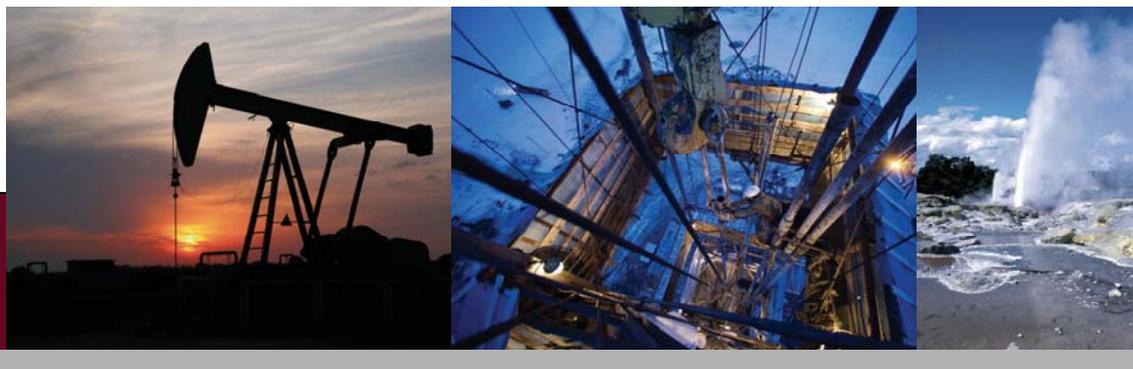


ENERGIEROHSTOFFE 2009



Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit



Energierohstoffe 2009

Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit

Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie

Stand 10.11.2009

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Federal Institute for Geosciences and Natural Resources
Stilleweg 2
30655 Hannover
Germany

Tel.: +49 (0)511 – 643-0
Fax: +49 (0)511 – 643-23 04
e-mail: poststelle@bgr.de
Internet: <http://www.bgr.bund.de>

ISBN 978-3-9813373-1-0

An der Erstellung der Studie waren beteiligt:

Koordination

Bernhard Cramer, Harald Andruleit

Energierohstoffe – Definitionen und Klassifikationen

Bernhard Cramer und Fachautoren

Erdöl

Hilmar Rempel (konventionelles Erdöl)

Hans-Georg Babies (nicht-konventionelles Erdöl)

Erdgas

Hilmar Rempel (konventionelles Erdgas)

Stefan Schlömer (Erdgas aus dichten Lagerstätten)

Sandro Schmidt (Kohleflözgas)

Harald Andruleit (Aquifergas, Gashydrat)

Kohle

Sandro Schmidt

Kernbrennstoffe

Ulrich Schwarz-Schampera

Geothermie

Norbert Ochmann

Energierohstoffe in Deutschland

Jürgen Meßner (LBEG) und Fachautoren

Verfügbarkeit der Energierohstoffe

Sönke Rehder, Bernhard Cramer und Fachautoren

Layout

Gabriele Ebenhöch, Elke Westphale

Grafiken

Uwe Benitz

Umschlagfotos:

Wintershall Holding AG, BGR

Weitere Unterstützung durch

Ulrich Berner, Christian Bönemann, Dieter Franke, Peter Gerling, Hans Keppler, Martin Krüger, Christian Ostertag-Henning, Britta Pfeiffer, Thomas Pletsch, Barbara Teichert, Torsten Tischner



Vorwort des Präsidenten

Deutschland ist ein Energieland. Schon die industrielle Revolution in Deutschland Mitte des 19. Jahrhunderts stützte sich auf Energie aus Steinkohle. Auch die ersten Erdölfunde hierzulande datieren in diese Zeit zurück: Auf der Suche nach Kohle stieß Prof. Georg Hunäus 1859 bei einer Bohrung in Wietze nördlich von Hannover in einer Teufe von 36 m auf Erdöl. Heute, im Jahr 2009, feiern wir somit 150 Jahre Erdöl in Deutschland! Der große Erdöl-Boom blieb hierzulande zunächst aus. Erst nach dem zweiten Weltkrieg wurden heimisches Erdöl und Erdgas wichtige Bestandteile unserer Energieversorgung und sind es bis heute.

Derzeit ist Deutschland Weltspitze bei der Nutzung von Braunkohle, sowohl was die Menge an produzierter Braunkohle angeht, als auch bei der Kraftwerkstechnologie. Deutschland nimmt eine Vorreiterrolle bei der Entwicklung der umwelt- und klimafreundlichen CCS-Technologie (CCS, *Carbon Capture and Storage*) ein, mit der die Kohlendioxid-Emissionen insbesondere bei der Verstromung von Kohle minimiert werden sollen.

Erneuerbare Energieträger sind jetzt schon ein untrennbarer Bestandteil unseres Energiemixes und werden weiter an Bedeutung gewinnen. Für die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ist dabei die Nutzung der Geothermie von besonderem Interesse. Hier könnten Ein-Bohrloch-Konzepte, wie wir sie derzeit im Geozentrum Hannover mit dem Pilotprojekt GeneSys erproben, einen Durchbruch für die breite Nutzung der tiefen Erdwärme bringen.

Auch in Zukunft wird Energie unsere Wirtschaft und unser Leben insgesamt bestimmen. Wachsender Energiebedarf und die fortschreitende Erschöpfung der heimischen Vorräte an Erdöl und Erdgas haben Deutschland in den vergangenen Jahrzehnten immer mehr zu einem Importland für Energierohstoffe gemacht. Einher ging diese Entwicklung gerade in den letzten Jahren mit stark schwanken-

den Energierohstoffpreisen sowie steigendem technologischem Aufwand bei der Erschließung neuer Lagerstätten und der Förderung von Erdöl und Erdgas.

In dieser Situation besteht ein akuter Bedarf an Forschungs- und Entwicklungsarbeiten: Mögliche künftige Vorräte an Energierohstoffen müssen erkundet und innovative Technologien zur Exploration und Erschließung der neuen Lagerstätten entwickelt werden. Die BGR leistet hier Arbeit im Vorfeld industrieller Aktivitäten, insbesondere bei der Erkundung des Energierohstoff-Potenzials bislang kaum beachteter Regionen wie den Tiefwasserbereichen der Ozeane.

Die fossilen Energieträger werden auch in den kommenden Jahren die Hauptlast der Energieversorgung tragen. Zur Ausrichtung der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands sind daher Basisinformationen zur weltweiten Situation der Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit der Energierohstoffe zwingend erforderlich. Mit der vorliegenden Studie stellt die BGR im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie eine Analyse zum aktuellen Stand und zu künftigen Entwicklungen bei Energierohstoffen vor.



Prof. Dr. Hans-Joachim Kümpel

Präsident der BGR

Inhalt

| | | |
|----------|---|-----------|
| 0 | Vorwort des Präsidenten | 3 |
| 1 | Verfügbarkeit der Energierohstoffe im Überblick | 11 |
| 1.1 | Literatur zu Verfügbarkeit der Energierohstoffe im Überblick | 16 |
| 2 | Energierohstoffe - Definitionen, Klassifikationen | 17 |
| 2.1 | Energievorräte der Erde | 17 |
| 2.2 | Vom Rohstoffvorkommen zur Lagerstätte | 18 |
| 2.3 | Klassifikation der Energierohstoff-Typen | 18 |
| 2.3.1 | Erdöl konventionell und nicht-konventionell | 19 |
| 2.3.2 | Erdgas konventionell und nicht-konventionell | 20 |
| 2.3.3 | Kohleklassifikation | 21 |
| 2.3.4 | Uran konventionell und nicht-konventionell | 22 |
| 2.4 | Vorratsklassifikation der Energierohstoffe | 22 |
| 2.4.1 | Die Quantifizierung von Rohstoffmengen | 22 |
| 2.4.2 | BGR-Vorratsdefinition | 23 |
| 2.4.3 | Andere Vorratsklassifikationen | 25 |
| 2.5 | Vorratsklassifikation Geothermie | 28 |
| 2.6 | Datenquellen der BGR-Statistik | 29 |
| 2.7 | Literatur zu Energierohstoffe - Definitionen und Klassifikationen | 29 |
| 3 | Erdöl | 31 |
| 3.1 | Vom Erdölvorkommen bis zur Verwendung | 31 |
| 3.2 | Konventionelles Erdöl | 32 |
| 3.2.1 | Gesamtpotenzial und regionale Verteilung von Erdöl | 32 |
| 3.2.2 | Erdölreserven | 35 |
| 3.2.3 | Erdölressourcen | 40 |
| 3.2.4 | Erdölförderung | 41 |
| 3.2.5 | Gewinnungskosten von Erdöl | 45 |
| 3.2.6 | Erdölverbrauch | 47 |
| 3.2.7 | Erdöltransport und Handel | 49 |
| 3.2.8 | Erdölpreise | 50 |
| 3.3 | Nicht-konventionelles Erdöl | 55 |
| 3.3.1 | Ölsande - hochviskoses Erdöl gebunden an Sandstein | 55 |
| 3.3.2 | Schwerstöl | 61 |
| 3.3.3 | Ölschiefer - das Erdöl, das noch keines ist | 65 |
| 3.4 | Literatur zu Erdöl | 69 |

4 Erdgas 71

| | | |
|-------|---|-----|
| 4.1 | Vom Erdgasvorkommen bis zur Verwendung | 71 |
| 4.2 | Konventionelles Erdgas | 72 |
| 4.2.1 | Gesamtpotenzial und regionale Verteilung von Erdgas | 72 |
| 4.2.2 | Erdgasreserven | 75 |
| 4.2.3 | Erdgasressourcen | 77 |
| 4.2.4 | Erdgasförderung | 79 |
| 4.2.5 | Erdgasverbrauch | 82 |
| 4.2.6 | Erdgastransport | 83 |
| 4.2.7 | Erdgashandel und regionale Märkte | 85 |
| 4.2.8 | Europäischer Erdgasmarkt | 88 |
| 4.2.9 | Erdgaspreise | 90 |
| 4.3 | Nicht-konventionelles Erdgas | 92 |
| 4.3.1 | Erdgas aus dichten Gesteinen | 92 |
| 4.3.2 | Kohleflözgas | 96 |
| 4.3.3 | Erdgas aus Aquiferen - Renaissance mit Geothermie? | 102 |
| 4.3.4 | Gashydrat - das „gefrorene Erdgas“ | 105 |
| 4.4 | Literatur zu Erdgas | 112 |

5 Kohle 116

| | | |
|-------|--|-----|
| 5.1 | Fossiler Pflanzenrückstand mit großem Energiepotenzial | 116 |
| 5.1.1 | Entstehung der Kohle | 116 |
| 5.1.2 | Zusammensetzung und Eigenschaften von Kohle | 117 |
| 5.1.3 | Welche Kohle für welche Verwendung? | 118 |
| 5.1.4 | Kohle als Energielieferant weltweit | 119 |
| 5.2 | Hartkohle | 120 |
| 5.2.1 | Gesamtressourcen Hartkohle, regionale Verteilung | 120 |
| 5.2.2 | Hartkohlereserven | 121 |
| 5.2.3 | Hartkohleressourcen | 121 |
| 5.2.4 | Hartkohleförderung | 123 |
| 5.2.5 | Hartkohleverbrauch | 133 |
| 5.2.6 | Erzeugung und Verbrauch von Koks..... | 135 |
| 5.2.7 | Hartkohletransport | 136 |
| 5.2.8 | Hartkohleweltmarkt | 138 |
| 5.2.9 | Hartkohlepreise | 143 |
| 5.3 | Weichbraunkohle | 146 |
| 5.3.1 | Gesamtressourcen Weichbraunkohle, regionale Verteilung | 146 |
| 5.3.2 | Weichbraunkohlereserven | 148 |
| 5.3.3 | Weichbraunkohleressourcen | 149 |
| 5.3.4 | Weichbraunkohleförderung | 149 |
| 5.3.5 | Weichbraunkohleverbrauch | 153 |
| 5.3.6 | Handel mit Weichbraunkohle | 154 |
| 5.4 | Literatur zu Kohle | 155 |

6 Kernbrennstoffe 155

| | | |
|-------|---|-----|
| 6.1 | Uran | 158 |
| 6.1.1 | Uranvorkommen | 158 |
| 6.1.2 | Gesamtpotenzial von Uran, historische Entwicklung | 159 |
| 6.1.3 | Uranreserven | 162 |
| 6.1.4 | Uranressourcen | 163 |
| 6.1.5 | Zusätzliche Uranvorräte | 165 |
| 6.1.6 | Uranförderung | 166 |
| 6.1.7 | Uranverbrauch | 170 |
| 6.1.8 | Kernbrennstoffkreislauf und -handel | 171 |
| 6.1.9 | Uranpreise | 172 |
| 6.2 | Thorium | 173 |
| 6.2.1 | Thorium als Kernbrennstoff | 173 |
| 6.2.2 | Vorräte an Thorium | 174 |
| 6.2.3 | Förderung und Verbrauch von Thorium | 174 |
| 6.3 | Literatur zu Kernbrennstoffe | 174 |

7 Geothermische Energie 176

| | | |
|-------|--|-----|
| 7.1 | Wärme aus der Erde zur Energienutzung | 176 |
| 7.2 | Vorkommen geothermischer Energie | 178 |
| 7.2.1 | Oberflächennaher Untergrund | 178 |
| 7.2.2 | Hydrothermale Vorkommen niedriger Temperatur | 179 |
| 7.2.3 | Hydrothermale Vorkommen hoher Temperatur | 180 |
| 7.2.4 | Hot-Dry-Rock Vorkommen | 180 |
| 7.3 | Geothermische Ressourcen | 181 |
| 7.3.1 | Quantifizierung geothermischer Ressourcen | 181 |
| 7.3.2 | Nutzung der Geothermie weltweit | 183 |
| 7.3.3 | Regionale Verbreitung genutzter Vorkommen | 185 |
| 7.4 | Literatur zu Geothermie | 193 |

8 Energierohstoffe in Deutschland 195

| | | |
|-------|--|-----|
| 8.1 | Erdöl in Deutschland | 195 |
| 8.1.1 | Vorkommen und Produktionsgeschichte von Erdöl | 195 |
| 8.1.2 | Erdölproduktion und -verbrauch 2007 | 197 |
| 8.1.3 | Reserven und Ressourcen von Erdöl | 198 |
| 8.1.4 | Versorgung Deutschlands mit Erdöl | 199 |
| 8.1.5 | Nicht-konventionelles Erdöl | 200 |
| 8.2 | Erdgas in Deutschland | 201 |
| 8.2.1 | Vorkommen und Produktionsgeschichte von Erdgas | 201 |
| 8.2.2 | Erdgasproduktion und -verbrauch 2007 | 204 |
| 8.2.3 | Reserven und Ressourcen von Erdgas | 204 |
| 8.2.4 | Versorgung Deutschlands mit Erdgas | 205 |
| 8.2.5 | Nicht-konventionelles Erdgas | 206 |
| 8.3 | Kohle in Deutschland | 208 |
| 8.3.1 | Vorkommen und Produktionsgeschichte von Kohle | 208 |
| 8.3.2 | Kohleproduktion und -verbrauch 2007 | 211 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 8.3.3 | Reserven und Ressourcen von Kohle | 213 |
| 8.3.4 | Versorgung Deutschlands mit Kohle | 213 |
| 8.4 | Grenzübergangspreise fossiler Energierohstoffe | 213 |
| 8.5 | Kernbrennstoffe in Deutschland | 216 |
| 8.5.1 | Vorkommen und Produktionsgeschichte von Uran | 216 |
| 8.5.2 | Uranproduktion und -verbrauch 2007 | 218 |
| 8.5.3 | Reserven und Ressourcen von Uran | 219 |
| 8.5.4 | Versorgung Deutschlands mit Kernbrennstoffen | 219 |
| 8.5.5 | Sanierung des Uranbergbaus | 220 |
| 8.6 | Geothermische Energie in Deutschland | 220 |
| 8.6.1 | Ressourcen geothermischer Energie | 220 |
| 8.6.2 | Oberflächennahe Geothermie in Deutschland | 220 |
| 8.6.3 | Hydrothermale Ressourcen Deutschlands | 221 |
| 8.6.4 | Hot-Dry-Rock-Ressourcen Deutschlands | 224 |
| 8.6.5 | Die Zukunft der Geothermie in Deutschland | 227 |
| 8.7 | Energierohstoff-Lieferanten Deutschlands | 228 |
| 8.7.1 | Erdöl-Lieferländer | 228 |
| 8.7.2 | Erdgas-Lieferländer | 230 |
| 8.7.3 | Hartkohle-Lieferländer | 231 |
| 8.8 | Literatur zu Energierohstoffe in Deutschland | 232 |

9 Verfügbarkeit der Energierohstoffe 235

| | | |
|-------|---|-----|
| 9.1 | Dynamik der Erschöpfung endlicher Ressourcen | 235 |
| 9.1.1 | Statische Reichweite | 235 |
| 9.1.2 | Peak Oil | 236 |
| 9.1.3 | Verfügbarkeit | 238 |
| 9.2 | Verfügbarkeit geothermischer Energie | 242 |
| 9.3 | Verfügbarkeit Uran | 244 |
| 9.4 | Verfügbarkeit Kohle | 247 |
| 9.5 | Verfügbarkeit Erdgas | 249 |
| 9.6 | Verfügbarkeit Erdöl | 251 |
| 9.6.1 | Geologische Verfügbarkeit Erdöl | 251 |
| 9.6.2 | Zukunftspotenziale von Erdöl | 254 |
| 9.6.3 | Künftige Entwicklungen der Erdölproduktion | 257 |
| 9.7 | Energierohstoffe 2030, 2050 | 261 |
| 9.8 | Literatur zu Verfügbarkeit der Energierohstoffe | 263 |

10 Glossar 265

| | |
|--|-----|
| Ländergruppen | 277 |
| Wirtschaftspolitische Gliederungen | 279 |
| Erdgasmärkte | 280 |
| Maßeinheiten | 281 |
| Umrechnungsfaktoren | 283 |
| Stratigraphische Tabelle | 284 |

Verzeichnis der Infoboxen

| | | |
|-----|---|-----|
| i1 | Internationale vs. nationale staatliche Erdöl- und Erdgasfirmen | 42 |
| i2 | EOR - Wie viel Erdöl einer Lagerstätte ist wirklich gewinnbar? | 62 |
| i3 | Erdölbegleitgas - ungenutztes Potenzial | 81 |
| i4 | Wird es ein Erdgaskartell analog zur OPEC geben? | 86 |
| i5 | Oberflächennahes Erdgas - Gefahr oder potenzieller Rohstoff? | 98 |
| i6 | Mögliche Umweltauswirkungen bei der Nutzung von Gashydrat | 111 |
| i7 | CO ₂ aus der Kohleverbrennung - Potenzial für Deutschland? | 126 |
| i8 | Kohleverflüssigung - Eine Alternative zum Erdöl? | 140 |
| i9 | Kohlebrände - Ressourcenvernichtung und Umweltschutz | 144 |
| i10 | GEOTHERM - Geothermie in der Technischen Zusammenarbeit | 189 |
| i11 | GeneSys - Wärmegewinnung mit Ein-Bohrloch-Verfahren | 225 |

1 Verfügbarkeit der Energierohstoffe im Überblick

In der vorliegenden Studie werden Reserven, Ressourcen, Produktion und Verbrauch der Energierohstoffe Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe sowie Geothermie weltweit mit Stand Ende 2007 analysiert, bewertet und in einen regionalen Zusammenhang gestellt. Nach der Studie aus dem Jahr 2002 (BGR, 2003, Datenstand Ende 2001) wird damit erstmals wieder von der BGR die Energierohstoffsituation weltweit umfassend erfasst und bewertet. Die Zeit seit der letzten Studie war insbesondere gekennzeichnet durch deutliche Steigerungen der Rohstoffpreise, die auch zu einer stärkeren Wahrnehmung der Rohstoffthematik in der Politik und der breiten Öffentlichkeit führte.

Die **Reserven** an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen entsprachen Ende 2007 insgesamt etwa 38 700 EJ (Tab. 1.1). Der Zuwachs von 2220 EJ gegenüber dem Niveau von 2001 war insbesondere durch Steigerungen bei Weichbraunkohle und den konventionellen Kohlenwasserstoffen Erdöl und Erdgas bedingt.

Gemessen am gewinnbaren Energiegehalt ist die Kohle nach wie vor der beherrschende Energierohstoff. Ihr Anteil an den Reserven aller nicht-erneuerbaren Energierohstoffe beträgt etwa 55 % (Abb. 1.1). Mit knapp 23 % rangiert Erdöl (konventionell und nicht-konventionell mit entsprechend 17 und 6 %) an zweiter Stelle. Erdgas folgt mit knapp 19 %, die Kernbrennstoffe machen zusammen gut 4 % aus.

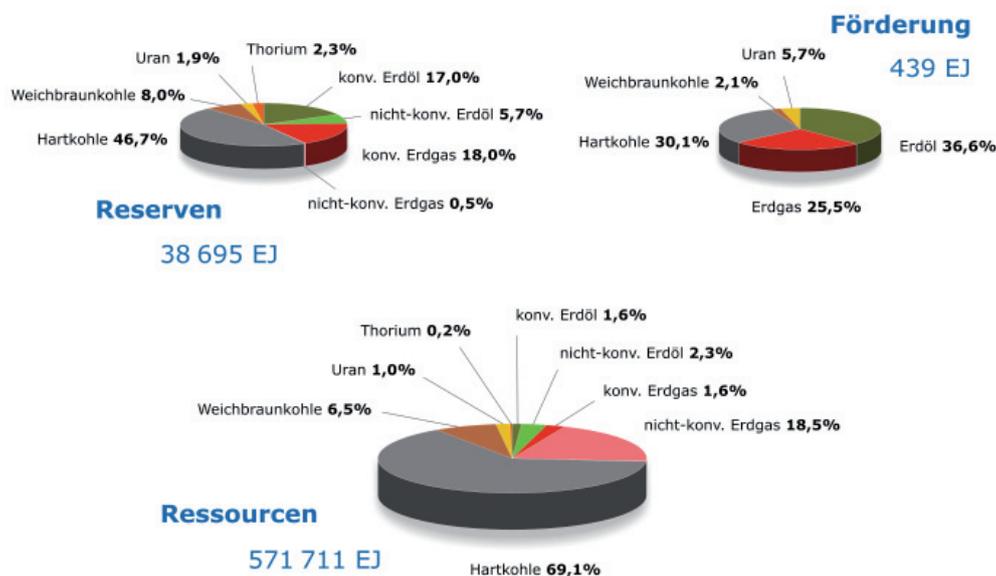


Abbildung 1.1: Anteile der einzelnen nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an der Förderung, den Reserven und den Ressourcen Ende 2007.

Die **Ressourcen** der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe erreichten Ende 2007 etwa 571 700 EJ (Tab. 1.1) und zeigten eine deutliche Erhöhung um etwa das Anderthalbfache gegenüber 2001. Verantwortlich dafür waren die höheren Bewertungen bei Kohle durch Einbeziehung von bisher nicht berücksichtigten Ressourcen und bei nicht-konventionellen Erdgasvorkommen in dichten Gesteinen und Kohleflözgas.

Tabelle 1.1: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2007 in den für die einzelnen Energierohstoffe gebräuchlichen Einheiten (jeweils linke Spalte) und in EJ (jeweils rechte Spalte).

| Energieträger | Maß- einheit | Reserven | | Ressourcen | |
|--|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|
| | | (s. linke Spalte) | EJ | (s. linke Spalte) | EJ |
| Erdöl | Gt | 157 | 6 575 | 92 | 3 829 |
| Erdgas | Bill. m ³ | 183 | 6 947 | 239 | 9 098 |
| Konventionelle Kohlenwasserstoffe | Gtoe | 323 | 13 522 | 309 | 12 927 |
| Ölsand / Schwerstöl | Gt | 52 | 2 183 | 190 | 7 918 |
| Ölschiefer | Gt | - | - | 119 | 4 970 |
| Nicht-konventionelles Erdöl | Gtoe | 52 | 2 183 | 309 | 12 919 |
| Dichte Speicher | Bill. m ³ | 3 | 103 | 666 | 25 312 |
| Kohleflözgas | Bill. m ³ | 2 | 82 | 254 | 9 652 |
| Erdgas in Aquiferen | Bill. m ³ | - | - | 800 | 30 400 |
| Gashydrat | Bill. m ³ | - | - | 1 000 | 38 000 |
| Nicht-konventionelles Erdgas | Bill. m ³ | 5 | 184 | 2 720 | 103 364 |
| Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe | Gtoe | 57 | 2 369 | 2 779 | 116 210 |
| Kohlenwasserstoffe gesamt | Gtoe | 380 | 15 889 | 3 088 | 129 210 |
| Hartkohle | Gt SKE | 616 | 18 060 | 13 195 | 386 718 |
| Weichbraunkohle | Gt SKE | 106 | 3 113 | 1 671 | 48 977 |
| Kohle gesamt | Gt SKE | 722 | 21 173 | 14 866 | 435 695 |
| Fossile Energieträger | | | 37 062 | | 564 905 |
| Uran ¹⁾ | Mt U | 2 ²⁾ | 725 ²⁾ | 6 ³⁾ | 2 654 ³⁾ |
| | | | | 8 ⁴⁾ | 3 188 ⁴⁾ |
| Thorium ⁵⁾ | Mt Th | 2 | 908 | 2 | 964 |
| Kernbrennstoffe | | | 1 633 | | 6 806 |
| Nicht erneuerbare Energierohstoffe* | | | 38 695 | | 571 711 |

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

¹⁾ 1 t U = 14 000 – 23 000 t SKE, unterer Wert verwendet, bzw. 1 t U = 0,5 x 10¹⁵ J

²⁾ RAR gewinnbar bis USD 40/kg U

³⁾ Summe aus RAR gewinnbar von USD 40-130/kg U und IR

⁴⁾ spekulative Ressourcen

⁵⁾ 1 t Th gleicher SKE-Wert wie 1 t U angenommen

In Bezug auf den Energieinhalt ist die dominierende Rolle der Kohle bei den Ressourcen mit einem Anteil von gut 76 % noch ausgeprägter als bei den Reserven. Mit knapp 20 % rangieren die aggregierten Ressourcen des konventionellen und nicht-konventionellen Erdgases mit jeweils 1,6 % und 18,1 % an zweiter Stelle. Erdöl folgt mit 3 % vor den Kernbrennstoffen mit gut 1 %.

Bei den nicht-erneuerbaren Energierohstoffen war eine deutliche Steigerung der **Förderung** von 335 EJ im Jahr 2001 auf 439 EJ 2007 zu beobachten. Getragen wurde diese Steigerung von allen Energierohstoffen, in besonderem Maße aber von Hartkohle, deren Förderung von 82 auf 124 EJ/a zunahm. Bis auf Europa wiesen alle Regionen Steigerungen in der Förderung auf. In Austral-Asien fielen diese, getragen durch Hartkohle mit einer Steigerung von 71 auf 124 EJ/a, besonders hoch aus. Größere Zuwächse waren auch in der GUS und im Nahen Osten zu verzeichnen.

Der **Verbrauch** nicht-erneuerbarer Energierohstoffe zeigte ebenfalls eine deutliche Steigerung von 346 auf 451 EJ/a. Bis auf Uran legte der Verbrauch bei allen Rohstoffen zu, besonders massiv bei Kohle mit einer Steigerung von 94 auf 145 EJ/a. Zuwächse waren in allen Regionen zu verzeichnen. Besonders stark stieg der Verbrauch in Austral-Asien von 98 auf 191 EJ/a. Der OECD-Anteil verringerte sich deutlich von 63 auf 50 %.

Vergleicht man für alle Energierohstoffe zusammengenommen die weltweite Jahresförderung 2007 mit 439 EJ, die Reserven mit 38 700 EJ und die Ressourcen mit 571 700 EJ, so ergibt sich eine Relation von etwa 1 zu 90 zu 1300. Damit können die globalen Reserven an Energierohstoffen mit Ausnahme des konventionellen Erdöls längerfristig eine ausreichende Deckung des Energiebedarfes gewährleisten.

Ausgehend von der Analyse der Daten ergeben sich für die einzelnen Energierohstoffe folgende Kernaussagen:

Die Nutzung **geothermischer Energie** hat sich in den vergangenen Jahren rasant entwickelt. Weltweit stiegen seit 1980 die Verstromungsraten für geothermische Energie um jährlich 200 bis 250 MW_e fast linear an. Die Direktwärmenutzung stieg gleichzeitig wegen der starken Zunahme bei dezentralen Heizungsanlagen mit Wärmepumpen sogar überproportional an. Im Jahr 2005 hatten die weltweit existierenden geothermischen Anlagen eine installierte Ausgangsleistung von 27 825 MW_{th} an Wärmeenergie und 8933 MW_e an elektrischer Energie. Mit installierten Leistungen von 2504 MW_e zur Stromerzeugung und 7817 MW_{th} zur Direktwärmenutzung heben sich die USA als weltweit größter Nutzer geothermischer Energie vom Feld der übrigen Länder ab.

Nicht nur in Deutschland sondern auch in anderen Ländern wie den USA, Australien und Kenia wird die Geothermienutzung durch Förderprogramme für regenerative Energien und zur Einsparung von CO₂-Emissionen weiterhin eine starke Steigerung erfahren.

Bei der Versorgung mit **Kernbrennstoffen** wird aus geologischer Sicht in absehbarer Zeit kein Engpass erwartet. Weltweit werden wachsende Reserven und Ressourcen verzeichnet. Die Konzentration der weltweiten Produktion sowie der bekannten Reserven und Ressourcen in wenigen Ländern hält unverändert an. Im Jahr 2007 wurden 85 % der Weltproduktion von lediglich sieben Bergwerksgesellschaften erbracht. Hier erfolgt die Produktion nach wie vor aus politisch stabilen Förderländern mit kostengünstigen Lagerstätten. Die Marktbelebung führte in den vergangenen Jahren zu einer deutlichen Zunahme der Explorationstätigkeit, auch in Ländern ohne bisherige Förderung. In Zukunft kann daher mit einer stärkeren Diversifizierung der Produzentenländer gerechnet werden.

Die Lücke zwischen der jährlichen Förderung und dem Verbrauch besteht fort. Nach wie vor wird der zusätzliche Uranbedarf aus früher angelegten zivilen Lagerbeständen und aus strategischen Beständen gedeckt. Nach starken Preissteigerungen in den vergangenen Jahren kommt es seit 2007 zu einer Marktanpassung der Spotmarktpreise bei gleichzeitigem Anstieg der Preise für langjährige Lieferkontrakte. Trotz der aktuellen Krise auf den weltweiten Finanzmärkten liegen die Marktpreise oberhalb des Niveaus von vor 2006. Weltweit hat eine Reihe von Ländern den Zubau neuer Kraftwerke für die kommende Dekade angekündigt. Diese Projekte gehen vielfach mit der Entwicklung alternativer und sparsamerer Techniken, auch unter Nutzung von Thorium, einher.

Kohle ist der Energierohstoff mit der größten geologischen Verfügbarkeit. Weichbraun- und Hartkohle zusammen verfügen von allen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen mit einem Anteil von rund 55 % (722 Mrd. t SKE) an den Reserven und rund 76 % (14 866 Mrd. t SKE) an den Ressourcen über das größte Potenzial. Dieses ist ausreichend, um den absehbaren Bedarf für viele Jahrzehnte zu decken. Kohle rangiert unter den nicht-erneuerbaren Energierohstoffen mit einem weltweiten PEV-Anteil von rund 30 % (Hartkohle 28 %, Weichbraunkohle rund 2 %) bezüglich des Verbrauchs nach Erdöl auf Platz zwei. Bei der weltweiten Stromerzeugung (brutto) war Kohle mit einem Anteil von 40 % (7620 TWh) im Jahr 2006 der wichtigste Energierohstoff (IEA, 2008a). Aufgrund des massenhaften Vorkommens und der weltweiten Verbreitung gilt sie als wichtiges Element der Versorgungssicherheit im Energierohstoffsektor.

Wie bereits in den BGR-Energiekurzstudien der Vorjahre, ist auch in dieser Studie ein Ressourcenzuwachs zu verzeichnen. Auch zukünftig ist mit weiteren Veränderungen sowohl bei den Reserven als auch den Ressourcen zu rechnen, da die hohen Kohlepreise der vergangenen Jahre zu einer spürbaren Ausweitung der Explorations- und auch Entwicklungsaktivitäten geführt haben.

Die Ergebnisse der derzeit laufenden Pilotvorhaben zur Minderung von CO₂-Emissionen (CCS) insbesondere bei der Verstromung von Kohle werden mit darüber entscheiden, welchen Anteil die immensen Vorräte an Kohle künftig an der weltweiten Energieversorgung tragen. Darüber hinaus könnte Kohle durch die Kohleverflüssigung mögliche künftige Versorgungsengpässe bei Erdöl abmildern.

Erdgas verfügt über ein ausreichendes Potenzial, um in den nächsten Jahrzehnten die Rolle einer Brückenenergie hin zu erneuerbaren Energien zu leisten. Die konventionellen Erdgasreserven weisen eine starke regionale Konzentration auf. So verfügen die drei führenden erdgasreichsten Länder Russland, Iran und Katar über mehr als die Hälfte der Reserven. Nachteilig im Vergleich zu Erdöl und Kohle sind die hohen spezifischen Transportkosten von Erdgas.

Der Anteil an verflüssigtem Erdgas (LNG) am Transport wird künftig weiter steigen. Aufgrund langfristiger Lieferverpflichtungen und regionaler Erdgasmärkte wird sich absehbar allerdings kein beherrschender Weltmarkt analog zu Erdöl ausbilden.

Nicht-konventionelles Erdgas, insbesondere Erdgas aus dichten Gesteinen und Kohleflözgas, wird künftig eine größere Rolle bei der Deckung des Erdgasbedarfs spielen. Die Produktion von Erdgas aus Gashydrat steht allerdings noch in der Erprobung.

Erdöl ist der wichtigste Energierohstoff und wird es auch in nächster Zukunft bleiben. Ausgehend vom gegenwärtigen Erschöpfungsgrad der Reserven wird konventionelles Erdöl allerdings in absehbarer Zeit nicht mehr im bisherigen Maße zur Verfügung stehen.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen des Erdölmarktes wird bei einer optimalen Nutzung der Reserven und Ressourcen das globale Maximum der Förderung von konventionellem Erdöl um 2020 erreicht werden. Werden zudem Reservenzuwächse aus produzierenden Lagerstätten und die mögliche Förderung von Erdöl aus Ölsanden berücksichtigt, wäre unter den genannten Voraussetzungen eine Steigerung der Produktion bis maximal 2035 möglich (Abb. 1.2). Nach den in dieser Studie durchgeführten Projektionen wird die künftige Erdölförderung einen Wert von 4,7 Gt pro Jahr nicht überschreiten. Wie bei Erdgas konzentrieren sich die verbleibenden Reserven zunehmend auf die Strategische Ellipse. Nationale, staatliche Ölgesellschaften drängen die internationalen Konzerne beim Zugang zu den Reserven und bei der Förderung zunehmend in den Hintergrund.

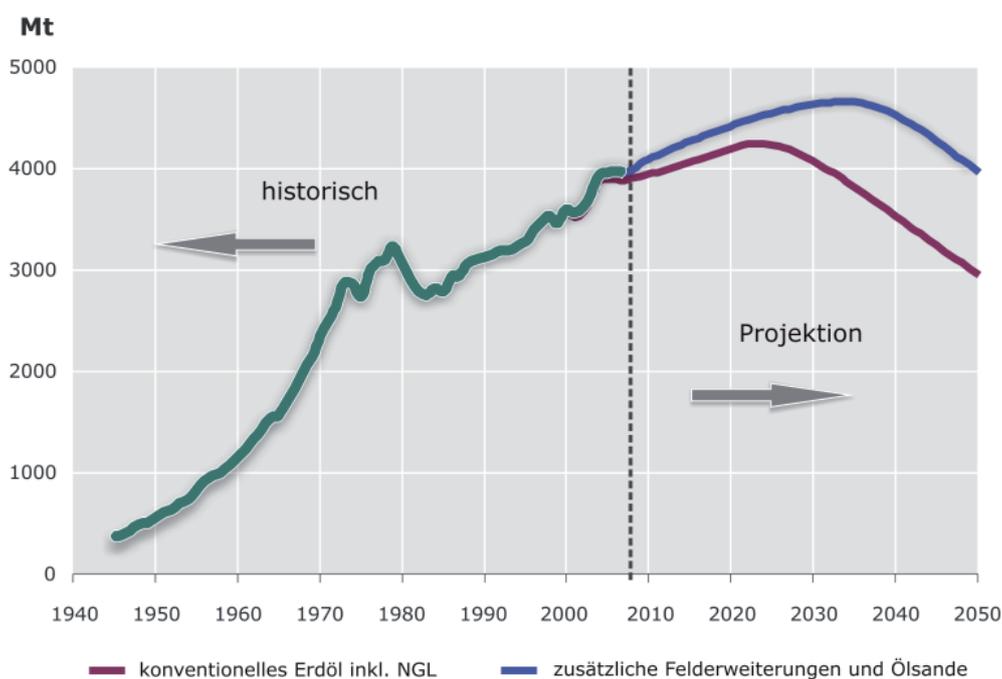


Abbildung 1.2: Historische Entwicklung der Erdölproduktion und projizierter Produktionsverlauf für konventionelles Erdöl inklusive Kondensat (NGL) und zusätzlich unter Berücksichtigung der Ölsandproduktion und von Reservenzuwächsen (Field Growth).

Nicht-konventionelles Erdöl, insbesondere aus Ölsanden, wird künftig eine wachsende Rolle übernehmen. Das erwartete Fördermaximum für Erdöl kann dadurch jedoch kaum verzögert werden. Erhebliches zusätzliches Erdöl- aber auch Erdgaspotenzial wird in den Frontiergebieten der Arktis und der Tiefwasserbereiche der Kontinentränder erwartet. Insbesondere durch die effektivere Entölung produzierender Felder werden auch künftig weitere Reservenzuwächse erfolgen.

Die besondere Situation von Erdöl wird auch deutlich aus der Zusammenschau von Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe (Abb. 1.3). Noch verstärkt wird dieser Eindruck im Vergleich mit dem kumulierten Verbrauch im Zeitraum 2008 bis 2030

entsprechend dem Referenzszenario der IEA (2008b). Während Kohle das bei weitem größte Potenzial hat, zeichnet sich auch für Erdgas und Uran ein noch entspanntes Bild ab. Erdöl ist der Energierohstoff der Erde, dessen Vorräte am weitesten erschöpft sind.

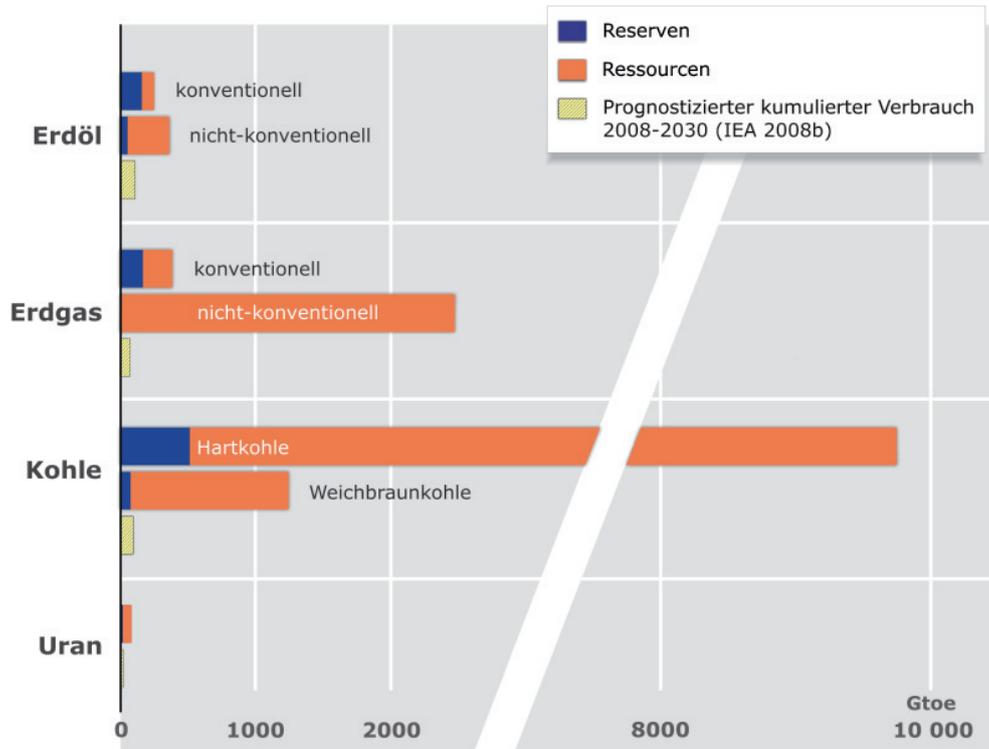


Abbildung 1.3: Angebotssituation (Reserven und Ressourcen) nicht-erneuerbarer Energierohstoffe im Vergleich mit einem Bedarfsszenario der IEA (2008) bis 2030.

1.1 Literatur

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2003): Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXVII: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. – 426 S.; Hannover.

IEA (International Energy Agency) (2008a): Electricity Information 2008. – 760 S.; Paris.

— (2008b): World Energy Outlook 2008. – 569 S.; Paris.

2 Energierohstoffe – Definitionen, Klassifikationen

2.1 Energievorräte der Erde

Zu den nicht-erneuerbaren Energierohstoffen, im Folgenden kurz Energierohstoffe genannt, zählen die fossilen Energierohstoffe **Erdöl**, **Erdgas** und **Kohle** sowie die **Kernbrennstoffe Uran** und **Thorium**. Diese Rohstoffe zusammen bilden mit einem Anteil von 87 % am Primärenergieverbrauch 2006 das Rückgrat der Welt-Energieversorgung (Abb. 2.1).

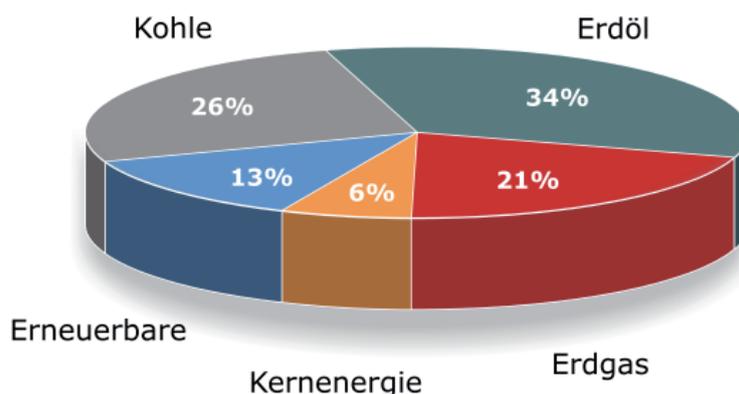


Abbildung 2.1: Anteil der Energierohstoffe am Primärenergieverbrauch 2006 weltweit (IEA, 2008).

Die Energierohstoffe sind als natürliche Rohstoffe weit verbreitet und kommen in großen Mengen und in vielfältiger Form in der Erdkruste vor.

Erdöl, Erdgas und Kohle sind ihrem Ursprung nach Reste organischen Lebens: Unter bestimmten geologischen Bedingungen wurden während der Erdgeschichte große Mengen abgestorbenes organisches Material in Ablagerungsgesteine eingebaut. Diese an organischem Material angereicherten Gesteine wurden durch geologische Vorgänge in tiefere und heißere Zonen der Erdkruste versenkt. Dabei veränderte sich das abgestorbene organische Material durch die hohen Temperaturen kontinuierlich. Ein Abbild dieser Veränderung sind die verschiedenen Stadien der so genannten Inkohlung: Steinkohle als fossiles organisches Material war in ihrer geologischen Geschichte tiefer versenkt und damit höheren Temperaturen ausgesetzt als Braunkohle. Bei dieser Umwandlung des organischen Materials werden auch Kohlenwasserstoffmoleküle gebildet und können in die Hohl- und Porenräume des Gesteins migrieren. Je nach Typ der Kohlenwasserstoffmoleküle und nach Druck und Temperatur des jeweiligen Gesteins treten diese Gemische an Kohlenwasserstoffen entweder in flüssiger Form als Erdöl oder in gasförmiger Form als Erdgas auf.

Die Kernbrennstoffe Uran und Thorium sind ebenfalls natürliche Bestandteile der Gesteine der Erdkruste. Durch natürlichen radioaktiven Zerfall produzieren sie im Gestein kontinuierlich Energie in Form von Wärme. Die mit zunehmender Tiefe steigende Temperatur der Erde kann in etwa zur Hälfte auf den radioaktiven Zerfall dieser Substanzen zurückgeführt werden.

Die Energie der Erde in Form von Wärme ist beträchtlich. Diese geothermische Energie übersteigt die aus den nicht-erneuerbaren Energierohstoffen nutzbare Energie um ein Vielfaches. Wenn auch ihr Anteil an der weltweiten Energiegewinnung noch sehr gering ist, wird in der vorliegenden Studie auch die Geothermie als geogene Energiequelle behandelt. Geothermische Energie gilt allgemein als erneuerbare Energie und unterscheidet sich von Erdöl, Erdgas, Kohle und den Kernbrennstoffen auch dadurch, dass der Energienutzung keine primäre Rohstoffgewinnung im Sinne eines Abbaus voraus geht. Somit fehlt der Geothermie in der ursprünglichen Bedeutung des Begriffs Rohstoff der stoffliche Aspekt. Damit einher gehen technische Besonderheiten bei Gewinnung und technischer Nutzung der Geothermie (Abschnitt 7). Insofern behält die Geothermie in den folgenden Ausführungen einen Sonderstatus, der sich auch in einer abweichenden Vorratsklassifikation ausdrückt (Abschnitt 2.5).

2.2 Vom Rohstoffvorkommen zur Lagerstätte

Nur einige Vorkommen an Energierohstoffen sind wirtschaftlich nutzbar. Liegt der Rohstoff in ausreichender Konzentration vor, ist die Gewinnbarkeit eines bekannten Vorkommens gegeben, wenn technische Möglichkeiten bestehen, die Vorkommen zu erschließen, die Gewinnung wirtschaftlich profitabel ist und keine anderen übergeordneten Gründe, z. B. soziale oder ökologische Erwägungen, gegen eine Nutzung sprechen. Unter diesen Voraussetzungen gewinnbare Vorkommen werden als Lagerstätten bezeichnet.

Mit Blick auf Arten der Energierohstoffvorkommen, auf wirtschaftlich nutzbare Mengen an Rohstoffen, auf technische Möglichkeiten der Gewinnung und auch auf die Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen wurde eine Reihe von Begriffen wie Verfügbarkeit, Reserven und Ressourcen, Reichweite, konventionelle und nicht-konventionelle Rohstoffe geprägt. Mit diesen Bezeichnungen können verschiedene Aspekte der Nutzbarkeit der Energierohstoffe benannt werden. Sie sind sowohl in der Fachwelt als auch im allgemeinen Sprachgebrauch allgegenwärtig. Allerdings existiert für keinen dieser Begriffe eine weltweit oder auch nur branchenweit anerkannte Definition. Zur Verständlichkeit dieser Studie werden die Begriffe im Folgenden definiert. Damit erfolgt auch eine Klassifikation der einzelnen Energierohstoffe.

2.3 Klassifikation der Energierohstoff-Typen

Bei Erdöl, Erdgas und Uran ist eine Unterscheidung nach **konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen** üblich. Bei Erdöl und Erdgas spricht man von konventionellen Vorkommen, wenn eine Gewinnung mit den klassischen Explorations-, Förder- und Transporttechniken möglich ist. Mit Blick auf diese klassischen Methoden kann man auch von fließendem Erdöl und frei strömendem Erdgas sprechen. Nach dieser weichen Definition bedarf die Erschließung und Nutzung nicht-konventioneller Vorkommen alternativer Technologien. Aspekte der Wirtschaftlichkeit und die Tatsache, ob sich die jeweilige Lagerstätte bereits in Produktion befindet, spielen bei dieser Definition keine Rolle. Eine Klassifikation der Energierohstoffe in diesem Sinne ist in Abbildung 2.2 dargestellt. Bei Kohle ist eine Untergliederung in konventionelle und nicht-konventionelle Vorkommen nicht üblich (Abschnitt 2.3.3).

| Erdöl | Erdgas | Kohle | Kernbrennstoffe | |
|---|---|------------------------------|---------------------------------------|----------------------|
| Leichtöl Schweröl Kondensat | Freies Erdgas Erdölgas | Hartkohle Weichbraunkohle | Uran in Erzlagerstätten Thorium | konventionell |
| Schwerstöl Bitumen (Ölsand) Schieferöl (Ölschiefer) | Erdgas in dichten Gesteinen Flözgas Aquifergas Gashydrat | | Phosphate Granite Meerwasser | nicht-konv. |

Abbildung 2.2: Klassifizierung der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe.

2.3.1 Erdöl konventionell und nicht-konventionell

Erdöl wird untergliedert in konventionelle Vorkommen zusammen mit flüssigen Kohlenwasserstoffen, den sogenannten Natural Gas Liquids (NGL), die bei der Erdgasförderung in unterschiedlicher Form als Kondensat oder Flüssiggas gewonnen werden sowie Schweröl. Zum nicht-konventionellen Erdöl zählt Schwerstöl, das aufgrund seiner hohen Viskosität nur schwer fließfähig ist sowie gebundenes Erdöl in Ölsanden und Ölschiefern. Damit kann konventionelles Erdöl auch physikalisch mit Hilfe der Dichte definiert werden: Erdöl mit einer Dichte von weniger als 1,0 g/cm³ (oder größer 10°API) zählt so zu konventionellem Erdöl (Abb. 2.3).

