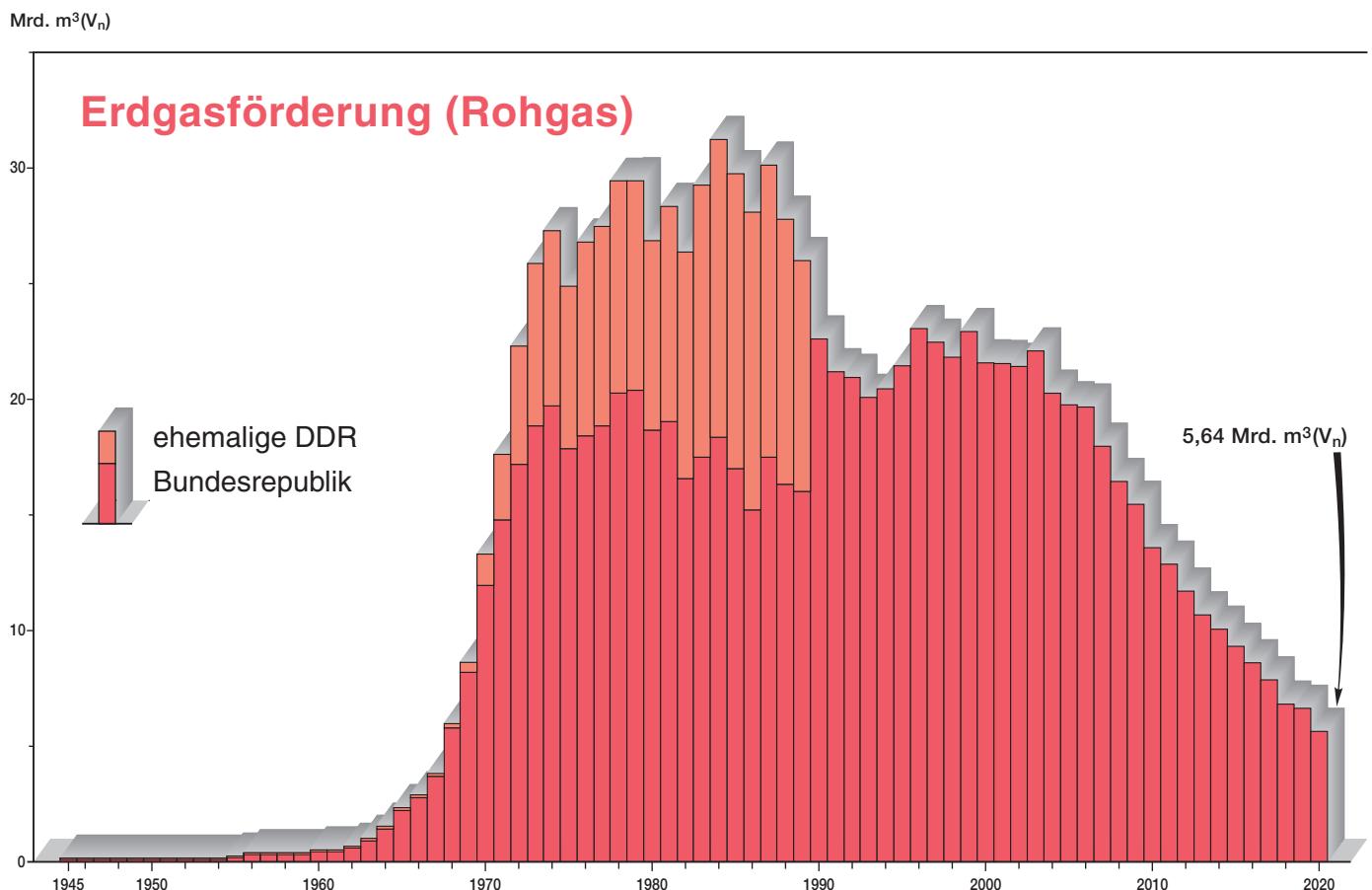
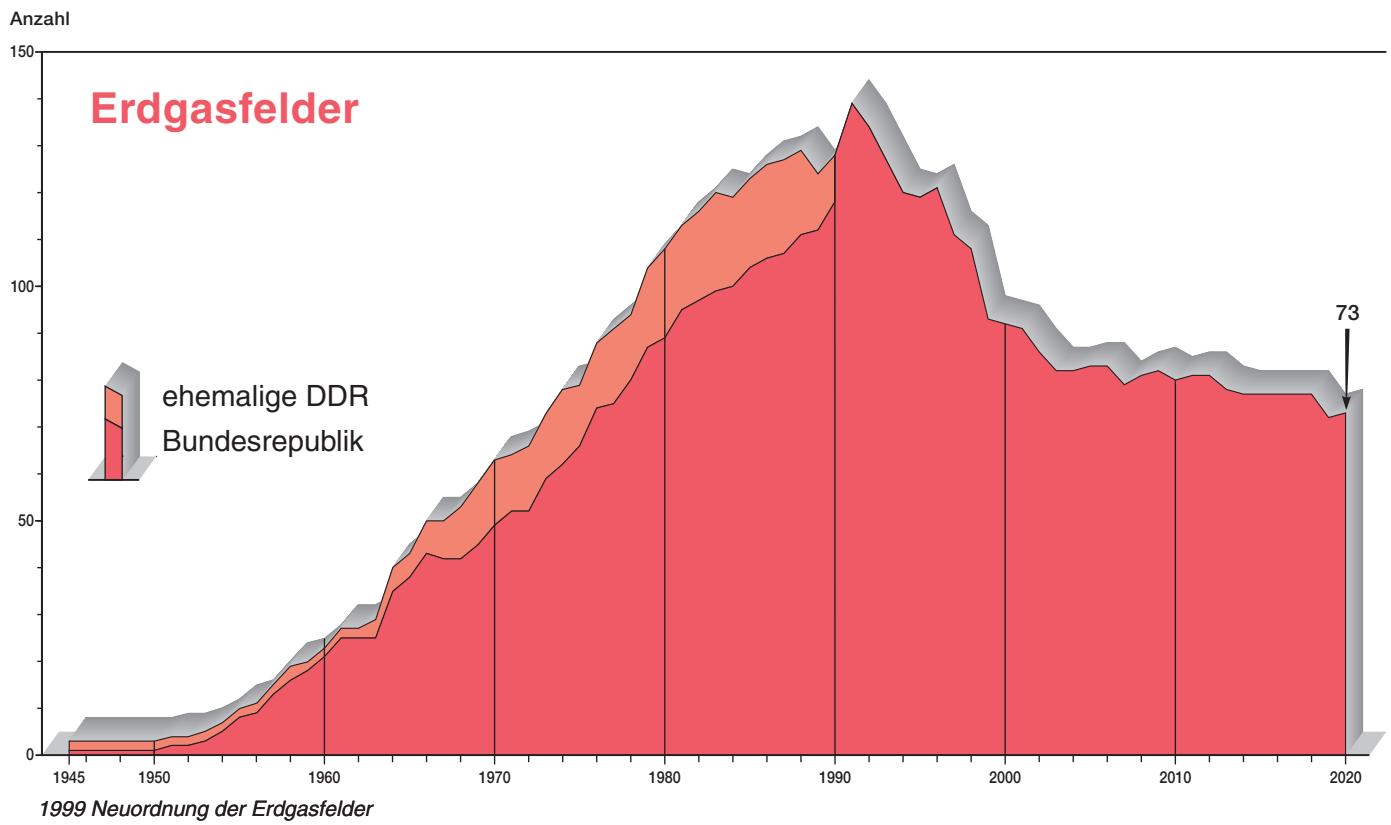
Anzahl



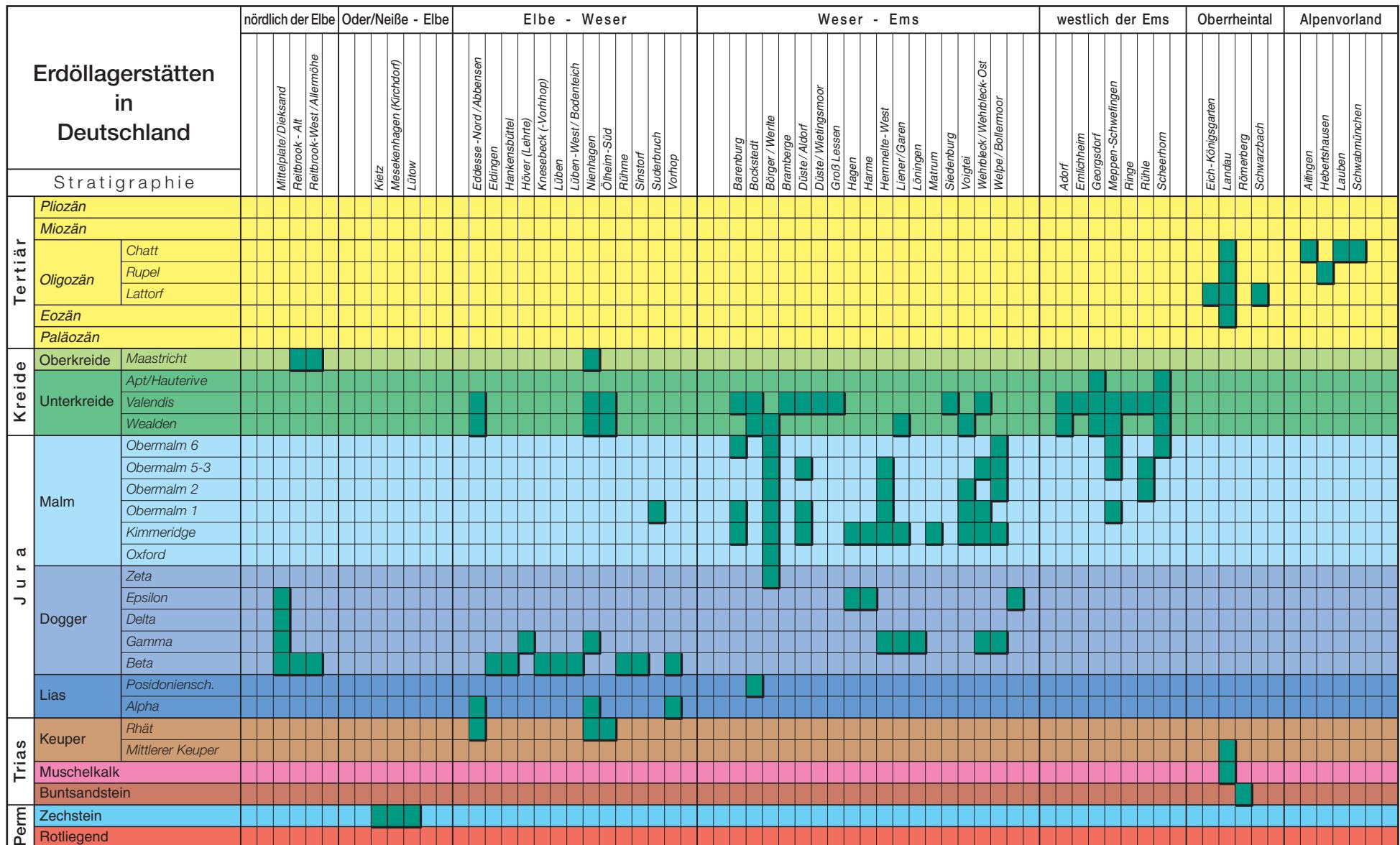
Mio. t