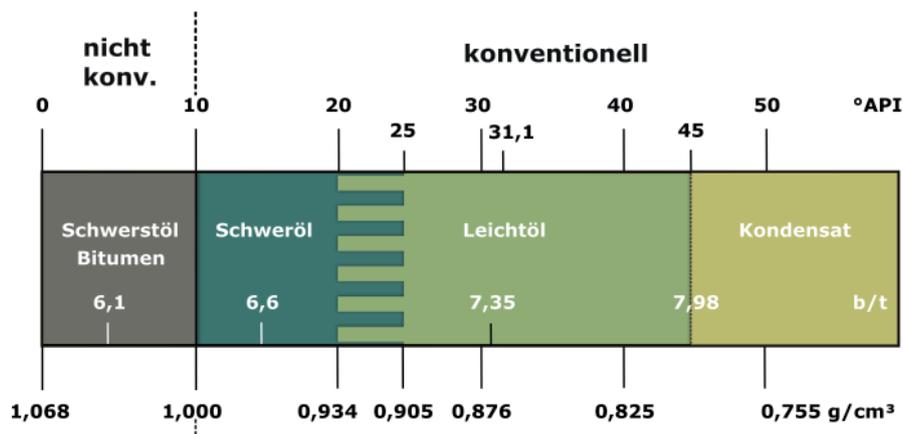


Abbildung 2.3: Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte.

Andere Klassifikationen für Erdöl beziehen Aspekte der Bedingungen des Auftretens der Vorkommen mit ein. So werden bei einigen Autoren offshore-Vorkommen, Vorkommen unterhalb gewisser Wassertiefen oder in bestimmten Regionen als nicht-konventionell bezeichnet. Campbell (1997, 2002, 2006) rechnet offshore-Erdöl in Wassertiefen größer 500 m (Tiefwasser) und Erdöl in arktischen Regionen sowie Kondensat trotz im oben genannten Sinne konventioneller Produktionstechnologien zum nicht-konventionellen Erdöl. Mit dieser Vorgehensweise werden Vorkommen von Erdöl, deren Ressourcenabschätzung noch sehr schwierig ist, aus Szenarien über die künftige Erdölverfügbarkeit ausgenommen; als Kon-

sequenz werden die globalen Reserven und Ressourcen (Abschnitt 2.4) an konventionellem Erdöl erheblich unterbewertet.

Andere Autoren wie Schollnberger (1998) zählen zum konventionellen Erdöl jenes Öl, das unabhängig von seinen physikalischen Eigenschaften, der Art des Vorkommens und der zur Produktion notwendigen Technologie wirtschaftlich gefördert werden kann. Hier steht die Erkenntnis im Vordergrund, dass aus Sicht des Verbrauchers vorrangig der Preis des Energieträgers von Interesse ist. Diese Untergliederung zwischen konventionell und nicht-konventionell ist jedoch sehr nah an der im Abschnitt 2.4.2 dargestellten Trennung von Reserven und Ressourcen und wird daher nicht empfohlen. Auch bei Erdölstatistiken werden die Begriffe konventionell und nicht-konventionell uneinheitlich gehandhabt. Einige Länder berichten Reservenzahlen inklusive nicht-konventioneller Vorkommen, bei den meisten Ländern ist auch in den Förderdaten nicht-konventionelles Erdöl enthalten.

2.3.2 Erdgas konventionell und nicht-konventionell

Wie bei Erdöl werden Vorkommen von Erdgas in der Regel bei Gewinnbarkeit mit klassischen Fördertechniken als konventionell bezeichnet. Entsprechend Abbildung 2.2 zählen dazu freies Erdgas in Erdgas- oder Gaskondensat-Lagerstätten sowie Erdölgas, welches in der Lagerstätte im Erdöl gelöst ist und bei der Ölförderung anfällt.

Nicht-konventionelles Erdgas strömt einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorkommt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu diesen nicht-konventionellen Vorkommen von Erdgas zählen Erdgas in dichten Gesteinen, Flözgas, Aquifergas und Gashydrat.

Bei Erdgas in dichten Gesteinen (Tight Gas, Shale Gas) ist die Durchlässigkeit der Speichergesteine sehr gering. Zur Produktion von Erdgas aus dichten Gesteinen müssen durch technische Maßnahmen Wegsamkeiten im Speichergestein geschaffen werden. Dazu wird über Bohrungen das Gestein mit hohem hydraulischem Druck aufgebrochen (gefract). Bei diesen Speichergesteinen handelt es sich häufig um feinkörnige Tonsteine, für die sich im internationalen Sprachgebrauch der Begriff Gas Shale durchgesetzt hat.

Kohleflözgas (Coalbed Methane, CBM) ist Erdgas, das in kohleführenden Becken in Kohleflözen in absorbierter Form oder in Mikroklüften und Mikroporen vorkommt. Es wird ebenfalls mittels Bohrungen erschlossen und die Zuflüsse werden durch Aufbrechen der Kohleflöze mittels künstlicher Risse (Frac) stimuliert.

Als Aquifergas wird im Grundwasser gelöstes und dispers verteiltes Erdgas bezeichnet, das bei Förderung des Wassers an die Erdoberfläche durch Druckentlastung freigesetzt werden kann.

Gashydrat ist eine eisförmige, feste Verbindung aus Methan und Wasser, die sich unter niedrigen Temperatur- und hohen Druckbedingungen (Stabilitätszone) bilden kann. Gashydrat tritt in polaren Permafrostgebieten und in bestimmten Wassertiefen an den Kontinenträndern der Weltmeere auf.

2.3.3 Kohleklassifikation

Eine Unterteilung von Kohlevorkommen in konventionelle und nicht-konventionelle Vorkommen ist nicht gebräuchlich. Viele der Kohleförderländer besitzen zudem eigene Kohleklassifikationen. Dadurch werden die Vergleichbarkeit der Kohlearten und die damit verbundene unterschiedliche Einteilung in die Vorratsklassen erschwert (BGR, 2003). Wesentliche zur Klassifikation genutzte Unterscheidungsmerkmale von Kohlevorkommen beziehen sich auf physikalische Eigenschaften der Kohle wie den Energieinhalt und die Vitritreflexion sowie auf die chemische Zusammensetzung mit Parametern wie dem Wassergehalt oder dem Anteil an flüchtigen Bestandteilen (Abb. 2.4).

| Kohlearten und Torf | | | Gesamt Wassergehalt (%) | Energieinhalt af* (kJ/kg) | Flüchtige Bestandteile (%) waf** | Vitritreflexion in Öl (%) |
|------------------------|-------------------------------|-----------------------|-------------------------|---------------------------|----------------------------------|---------------------------|
| UN-ECE | USA (ASTM) | Deutschland (DIN) | | | | |
| Peat | Peat | Torf | | | | |
| Ortho-Lignite | Lignite | WEICHBRAUNKOHE | 75 | 6700 | | |
| Meta-Lignite | Subbituminous Coal | Mattbraunkohle | 35 | 16 500 | | 0,3 |
| Subbitumin. Coal | | Glanzbraunkohle | 25 | 19 000 | | 0,45 |
| Bituminous Coal | High Volatile Bituminous Coal | Flammkohle | 10 | 25 000 | 45 | 0,65 |
| | | Gasflammkohle | | | 40 | 0,75 |
| | | Gaskohle | | | 35 | 1,0 |
| | | Fettkohle | | 36 000 | 28 | 1,2 |
| | | Eßkohle | | | 19 | 1,6 |
| | | Magerkohle | | | 14 | 1,9 |
| Anthracite | Semi-Anthracite | Magerkohle | 3 | 36 000 | 10 | 2,2 |
| | Anthracite | Anthrazit | | | | |

UN-ECE: Ortho-Lignite bis 15 000 kJ/kg
 Meta-Lignite bis 20 000 kJ/kg
 Subbituminous Coal bis 24 000 kJ/kg
 Bituminous Coal bis zu einer mittleren Vitritreflexion von 2 %
 USA: Lignite bis 19 300 kJ/kg

* af = aschefrei, waf** = wasser-aschenfrei

Abbildung 2.4: Vergleich der BGR-Kohleklassifikation mit den Systemen der UN-ECE (in-seam coal) und der USA.

Im deutschen Sprachraum werden die Braunkohlenarten generell nach ihrem Wassergehalt und der damit zusammenhängenden Festigkeit und Farbe unterschieden. Im Gegensatz dazu werden die Steinkohlenarten sowie Anthrazit nach ihrem Anteil an flüchtigen Bestandteilen, Energieinhalt sowie nach der Beschaffenheit des sogenannten Verkokungsrückstandes unterteilt (Pohl, 1992).

Die BGR gibt die Kohlereserven und Kohleressourcen in ihren Energierohstoffstudien unterteilt nach Weichbraunkohlen und Hartkohlen an (Abb. 2.4). Zu den Weichbraunkohlen

werden alle Kohlen mit einem Energieinhalt kleiner 16 500 kJ/kg zugeordnet; als Hartkohlen gelten alle Kohlen mit einem Energieinhalt größer 16 500 kJ/kg. Da international keine Abgrenzung zwischen Hart- und Weichbraunkohle etabliert ist, können bei der Zusammenführung von Vorratsdaten aus verschiedenen Ländern Zuordnungsprobleme auftreten. Der World Energy Council (WEC) unterscheidet in seiner Kohleklassifikation bituminöse Kohlen inklusive Anthrazit, subbituminöse Kohle und Lignit. Exakte Grenzwerte zur Abgrenzung der Kohlen untereinander gibt der WEC dabei nicht vor. Dies begründet der WEC damit, dass kein universell akzeptiertes System zur Abgrenzung der Kohlen existiert. Auf Grund dessen können die Zuweisungen zu diesen drei Kohlengruppen von Land zu Land unterschiedlich sein. So beinhalten insbesondere die Angaben zu den subbituminösen Kohlen in einigen Ländern bituminöse Kohlen und auch Weichbraunkohle (WEC, 2004)

2.3.4 Uran konventionell und nicht-konventionell

Uranvorkommen werden als konventionell bezeichnet, wenn sie eine nachverfolgbare Produktionsgeschichte besitzen, bei der Uran Haupt- oder bedeutendes Nebenprodukt ist. Urananreicherungen in Gesteinen können durch sehr verschiedene geologische Prozesse entstehen. Dadurch ergibt sich für konventionelle Uranvorkommen eine Vielzahl von verschiedenen Lagerstättentypen (Abschnitt 6.1.1). Niedriggehaltige Vorkommen, bei denen Uran lediglich als Beiprodukt gewinnbar ist oder nur in sehr geringen Konzentrationen vorkommt, gelten als nicht-konventionelle Vorkommen (Abb. 2.2). Zu diesen nicht-konventionellen Vorkommen werden Meerwasser, Granit, Phosphorite und Schwarzschiefer gezählt.

2.4 Vorratsklassifikation der Energierohstoffe

2.4.1 Die Quantifizierung von Rohstoffmengen

Vorkommen von Erdöl, Erdgas, Kohle, Uran und Thorium entziehen sich als Bestandteile der Erdkruste in der Regel unserer direkten Beobachtung. Große Regionen der Erde, wie weite Teile der Arktis oder die Tiefwasserbereiche der Kontinentränder, sind bis heute so wenig erforscht, dass Aussagen über mögliche Rohstoffvorkommen auf eher zufälligen Beobachtungen oder auf Annahmen beruhen. Die tatsächlichen Mengen an Energierohstoffen in der Erdkruste sind also nicht bekannt.

Ebenso ist es nicht möglich, mit zufriedenstellender Genauigkeit anzugeben, wie groß die **nutzbare** Menge an Energierohstoffen der Erde ist. Informationen über Anreicherungen dieser Rohstoffe ergeben sich bei bekannten Vorkommen durch Rückschlüsse aus Beobachtungen an der Erdoberfläche, durch punktuelle Informationen aus Bohrungen, durch bergmännisches Erschließen des Untergrundes oder durch indirekte Erkundungsverfahren wie der seismischen Durchschallung des Untergrundes. Während der Erschließung und beim Förderbetrieb einer Lagerstätte werden zudem fortwährend geologische Daten und Förderdaten gesammelt. All diese Informationen müssen geowissenschaftlich interpretiert werden, um eine Abschätzung der tatsächlich gewinnbaren Mengen an Rohstoffen in der Lagerstätte zu erhalten. Eine vollständige Erfassung des Lagerstättenvolumens und der Qualität des Energierohstoffes kann diese Erkundung aber meist nicht liefern.

Selbst bei Beendigung der Förderung aus einer Lagerstätte ist in aller Regel nicht bekannt, wie groß die Menge des verbliebenen Rohstoffes ist, denn nur in den seltensten Fällen endet die Produktion aus einer Lagerstätte mit der vollständigen Erschöpfung. So werden Lagerstätten aufgegeben, wenn die betreibende Firma oder das Konsortium aus wirtschaftlichen Erwägungen beschließt, keine weiteren Investitionen in den Ausbau und die weitere Produktion dieser Lagerstätte zu tätigen und die verbleibende Produktion nicht mehr ausreichend rentabel ist. Gründe für derartige Entscheidungen sind häufig geologischer oder technischer Natur, können aber auch in sich verändernden politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen liegen. Im globalen Durchschnitt wird beispielsweise die Produktion aus Erdöllagerstätten beendet, wenn etwa ein Drittel des ursprünglich vorhandenen Erdöls (in place) gefördert ist; zwei Drittel verbleiben als derzeit nicht nutzbares Erdöl im Reservoir. Mit zunehmender Produktion aus Erdöllagerstätten nimmt der Anteil an gefördertem Wasser zu, der Lagerstättendruck kann abnehmen. Auch bei großen Restmengen an Erdöl im Reservoir wird eine Produktion somit irgendwann unrentabel.

Angaben zur Menge der gewinnbaren und nutzbaren Rohstoffe hängen also immer von den geologischen Gegebenheiten der Lagerstätten, dem Stand des Wissens darüber, den technologischen Möglichkeiten der Erschließung und Produktion sowie wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen ab. Entsprechend variieren auch die Intentionen und Methoden, die Mengen an Energierohstoffen abzuschätzen.

Rohstoffproduzierende Firmen sind an möglichst genauen Angaben über die Inhalte ihrer einzelnen Lagerstätten interessiert und betreiben die Bewertung der Lagerstätteninhalte daher mit großer Genauigkeit. Diese Daten sind Geschäftsgrundlage der Firmen und bestimmen maßgeblich deren Investitionsverhalten. Im Ergebnis werden damit nach dem jeweiligen Datenstand für jede einzelne Lagerstätte zu gewinnende Rohstoffvolumina abgeschätzt. In wieweit diese Informationen der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden, hängt von der Gesetzgebung und den Gepflogenheiten der Firma und des jeweiligen Staates ab.

Auch für die Wirtschafts- und Energiepolitik werden als Planungsgrundlage Zahlen zu Vorräten an Energierohstoffen benötigt. Ein direkter Bezug zu einzelnen Lagerstätten ist dabei oft nicht notwendig; Statistiken werden für Förderregionen, Länder oder Kontinente erstellt. Erhoben werden diese Statistiken beispielsweise von nationalen geologischen Diensten oder von internationalen Organisationen wie der IEA. All diesen Vorratsstatistiken liegt im Wesentlichen eine Unterscheidung zu Grunde zwischen denjenigen Rohstoffmengen, deren Gewinnung als sicher gilt (Reserven), und denjenigen Rohstoffmengen, deren Existenz nur vermutet wird, oder deren Gewinnung derzeit als nicht möglich angenommen wird (Resourcen).

2.4.2 BGR-Vorratsdefinition

Reserven sind die Mengen eines Energierohstoffes, die mit großer Genauigkeit erfasst wurden und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können.

Synonym gebräuchliche Wendungen sind bauwürdige (Kohle) sowie sicher gewinnbare Vorräte. Die oben genannte Definition bedeutet, dass die Höhe der Reserven vom Wissensstand

über die Lagerstätte, vom Rohstoffpreis und vom Stand der Technik abhängt. Diese Abhängigkeit vom Preis wird besonders beim Uran deutlich, dem einzigen Energierohstoff, dessen Reserven und Ressourcen seit langer Zeit nach Gewinnungskosten unterteilt werden. Bei Uran werden von der BGR Reserven im Sinne der oben genannten Definition gleichgesetzt mit den gesicherten Reserven mit Gewinnungskosten kleiner USD 40/kg nach Definition von NEA und IAEA.

Ressourcen sind die Mengen eines Energierohstoffes, die geologisch nachgewiesen sind, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewonnen werden können und die Mengen, die nicht nachgewiesen sind, aber aus geologischen Gründen in dem betreffenden Gebiet erwartet werden können.

Dabei werden bei den Ressourcen von Erdöl, Erdgas und Uran wie bei den Reserven nur die zu erwartenden potenziell wirtschaftlich gewinnbaren Mengen berücksichtigt. Bei Kohle sind dies in der Regel in-situ-Mengen, also die Gesamtmenge unabhängig von ihrer Gewinnbarkeit.

Das **Gesamtpotenzial** (Estimated Ultimate Recovery, EUR) ist bei Kohlenwasserstoffen die gesamte gewinnbare Menge, also die Summe aus den bisher insgesamt geförderten Mengen, den Reserven und Ressourcen. Diese Bezeichnung ist bei anderen Energierohstoffen weniger gebräuchlich.

Das **verbleibende Potenzial** ist die gesamte noch gewinnbare Menge an Energierohstoffen, also die Summe aus den Reserven und Ressourcen. Bei Kohle und Uran wird als Synonym auch der Begriff Gesamtressourcen gebraucht. Zu beachten ist, dass jeweils Reserven nicht in den Ressourcen enthalten sind.

Die **ursprünglichen** (=initialen) **Reserven** sind die gesamten bisher nachgewiesenen Reserven an Energierohstoffen, also die Summe aus den bisher insgesamt geförderten Mengen und den zum heutigen Zeitpunkt bekannten Reserven. Eine Übersicht über die Abgrenzung der Vorratsbegriffe für die Energierohstoffe gibt Abbildung 2.5. Neben dieser BGR-Definition existiert je nach Rohstoff und Land eine Vielzahl unterschiedlicher Vorratsklassifikationen, auf deren wichtigste im Folgenden kurz eingegangen wird.

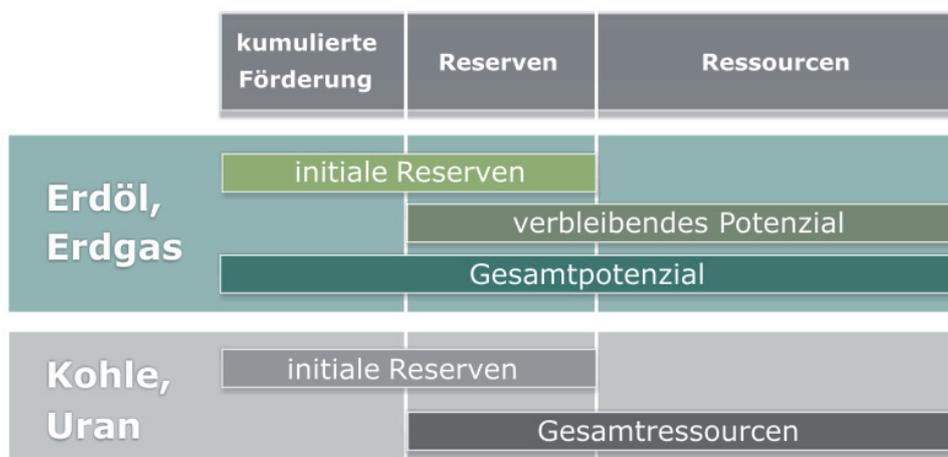


Abbildung 2.5: Vorratsklassifikation der Energierohstoffe.

2.4.3 Andere Vorratsklassifikationen

Erdöl und Erdgas

Das Oil and Gas Reserves Committee der SPE (Society of Petroleum Engineers) verglich 2005 eine Reihe unterschiedlicher nationaler und international gebräuchlicher Vorratsklassifikationen für Erdöl und Erdgas (SPE, 2005). Diese umfassten drei verschiedene Sichtweisen: Die von Börsenaufsichten wie der United States Securities and Exchange Commission (SEC) erlassenen Regeln beinhalteten bislang Definitionen für sichere Reserven. Seit 2009 werden von der SEC auch wahrscheinliche und mögliche Reserven mit einbezogen. Staatliche Institutionen wie das Norwegian Petroleum Directorate (NPD) decken bezogen auf die Spezifika der eigenen Länder das gesamte Spektrum der Reserven und Ressourcen ab. Als einzige weltweite Standards mit allgemeiner Anwendbarkeit sind als dritte Kategorie die United Nation Framework Classification (UNFC) und die Klassifikation der SPE/WPC/AAPG/SEEC anzusehen.

Für die Intention der BGR einer weltweiten Erfassung der Vorratszahlen ist die dritte Kategorie von besonderer Bedeutung. Die SPE/WPC/AAPG/SEEC-Klassifikation entwickelte sich historisch aus unterschiedlichen Klassifikationen, die unter anderem vom WPC (World Petroleum Congress) und parallel dazu von der SPE (Society of Petroleum Engineers) erarbeitet wurden und seit 1990 schrittweise zu einer gemeinsamen Klassifikation, dem Petroleum Resource Management System (PRMS), verknüpft wurden. Dieses System wurde 2007 in seiner neuesten Version von beiden Organisationen zusammen mit der AAPG (American Association of Petroleum Geologists) und der SEEC (Society of Petroleum Evaluation Engineers) als gemeinsames Klassifikationsschema veröffentlicht (SPE, 2007). Das PRMS ist heute das in der Erdölindustrie gebräuchlichste System. Es umfasst das gesamte Spektrum von Reserven bis zu den Ressourcen. Wesentliche Parameter für die Untergliederung der Reserven und Ressourcen sind die Wirtschaftlichkeit der Lagerstätten und der Grad der Unsicherheit der Vorraterfassung (Abb. 2.6). In der neusten Version werden bereits aktuelle Trends wie die zunehmende Nutzung von nicht-konventionellen Energierohstoffen berücksichtigt. Die Reserven werden entsprechend der Sicherheit ihres Nachweises in sichere (proved – P1), wahrscheinliche (probable – P2) und mögliche Reserven (possible – P3) untergliedert (Abb. 2.6). Gebräuchlich sind auch die Bezeichnungen 1P für sichere, 2P für die Summe aus sicheren und wahrscheinlichen und 3P für die Summe aus sicheren, wahrscheinlichen und möglichen Reserven (Abb. 2.6). Bei den Ressourcen unterscheidet das PRMS bekannte, bedingt wirtschaftliche, mögliche Ressourcen von den unentdeckten, potenziellen Ressourcen.

Die Rahmenklassifikation UNFC wurde im Auftrag der UN-ECE unter maßgeblicher Mitarbeit der BGR entwickelt. Ursprünglich für Kohle und andere mineralische Rohstoffe erarbeitet, wurde 2003 auch eine Erweiterung für Erdöl und Erdgas vorgeschlagen (UN, 2003). Ziel dieser Klassifikation ist es, Reserven und Ressourcen, die nach unterschiedlichen nationalen Klassifikationen und Vorschriften berechnet wurden, miteinander vergleichbar zu machen. Das System basiert auf einer dreidimensionalen Gliederung der Lagerstätten nach den Einflussgrößen geologischer Untersuchungsgrad G, Machbarkeit/Projektstatus (Feasibility) F und Wirtschaftlichkeit (Economy) E (Tab. 2.1). Jeder betrachteten Lagerstätte kann so eine Kombination von drei Schlüsselzahlen zugewiesen werden, aus der sich der Status der Vorräte ergibt.

| | | | | | | |
|---|--|---------------------|-----------------|----------------------|-----------------------------|--------------|
| Erdöl/Erdgas ursprünglich in-place | Gesamtmenge entdecktes Erdöl/Erdgas in-place | wirtschaftlich | Förderung | | | |
| | | | Reserven | | | |
| | | | sicher (P1) | wahrscheinlich (P2) | möglich (P3) | in Förderung |
| | | | | | in Entwicklung | |
| | | | | | Entwicklung geplant | |
| | | | | | | |
| | bedingt wirtschaftlich | mögliche Ressourcen | | | | |
| | | geringe Schätzung | beste Schätzung | hohe Schätzung | Technologie vorhanden | |
| | | | | | Technologie nicht vorhanden | |
| | | | | | nicht wirtschaftlich | |
| | | nicht gewinnbar | | | | |
| | | | | | | |
| unentdecktes Erdöl/Erdgas ursprünglich in-place | potenzielle Ressourcen | | | | | |
| | geringe Schätzung | beste Schätzung | hohe Schätzung | bohrwürdige Struktur | | |
| | | | | Strukturandeutung | | |
| | | | | mögliche Struktur | | |
| | nicht gewinnbar | | | | | |
| | | | | | | |

Abbildung 2.6: Petroleum Resource Management System SPE/WPC/AAPG/SPEE (SPE, 2007).

Trotz einheitlicher Klassifikation sind die Reservenzahlen wenig transparent. Deshalb mahnt in letzter Zeit auch die IEA eine größere Transparenz bei der Bewertung von Reserven und die Offenlegung der erforderlichen Daten an. In diesem Licht erscheinen auch die laufenden Aktivitäten zur Harmonisierung dieser beiden Klassifikationen als vielversprechend. Für die Belange der BGR erweisen sich jedoch beide Klassifikationen, PRMS und UNFC, als zu detailliert. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Datenquellen und Datenqualitäten können die weltweit recherchierten Vorratszahlen der BGR in den meisten Fällen nicht mit ausreichender Verlässlichkeit in die komplexen Schemata der UNFC und des PRMS eingepasst werden. Daher wurde das oben genannte einfachere Schema gewählt.

Tabelle 2.1: Klassifikation der Vorräte von Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach UNFC (UN, 2003).

| Zahlenschlüssel | E Wirtschaftlichkeit | F Machbarkeit (Projektstatus) | G Geologischer Untersuchungsgrad |
|-----------------|--|-------------------------------|--|
| 10 | wirtschaftlich (commercial) | bestätigt (committed) | nachgewiesen (proved) |
| 20 | bedingt wirtschaftlich (contingent commercial) | möglich (contingent project) | erkundet und beschrieben (explored and delineated) |
| 30 | nicht wirtschaftlich (not commercial) | Exploration | entdeckt (discovered) |
| 40 | | | erwartet (prospective) |

Kohle

Der WEC führt wie die BGR eine Statistik der weltweiten Vorräte an Kohle, die aufgrund der Datenlage ebenfalls auf einem recht groben Klassifikationsschema beruht. Beide Systeme sind ähnlich, unterscheiden sich jedoch im Detail. So untergliedert der WEC (2004) die Vorräte nicht in Reserven und Ressourcen, sondern in nachgewiesene Mengen (Proved Amount in Place) und geschätzte zusätzliche Mengen (Estimated Additional Amount in Place).

Die nachgewiesenen Mengen umfassen die verbliebenen Gesamtmengen in bekannten Lagerstätten, die sorgfältig untersucht und als unter derzeitigen sowie erwarteten wirtschaftlichen Bedingungen mit existierender und verfügbarer Technologie gewinnbar sind. Zu diesen Mengen werden, sofern verfügbar, Angaben zur minimalen Flözmächtigkeit sowie zur maximalen Tiefe der erfassten Vorräte in den Lagerstätten angegeben. Als Teilmenge der nachgewiesenen Mengen werden die nachgewiesenen gewinnbaren Reserven (Proved Recoverable Reserves) bezeichnet, die künftig unter derzeitigen sowie erwarteten lokalen wirtschaftlichen Bedingungen mit existierender und verfügbarer Technologie gewonnen werden können.

Als geschätzte zusätzliche Mengen führt der WEC die angedeuteten (indicated) und vermuteten (inferred) Mengen, die zusätzlich zu den nachgewiesenen Mengen in absehbarer Zeit von wirtschaftlichem Interesse sind. Dazu gehören Vorräte, die sowohl in unexplorierten Lagerstättenteilen oder in unentdeckten Lagerstätten in bekannten kohleführenden Gebieten lagern als auch vermutete Mengen in Gebieten mit günstigen geologischen Voraussetzungen. Spekulative Mengen gehören nicht dazu. Als Teilmenge der geschätzten zusätzlichen Mengen werden die geschätzten zusätzlich gewinnbaren Reserven (Estimated Additional Reserves Recoverable) angegeben, für die die geologischen und ingenieurtechnischen Informationen andeuten, dass diese mit einer begründeten Sicherheit zukünftig gewonnen werden könnten.

Eine direkte Vergleichbarkeit der Angaben von WEC und BGR ist nicht möglich, da neben der abweichenden Unterteilung der Vorräte beide Institutionen eigene Klassifikationen der Kohle verwenden.

Uran

In den Uran-Förderländern hat sich eine Vielzahl eigener Klassifikationen für Vorräte von konventionellem Uran herausgebildet (Abb. 2.7). Grundlage dieser Untergliederungen ist in der Regel der Grad der Kenntnis über die Gewinnbarkeit von Uranmengen in Lagerstätten. Im zweijährigen Turnus berichtet die OECD Nuclear Energy Agency (NEA) zusammen mit der International Atomic Energy Agency (IAEA) in ihrem Red Book über die Uranvorräte der Welt. Diese Statistik gilt als Standardwerk der Vorratserhebung von Uran und ist daher auch Grundlage dieser BGR-Studie. Dabei haben NEA und IAEA eine Klassifikation eingeführt, die zusätzlich zu den üblichen Parametern die zu erwartenden Gewinnungskosten in vier Klassen mit USD/kg Uran angibt (<USD 40/kg, <USD 80/kg, <USD 130/kg und Kosten nicht bekannt).

Nach NEA und IAEA werden grundsätzlich identifizierte Vorräte (Identified Resources) von unentdeckten Vorräten (Undiscovered Resources) unterschieden (Abb. 2.7). Zu den identifizierten Vorräten gehören die gesicherten Reserven (Reasonably Assured Resources, RAR) und die vermuteten Reserven (Inferred Resources, IR), die mit Kosten kleiner USD 130/kg gewonnen werden können. Die gesicherten Reserven beziehen sich auf Uran in erkundeten Lagerstätten mit bekannter Tonnage, Gehalten und Konfiguration. Diese RAR haben eine hohe Existenzsicherheit und gelten als gesicherte Reserven. Die vermuteten Reserven umfassen Uranvorkommen, die aus direkter geologischer Kenntnis abgeleitet werden, zu denen aber keine spezifischen Daten zur Vorratssituation und zu Gehalten sowie Kenntnisse der Lagerstättencharakteristik vorliegen.

Zu den Unentdeckten Vorräten zählen die Prognostizierten Ressourcen (Prognosticated Resources) und die Spekulative Ressourcen (Speculative Resources, SR). Die Existenz Prognostizierter Ressourcen wird indirekt aus Kenntnis geologischer Prospektivität in gut definierten geologischen Formationen und Gebieten mit bekannten Lagerstätten hergeleitet. Abschätzungen der Tonnage, der Gehalte und der Explorations- und Gesteungskosten beruhen auf dem Vergleich mit bekannten Lagerstätten in demselben oder auch vergleichbaren

| | Identifizierte Reserven und Ressourcen | | | Unentdeckte Ressourcen | | |
|---|--|-------------|----------|------------------------|------------|----|
| NEA/IAEA | gesichert | vermutet | | prognostiziert | spekulativ | |
| Australien | nachgewiesen | | vermutet | unentdeckt | | |
| | bestimmt | ausgehalten | | | | |
| Kanada (NRCan) | bestimmt | ausgehalten | vermutet | prognostiziert | spekulativ | |
| USA (DOE) | gesichert | | | vermutet | spekulativ | |
| Russland, Kasachstan, Ukraine, Usbekistan | A + B | C1 | C2 | P1 | P2 | P3 |
| UNFC | G1 | | G1+G2 | G3 | | G4 |

Abbildung 2.7: Vergleich gebräuchlicher Vorratsklassifikationen für Uranvorkommen (NEA, 2005).

geologischen Gebieten. Spekulative Ressourcen beziehen sich auf Uranvorkommen, deren Existenz aufgrund geologischer Gegebenheiten und Extrapolation vermutet werden kann.

Für die BGR-Vorratsklassifikation (Abschnitt 2.4.2) werden die Gesicherten Reserven der NEA und IAEA mit Gewinnungskosten kleiner USD 40/kg als Reserven bezeichnet. Gesicherte Reserven mit höheren Gewinnungskosten, Vermutete Reserven und Unentdeckte Vorräte nach NEA und IAEA werden damit als BGR-Ressourcen geführt. Damit wird dem Aspekt der BGR-Reservendefinition der wirtschaftlichen Gewinnbarkeit Rechnung getragen. Eine Anpassung der BGR-Reservendefinition an eine höhere Kostenkategorie von NEA und IAEA in der zurückliegenden Hochpreisphase wurde insbesondere aus Gründen der Vergleichbarkeit mit früheren Studien nicht vorgenommen.

2.5 Vorratsklassifikation Geothermie

Als **geothermische Reserven** werden diejenigen geothermischen Wärmemengen bezeichnet, die quantitativ erfasst und unter den derzeitigen ökonomischen Bedingungen sowie mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewinnbar sind (Haenel & Staroste, 1988; Kaltschmidt & Wiese, 1997).

Geothermische Ressourcen umfassen die geothermischen Reserven und zusätzlich diejenigen thermischen Energiemengen, die nachgewiesen, jedoch unter den derzeitigen ökonomischen Bedingungen und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten nicht wirtschaftlich gewinnbar sind.

Dieser in der Geothermie übliche Ressourcenbegriff unterscheidet sich von der Ressourcendefinition für die nicht-erneuerbaren Energierohstoffe (Abschnitt 2.4.2). In Angaben zu den geothermischen Ressourcen sind die Reserven mit enthalten und entsprechen damit im Wesentlichen dem verbleibenden Potenzial bei Erdöl und Erdgas und den Gesamtressourcen bei Kohle und Uran. Der Begriff Lagerstätte kann sich bei geothermischer Energie sowohl auf Vorkommen mit Ressourcen als auch auf Vorkommen mit Reserven beziehen.

Für die Geothermie werden neben dem Begriff Ressourcen verschiedene andere Begriffe, wie theoretisches Potenzial, Erzeugungspotenzial, gewinnbare Wärmemenge, maximal gewinnbare Energiemenge verwendet, die auf unterschiedliche Definitionen zurückgehen und für dasselbe Gebiet zu sehr unterschiedlichen Zahlen führen. Beim Vergleich quantitativer Angaben zu Ressourcen ist deshalb auf die jeweilige Begriffsdefinition und auf die zugrunde gelegten Parameter zu achten (Abschnitt 7.3).

2.6 Datenquellen der BGR-Statistik

Die BGR erhebt keine eigenen Reservendaten von Energierohstoffen. Vielmehr liegt der BGR-Vorratsstatistik eine breite Erfassung der zugänglichen Daten zu Reserven, Ressourcen, Förderung sowie wirtschaftlichen und technischen Trends zu Grunde. Genutzte Datenquellen reichen von überstaatlichen Stellen wie der IEA oder der IAEA, über publizierte Statistiken einzelner Firmen, Berichte staatlicher geologischer Dienste oder Rohstoffbehörden, nicht-öffentliche politische Papiere, Meldungen in der Tagespresse bis hin zu Publikationen in internationalen Rohstoffjournalen oder der wissenschaftlichen Fachpresse. Eine detaillierte Liste der genutzten, zitierbaren Quellen findet sich im Quellenverzeichnis der Daten im Tabellenanhang.

Nach Erfassung werden die Daten mit Blick auf Plausibilität bewertet und bei Bedarf an die Vorratsdefinition (Abschnitt 2.4.2) angepasst. Danach erfolgt eine Zusammenführung in der Vorratsdatenbank der Energierohstoffe. Hier stehen die Informationen für die weitere Auswertung zur Verfügung.

2.7 Literatur zu Energierohstoffe – Definitionen und Klassifikationen

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2003): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Band XXVIII: 426 S.; Hannover.

Campbell, C. (1997): Depletion patterns show change due for production of conventional oil. - OGJ 95, no. 53: 33-37.

- (2002): Conventional Oil Endowment. ASPO Newsletter No. 13: 8.
- (2006): Regular conventional oil production. In: ASPO Newsletter No. 64 –April 2006: 11. (www.peakoil.ie)

- Haenel, R. & Staroste, E. (Hrsg.) (1988): Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland, Hannover (Th. Schäfer).
- IEA (International Energy Agency) (2008): World Energy Outlook 2008. 570 S. – International Energy Agency, Paris.
- Kaltschmitt, M. & Wiese, A. (Hrsg.) (1997): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2. Aufl., Berlin usw. (Springer).
- NEA (Nuclear Energy Agency) (2005): URANIUM 2005: Resources, Production and Demand, OECD 2005.
- Pohl, W. (1992): W. & W. E. Petrascheck´s Lagerstättenlehre. Eine Einführung in die Wissenschaft von den mineralischen Bodenschätzen. – 504 S.; Stuttgart (E. Schweizerbart´sche Verlagsbuchhandlung).
- Schollnberger, W. E. (1998): Gedanken über die Kohlenwasserstoffreserven der Erde - Wie lange können sie vorhalten? - In: Zemann, J. (Hrsg.): Energievorräte und mineralische Rohstoffe: Wie lange noch. - Österreichische Akademie der Wissenschaften, Schriftenreihe der Erdwissenschaftlichen Kommissionen, 12: 75-126.
- SPE (Society of Petroleum Engineers) (2005): SPE Oil and Gas Reserves Committee Mapping Subcommittee Final Report – December 2005 APPENDIX A Detailed Description of Agencies' Classification/Definitions , 87 S.
- (2007): Petroleum resource management.-http://www.spe.org/spesite/spe/spe/industry/reserves/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf, 49 S.
- UN (2003):United Nations Framework Classification (UNFC) applied to Petroleum Resources.- Distr. General: ENERGY/GE.3/2003/1, 17 March 2003, 25 S.
- UN-ECE (United Nations Economic Commission for Europe) (2004): United Nations Framework Classification for Energy and Mineral Resources. – (<http://www.unece.org/ie/se/reserves.html>)
- WEC (World Energy Council) (2004): 2004 Survey of Energy Resources. Elsevier Ltd. (CD-ROM)

3 Erdöl

3.1 Vom Erdölvorkommen bis zur Verwendung

Erdöl ist ein Sammelbegriff für ein flüssiges, natürlich vorkommendes Gemisch aus Kohlenwasserstoffen, das in seiner chemischen Zusammensetzung und den physikalischen Eigenschaften stark variieren kann. Frisch gefördertes Rohöl ist dünn- bis zähflüssig, strohfarbig bis schwarzbraun und hat meist eine Dichte zwischen $0,78$ und $1,0 \text{ g/cm}^3$ (Abb. 2.3). Wichtige physikalische Eigenschaften zur Charakterisierung des Erdöls sind neben der Dichte die Viskosität und der Stockpunkt.

Erdöl ist je nach Herkunft geochemisch unterschiedlich zusammengesetzt. Es enthält flüssige, aber auch gelöste gasförmige und feste Kohlenwasserstoffe, darunter Alkane, Zyklalkane und Aromate, aber kaum Alkene. Darüber hinaus enthält Erdöl $0,1$ bis 7% Schwefel gebunden an Molekültypen wie Thiole, Thiophene und heterozyklische Verbindungen, ferner Stickstoffverbindungen, Naphthensäuren sowie hochmolekulare kolloidale Stoffe, in denen auch Spuren von Metallen wie Nickel und Vanadium gebunden sein können. Je nachdem, ob das Erdöl überwiegend aus Alkanen (Paraffinen) oder Zyklalkanen (Naphthenen) aufgebaut ist, unterscheidet man paraffinbasisches und naphthenbasisches Erdöl. Asphaltisches Erdöl enthält über 60% Asphaltene. Paraffinbasierte Erdöle haben meist einen niedrigeren Schwefelgehalt und liefern Dieselkraftstoffe mit besserer Zündwilligkeit und Schmieröle mit höherem Viskositätsindex. Naphthenbasierte Erdöle haben ein besseres Kälteverhalten und liefern Ottokraftstoffe mit höherer Klopfestigkeit.

Erdöl lagert im Untergrund in unterschiedlichen Tiefen von wenigen Metern bis zu 4000 m , mancherorts auch tiefer. Wirtschaftliche Vorkommen, sogenannte Erdölfelder, befinden sich in porösen oder klüftig-kavernösen Speichergesteinen, die nach oben durch undurchlässige Schichten abgeschlossen sind und eine Fallenposition aufweisen. Als Speichergesteine können Sandsteine und Karbonate fungieren. Lagerstätten bestehen entweder aus einer oder aus mehreren erdölführenden Schichten. Beim Aufschluss befindet sich das Erdöl normalerweise unter erhöhtem Druck, so dass es quasi eruptiv von alleine gen Erdoberfläche fließt. Im Verlaufe der Förderung nimmt der Druck in der Lagerstätte ab und es wird erforderlich, Tiefpumpen oder Tauchkreiselpumpen zur Ölförderung einzusetzen. Neben diesen Fördermethoden kommen Verfahren zur Steigerung der Entölung von Lagerstätten, so genannte *Enhanced Oil Recovery* (EOR) zur Anwendung (Infobox 2).

Erdöl aus natürlichen Austritten ist bereits seit der Antike bekannt und wurde anfangs zu medizinischen Zwecken, im Bauwesen, aber auch für kriegerische Zwecke genutzt. Später kam die Nutzung als Leuchtmittel hinzu. Seit fast 150 Jahren wird Erdöl industriell gewonnen. Die wirtschaftliche Gewinnung von Erdöl setzte in der Mitte des 19. Jahrhunderts fast gleichzeitig in Aserbaidschan, Polen, Rumänien, den USA, aber auch in Deutschland ein. In Deutschland ist die Wiege des Erdöls in Wietze angesiedelt (Abschnitt 8.1.1). Mit der Erfindung des Verbrennungsmotors Ende des 19. Jahrhunderts begann der Siegeszug des Erdöls als wichtigster Energielieferant der aufstrebenden Wirtschaft. Erdöl ist heute von großer Bedeutung für das Transportwesen, die Wärmeerzeugung und die Chemische Industrie. In der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts war Erdöl der wichtigste Energieträger und sicherte Wachstum und Wohlstand. Der Zugang zu Erdölvorkommen war aber auch Auslöser von Konflikten und Kriegen.

Bei Erdöl wird zwischen konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl unterschieden, abhängig davon, ob die Gewinnung mit den klassischen Fördertechniken wirtschaftlich möglich ist, oder ob dafür neue Technologien entwickelt und angewandt werden müssen (Abschnitt 2.3.1). Da weltweit Fördertechnologien und Energiepreinsniveaus einem ständigen Wandel unterliegen, ist die Abgrenzung der nicht-konventionellen von den konventionellen Kohlenwasserstoffen nach technischen Gesichtspunkten und Marktfähigkeit fließend. Sie wird auch nicht einheitlich gehandhabt, so dass nicht-konventionelles Erdöl bei manchen Ländern in den Reservenzahlen, bei fast allen Ländern jedoch in den Förderdaten mit enthalten ist.

Erdöl ist wie auch Erdgas ein endlicher Rohstoff. Der Verbrauch dieser Rohstoffe hat heute ein beträchtliches Ausmaß erreicht. Jährlich wird in etwa die Menge an Erdöl und Erdgas verbraucht, die in der Natur in etwa einer Million Jahren gebildet wurde. Mit einem Anteil von knapp 36 % am Primärenergieverbrauch (ohne Biomasse) ist Erdöl weltweit wichtigster Energieträger (BP, 2008) und zugleich Rohstoff der Petrochemie. Annähernd 10 % der Welterdölproduktion werden in der Petrochemie eingesetzt. Der Erdölanteil am Primärenergieverbrauch stieg von ungefähr 30 % im Jahr 1950 auf fast 50 % in 1973 an. Im Zuge der ersten Erdölpreiskrise erfolgte ein leichter Rückgang auf rund 48 %. Nach der zweiten Erdölpreiskrise 1980 sank der Anteil bis 1985 auf rund 40 % ab. Dieses Niveau ist seitdem annähernd konstant mit leicht abnehmender Tendenz. Prognosen der IEA (IEA, 2008a) gehen davon aus, dass auch bis 2030 keine gravierenden Änderungen in der Relevanz von Erdöl als Energieträger eintreten werden.

3.2 Konventionelles Erdöl

3.2.1 Gesamtpotenzial und regionale Verteilung von Erdöl

Die nachfolgende Bewertung des Gesamtpotenzials an konventionellem Erdöl berücksichtigt vorrangig die Ergebnisse des US Geological Surveys (USGS, 2000) und deren Aktualisierungen. Eingang fanden auch die Bewertungen anderer Autoren und Angaben nationaler Institutionen zu den Ressourcen sowie veröffentlichte Ergebnisse der Erdölexploration der zurückliegenden Jahre.

Für Ende 2007 wird ein Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl in Höhe von 400 Gt ausgewiesen. Dabei wurden aktuelle Veränderungen bei den Reserven Venezuelas durch Eliminierung der Schwerstölreserven (Abschnitt 3.2.2) wie auch neuere Bewertungen von Ressourcen (Abschnitt 3.2.3) einbezogen, was auch zu Veränderungen gegenüber der Kurzstudie 2007 (BGR, 2008) führte. Dieser BGR-Wert für das Gesamtpotenzial von Erdöl liegt über der Einschätzung aus der Energiestudie 2002 (BGR, 2003) mit 359 Gt, jedoch unter der aktuellen Bewertung des USGS, der einschließlich NGL (Abschnitt 2.3.1) und unter Einbeziehung eines zu erwartenden Reservenwachstums („*Reserve Growth*“) 450 Gt annimmt. Generell liegt die aktuelle Einschätzung der BGR im Trend der Ressourcenabschätzungen der letzten Jahre (Abb. 3.1, Tab. A 3-1). Seit Ende der 1980er Jahre schwanken die publizierten Schätzungen für das Gesamtpotenzial zwischen 300 und 500 Gt mit einem Mittelwert um 400 Gt.

Extreme Abweichungen nach unten weist insbesondere Campbell (2008) mit 255 Gt (1875 Gb) auf, der die Reserven der OPEC-Länder diskontiert und bei seinen Schätzungen

den Tiefwasserbereich und die arktischen Regionen sowie NGL ausklammert. Dadurch lässt sich diese extrem niedrige Bewertung aber nur teilweise erklären. Seine insgesamt publizierten Werte (Nr. 61, 68, 75, 80 in Abb. 3.1) liegen durchweg innerhalb des Bereiches der ursprünglichen Reserven, was darauf hinweist, dass seine Bewertungen zu pessimistisch ausgefallen sind.

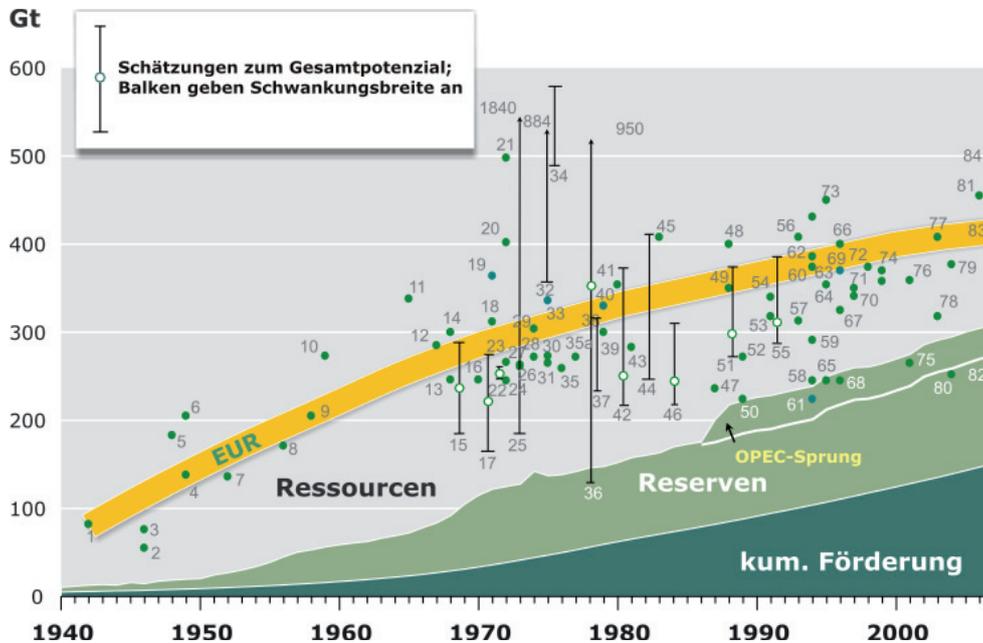


Abbildung 3.1: Entwicklung der Schätzungen zum Gesamtpotenzial (EUR) von konventionellem Erdöl, der kumulierten Förderung und Reserven von 1940 bis 2007 (Daten für nummerierte Referenzen siehe Tab. A 3-1)

Auch aus der in den letzten Jahren zu beobachtenden Stabilisierung der Abschätzungen des Gesamtpotenzials von Erdöl in den dargestellten Grenzen zeichnet sich eine obere Grenze für das weltweit verfügbare konventionelle Erdöl ab. Eine Erhöhung des Potenzials scheint aus heutiger Sicht durch verbesserte Technologien des Abbaus von Erdölfeldern möglich, die zu einem höheren Ausbeutefaktor und damit zu einer Erhöhung des Anteils am Lagerstätteninhalt führen, der wirtschaftlich gewonnen werden kann. Theoretisch entspräche eine Erhöhung des Ausbringungsfaktors um 1 % bezogen auf das weltweite Erdölpotenzial einer Menge von rund 10 Gt, d.h. in etwa 2,5 Jahresproduktionen von 2007. Allerdings ist zu beachten, dass dies primär auf neue, bisher nicht entwickelte Felder und nur bedingt auf im Abbau befindliche Felder zutrifft und sich damit das zu erwartende Potenzial verringert. Hier spielt auch die weitere Preisentwicklung bei Erdöl eine Rolle, denn zeitaufwändige und kostenintensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten werden nur bei einem angemessenen Preisniveau durchgeführt und umgesetzt.

Das Gesamtpotenzial, unterteilt in kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen, ist regional sehr ungleichmäßig verteilt (Abb. 3.2). Der Nahe Osten verfügt über das größte Gesamtpotenzial, gefolgt von der GUS und Nordamerika. Dabei sind in Nordamerika fast zwei Drittel des erwarteten Gesamtpotenzials bereits gefördert, während in der GUS dieser Anteil nur bei gut einem Drittel und im Nahen Osten nur bei einem knappen Viertel liegt.