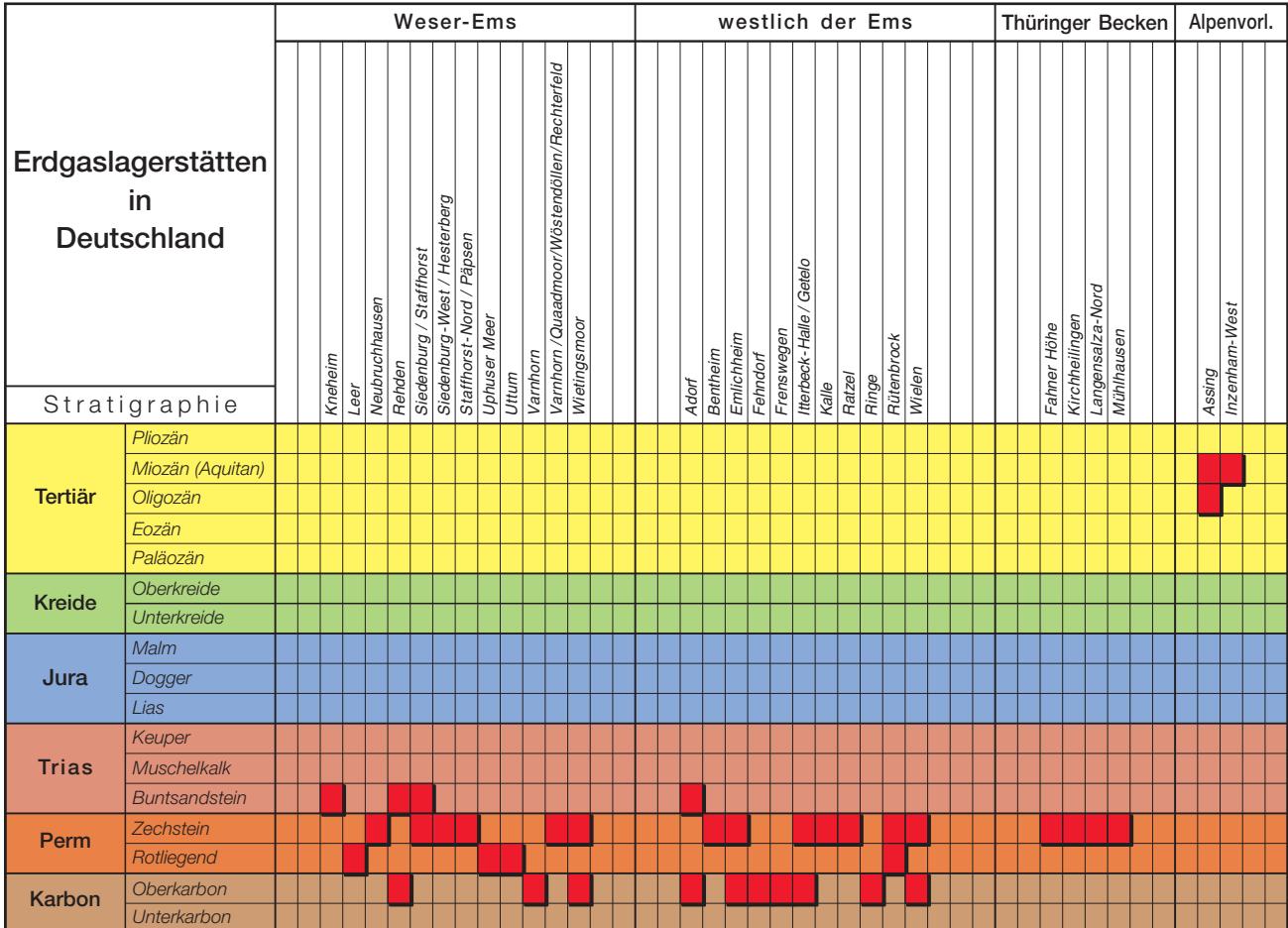
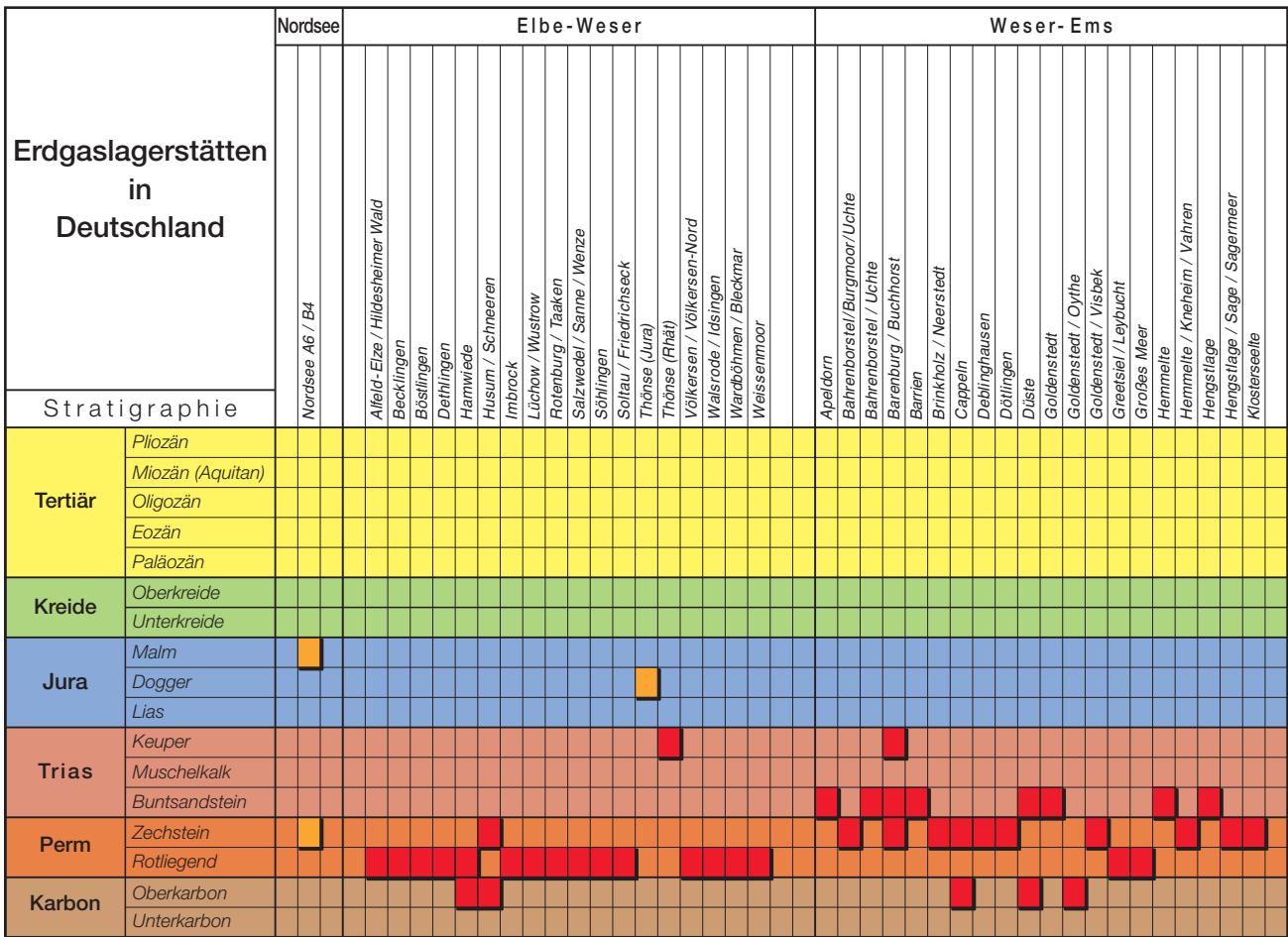