Bezogen auf die wirtschaftspolitischen Gruppierungen entfällt auf die OPEC mit etwa 210 Gt über 52 % des Gesamtpotenzials, wobei hier erst gut ein Viertel des Erdöls gefördert ist. Die deutliche Erhöhung gegenüber früheren Statistiken ist durch die neuen Mitglieder Angola und Ecuador bedingt. Die OECD-Staaten erreichen nur 79 Gt, von denen bereits fast 63 % gefördert sind. Gegenüber der BGR-Energiestudie von 2003 ergeben sich hohe Zuwächse für den Nahen Osten mit zusätzlich 12,2 Gt, die GUS mit plus 8,0 Gt, Afrika plus 6,9 Gt, Lateinamerika plus 5,2 Gt und Nordamerika plus 5,0 Gt sowie in geringerem Umfang für Austral-Asien und Europa mit zusätzlich 1,9 beziehungsweise 1,2 Gt.

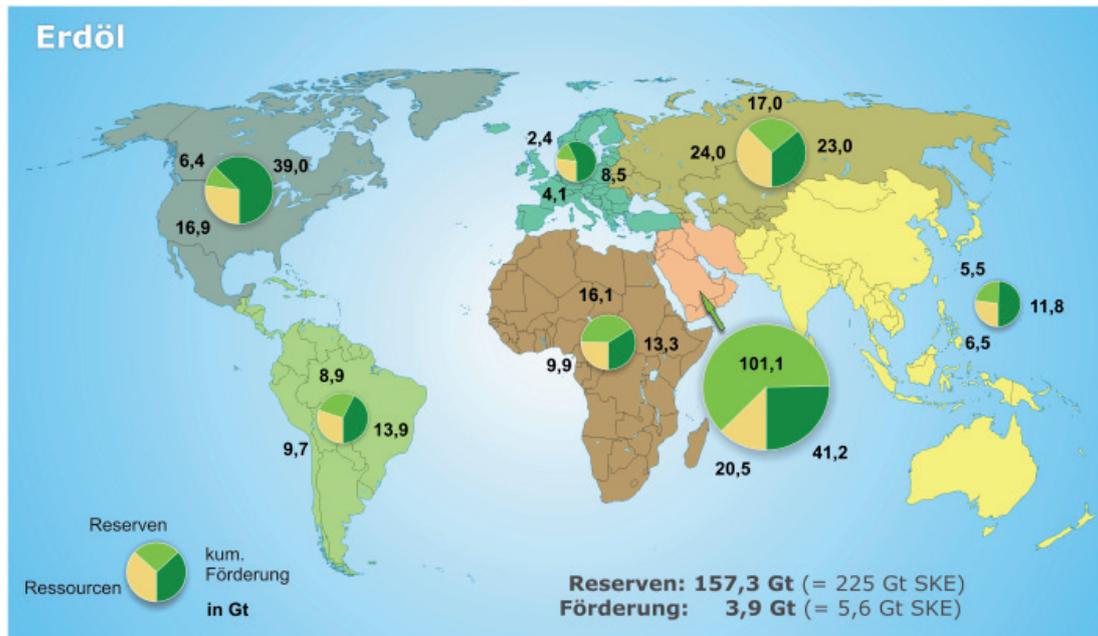


Abbildung 3.2: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials von konventionellem Erdöl 2007 (insgesamt 400 Gt) nach Regionen.

Aus einem Überblick über das Gesamtpotenzial der wichtigsten Länder, aufgeschlüsselt in kumulierte Förderung, Reserven, Ressourcen, ergibt sich eine Konzentration auf zehn Länder, auf die gut 70 % des Gesamtpotenzials und rund 73 % des noch verbleibenden Potenzials entfallen (Abb. 3.3). Diese hohe Konzentration in wenigen Ländern hat Konsequenzen für die künftige Exploration und Förderung. Hier dominieren die in blauer Schrift gehaltenen OPEC-Länder. Die USA nehmen trotz des drittgrößten Gesamtpotenzials beim verbleibenden Potenzial nur noch den siebten Rang ein, da die sehr lange Fördergeschichte mit der weltweit höchsten kumulierten Förderung wenig nutzbares Potenzial lässt.

Für die OPEC-Länder des Persischen Golfs ist das Verhältnis der Ressourcen zu den Reserven im Vergleich zu den anderen Ländern sehr gering. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass selbst bei einer politisch bedingten Überhöhung der Reserven für diese Länder das Gesamtpotenzial oder das verbleibende Potenzial recht realistisch wiedergegeben wird. Eine Übersicht zum Gesamtpotenzial und verbleibenden Potenzial der einzelnen Länder, Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppen enthalten die Tabellen A 3-2 bis A 3-4.

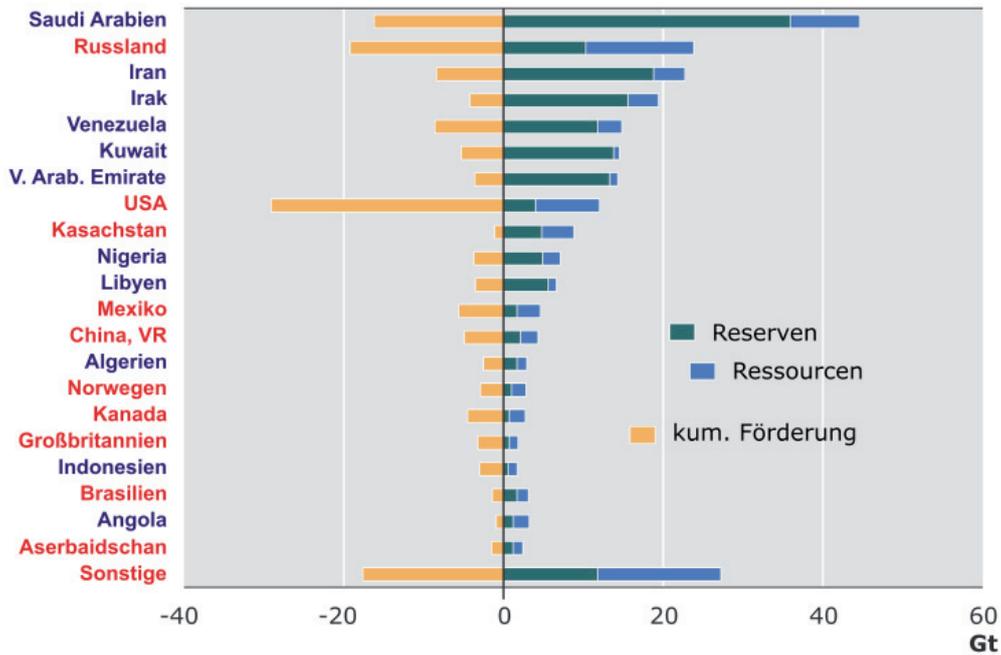


Abbildung 3.3: Gesamtpotenzial konventionelles Erdöl 2007 für die 20 wichtigsten Länder, geordnet nach verbleibendem Potenzial; OPEC-Länder in blauer Schrift (Daten aus Tabellen A 3-2 bis A 3-4).

3.2.2 Erdölreserven

Grundlage für die Bewertung der Erdölreserven ist das von SPE/WPC/AAPG/SPEE gemeinsam erarbeitete *Petroleum Resource Management System* (Abschnitt 2.4.3). Dies schließt jedoch gelegentliche erhebliche Abweichungen bei den Reservenangaben desselben Landes in verschiedenen Quellen nicht aus. Entsprechende Tendenzen zur Herabsetzung oder zur Überhöhung der tatsächlichen Reservenanzahlen wurden in der Energiestudie 2002 (BGR, 2003) ausführlich beleuchtet. Daneben spielen unterschiedliche Herangehensweisen von Unternehmen und Regierungen eine Rolle, so dass es nicht möglich erscheint, eine absolut gesicherte Vergleichbarkeit der Reserven weltweit zu erreichen. Alle Reservenangaben sind daher entsprechend mit Vorsicht und unter Vorbehalt zu betrachten. Ziel der globalen Reservenabschätzung kann nicht eine exakte Zahl, sondern eine der Realität nahekommende Größenordnung sein.

In die vorliegende Bewertung wurden die Reserven an konventionellem Erdöl, Kondensat und anderen flüssigen Komponenten aus der Erdgasförderung einbezogen. Sie stützt sich auf verschiedene veröffentlichte Quellen (siehe Quellenverzeichnis der Daten im Tabellenanhang), zusätzlich wurden Angaben nationaler Behörden berücksichtigt und eigene Bewertungen durchgeführt. Dadurch ergeben sich zum Teil Abweichungen zu anderen Quellen, wie aus einer Gegenüberstellung der Werte zu den einzelnen Regionen in Tabelle 3.1 zu ersehen ist. In den genannten Statistiken werden in der Regel nur die sicheren Reserven berichtet. Wahrscheinliche und mögliche Reserven finden nur selten Berücksichtigung, so dass insgesamt eine Unterbewertung der Reserven nicht auszuschließen ist.

Wie aus der Gegenüberstellung der Bewertungen der Erdölreserven durch unterschiedliche Publikationen ersichtlich ist (Tab. 3.1), weisen die Energy Watch Group (EWG, 2008) mit 116,3 Gt den niedrigsten und OGJ (2007) unter Einbeziehung der Ölsande Kanadas mit

181,2 Gt den höchsten Wert auf. Rechnet man die kanadischen Ölsande aus den Reserven heraus, ergibt sich bis auf die Bewertung der EWG eine recht gute Übereinstimmung der dargestellten Abschätzungen. Die deutlich geringeren Werte der EWG resultieren hauptsächlich aus geringeren Reservenbewertungen für den Nahen Osten von nur etwa der Hälfte der von anderen Quellen ausgewiesenen Werte. Diese Abweichung wird damit begründet, dass die sonst gemeldeten Reserven politisch motiviert überhöht wurden. Damit steht die EWG im Widerspruch zu allen anderen Quellen, einschließlich der von ihr zitierten Quelle IHS Energy, die für diese Region einen Wert von 92,3 Gt für das Jahr 2005 ausweist.

Tabelle 3.1: Vergleich unterschiedlicher Bewertungen der Reserven an konventionellem Erdöl 2007 in Mt.

| Region | OGJ | EWG | World Oil | Esso | BP | BGR | OPEC |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Europa | 1 942 | 3 469 | 1 977 | 1 913 | 2 218 | 2 392 | 2 164 |
| GUS | 13 452 | 20 952 | 16 784 | 13 453 | 17 333 | 16 969 | 17 450 |
| Afrika | 15 622 | 17 007 | 15 192 | 15 366 | 15 986 | 16 068 | 16 268 |
| Naher Osten | 101 808 | 49 252 | 98 301 | 101 610 | 89 456 | 101 103 | 100 893 |
| Austral-Asien | 4 673 | 7 007 | 4 893 | 4 628 | 9 429 | 5 544 | 5 208 |
| Nordamerika | 28 737 | 11 429 | 7 921 | 28 442 | 14 952 | 6 367 | 5 111 |
| Lateinamerika | 14 946 | 7 143 | 9 600 | 15 225 | 13 306 | 8 870 | 16 369 |
| WELT | 181 180 | 116 259 | 154 668 | 180 637 | 162 680 | 157 312 | 163 464 |
| Ölsande | 23 665 | | | 23 665 | 2 857 | | |
| Welt ohne Ölsande | 157 515 | 116 259 | 154 668 | 156 972 | 159 823 | 157 312 | 163 464 |

Quellen: OGJ (2007), EWG (2008), EIA (2008a) für World Oil, Esso (2008), BP (2008), OPEC (2008).

Gegenüber der vorhergehenden Studie (BGR, 2003) und auch der letzten Kurzstudie (BGR, 2008) wurden die Reserven Venezuelas neu bewertet. Auf Grundlage neuerer Publikationen (González Cruz, 2007; Radler, 2008) wurden die Schwerstöle aus den Reserven Venezuelas herausgerechnet, so dass in den jetzigen Reserven nur noch die konventionellen Öle einschließlich der Schweröle enthalten sind.

Seit der letzten Energiestudie (BGR, 2003) mit Datenstand Ende 2001 traten regional deutliche Erhöhungen beim Nahen Osten und Afrika sowie in etwas geringerem Umfang in der GUS und Lateinamerika auf, während in Nordamerika, Europa und Austral-Asien ein Rückgang zu verzeichnen war. Bezogen auf einzelne Länder ragen bei den Steigerungen der Iran, Libyen, Nigeria, Kasachstan, Venezuela, Sudan und Kuwait mit Reservenerhöhungen von über 500 Mt heraus (Tab. A 3-5). Die Weltreserven an konventionellem Erdöl erhöhten sich damit deutlich um rund 10,5 Gt von 146,8 Gt im Jahr 2001 auf 157,3 Gt im Jahr 2007 bei einer Erdölförderung von insgesamt 22,6 Gt im gleichen Zeitraum.

Der Überblick über die Entwicklung der Erdölreserven und der Erdölförderung (Abb. 3.4) weist bei den Reserven eine stetige Zunahme mit einem deutlichen Sprung Ende der 1980er Jahre aus. Dieser Reservensprung beruhte auf der Erhöhung der OPEC-Reserven. Mit 157,3 Gt lagen die Welt-Erdölreserven Ende 2007 geringfügig unter dem Vorjahreswert von 157,5 Gt. Damit kam es erstmals seit Jahren zu keinem deutlichen Zuwachs bei den

Reserven. Bei den Reservenrückgängen fällt Mexiko mit einer Reduzierung um 2 Gt auf, die auf eine Neubewertung der Reserven unter strengeren Maßstäben beruht und möglicherweise im Zusammenhang mit einer Privatisierung der staatlichen Ölgesellschaft Pemex stehen könnte. Geringere, größtenteils förderbedingte Reduzierungen in der Größenordnung von 100 bis 1000 Mt verzeichneten die VR China, Norwegen, Großbritannien, Indonesien, Kolumbien und die USA.

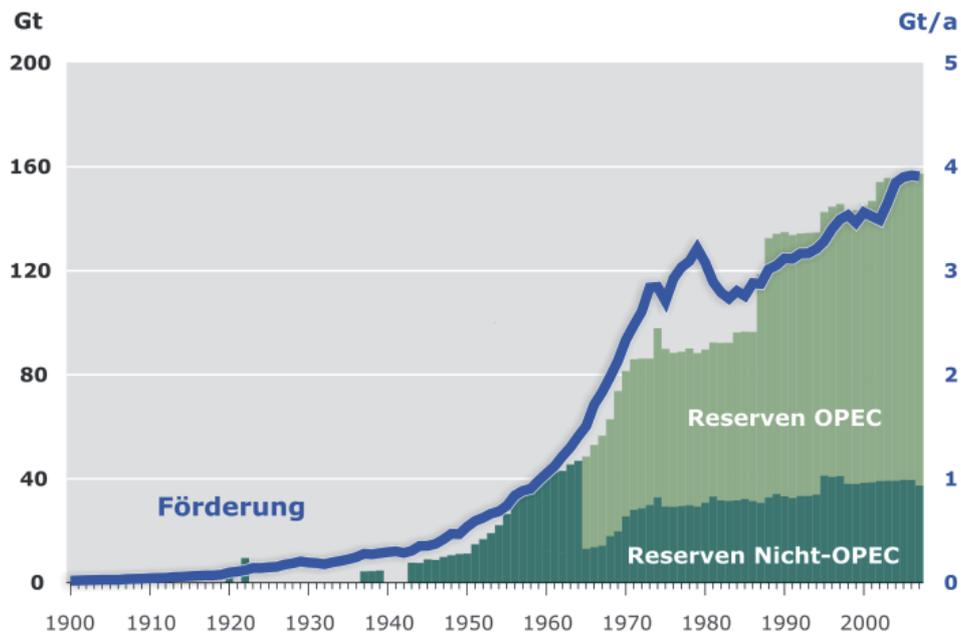


Abbildung 3.4: Entwicklung der Reserven und Förderung von konventionellem Erdöl von 1900 bis 2007.

Beim Vergleich der Reserven nach Ländern (Tab. A 3-6, Abb. 3.5) fällt auf, dass Saudi-Arabien eine Sonderstellung einnimmt. Es verfügt allein über 22 % der Welterdölreserven. Die sechs Länder mit Reserven über 10 Gt sind bis auf Russland alle Mitglieder der OPEC und verfügen über zwei Drittel der Welterdölreserven.

Regional entfallen auf die Länder des Nahen Ostens gut 64 % der Weltreserven, knapp 11 % auf die GUS und gut 10 % auf Afrika. Europa verfügt trotz der reichen Vorkommen in der Nordsee nur über gut 2 % der Weltreserven (Abb. 3.5). Bei den wirtschaftspolitischen Gruppen ist die Verteilung der Erdölreserven noch ungleichmäßiger. Die OPEC verfügt über gut 76 % der Reserven, davon allein 63 % in der Golf-Region, die OECD nur über 6 %. (Abb. 3.6, Tab. A 3-6). Diese Zahlen unterstreichen die Sonderstellung der OPEC für die künftige Versorgung mit Erdöl. Zum Vergleich wurde in die Darstellung auch die Verteilung der Erdgasreserven aufgenommen, bei denen die Konzentration auf OPEC nicht so ausgeprägt ist wie beim Erdöl.

Von den Erdölreserven entfallen etwa 41 Gt (26 %) auf offshore-Gebiete (Abb. 3.7). Von diesen offshore-Reserven lagern 11 Gt in Tiefwasserbereichen mit Wassertiefen größer 500 m. Die offshore-Reserven überwiegen in Europa und Austral-Asien. Die höchsten offshore-Reserven besitzt der Nahe Osten. Infolge zunehmender Exploration im offshore-Bereich insbesondere im Golf von Mexiko, im Atlantik vor Brasilien und an der Westküste Afrikas

sowie im Kaspischen Meer ist in Zukunft mit einer weiteren Erhöhung der offshore-Reserven und ihres Anteils an den Gesamtreserven zu rechnen.

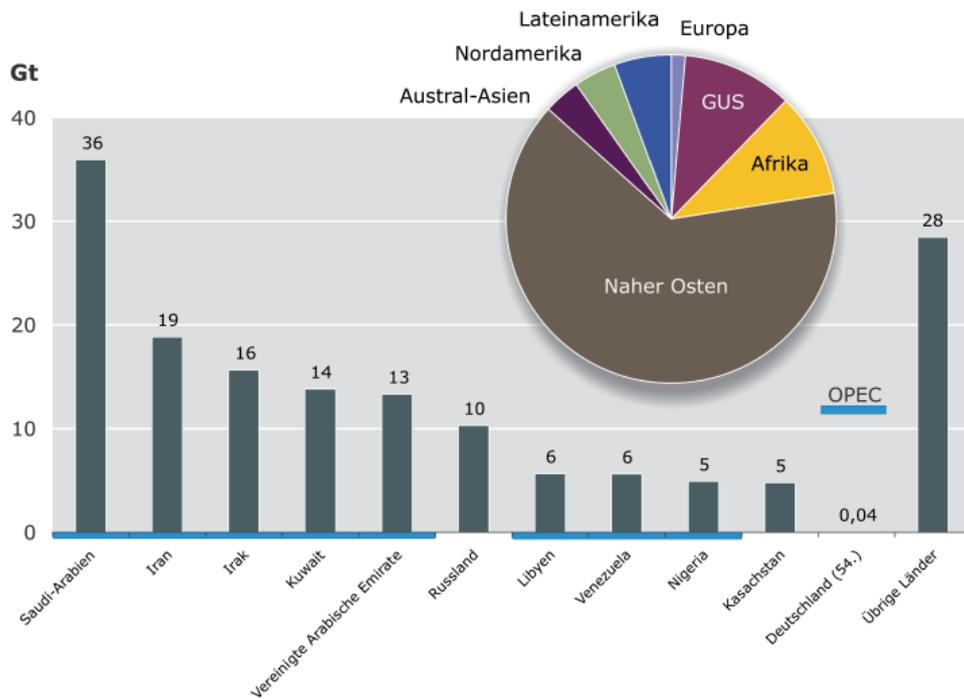


Abbildung 3.5: Reserven an konventionellem Erdöl (insgesamt 157,3 Gt) 2007 der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen.

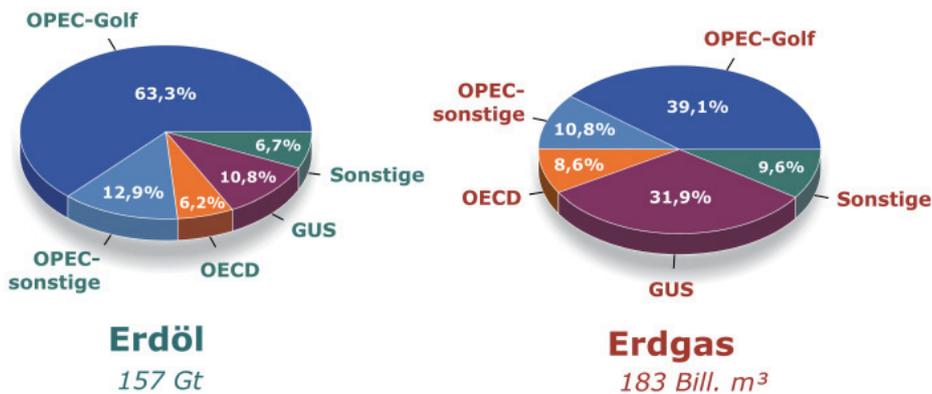


Abbildung 3.6: Verteilung der Reserven von konventionellem Erdöl und Erdgas 2007 nach wirtschaftspolitischen Gruppierungen.

Die Reserven an Erdöl sind sehr unterschiedlich zwischen privaten (IOC) und staatlichen Erdölfirmen (NOC) aufgeteilt (Infobox 1). Bezogen auf die einzelnen Ölgesellschaften ergibt sich bei den Erdölreserven eine deutliche Dominanz der staatlichen Unternehmen (Tab. A 3-7). Als einzige private Ölgesellschaft erscheint die russische Lukoil unter den zehn wichtigsten Reservenhaltern. Die ersten acht Plätze werden von nationalen Ölgesellschaften (NOC) aus OPEC-Ländern belegt, darunter fünf aus dem Nahen Osten. Die sechs größten Gesellschaften mit Reserven > 10 Gt verfügen mit rund 100 Gt über 67 % der Welterdölreserven. Unter den 20 größten Gesellschaften befinden sich nur fünf private Unternehmen.

Zwei Tendenzen lassen eine künftige Erweiterung der Reservenbasis von Erdöl möglich erscheinen. So kann zum einen die derzeit laufende Exploration in Frontiergebietern wie dem Kaspischen Meer, in Tiefwasserbereichen im Golf von Mexiko, vor Brasilien, vor der Westküste Afrikas, in Südostasien sowie in arktischen Regionen Russlands und Nordamerikas weitere Reserven erschließen. Darüber hinaus kann in bekannten Feldern durch verbesserte Fördertechniken und damit höheres Ausbringen des vorhandenen Erdöls sowie durch bessere Kenntnisse des geologischen Aufbaus und des Verhaltens der Lagerstätten ein Reservenwachstum (*Field Growth*) erzielt werden. Eine wichtige Rolle spielen dabei technologische Neuerungen in der Explorations-, Bohr- und Fördertechnik. So tragen 3D- und 4D-Seismik dazu bei, den strukturellen und internen Bau von Prospekten und Feldern besser vorherzusagen und damit das Risiko bei der Exploration und Feldesentwicklung zu mindern. In der Bohrtechnik wird durch Horizontalbohrungen die Möglichkeit eröffnet, bisher nicht oder nur schwer zugängliche Prospekte zu erschließen und die Zuflussraten zu erhöhen. In der Fördertechnik wird durch die Nutzung mobiler Einheiten, sogenannter Produktions-, Lager- und Verladeschiffe (FPSO), und durch Förderinstallationen am Meeresboden die Nutzung von offshore-Lagerstätten in immer größere Wassertiefen verschoben. So liegt heute der Rekord für die Produktion im Cheyenne-Gasfeld im Golf von Mexiko in einer Wassertiefe von 2740 m.

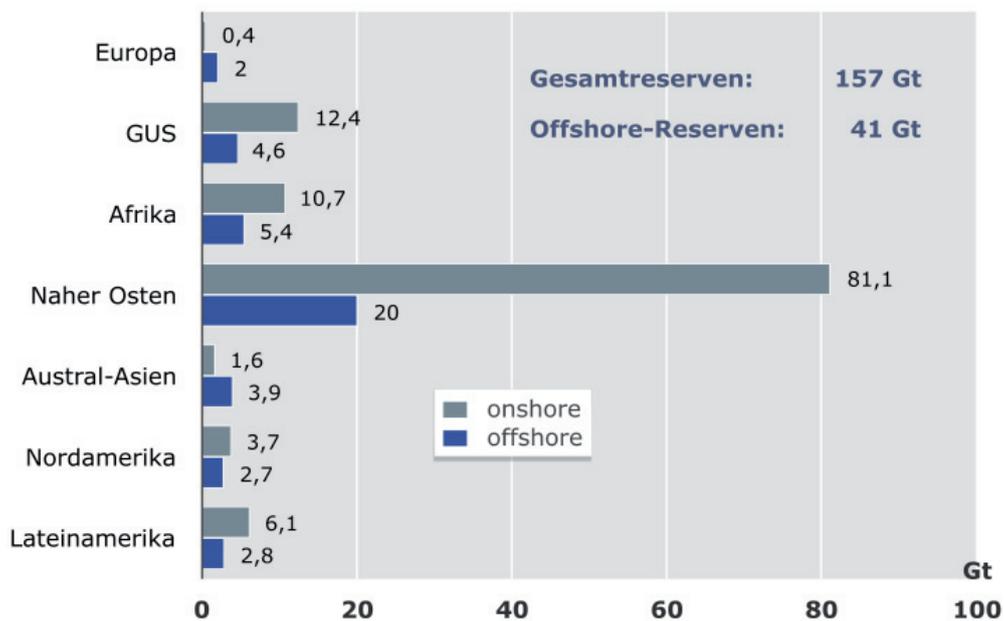


Abbildung 3.7: Verteilung der Reserven an konventionellem Erdöl 2007 onshore und offshore nach Regionen.

Durch diese technologischen Neuerungen und weitere Anstrengungen zur Kostensenkung werden heute Felder wirtschaftlich nutzbar, die vor Jahren noch als marginal oder unwirtschaftlich galten. Diese Entwicklungen haben mit dazu beigetragen, dass die Reserven Zahlen in den letzten Jahren trotz steigender Produktion und stagnierendem Gesamtpotenzial weiter gewachsen sind.

Eine Analyse der Überführung der vom USGS (2000) ausgewiesenen Ressourcen in Reserven und des Reservenwachstums nahmen Klett et al. (2005) vor. Danach wurden beim Erdöl im Zeitraum zwischen 1996 und 2003 Reservenwachstum von 69 Gb realisiert. Zuwächse aus

der Neubewertung in Produktion befindlicher Felder addierten sich zu 171 Gb. Damit wurden in einem Zeitraum, der 27 % des in der Studie von 2000 betrachteten Zeitraums (25 Jahre) umfasst, 11 % der Ressourcen überführt und 28 % des prognostizierten „Reserve Growth“ realisiert. Die in diesem Zeitraum geförderte Menge an Erdöl von 206,7 Gb (28,1 Gt) wurde zum Großteil aus der Neubewertung bekannter Felder ersetzt. Stark & Chew (2005) geben für den Zeitraum 1995 bis 2003 einen Reservenzuwachs von 603 Gb an, der mit 138 Gb zu 23 % aus Neufunden stammt. In diesen Zahlen dürften aber auch die Zuwächse bei nicht-konventionellem Erdöl enthalten sein.

3.2.3 Erdölressourcen

Angaben zu den Ressourcen an Erdöl sind mit größeren Unsicherheiten behaftet als Daten zu den Reserven. Im Vergleich zu den Reserven, die jährlich berichtet werden, erfolgen Schätzungen zu Ressourcen unregelmäßig und in größeren Abständen. Die letzte weltumspannende Abschätzung erfolgte durch den USGS im Jahr 2000 (USGS, 2000) bezogen auf Ende 1995 und mit einer Vorausschau für 25 Jahre. Die Mittelwerte für die weltweiten Ressourcen an konventionellem Erdöl werden mit 124,4 Gt Erdöl und NGL, davon etwa 27 Gt NGL angegeben. Bei der Ermittlung der Werte für die vorliegende Studie (Tab. A 3-8) wurden sowohl die bisherigen Werte der BGR, die neuen Ergebnisse von regionalen USGS-Studien (USGS, 2006, 2008) als auch neue Ergebnisse aus dem Subsalinar vor Brasilien (Smith, 2008) berücksichtigt. Daraus ergibt sich ein Wert für die weltweiten Erdölressourcen von 91,5 Gt. Dieser Wert liegt über der Abschätzung von 2001 (84,3 Gt). Die höhere Bewertung ist durch die Einbeziehung bisher nicht berücksichtigter Becken in der Arktis und einer Höherbewertung der Ressourcen Brasiliens begründet. Die weltweite Ressourcenmenge entspricht damit gut der Hälfte des bislang geförderten Erdöls und der Reserven. Im Vergleich mit den anderen Energierohstoffen lässt sich daraus schließen, dass die Förderung und damit die Erschließung des Gesamtpotenzials bei Erdöl am weitesten vorangeschritten sind.

Auch bei den Ressourcen ist ähnlich wie bei den Reserven eine starke Konzentration festzustellen. Auf die zehn führenden Länder entfallen knapp zwei Drittel der Ressourcen (Abb. 3.8, Tab. A 3-9). Über die größten Erdölressourcen verfügen derzeit Russland und die USA gefolgt von Saudi-Arabien und Kasachstan. Anders als bei den Reserven spiegelt sich die Dominanz der OPEC-Länder bei den Erdölressourcen nicht wieder. Mit Saudi-Arabien, Iran, Irak und Venezuela sind nur vier OPEC-Länder unter den zehn wichtigsten Ressourcenländern (Abb. 3.8). Zusammen verfügen sie über rund 22 % der Erdölressourcen.

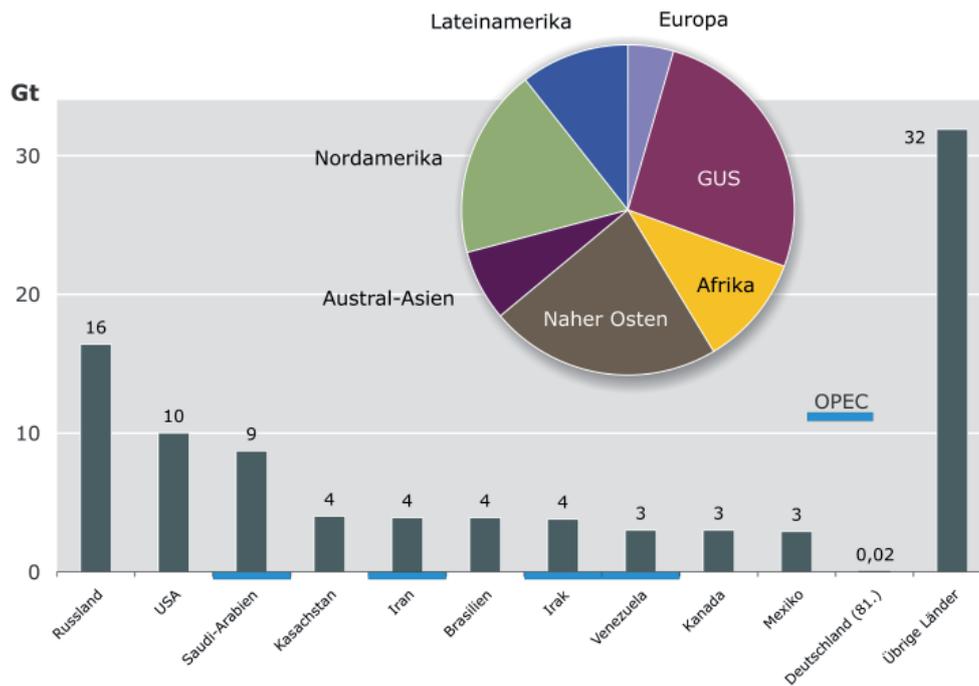


Abbildung 3.8: Ressourcen an konventionellem Erdöl 2007 (insgesamt 91,1 Gt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen.

3.2.4 Erdölförderung

Die Statistiken zur Erdölförderung umfassen in der Regel konventionelles Erdöl einschließlich NGL und in vielen Fällen auch nicht-konventionelles Erdöl. Eine klare Trennung ist weltweit nicht möglich, so dass in der vorliegenden Statistik bei den Förderzahlen das gesamte Spektrum flüssiger Kohlenwasserstoffe enthalten ist. Als Ausgangsdaten für Tabelle A 3-10 wurden vorzugsweise die Werte von BP (2008) und IEA (2008b) genutzt. Berücksichtigt wurden auch Statistiken aus dem OGJ, der EIA, Angaben nationaler Institutionen, aus dem Arab Oil & Gas, aus Interfax Russia & CIS Oil & Gas Weekly (für die GUS) sowie aus diversen anderen Fachzeitschriften (siehe Quellenverzeichnis der Daten im Tabellenanhang).

Seit der letzten Energiestudie 2003 hat sich die weltweite Erdölförderung nur moderat von 3,52 Gt im Jahr 2001 auf 3,88 Gt im Jahr 2007 erhöht (Tab. A 3-10). Die stärksten Zunahmen waren in den Jahren 2003 und 2004 zu beobachten, während im Jahr 2007 die Förderung leicht abfiel. Das bislang absolute Fördermaximum wurde 2006 mit 3917 Mt erreicht. Ende 2007 wurden weltweit seit Beginn der industriellen Erdölförderung insgesamt 151 Gt Erdöl gewonnen (Tab. A 3-2), die Hälfte davon innerhalb der letzten 20 Jahre. Damit reicht die bisher geförderte Menge fast an die der Reserven heran. Berücksichtigt man die Ressourcen von etwa 92 Gt, sind über 38 % des derzeit erwarteten Gesamtpotenzials an konventionellem Erdöl bereits verbraucht.

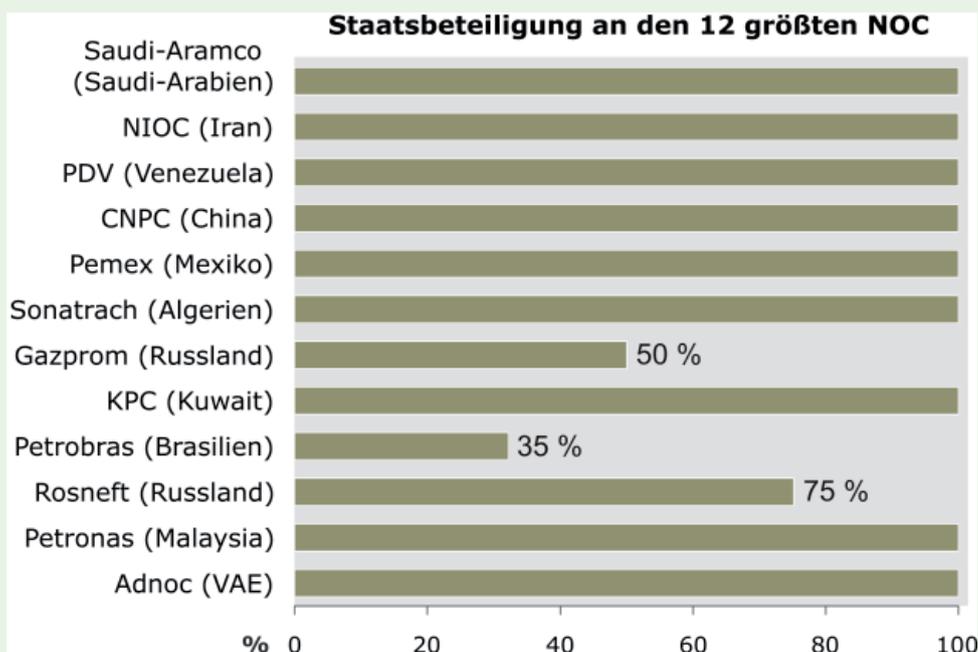
Wichtigste Förderregionen waren 2007 der Nahe Osten, Nordamerika und die GUS (Tab. A 3-11, Abb. 3.9). Gegenüber 2001 verzeichneten die GUS, der Nahe Osten und Afrika Förderzuwächse von über 100 Mt. Rückgänge in der Erdölförderung betrafen insbesondere Europa mit 90 Mt. Bezogen auf einzelne Länder erreichten Russland, Saudi-Arabien und Angola bedeutende Zuwächse (>50 Mt). Einen stärkeren Rückgang von mehr als 40 Mt



Internationale vs. nationale staatliche Erdöl- und Erdgasfirmen

Die Produktion von Erdöl wird sowohl von privaten internationalen Erdölfirmen (International Oil Companies, IOC) als auch nationalen staatlichen Unternehmen (National Oil Companies, NOC) durchgeführt. In den 1960er Jahren kontrollierten private Erdölunternehmen noch 85 % der Welterdölreserven. Als Folge der Verstaatlichungswelle in den Ölförderländern in den 1970er Jahren hat sich das Verhältnis bis heute umgekehrt. Der Anteil der staatlichen Erdölunternehmen an den Welterdölreserven beträgt inzwischen mehr als 80 %. Unter den zehn Unternehmen mit einem Zugriff auf die weltweit größten Erdölreserven ist mit der russischen Lukoil nur ein einziges privates Unternehmen vertreten. Bei den Welterdölressourcen ist der Einfluss der privaten Erdölunternehmen noch geringer. Sie haben lediglich zu 7 % der Ressourcen Zugang. Auch beim Erdgas dominieren derzeit staatliche Firmen. Die zehn Unternehmen, die über die weltweit größten Erdgasreserven verfügen, sind in Staatsbesitz. Für internationale Ölgesellschaften wird es immer schwieriger, Zugang zu leicht und preiswert zu erschließenden Erdöl- und Erdgasvorkommen zu bekommen.

Die Hälfte der 50 größten Erdöl- und Erdgasfirmen sind mehrheitlich oder gar zu 100 % Staatseigentum. Diese staatlichen Rohstoffunternehmen können unterschiedliche Strategien verfolgen. So kann sich die Tätigkeit auf die Erschließung und Nutzbarmachung des heimischen Erdöl- und Erdgaspotenzials konzentrieren. Andere streben zusätzlich Beteiligungen an Erdöl- und Erdgasvorkommen im Ausland an, um die eigene Energieversorgung zu sichern. Nationale staatliche Erdöl-/Erdgasfirmen verfügen heute in vielen Fällen über ein vergleichbares Kapital und Wissen zur Unternehmensführung und sind nicht mehr auf Technologiepartnerschaften mit Privatunternehmen angewiesen. Das gilt insbesondere für staatliche Erdölunternehmen aus den Schwellenländern wie Petrobras (Brasilien), PetroChina und Gazprom (Russland), die heute über vergleichbare Budgets für Forschung und Entwicklung verfügen wie ihre privaten Mitstreiter. Das Investitionsvolumen staatlicher Erdölunternehmen erhöhte sich im Jahr 2008 um rund 24 %. Im gleichen Zeitraum stockten die internationalen Erdölfirmen ihre Investitionsausgaben nur um etwa 16 % auf.



hatten Großbritannien, Norwegen und die USA zu verzeichnen. Die führenden zehn Länder bestreiten knapp 62 % der Erdölförderung (Tab. A 3-11, Abb. 3-10).

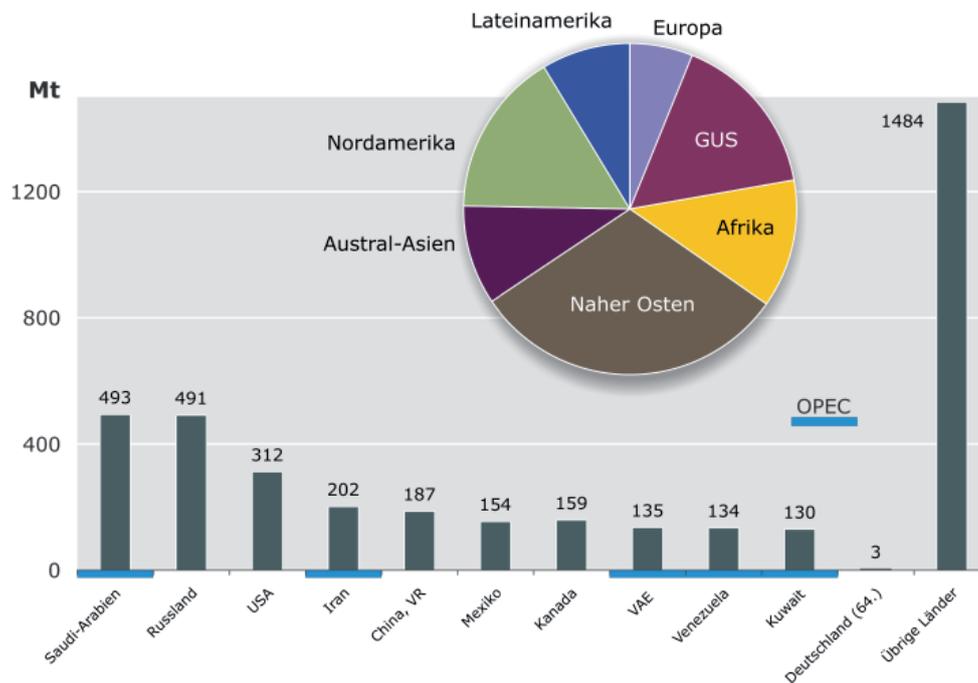


Abbildung 3.9: Förderung von konventionellem Erdöl 2007 (insgesamt 3,9 Gt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen.

Veränderungen gegenüber 2001 gab es auch in der Rangfolge der zehn wichtigsten Förderländer. So löste Russland die USA auf Platz zwei ab und schloss fast zu Saudi-Arabien auf (Abb. 3.9). Norwegen und Großbritannien schieden aus den Top 10 aus und wurden von den Vereinigten Arabischen Emiraten und Kuwait abgelöst. Dadurch sind jetzt unter den zehn größten Förderländern fünf OPEC-Staaten vertreten. Nach wirtschaftspolitischen Gruppen entfallen auf die OPEC 40 % der Weltförderung, davon 28 % auf die Golfstaaten der OPEC, auf die OECD 28 % mit nur 4 % auf die EU. Der Anteil der OPEC an der weltweiten Erdölförderung stieg von etwa 20 % Anfang der 1940er Jahre auf fast 50 % Mitte der 1970er Jahre an (Abb. 3.10). In Folge der Ölpreiskrise ging der Anteil der OPEC Mitte der 1980er Jahre auf etwa 30 % zurück, stieg seitdem jedoch wieder kontinuierlich an und erreichte 2007 44 %. Längerfristig dürfte der Anteil der OPEC an der Erdölförderung künftig weiter zunehmen. Die IEA (2008a) erwartet für 2030, dass 51 % des Erdöls in der OPEC produziert werden.

Die regionale Verteilung der Förderung von Erdöl ist ausgeglichener als die der Reserven. Die relativ hohen Anteile an der Förderung seitens der OECD führen dabei zu einem raschen Verbrauch der relativ geringen Reserven, was zu einer zunehmenden Abhängigkeit von der OPEC führen wird. Den Golfstaaten der OPEC mit ihrem großen Reserven- und Förderpotenzial kommt eine besondere Rolle zu. Insbesondere Saudi-Arabien ist hier kurzfristig in der Lage, Förderausfälle in anderen Regionen als sogenannter *Swing Producer* zu kompensieren oder auch das Erdölangebot drastisch einzuschränken. Allerdings reduzierte sich die Reservenkapazität in Zeiten hoher Nachfrage nach Erdöl zwischen 2006 und 2008 auf

Saudi-Arabien mit rund 1 Mb/d. In Folge der Finanzkrise und fallender Nachfrage nach Erdöl verfügen zunehmend auch die anderen OPEC-Länder wieder über Reservekapazitäten.

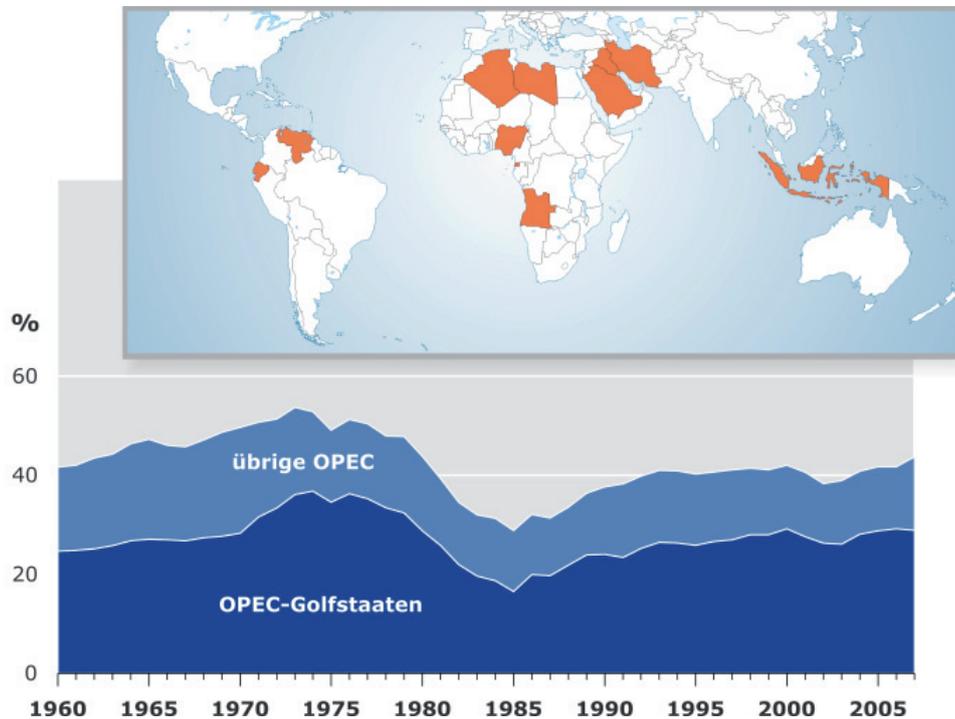


Abbildung 3.10: Anteil der OPEC-Staaten (orange) an der Erdölförderung weltweit von 1960 bis 2007.

Der Anteil der Förderung aus offshore-Feldern lag 2007 mit 1,4 Gt bei knapp 37 %. Ergiebigste offshore-Fördergebiete waren die Nordsee und der Golf von Mexiko mit jeweils 210 Mt. Weitere wichtige Förderregionen offshore waren der Atlantik vor Brasilien, Westafrika (Nigeria, Angola), der Arabische Golf und Südostasien (China, Vietnam, Malaysia und Indonesien), zunehmend auch das Kaspische Meer. Bezogen auf Tiefwasser in Wassertiefen über 500 m waren 2007 157 Felder in Produktion, was seit 2000 eine Steigerung um 113 Felder bedeutet. 91 % dieser Felder liegen im sogenannten *Goldenen Dreieck*, das den Golf von Mexiko, Brasilien und Westafrika umfasst (Petroleum Economist, 2007).

Bei der Förderung ergibt sich ebenfalls wie bei den Reserven eine Dominanz der staatlichen Ölgesellschaften (Infobox 1, Tab. A 3-13), jedoch etwas abgeschwächt. Das trifft auch auf die Golfstaaten zu. In die Phalanx der staatlichen Ölgesellschaften konnten ExxonMobil und Shell mit den Plätzen fünf und sechs unter die zehn wichtigsten Unternehmen eindringen. Die zehn größten Fördergesellschaften erbringen mit 1,65 Gt rund 42 % der Weltförderung.

Nach Guntis (2002) wurden 2001 mit insgesamt 108 Mt rund 3,9 % der Weltförderung an Erdöl mit Hilfe von EOR gewonnen (Infobox 2). Neuere detaillierte Angaben zur weltweiten EOR-Förderung sind nicht verfügbar. Allerdings nahm mit steigendem Erdölpreis in den letzten Jahren die Anzahl der Projekte zu. Die wichtigsten Länder mit EOR-Projekten sind die USA, Venezuela sowie Indonesien, Kanada und China. Pusch (2007) schätzt das durch EOR verfügbare Potenzial an Erdöl für Europa auf 1,4 Gt, davon 1 Gt im offshore-Bereich; für die USA erreicht es 13,6 Gt.

Weltweit wurde die Erdölförderung 2007 von etwa 873 000 Fördersonden erbracht. Damit förderte 2007 eine Bohrung im weltweiten Durchschnitt 4447 t Erdöl. Im Vergleich zu 2001 bedeutet dies eine Steigerung um etwa 39 000 Fördersonden und eine Produktivitätssteigerung um 223 t/a pro Sonde. Regional ergeben sich bei der Leistung der Fördersonden beträchtliche Unterschiede (Tab. A 3-14). Die höchsten Förderleistungen weisen Bohrungen im Nahen Osten mit durchschnittlich 107,5 kt/a und Afrika mit 44 kt/a auf. Die Region mit den geringsten Förderleistungen ist Nordamerika mit durchschnittlich 1,1 kt/a. Die Mehrzahl der Fördersonden ist auf einige Länder konzentriert. Die USA nehmen dabei eine Sonderstellung ein. Die USA verfügen heute trotz Reduzierung um über 40 000 mit noch etwa 500 000 Bohrungen über annähernd 57 % aller Erdölsonden, die zusammen aber nur 8 % der Weltförderung liefern. Russland mit 11,4 %, China mit 8,2 % und Kanada mit 7,0 % stellen zusammen mit den USA knapp 84 % der Sonden. Im Vergleich dazu erbringen die Länder des Nahen Ostens mit nur gut 1 % der Sonden knapp 31 % der Weltförderung an Erdöl.

3.2.5 Gewinnungskosten von Erdöl

Im *Upstream*-Bereich, der die Exploration, Feldesentwicklung, Förderung und Aufbereitung umfasst, können in der Erdölindustrie vier Kostenarten unterschieden werden (IFP, 2004):

- Explorationskosten im Vorfeld des Lagerstättenachweises,
- Erkundungskosten zur Untersuchung des Feldes für Entscheidungen zur Feldesentwicklung,
- Entwicklungskosten mit Kosten für Bohrungen, unter- und überörtliche Installationen sowie Transport- und Speicherkapazitäten auf der Lagerstätte und
- Operative Kosten einschließlich der Transportkosten.

Aus der Summe dieser Kosten ergeben sich die Gesamtkosten für ein Projekt. Ein wichtiger Indikator sind die spezifischen Kosten, d.h. die Kosten für die Gewinnung eines Barrels oder einer Tonne Erdöl. Allerdings treten in diesem Zusammenhang unterschiedliche Begrifflichkeiten wie technische Kosten, Produktionskosten, Gewinnungskosten auf, bei denen die enthaltenen Kostenarten nicht erkennbar sind. Die Gesteungskosten (*Supply Costs*) von Erdöl (in USD/b Rohöl) beinhalten die Aufsuchungs- und Entwicklungskosten (*Finding and Development Costs*) sowie die eigentlichen Förderkosten (*Production/Operating* oder *Direct Lifting Costs*) einschließlich einer 15%igen Abzinsung, aber ohne Steuerabgaben.