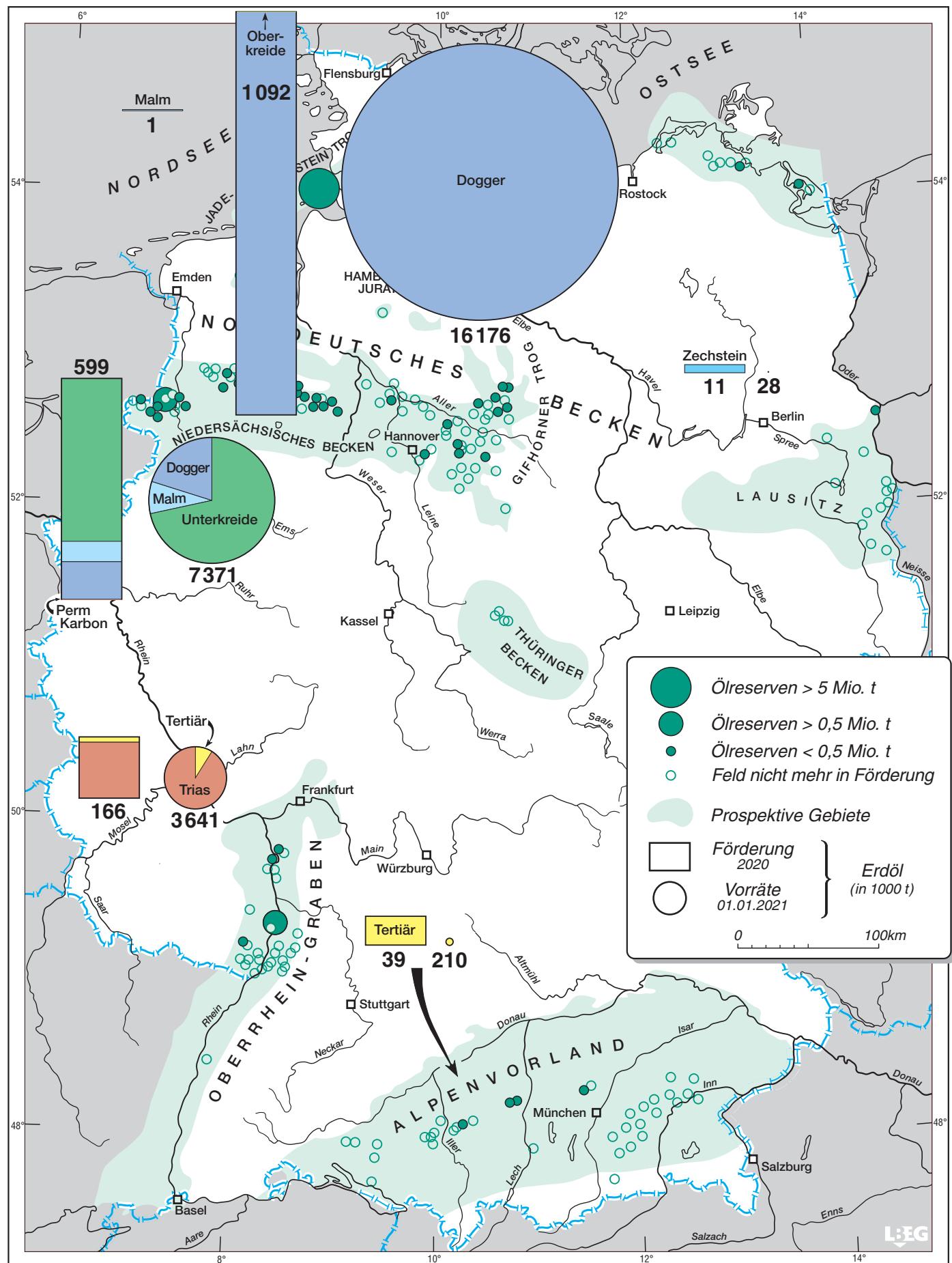
Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2020.



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2020.

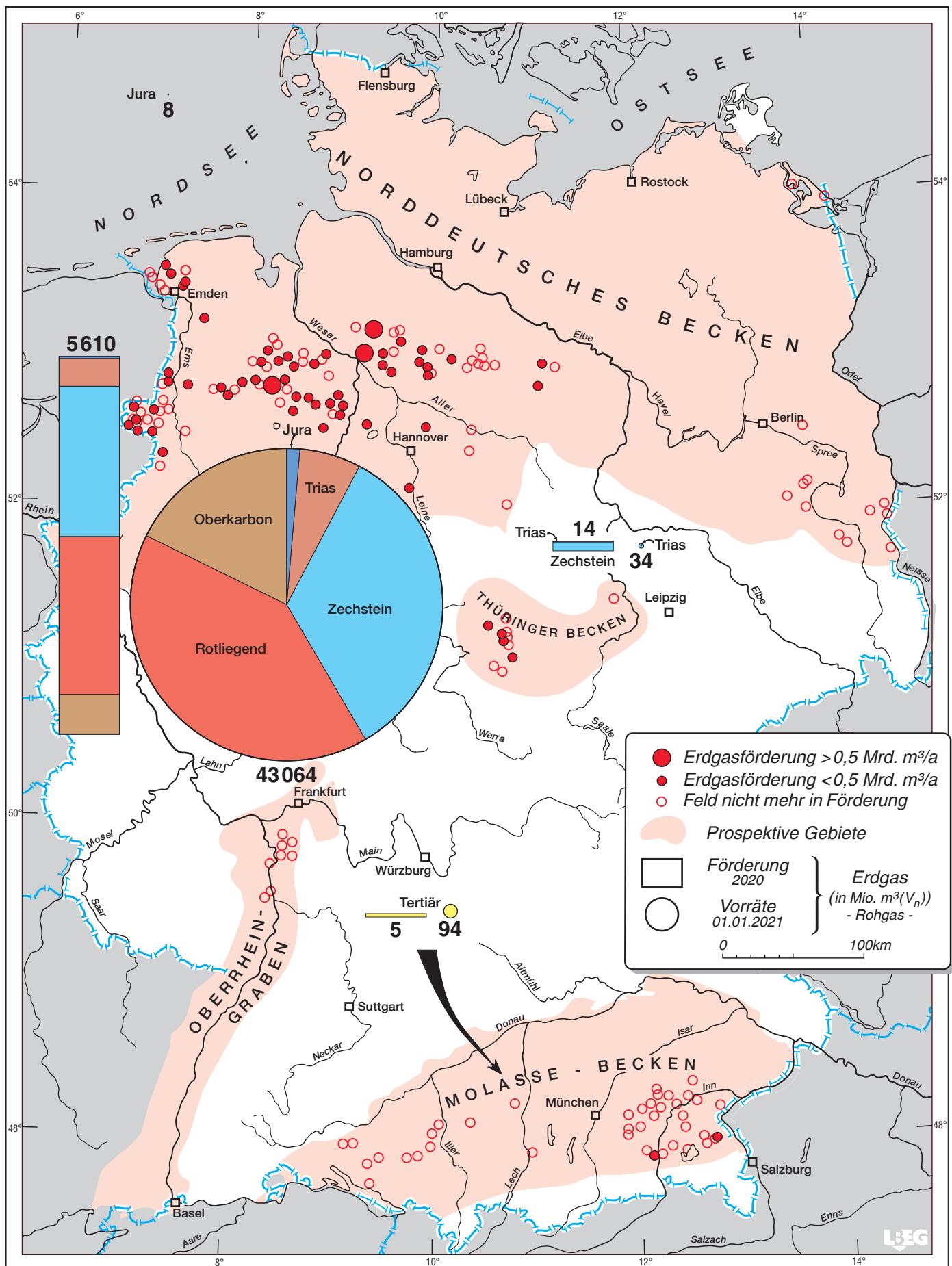






Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

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



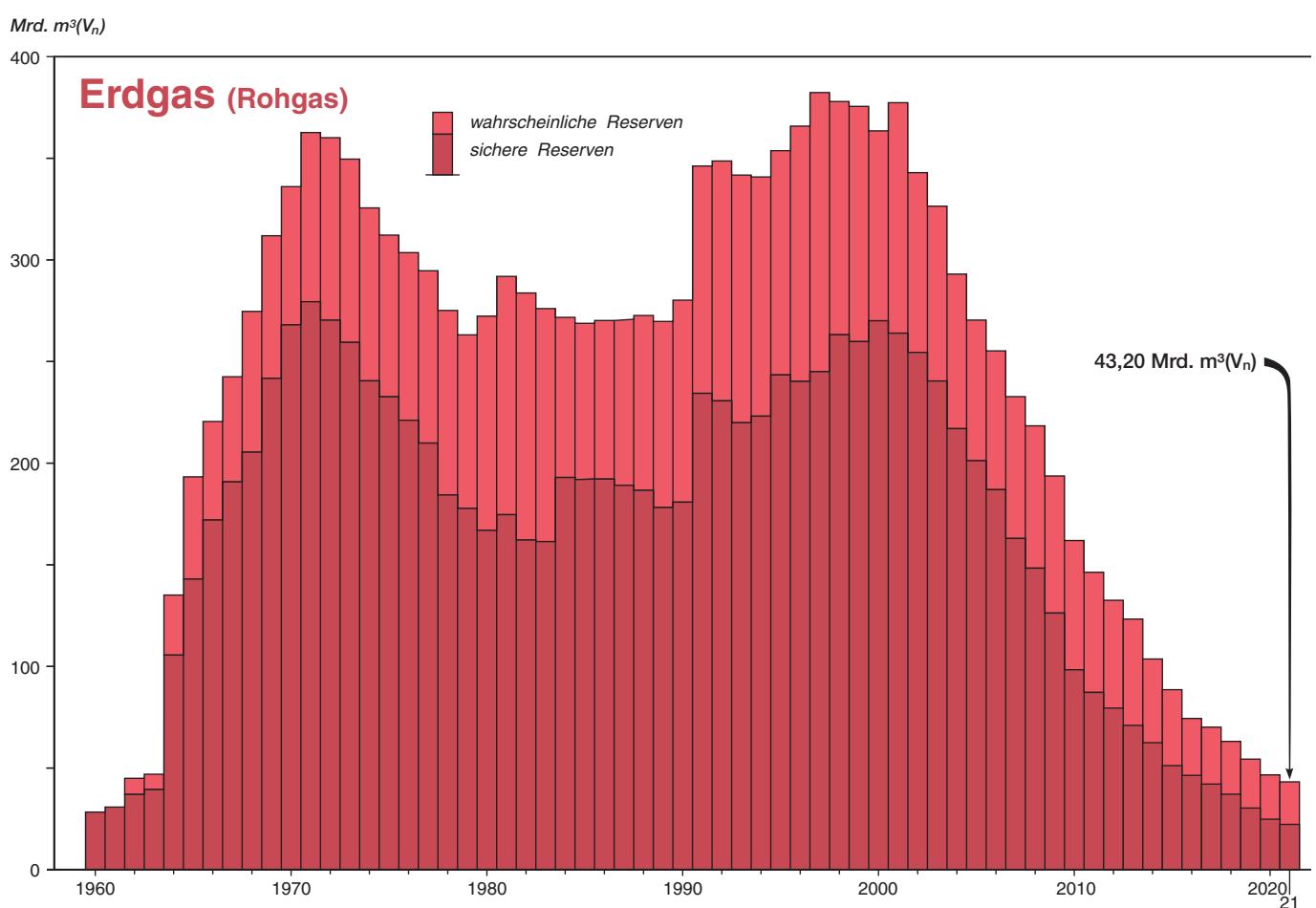
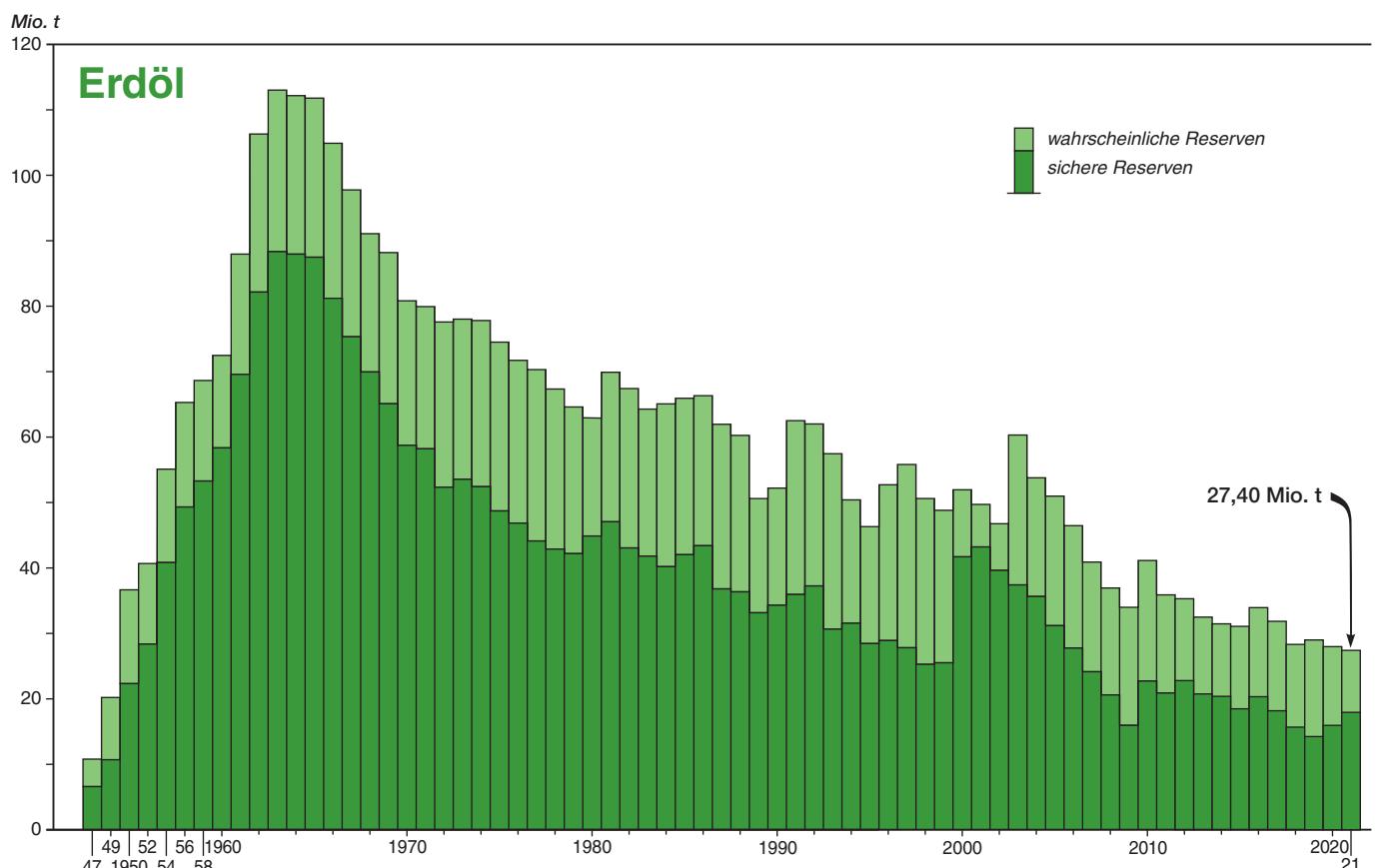
Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