Die EIA (EIA, 2008b) gibt exemplarisch verschiedene Kostenarten für 30 international operierende US-Ölgesellschaften an, die als sogenannte FSR-Gesellschaften (*Financial Reporting System*, FSR) für ihre weltweiten Operationen Daten liefern. Hier wird unterschieden zwischen Aufsuchungs- und Entwicklungskosten (*Finding Costs*) und Förderkosten (*Lifting Costs*), die die direkten Förderkosten und die Förderabgaben beinhalten. Die Summe beider Kostenarten ergibt die Gesamtgewinnungskosten (*Total Upstream Costs*). Die Entwicklung der spezifischen Gesamtgewinnungskosten seit Beginn der 1980er Jahre (Abb. 3.11) weist zwei Tendenzen auf. Während in den 1980er und 1990er Jahren ein Trend zu geringeren Kosten als Folge der Umsetzung von Technologiefortschritten zu beobachten war, setzte mit Beginn des 21. Jahrhunderts ein deutlicher Aufwärtstrend ein, der hauptsächlich durch höhere Aufsuchungs- und Entwicklungskosten bedingt ist. Ursächlich dafür sind neben geringeren Reservenzuwächsen vor allem die mit dem Ölpreis stark gestiegenen Kosten für

Energie, Material, Ausrüstung und Personal. Im Zuge der aktuellen Finanzkrise und fallender Öl- und Rohstoffpreise dürfte sich in den kommenden Jahren auch bei den spezifischen Kosten wieder ein Rückgang bemerkbar machen.

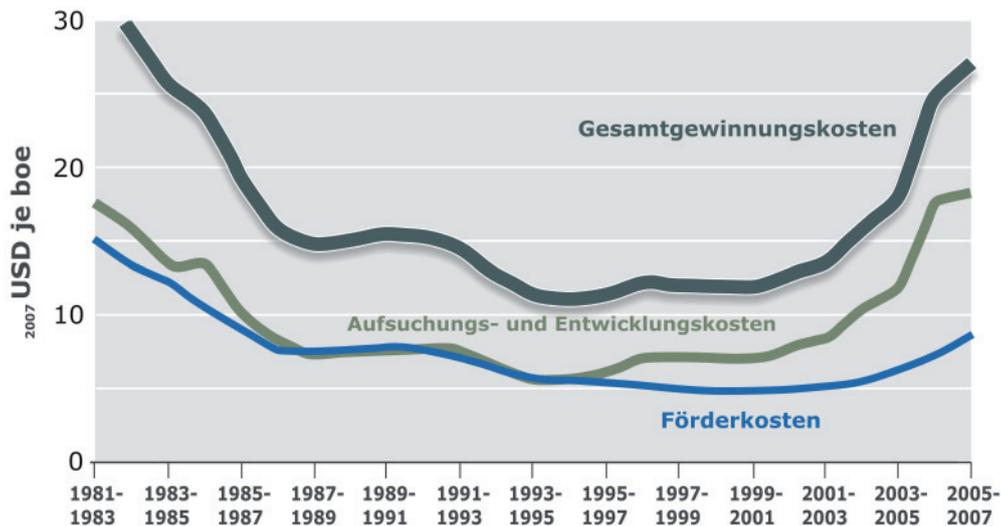


Abbildung 3.11: Aufsuchungs- und Entwicklungskosten, Förderkosten und spezifische Gesamtgewinnungskosten von FRS-Gesellschaften der EIA im Dreijahresmittel von 1981 bis 2007 in USD/boe (EIA, 2008b).

Bei den spezifischen Kosten gibt es starke regionale Differenzierungen. Das betrifft insbesondere die Aufsuchungs- und Entwicklungskosten (Tab. 3.2). Hier schneidet der Nahe Osten am günstigsten ab, obwohl die bedeutendsten Förderländer (Saudi-Arabien, Iran und Irak) infolge der Dominanz von nationalen Ölgesellschaften (Infobox 1) ausgeklammert sind. Am höchsten sind diese Kosten im offshore-Bereich der USA, bedingt durch die hohen Tagesraten für Bohrschiffe und Bohrplattformen und die hohe Materialintensität der Förderanlagen. Bei den Förderkosten sind die Unterschiede zwischen den Regionen deutlich geringer (EIA, 2008b).

Angaben zu den erwarteten Gesamtgewinnungskosten für konventionelles Erdöl seitens der IEA (2008a) und von Petrobras (2008) sehen für konventionelles Erdöl eine Varianz von weniger als USD 2/b bis USD 100/b vor (Tab. 3.3). Dabei sind die Gewinnungskosten für Erdöl aus dem Nahen Osten, insbesondere aus den Staaten der OPEC am geringsten. Deutlich kostenintensiver als der Durchschnitt der übrigen Regionen ist die Gewinnung von Erdöl mit EOR-Verfahren, aus der Tiefsee und in der Arktis. Da gerade hier Optionen für zusätzliches Erdölpotenzial für die Zukunft gesehen werden, lässt sich aus den Zahlen ableiten, dass der Preis von Erdöl steigen wird.

Tabelle 3.2: Spezifische Aufsuchungs- und Entwicklungskosten sowie Gesamtgewinnungskosten für FSR-Gesellschaften für Dreijahresmittel 2004-2006 und 2005-2007 nach Regionen in 2007 USD/boe (EIA, 2008b).

| Region | Aufsuchungs- und Entwicklungskosten | | Gesamtgewinnungskosten | |
|-----------------------------|-------------------------------------|-----------|------------------------|-----------|
| | 2004-2006 | 2005-2007 | 2004-2006 | 2005-2007 |
| USA gesamt | 15,95 | 17,01 | 23,71 | 26,48 |
| onshore | 11,54 | 13,38 | 19,90 | 23,45 |
| offshore | 65,49 | 49,54 | 71,69 | 57,20 |
| außerhalb USA gesamt | 20,06 | 20,70 | 26,91 | 28,58 |
| Kanada | 19,89 | 12,20 | 27,31 | 21,12 |
| Europa | 23,41 | 31,58 | 30,61 | 40,29 |
| GUS | k.A. | k.A. | k.A. | k.A. |
| Afrika | 26,36 | 38,24 | 33,01 | 45,98 |
| Nahe Osten | 5,41 | 4,77 | 14,70 | 14,85 |
| Sonstige östl. Hemisphäre | 13,03 | 20,56 | 19,36 | 27,52 |
| Sonstige westl. Hemisphäre | 43,87 | 20,30 | 49,05 | 36,14 |
| Weltweit | 17,65 | 18,48 | 24,92 | 27,10 |

Tabelle 3.3: Mittlere Gesamtgewinnungskosten von konventionellem Erdöl nach Art und Region des Vorkommens (IEA, 2008a, Petrobras, 2008).

| | IEA (2008) (USD/b) | Petrobras (2008) (USD/b) |
|-----------------|-----------------------|-----------------------------|
| Nahe Osten | 3 – 14 | 7 – 19 |
| GUS | k.A. | 15 – 35 |
| Tiefsee | 32 – 65 | 23 – 45 |
| EOR | 30 – 82 | 25 – 63 |
| Arktis | 32 – 100 | 25 – 50 |
| Übrige Regionen | 10 – 40 | 12 – 30 |

3.2.6 Erdölverbrauch

Der Mineralölverbrauch (Erdölprodukte) erhöhte sich 2007 um rund 460 Mt gegenüber 2001 und erreichte mit rund 3,9 Gt einen historischen Höchstwert. Nach Ländergruppen und regional ist der Verbrauch dabei sehr ungleichmäßig verteilt. Während die OECD-Länder mit 2,2 Gt gut 56 % des Mineralöls verbrauchen, entfallen auf die OPEC-Staaten nur gut 9 %. Die verbrauchsstärksten Regionen sind Austral-Asien, Nordamerika und Europa (Tab. A 3-15, A 3-16). Seit 1978 hatten Austral-Asien und Nordamerika die größten Zuwächse zu verzeichnen, während der Verbrauch in Europa stagniert und in den letzten Jahren leicht rückläufig war. Beim Vergleich zwischen Förderung und Verbrauch einzelner Regionen (Abb. 3.12) ergibt sich für Nordamerika, Austral-Asien und Europa eine eindeutige Dominanz des Verbrauchs über die Förderung. Beim Nahen Osten, Afrika, Lateinamerika und der GUS überwiegt die Förderung.

Auf die zehn Länder mit dem größten Mineralölverbrauch entfielen 2007 zusammen etwa 58 % des weltweiten Verbrauchs. Nach wie vor sind die USA mit 943 Mt, entsprechend fast einem Viertel der globalen Erdölproduktion, der größte Verbraucher (Abb. 3.13, Tab. A 3-16).

Diese Menge verbrauchen die in der Rangliste nachfolgenden fünf Länder zusammen. Unter den zehn wichtigsten Verbraucherländern ist mit Saudi-Arabien nur ein OPEC-Land. Deutschland nahm 2007 in der Verbrauchsrankliste mit rund 102 Mt, entsprechend 2,6 % des Weltverbrauchs, Platz acht ein.

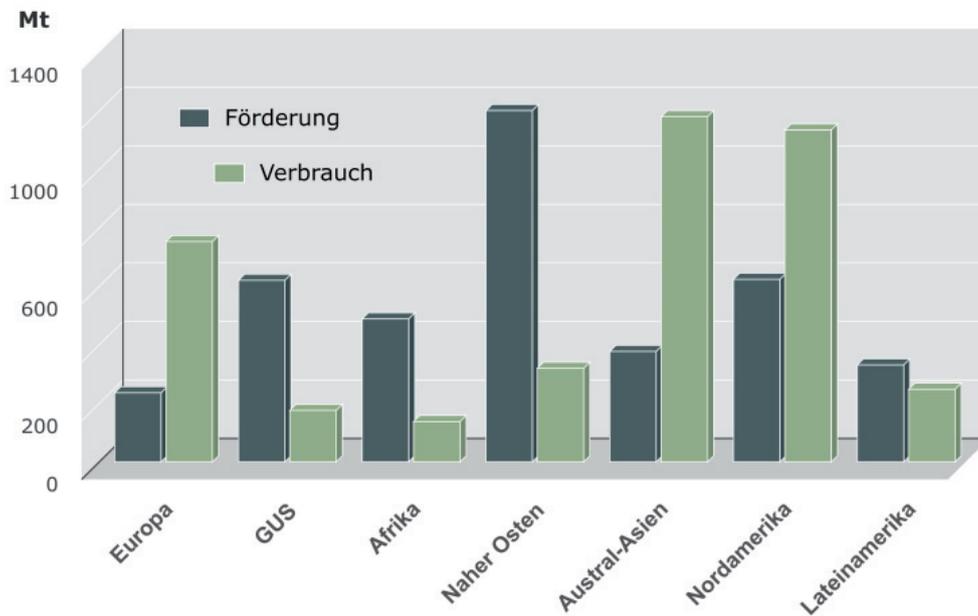


Abbildung 3.12: Vergleich Erdölförderung und Mineralölverbrauch 2007 nach Regionen.

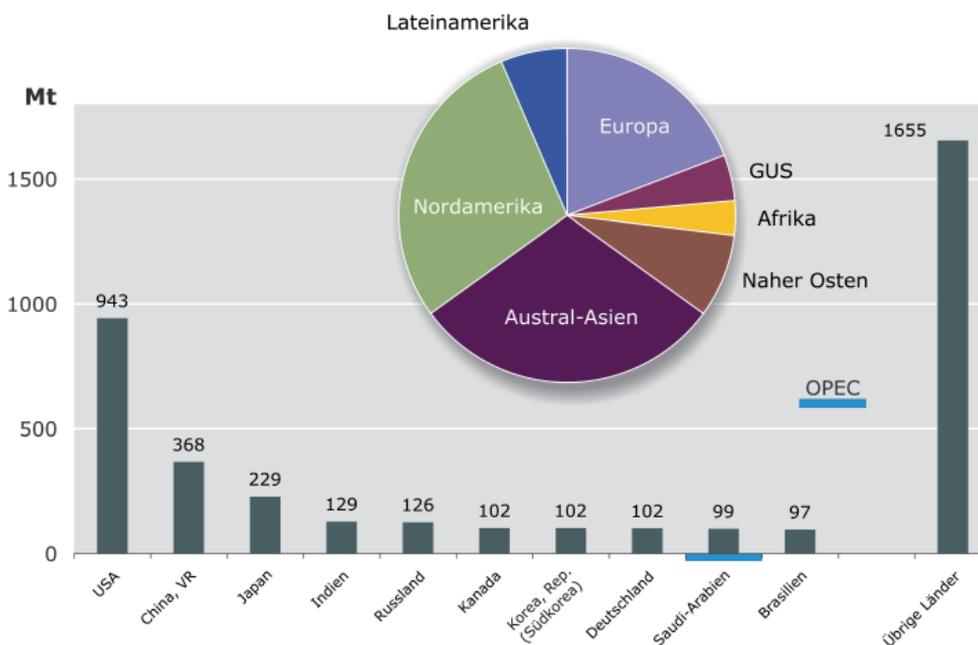


Abbildung 3.13: Verbrauch von Mineralöl 2007 (insgesamt 3,9 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen.

Beim Mineralölverbrauch pro Kopf der Bevölkerung (Tab. A 3-17) weist Singapur mit 9,9 t/Kopf den höchsten Wert auf. Hohe Werte mit mehr als 3 t/Kopf weisen Länder aus dem Nahen Osten wie Kuwait, VAE, Katar und Saudi-Arabien, aber auch die USA und Kanada auf. In den EU-Staaten schwanken die Werte zwischen 0,5 t/Kopf in Rumänien und 5,8 t/Kopf in Luxemburg. Die Mehrzahl der Länder liegt in der EU mit 2,0 bis 3,0 t/Kopf deutlich über dem Weltdurchschnitt von 0,6 t/Kopf.

3.2.7 Erdöltransport und Handel

Da die Hauptförderregionen für Erdöl nicht mit den wichtigsten Verbraucherregionen zusammenfallen, wird Rohöl weltweit gehandelt. So wurden von dem 2007 geförderten Erdöl mit 2,2 Gt etwa zwei Drittel grenzüberschreitend und teilweise über große Entfernungen vorwiegend per Tanker oder Pipeline transportiert. Kleinere Mengen wurden auch mit der Eisenbahn befördert (Abb. 3.14).

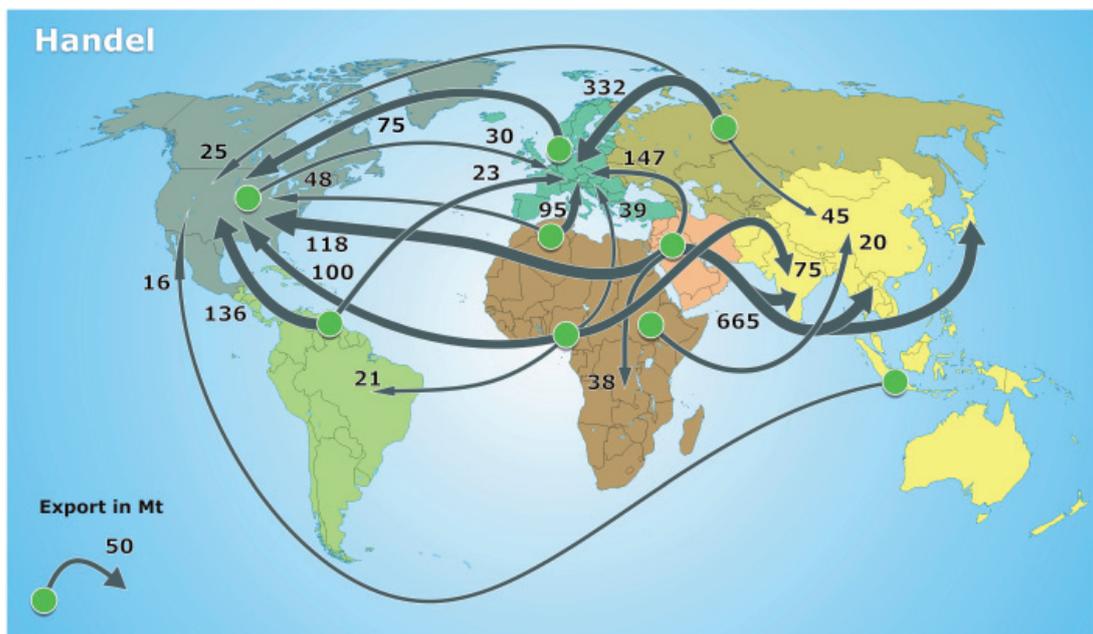


Abbildung 3.14: Welterdölhandel (Rohöl und Erdölprodukte) 2007 in Mt (nach BP, 2008) ohne Berücksichtigung des Transportes innerhalb der Regionen.

Bei der Ermittlung der Import- und Exportwerte für die einzelnen Länder wurden Daten der IEA (2008a), von BP (2008) und des OPEC Annual Statistical Bulletin 2007 sowie nationale Angaben berücksichtigt. Die wichtigsten Exportregionen waren 2007 der Nahe Osten mit 38 % der Exporte, Afrika mit 17 % und die GUS mit 16 %. Die sechs führenden Länder mit Exportmengen über 100 Mt – Saudi-Arabien, Russland, Iran, Nigeria, Venezuela und die Vereinigten Arabischen Emirate - bestritten 2007 knapp die Hälfte der weltweiten Exporte (Tab. A 3-18). Auf die vier führenden Importländer USA, Japan, VR China und Südkorea entfielen knapp die Hälfte der weltweiten Importe (Tab. A 3-19).

Der Transport des Erdöls erfolgt innerhalb der Kontinente meist durch Pipelines, zwischen den Kontinenten wie aus dem Nahen Osten nach Europa, Asien und Amerika, von Afrika nach Europa und Amerika sowie von Lateinamerika nach Nordamerika mit Tankern oder

Tanker- und Pipelinetransport kombiniert. Der Tankertransport überwog 2007 mit einem Anteil von etwa 75 bis 80 %.

Spezifische Transportkosten bezogen auf den Energiegehalt stellen sich für Erdöl insbesondere wegen der deutlich höheren Energiedichte erheblich niedriger dar als für Erdgas (Abb. 3.15). Das ist auch ein Grund dafür, dass sich ein weltumspannender Handel mit Erdgas bislang kaum ausgebildet hat (Abschnitt 4.2.7). Für Erdöl ist der Transport mit Tankern billiger als der Transport per Pipeline. Allerdings sind die in der Abbildung 3.15 angegebenen Trends nur als Durchschnittswerte anzusehen, da die Transportkosten von der Größe der Schiffe und der Kapazität der Pipelines abhängen. Weitere Einflussfaktoren sind die Rohstoffpreise und die generelle Marktsituation. So können zu Zeiten hoher Preise und knapper Transportkapazitäten die Frachtkosten deutlich ansteigen.

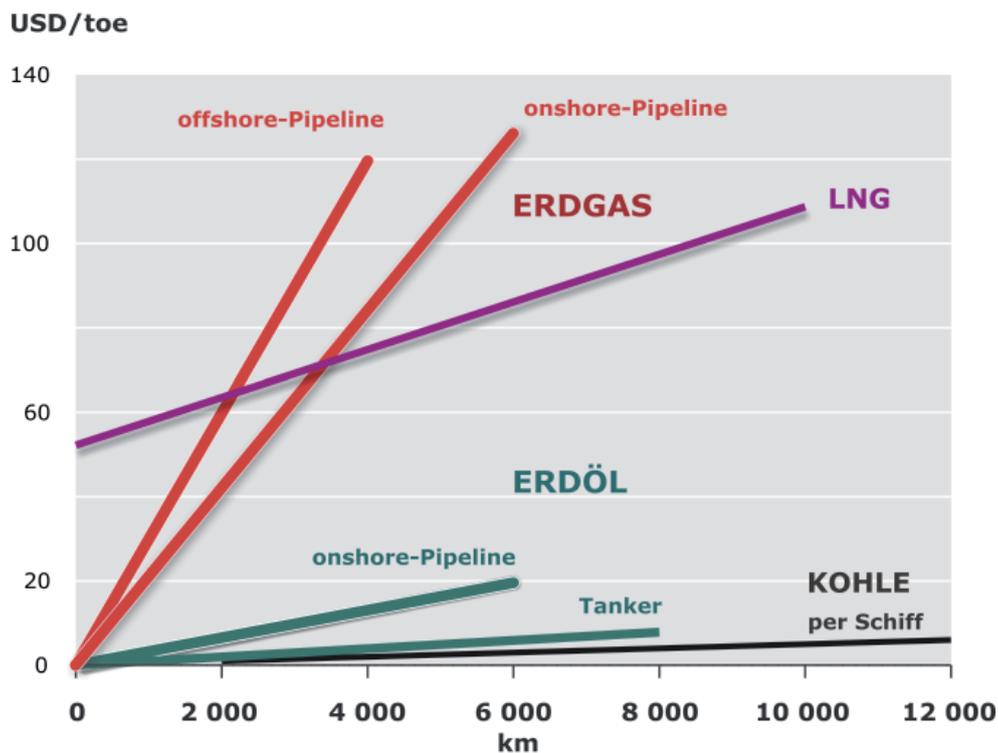


Abbildung 3.15: Vergleich der Transportkosten für Erdöl, Erdgas und Kohle (nach Hatamian, 1998 und VDKI, 1999).

In den zurückliegenden Jahren wurden einige große Pipelineprojekte verwirklicht, die insbesondere für die Versorgung Europas bedeutsam sind. So wurden die Pipelines Caspian Pipeline Consortium Projekt (CPC) und Baku-Tbilissi-Ceyhan (BTC) in Betrieb genommen, die Erdöl aus dem Kaspischen Raum zu Häfen am Schwarzen Meer und am Mittelmeer transportieren.

3.2.8 Erdölpreise

Der Ölpreis stellt heute, 150 Jahre nach dem Eintritt in das Erdölzeitalter, einen Schlüsselfaktor für die Weltwirtschaft dar. Dadurch, dass das Leben in unserer modernen Industriegesellschaft in hohem Maße mit der Verfügbarkeit und Bezahlbarkeit der benötigten Energie

verknüpft ist, besitzt der Preis für Öl als dem immer noch wichtigsten Energieträger eine Leitfunktion, auch für andere Energieträger und Rohstoffe.

Die **historische Entwicklung** zeigt, dass der Ölpreis bis zur Gründung der OPEC im Jahr 1960 weitgehend von den multinationalen, privaten Ölgesellschaften kontrolliert wurde. Er lag konstant nominal bei USD 2/b bis USD 3/b (Tab. A 3-20), was inflationsbereinigt heutigen USD 10/b bis USD 15/b entspricht. In dieser Periode standen den hohen Gewinnen der Ölgesellschaften verhältnismäßig geringe Gewinnanteile der Förderländer gegenüber. Das änderte sich grundlegend, als die OPEC 1973 das erste Mal aktiv den Erdölmarkt mit einem Lieferboykott gegenüber den USA und den Niederlanden beeinflusste. Der Anteil der OPEC an der Welt-Erdölförderung hatte bis dahin stetig zugenommen und über 50 % der Gesamtförderung erreicht (Abb. 3.10). Diese starke Position ermöglichte es der OPEC, 1973 die Rohölpreise autonom festzusetzen und die innerhalb ihrer Mitgliedsstaaten tätigen Ölgesellschaften ganz oder teilweise zu verstaatlichen. Die nominalen Ölpreise stiegen danach auf über USD 11/b an (Abb. 3.16). Auch wenn sich die Preise in den 1980er Jahren davon wieder erholten, hatte sich der Welt-Erdölmarkt durch diese Ereignisse doch deutlich verändert.

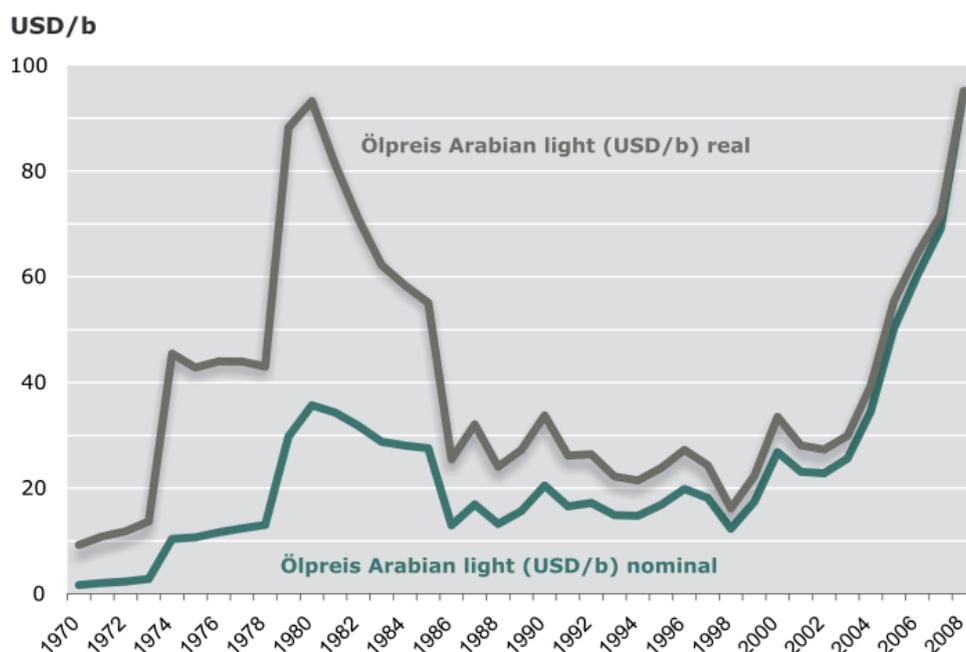


Abbildung 3.16: Entwicklung der Rohölpreise zwischen 1970 und 2008 real (USD 2008) und nominal (Tageskurs der Währung) für die Ölsorte Arabian light in Jahresmittelwerten.

Ausgelöst durch die iranische Revolution 1979 und den Iran-Irak-Krieg entwickelte sich die zweite Ölpreiskrise mit einem Preisanstieg auf über USD 35/b nominal. Diesen Ereignissen waren eine weitere Steigerung im Ölverbrauch und eine weltweit ungünstige Entwicklung im Verhältnis von Reserven zu Förderung vorausgegangen. Die Industrieländer reagierten auf die Entwicklungen mit einer Reduzierung des Energieverbrauchs und der Erschließung neuer eigener Ölquellen. Dem daraus resultierenden Überangebot von Erdöl begegnete die OPEC mit der Festsetzung von Förderquoten. Durch die damit erzielte künstliche Verknappung sollte der Preis auf einem höheren Niveau stabilisiert werden. Mangelnde Förderdisziplin untergrub diese Strategie der OPEC und schadete vor allem Saudi-Arabien, das als

swing producer fungierte. Saudi-Arabien steuerte dieser Entwicklung 1986 mit garantierten Gewinnvereinbarungen mit Raffinerien, dem so genannten *Netback pricing* entgegen und erhöhte die Fördermengen. Die anderen OPEC-Länder folgten und in Konsequenz fiel der Ölpreis ab Mitte der 1980er Jahre auf ein Niveau unterhalb USD 20/b nominal. Obwohl die OPEC zu festen Preisen zurückkehrte, blieb der Ölpreis bis 1997 ohne gravierende Schwankungen im Bereich von USD 20/b nominal.

In Folge einer Finanzkrise in Asien und deutlich reduzierten Ölverbrauchs sowie mangelnder Quotendisziplin der OPEC-Länder kam es 1998 zu einem starken Ölpreisverfall bis unter USD 10/b nominal. Dieser sehr niedrige Preis hatte zur Folge, dass viele Erdölfirmen ihre Explorationsaktivitäten deutlich einschränkten. Zudem wurde die Wirtschaft der Förderländer stark belastet. Allein für die OPEC-Länder bedeutete dies für 1998 Mindereinnahmen aus dem Ölgeschäft von rund USD 50 Mrd., was etwa einem Drittel der geplanten Gesamteinnahmen entsprach. In der Folge einigten sich die OPEC-Länder auf Förderkürzungen, die weitgehend eingehalten wurden. Ziel war es dabei, einen Preiskorridor zwischen USD 22/b und USD 28/b einzuhalten. Daraufhin schnellte der Ölpreis Ende 2000 bis auf über USD 30/b nominal. In den ersten drei Quartalen 2001 lag er dann innerhalb des genannten Preiskorridors, fiel aber nach dem 11. September 2001 stark bis auf unter USD 18/b nominal ab. Erst durch massive Förderkürzungen der OPEC-Länder um 1,5 Mio. b/d und anderer Förderländer (Mexiko, Norwegen, Russland, Angola) konnte der Preisverfall Anfang 2002 gestoppt werden.

In den letzten fünf Jahren erhöhte sich der Erdölpreis insgesamt deutlich (Abb. 3.17). Ein zwischenzeitlicher Abwärtstrend von September 2006 bis Januar 2007 verzeichnete einen niedrigsten Tagespreis für die Sorte Brent von rund USD 52/b. Durch die anschließende Reduzierung der Förderung seitens der OPEC stieg der Ölpreis kontinuierlich bis zu einem Preis von über USD 90/b zum Jahresende 2007 an. Dieser Trend dauerte noch bis Mitte Juli 2008 mit einem Rekordpreis von über USD 145/b. Seither verzeichnet der Ölpreis einen deutlichen Abwärtstrend bis auf USD 40/b Ende 2008. Aufgrund des in den vergangenen Jahren niedrigen Dollarkurses wurden die Preissteigerungen für Einfuhren des in US-Dollar gehandelten Erdöls für den Euroraum abgemildert (Abb. 3.17).

Die **Ursachen für hohe und volatile Ölpreise** der vergangenen Jahre werden von Fachleuten kontrovers diskutiert. Dabei sehen die einen Anzeichen einer nahenden Verknappung der Reserven, andere machen einen Mix aus unterschiedlichsten Faktoren wie der weltweit steigenden Nachfrage, der künstlichen Beschränkung des Ölangebots seitens der OPEC, fehlender Kapazitätsreserven, Kosteninflation bei Ausrüstungen, Material und Personal, Lieferunterbrechungen durch Streiks, politischer Instabilität in Förderregionen und Angst vor Terroranschlägen, den schwachen US-Dollar und Spekulationen an den Finanzmärkten dafür verantwortlich.

Da Rohöl weltweit zu relativ einheitlichen Preisen gehandelt wird, die sich weitgehend unabhängig von einer individuellen Lagerstätte und ihren Gestehungskosten bilden, spielen auf Seiten der Produzenten drei Investitionsrisiken eine wichtige Rolle. Diese werden nur bei entsprechend hohen Gewinnerwartungen eingegangen. Erstens kann die Exploration aufgrund fehlerhafter geologischer oder technischer Einschätzung erfolglos bleiben. Zweitens können sich verändernde politische Verhältnisse die Wirtschaftlichkeit von Lagerstätten negativ beeinflussen. Drittens kann nicht genau abgeschätzt werden, wie sich Preis und Nachfrage angesichts ungesicherter Prognosen für erneuerbare und nichtkonventionelle

Energierohstoffe sowie künftiger Marktbedingungen und politischer Rahmensetzung über Jahre hinweg entwickeln. Hinzu kommt, dass zwischen den ersten Investitionen zum Aufsuchen einer Lagerstätte und dem Beginn der Förderung in der Regel einige bis zu 20 Jahre vergehen. In dieser Phase fallen die weitaus höchsten Kosten an. Die reinen Förderkosten sind dem gegenüber verhältnismäßig gering. Die Kosten für Exploration und Erschließung werden insbesondere in den neuen Frontiergebieten der Arktis und der Kontinentalränder sowie bei nicht-konventionellem Erdöl weitaus höher sein als in den traditionellen Ölprovinzen, in denen weiterhin *billiges* Erdöl gefördert werden kann.

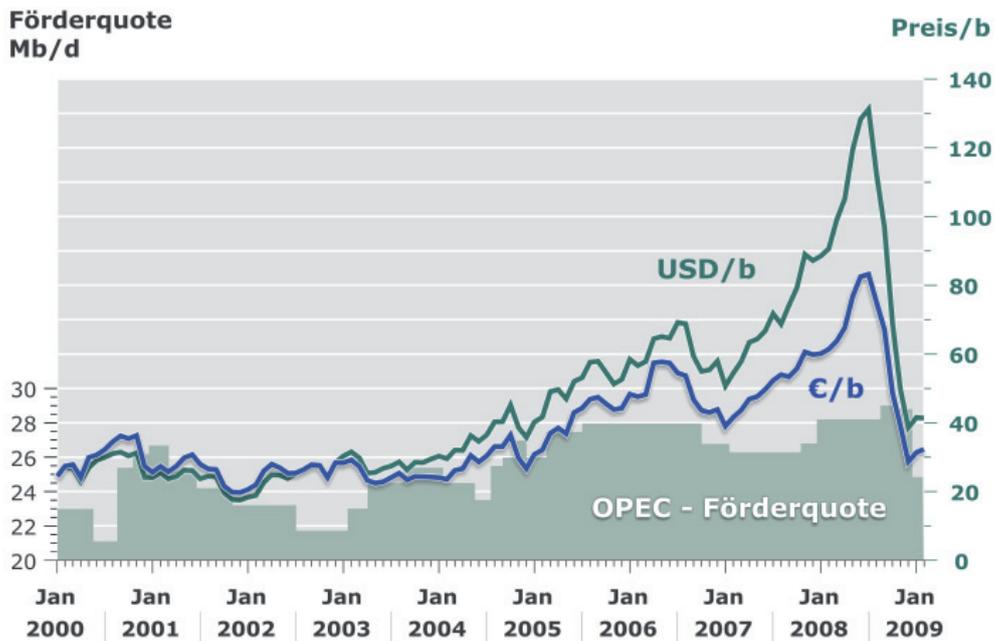


Abbildung 3.17: Entwicklung der Erdölpreise für OPEC Basket in USD und Euro je Barrel (Monatsmittel) sowie der OPEC-10/OPEC-11 (ab 9/2008) Förderquote.

Die Gewinnung von Erdöl als endlichem, nur mit hohem technischem Aufwand gewinnbarem Rohstoff ist in ihrer Geschwindigkeit limitiert. Lagerstätten, die einmal in Produktion gegangen sind, zeigen in der Regel einen charakteristischen, von der Nachfrage weitgehend unabhängigen Förderverlauf. Dieser ist vorwiegend von den geologischen Bedingungen und den installierten Fördereinrichtungen abhängig. Auf eine erhöhte Nachfrage kann in einzelnen Lagerstätten nur begrenzt und wenn, dann nur sehr langsam reagiert werden. Entsprechend bedeuten Nachfragerückgänge eine Überproduktion oder die Notwendigkeit zur Drosselung der Förderung.

Wie das Angebot kann die Nachfrage angesichts vielfältiger Abhängigkeiten und mangelnder Alternativen im Energiemix nur sehr träge auf Verknappungen im Angebot reagieren. Kleine Veränderungen im Angebots-Nachfrage-Gleichgewicht können daher zu schnellen, heftigen Preisschwankungen führen. Ein wichtiges Instrument zur Beeinflussung derartiger Situationen ist eine ausreichende Ersatzkapazität zur Produktion von Erdöl. Die Ersatzkapazität ist definiert als zusätzliche Fördermenge, die innerhalb von 30 Tagen für mindestens 90 Tage zur Verfügung gestellt werden kann. Ist diese gering, kann es als Anzeichen mangelnder Konkurrenz oder unzureichender Investitionsaktivitäten in der Erdölerschließung und -produktion gedeutet werden. Bei geringer Ersatzkapazität besteht im Falle von kurzfristigen,

unvorhergesehenen Produktionsausfällen durch Unwetter in Förderregionen oder durch terroristische Aktivitäten und bei unerwarteten Nachfrageanstiegen zudem die Gefahr von Preisanstiegen und erhöhter Volatilität durch Lieferengpässe.

Ölpreisschwankungen begründen auch das Bestreben, den bilateralen physikalischen Erdölhandel über Terminwarengeschäfte abzusichern. Dadurch bekommen Erwartungen zum Ölpreis und die Reaktionen auf diese Erwartungen den Stellenwert von signifikanten Marktfaktoren. Der eigentliche physische Handel zwischen Erdölproduzenten und Aufkäufern vollzieht sich mittels bilateraler Lieferverträge. Für Käufer und Verkäufer von Erdöl existieren durch die starken Preisschwankungen jedoch hohe Risiken, die durch langfristige Verträge abgemildert werden sollen. Daher werden rechtlich verbindliche Verpflichtungen eingegangen, eine festgelegte Menge Öl bestimmter Qualität zu einem bestimmten Zeitpunkt und zu einem genau ausgehandelten Preis zu kaufen oder zu verkaufen (*Futures*). Dieser *Futures*-Handel wird über Warenterminbörsen wie die *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) abgewickelt und unterliegt der Aufsicht von Regulierungsinstitutionen wie der *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC). Bei *Futures* entspricht jedem Kaufvertrag stets ein identischer Liefervertrag. Während der Laufzeit können die Verträge aufgelöst werden, wenn sich jeweils zwei entsprechende Kauf- und Verkaufskontrakte finden. Im Augenblick dieser Gleichstellung wird berechnet, wie viel Geld der eine Vertragspartner dem anderen zu zahlen hat. Ein solches Vorgehen der vorzeitigen Gleichstellung ist die Regel. In der Praxis kommt es dabei kaum zu einer realen Lieferung mit Öl. *Futures* dienen also in erster Linie der Absicherung (*Hedging*) gegenüber Preisschwankungen.

An diesen Vorgängen sind verschiedene Akteure beteiligt, die häufig mit dem eigentlichen Ölgeschäft nur indirekt oder gar nichts zu tun haben. Neben den zur Absicherung der Ölgeschäfte tätigen *Hedgern* sind Spekulanten aktiv, die sich durch die Übernahme von Risiken Gewinne versprechen. Durch deren Beteiligung erhält der Markt eine größere Liquidität. Diese Gruppe der Spekulanten wurde im Zusammenhang mit dem hohen Ölpreis der vergangenen Jahre in der Öffentlichkeit dafür verantwortlich gemacht; sie seien, da sie von Kursschwankungen profitieren könnten, die eigentlichen Preistreiber und damit die Verursacher einer Ölpreis-Blase. Grundsätzlich ist durchaus möglich, dass der gesamte Prozess des Handels mit *Futures* den Ölpreis beeinflusst (Fattouh, 2007). Folgt man jedoch der Definition einer Blase (*Asset Bubble*) als einer Situation, in der der Anlagenwert den fundamentalen Wert des gehandelten Gutes Erdöl übersteigt, kann für den Ölpreis kaum von einer Blase gesprochen werden. Der jeweilige Vertragspreis basiert auf dem Spotpreis und entspricht damit dem fundamentalen Wert des Öls. Ausführliche Analysen über die Rolle der Spekulanten wurden beispielsweise von einer Expertenkommission auf Einladung der US-amerikanischen Börsenaufsicht *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC) erstellt (*Interagency Task Force on Commodity Markets*, 2008) und (Büyüksahin et. al., 2008).

Die Probleme, bei der Vielzahl unkalkulierbarer Einflussgrößen eine Prognose des Erdölpreises zu erstellen, wird an vielen publizierten Ölpreis-Szenarien offensichtlich. So hat beispielsweise die IEA in ihrem *World Energy Outlook* (WEO) der vergangenen Jahre wiederholt Preisszenarien publiziert, die sich grundlegend voneinander unterscheiden; kein Szenario hat dabei die reale Entwicklung getroffen (Abb. 3.18). Während im WEO 2004 (IEA, 2004) für 2030 von einem realen Ölpreis von USD 29/b ausgegangen wurde, stieg dieser Wert im WEO 2006 (IEA, 2006) auf USD 55/b und liegt beim aktuellen WEO 2008 (IEA, 2008) sogar bei USD 122/b. Selbst bei Beachtung der unterschiedlichen Preisbasis (2000, 2004 und

2007) sind die Abweichungen groß und zeigen die Problematik der Ölpreisprognosen. Dem gegenüber warnt Merrill Lynch in seinem Global Outlook Report for 2009 davor, dass der Ölpreis im Jahr 2009 unter USD 25/b fallen könnte, falls die Rezession auch China erfasst (Financial Times, 4.12.2008). Auch in Zukunft muss mit einer großen Schwankungsbreite und unvorhergesehenen Ausschlägen des Ölpreises gerechnet werden.

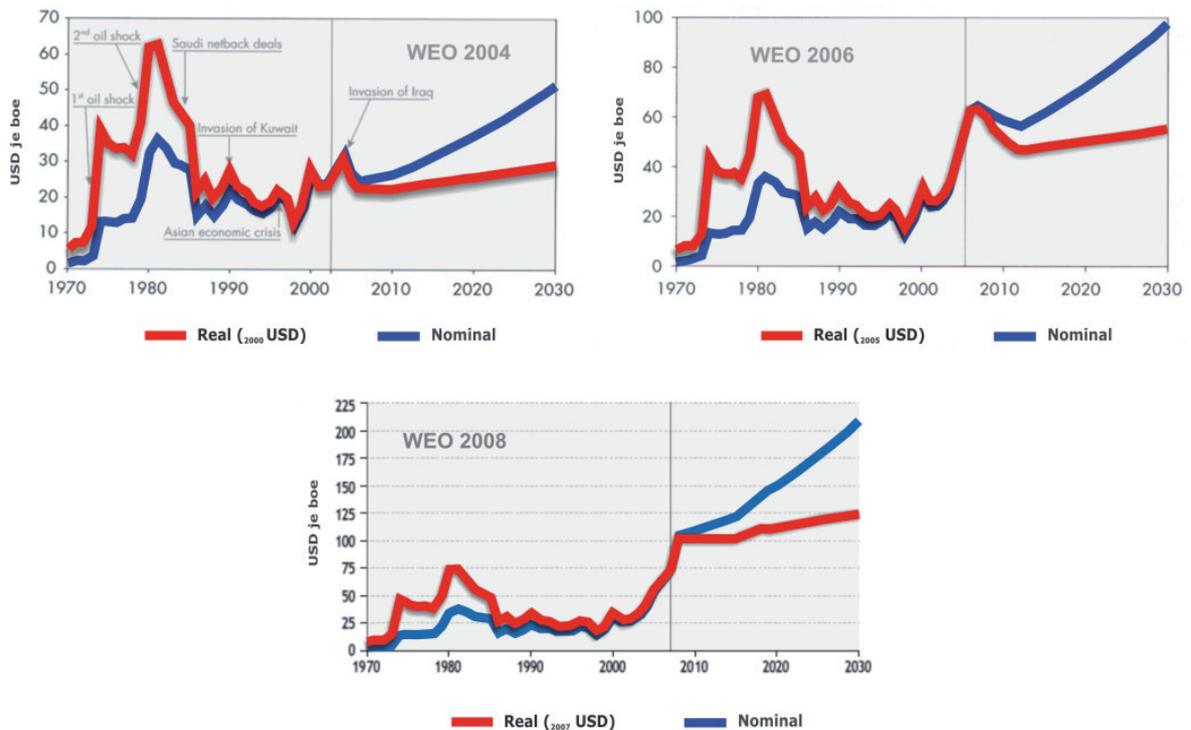


Abbildung 3.18: Vergleich verschiedener Prognosen der IEA zur Entwicklung des Rohölpreises (IEA, 2004, 2006, 2008a).

3.3 Nicht-konventionelles Erdöl

Eine einheitliche Definition des Begriffes nicht-konventionelles Erdöl ist derzeit nicht akzeptiert. Entsprechend Abschnitt 2.3.1 liegt der pragmatische Unterscheidungsgrund zwischen konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl in der technisch aufwändigeren Gewinnung von nicht-konventionellem Erdöl. Zu nicht-konventionellem Erdöl zählt danach Bitumen oder Rohöl aus Ölsanden, Schweröl und Schwelöl oder Rohöl aus Ölschiefer (Abschnitt 2.3.1). Damit bezieht sich der Begriff nicht-konventionell sowohl auf geologische Aspekte der Bildung und Charakteristika der Lagerstätten als auch auf die technischen Notwendigkeiten für eine ökologisch vertretbare, wirtschaftliche Nutzung.

3.3.1 Ölsande – hochviskoses Erdöl gebunden an Sandstein

Ölsande sind natürlich vorkommende Gemische aus Bitumen, Wasser, Sand und Ton. Im Durchschnitt enthält Ölsand etwa 12 Gew.% Bitumen, ein hochviskoses Erdöl. Dabei sind die einzelnen Sandkörner von einem dünnen Wasserfilm im µm-Bereich ummantelt und dieser wiederum ist von dem hochviskosen Öl umgeben. Aus Ölsanden gewonnenes Öl wird auch natürliches Bitumen oder synthetisches Rohöl (*Synthetic Crude Oil, SCO*) genannt.

Es stellt sich als klebrige, hochviskose Form von Erdöl dar, das sich bei Raumtemperatur wie kalter Sirup verhält. Dabei besteht es zu 50 bis 60 % aus Substanzen vergleichbar mit konventionellem Erdöl, 25 bis 35 % stellen Harze und 15 bis 25 % bilden Asphaltene. Die Bestandteile im Öl selber variieren regional ebenso wie Spurengehalte an Schwermetallen wie Eisen, Molybdän, Nickel oder Vanadium. Im Schnitt liegt der Gehalt an Kohlenstoff bei knapp über 80 %, an Wasserstoff bei 10 %, an Schwefel bei 3 bis 5 %, an Sauerstoff bei 0,9 % und an Stickstoff bei 0,36 bis 0,7 %. Bitumen hat eine Dichte von größer als 1 g/cm³ ($\leq 10^\circ$ API) und eine Viskosität von größer als 10 000 mPa·s. In der Lagerstätte ist Bitumen nicht fließfähig.

Allgemein sind Schweröle und alle Übergänge bis hin zu Bitumen das Ergebnis sekundär veränderter, ehemals konventioneller Erdölvorkommen. Die Speichergesteine sind vorwiegend hochporöse und permeable fluviatile Sandsteine deltaischer oder küstennaher Ablagerungsmilieus. Im Fall der riesigen kanadischen Ölsandvorkommen migrierte das Öl aus dem tief liegenden Muttergestein des westkanadischen Sedimentbeckens über eine laterale Distanz von bis zu 360 km in die flacher liegenden Sandsteine des Apt und Alb (oberste Unterkreide). Als Muttergesteine des Erdöls gelten hier organische Tonsteine des Devon oder Karbon. Auf seinem Migrationsweg wurde das Erdöl durch Mikroorganismen im Gestein biodegradiert: Die leichten Kohlenwasserstoffmoleküle wurden im Zuge der mikrobiellen Tätigkeit abgebaut, die schweren, komplexen Molekülketten blieben zurück und bilden das heutige schwefelreiche Bitumen in den Lagerstätten.

Ölsandvorkommen sind in mehr als 20 Ländern bekannt (Abb. 3.19), aufgeteilt auf fast 600 Einzelvorkommen (WEC, 2007). Das Gesamtpotenzial an Erdöl in Ölsanden weltweit ist außerordentlich groß und wird aktuell auf rund 462 Gt *in-place*, also tatsächlich vorhandener Menge geschätzt. Davon entfallen auf Kanada und die GUS zusammen allein 98 %. Die bekanntesten und bei weitem bedeutendsten Ölsandvorkommen liegen in Kanada. Das *Energy Resources Conservation Board* (ERCB) von Kanada schätzt, dass allein im Bundesstaat Alberta etwa 27,5 Gt Rohöl in Ölsanden als Reserven anzusehen sind. Das entspricht gut 17 % der Reserven an konventionellem Erdöl. Die in Tabelle A 3-21 angegebenen Reserven und Ressourcen der Länder mit den größten Ölsandvorkommen sind weitestgehend als Abschätzungen zu bewerten, da die Datenbasis für viele Länder immer noch recht unzulänglich ist.

Wenn auch die Ölsandvorkommen über viele Länder verteilt sind (Abb. 3.19), konzentriert sich der größte Teil der Ressourcen auf Kanada, Russland und Kasachstan. Dabei sind die kanadischen Vorkommen bislang am genauesten untersucht worden. Daher sind die Angaben über die Höhe der Ressourcen nach wie vor unzuverlässig, nicht zuletzt deswegen, weil häufig nicht klar zwischen Schwer-, Schwerstöl und Ölsanden unterschieden wird. So entfallen auf die geschätzten 200 Gt nicht-konventionelles Erdöl der GUS rund die Hälfte auf die Ölsande. Ein Großteil dieser Vorkommen ist allerdings an karbonatische Reservoirgesteine gebunden, deren Aufbereitung technisch noch aufwändiger ist als bei den Ölsanden. Die größten Vorkommen Russlands sollen sich im Tunguska-Becken auf der Ostsibirischen Plattform, im Timan-Pechora-Becken und im Volga-Ural-Becken befinden. Tendenziell ist zu vermuten, dass die Reserven- und Ressourcenangaben für Ölsand in Russland die wahren Mengen eher unterschätzen als überschätzen.