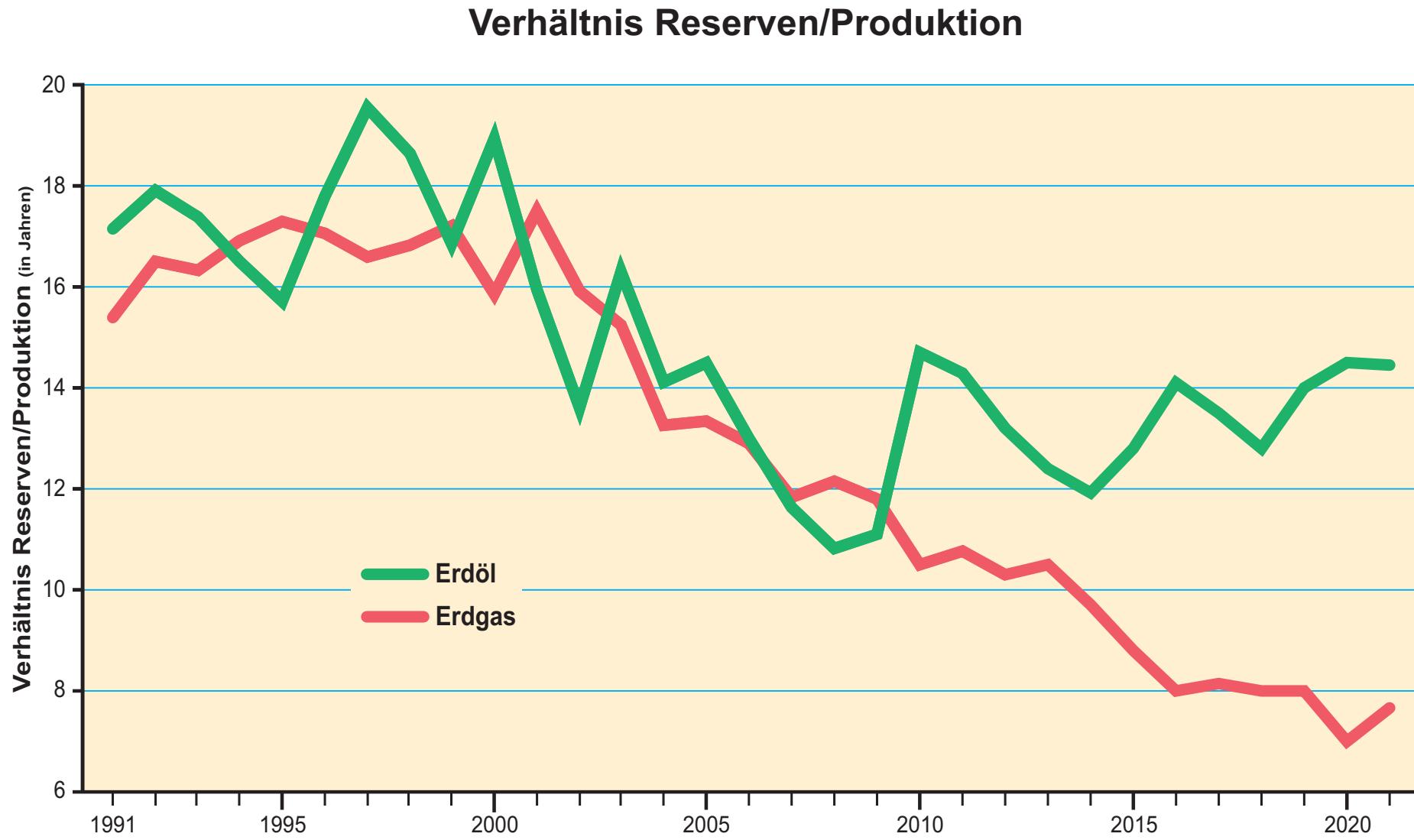
1. Nordsee
2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems