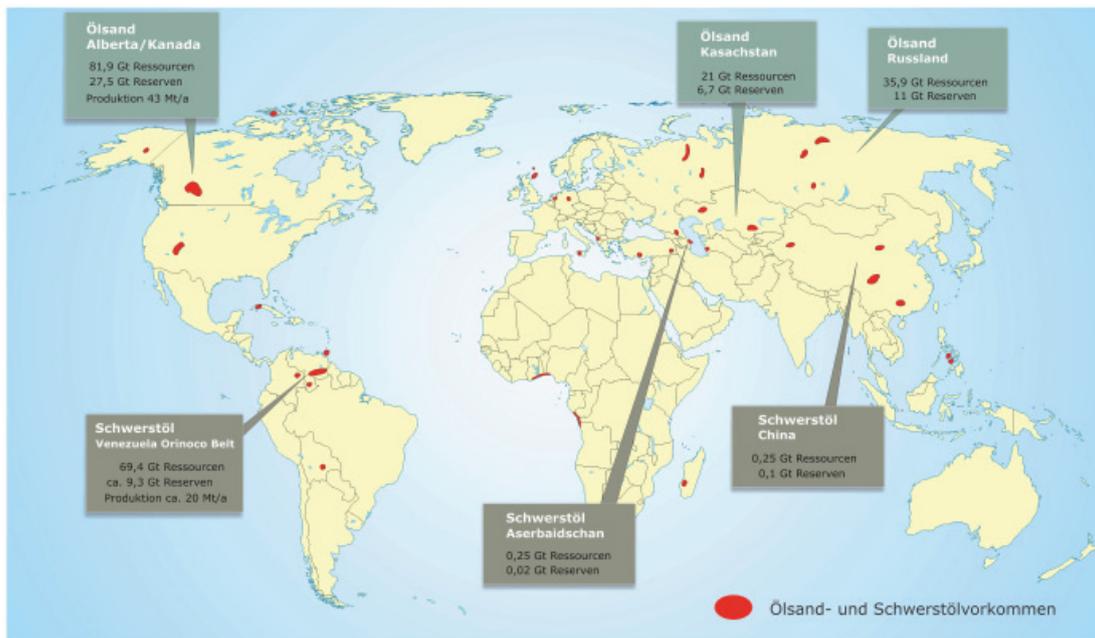


Abbildung 3.19: Verteilung der bekannten Ölsand- und Schwerstölvorkommen weltweit mit Angabe von Reserven, Ressourcen und Produktion.

Obwohl für Kasachstan größere Bitumenvorkommen im Nordkaspischen Becken bekannt sind, wird deren möglicher Abbau aufgrund der noch reichlich vorhandenen konventionellen Kohlenwasserstoffe in absehbarer Zeit nicht in Angriff genommen. Die Ölsandvorkommen der USA sind auf mehrere Bundesstaaten verteilt, wobei die größten in Utah und Alaska, weitere kleinere Vorkommen in Kalifornien, Alabama, Kentucky und Texas liegen. Ein Abbau in größerem Stil ist auch hier derzeit nicht geplant, da entweder die geologischen Verhältnisse zu kompliziert sind, die Ölsande zu tief liegen oder zu geringmächtig sind. Die Bitumenvorkommen im Dahomey-Becken im südwestlichen Nigeria werden sicherlich erst in Betracht gezogen, wenn sich die Reservensituation der konventionellen Erdölvorkommen des Landes rückläufig entwickelt. In Indonesien sind zwar größere Bitumenvorkommen auf der Insel Buton bekannt, werden aber bisher lediglich zur Herstellung von Straßenasphalt abgebaut. Seit fast 200 Jahren wird auf Trinidad Asphalt eines Asphaltsees abgebaut, der ebenfalls als Straßenbelag dient. Die Jahresproduktion liegt hier bei 10 000 bis 15 000 t.

Erheblich kleinere Ölsandvorkommen sind aus Angola, Gabun, der Republik Kongo und der DR Kongo bekannt. Sie sind an kreidezeitliche Sandsteine gebunden. In Europa sind marginale Vorkommen aus Deutschland (siehe Kapitel 8.1.5), Frankreich, den Niederlanden, Polen, Rumänien, Spanien, Schweiz und Ungarn bekannt. Die wirtschaftlich interessantesten, kombinierten Schweröl-/Schwerstöl-/Asphaltvorkommen Europas treten in Sizilien auf. Hier findet seit den 1950er Jahren eine Förderung von Schwer- und Schwerstöl statt.

Die weltweit größten und bekanntesten Ölsandvorkommen sind die **Ölsande Kanadas** im nördlichen Teil der Provinz Alberta. Sie nehmen eine Fläche von über 140 000 km² ein, die sich hauptsächlich auf die drei Regionen Athabasca, Peace River und Cold Lake aufteilt. Kanada ist augenblicklich der einzige bedeutsame Produzent von Bitumen aus Ölsanden. Bereits 1967 wurde, damals noch mit staatlicher Unterstützung, mit der Bitumenproduktion aus Ölsanden in Kanada begonnen. Nur etwa 16 Gt, entsprechend 6 % des *in-place*-Ölsandvolumens von 272 Gt sind voraussichtlich im Tagebau zugänglich. Die übrigen Mengen

lagern zu tief und können nur durch Bohrungen mit Hilfe von in-situ Verfahren zur Verringerung der Viskosität gefördert werden. Kanada beziffert sein *in-place* Volumen an Bitumen aktuell mit 272 Gt, von denen 27,5 Gt als Reserven geführt werden (ERCB, 2008). Unter Berücksichtigung der Anteile der im Tagebau und der in-situ zugänglichen Bereiche und der unterschiedlichen Entölungsgrade verbleiben Ölsandressourcen von 81,9 Gt. Von 2000 bis 2007 hat sich die Rohölproduktion aus Ölsanden in Kanada von 39 auf 77 Mt pro Jahr fast verdoppelt. Für 2007 entspricht das knapp 2 % der weltweiten Erdölproduktion. Bis 2007 wurden in Kanada 940 Mt natürliches Bitumen produziert.

Ölsande werden sowohl im Tagebau (*ex-situ*) als auch im sogenannten in-situ-Verfahren gefördert. Beide Verfahren haben zum Ziel, das Erdöl bzw. Bitumen zu extrahieren und sind technisch und energetisch aufwändig.

Der **Ölsandabbau im Tagebau** (*ex-situ*) ist nur bei flacher Lagerung möglich, wenn die Ölsandschichten an der Oberfläche oder unter einer nur geringmächtigen Bodenüberdeckung lagern. Nachdem das Deckgebirge abgetragen ist, werden die bis zu mehreren Metern mächtigen Ölsandschichten mittels Baggern abgebaut. Mit einer Kapazität von nahezu 40 t pro Schaufel sind moderne Löffelbagger flexibler und damit wirtschaftlicher als früher verwendete Schaufelradbagger. Auch kommen hier mit einem Ladevolumen von bis zu 400 Tonnen die weltweit größten LKWs zum Einsatz. Der gewonnene Ölsand wird in eine Steinbrechanlage gekippt und mit heißem Wasser versetzt. Dieses Sand-Wasser-Gemisch (*Slurry*) wird per Pipeline im sogenannten Hydrotransport zur Aufbereitungsanlage transportiert. Bei diesem Hydrotransport beginnt bereits die Separation von Bitumen und Sand. Im Separationsbehälter der Extraktionsanlage wird dieser Prozess weitergeführt. Im anschließenden Flotationsverfahren hängen sich kleine Luftblasen an das freigewordene Bitumen, dieses schwimmt auf und bildet eine Schaumschicht im oberen Bereich des Gemischs, die leicht abgeschöpft werden kann. Unter Zugabe von Laugen als Lösungsmittel werden Wasser und gelöste Salze vom Öl abgetrennt. Sand und Wasser sammeln sich im unteren Teil des Behälters. Der Sand wird zur Rekultivierung per Pipeline zurück in ausgeförderte Bereiche der Tagebaue verbracht. Das Wasser, das noch Sand, Tonpartikel und Restöl enthält, wird in Absetzbecken gepumpt. Noch aufsteigendes Öl wird abgeschöpft, während das Restöl im sich absetzenden Sand von Bakterien zersetzt wird. Das so geklärte Wasser kann im Separationsprozess wiederverwendet werden. Insgesamt liegt der Entölungsgrad für den Tagebau bei über 90 %.

Der Förderung von Erdöl aus kanadischem Ölsand im Tagebaubetrieb wird im Wesentlichen von den drei Firmenkonsortien Albion Sands Energy Inc., Syncrude Canada Ltd. und Sunco Energy beherrscht. Andere Firmen sind in den letzten Jahren neu dazu gekommen. Die Gesamtfläche, die hier für den Tagebau freigegeben ist, hat sich von 470 km² im Jahr 2001 auf 1320 km² in 2007 erhöht. Gleichzeitig hat sich die Produktion von Bitumen aus dem Tagebau auf knapp 46 Mt fast verdoppelt (Abb. 3.20).

Die **Erdölförderung aus Ölsand durch Bohrungen** (*in-situ*) erfolgt bei einer Überdeckung von mehr als 40 bis 70 m. Im Gegensatz zum Tagebau verbleibt bei dieser Methode das Gestein vor Ort. Durch Bohrungen wird heißer Wasserdampf in die Ölsand-Schicht gepresst, der die Viskosität des Bitumens reduziert und das Öl fließfähig macht. Dazu gibt es zwei unterschiedliche Verfahren:

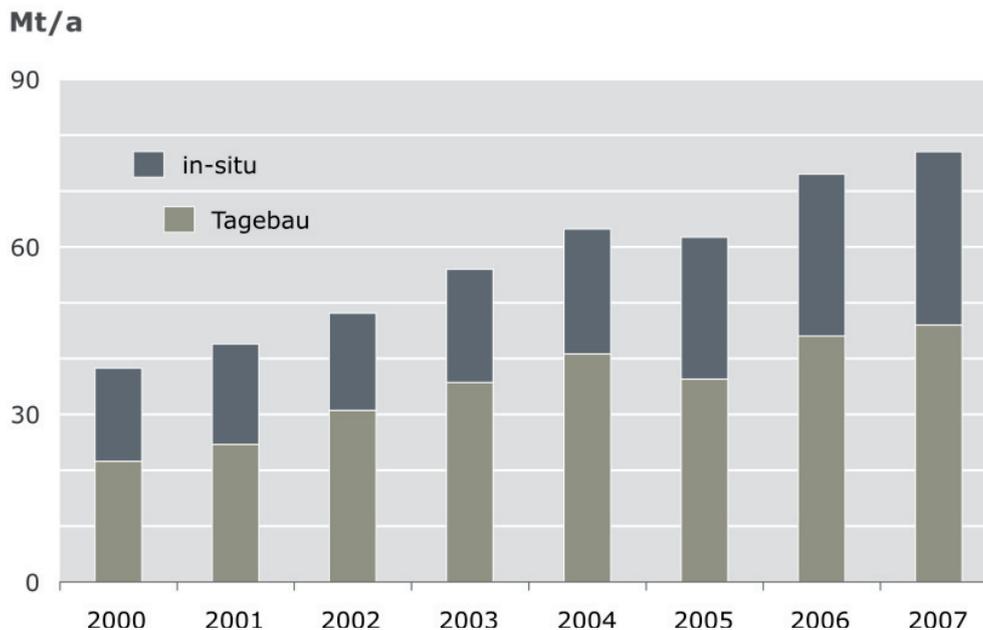


Abbildung 3.20: Anteile der Tagebau- und in-situ-Verfahren bei der Ölproduktion aus Ölsanden in Alberta von 2000 bis 2007.

Bei der *Cyclic Steam Simulation* (CSS) wird Wasserdampf unter hohem Druck in eine vertikale Bohrung eingepresst. Die Hitze setzt die Viskosität des Bitumens herab und mit Hilfe des Wasserdampfes wird gleichzeitig die Migrationsfähigkeit erhöht. Der Druck erzeugt Mikrorisse im Gestein, die den Zufluss von Bitumen zum Bohrloch zusätzlich verbessern. Nach einigen Wochen Einschlusszeit erfolgt die Produktionsphase durch dieselbe Bohrung. Geht die Produktionsrate zurück, beginnt eine neue Injektionsphase. Nachteil dieser Methode ist der begrenzte Radius der Entölung. Um einen ausreichenden Entölungsgrad zu erreichen, ist ein enges Bohrungsraster erforderlich.

Im Unterschied zum vertikalen Bohrverfahren werden bei der *Steam-Assisted Gravity Drainage* (SAGD) zwei Horizontalbohrungen im vertikalen Abstand von 5 bis 10 m in den Ölsandträger gebohrt. In die obere Bohrung wird heißer Wasserdampf injiziert und das sich verflüssigende Bitumen kann durch die darunterliegende Bohrung produziert werden. Andere in-situ-Methoden, wie beispielsweise die Injektion von Lösungsmitteln in das Speichergestein, elektrische und elektromagnetische Verfahren, der Einsatz von Mikrowellen oder die Verbrennung unter Zuführung von Sauerstoff wurden vielfach getestet. Ziel all dieser Maßnahmen ist ebenfalls die Fließfähigkeit des zähen Bitumens zu erhöhen und eine höhere Ölausbeute zu erzielen. Die derzeit wirtschaftlichste Methode ist jedoch weiterhin die SAGD-Produktion. Dabei werden zur Produktion von 1 m³ Bitumen rund 2,5 bis 3 m³ Wasser benötigt, von dem 80 bis 90 % durch Recyclingverfahren wiederverwendet werden kann. Bei der in-situ-Gewinnung variiert der Entölungsgrad je nach geologischen Verhältnissen und angewandeter in-situ-Technik zwischen 25 und 75 %.

Bei der in-situ-Bitumenproduktion ist eine Vielzahl von Firmen auf insgesamt über 63 000 km² Konzessionsfläche tätig. Die Produktion konnte von 18 Mt Bitumen im Jahr 2001 auf etwa 31 Mt in 2007 gesteigert werden (Abb. 3.20).

Auch für die Zukunft ist ein weiterer Ausbau der Ölsandproduktion sowohl im Tagebaubetrieb als auch bei der in-situ-Förderung vorgesehen. Insgesamt wird für 2017 eine Gesamt-

förderung von 187 Mt Bitumen angestrebt. Davon sollen 102 Mt aus dem Tagebaubetrieb und 85 Mt aus dem in-situ-Abbau stammen (ERCB, 2008). Für diese Entwicklung werden Investitionen von mindestens USD 93 Mrd. aufzubringen sein.

Die **Aufbereitung von Erdöl aus Ölsanden** in herkömmlichen Raffinerien ist durch den hohen Gehalt an langkettigen Kohlenwasserstoffmolekülen und das damit einhergehende hohe C/H-Verhältnis unwirtschaftlich oder technisch gar nicht möglich. Daher muss Bitumen in speziellen Aufbereitungsanlagen verarbeitet oder vorab in ein Leichtöl umgewandelt werden. Das aus den Abscheideanlagen kommende Bitumen wird durch Pipelines zur Aufbereitungsanlage (*Upgrader*) befördert. Um die notwendige Fließfähigkeit in der Pipeline zu erhalten, wird die Dichte und Viskosität des Bitumens durch Verdünnung mit Leichtöl oder Kondensat aus anderen Quellen herabgesetzt. Dabei ist, abhängig von der Ausgangsqualität des Bitumens, eine Zugabe von 17 bis 32 % Verdünnungsmittel notwendig. 2007 wurden in Kanada pro Tag 20 300 m³ hochwertiges Leichtöl für die Bitumenaufbereitung benötigt. Die Eigenproduktion Kanadas an derartigem Leichtöl lag mit etwa 23 500 m³/Tag nur geringfügig darüber, Tendenz fallend. Um den weiter steigenden Bedarf decken zu können, soll verstärkt Leichtöl aus den USA importiert werden. Die erforderlichen Pipelineprojekte könnten zwischen 2010 und 2014 realisiert werden.

Im *Upgrader* erfolgt dann die Umwandlung des natürlichen Bitumens in SCO, das einem handelsüblichen Leichtöl entspricht. Dabei werden die langen Molekülketten des Bitumens in kurze Ketten zerlegt. Das erfolgt entweder in einem Verkokungsprozess durch Entzug des Kohlenstoffes oder durch *Hydrocracking* bei Zufuhr von Wasserstoff unter hohem Druck. In einem zweiten Schritt, dem *Hydrotreating*, werden die entstandenen Produkte Naphtha, Kerosin und Gasöl chemisch stabilisiert und Verunreinigungen wie Schwefel entfernt. Auf diese Weise fielen 2007 in Kanada allein aus der Ölsandproduktion rund 1,5 Mt elementarer Schwefel an, der zu Gips oder in der Kunstdüngerindustrie verarbeitet wurde.

Der gesamte Verarbeitungsprozess der Ölsandaufbereitung ist sehr energieintensiv. Für die Dampferzeugung bei der in-situ-Verflüssigung und beim *Upgrading* zu höherwertigen Kohlenwasserstoffen werden große Mengen an Erdgas verwendet. 2007 betrug der Verbrauch an Erdgas bei der Ölsandproduktion in Kanada 9,9 Mrd. m³ und wird voraussichtlich bis 2017 noch auf über 26 Mrd. m³/a steigen (ERCB, 2008). Zudem werden große Mengen an Gasen emittiert. Im Vergleich zur Leichtölförderung wird bei der Ölproduktion aus Ölsand etwa dreimal soviel CO₂/m³ Rohöl frei gesetzt (Flint, 2005). Die spezifischen CO₂-Emissionen konnten aber in den letzten Jahren trotz gestiegener Bitumenproduktion durch den Einsatz verbesserter Technik reduziert werden. Die Gesamtemissionen könnten allerdings entsprechend der vorgesehenen Förderzunahme bis 2020 von derzeit rund 50 Mt CO₂ auf bis zu 140 Mt CO₂ zunehmen. Aktuelle Berechnungen legen nahe, dass die Anlastung von externen Kosten, beispielsweise durch CO₂-Sequestrierung, die Wettbewerbsfähigkeit der Ölsandgewinnung bei einem ausreichend hohen Ölpreisniveau nicht gefährden wird (Meyers-Renschhausen, 2007). Während die Schwefeldioxidemissionen durch den Einbau von Abgasentschwefelungsanlagen in den 1990er Jahren deutlich reduziert wurden, steigen sie seither zusammen mit Stickoxiden einhergehend mit der Zunahme der Ölsandproduktion kontinuierlich an.

Generell werden bei der Ölsandgewinnung große Mengen Wasser verbraucht. Im Tagebaubetrieb wird Oberflächen- oder Grundwasser für den Hydrotransport, die Extraktion des

Bitumens und für die Wasserdampferzeugung in den Veredelungsanlagen benötigt. Im in-situ-Betrieb wird heißes Wasser beziehungsweise Wasserdampf vorrangig zum Einpressen in die Lagerstätten genutzt. Da mittlerweile große Teile des Wassers durch Recycling mehrfach benutzt werden, liegt der Nettobedarf im Tagebaubetrieb bei 2,2 bis 4,4 m³ Wasser pro m³ Rohöl, im in-situ-Betrieb bei 0,2 bis 0,3 m³ Wasser pro m³ Bitumen.

Gerade der Tagebau auf Ölsand verursacht einen erheblichen Landverbrauch. Auch wenn die Unternehmen zu Rekultivierungsmaßnahmen verpflichtet sind, werden die großflächigen Eingriffe in die Natur lange sichtbar bleiben. Allerdings ist auf lange Sicht zu erwarten, dass durch die in-situ-Gewinnung größere Umweltbeeinträchtigungen hervorgerufen werden (Meyer-Renschhausen, 2007). Schließlich sind wahrscheinlich nur rund 20 % der Ölsande im Tagebaubetrieb gewinnbar. Der überwiegende Anteil der Ölsande würde durch die in-situ-Förderung gewonnen, bei der Flächenbedarf durch ein engmaschiges Netz an Infrastrukturanlagen wie Bohrungen, Zufahrtswege, Pumpstationen und Pipelinetrassen besteht. Verglichen mit dem Tagebau, fallen dabei geringere Kosten für Rekultivierungsmaßnahmen an. Diesem Vorteil des in-situ-Verfahrens steht aus wirtschaftlicher Sicht der höhere Entölungsgrad beim Tagebau gegenüber.

Insbesondere der steigende Ölpreis der vergangenen Jahre hat neben der Erdölproduktion aus Ölsanden in der kanadischen Provinz Alberta einige aktuelle Entwicklungen stimuliert. Seit einigen Jahren wird auch in der östlich angrenzenden Provinz Saskatchewan verstärkt Exploration auf Ölsande betrieben. Allerdings werden die geplanten Projekte und die damit verbundenen optimistischen Fördersteigerungen in Kanada bis 2020 und darüber hinaus nach dem Ölpreisverfall seit Mitte 2008 deutlich nach unten korrigiert werden müssen. Einige Firmen haben ihre Projekte bereits verschoben oder gestrichen. Dabei muss die kanadische Ölsandindustrie mit unterschiedlichen Problemen wie den weiterhin hohen Kosten für Personal und Material, geringeren Erlösen durch den niedrigen Ölpreis, der Kreditkrise und dem wachsenden Widerstand in der Bevölkerung fertig werden. Die Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) (Hyun, 2008 und CAPP, 2008) revidierte kürzlich die Förderprognose für 2015, wonach die Jahresförderung auf Grund dieser Entwicklungen wahrscheinlich nur bei 138 Mt pro Jahr liegen wird, statt der noch im letzten Jahr prognostizierten 163 Mt. Andere Staaten wie Russland oder die USA sind über Pilotprojekte bisher nicht hinausgekommen. Aufgrund der hohen Energiepreise im Jahr 2008 hatte sich die italienische Firma ENI in der Republik Kongo Explorationsrechte für Ölsande gesichert, wobei bislang weder die Arbeitsverpflichtungen noch die momentanen Aktivitäten bekannt sind.

3.3.2 Schwerstöl

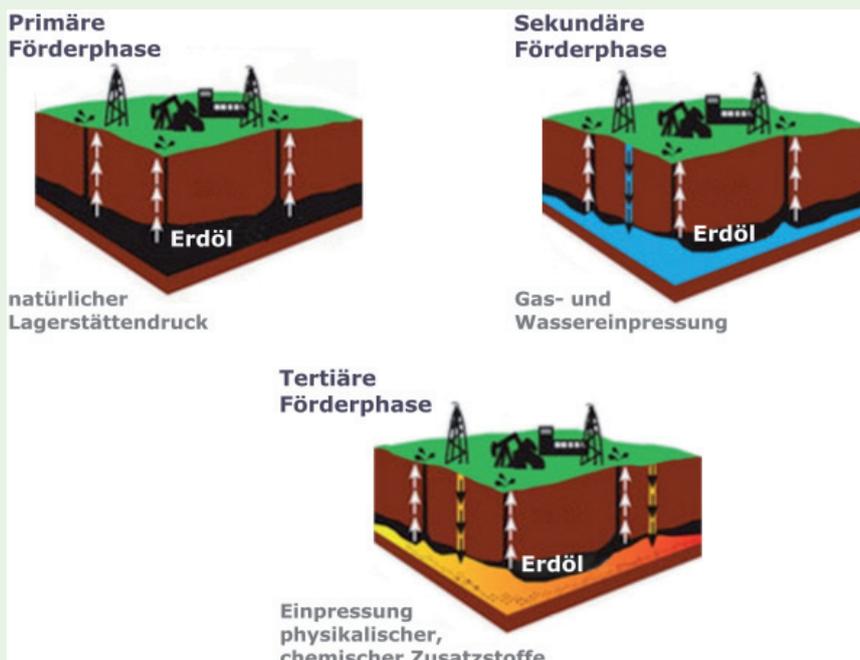
Schwerstöl ist mit einer Dichte von $\geq 1,0$ g/cm³ dem Bitumen der Ölsande ähnlich, seine Viskosität ist mit weniger als 10 000 Pa·s geringer. Somit ist Schwerstöl in der Lagerstätte fließfähiger als das Bitumen der Ölsande. Der Schwefelgehalt liegt im Durchschnitt bei 5 %, Nickel- und Vanadiumgehalte bei 130 ppm bzw. bis über 700 ppm. Schwerstöllagerstätten sind regional weit verbreitet und bisher aus mindestens 18 Ländern der Welt aus über 160 Feldern bekannt (Abb. 3.19). Das Gesamtpotenzial der Schwerstöle in-place liegt laut WEC (2007) bei rund 246 Gt, wovon etwa 47,9 Gt als Ressourcen und 6,6 Gt als Reserven geführt werden (Tab. A 3-21). Rund 0,58 Gt Schwerstöl wurden bislang gefördert. Venezuela liegt dabei mit jeweils um die 97 % sowohl bei den Ressourcen als auch bei den Reserven

EOR – wie viel Erdöl einer Lagerstätte ist wirklich gewinnbar?

Im weltweiten Durchschnitt werden aus einer Erdöllagerstätte nur etwa 35 % des darin befindlichen Erdöls gefördert. Dieser sogenannte Entölungs- oder Ausbeutegrad einer Lagerstätte unterscheidet sich regional erheblich. Der mittlere Entölungsgrad von Lagerstätten in Venezuela beträgt derzeit nur rund 23 % und erreicht damit das Niveau US-amerikanischer Lagerstätten des Jahres 1979. Die USA hingegen erhöhten den Ausbeutegrad bis heute auf durchschnittlich 39 %. Lagerstätten in der Nordseeregion stehen gegenwärtig mit etwa 46 % an der Weltspitze. Das Erdölfeld Statfjord in der Nordsee hat mit 66 % den weltweit höchsten Ausbeutegrad erreicht.

Bei der Produktion gelangt ein Teil des Erdöls durch den natürlichen Lagerstättendruck durch die Förderbohrung an die Erdoberfläche. Dieser Vorgang wird als primäre Förderung bezeichnet. Werden zusätzliche Maßnahmen ergriffen, spricht man entweder von sekundären oder tertiären Fördertechniken (Enhanced Oil Recovery, EOR). Zu den sekundären Verfahren zählt vor allem das Einpressen von Formations- oder Seewasser und Gas direkt unterhalb oder in die Lagerstätte, um den Lagerstättendruck zu erhalten.

Bei tertiären Fördermethoden wird durch physikalische, chemische oder biologische Maßnahmen in der Lagerstätte das verbliebene Restöl fließfähiger und damit förderbar gemacht. Gängige Verfahren sind thermische Maßnahmen wie die Injektion von Wasserdampf oder heißem Wasser und in-situ-Verbrennung, Gasinjektionen, mikrobiologische Veränderungen der Erdölzusammensetzung in der Lagerstätte und chemische Zusätze von Polymeren und Tensiden. Unter den EOR-Verfahren dominieren derzeit die thermischen Methoden, auf die 69 % des mit EOR geförderten Erdöls entfallen. Mit einem Anteil von etwa 30 % folgen Verfahren mittels Gasinjektion. Welches tertiäre Verfahren angewandt wird, hängt vor allem von der Beschaffenheit des Erdöls und den Lagerstättenbedingungen ab. Auch ist die Kombination verschiedener Methoden durchaus üblich. Da tertiäre Verfahren teuer sind, lohnt sich ihre Anwendung nur, wenn die zusätzlichen Förderkosten durch eine höhere Förderrate oder einen entsprechend hohen Erdölpreis aufgefangen werden können. Weltweit werden zwischen 3 und 4 % der gesamten Erdölförderung durch tertiäre Förderverfahren realisiert.



vorn. Zur kumulativen Weltgesamtförderung trägt Venezuela zu 35 % bei, gefolgt von Großbritannien mit 28 % und Aserbaidschan mit 21 %.

Der Anstieg der Rohölpreise seit 2000 hat erhöhte Investitionen im Schwerstölbereich ausgelöst und in Folge zu erheblichen Produktionssteigerungen geführt. Obwohl das hochviskose Öl schwieriger zu fördern, zu transportieren und aufzubereiten ist als konventionelles Öl, ist das Produktionsniveau von etwa 20 Mt im Jahr 2001 auf 93 Mt im Jahr 2005 angestiegen. Dies entspricht einem Anteil von rund 2 % der Welt-Erdölproduktion. Ein Problem bei Vorratsabschätzungen von Schwerstöl besteht in der Schwierigkeit der Abgrenzung zu Schweröl. Die in Tabelle A 3-22 gemachten Angaben zu Schwerstöl können auch Anteile von Schweröl in unbekannter Höhe enthalten.

In Israel, im Gebiet des Toten Meeres, im Iran, Irak, Ägypten, Mexiko und Polen existieren relativ kleine und wirtschaftlich unbedeutende Schwerstölvorkommen. Die Vorkommen in Italien, insbesondere die im Caltanissetta-Becken Siziliens, zählen aber neben denen in der britischen Nordsee zu den bedeutendsten Vorkommen in Europa. An zweiter Stelle weltweit mit Reserven von etwa 119 Mt liegen die im Bohai-Golf-Becken, Huabei-Becken und Tarim-Becken gelegenen Schwerstöllagerstätten Chinas. Das bereits 1904 entdeckte Vorkommen in Aserbaidschan liegt mit Reserven von 20 Mt an dritter Stelle.

Die größten der bisher weltweit entdeckten Schwerstölvorkommen befinden sich im sogenannten Orinoco-Gürtel in Venezuela mit 46,8 Gt Erdölressourcen und 6,4 Gt verbleibenden Reserven (Abb. 3.21). 2005 betrug hier die Jahresproduktion des aufbereiteten Schwerstöls etwa 33 Mt und damit 20 % der Gesamterdölproduktion Venezuelas, dem drittgrößten Rohölexporteur der Welt. Der Orinoco-Gürtel stellt den Südrand des Ostvenezuela- oder Maturin-Beckens dar und erstreckt sich bei einer Breite von 50 bis 100 km rund 700 km in Ost-West-Richtung (Abb. 3.21). Die Lagerstätten sind vorwiegend an miozäne Sandsteine in Teufen von 500 bis 1000 m gebunden, die der Kreide, dem Paläozoikum und dem präkambrischen Kristallin des Guyana-Schildes aufliegen. Nach Norden hin, zum Beckentieferen, gehen die Schwerstöle sukzessive in Leichtöle über. Das Erdöl stammt hauptsächlich aus kretazischen und oligozänen bis miozänen Muttergesteinen. Vom Ort der Erdölbildung bis in die heutigen Lagerstätten hat das Schwerstöl Migrationswege zwischen 100 und 150 km zurückgelegt. Während der Migration wurde das ursprünglich leichtere Erdöl zu Schwer- und Schwerstöl biodegradiert (Abschnitt 3.3.1).

Die Förderung von Schwerstöl wird grundsätzlich mit den gleichen in-situ-Förderverfahren wie bei der Ölsandproduktion durchgeführt. Die Injektion von Wasserdampf in vertikale Bohrungen, aber auch das SAGD-Verfahren (Abschnitt 3.3.1) haben sich auch wegen der guten Entölung der Lagerstätten mittlerweile durchgesetzt. Auch bei der Förderung von Schwerstölen wird ständig nach Verfahren gesucht, die noch energieeffizienter sind. So werden Verfahren der sogenannten Kalten Produktion getestet, bei denen über Horizontalbohrungen eine große Strecke des verölten Horizontes aufgeschlossen wird. So wird versucht, Sand und Öl auch unter Einbringung von Lösungsmitteln direkt in die Lagerstätte gleichzeitig zu fördern. In Testbohrungen wurden mit dieser Methode Förderleistungen von 130 bis maximal 400 t/Tag erreicht mit Entölungsgraden von bis zu 20 %.

Derzeit sind im Orinoco-Gürtel vier Großprojekte in Betrieb (Tab. 3.4). Die Aufbereitung des Schwerstöls zu SCO erfolgt erst kurz vor dem Export, da Venezuela eine begrenzte

Verfügbarkeit an Leichtöl zum Verdünnen des Schwerstöls hat. Daher befinden sich die Aufbereitungsanlagen an der Nordost-Küste Venezuelas (Abb. 3.21). Die Umwandlungseffizienz vom Schwerstöl zum synthetischen Öl variiert von 87 % bis 95 %.

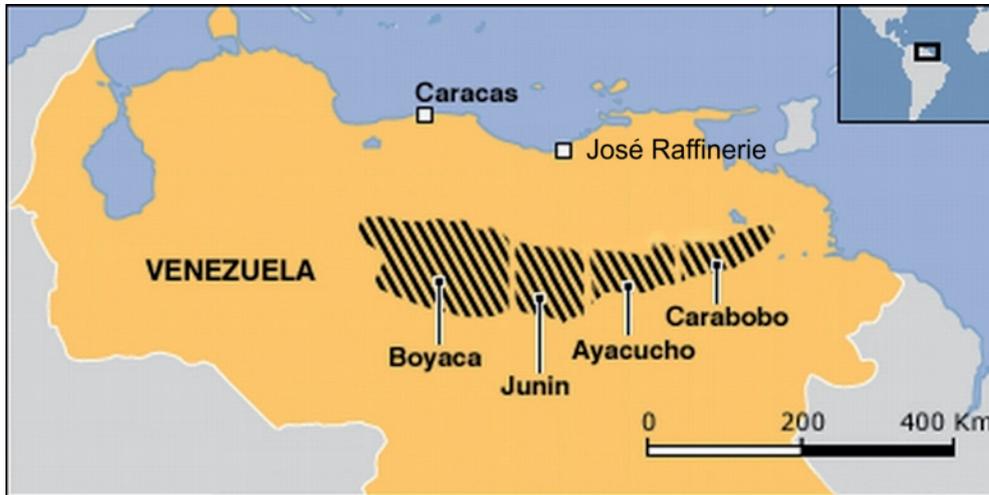


Abbildung 3.21: Aufteilung des Orinoco-Schwerstöl-Gürtels in Großprojekte (schraffiert), Quelle: PDVSA.

Tabelle 3.4: Schwerstölprojekte im Orinoco-Gürtel, Venezuela (US DOE, 2006).

| Projektname | Junin (Petrozuata) | Boyaca (Sincor) | Ayacucho (Hamaca) | Carabobo (Cerro Negro) |
|------------------------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------------------|------------------------|
| Region | Zuata | Zuata | Hamaca | Cerro Negro |
| Firma | ConocoPhillips, PDVSA | Total, StatoilHydro, PDVSA | ConocoPhillips, ChevronTexaco, PDVSA | Exxon Mobil, BP, PDVSA |
| Inbetriebnahme | 1998 | 2000 | 2001 | 1999 |
| Inbetriebnahme Aufbereitungsanlage | 2001 | 2002 | 2004 | 2001 |
| Schwerstölproduktion (Mt/a) | 7 | 11,6 | 11,6 | 7 |
| Dichte Schwerstöl (°API) | 9,3 | 8,0 - 8,5 | 8,7 | 8,5 |
| SCO-Produktion (Mt/a) | 6 | 10,5 | 11 | 6,1 |
| Dichte SCO (°API) | 19 - 25 | 32 | 26 | 16 |
| Schwefel (Gew. %) | 2,5 | 0,2 | 1,2 | 3,3 |

Im Orinoco-Gürtel wurden 2005 etwa 42 Mt Schwerstöl gefördert und zu 34 Mt synthetischem Öl und 5 Mt Orimulsion® verarbeitet. Um die vorgegebenen Förderquoten der OPEC einzuhalten, wurde die Schwerstölförderung seit Anfang 2007 um rund 17 500 t/Tag (6,3 Mt/a) reduziert. Orimulsion® ist ein markenrechtlich geschütztes Spezialprodukt der venezolanischen Erdölindustrie, hergestellt aus rund 70 % Schwerstöl, 30 % Wasser und 1 % chemischen Weichmachern. Es ist dünnflüssig, leicht zu transportieren und kann in Kraftwerken verbrannt werden. Hauptabnehmerländer für Orimulsion® waren bisher Japan, Italien, Dänemark und Kanada. Um die Belieferung zweier Kraftwerke in China mit Orimulsion® zu sichern, gründete die Chinese National Petroleum Company (CNPC) mit der PDVSA ein Joint Venture. Mit einer Investition von USD 330 Mio. wurde 2006 so das

Sinovensa-Projekt vorangetrieben. Ende 2006 stellte PDVSA die Produktion von Orimulsion® ein, da die Direktvermarktung des Schwerstöls als SCO profitabler war. Venezuela betrachtet Orimulsion® als Reserve für die Zukunft, deshalb werden die Patentrechte zur Herstellung des Brennstoffes nicht veräußert.

3.3.3 Ölschiefer – das Erdöl, das noch keines ist

Ölschiefer ist ein unreifes Erdölmuttergestein mit hohem Anteil an organischem Material, das noch nicht die geologischen Bedingungen durchlaufen hat, um daraus unter natürlichen Bedingungen Erdöl zu bilden. Ölschiefer können ihren Ursprung in einem breit gefächerten Spektrum von Ablagerungsräumen haben. Dazu gehören süß- bis salzwasserführende Teiche, Seen und Sümpfe wie auch das flach marine Milieu im subtidalen Schelfbereich. Lithologisch bestehen Ölschiefer vorwiegend aus oft kalkhaltigen Tonsteinen und können erdgeschichtliche Alter vom Kambrium bis ins Tertiär haben. Das organische Material in Ölschiefern, so genanntes Kerogen, setzt sich hauptsächlich zusammen aus Kohlenstoff, Wasserstoff und Sauerstoff mit geringen Gehalten an Schwefel und Stickstoff. Durch thermische Behandlung des Ölschiefers kann sogenanntes Schiefer- oder Schwelöl gewonnen werden. Dieses aus Ölschiefer gewonnene Öl unterscheidet sich von natürlichem Erdöl durch den höheren Gehalt an Sauerstoffverbindungen.

Die **Gewinnung von Ölschiefer** kann bei geringer Überdeckung von 30 bis 40 m im Tagebau erfolgen. Dabei ist eine Mindestmächtigkeit der Ölschieferschicht von 3 m und ein Abraum-Ölschiefer-Verhältnis von kleiner 5:1 sinnvoll. In Bereichen mit mächtigerer Überdeckung, wie in den Lagerstätten in Estland, wird der Ölschiefer im Tief- oder Untertageabbau gefördert. Das ölschieferhaltige Gestein wird gesprengt, abgetragen und in einem Steinbrecher zerkleinert (Vaher, 1998). Das Material kann unterschiedlich weiterverarbeitet werden. Entweder wird es, wie in Estland, zur Stromerzeugung direkt verbrannt oder es werden durch Verkokung oder Verschwelung höherwertige Kohlenwasserstoffe gewonnen wie beispielsweise in Schwelreaktoren, so genannten Retorten, mit nachgeschalteten Destillationsanlagen (z. B. Lurgi-Ruhrgasverfahren). Bei der in-situ-Methode wird Ölschiefer in der Lagerstätte verschwelt ohne ihn abzubauen. Durch Bohrungen wird dem entzündeten Ölschiefer Sauerstoff zugeführt und die entstehenden Schwelgase weiterverarbeitet. Insbesondere tief liegende Ölschiefervorkommen wie die *Devonian Black Shales* im Osten der USA können nur im in-situ-Verfahren genutzt werden. In den USA laufen aktuell Versuche zur in-situ-Verschwelung mit elektrischer Aufheizung des Gesteins.

Um Rohöl aus Ölschiefer zu gewinnen, muss der Prozess der Ölentstehung, der unter natürlichen Bedingungen mehrere Millionen Jahre dauert und eine Erhöhung der Temperaturbedingungen voraussetzt, durch einen künstlichen Prozess beschleunigt werden. Dazu wird der Ölschiefer zur Verschwelung auf 300 bis 500 °C erhitzt und anschließend auf unter 50 °C abgekühlt. Das Kerogen wird dabei in ein Gasmisch umgewandelt, aus dem bei der Abkühlung das sogenannte Schwelöl kondensiert. Für eine technisch sinnvolle und wirtschaftliche Nutzung von Ölschiefer ist ein Mindestgehalt von rund 4 % Öl erforderlich. Das entspricht, bezogen auf den wasserfreien Ölschiefer, einem oberen Heizwert von etwa 3300 kJ/kg. Der Ölgehalt von Ölschiefer wird im Labormaßstab nach dem standardisierten Schwelverfahren von Fischer-Schrader (*Fischer Assay*) bestimmt, das zuverlässige Daten über die technologische Qualität liefert.

Neben der Nutzung als Energieträger, dient das Schwelöl auch als Rohstoff für die Herstellung verschiedener Produkte der chemischen Industrie. Andere Nebenprodukte sind Koks, Pech, Asphalt, Ammoniak, Schwefel und in einigen Fällen Metalle wie Gold, Vanadium und Uran.

Das **weltweite Gesamtpotenzial von Ölschiefer** in-place wird derzeit auf 413 Gt Schieferöl geschätzt. Ölschieferorkommen sind bisher in knapp 40 Ländern der Welt bekannt (Abb. 3.22). Den Großteil der Ölschiefermengen in-place decken die USA mit 73 % ab, gefolgt von Russland mit knapp 10 % sowie der Republik Kongo, Brasilien und Italien mit zusammen 9 % (Abb. 3.23). Die größten Ölschieferlagerstätten befinden sich in den USA, Russland, Australien, Brasilien, Israel, Jordanien, Marokko und Thailand. Noch fehlen bei vielen Ölschieferorkommen wichtige Parameter zur Abschätzung des enthaltenen Rohölpotenzials, so dass weltweite Angaben zu gewinnbaren Schieferölmengen mit großen Unsicherheiten behaftet sind.

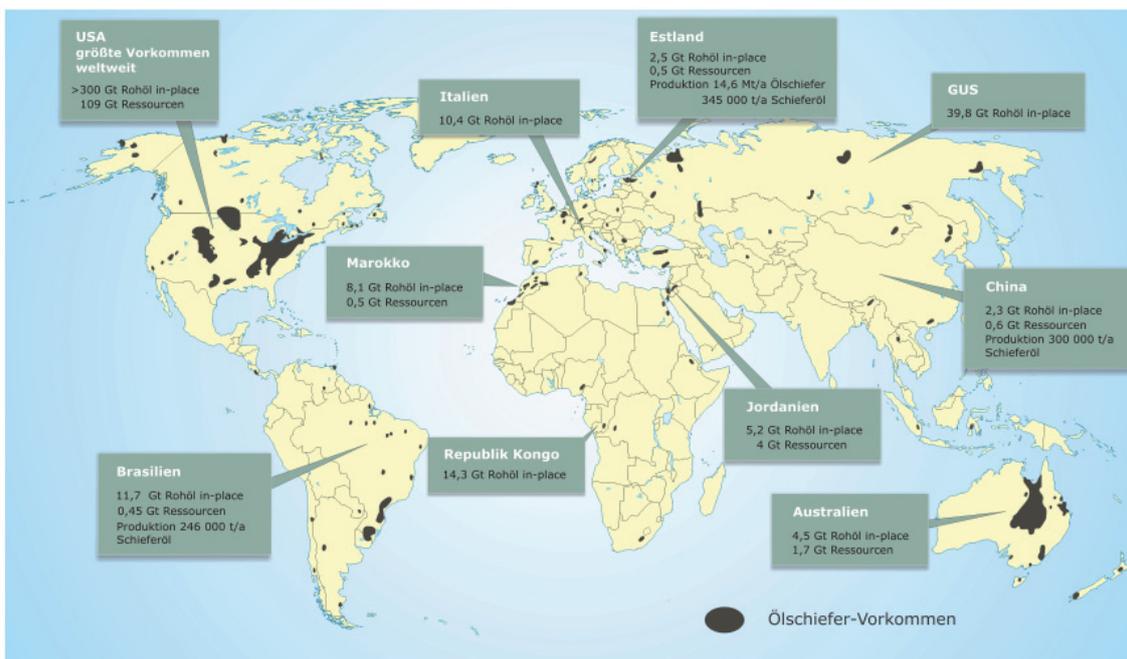


Abbildung 3.22: Regionale Verteilung der Ölschieferorkommen weltweit mit Angaben zu Reserven, Ressourcen und Produktion.

Da die Ölproduktion aus Ölschiefern bislang nicht wirtschaftlich ist, werden die theoretisch gewinnbaren Ölmengen der bisher bekannten Ölschieferorkommen als gewinnbare Ressourcen ausgewiesen. Länder mit den größten bekannten gewinnbaren Ressourcen sind neben den USA Australien, Brasilien, China, Estland, Israel, Jordanien, Marokko und Thailand (Tab. A 3-23). Trotz der großen in-place Mengen an Ölschiefer in den GUS-Staaten sind hier Angaben zu produzierbaren Ölmengen nicht bekannt. Allein in den USA ließen sich möglicherweise mehr als 100 000 Mt Schieferöl destillieren. Obwohl die Angaben auch hier sehr unsicher sind, werden die weltweit gewinnbaren Ressourcen an Schieferöl von rund 120 000 Mt als konservativ angesehen, da für viele Länder bislang keine Angaben verfügbar sind (Altun, 2006).

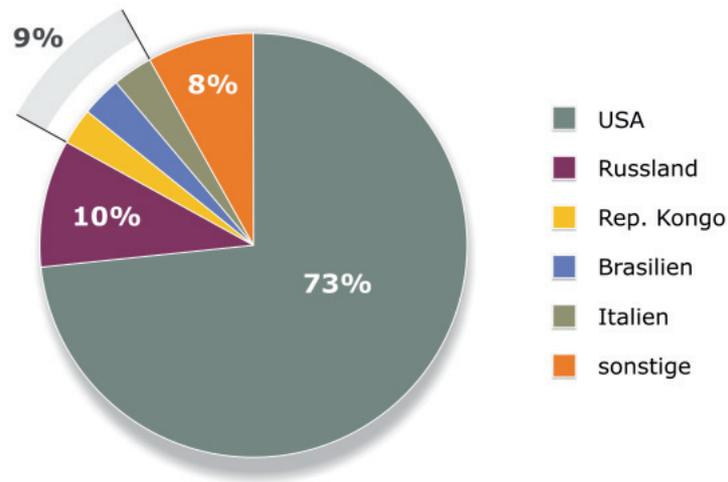


Abbildung 3.23: In-place Schieferölressourcen (insgesamt 413 Gt) nach Ländern (%).

Unter den nicht-konventionellen Erdölen ist der Ölschiefer der Energierohstoff, der den höchsten Energie-Input erfordert, um daraus *flüssige* Energie herzustellen. Eine kosten- und energieeffiziente Produktionsmethode der Ölschiefernutzung ist für die nahe Zukunft nicht in Sicht. Bisher standen die leichte Verfügbarkeit und der günstige Preis von konventionellem Erdöl dem Ausbau der Ölschieferindustrie entgegen. Allerdings rückt bei steigenden Weltmarktpreisen für Erdöl für einige wenige geologisch und logistisch günstig gelegene Ölschiefervorkommen eine Wirtschaftlichkeit des Abbaus näher. Aber auch Länder mit geringen Vorkommen an konventionellem Erdöl und Erdgas, die bedeutende Ölschieferlagerstätten besitzen, sind an einer Ölproduktion aus Ölschiefer interessiert, um langfristig ihre Energieimporte zu reduzieren. Insgesamt führte diese Entwicklung in den vergangenen Jahren zu Neueinschätzungen von Ölschieferressourcen, der Entwicklung von verbesserten Aufarbeitungstechnologien und neuen Pilotvorhaben. Nur aus wenigen Lagerstätten wurde bislang Ölschiefer produziert. Diese liegen in Estland, China, Brasilien, Deutschland und Israel. Lediglich in den drei erstgenannten Ländern wurde in den letzten Jahren Öl aus Ölschiefer extrahiert. Insgesamt wurden 2005 weltweit etwa 684 000 t Rohöl hergestellt, von denen Estland mit 345 000 t gut die Hälfte produziert hat, gefolgt von China mit 180 000 t und Brasilien mit 159 000 t.

Zum Stand der Entwicklung der letzten Jahre in ausgewählten Ländern ergibt sich das folgende Bild:

Estlands Energie-Infrastruktur ist seit langem auf die Nutzung von Ölschiefer ausgerichtet. Über 90 % der in Estland produzierten Elektrizität basieren auf Ölschiefer und machen das Land zum Nettoexporteur für Elektrizität. Die reine Ölschieferproduktion betrug 2005 insgesamt 14,6 Mt. Bis 2007 wurde sie auf 16,3 Mt gesteigert. Rund 75 % des Ölschiefers werden ohne weitere Aufbereitung direkt zur Energiegewinnung verbrannt, der Rest dient zur Herstellung von Schwelöl. Nachteilig ist, dass diese Form der Energieerzeugung erheblich zur Luft- und Wasserverschmutzung beitragen kann.

In **Russland** förderte bis 2005 die Leningradlanets Oil Shale Mining Company etwa 1,12 Mt Ölschiefer pro Jahr. Der Schiefer wurde an die Baltic Power Station in Estland geliefert und der damit erzeugte Strom ins Energieversorgungssystem von Russland eingespeist. Die Produktion wurde 2005 aus Kostengründen eingestellt.

In **China** betrieb die Fushun Oil Shale Retorting Anlage der Fushun Mining Group Company im Jahr 2005 etwa 120 Retorten mit einer Kapazität von 100 t Ölschiefer pro Tag/Retorte und produzierte im gleichen Jahr 180 000 t Schieferöl. Die Produktion in China konnte 2006 auf 240 000 t und 2007 auf 300 000 t Schwelöl ausgeweitet werden.

Brasilien konnte die Produktion an Schwelöl 2007 auf 246 000 t ausweiten. Der größte Teil des Ölschiefers Brasiliens gehört der permischen Iratí-Formation an, die in den Provinzen São Paulo, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul und Goiás vorkommt.

In **Jordanien** prüft Petrobras in Zusammenarbeit mit dem dortigen Energieministerium seit 2007 die wirtschaftliche Durchführbarkeit der Ölgewinnung aus dem Ölschiefer des Attarat-Umm-Ghudran-Vorkommens. Die Royal Dutch Shell Oil Company ist an der Exploration und Exploitation der Ölschiefer Jordaniens stark interessiert.

Bestrebungen in **Australien**, eine Ölschiefer-Pilotanlage mit einer Kapazität von 400 000 t/a in der Whitsunday Region, Nordost-Australien bei der Lagerstätte McFarlane zu installieren, sind durch die Regierung gestoppt worden. Geplante Förderungen sind bis Mitte 2010 ausgesetzt worden, bis sichergestellt werden kann, dass die Gewinnung und Weiterverarbeitung des Ölschiefers sich nicht schädlich auf die Umwelt, insbesondere auf das nur 15 km entfernte Great Barrier Reef, auswirkt. Die australische Regierung wird dann überprüfen, inwieweit weiterhin in die Gewinnung von Schieferöl investiert werden kann.

Das Stuart-Oil-Shale-Projekt in Gladstone, Australien, produzierte von 2000 bis 2004 etwa 220 000 t Öl aus Ölschiefer. Das Pilotprojekt testete die Produktion von Schwelöl mit der sogenannten Alberta-Taciuk-Prozessor (ATP)-Retortentechnologie. Mitte 2004 wurde die Anlage aus wirtschaftlichen Gründen und wegen starker Emissionen von Treibhausgasen und toxischen Stoffen geschlossen.

In den **USA** laufen einige Versuchsanlagen zur Verbesserung der Förder- und Aufbereitungstechnik der Ölproduktion aus Ölschiefer. Diese haben einen Ausstoß an Rohöl zwischen 30 000 und 80 000 t/a. 2007 postulierte Shell eine wirtschaftliche Produktion mit seiner neuen in-situ-Technik ab einem Rohölpreis von USD 25 bis USD 30/b mit einem Entölungsgrad von etwa 70 %. Laut dem U.S. Department of Energy (U.S. DOE, 2004) könnten die USA 2020 in der Lage sein, etwa 120 Mt und 2030 175 Mt Schwelöl pro Jahr aus Ölschiefer zu produzieren.