3. Thüringer Becken
4. Alpenvorland

Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland

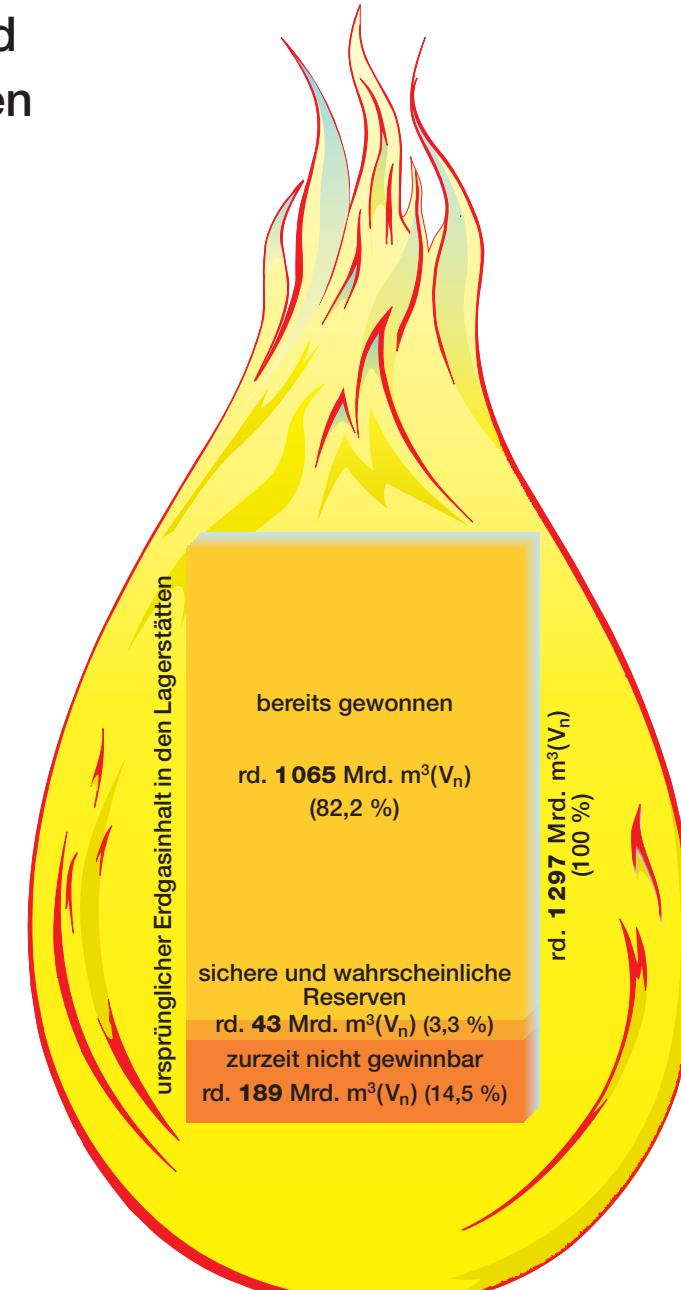
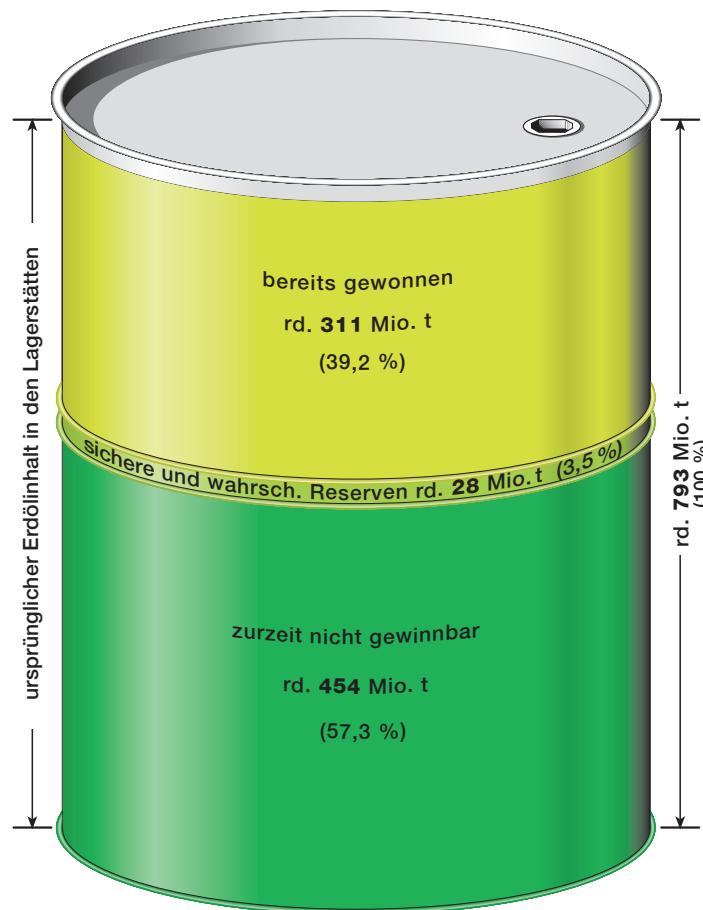
(Stand jeweils am 1. Januar)