3.4 Literatur zu Erdöl

- Altun, N.E. et al. (2006): Oil Shales in the World and Turkey; Reserves, Current Situation and Future Prospects: A Review. *Oil Shale*, 23, no. 3, ISSN 0208-189X, Estonian Academy Publishers.
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2003): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002.-Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXVIII – 426 S., E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung (Nägele und Obermiller).
- (2008): Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007. 92 S. Hannover.
- BP (2008): BP statistical review of world energy, June 2008.- 43 p. BP; London.
- Büyüksahin, B.; Haigh, M.S.; Harris, J.H.; Ovendahl, J.A. & Robe, M.A. (2008): Fundamentals, Trader Activity and Derivative Pricing, http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=966692.
- Campbell, C.J. (2005): The End of the First Half of the Oil Age. VI International Workshop on Oil and Gas Depletion. Lisbon.
- Campbell, C.J. (2008) The general depletion picture. ASPO Newsletter No. 90 : 2.
- CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) (2008): Crude Oil Forecast, Markets & Pipeline Expansions. Calgary, Alberta.
- EIA (Energy Information Administration) (2008a): International Energy Statistics, Department of Energy: <http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=6>
- (2008b): Performance Profiles of Major Energy Producers 2007. DOE/EIA-0206(07) <http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/020607.pdf> (10.02.2009)
- ERCB (Energy Resources Conversation Board) (2008): Alberta's Energy Reserves 2007 and Supply/Demand Outlook 2008-2017; ISSN 11910-4235.
- Esso (2008): Oeldorado 2008. Jubiläum 50 Jahre. 12 S., ExxonMobil, Hamburg.
- EWG (Energy Watch Group) (2008): Zukunft der weltweiten Erdölversorgung. 104 S. Berlin.
- Fattouh, B. (2007c): OPEC Pricing Power. The Need for a New Perspective. Oxford Institute for Energy Studies, WPM 31.
- Flint, L. (2005): Bitumen Recovery Technology. A Review of Long-Term Opportunities. <http://www.ptac.org/links/dl/BitumenRecoveryTechnology.pdf>
- González Cruz, D.J. (2007): Hydrocarbon Reserves in Venezuela. 20th World Energy Congress Papers. 20p.
- Guntis, M. (2002): California steam EOR produces less; other EOR continues.- *Oil & Gas Journal* 100 15: p. 43-47, 71-83.
- Hatamian, H. (1998): Natural-gas supply-and-demand problems.- *Journ. Petrol. Techn.*, Jan. 1998: 58-63.
- Hyun Young Lee (2008): Canada Oil Sands Output Forecast Cut on Project Delays.http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=70633.
- IEA (International Energy Agency) (2004): World Energy Outlook 2004. 570 S. – International Energy Agency, Paris.
- (2006): World Energy Outlook 2006. 596 S. – International Energy Agency, Paris.
- (2007): Renewable in Global Energy Supply. An IEA Fact Sheet.
- (2008a): World Energy Outlook 2008. 570 S. – International Energy Agency, Paris.
- (2008b): Oil Information 2008. OECD Paris.

- IFP (Institut Francaise du Pétrole) (2004): Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, costs, contracts. 306 S. Edition Technip, Paris
- Interagency Task Force on Commodity Markets (2008): Interim Report on Crude Oil, Washington D.C.
- Klett, T.R., Gautier, D.L. & Ahlbrandt, T.S. (2005): An evaluation of the U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000. AAPG Bull. 89: 1033-1042.
- Meyer-Renschhausen, M. (2007): Ölsandgewinnung und -verarbeitung, Technik, Ökonomie, Umweltaspekte. 186 S., Metropolis Verlag; Hamburg.
- OGJ (Oil & Gas Journal) (2007): Worldwide look at reserves and production. 105, 48: 24-25.
- OPEC (Organisation of Petroleum Exporting Countries) (2008): Annual Statistical Bulletin 2007. 138p. Vienna.
- Petrobras (2008): Accessing reserves and investing in infrastructure (Vortrag von Mr. Sergio Gabrielli, CEO von Petrobras, auf dem 19. Welterdölkongress in Madrid). Proceedings of the 19th World Petroleum Congress, Energy Institute, London.
- Petroleum Economist (2007): World Deepwater Developments Map. 2007 edition. London
- Pusch, G. (2007): Perspectives of European Improved Oil Recovery. OIL GAS European Magazine 4/2007: 179-186.
- Radler, M. (2008): New estimates boost worldwide oil, gas reserves. Oil & Gas Journal. 106, 48: 20/21.
- Smith, T. (2008): Monster of the Deep. Geo ExPro, 5, no. 5: 22-28.
- Stark, P. & Chew, K. (2005): Global Oil Resources: Issues and Implications. The Journal of Energy Development, 30, 2: 159-170.
- US DOE (2004): Strategic Significance of America's Oil Shale Resource. Assessment of Strategic Issues, vol. I, March 2004.
- USGS (U. S. Geological Survey) (2000): World Petroleum Assessment 2000 - Description and Results.- USGS Digital Data Series DDS-60.
- (2006): Assessment of Undiscovered Petroleum Resources of Northern Afghanistan, 2006. USGS Fact Sheet 2006-331
 - (2008): Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. USGS Fact Sheet 2008-3049
- Vaher, E. (1998): Sprengarbeiten beim Ölschieferabbau in Estland: In: Glückauf 6/1998, S. 284-289.
- VDKI (Verein Deutscher Kohleimporteure) (1999): Jahresbericht 1999, Hamburg.
- WEC (World Energy Council) (2004): Survey of Energy Resources, London.
- (2007): 2007 Survey of Energy Resources, London. 586 p.

4 Erdgas

4.1 Vom Erdgasvorkommen bis zur Verwendung

Erdgas ist ein in der Erdkruste vorkommendes Gasgemisch. Neben Methan als Hauptkomponente von Erdgas können weitere Bestandteile wie Ethan und Propan sowie nichtbrennbare Gase wie Stickstoff, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff und Helium enthalten sein. Erdgas kommt in großem Umfang in natürlichen unterirdischen Lagerstätten vor. Diese Lagerstätten können angebohrt und das Erdgas daraus gefördert werden. Das Gas erreicht den Endverbraucher auf dem Land über aufwändige Pipeline-Systeme oder wird über den Seeweg in Spezialtankern verschifft.

Erdgas kann gemeinsam mit Erdöl als sogenanntes Erdölgas entstehen oder aus Kohlen gebildet werden. Die Bildung von Methan durch Mikroben im Gestein ist ebenso ein wichtiger Prozess. Wie Erdöl migriert Erdgas in der Erdkruste und kann so in Fangstrukturen aus porösen Gesteinen gelangen, die durch undurchlässige Schichten abgedeckt werden. In den meisten Sedimentbecken der Erde existieren neben derartigen reinen Erdgaslagerstätten auch Lagerstätten, in denen Erdöl und Erdgas gemeinsam vorkommen.

Je nach Gehalt an Schwefelwasserstoff (H_2S) unterscheidet man Sauergas (über 1 Vol.-% H_2S), Armgas (unter 1 Vol.-% H_2S) und Süßgas (kein H_2S und unter 2 Vol.-% Kohlendioxid). Sogenanntes „nasses“ Erdgas, auch als Reichgas bezeichnet, kommt in vielen Lagerstätten zusammen mit Erdöl vor. Da es mehr Anteile an größeren Kohlenwasserstoffmolekülen als Methan enthält, kondensieren bei Abkühlung flüssige Kohlenwasserstoffgemische, sogenanntes Flüssiggas, Kondensat oder Gasbenzin aus. Erdgas bezeichnet man als „trocken“, wenn es ohne die Abscheidung von sogenanntem Kondensat abgekühlt werden kann.

Das aus der Lagerstätte geförderte Rohgas wird bereits auf dem Erdgasfeld aufbereitet. Bei Süßgas, das den Hauptanteil der Weltförderung ausmacht, trennt man vorwiegend Wasser, teilweise auch höhere Kohlenwasserstoffe ab. Bei saurem Erdgas werden Schwefelverbindungen in einem aufwändigen Reinigungsprozess, dem sogenannten Gaswaschverfahren, entfernt. Einige Rohgastypen erfordern auch die Abtrennung von Kohlendioxid und Stickstoff.

Erdgas wird auf den Kontinenten in der Regel unterirdisch durch Pipelines mit bis zu 1,4 m Durchmesser transportiert. Um eine höhere Leitungseffizienz zu erhalten, erfolgt der Erdgastransport bei bis zu 84 bar Druck. Hierdurch wird das Gasvolumen vermindert. Um einem Druckabfall über einen langen Pipelineweg entgegenzuwirken, ist in Abständen zwischen 100 und 400 km eine Erdgas-Verdichtung erforderlich. Die Transportentfernungen für Erdgas können zum Teil erheblich sein. Auf der Strecke von Westsibirien nach Westeuropa legt das Erdgas in Pipelines etwa 6000 km zurück.

Erdgas kann auch in verflüssigter Form transportiert werden. So genanntes Liquefied Natural Gas (LNG) ist verflüssigtes Erdgas, das überwiegend aus Methan und Ethan besteht und für Transportzwecke durch Abkühlung auf -164 °C unter atmosphärischem Druck verflüssigt wird. Dadurch reduziert sich das ursprüngliche Volumen des Erdgases auf ein Sechstel. Zur so genannten LNG-Kette gehören Anlagen zur Abscheidung von höheren Koh-

lenwasserstoffen sowie zur Kühlung und Verflüssigung des Gases. Weil verflüssigtes Erdgas in speziellen LNG-Tankschiffen drucklos transportiert wird, werden im weiteren Verlauf der LNG-Kette Verlade- und Anlandeterminals benötigt. Den Abschluss der LNG-Kette bilden Anlagen zur Verdampfung des verflüssigten Erdgases, um es wieder in ein Pipelinennetz einzuspeisen. Da Erdgasproduktion, -aufbereitung und -ferntransport weitgehend kontinuierlich erfolgen, der Verbrauch aber – bedingt durch den variablen Heizbedarf – jahreszeitlich schwankt, wird Erdgas in den Sommermonaten in unterirdischen Erdgasspeichern zwischengespeichert und in der Winterperiode entnommen.

Erdgas aus Erdspalten und natürlichen Austritten ist seit Jahrtausenden bekannt; brennendes Erdgas diente in älterer Zeit als „ewige Flamme“ kultischen Zwecken. Die früheste wirtschaftliche Nutzung ist aus dem China des 3. Jahrhundert n. Chr. beschrieben. Allerdings setzte eine intensivere wirtschaftliche Verwendung erst Anfang des vorigen Jahrhunderts in Nordamerika ein. In den 1930er Jahren kamen Polen, Rumänien und der Südwesten der Sowjetunion hinzu, doch blieb der Verbrauch dieser Länder bis in die 1950er Jahre im Vergleich zu den USA gering. Mit Installation der großen Fernleitungen und LNG-Ketten in den 1960er und 1970er Jahren ist der Erdgasverbrauch vor allem in Westeuropa deutlich gestiegen. Bis in die 1970er Jahre war Erdgas in vielen Ländern ein Nebenprodukt der in erster Linie auf Erdöl ausgerichteten Exploration. Die im Vergleich zum Erdöl um ein Vielfaches höheren Transportkosten und das weltweit reiche Angebot an anderen fossilen Energierohstoffen machen eine gezielte Exploration auf Erdgas nur in solchen Gebieten wirtschaftlich sinnvoll, die verbrauchernahe liegen, bereits an Märkte angeschlossen sind oder über keine anderen eigenen Energierohstoffvorkommen verfügen. In den letzten Jahrzehnten erlangten auch Umwelt- und Energieeffizienzgesichtspunkte bei Explorationsentscheidungen zu Gunsten von Erdgas ein stärkeres Gewicht.

Erdgas wird überwiegend als energiereicher Brennstoff für Haushalte, Gewerbebetriebe, Kraftwerke und Industrie verwendet. In geringerem Umfang wird Erdgas auch als Grundstoff in der chemischen Industrie sowie in Verbrennungsmotoren eingesetzt. Ende 2008 waren in Deutschland rund 80 000 erdgasbetriebene Fahrzeuge in Betrieb. Aufgrund seiner chemischen Zusammensetzung weist Erdgas im Vergleich zu fossilen Energieträgern bezogen auf den Energieinhalt den geringsten Kohlenstoffanteil auf. Dadurch werden bei der Verbrennung von Erdgas in modernen Anlagen 20 bis 30 % weniger Kohlendioxid (CO₂) freigesetzt als bei gleichem Energiegewinn mit Erdöl und sogar 40 bis 50 % weniger als bei Kohle.

4.2 Konventionelles Erdgas

4.2.1 Gesamtpotenzial und regionale Verteilung von Erdgas

Diverse Abschätzungen des weltweiten Gesamtpotenzials für Erdgas der vergangenen zehn Jahre liegen zwischen 300 und 600 Bill. m³. Anders als bei Erdöl scheinen diese Abschätzungen noch kontinuierlich anzusteigen (Abb. 4.1). Seit 2001 erfolgten nur wenige Neubewertungen des Gesamtpotenzials (Tab. A 4-1), die jedoch alle über 400 Bill. m³ liegen. Die Unterschiede dieser Bewertungen resultieren hauptsächlich aus Differenzen in der Bewertung von Erdgasressourcen.

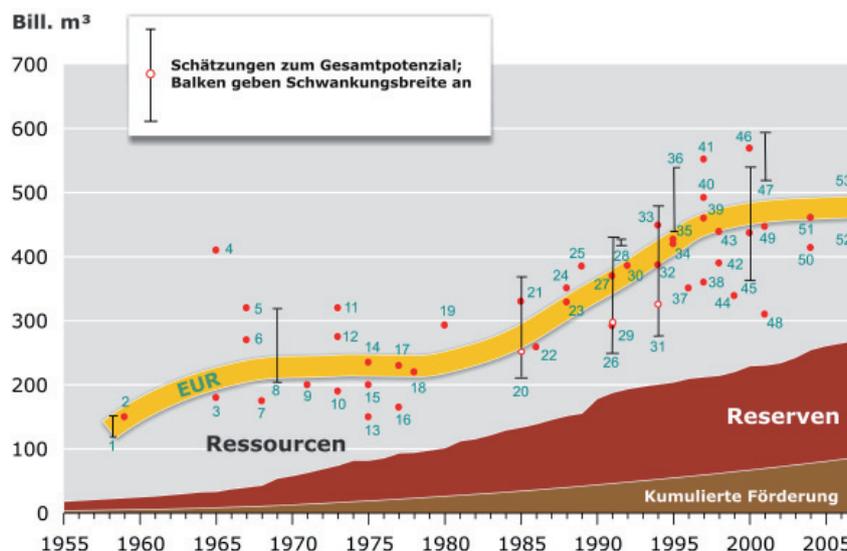


Abbildung 4.1: Entwicklung der Schätzungen des Gesamtpotenzials von konventionellem Erdgas, der kumulierten Förderung und der Reserven von 1955 bis 2007 (Daten für nummerierte Referenzen siehe Tab. A 4-1).

Das von der BGR ermittelte weltweite Gesamtpotenzial von konventionellem Erdgas beträgt etwa 509 Bill. m³. Dies entspricht etwa 460 Gtoe und liegt damit um gut 13 % über dem Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl. Basierend auf aktuellen Studien des USGS (USGS, 2006, 2008) zu den Erdgasressourcen in der Arktis, wurden die Einschätzungen der BGR im Vergleich zu früheren Studien deutlich angehoben.

Ende 2007 betrug die kumulierte kommerzielle Förderung von konventionellem Erdgas weltweit fast 87 Bill. m³. Die Reserven beliefen sich auf etwa 183 Bill. m³ und die Ressourcen auf etwa 239 Bill. m³, so dass inzwischen gut 32 % der bis jetzt nachgewiesenen Reserven beziehungsweise gut 17 % des nach unserer derzeitigen Einschätzung zu erwartenden globalen Gesamtpotenzials an konventionellem Erdgas verbraucht sind. Abgefackeltes Erdgas ist dabei nicht berücksichtigt.

In der regionalen Betrachtung verfügt die GUS (insbesondere Russland) über das bedeutendste Erdgaspotenzial weltweit, gefolgt von der Region Naher Osten (Abb. 4.2). Obwohl Nordamerika ein hohes Gesamtpotenzial aufweist, ist das verbleibende Potenzial dort geringer einzuschätzen, da in den USA bis heute bereits etwa die Hälfte des gesamten Erdgases gefördert wurde. Der Anteil Europas am Welt-Erdgaspotenzial ist mit knapp 5 % eher gering. Betrachtet man hingegen die Erdgasmärkte, so verfügt der europäische Markt insbesondere dank der Lieferungen aus Russland über gut 47 % des globalen Gesamtpotenzials. Rechnet man den Nahen Osten als potenzielles Liefergebiet hinzu, ergibt sich für Europa sogar ein zugänglicher Anteil von über 77 % am Welt-Gesamtpotenzial für konventionelles Erdgas. Damit verfügt der Europäische Erdgasmarkt grundsätzlich über eine günstigere Versorgungssituation im Vergleich zu anderen Märkten.

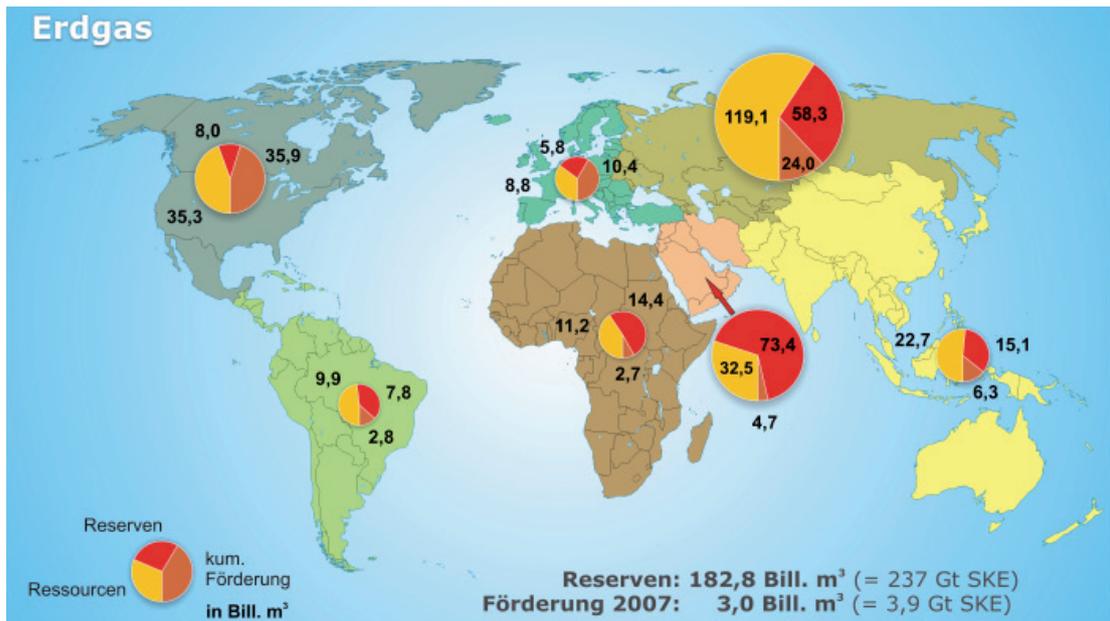


Abbildung 4.2: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas 2007 (insgesamt 509 Bill. m³): Regionale Verteilung.

Daten zum Gesamtpotenzial der Länder, Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppen enthalten die Tabellen A 4-2 bis A 4-4 im Anhang. Ein Überblick über das Gesamtpotenzial der wichtigsten Länder weist die drei führenden Länder Russland, Iran und Katar mit einem Anteil von zusammen über 52 % aus (Abb. 4.3). Die ersten zehn Länder verfügen danach über 73 % des Gesamtpotenzials. Im Vergleich zur BGR-Energiestudie 2003 (Stand Ende 2001) ergeben sich für das Gesamtpotenzial von Erdgas deutliche Zuwächse, insbesondere für die GUS mit 29,8 Bill. m³, für Nordamerika mit 13,1 Bill. m³, für den Nahen Osten mit 6,2 Bill. m³, für Austral-Asien mit 4,8 Bill. m³ und für Afrika mit 3,6 Bill. m³.

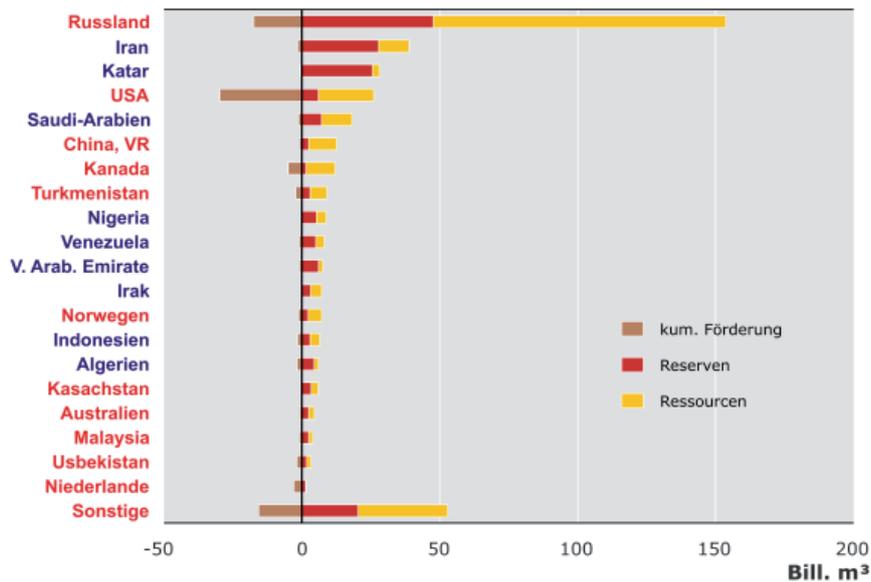


Abbildung 4.3: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas 2007: Die 20 wichtigsten Länder geordnet nach verbleibendem Potenzial (OPEC-Länder in blauer Schrift).

Das weltweit verbleibende Potenzial liegt bei rund 422 Bill. m³. Damit übersteigt es in Bezug auf den Energieinhalt das verbleibende Energiepotenzial an konventionellem Erdöl um gut 50 %. Nach Ländern ergibt sich für das verbleibende Potenzial eine ähnliche Konzentration wie beim Gesamtpotenzial (Tab. A 4-5). Auf die sieben führenden Länder entfallen mehr als zwei Drittel des weltweit verbleibenden Potenzials. Diese Länder werden bei der künftigen Versorgung mit Erdgas eine entscheidende Rolle spielen.

4.2.2 Erdgasreserven

Nach Ivanhoe und Leckie (1993) sind weltweit etwa 26 600 Erdgasfelder bekannt. Besondere Bedeutung für die Sicherung der Erdgasversorgung haben insbesondere große Erdgasfelder, die sogenannten *Giants* mit Reserven von mehr als 80 Mrd. m³ und sogenannte *Supergiants* mit Reserven von mehr als 800 Mrd. m³. Lediglich etwas mehr als 100 Felder entsprechen der Klassifikation *Giant* und *Supergiants*. Hier sind rund 75 % der bekannten globalen Reserven konzentriert. Anders als beim Erdöl schwanken aktuelle publizierte Abschätzungen der globalen Erdgasreserven nur gering zwischen 170,1 und 183,2 Bill. m³ (Tab. 4.1).

Tabelle 4.1: Reserven konventionelles Erdgas 2007: Vergleich unterschiedlicher Bewertungen in Bill. m³. (OGJ, 2007, EIA, 2008 für World Oil und Cedigaz, BP, 2008, OPEC, 2008.)

| Region | OGJ | World Oil | Cedigaz | BP | BGR | OPEC |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Europa | 4 872 | 4 976 | 6 100 | 6 136 | 5 792 | 6 232 |
| GUS | 57 059 | 60 510 | 53 809 | 53 274 | 58 303 | 58 112 |
| Afrika | 13 866 | 14 181 | 14 581 | 13 370 | 14 437 | 14 542 |
| Naher Osten | 72 191 | 72 361 | 73 209 | 67 127 | 73 374 | 73 559 |
| Austral-Asien | 11 764 | 14 101 | 15 218 | 14 462 | 15 096 | 15 166 |
| Nordamerika | 8 018 | 8 124 | 8 003 | 7 976 | 7 995 | 8 018 |
| Lateinamerika | 7 414 | 6 858 | 7 720 | 7 727 | 7 834 | 7 542 |
| WELT | 175 185 | 181 111 | 178 640 | 170 070 | 182 830 | 183 171 |

Die Entwicklung seit 1900 für die Erdgasreserven und die Erdgasförderung zeigt eine stetige Zunahme, wobei die Reserven im Vergleich stärker angestiegen sind (Abbildung 4.4). Eine Übersicht zur Entwicklung der Reservensituation seit 1980 gibt Tabelle A 4-6. Die Welt-Erdgasreserven erhöhten sich entsprechend unseren Bewertungen von 160,8 Bill. m³ Ende 2001 auf 182,8 Bill. m³ Ende 2007 um etwa 22 Bill. m³ bei einer Erdgasförderung in diesem Zeitraum von insgesamt rund 16,9 Bill. m³ (Tab. A 4-6). Damit wurde 2007 der bisher höchste Reservenstand erreicht.

Seit der BGR-Energiestudie 2003 erfolgten regional deutliche Reservenerhöhungen im Nahen Osten, in geringerem Umfang in Afrika und Lateinamerika. Im Gegensatz dazu wurden in Austral-Asien, Europa und Nordamerika leichte Reservenrückgänge verzeichnet. Herausragend sind die Steigerungen in Katar durch die Höherbewertung des North-Feldes und im Iran mit Reservenerhöhungen von über 2 Bill. m³. Steigerungen von über 500 Mrd. m³

verzeichneten zudem Aserbaidschan, Ägypten, Algerien, Nigeria, Bolivien, Mexiko, Indonesien, Russland und China. Mit dem großen Fund South Iolatan dürften die turkmenischen Erdgasreserven in nächster Zeit deutlich zulegen. Die Reservenrückgänge einzelner Staaten lagen dagegen unter 1 Bill. m³.

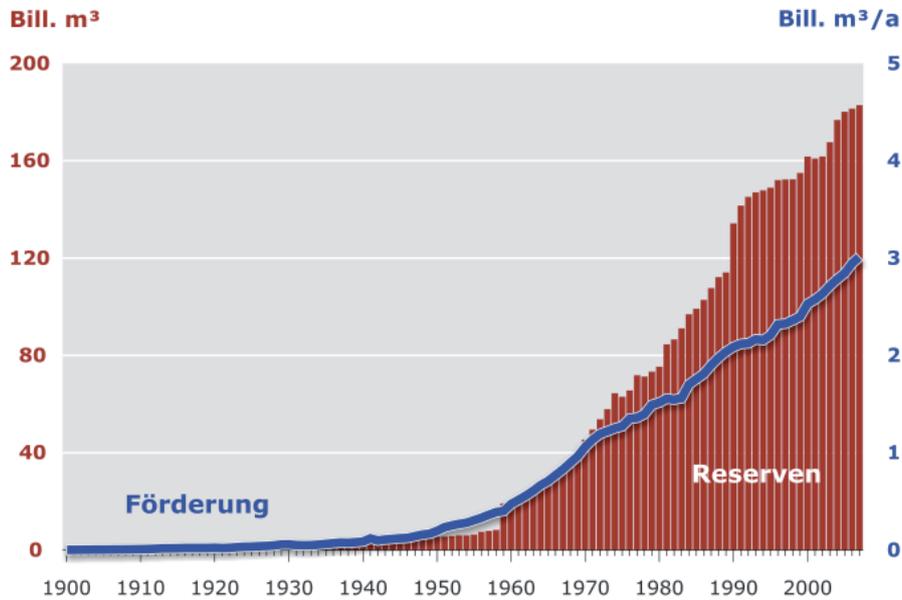


Abbildung 4.4: Entwicklung der weltweiten Reserven und Förderung von Erdgas von 1900 bis 2007.

Die Erdgasreserven sind, ebenso wie die Erdölreserven, sehr ungleich auf einzelne Länder und Regionen verteilt (Tab. A 4-7). Der Nahe Osten und die GUS verfügen über fast drei Viertel der Welt-Erdgasreserven. Historisch zählte auch Nordamerika zu den großen Reservenregionen. Durch die seit etwa 100 Jahren auf hohem Niveau laufende Erdgasproduktion wurde hier aber bereits mehr als die Hälfte der ursprünglichen Reserven gefördert. Beim Vergleich der einzelnen Reservenländer (Tab. A 4-7) fällt auf, dass die drei führenden Länder eine Sonderstellung einnehmen. Russland verfügt über gut 26 % der Welt-Erdgasreserven und hält zusammen mit Iran und Katar mehr als 55 % der Weltreserven. Die acht Länder mit Reserven von über 5 Bill. m³ verfügen über mehr als zwei Drittel der Weltreserven. Unter den zehn Ländern mit den größten Reserven sind sieben OPEC-Länder (Abb. 4.5).

Mit etwa 65 Bill. m³ stellt der offshore-Bereich gut ein Drittel der Welt-Erdgasreserven. Einen Überblick zur regionalen Verteilung der offshore-Reserven gibt Abbildung 4.6. In Europa und Austral-Asien dominieren offshore-Reserven über die Erdgasreserven an Land. Der Nahe Osten verfügt über die größten offshore-Reserven, wobei rund 38 Bill. m³ auf das weltgrößte Erdgasfeld South Pars/North Field (Iran/Katar) im Persischen Golf entfallen.

Die Erdgasreserven der wichtigsten Länder sind - ähnlich wie bei Erdöl - mit mehr als 72 % überwiegend im Besitz staatlicher Gesellschaften (Tab. A 4-8). BP hält als erste nichtstaatliche Gesellschaft Platz 18 beim Besitz von Erdgasreserven, direkt gefolgt von Shell und der russischen Itera. Allerdings öffnen derzeit einige OPEC-Länder ihren Erdgasmarkt verstärkt auch für private Gesellschaften. So sind bei der Entwicklung des South-Pars-Feldes im Iran private Gesellschaften beteiligt und auch Saudi-Arabien vergab Erdgaskonzessionen an

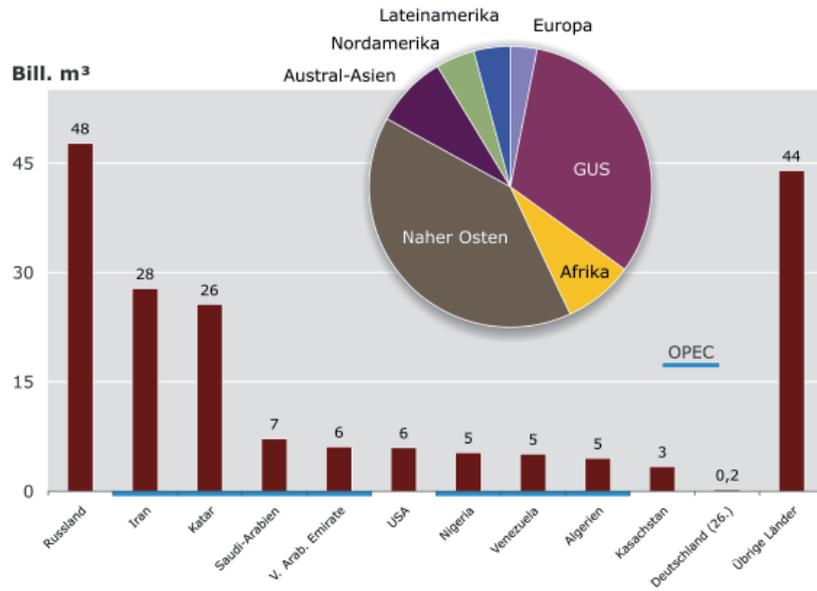


Abbildung 4.5: Reserven konventionelles Erdgas (insgesamt 183 Bill. m³) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

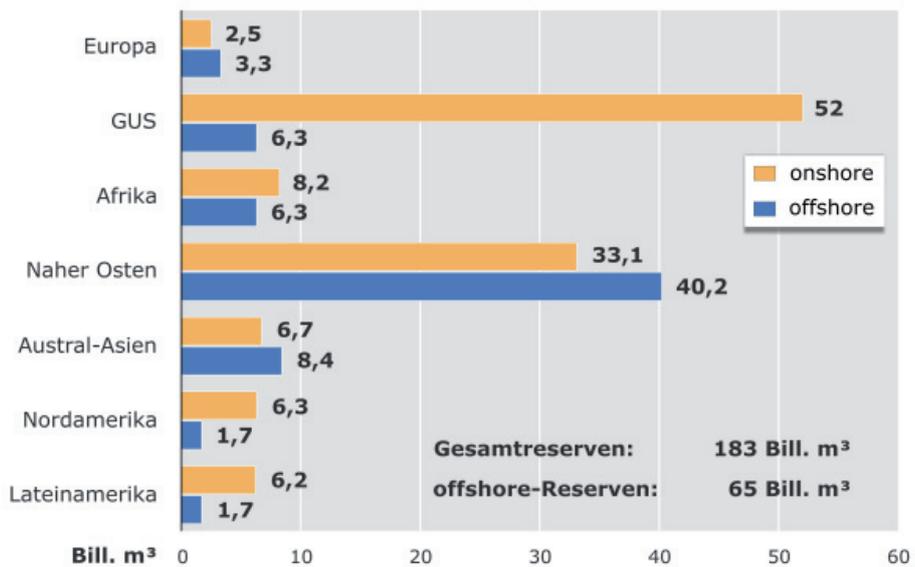


Abbildung 4.6: Reserven konventionelles Erdgas 2007: Regionale Verteilung onshore und offshore.

private Gesellschaften. Im Gegensatz dazu kam es beispielsweise in Bolivien zu Verstaatlichungen.

4.2.3 Erdgasressourcen

Im Vergleich zu Reservenangaben mit jährlichen Berichtspflichten erfolgen Schätzungen zu Erdgasressourcen unregelmäßig und in größeren Abständen. Die letzte globale Abschätzung wurde durch den USGS im Jahr 2000 durchgeführt (USGS, 2000). Sie bezog sich auf den

Stand Ende 1995 und enthielt eine Vorausschau für 25 Jahre. Als Mittelwert werden darin die weltweiten Ressourcen an konventionellem Erdgas mit rund 147 Bill. m³ mit einer Spanne von 76 bis 251 Bill. m³ ohne Einbeziehung der Reservenzuwächse aus produzierenden Feldern (*Reserve Growth*) angenommen. Für diesen weltweiten *Reserve Growth* gibt der USGS einen mittleren Wert von 104 Bill. m³ an.

Seit 2000 erfolgten seitens des USGS neue Bewertungen für Afghanistan und für die Arktis (USGS, 2006, 2008), mit hohen Bewertungen für die Arktis. Die Ergebnisse dieser Studien wurden in der vorliegenden Abschätzung berücksichtigt, wodurch die Ressourcen an konventionellem Erdgas gut 239 Bill. m³ erreichen und damit rund 22 Bill. m³ über dem Wert von 2001 liegen (Tab. A 4-9). Für den Nahen Osten wurden die Ressourcen reduziert und über die Bewertung des North-Feldes in Reserven überführt. Die weltweit ausgewiesenen Erdgasressourcen entsprechen etwa der dreifachen Menge der kumulativen Erdgasförderung und liegen rund 31 % über den bekannten Erdgasreserven. Diese Zahlen zeigen die im Vergleich zum Erdöl gute Ressourcensituation beim Erdgas auf.

Im regionalen Vergleich hält die GUS knapp 50 % der Weltressourcen an Erdgas, gefolgt von Nordamerika mit knapp 15 %. Der Nahe Osten liegt bei etwa 13 % und Austral-Asien bei knapp 10 % (Tab. A 4-10). Die Rangfolge der Ressourcenländer zeigt ähnlich wie bei den Reserven eine starke Konzentration auf wenige Staaten (Tab. A 4-10, Abb. 4.7). Russland nimmt mit gut 44 % der Erdgasressourcen eine dominierende Stellung ein. Auf die drei führenden Länder entfallen über 57 %, auf die elf führenden Länder knapp 80 % der Ressourcen. Unter den ersten elf Ländern befinden sich fünf OPEC-Staaten (Abb. 4.7).

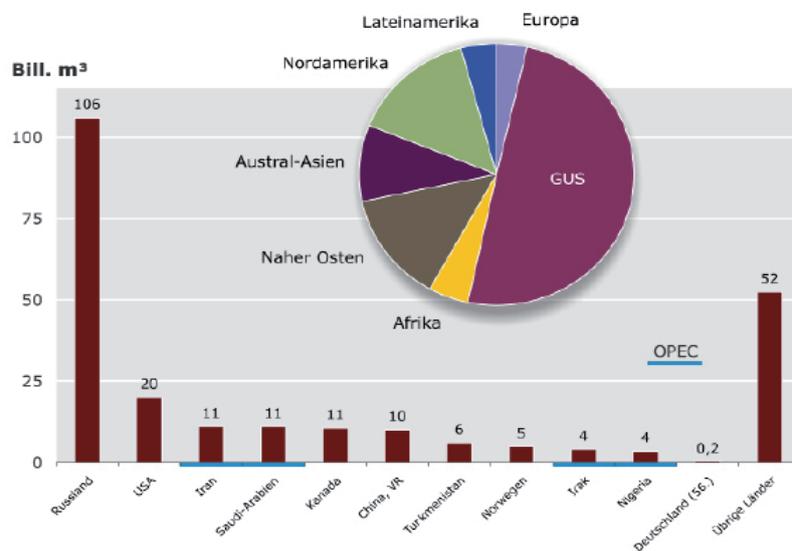


Abbildung 4.7: Ressourcen konventionelles Erdgas (insgesamt 239 Bill. m³) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Die Analyse der Überführung der vom USGS (2000) ausgewiesenen Ressourcen in Reserven und des *Reserve Growth* (Klett et al., 2005) ergibt, dass beim Erdgas im Zeitraum von 1996 bis 2003 Reservenzuwächse aus Neufunden von etwa 13 Bill. m³ realisiert wurden. Zuwächse aus der Neubewertung in Produktion befindlicher Felder addierten sich zu rund 48 Bill. m³. Damit wurden 10 % der Ressourcen überführt und 51 % des vom USGS prognostizierten *Reserve Growth* realisiert. Im genannten Zeitraum wurden weltweit knapp 20 Bill. m³ Erd-

gas gefördert. Diese Menge wurde größtenteils durch Neufunde ersetzt, die Neubewertung bekannter Felder lieferte zusätzlich noch einen bedeutenden Zuwachs.

4.2.4 Erdgasförderung

Die Förderzahlen von Erdgas beinhalten konventionelles und nicht-konventionelles Erdgas (Abschnitt 2.3). Das nicht-konventionelle Erdgas macht außer in den USA allerdings nur einen sehr geringen Anteil an der Gesamtförderung aus. In den USA trug im Jahr 2006 nicht-konventionelles Erdgas mit 43 % zur Gesamtförderung bei (Abschnitt 4.3.1) Die Angaben zur Förderung betreffen in der Regel das Rohgas, das heißt Erdgas mit der in den Feldern vorkommenden Qualität. Teilweise werden diese Mengen auf einen einheitlichen Energiegehalt (z. B. Reingas in Deutschland) umgerechnet, was zu Unterschieden zwischen verschiedenen Statistiken führen kann.

Die Welt-Erdgasförderung hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen (Abb. 4.4) und erreichte 2007 mit 3012 Mrd. m³ ihren historisch höchsten Wert. Dies bedeutet mit knapp 0,5 Bill. m³ eine Steigerung um etwa 19 % gegenüber 2001. Hauptförderregionen waren die GUS und Nordamerika mit jeweils gut einem Viertel der Weltförderung. Mit weitem Abstand folgten der Nahe Osten und Europa mit je einem Zehntel der Weltförderung. Die kumulierte globale Erdgasförderung erreichte bis Ende 2007 fast 87 Bill. m³ oder gut 32 % der bisher insgesamt entdeckten Reserven. Die Hälfte davon wurde allein innerhalb der letzten 17 Jahre gefördert. Bis 2007 steigerten einige Länder ihre Förderung gegenüber 2001 erheblich. Große Zuwächse erreichten Russland mit 60 Mrd. m³ sowie die VR China, Norwegen und Iran mit jeweils über 45 Mrd. m³ und auch Trinidad & Tobago, Malaysia, Nigeria, Katar, Saudi-Arabien und Mexiko mit mehr als 25 Mrd. m³. In den kommenden Jahren sind bedeutende Steigerungen insbesondere in Katar, in Turkmenistan und, abhängig von der politischen Entwicklung, im Iran mit der Erschließung des weltgrößten Erdgasfeldes South Pars/North Field zu erwarten. Förderrückgänge musste insbesondere Großbritannien durch zunehmende Erschöpfung der Felder in der Nordsee hinnehmen (Tab. A 4-11). Bei den führenden zehn Ländern (Tab. A 4-12, Abb. 4.8) dominieren Russland und die USA. Knapp die Hälfte der Welt-Erdgasförderung entfällt auf die ersten vier Länder, auf die zehn führenden Länder knapp zwei Drittel. Unter den zehn führenden Ländern befinden sich nur vier OPEC-Länder (Abb. 4.8). In der Reihenfolge der drei führenden Länder gab es im letzten Jahrzehnt keine Veränderung (Tab. A 4-13).

In Statistiken zur Erdgasförderung wird üblicherweise nur der vermarktete Anteil an der Gesamt-Erdgasförderung (Brutto-Erdgasförderung), nicht aber der abgepackelte oder abgeblasene Anteil an Erdölbegleitgas (Infobox 3) und nicht der Eigenverbrauch der Förderbetriebe erfasst. Ebenfalls nicht enthalten sind die Erdgasmengen, die zur Erhöhung des Erdölausbringens wieder in Erdöllagerstätten verpresst (reinjiziert) wurden. Die Mengen des zwischen 1960 und 2007 weltweit abgepackelten und reinjizierten Erdgases sind in Abbildung 4.9 der Welt-Erdölförderung gegenübergestellt. Die Mengen an abgepackeltem Erdöl-Begleitgas sind bei steigender Erdölproduktion in den vergangenen 25 Jahren kaum angestiegen. Dagegen wurde Erdgas insbesondere seit Mitte der 1970er Jahre zunehmend für die Produktionssteigerung von Erdöllagerstätten genutzt.

Die Erdgasförderung aus offshore-Feldern hat von 2001 bis 2007 um knapp 20 % auf rund 836 Mrd. m³, einem Anteil von 27,7 % an der Weltförderung, zugenommen. Davon kamen je ein Viertel aus der Nordsee und Austral-Asien und etwa 15 % aus dem Golf von Mexiko sowie dem Nahen Osten. Dieser Trend einer gegenüber der Förderung an Land stärker steigenden offshore-Förderung ist beim Erdgas ebenso wie beim Erdöl erkennbar. Zukünftig wird offshore insbesondere die Bedeutung des Nahen Ostens und Afrikas zunehmen.

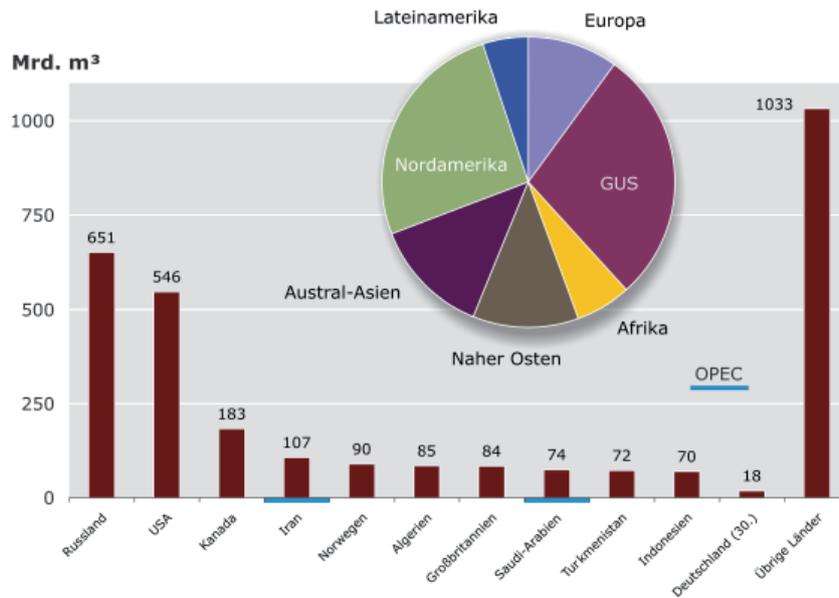


Abbildung 4.8: Förderung Erdgas (insgesamt 3 Bill. m³) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

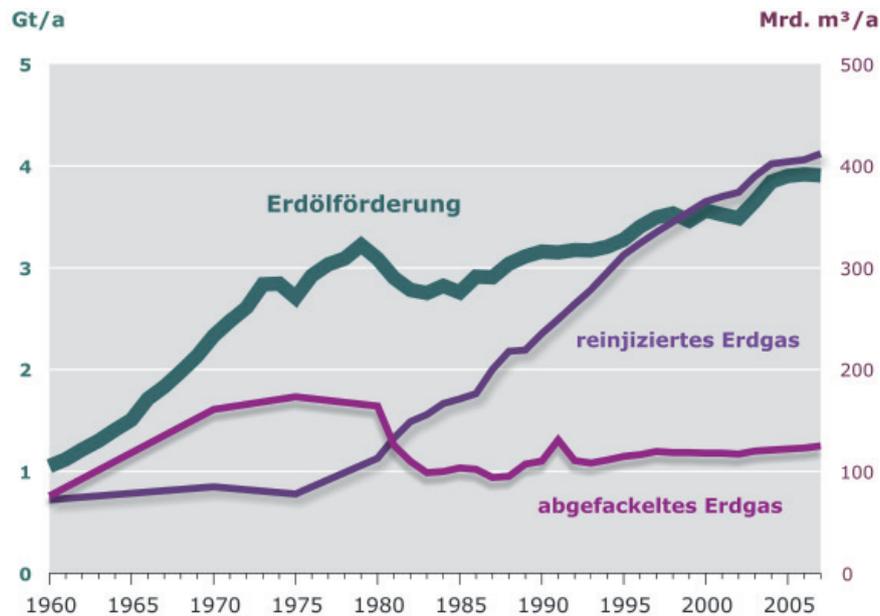


Abbildung 4.9: Entwicklung der Mengen an weltweit abgefackeltem und reinjiziertem Erdgas und der Welt-Erdölförderung.

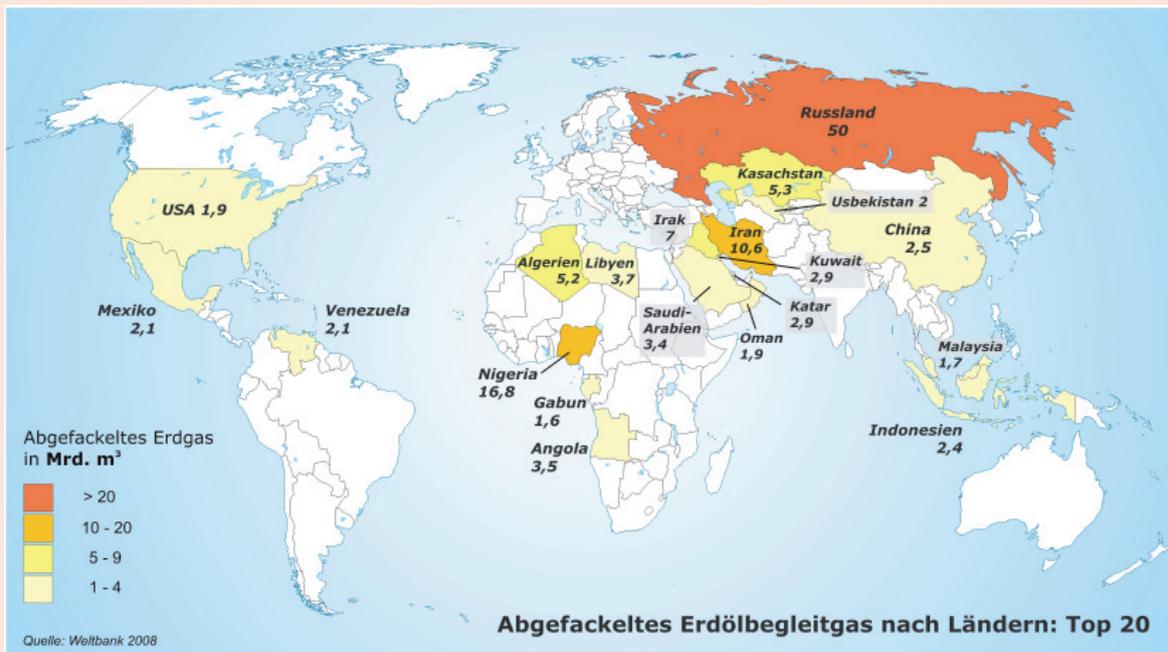


Erdölbegleitgas - ungenutztes Potenzial

Erdölbegleitgas fällt als Nebenprodukt bei der Erdölförderung an. Bis heute wird dieses Gas oft abgefackelt oder unverbrannt in die Atmosphäre abgeblasen. Dabei kann es zur Druckerhaltung zurück in die Lagerstätte eingespeist, zur Herstellung von Brennstoffen wie Flüssiggas genutzt oder zur lokalen Energieerzeugung eingesetzt werden. Die Hauptursache des Gasabfackelns und des Gasabblasens liegt darin, dass der wirtschaftliche Anreiz fehlt, das Gas zu verwenden oder weiterzuverarbeiten.

Nachdem die Auswirkungen des Gasabfackelns und des Gasabblasens und ihrer Kohlendioxid- und Methanemissionen lange Zeit kaum beachtet wurden, wird heute sowohl der mögliche Einfluss dieser Emissionen auf das Klima als auch das verlorene Energiepotenzial verstärkt diskutiert. Nach Aussagen der Weltbank wurden im Jahr 2007 rund 147 Mrd. m³ Erdölbegleitgas abgefackelt. Diese Menge entspricht etwa 30 % des Erdgasverbrauchs der EU und hätte gemessen am US-Marktwert einen wirtschaftlichen Wert von knapp 40 Mrd. USD. Durch die nutzfreie Verbrennung dieses Erdgases werden jährlich außerdem rund 400 Mio. t CO₂ emittiert. Alleine Russland trägt mit etwa 50 Mrd. m³ zu rund einem Drittel zum weltweit abgefackelten Erdölbegleitgas bei. Die OPEC-Staaten haben ebenfalls einen bedeutenden Anteil an diesen Emissionen. Über die Menge an unverbrannt abgeblasenem Erdgas gibt es indes wenige verlässliche Angaben, da sich Messungen technisch schwierig gestalten. Schätzungen der U.S. Environmental Protection Agency beziffern die abgeblasene Erdgasmenge zuzüglich der diffusen Emissionen auf derzeit jährlich etwa 100 Mrd. m³.

Eine Eindämmung der bislang gängigen Praxis scheint derzeit nur über die Einführung entsprechender Richtlinien und wirtschaftlicher Anreize möglich. Algerien beispielsweise sieht die Besteuerung des Gasabfackelns vor, um hier eine Umkehr zu erreichen.



Die Förderung von Erdgas erfolgt überwiegend durch staatliche Gesellschaften (Tab. A 4-14). Unter den wichtigsten zehn gasfördernden Unternehmen befinden sich jedoch auch drei private Firmen. Die ersten zehn Erdgasunternehmen erbringen zusammen rund 41 % der Weltförderung mit einer dominierenden Stellung von Gazprom mit einem Anteil von gut 18 %. Dem neu gegründeten Gas Exporting Countries Forum (GECF) könnte zukünftig eine ähnliche Rolle wie der OPEC beim Erdöl zukommen (Infobox 4).

4.2.5 Erdgasverbrauch

Der Welt-Erdgasverbrauch erreichte im Jahr 2007 mit gut 3 Bill. m³ einen historischen Höchstwert und erhöhte sich um etwa 520 Mrd. m³ gegenüber 2001 (Tab. A 4-15). Größte Erdgasverbraucher waren die USA, gefolgt von Russland, Iran, Japan, Deutschland, Kanada und Großbritannien (Tab. A 4-16). Während die OECD-Länder mit über 1,5 Bill. m³ gut 50 % des weltweit gefördertem Erdgases verbrauchten, entfielen auf die OPEC nur knapp 12 %. Der Verbrauch an Erdgas konzentrierte sich im Wesentlichen auf drei Regionen: Nordamerika, die GUS und Europa. Beim Vergleich von Erdgasverbrauch und -förderung (Abb. 4.10) ergeben sich Unterschiede, die aber geringer ausfallen als die entsprechenden Betrachtungen für Erdöl (Abschnitt 3.2.6). Deutliche Unterschiede zwischen Erdgasförderung und -verbrauch weist Europa auf. Der Verbrauch in Europa kann nur durch erhebliche Importe von Erdgas gedeckt werden. Umgekehrt stellt sich die Situation für Länder der GUS dar. Diese sind die Hauptlieferanten für die europäischen Länder.

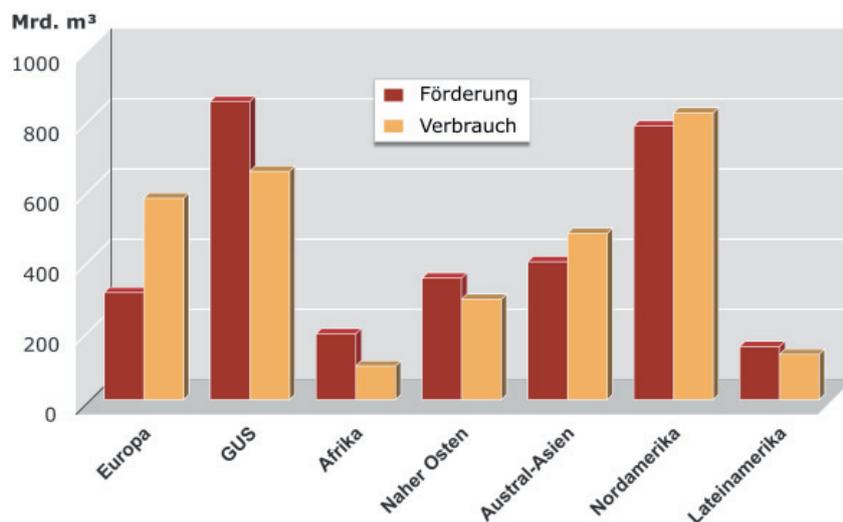


Abbildung 4.10: Erdgasförderung und Erdgasverbrauch 2007: Regionale Verteilung.

Seit 2001 ist der Erdgasverbrauch in allen Regionen gestiegen. Die größten prozentualen Zuwächse entfallen dabei auf Afrika, Austral-Asien und den Nahen Osten (Tab. A 4-15). Von den zehn größten Erdgas-Verbraucherländern beanspruchen allein die USA über ein Viertel des gesamten globalen Erdgases (Tab. A 4-16; Abb. 4.11). Einen hohen Erdgasverbrauch weist zudem Russland mit über 400 Mrd. m³ auf; der Erdgasanteil am dortigen Primärenergieverbrauch beträgt über 50 %. Die anderen Erdgasverbraucher fallen im Vergleich dazu deutlich ab. Deutschland steht an vierter Stelle der Erdgasverbraucher und hatte 2007

einen Anteil von knapp 4 % am Gesamtvolumen. Unter den Top 10 der Verbraucherländer sind mit Iran und Saudi-Arabien zwei OPEC-Länder vertreten (Abb. 4.11).

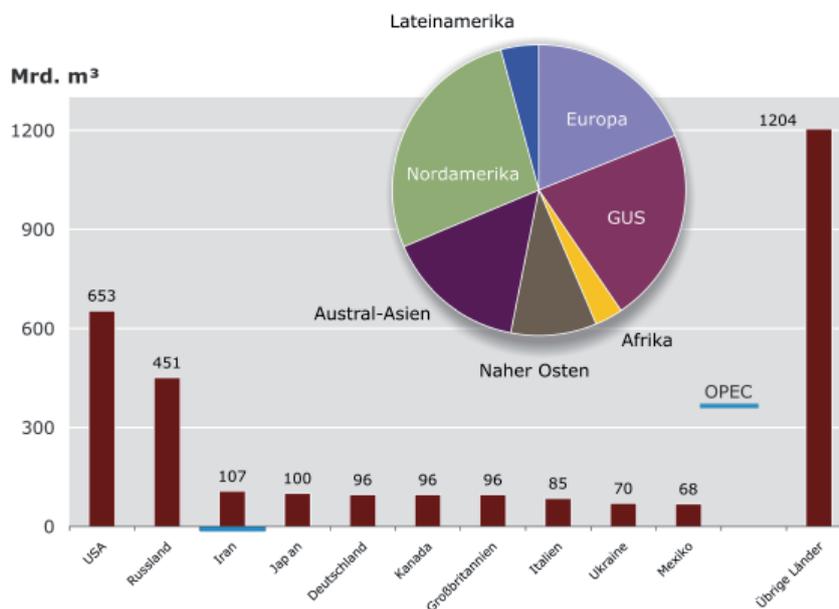


Abbildung 4.11: Verbrauch Erdgas (insgesamt 3 Bill. m³) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

4.2.6 Erdgastransport

Förder- und Verbrauchsregionen sind für Erdgas nicht immer identisch, so dass Erdgas zum Teil über große Entfernungen transportiert werden muss. Der Transport erfolgt entweder gasförmig über Pipelines oder im verflüssigten Zustand als LNG in speziellen Tankern. Bedingt durch den geringeren Energiegehalt von Erdgas pro Volumen sind die Kosten für den Transport um etwa eine Größenordnung höher als bei Erdöl und Kohle. Deshalb hat Erdgas besonders bei verbraucherfernen Lagerstätten von der Kostenseite her einen deutlichen Wettbewerbsnachteil. Sein Einsatz hängt daher von den speziellen Bedürfnissen des Verbraucherlandes, dessen wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen und zunehmend auch von Umweltauflagen ab.

Beim Transport von Erdgas mittels Pipeline hängen die Transportkosten stark von der Pipelinekapazität ab (Abb. 4.12). So reduzieren sich beispielsweise die Transportkosten bei einer Erhöhung der Kapazität von 5 auf 20 Mrd. m³ um etwa die Hälfte. Der offshore-Transport durch Pipelines ist um etwa 50 % teurer. Steinmann (1999) rechnet für eine durchschnittliche Transportentfernung von etwa 4700 km mit Transportkosten von 56,25 € pro 1000 m³. Dabei legt er einen Pipelinedurchmesser von 1400 mm und einen Betriebsdruck von 84 bar bei einer Transportkapazität von 26 Mrd. m³ pro Jahr zugrunde. Der Investitionsbedarf für eine derartige Pipeline liegt danach bei rund 7,7 Mrd. €.

Leckagen in den Fernleitungsnetzen, bei der Verteilung und dem Endverbraucher vermindern das wirtschaftlich nutzbare Erdgasvolumen. Die Verluste werden in den westlichen Industrieländern auf bis zu 1 % des Erdgasfördervolumens geschätzt.

Neben dem Transport per Pipeline gewinnt zunehmend der Transport in Form von verflüssigtem Erdgas an Bedeutung. Es ist nicht, wie oftmals irrtümlich verstanden, eine Alternative zum Erdgas, sondern eine Transportoption neben dem traditionellen Transport von Erdgas per Pipeline. Als weitere potenzielle Transportmöglichkeiten von Erdgas weist die IEA (2005) den Transport als komprimiertes Erdgas (CNG, Compressed Natural Gas), als Mikro-LNG und in Form von technisch erzeugtem Gashydrat aus. Inwieweit sich diese zusätzlichen Optionen als Anwendung durchsetzen werden, bleibt abzuwarten.

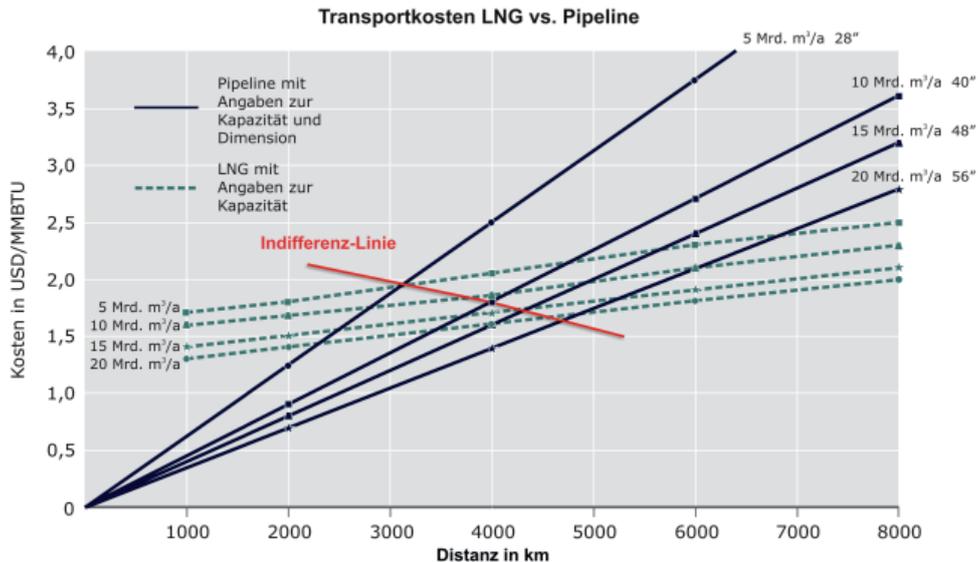


Abbildung 4.12: Transportkosten für Erdgas per Pipeline und als LNG in Abhängigkeit von der Kapazität (nach Schwimmbeck, 2008).

Beim LNG-Transport werden bereits zur Verflüssigung von Erdgas erhebliche Mengen an Energie benötigt. Deshalb sind die spezifischen Transportkosten auf kurze Entfernungen deutlich höher als beim Transport per Pipeline (Abb. 4.12). Erst ab einer Entfernung von etwa 3000 km ist der Transport von LNG günstiger als der Pipelinetransport. Der Transport als LNG bietet den Vorteil der größeren Flexibilität, da er nicht an ein starres Leitungssystem mit festen Ausgangs- und Endpunkten wie beim Pipelinetransport gebunden ist. Sofern nicht vertraglich Richtungsklauseln festgelegt sind, können LNG-Tanker zwischen beliebigen Verlade- und Anlandeterminals verkehren. Damit wird auch die Möglichkeit der Herausbildung eines größeren Spotmarktes für Erdgas eröffnet. Andererseits ist der LNG-Handel an die Weltmeere gebunden und damit existieren zwei große Märkte im atlantischen und pazifischen Bereich. Für die Belieferung des LNG-Marktes kommen daher bevorzugt küstennahe oder offshore-Felder in Frage. Die Kosten für die Errichtung einer kompletten LNG-Kette gibt Darley (2004) mit USD 3 bis 10 Mrd. an. Der spezifische Energieverbrauch innerhalb der LNG-Kette beträgt beispielsweise für den Transport von Katar an die Ostküste der USA etwa 15 % bezogen auf die transportierte Gesamtmenge.

Das erste verflüssigte Erdgas wurde 1964 von Algerien nach Großbritannien geliefert. Seitdem hat sich der Handel mit LNG sprunghaft entwickelt. Ausgehend von den bisherigen Trends, wird mittelfristig eine starke Zunahme des Handels mit LNG erwartet. Allein in den nächsten fünf Jahren wird mit einer Verdoppelung der Verflüssigungskapazitäten gerechnet. Eine ähnliche Entwicklung ist auch beim Ausbau der Anlandeterminals zu erwarten. Die IEA (2006a) geht für diesen Zeitraum von Investitionen in Höhe von fast USD 100 Mrd. aus. Die

Investitionen für neue LNG-Tanker werden auf USD 32 Mrd., für Regasifizierungsanlagen auf weitere USD 31 Mrd. beziffert. Für das Jahr 2030 rechnet die IEA (2004a) mit einem LNG-Anteil am Erdgashandel von über 50 %.

Ein Trend der letzten Jahre ist der Bau größerer Einheiten bei Verflüssigungsanlagen und Tankern. Damit wurden der LNG-Handel ausgebaut und die Kosten reduziert. Daneben gibt es einige technische Entwicklungen insbesondere im offshore-Bereich, die eine Erweiterung des LNG-Handels positiv beeinflussen können (Cox 2006). Zu nennen sind hier:

- FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading Units*) für LNG (FLNG) für größere Wassertiefen, die zur Förderung, Verflüssigung, Lagerung und Verladung offshore dienen,
- LNG-Plattformen für Wassertiefen von 20 bis 50 m, die Erdgas von Förderplattformen übernehmen und verflüssigen,
- FSRU (*Floating Storage and Regasification Units*), die das verflüssigte Erdgas an Bord wieder in die Gasphase überführen und
- GBS (*Gravity Based Structures*) für die Lagerung und Regasifizierung in Wassertiefen kleiner 30 m.

Einher gehen diese Entwicklungen mit dem Auftreten neuer Anbieter auf dem LNG-Markt wie beispielsweise Russland, Iran, Norwegen, Angola, Cote d'Ivoire (Elfenbeinküste), Japan und Peru. Als LNG-Abnehmer könnten Pakistan, Chile, Brasilien, Jamaika, aber auch europäische Länder wie Kroatien, Polen und Deutschland sowie Israel hinzukommen. Besonders große Zuwächse bei der Nachfrage nach LNG sind von Indien und China, aber auch Großbritannien und den USA zu erwarten. Zur Deckung ihres steigenden Energiebedarfs sind die USA zukünftig verstärkt auf LNG angewiesen, da die Erdgasproduktion im eigenen Land und Importe aus Kanada stagnieren werden oder künftig sogar rückläufig sein dürften. Damit wird längerfristig der Anteil von LNG an der Erdgasversorgung der europäischen und nordamerikanischen Erdgasmärkte zunehmen. Generell ist aber damit zu rechnen, dass für Europa die Versorgung mit Pipelinegas aus Russland, Norwegen, Nordafrika und möglicherweise aus dem Iran bestimmend bleiben wird. LNG wird jedoch seinen Beitrag zur Diversifizierung der Erdgasversorgung leisten.

4.2.7 Erdgashandel und regionale Märkte

Durch die noch bestehende Dominanz des Pipelinetransportes sind die Entfernungen zwischen Produktionsort und Verbraucher für Erdgas limitiert. Aus diesem Grunde gibt es keinen Weltmarkt für Erdgas wie bei Erdöl und Kohle sondern regional begrenzte Märkte (Abb. 4.13). Innerhalb dieser Märkte binden sich Produzenten und Verbraucher durch langfristige Lieferverträge aneinander, um die hohen Investitionen für den Aufbau der Infrastruktur abzusichern. Weltweit existieren vier regionale Erdgasmärkte: Der nordamerikanische und der südamerikanische Erdgasmarkt, in denen Erdgas praktisch nur leitungsgebunden gehandelt wird, der asiatische Erdgasmarkt, der ein fast reiner LNG-Markt ist und in dem das

Wird es ein Erdgaskartell analog zur OPEC geben?

Das Gas Exporting Countries Forum (GECF) wurde offiziell am 23. Dezember 2008 in Moskau mit der Unterzeichnung der Statuten und eines Abkommens gegründet. Es umfasst gegenwärtig 15 Mitgliedsstaaten: Ägypten, Äquatorialguinea, Algerien, Bolivien, Brunei, Indonesien, Iran, Katar, Libyen, Malaysia, Nigeria, Russland, Trinidad & Tobago und die Vereinigten Arabischen Emirate. Venezuela, Norwegen und Kasachstan haben Beobachterstatus. Der Sitz der Organisation ist in Doha, Katar. Erklärtes Ziel des GECF ist es, die Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedsstaaten zu stärken. Kern der Organisation ist der Dreierbund (Troika) Russland, Iran und Katar, der zusammen 55 % der Welterdgasreserven kontrolliert. Diese Troika entwickelt unter anderem die Agenda für das GECF.

Vorläufer der neuen GECF war das im Mai 2001 in Teheran gegründete Gas Exporting Countries Forum, damals ein lockerer Zusammenschluss von Erdgasproduzenten und -exporteuren ohne Satzung, deren wirtschaftliche und strategisch-politische Interessen stark divergierten. Auch heute sind wichtige Förderländer wie Australien, Kanada, Niederlande oder Norwegen keine Mitglieder der GECF. Venezuela und Äquatorialguinea als Nichtexporteure sind hingegen Mitglieder. Die Mitgliedsländer der GECF verfügen heute zusammen über knapp 73 % der Welterdgasreserven und gut 57 % der Welterdgasressourcen und vereinen 42 % der Weltförderung sowie gut 51 % (bezogen auf LNG sogar 85 %) der Welterdgasexporte auf sich.

Das GECF wird von manchen als ein Äquivalent der Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) für den Gassektor gesehen. Dahinter stehen Befürchtungen, dass durch Absprachen der Produktionsmengen der Gaspreis manipuliert und so ein Monopol gebildet werden kann. Ein entscheidender Unterschied zur OPEC ist jedoch die Art, wie Erdgas gehandelt wird. Ein Weltmarkt wie für Erdöl existiert bei Erdgas nicht und langfristige Verträge über teilweise 25 Jahre und länger binden Produzenten und Verbraucher. Der Gaspreis ist dabei an den Ölpreis gebunden. Diese Voraussetzungen machen eine Preisbildung nach Art der OPEC derzeit nicht möglich.

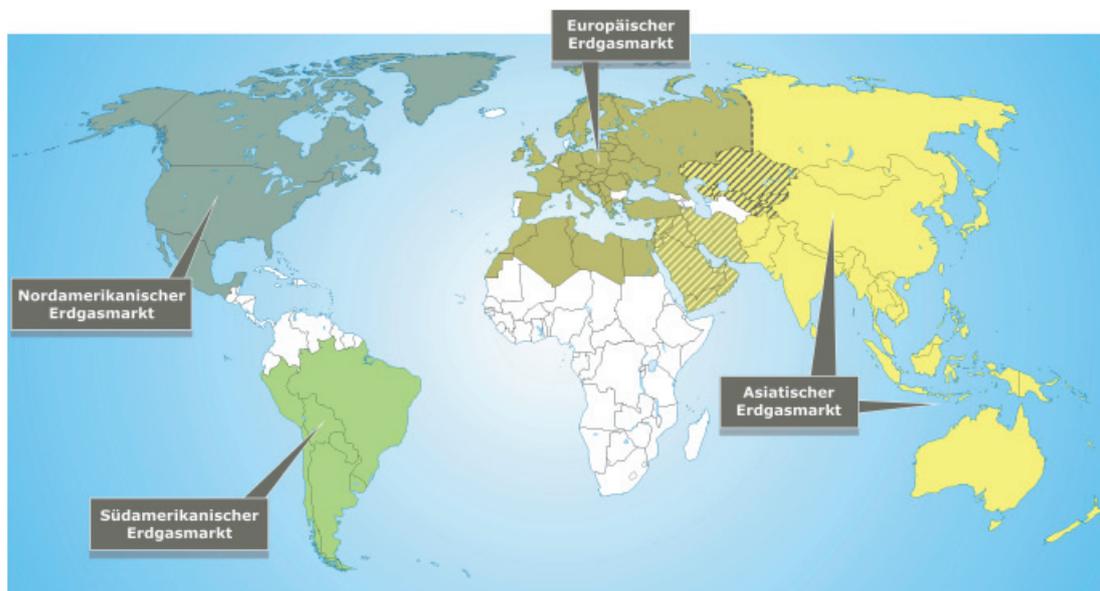


Abbildung 4.13: Die vier regionalen Erdgasmärkte der Welt. Gestrichelt: Übergangsbereich zwischen europäischem und asiatischem Markt

verflüssigte Erdgas über große Entfernungen per Tanker transportiert werden muss sowie der europäische Erdgasmarkt (Abb. 4.13). Dabei nehmen die Länder des Nahen Ostens und die zentralasiatischen Länder der GUS eine Sonderstellung ein, da sie sowohl den europäischen als auch den asiatischen Markt beliefern können, wobei der östliche Teil Russlands mit den Regionen östlich des Jenissei dem asiatischen Markt zugeordnet wird. Die zu den einzelnen Märkten gehörenden Länder sind im Glossar aufgelistet.

Im Jahr 2007 wurden gut 30 % (etwa 920 Mrd. m³) der Welt-Erdgasförderung grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt (Abb. 4.14), davon etwa ein Viertel als verflüssigtes Erdgas (LNG). Die sechs wichtigsten Exportländer Russland, Kanada, Norwegen, Algerien, Niederlande und Turkmenistan bestritten im Jahr 2007 (Tab. A 4-17) mit einem Volumen von jeweils über 50 Mrd. m³ gut 61 % der globalen Erdgasexporte. Die zehn wichtigsten Exportländer wiesen ein Erdgas-Exportvolumen von knapp 75 % der Gesamtexporte auf. Dies zeigt, dass auf dem Erdgasmarkt nur wenige Anbieter Erdgas in größeren Mengen liefern können.

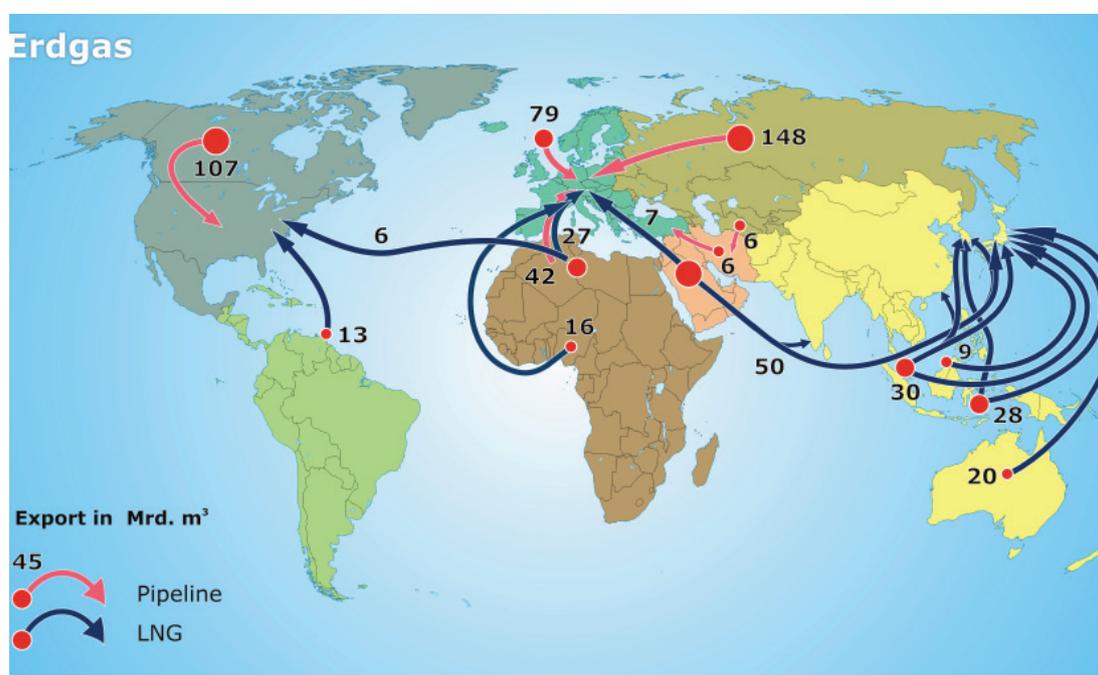


Abbildung 4.14: Welt-Erdgashandel 2007 in Mrd. m³ (Daten nach BP, 2008).

Am Export von Erdgas in Form von LNG waren insgesamt 15 Länder beteiligt. Größter LNG-Exporteur war Katar, gefolgt von Malaysia und Indonesien (Tab A 4-18). Knapp 40 % der Exporte kamen aus Austral-Asien, wurden aber im eigenen regionalen Markt gehandelt (Abb. 4.14). Afrika folgt mit 27 % vor dem Nahen Osten mit 26 %. Die OPEC nimmt mit 53 % Anteil am LNG-Export eine ähnlich führende Stellung ein wie beim Export von Erdöl (56 %). Mit der Zunahme des globalen LNG-Handels bildete sich nach und nach ein Spotmarkt für Erdgas heraus. Allerdings ist sein Anteil am gesamten LNG-Markt noch gering und die meisten Verträge werden nach wie vor langfristig geschlossen. In den kommenden Jahren soll der Anteil des Handelsvolumens über Spotmärkte bis auf 20 % ansteigen. Daraus könnte sich zukünftig eine gewisse Entkoppelung des Erdgaspreises vom Erdölpreis ergeben, wobei dann

die Spotmarktpreise für Erdgas der gleichen Volatilität unterliegen dürften wie gegenwärtig die Erdölpreise. Es könnte auch zu einer Flexibilisierung der Verträge für LNG-Lieferungen kommen, die von der bisherigen Praxis der Richtungsbindung zunehmend abgehen werden und damit die von der EU geforderte Liberalisierung ermöglichen dürften.

Die USA, Japan, Deutschland, Italien und die Ukraine waren 2007 die fünf führenden Importländer mit Erdgasvolumina von über 50 Mrd. m³, entsprechend 46,9 % des globalen Importvolumens (Tab. A 4-19). Die zehn wichtigsten Importländer für Erdgas erhielten etwa zwei Drittel der gehandelten Volumina. Im Jahr 2007 importierten 17 Länder LNG. Japan dominiert hier mit einem Anteil von gut 39 % (Tab. A 4-21). Aus regionaler Sicht ist der asiatische Erdgasmarkt als fast reiner LNG-Markt vorherrschend, da er über 65 % der LNG-Importe aufnimmt. Europa folgt mit einem LNG-Anteil von knapp 24 %. Im regionalen asiatischen Erdgasmarkt wird trotz absoluten Anstiegs der Verbräuche der Anteil von LNG am Erdgashandel künftig zurückgehen. Diese Entwicklung ergibt sich durch die Aufnahme von Lieferungen per Pipeline aus Russland nach China und möglicherweise in andere ostasiatische Länder. Lieferungen per Pipeline aus Indonesien, Malaysia und Myanmar nach Singapur und Thailand sowie aus dem Iran nach Pakistan und Indien sind ebenfalls denkbar.

4.2.8 Europäischer Erdgasmarkt

Der europäische Erdgasmarkt reicht im Osten bis nach Kasachstan sowie zum russischen Westsibirien, im Süden bis nach Nordafrika. Nicht einbezogen ist der Nahe Osten (Abb. 4.13). Der jährliche Erdgasverbrauch im europäischen Markt ist in den letzten Jahren bis auf 1300 Mrd. m³ angestiegen. Der Erdgasbedarf in diesem Markt wird zu etwa 70 % durch die Förderung aus Russland, Norwegen, Algerien und Großbritannien gedeckt, wobei Russland allein etwa die Hälfte des Bedarfs deckt. Etwa 550 Mrd. m³, entsprechend gut 42 %, wurden im europäischen Erdgasmarkt im Jahr 2007 grenzüberschreitend gehandelt. Der Transport erfolgte größtenteils leitungsgelassen; nur etwa 53 Mrd. m³ wurden als LNG, hauptsächlich aus Algerien und Nigeria, importiert.

Die Reservenbasis Europas (Tab. A 4-7) ist mit rund 7420 Mrd. m³ vergleichsweise gering, wobei auf Norwegen, die Niederlande und Großbritannien zusammen mehr als drei Viertel dieser Reserven entfallen (Bittkow & Rempel, 2008, 2009). Die dominierende Position Russlands bezüglich der Reserven (47,7 Bill. m³) ist offensichtlich. Der größte Teil davon ist in westsibirischen Lagerstätten gespeichert. Zusätzlich zu den immensen Reserven werden in Russland auch noch riesige zusätzliche Ressourcen von rund 106 Bill. m³ erwartet. Das Potenzial Ostsibiriens und des russischen Fernen Ostens sowie der angrenzenden Schelfbereiche kommt wegen der großen Entfernungen zu Europa für die Versorgung des europäischen Marktes absehbar nicht in Frage. Die Reserven zur Versorgung des europäischen Erdgasmarktes basieren neben dem gewaltigen russischen Erdgaspotential auf dem großen Potenzial der Kaspischen Region (Turkmenistan, Kasachstan, Aserbaidschan und Usbekistan), dem Erdgaspotential des Nordseeraumes sowie Nordafrikas. Zieht man noch das bedeutende Erdgaspotential des Nahen Ostens zur weiteren Belieferung des europäischen Marktes über den Seeweg per LNG-Transport oder per Pipeline aus dem Iran in Betracht, so ergibt sich eine potenziell komfortable Versorgungslage.

Für den Transport des Erdgases verfügt der europäische Erdgasmarkt über ein sehr ausge-dehntes Fernleitungsnetz, das die großen Förderregionen in West-Sibirien, im Wolga-Ural-Gebiet, in der Nordsee und in Nordafrika mit den Hauptverbraucherregionen in Westeuropa und dem Westteil der GUS verbindet (Abb. 4.15). Das Erdgas-Fernleitungsnetz von West- und Zentraleuropa umfasst etwa 50 000 km, zu dem ein Verteilungsnetz von mehr als 1,5 Mio. km hinzu kommt. Das russische Erdgas-Fernleitungsnetz, das im Wesentlichen durch die Gazprom betrieben wird, hat eine Länge von knapp 155 000 km mit einer Kapazität von 600 Mrd. m³/a. Der größte Teil dieser Pipelines ist seit mehr als zehn Jahren, zum Teil auch länger als 30 Jahre, in Betrieb. In den nächsten Jahren sind daher umfangreiche Rekonstruktionen am Leitungsnetz, insbesondere auch an den Kompressorstationen erforderlich.



Abbildung 4.15: Europäischer Erdgasverbund und Pipelineprojekte (aus Ruhrgas, 1999, aktualisiert).

Zur Sicherung des steigenden Erdgasbedarfs müssen neue Felder erschlossen und neue Pipelines gebaut werden. Für derartige Maßnahmen werden sehr große Finanzvolumina benötigt, die nur von den internationalen Finanzmärkten oder Regierungen bereitgestellt werden können. Die langfristige Bindung dieser Finanzmittel erfordert eine langfristige und tragfähige Preisperspektive für Erdgas. Gegenwärtig und in den kommenden Jahren sind einige große Pipelineprojekte zur Sicherung des steigenden Importbedarfs von Europa in Planung beziehungsweise im Bau (Abb. 4.15). Bezogen auf Lieferungen aus Russland sind dies die Nord-Stream-Pipeline durch die Ostsee und die South-Stream-Pipeline durch das Schwarze Meer und über den Balkan. Für Lieferungen aus Zentralasien und dem Iran sind

die Projekte Nabucco und Trans-Adria-Pipeline von Bedeutung. Lieferungen aus Nordafrika sollen über die Medgas- und Gasli-Projekte (Algerien) sowie über die Green-Stream-Pipeline (Libyen) ermöglicht werden. Die Türkei könnte künftig durch ihre geplante Anbindung an mehrere Liefergebiete (Russland über den Balkan und das Schwarze Meer, Iran, Turkmenistan, Ägypten) eine Schlüsselrolle für den Erdgashandel und die Versorgung des südlichen Europas erlangen.

Das 2007 in Europa angelandete LNG stammte mit 27,1 Mrd. m³ zu über 50 % aus Algerien, Ägypten und Libyen. Am Handel mit LNG sind im europäischen Markt nur acht Länder beteiligt. Alle anderen europäischen Länder werden ausschließlich über Pipelines versorgt. Einen hohen LNG-Anteil am Erdgasbedarf von mehr als 30 % weisen die Atlantikanrainer Spanien, Portugal und Frankreich auf. Etwa 20 % beträgt der LNG-Anteil in den Mittelmeeranrainern Griechenland und Türkei sowie in Belgien. In Italien und Großbritannien liegt der LNG-Anteil unter 3 %. Der generelle Trend deutet für Europa auf eine Erhöhung des LNG-Anteils am importierten Erdgas hin. Ein Ausbau beziehungsweise Neubau von Anlandekapazitäten für LNG ist sowohl im Atlantik- und Mittelmeerraum als auch in der Nord- und Ostsee vorgesehen. Im norwegischen Hammerfest ging im September 2007 eine Verflüssigungsanlage mit Verladeterminal in Betrieb, die mit Erdgas aus dem Snøhvit-Feld in der Barentssee beliefert wird. Für Deutschland besteht bisher keine direkte Möglichkeit zum Bezug von LNG.

Das im Januar 2007 veröffentlichte Energiepaket der EU-Kommission sowie die nationale Regulierung zielen auf die Schaffung eines echten EU-Energiebinnenmarktes, die Entwicklung liquider Handelsmärkte und die Vereinfachung des Zugangs zum Pipelinenetz ab. Die vollständige Liberalisierung des EU-Erdgasbinnenmarktes gilt seit dem 1. Juli 2007 auch für die europäischen Endverbraucher. In Deutschland gelten mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie den dazugehörigen Rechtsverordnungen seit Juli 2005 neue gesetzliche Rahmenbedingungen für den Strom- und Gasmarkt, die die Mitte 2003 verabschiedeten so genannte EU-Beschleunigungsrichtlinien für den Strom- und Erdgasbinnenmarkt in nationales Recht umsetzen. Dies führte in Deutschland zu einer Beendigung des verhandelten Netzzugangs auf Basis der freiwilligen Verbändevereinbarungen. Ziel des neuen Energiewirtschaftsgesetzes ist die sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung mit Strom und Erdgas. Angestrebt werden eine Verbesserung der Markttransparenz und eine höhere Kosteneffizienz der Netzbereiche. Wichtige neue Elemente des deutschen Energierechts sind unter anderem die Einrichtung einer Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur), die rechtliche und organisatorische Entflechtung der Energieversorgungsunternehmen, die Regulierung des Netzzugangs über ein Entry-Exit-Modell für den Gasbereich und die Regulierung des Netzanschlusses. Seit Juli 2007 wird Erdgas auch an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig sowohl im Spot- als auch im Terminmarkt gehandelt.

4.2.9 Erdgaspreise

Der Erdgaspreis setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen. Gewinnungs-, Aufbereitungs- und Transportkosten stellen dabei die wesentlichen Anteile. Die Gewinnungskosten von Erdgas beinhalten analog zum Erdöl (Abschnitt 3.2.5) die Explorations-, Entwicklungs- und Förderkosten für ein Erdgasfeld. Sie werden unter anderem durch die Art und Teufenlage der Speicherhorizonte, die Erdgaszusammensetzung und auch die klimatischen Bedingungen

vor Ort beeinflusst. Konkrete Angaben zu den Gewinnungskosten liegen in der Literatur nicht vor. Nach Einschätzung der BGR liegen diese für die wichtigsten Gasanbieter zwischen USD 0,40 und USD 2,50 je MMBtu. Durch den Einsatz moderner Technologien in der Exploration, Bohr- und Fördererntechnik wurden diese Gewinnungskosten gegen Ende der 1990er Jahre deutlich reduziert. Allerdings haben sie insbesondere ab 2003 infolge höherer Kosten für Energie, Ausrüstungen, Material und Personal wieder deutlich angezogen.

Zusätzlich zu den Gewinnungskosten entstehen Kosten für die Aufbereitung des Erdgases, die staatlichen Förderabgaben, die Zölle und die Gewinne der Unternehmen. Kosten der Erdgasaufbereitung hängen von der Gaszusammensetzung ab. Armgase mit Methan als Hauptbestandteil erfordern lediglich eine Trocknung. Ein höherer Aufwand ergibt sich für Reichgase, die höhere Homologe des Methans und Gaskondensat enthalten, da deren Abtrennung vom Erdgas vor dem Transport erforderlich ist. Diese Produkte werden zusätzlich zum Erdgas als Flüssiggas (LPG) vermarktet und tragen damit zu einer Reduzierung der Kosten bei. Für die Förderung von Sauerogas müssen die Förderanlagen korrosionsresistent sein und erfordern deshalb einen kostenrelevanten technischen Mehraufwand. Zusätzlich müssen Schwefelwasserstoff und gegebenenfalls Kohlendioxid aus dem Erdgas entfernt werden. Im Rahmen dieses Prozesses fällt Schwefel an, der sich zwar als marktfähiges Produkt verkaufen lässt, aber derzeit nur schwer gewinnbringend vermarktet werden kann, weil der Weltmarkt für Schwefel gesättigt ist. Aus den oben beschriebenen Kostenarten leiten sich die Erdgaspreise an der Grenze des jeweiligen Förderlandes ab.

Da Erdgas nicht in einem einheitlichen Weltmarkt mit regional gering differierenden Preisen gehandelt wird, haben sich in den regionalen Märkten eigene Preisgefüge ausgebildet (Tab. A 4-20). Bis 2006 konnte man über die Zeit eine Annäherung der Preise unterschiedlicher Märkte beobachten (Abb. 4.16). Seit 2006 scheint dieser Trend allerdings wieder rückläufig; die Preise der regionalen Märkte differenzieren sich wieder. Die Erdgaspreise orientieren sich mit etwa halbjähriger Verzögerung an den Erdölpreisen. Demnach gingen die Erdgaspreise in der zweiten Hälfte der 1980er Jahre zurück, gaben 1999 leicht nach, um seit 2000 wieder anzusteigen (Abb. 4.16).

Weltweit wird der größte Teil des gehandelten Erdgases auf mittel- bis langfristiger Basis ge- und verkauft, während an Spotmärkten in der Regel nur kleinere Überschuss- und Zusatzmengen gehandelt werden. Zudem ist die Preisentwicklung auf den Spotmärkten sehr stark von saisonalen Nachfrageschwankungen geprägt. Insbesondere in den Wintermonaten kommt es aufgrund hoher Nachfrage und nur geringem Angebot häufig zu Preisspitzen. Mittelbar werden die Spotpreise auch von der Ölpreisentwicklung beeinflusst. Vergleiche der Preisentwicklung auf den Spotmärkten mit den in langfristigen Lieferverträgen vereinbarten ölgebundenen Gaspreisen zeigen, dass die Entwicklung der ölgebundenen Gaspreise deutlich verlässlicher und weniger volatil verläuft.

Seitens der Erdgasproduzenten wurde in Zeiten niedriger Ölpreise immer wieder versucht, den Erdgaspreis vom Erdölpreis zu entkoppeln. Infolge des seit Herbst 2008 stark gefallen Ölpreises gibt es bereits wieder erste Forderungen zur Entkopplung von Erdöl- und Erdgaspreisen. Dabei wird insbesondere die hohe Kapitalbindung bei Erdgasprojekten als Argument genannt, die im Extremfall dazu führen kann, dass in Zeiten niedriger Preise notwendige Projekte für eine reibungslose Versorgung nicht in Angriff genommen werden können. Inwieweit jedoch eine Entkoppelung gelingt, ist fraglich, da das Erdgas mit an-

deren Energieträgern im unmittelbaren Wettbewerb steht und durch diese ersetzt werden kann. Welchen Einfluss das GECF auf die zukünftige Preisgestaltung nehmen wird bleibt abzuwarten (Infobox 4).

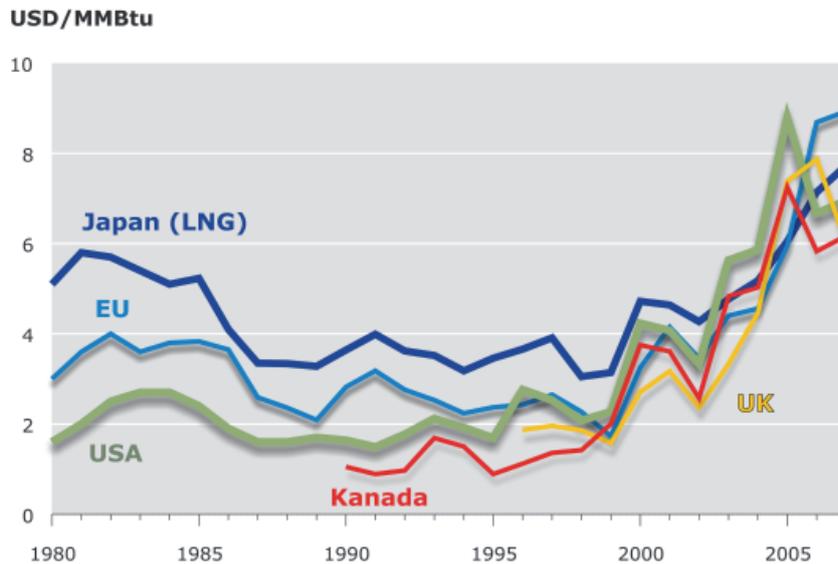


Abbildung 4.16: Entwicklung der Erdgaspreise von 1980 bis 2007 (1 MMBtu – Million British Thermal Unit - entspricht etwa 28 m³ Erdgas oder etwa 0,023 toe).

4.3 Nicht-konventionelles Erdgas

Nicht-konventionelles Erdgas wurde noch bis Mitte der 1980er Jahre weitgehend als vernachlässigbare Größe auf dem Erdgassektor angesehen. Erst seit rund zehn Jahren erfolgen intensive Forschungen zu diesen Vorkommen und bereits heute ist die Erdgasproduktion aus diesen Lagerstätten ein Kerngeschäft vieler Energiekonzerne (Kuuskraa, 2007a). Entsprechend der Klassifikation in Abschnitt 2.3.2 wird bei nicht-konventionellem Erdgas unterschieden zwischen Erdgas aus dichten Gesteinen, Kohleflözgas, Erdgas aus Aquiferen und Gashydrat.

4.3.1 Erdgas aus dichten Gesteinen

Erdgas aus dichten Gesteinen (Tight Gas) bezeichnet Erdgas, das in sehr gering durchlässigem Gestein eingelagert ist. Dazu gehören Vorkommen in Sandstein- oder Karbonatreservoirs sowie Gasanreicherungen in Tonsteinen (Shale Gas). Die Abgrenzung zu konventionellen Lagerstätten erfolgt dabei über die Durchlässigkeit (Permeabilität) des Gesteins für Flüssigkeiten oder Gase (Abb. 4.17). International wird als obere Grenze eine durchschnittliche Permeabilität von 0.1 milliDarcy (mD) zu Grunde gelegt; in Deutschland ist eine Abgrenzung bei 0.6 mD gebräuchlich. Die Art der Entstehung der Kohlenwasserstoffe, ob sie also mikrobiellen oder thermischen Ursprungs sind (Abschnitt 2.1), ist bei dieser Unterscheidung unerheblich.

Vorkommen von Erdgas in dichten Gesteinen treten typischerweise in den Zentralbereichen von tiefen (> 4500 m) sedimentären Becken als sogenannte Tiefengase oder Basin Centre

Gas auf. Weitere Vorkommen sind aus Tonsteinen auch in flacherer Lagerung bekannt, in denen das Erdgas gebildet wurde. Aus diesen Gas Shales ist das Erdgas nie heraus migriert. Diese Gesteine sind also gleichzeitig Muttergestein und Reservoir. Einige sogenannte oberflächennahe Erdgasvorkommen (Infobox 5) können somit ebenfalls als Erdgas aus dichten Gesteinen angesprochen werden. Typische Eigenschaften der Vorkommen von Erdgas in dichten Lagerstätten sind ihre regional große Verbreitung, ein hoher Lagerstättendruck, die insgesamt sehr umfangreichen Ressourcen, aber auch eine vergleichsweise schwierige und aufwändige Gewinnbarkeit. Die Größe und Qualität der Vorkommen ist sehr variabel, so dass sich die Produktion derzeit noch zumeist auf Bereiche mit den besten Lagerstätten-eigenschaften (Sweet Spots) beschränkt.

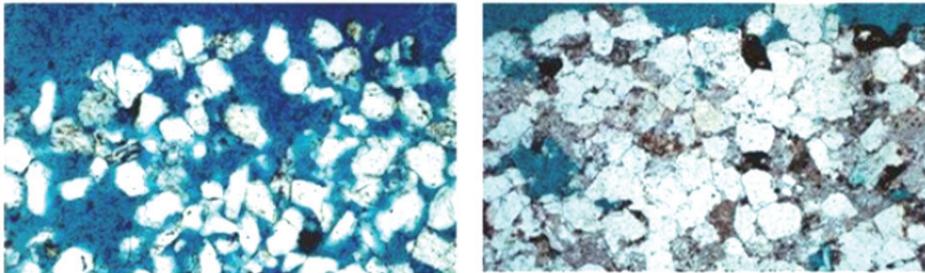


Abbildung 4.17: Vergleich eines Sandsteins (Korngröße ungefähr 0,5 mm) mit hoher Porosität und Permeabilität als konventionellem Erdgas-Speichergestein (Bild links) mit einem gering durchlässigen Sandstein als dichtem Reservoir (Bild rechts). In beiden Präparaten sind die Porenräume blau eingefärbt (Fotos: USGS).

Die Gewinnung der Kohlenwasserstoffe aus dichten Lagerstätten ist technisch sehr anspruchsvoll. Großen Einfluss auf die Förderbarkeit haben die geringe Porosität und Permeabilität, der Wassergehalt im Reservoir sowie die Spannungsbedingungen im Gestein. Aufgrund der niedrigen Durchlässigkeit wird der Zustrom der Gase in das Bohrloch behindert und die Produktionsraten sind gering. Eine Erhöhung der Permeabilität ist daher eine essentielle Maßnahme, um die Förderraten zu erhöhen bzw. um überhaupt eine wirtschaftliche Förderung zu ermöglichen. Die technische Weiterentwicklung von Förderstrategien ist daher bei Vorkommen von Erdgas in dichten Gesteinen von besonderer Bedeutung. Staatlich geförderte Forschungsprogramme in den USA zum Thema nicht-konventionelle Gasvorkommen nach dem Energy Policy Act 2005 (Reeves et al., 2007a) haben hier bereits zu deutlich höheren Fördermengen aus dichten Lagerstätten geführt. Zu den wichtigsten produktionssteigernden Maßnahmen zählen die Erzeugung künstlicher Riss-Systeme (Fracs) zur Erhöhung der Permeabilität (Abb. 4.18) und die Optimierung der Produktionsbohrungen unter Einsatz von Horizontal- und Multilateralbohrungen.

Entwicklung und Produktion von Erdgas aus dichten Lagerstätten braucht wesentlich mehr Kapital und technische Entwicklung als konventionelle Lagerstätten (Moritis, 2008). Nur ausreichend hohe Förderraten lassen die außerordentlichen Investitionen wirtschaftlich werden (Kuuskraa et al., 2007). Zurzeit werden im Schnitt pro erfolgreicher Bohrung auf Erdgasvorkommen aus dichten Sandsteinen Reserven von etwa 28,8 Mio. m³ erschlossen.

Nicht-konventionelle Gasvorkommen in dichten Lagerstätten treten weltweit auf mit bedeutenden Vorkommen in Nordamerika, Süd- und Mittelamerika (Mexiko, Venezuela, Argentinien), Afrika (Ägypten, Nigeria), Saudi-Arabien, Australien, Europa (Deutschland, Frankreich,

Niederlande, Großbritannien), der GUS, China und Indien (Wylie et al., 2007; Holditch et al. 2007). Aufgrund fehlender geologischer Informationen sowie den hohen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen wird aber nur in wenigen Ländern Erdgas aus dichten Lagerstätten produziert. Hauptsächlich in den USA werden auch nicht-konventionelle Lagerstätten systematisch exploriert und gefördert. Die dynamische Entwicklung aber auch die großen Unsicherheiten hinsichtlich dieser Erdgasressourcen lassen sich am Beispiel der USA gut darstellen:

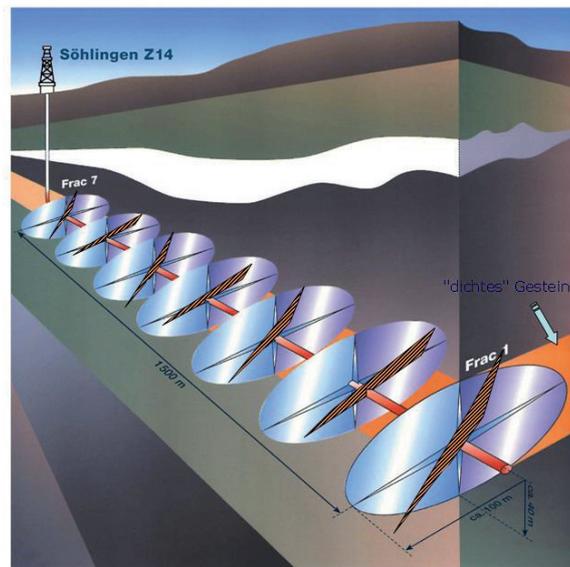


Abbildung 4.18: Erschließung eines Gasvorkommens in einer dichten Lagerstätte mit künstlichen Riss-Systemen sogenannten Fracs (verändert nach Mobil Erdgas-Erdöl GmbH).