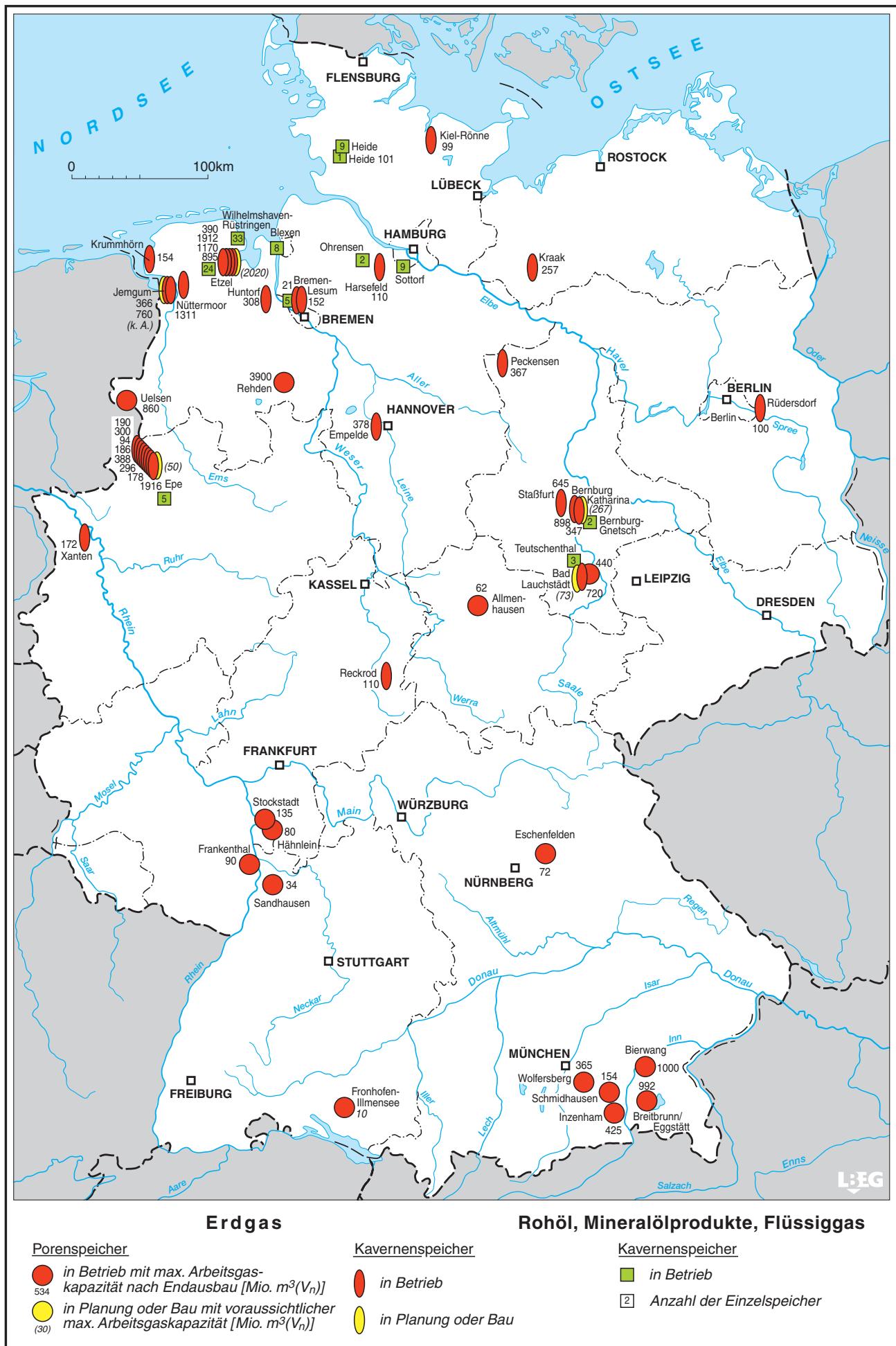


Erdöl und Erdgas* in Deutschland

Kumulative Produktion & Reserven

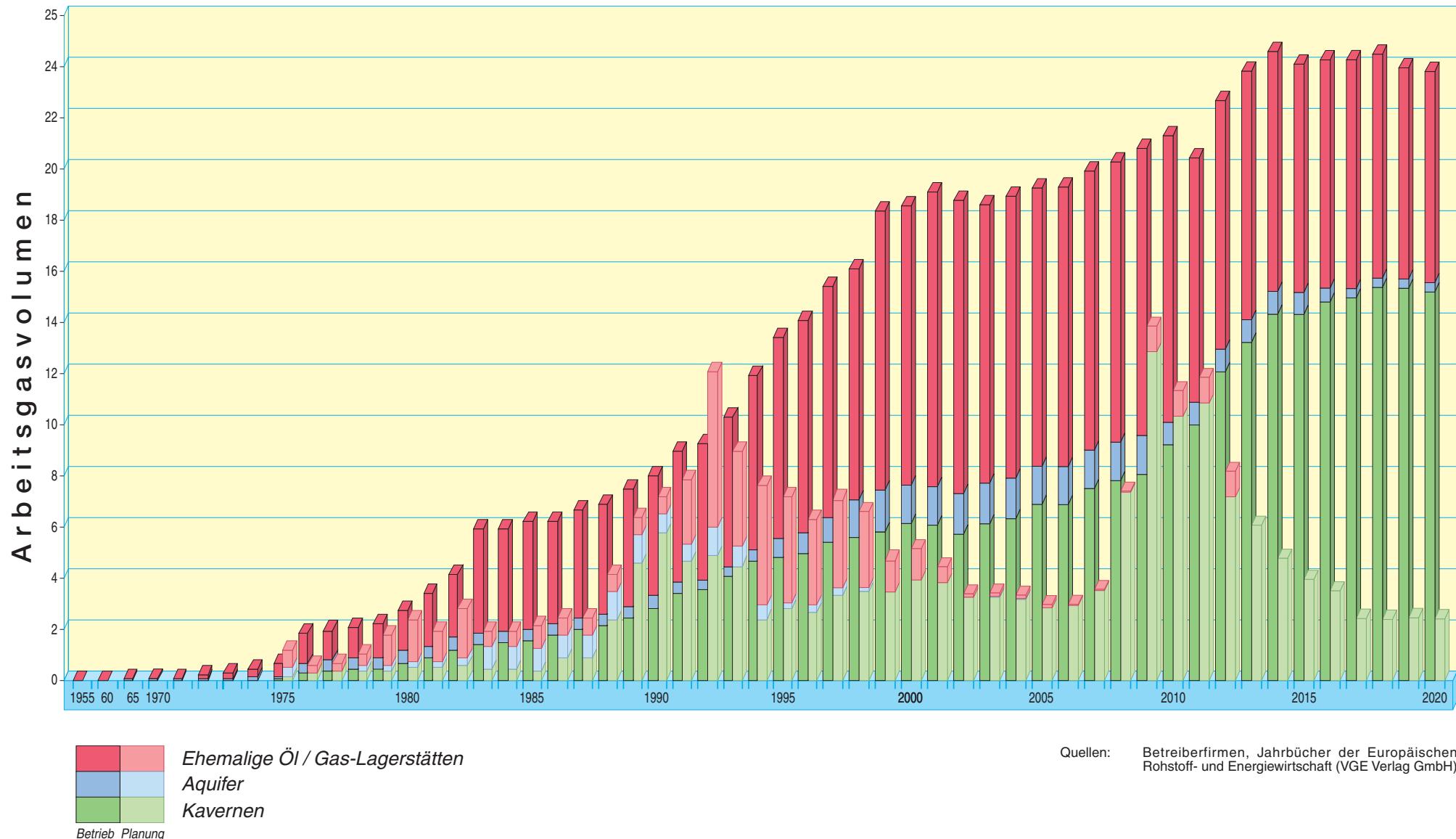


* Rohgas (natürlicher Brennwert)

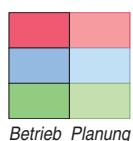


Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



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



L3.6 - Hannover
Ehemalige Öl / Gas-Lagerstätten
Aquifer
Kavernen