In den USA stieg die jährliche Produktion von Erdgas aus nicht-konventionellen Lagerstätten von 140 Mrd. m³ im Jahr 1996 auf 244 Mrd. m³ im Jahr 2006. Dies stellt 43 % der Gesamtförderung an Erdgas in den USA dar (Kuuskraa, 2007a). Die Förderung aus dichten Sandsteinen lieferte mit einem Einsatz von 13 000 Bohrungen pro Jahr den größten Beitrag zum Produktionsanstieg von 102 Mrd. m³ im Jahr 1996 auf 161 Mrd. m³ 2006. Die Produktion von Gas aus Tonsteinen befindet sich auf einem niedrigeren Niveau, hat sich aber im gleichen Zeitraum von 8,5 Mrd. m³ auf 31 Mrd. m³ mehr als verdreifacht (Kuuskraa, 2007a). Auch für die Zukunft wird für die USA ein weiterer Anstieg der jährlichen Förderung aus nicht-konventionellen Lagerstätten auf 250 Mrd. m³ pro Jahr bis 2015 und 288 Mrd. m³ bis 2030 prognostiziert (EIA, 2007). Diese Zahlen sind dabei noch als konservativ anzusehen, da bisherige Vorhersagen zur Gewinnung von Gas aus nicht-konventionellen Lagerstätten in den letzten Jahren immer zu niedrig waren (Reeves et al., 2007b). Der Anteil der US-Gasförderung aus nicht-konventionellen Lagerstätten wird damit bis 2020 voraussichtlich auf 60 bis 70 % steigen (Moritis, 2008).

Die Abschätzung gewinnbarer Reserven aus Erdgasvorkommen aus dichten Gesteinen ist bedingt durch die besonderen Eigenschaften dieser Vorkommen mit großen Unsicherheiten behaftet. Dies lässt sich beispielhaft an einer Lagerstätte aus den USA darlegen (Kuuskraa, 2007b). Bereits kleine Unterschiede in den Ausgangsannahmen für die Berechnungen zu Bohrungsabstand, Erfolgsrate und Gesamtpotenzial für die Tiefengas-Lagerstätte Williams Fork, Mesaverde, USA, führen zu Ergebnissen, die um mehr als eine Größenordnung diffe-

rieren. So schätzt der US Geological Survey (2003, in Kuuskraa, 2007b) die Reserven auf 87,8 Mrd. m³, während die Consulting Firma *Advanced Resources International* (Arlington, USA) 1203 Mrd. m³ gewinnbare Reserven veranschlagt. Ähnliches gilt ebenfalls für dichte Erdgaslagerstätten in Tonsteinen. Fortschritte in Exploration und Produktionstechnik wie horizontale Bohrungen, Produktionsstimulierung und dichtere Bohrungsnetze führten zu einem Anstieg der geschätzten gewinnbaren Reserven des Barnett Shales in Texas, USA, von 85 Mrd. m³ im Jahr 1996 auf 736 bis 1388 Mrd. m³ im Jahr 2006 (Kuuskraa, 2007b).

Die nachgewiesenen Reserven an Erdgas in Tonsteinen in den USA wurden 1998 mit rund 99 Mrd. m³ angegeben und werden heute bereits auf 425 Mrd. m³ geschätzt. In vergleichbarer Weise wurden auch die nachgewiesenen Erdgasreserven aus dichten Gesteinen von 1036 Mrd. m³ auf 2265 Mrd. m³ höher bewertet (Snow, 2008).

Das größte Potenzial weisen die GUS, Nordamerika und Zentralasien/China auf, aber außer für die USA gibt es nur wenige belastbare Ressourcenabschätzungen. So betragen beispielsweise die Ressourcen in Kanada rund 10 000 Mrd. m³ gas-in-place (Reeves et al., 2007b). Russum (2005) gibt für Kanada bis zu 41 000 Mrd. m³ an. Auch Deutschland verfügt über ein vergleichsweise hohes Ressourcenpotenzial (Abschnitt 8.2.5). Nach Holditch & Chianelli (2008) betragen die weltweiten Erdgasressourcen in dichten Lagerstätten etwa 666 Bill. m³. Davon entfallen auf die noch wenig untersuchten Vorkommen in Tonsteinen etwa zwei Drittel der geschätzten Mengen (Tabelle 4.2).

Tabelle 4.2: Gesamtpotenzial von Erdgas in dichten Lagerstätten in Bill. m³ (Holditch & Chianelli, 2008; Kawata & Fujita, 2001; Rogner, 1997).

| Region/Reservoirstein | Ton | Sand |
|--------------------------------|------------|------------|
| Nordamerika | 108,8 | 39 |
| Südamerika | 60,0 | 37 |
| Westeuropa | 14,4 | 10 |
| Osteuropa | 1,1 | 2 |
| GUS | 17,8 | 26 |
| Mittlerer Osten und Nordafrika | 72,2 | 23 |
| südliches Afrika | 7,8 | 22 |
| Zentralasien & China | 99,9 | 10 |
| Pazifik (OECD) | 65,5 | 20 |
| Rest-Pazifik | 8,9 | 16 |
| Südasien | 0 | 6 |
| <i>Welt</i> | <i>456</i> | <i>210</i> |

Obwohl Erdgas voraussichtlich in den dichten Formationen aller Sedimentbecken auftritt, müssen die tatsächlichen Vorkommen erst durch Explorationstätigkeit nachgewiesen werden. Darüber hinaus ist die tatsächliche Gewinnbarkeit in hohem Masse von der weiteren technologischen Entwicklung und den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig. Die steigende Bedeutung der nicht-konventionellen Gasvorkommen aus dichten Formationen, insbesondere in Ländern mit begrenzten Gasreserven, spiegelt sich auch in einer europäischen Forschungsinitiative wider. Ein Konsortium aus europäischen Forschungsinstitutionen, Universitäten und der Industrie plant ein mehrjähriges Projekt zur detaillierten Untersuchung der Verbreitung von Gas in dichten Tonsteinen in Europa (Leblond, 2008). Aufgrund

dieses noch vergleichsweise geringen Wissens um die Verbreitung von nutzbarem Erdgas aus dichten Gesteinen, spiegelt die in Abbildung 4.19 abgebildete regionale Verbreitung der Vorkommen in gewissem Maße auch den Stand der Exploration wieder.

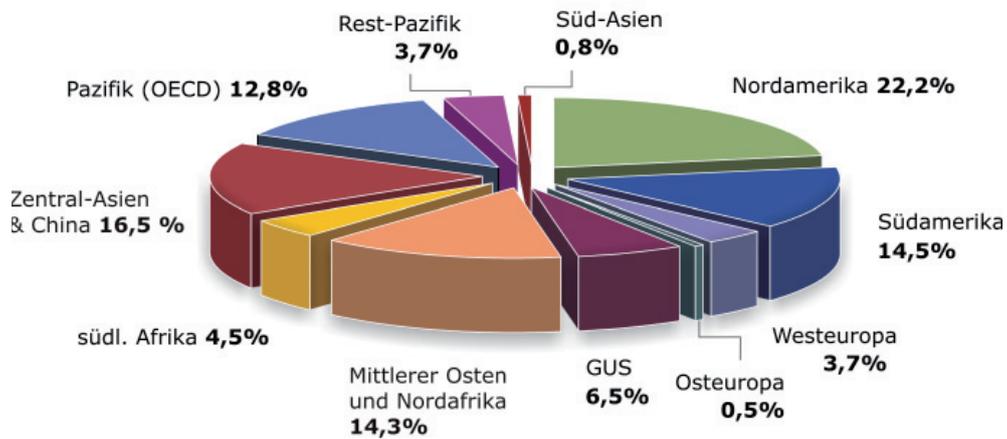


Abbildung 4.19: Regionale prozentuale Verteilung des Potenzials von Gasvorkommen in dichten Lagerstätten.

4.3.2 Kohleflözgas

Kohleflözgas ist ein Oberbegriff für alle natürlichen Gasgemische, die in Verbindung mit Kohle vorkommen. Dazu gehören im Wesentlichen Flözgas und Grubengas (Tab. 4.3). Flözgas (Coalbed Methane, CBM) ist das aus Kohleflözen in unverritztem Gebirge etwa durch eine Bohrung freigesetzte Gas. Das durch Bergbautätigkeit im Grubengebäude unmittelbar oder später austretende Kohleflözgas wird als Grubengas bezeichnet. Dieses gliedert sich in das Coalseam Methane (CSM), welches im aktiven untertägigen Kohlebergbau durch Absaugung und Grubenbewetterung entfernt wird, und in das Coalmine Methane (CMM), das im stillgelegten Bergwerk noch über Jahre aus den Flözen entweichen kann. Die drei Gastypen CBM, CSM und CMM unterscheiden sich in der Regel in ihrer chemischen Zusammensetzung (Tab. 4.3).

Tabelle 4.3: Gliederung von Kohleflözgas und mittlere Gehalte verschiedener Bestandteile der verschiedenen Kohleflözgastypen.

| | Flözgas | | Grubengas | |
|-----------------|---|--|--|--|
| | Coalbed Methane (CBM) (Gas aus unverritztem Gebirge) | Coalseam Methane (CSM) (Gas aus aktiven Bergwerken) | Coalmine Methane (CMM) (Gas aus stillgelegten Bergwerken) | |
| | [Vol.-%] | | | |
| CH ₄ | 90 – 95 | 25 – 60 | 60 – 80 | |
| CO ₂ | 2 – 4 | 1 – 6 | 8 – 15 | |
| CO | 0 | 0,1 – 0,4 | 0 | |
| O ₂ | 0 | 7 – 17 | 0 | |
| N ₂ | 1 – 8 | 4 – 40 | 5 – 32 | |
| C ₂₊ | | in Spuren | | |

Seit Jahrhunderten ist Kohleflözgas aufgrund seiner Explosivität in Verbindung mit Sauerstoff im untertägigen Kohlebergbau als Sicherheitsrisiko und damit als die Produktivität einschränkender Faktor bekannt und gefürchtet. Durch Grubengasexplosionen, so genannte Schlagwetter, sterben noch immer mehrere hundert Bergleute jährlich, wobei insbesondere die VR China und die Ukraine die Statistik der Schlagwetteropfer anführen. Als Gegenmaßnahmen werden Gruben mit Frischluft versorgt (bewettert) und Flöze über Bohrungen im Vorhinein entgast.

In den vergangenen Jahrzehnten wurde das abgesaugte Kohleflözgas zunehmend energetisch genutzt. Seit 1908 verwertete man Grubengas (CSM) im Saarland für die Dampferzeugung. 1948 wurde in der Grube Hirschbach die erste CSM-Gasabsauganlage in Betrieb genommen. 1935 wurde in Japan das erste Kraftwerk mit 700 000 m³/a Flözgas versorgt. In den USA wird Kohleflözgas seit 1975 energetisch genutzt. Heute entfallen fast vier Fünftel der weltweiten Flözgasförderung auf die USA.

Kohleflözgas ist generell in allen Kohlevorkommen zu erwarten, deren Kohlen das Reifestadium der Flammkohle von 0,7 % Vitritreflexion (Abschnitt 2.3.3) erreicht oder überschritten haben. Ab diesem Stadium setzt in der Kohle durch thermische Prozesse eine umfangreiche Methanbildung ein. Dabei müssen die Versenkungsgeschichte der Lagerstätte und die heutige geologische Situation eine Gasspeicherung erlauben. Die höchsten Gasinhalte sind in Fett- bis Magerkohlen (Abb. 2.4) zu erwarten, während sich die hohe Inkohlung des Anthrazits negativ auf die Gasführung auswirken kann. Weichbraunkohlelagerstätten sind aufgrund der geringen Maturität ihrer Kohle für eine Flözgasnutzung nicht oder nur in seltenen Fällen geeignet.

Prinzipiell verfügen alle Länder, in denen Hartkohle lagert, über Kohleflözgas. Da sich Fördertechniken weltweit technisch fortentwickeln und Energiepreise starken Schwankungen unterliegen, kann auch Kohleflözgas regional wirtschaftlich werden, wenn auch derzeit noch häufig in Verbindung mit steuerlichen Anreizen. In manchen Ländern wird Kohleflözgas zu den Gasreserven beziehungsweise der Förderung des konventionellen Erdgases gerechnet. Dadurch wird eine klare Abgrenzung von konventionellem und nicht-konventionellem Gas erschwert.

Informationen zu **Flözgasressourcen** liegen derzeit nur zu 23 Ländern und damit nur zu rund einem Viertel aller über Hartkohle verfügenden Länder vor. Die weltweiten Flözgasressourcen dieser Länder belaufen sich auf mindestens 135,5 Bill. m³ und maximal auf 372,5 Bill. m³. Die weite Spannweite spiegelt die noch immer großen Unsicherheiten und unterschiedlichen Vorgehensweisen bei der Abschätzung von Flözgasvorräten wider. In einigen Fällen werden dabei nur ausbringbare Flözgasmengen berücksichtigt, in anderen Fällen der in-situ-Gasgehalt zugrunde gelegt. Zudem variieren die in die Vorratsabschätzung einbezogenen Teufenhorizonte.

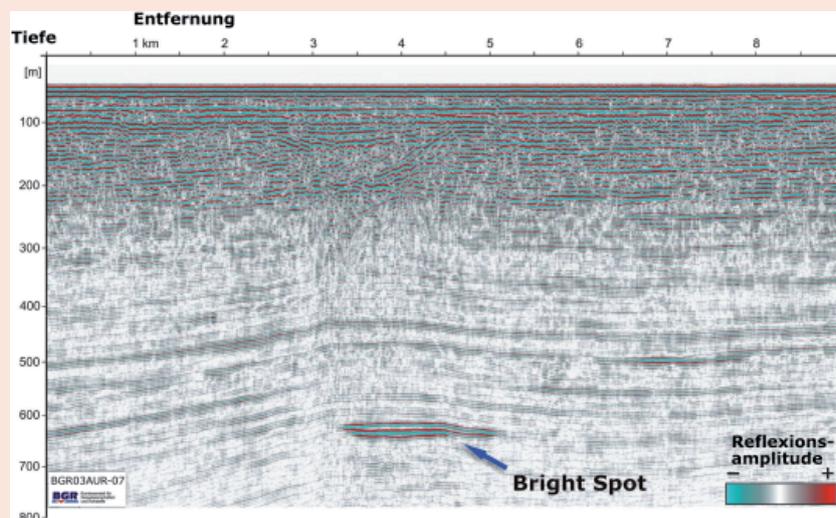
Die Angaben zu den weltweiten **Reserven an Flözgas** in Höhe von 1,7 bis 2,6 Bill. m³ basieren auf Informationen aus nur acht Ländern. Damit ergeben sich bekannte **Flözgas-Gesamtressourcen** von 137,2 bis 375,1 Bill. m³. Der geringe Anteil der Reserven von nur rund 1 % bezogen auf die Gesamtressourcen beruht darauf, dass viele Lagerstätten in ihrer Gasführung unzureichend untersucht sind. Zudem beschränken sich detaillierte Angaben oft nur auf bergbaulich erschlossene Areale. Aus dem untersuchten aber unverritzten Gebirge ist nur ein Bruchteil des in-situ-Gasinhalt zu gewinnen und selbst die durch die

Oberflächennahes Erdgas - Gefahr oder potenzieller Rohstoff?

Der Begriff oberflächennahes Erdgas (*Shallow Gas*) bezeichnet Erdgasvorkommen in einer Tiefe bis etwa 1000 m. Methan ist hier meist Hauptbestandteil; sein Ursprung kann sowohl mikrobiell als auch thermogen sein (Abschnitt 2.1). Oberflächennahes Erdgas kommt weltweit sowohl an Land als auch offshore vor. Die Möglichkeiten seiner Nutzung werden dabei insbesondere dadurch eingeschränkt, dass sich viele dieser Vorkommen in jungen, nur gering verfestigten Gesteinen befinden. Mit dem Erdgas und Formationswasser werden daher auch erhebliche Mengen feinkörniges Sediment gefördert. Die Verteilung von oberflächennahem Erdgas war bislang weniger wegen des kommerziellen Wertes als vielmehr als Risikofaktor für Hochsee-, Bau- und Bohrvorhaben von Interesse. Daneben kann oberflächennahes Erdgas als Fündigkeitsindiz bei der Aufsuchung tieferer Lagerstätten dienen.

Bekannt sind Vorkommen von oberflächennahen Erdgasvorkommen insbesondere aus der Durchschallung des Untergrundes (Reflexionsseismik) im Zuge der Erdöl- und Erdgasexploration. Reflexionsseismische Daten können auf zweierlei Art direkte Hinweise auf Kohlenwasserstoffanreicherungen erbringen: 1) Ist das Gas unregelmäßig im Sediment verteilt, weil es beispielsweise schlotförmig aus tieferen Schichten aufsteigt, führt dies zu charakteristischen unscharfen seismischen Abbildungen des Untergrundes. 2) Sammelt sich das Gas unter einer Sperrschicht, verleiht dies der oberen oder unteren Grenzfläche des Vorkommens anomale Reflexionseigenschaften. Diese Anomalien sind häufig seitlich scharf begrenzt und bilden einen akustisch auffälligen Bereich aus, im Geophysiker-Jargon Bright Spot genannt. Derartige Befunde können auch andere Ursachen als Erdgasvorkommen haben und hohe Gasgehalte müssen sich nicht zwangsläufig in der Seismik äußern. Bright Spots lassen also keinen eindeutigen Schluss auf gasförmige Bestandteile der Porenfüllung zu. Ihre weiter einengende Beurteilung erfordert Bohrlochmessungen, chemische Analysen von Bohrproben oder die vertiefte Untersuchung des Reflexionsverhaltens. Trotzdem ist eine Erfassung und Klassifizierung von Bright Spots eine wichtige Methode zur verbesserten Beurteilung der Erdgashöflichkeit einer Region, insbesondere für oberflächennahe Vorkommen.

In Deutschland sind oberflächennahe Erdgasvorkommen aus der Nordsee bekannt. Diese werden von der BGR derzeit mit Hilfe reflexionsseismischer und geochemischer Methoden untersucht. Das abgebildete seismische Profil der BGR aus dem Bereich der deutschen Nordsee zeigt einen identifizierten Bright Spot, der vermutlich eine Anreicherung von oberflächennahem Erdgas darstellt.



Kohlegewinnung freigesetzten Grubengase entweichen zu einem Großteil ungenutzt in die Atmosphäre.

Zur überschlägigen Prüfung der weltweiten Flözgas-Gesamtressourcen wurden die in dieser Studie angegebenen weltweiten Hartkohlegesamtressourcen in Höhe von 16,4 Bill. t mit unterschiedlichen typischen Gasgehalten der Kohle von 3,5 und 15 m³/t multipliziert. Die aus dieser Rechnung resultierenden weltweiten Flözgas-Gesamtressourcen belaufen sich auf 49,2 Bill. m³ bei einem Gasgehalt von 3 m³/t, 82 Bill. m³ bei 5 m³/t beziehungsweise 246,1 Bill. m³ bei 15 m³/t. Lediglich bei einem angenommen Gasgehalt von 15 m³/t Hartkohle liegen die errechneten Flözgas-Gesamtressourcen innerhalb der Spannweite der sich aus der Summierung der einzelnen Länderangaben ergebenden Flözgas-Gesamtressourcen. Dies legt den Schluss nahe, dass die Flözgasvorratsangaben vieler Länder auf Abschätzungen der in-situ-Gasgehalte basieren. In einigen Kohlebecken können tatsächlich in-situ-Gasgehalte von mehr als 20 m³/t vorkommen. Allerdings wird bei Vorratsbetrachtungen häufig davon ausgegangen, dass lediglich 10 bis 20 % des in-situ-Gases förderbar sind.

Über die regional größten Flözgasressourcen verfügt die GUS mit 53,8 bis 157 Bill. m³, woran Russland und die Ukraine maßgeblich Anteil haben. Für Nordamerika werden mit 23 bis 133 Bill. m³ nur unwesentlich weniger Ressourcen berichtet, die sich fast ausschließlich in Kanada und den USA befinden (Abb. 4.20). In Austral-Asien mit den drittgrößten Flözgasressourcen (52 bis 68 Bill. m³) sind vor allem die VR China und Australien zu nennen. Mit 7 bis 13 Bill. m³ verfügt Europa über vergleichsweise geringe Flözgasressourcen, die insbesondere in Deutschland, Polen, der Türkei und Großbritannien lagern. Während für Afrika nur aus Südafrika mit 0,1 bis 0,9 Bill. m³ von Flözgasressourcen berichtet wird, weist der Nahe Osten keine bekannten Ressourcen aus.

Nach heutiger Kenntnis verteilen sich die Kohleflözgasreserven zu rund 74 %, entsprechend

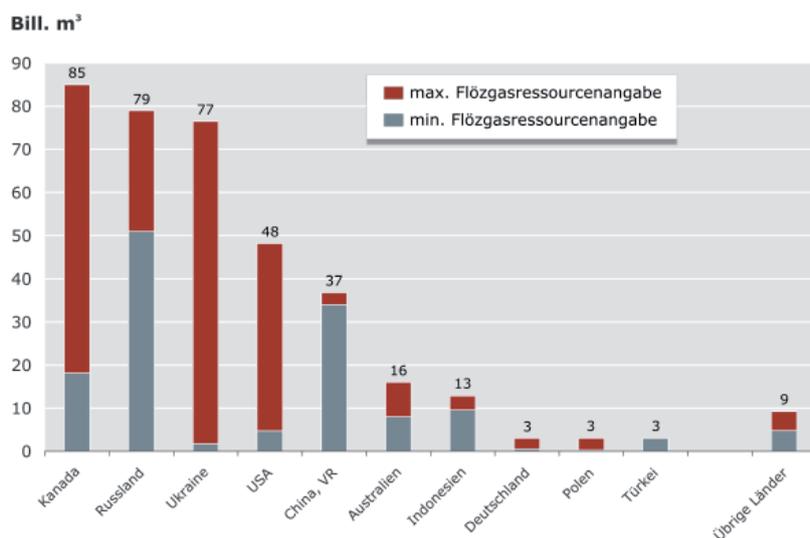


Abbildung 4.20: Ressourcen an Kohleflözgas 2007: Minimale und maximale Angaben für die zehn wichtigsten Länder.

1,6 Bill. m³, auf Nordamerika, gefolgt von Austral-Asien mit rund 0,4 Bill. m³ und Europa mit 0,4 Bill. m³. Zu den Ländern mit den größten Flözgasreserven zählen Kanada mit 0,5 bis 1,4 Bill. m³, die USA mit 0,6 Bill. m³, Australien mit 0,3 Bill. m³ sowie die VR China und Polen mit jeweils 0,1 Bill. m³ (Abb. 4.21).

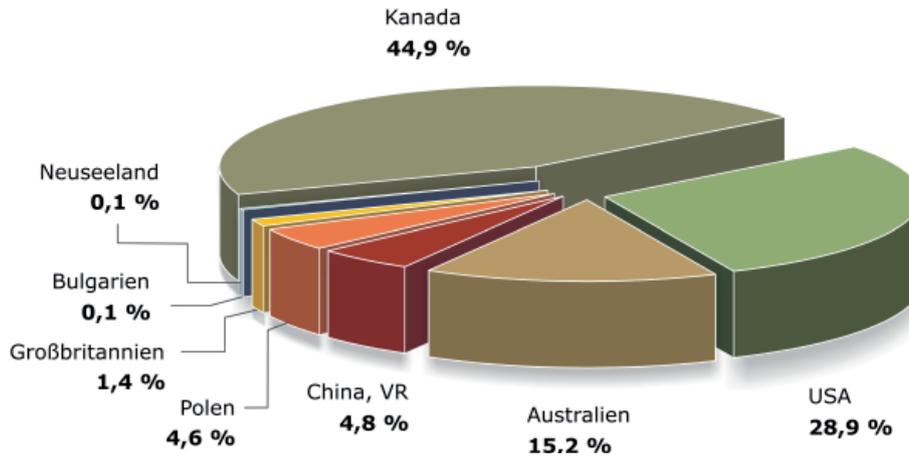


Abbildung 4.21: Reserven an Kohleflözgas nach Ländern 2007. Die Prozentangaben beziehen sich auf Flözgasreserven in Höhe von 2,15 Bill. m³. Dieser Wert ergibt sich durch Einbeziehung des Mittelwertes für die kanadischen Flözgasreserven in Höhe von 963 Mrd. m³.

Zur Erschließung und **Förderung von Flözgas** (CBM) können Bohrungen in das unverritzte Gebirge vorgetrieben werden (Abb. 4.22). In diesen Bohrungen werden die jeweiligen Zielhorizonte mithilfe der Spülflüssigkeit unter hohen Drücken hydraulisch stimuliert (Frac). Die dabei entstehenden Risse im Zielhorizont sorgen für eine wesentliche Erhöhung der Zuflussraten des Flözgases. Das geförderte Flözgas wird nach der Trocknung entweder direkt in einem Gasmotor der Verbrennung zugeführt oder in eine Gaspipeline eingespeist. Die weltweit höchste CBM-Förderung weist die USA auf, wo bisher mehr als 60 000 CBM-Bohrungen abgeteuft wurden (IEA, 2009).

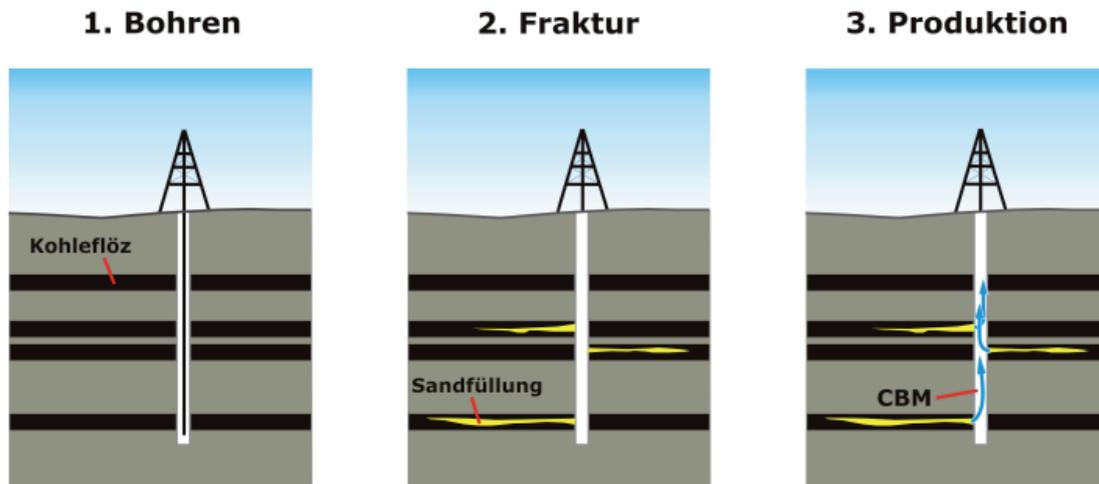


Abbildung 4.22: Arbeitsschritte zur Förderung von CBM.

Die Erschließung von Grubengas aus stillgelegten Kohlebergwerken (CMM) erfolgt anders als beim Flözgas (CBM). Da das Grubengas unter geringerem Druck steht, wird es über eine Bohrung beziehungsweise einen existierenden Schacht abgesaugt. Prädestiniert für diese Art der Gewinnung von Flözgas sind Länder mit vielen bereits stillgelegten Kohlegruben im Tiefbau, wie beispielsweise Deutschland und Großbritannien.

Die Gewinnung von Grubengas aus aktiven Bergwerken erfolgt häufig primär aus Sicherheitsgründen zur Vermeidung von Schlagwettern. Die Vorentgasung der Flöze beziehungsweise der betreffenden Abbaubereiche erfolgt in den meisten Fällen über untertägige Bohrungen. Diese größtenteils horizontalen Bohrungen werden dabei entweder direkt in das Kohleflöz oder in unmittelbar darunter oder darüber befindliche Horizonte abgeteuft.

Die weltweite Förderung von Kohleflözgas insgesamt belief sich 2007 auf 63,3 Mrd. m³. Das entspricht bereits einem Anteil von 2,1 % der Welt-Erdgasförderung. Damit erhöhte sich die weltweite Kohleflözgasförderung um rund 50 % gegenüber 2001 mit 42,3 Mrd. m³ (BGR, 2003) beziehungsweise verdreifachte sich nahezu gegenüber 1997 mit damals 23 Mrd. m³ (Bibler et al., 1998). Dieser Trend zeigt die besonders in einigen Industrieländern rasante Entwicklung der Kohleflözgasnutzung in den vergangenen Jahren. Die Gewinnung von größeren Mengen an Kohleflözgas stammt dabei aus Ländern, wo insbesondere CBM gefördert wird. Dazu gehören derzeit die USA, Kanada, Australien und die VR China, die 2007 zusammen 96,3 % der weltweiten Kohleflözgasförderung erbrachten. Die USA dominieren bei der weltweiten Kohleflözgasförderung mit einem Förderanteil von 78,5 % (Abb. 4.23), gefolgt von Kanada mit 11,6 %, Australien mit 3,9 % und der VR China mit 2,2 %. Alle weiteren Länder, wie die Ukraine, Deutschland, Großbritannien, Polen, Russland, die Tschechische Republik und Kasachstan, besitzen bei einer Jahresförderung von weniger als 1 Mrd. m³ Kohleflözgas einen Förderanteil von unter 1 % (Abb. 4.23).

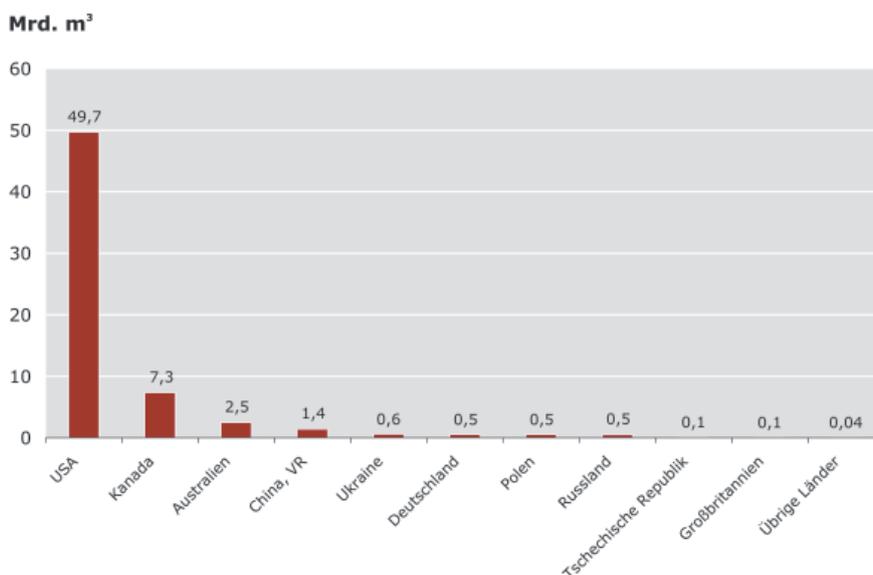


Abbildung 4.23: Förderung von Kohleflözgas (insgesamt 63,3 Mrd. m³) 2007 im Vergleich der zehn wichtigsten Länder.

Künftig dürfte die Kohleflözgasförderung vor allem in der VR China, Kanada und Australien größere Zuwächse erfahren. In den USA, wo rund die Hälfte der Förderung aus dem San-Juan-Becken stammt, belief sich der relative Zuwachs zwischen 2002 und 2007 auf rund 9 % bei einem bereits hohen Förderniveau (EIA, 2009). Die kanadische CBM-Förderung, die signifikante Zuwächse erst seit 2002 verzeichnet (ERCB, 2008), steckt im Vergleich zum Nachbarn USA noch in den Kinderschuhen (EPA, 2009). Mehr als 90 % der kanadischen CBM-Förderung kommen aus der Provinz Alberta, wo 2007 insgesamt 9339 CBM-

Bohrungen in Betrieb waren. Das Energy Resources Conservation Board (ERCB) schätzt, dass sich die CBM-Förderung Albertas bis 2017 im Vergleich zu 2007 in etwa verdreifachen wird (ERCB, 2008). Die chinesische Kohleflözgasförderung soll in den kommenden Jahren ebenfalls stark expandieren. Eigens dafür wurde 1995 die China United Coalbed Methane Corporation gegründet. So sehen die Planungen für die chinesische CBM-Gewinnung bereits für das Jahr 2010 eine Förderung von 10 Mrd. m^3 vor, die bis 2020 bis auf 40 Mrd. m^3 ausgeweitet werden soll. Eigens für den Transport von CBM ist der Bau von Pipelines sowie CBM-Verflüssigungsanlagen vorgesehen (Qiu, 2009).

In Australien vervierfachte sich die Kohleflözgasförderung zwischen 2002 und 2007 und hält mittlerweile einen Anteil von 7 % an der australischen Erdgasförderung. Die australische CBM-Förderung stammt zu 95 % aus dem Bundesstaat Queensland. Die restlichen 5 % werden in dem Bundesstaat New South Wales gefördert. Mit Blick auf acht weitere aktuelle CBM-Projekte und fünf geplante Verflüssigungsanlagen in Queensland kann davon ausgegangen werden, dass sich die australische CBM-Förderung künftig weiter erhöhen wird (ABARE, 2009). Mit Ausnahme der Ukraine besitzt die Exploration auf und die Nutzung von CBM in den Ländern der GUS nur eine untergeordnete Priorität, da hier große konventionelle Erdgaslagerstätten vorhanden sind. In Deutschland wird Grubengas in regional bedeutsamen Kleinkraftwerken zur Stromerzeugung und zur Kraft-Wärme-Kopplung genutzt (Abschnitt 8.2.5).

4.3.3 Erdgas in Aquiferen – Renaissance mit Geothermie?

Als Erdgas in Aquiferen (kurz: Aquifergas) wird im Grundwasser gelöstes Gas bezeichnet. Fast alle porösen Gesteine unterhalb des Grundwasserspiegels enthalten geringe Mengen an Methangas (Marsden, 1993). Aufgrund der geringen Wasserlöslichkeit von Methan sind die Konzentrationen im Grundwasser generell niedrig. Die Löslichkeit von Methangas als Hauptbestandteil von Erdgas erhöht sich aber mit zunehmender Tiefe und damit steigendem Druck, so dass erhebliche Mengen an gelöstem Gas im tieferen Grundwasser vorkommen können. Unter normalem Druck des Grundwassers (hydrostatischer Druck) kann die Löslichkeit von Methan auf über $5 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ansteigen (Abb. 4.24). In Bereichen des Untergrundes, in denen Überdruck herrscht (maximal lithostatischer Druck) können mehr als $10 \text{ m}^3/\text{m}^3$ gelöst sein. Aus Zonen mit hohen tektonischen Spannungen sind sogar Gasgehalte von bis zu $90 \text{ m}^3/\text{m}^3$ bekannt.

Verglichen mit anderen nicht-konventionellen Gasressourcen hat Aquifergas gegenwärtig ein sehr geringes ökonomisches Potenzial. Aus Sicht der Kohlenwasserstoffindustrie lohnt es derzeit daher nicht darauf zu explorieren. Um überhaupt einen Teil der Vorkommen nutzen zu können, werden aktuell Verfahren diskutiert, die bereits vor Jahren entwickelt, aber aufgrund der kostengünstigen und leichten Verfügbarkeit von konventionellem Erdgas nicht weiter verfolgt wurden. Als potenziell gewinnbar gelten danach Gasvorkommen in heißen Grundwässern, die unter starkem Überdruck stehen. Erst die Kombination von verschiedenen Energiesystemen lässt dabei den Beginn einer wirtschaftlichen Nutzung von Erdgas aus Aquiferen in greifbare Nähe rücken.

Im Gegensatz zur Gasproduktion aller konventionellen und nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten, muss beim Aquifergas das Grundwasser als Trägermaterial mit gefördert werden,

um das im Wasser gelöste Erdgas gewinnen zu können. Der dafür nötige Aufwand steht aber in der Regel in einem Missverhältnis zu dem erreichbaren Energiegewinn aus dem Erdgas. Selbst in Gebieten mit bestehender Infrastruktur und bei weltweit hohen Gaspreisen bleibt dieser Ansatz daher unwirtschaftlich. Erst wenn neben der chemischen Energie des Erdgases auch die hydraulische und die geothermische Energie des Grundwassers in ausreichender Weise genutzt werden können, ist nach derzeitigem Stand eine wirtschaftliche Nutzung in einem Hybridkraftwerk zukünftig vorstellbar (Abb. 4.25). Geeignete Voraussetzungen dafür bieten geothermale Aquifere unter Überdruck, sogenannte geopressured-geothermale Aquifere. In Sonderfällen können aber auch andere im Grundwasser gelöste Stoffe wie beispielsweise Jod eine Wirtschaftlichkeit der Erdgasnutzung bedingen.

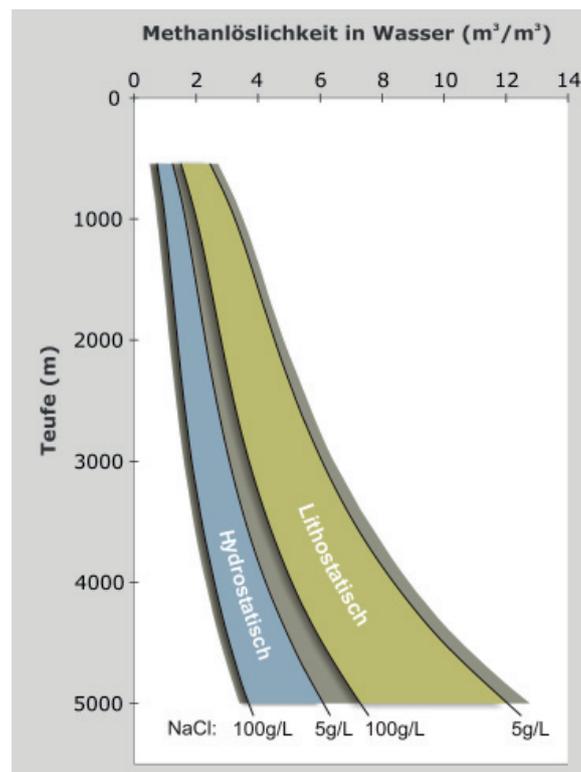


Abbildung 4.24: Löslichkeit von Methan in Grundwasser als Funktion der Teufe berechnet nach Battino (1984) und Haas (1978).

Als *geopressured-geothermale Aquifere* werden heiße Grundwasservorkommen bezeichnet, die im Vergleich zu ihrer Tiefenlage unter ungewöhnlich hohem Druck stehen. Typischerweise finden sich derartige Vorkommen in der Erdkruste in Tiefen zwischen 3000 und 7000 m (Dickson & Fanelli, 2004). Aufgrund des Überdrucks verhalten sich die Wässer artesisch und strömen beim Anbohren allein aufgrund der Druckdifferenz an die Erdoberfläche.

Weltweit sind bislang etwa 60 Gebiete mit höffigen *geopressured-geothermalen Aquiferen* bekannt, deren Gasgehalt zusammen auf 2500 Bill. m^3 geschätzt wurde (Perrodon et al., 1998). Besonders gut erforscht ist dabei das Potenzial der Region am nördlichen Golf von Mexiko, wo aufgrund von tausenden Bohrungen und intensiver geophysikalischer Exploration auf konventionelle Lagerstätten die Untergrundverhältnisse sehr gut bekannt sind. Bereits in den 1970er Jahren wurden die hier enthaltenen Erdgas mengen in Aquiferen auf 650 bis 1700 Bill. m^3 geschätzt (Papadopulos et al., 1975; Wallace et al., 1979). Dieses Potenzial

würde nach aktueller Einschätzung aber ohne die gleichzeitige Nutzung der in etwa doppelt so großen Menge an geothermaler Energie weiterhin, womöglich aber auch dauerhaft unwirtschaftlich bleiben (Massachusetts Institute of Technology, 2006).

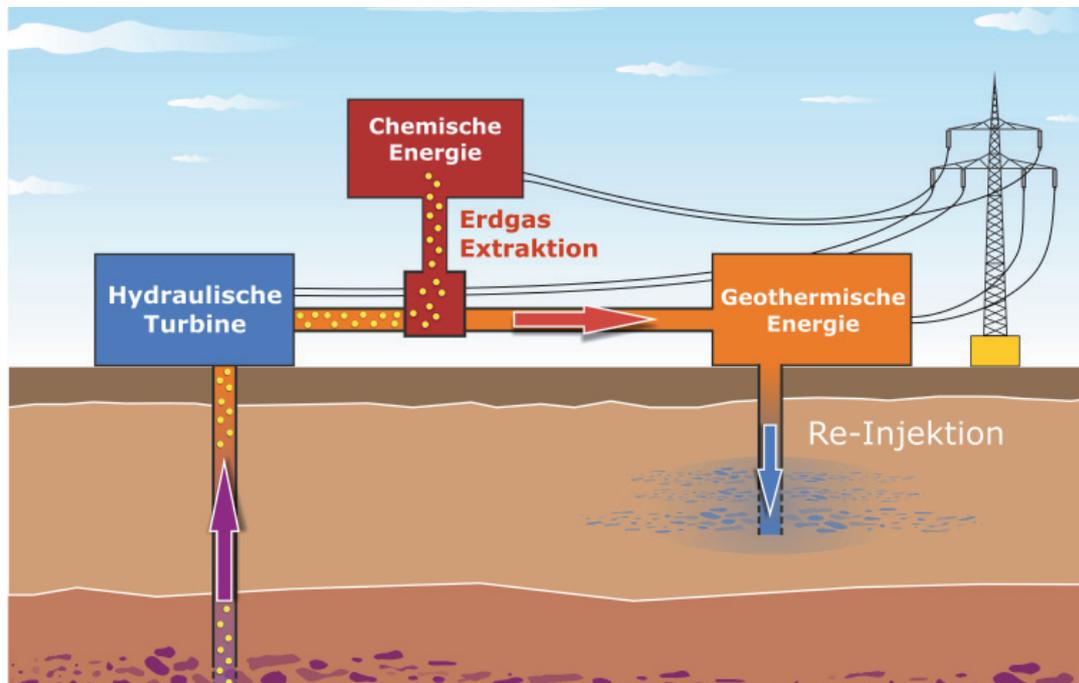


Abbildung 4.25: Schematisches Diagramm eines Hybridkraftwerks zur Nutzung von drei aus geopressured-geothermalen Aquifereen gewinnbaren Energien: hydraulische Energie, geothermische Energie und chemische Energie (Aquifergas).

Die Entwicklung von Technologien zur Nutzung der *geopressured-geothermalen Aquifereen* wurde im Rahmen von Forschungsprogrammen des U.S. Department of Energy zwischen 1979 und 1990 vorangetrieben. Nach umfangreichen Langzeituntersuchungen wurde 1989 an der Bohrung Pleasant Bayou (Texas) ein hybrides 1 MW Testkraftwerk in Betrieb genommen, das die Energie jeweils zur Hälfte aus heißem Wasser und dem gelösten Erdgas gewann (Campbell and Hatter, 1991). Obwohl der Betrieb des Kraftwerks weniger als ein Jahr dauerte und die hydraulische Energie des Wassers nicht genutzt werden konnte, wurde die technische Machbarkeit erfolgreich festgestellt (ARCORE, 2007). Aufgrund der damals vergleichsweise niedrigen Preise für Erdöl und Erdgas blieb das Projekt jedoch unwirtschaftlich.

Konventionelle Methoden zur Produktion von Kohlenwasserstoffen aus Erdöl- und Erdgasbohrungen sind darauf ausgerichtet, durch geeignete Regulierung möglichst wenig Wasser als unerwünschtes Nebenprodukt mit zu fördern. Wird der Wasseranteil zu hoch, bedeutet dies zumeist das Ende der Produktion. Im Gegensatz dazu werden bei *geopressured-geothermalen Aquifereen* möglichst hohe Durchflussraten an Wasser benötigt, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Weitere Faktoren wie das Gesamtvolumen des Vorkommens und die enthaltene Gasmenge, Porosität und Permeabilität oder die Tiefenlage beeinflussen hingegen in vergleichbarer Weise wie bei konventionellen Erdgasvorkommen die Wirtschaftlichkeit. Von besonderer Bedeutung ist die Salinität des Wassers, da bei steigenden Salzgehalten die Löslichkeit des Methans sinkt. Diese und weitere Parameter wurden in einer Studie am Beispiel von ausgewählten Vorkommen im nördlichen Golf von Mexiko hinsichtlich einer ökonomischen Nutzung von geopressured-geothermalen Aquifereen modelliert (Griggs, 2005).

Danach gab es bereits zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Studie einige Lokationen, die bei angemessenen Strom- und Gaspreisen als aussichtsreiche Lagerstätten identifiziert werden konnten. Entscheidend für einen wirtschaftlichen Erfolg sind ausreichend hohe Gasgehalte, da deren Wertschöpfungspotenzial auch durch ein größeres geothermales Potenzial nicht ausgeglichen werden kann (Griggs, 2005).

Gerade die U.S.-amerikanischen Vorkommen in der Region am Golf von Mexiko zählen zu den aussichtsreichsten Stellen, an denen eine kommerzielle Produktion von Aquifergas beginnen könnte. Andere Staaten, wie beispielsweise Russland, verfolgen hingegen keine Strategie zur Gewinnung von Aquifergas. In Italien wurde die Produktion von Erdgas aus flachen Aquiferen aufgrund von starken Landsenkungen bereits 1962 eingestellt (Bonham, 1979). Eine erfolgreiche Produktion von Aquifergas gibt es seit vielen Jahren in Japan. Die jährliche Förderung von 500 Mio. m³ ist allerdings nur wirtschaftlich als Nebenprodukt der Jodextraktion aus den geförderten Solen. In Deutschland wurde die Nutzung des Energiepotenzials von *geopressured-geothermalen Aquiferen* im Sommer 1982 an der Thermalwasserlagerstätte Bad Endorf beispielhaft getestet. Die berechnete Leistung bei einer voraussichtlichen Betriebsdauer von fünf Jahren lag hier bei knapp 1 MW, wobei Erdgas und Thermalwasser jeweils zur Hälfte beitragen würden (von Hantelmann et al., 1983). Bis heute wird diese Thermalwasserlagerstätte aber ausschließlich zu balneologischen Zwecken genutzt.

Die weltweit im Grundwasser gelösten Gasvolumen sind immens und übersteigen die bekannten konventionellen Erdgasvorkommen um ein Mehrfaches. Das gesamte im Grundwasser der Erde gelöste Aquifergas wurde auf die gewaltige Menge von 10 000 000 Bill. m³ geschätzt (Kortsenshtejn, 1979) und würde unter Normaldruck etwa das doppelte Volumen der Erdatmosphäre einnehmen. Ähnlich wie bei dem im Gashydrat enthaltenen Erdgas dürfte aber nur eine sehr geringe Menge technisch überhaupt förderbar und ein noch kleinerer Anteil letztlich auch wirtschaftlich gewinnbar sein. Dennoch besitzt Aquifergas ein nicht zu unterschätzendes Potenzial, besonders wenn es gelingt durch verbesserte Technologie die Extraktion des gelösten Erdgases zu erleichtern.

Zukünftige Innovationen zur Entwicklung der Nutzung von Aquifergas sind vermutlich sowohl aus der Erdöl-Erdgasbranche wie auch aus der Geothermie zu erwarten. Die Motivation der Kohlenwasserstoffindustrie begründet sich vor allem darin, mit ihrer bereits bestehenden Infrastruktur auch über das Ende der konventionellen Förderung hinaus öl- und gashaltige Thermalwässer fördern zu können. Aus Sicht der Geothermie bietet die zusätzliche Nutzung des Methans einen möglicherweise entscheidenden wirtschaftlichen Anreiz. Bei einer weiteren Erhöhung der konventionellen Erdgaspreise könnte damit die Nutzung von Aquifergas als Komponente in einem hybriden Energiesystem vor einer Renaissance stehen.

4.3.4 Gashydrat – das „gefrorene Erdgas“

Natürliches Gashydrat ist in Eis gebundenes Erdgas und wurde erst Ende der 1960er Jahre entdeckt. Wasser und Gas können bei hohem Druck und niedriger Temperatur eine eisähnliche, kristalline Substanz bilden, die als Gashydrat bezeichnet wird. Die Wassermoleküle bilden dabei eine käfigartige Kristallstruktur (Klathrat), in der Gasmoleküle wie Methan, aber als Nebenbestandteile auch andere Kohlenwasserstoffe (Ethan, Propan, Butan) sowie Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff, eingeschlossen sein können. Aufgrund dieser

besonderen Struktur kann ein Kubikmeter Gashydrat 164 Kubikmeter Methan binden. Da natürliches Gashydrat überwiegend Methan enthält, wird es auch Methanhydrat oder gefrorenes Erdgas genannt.

Mittlerweile sind weltweit Vorkommen von Gashydraten bekannt, die jedoch aufgrund der besonderen Bildungsbedingungen mit niedriger Temperatur und hohem Druck allgemein nur schwer zugänglich sind. Das Stabilitätsfeld von Gashydrat nach Druck- und Temperaturbedingungen kann in marinen Sedimenten unter hoher Wasserbedeckung oder in Permafrostgebieten der Arktis (kontinentales Gashydrat) erreicht werden (Abb. 4.26). Marine Gashydratvorkommen sind dabei auf Bedingungen beschränkt, die durch Wassertiefen größer etwa 400 m und niedrige Wassertemperaturen am Meeresboden definiert werden (Abb. 4.26). Aufgrund des natürlichen Temperaturanstiegs mit zunehmender Sedimenttiefe kann sich die Gashydratstabilitätszone nur bis in Tiefen von etwa 1000 m unter dem Meeresboden erstrecken. Kontinentales Gashydrat ist an die Verbreitung des Permafrostes gebunden und kann aufgrund der niedrigen Temperaturen in Tiefen zwischen etwa 200 m bis 2000 m vorkommen (Abb. 4.26).

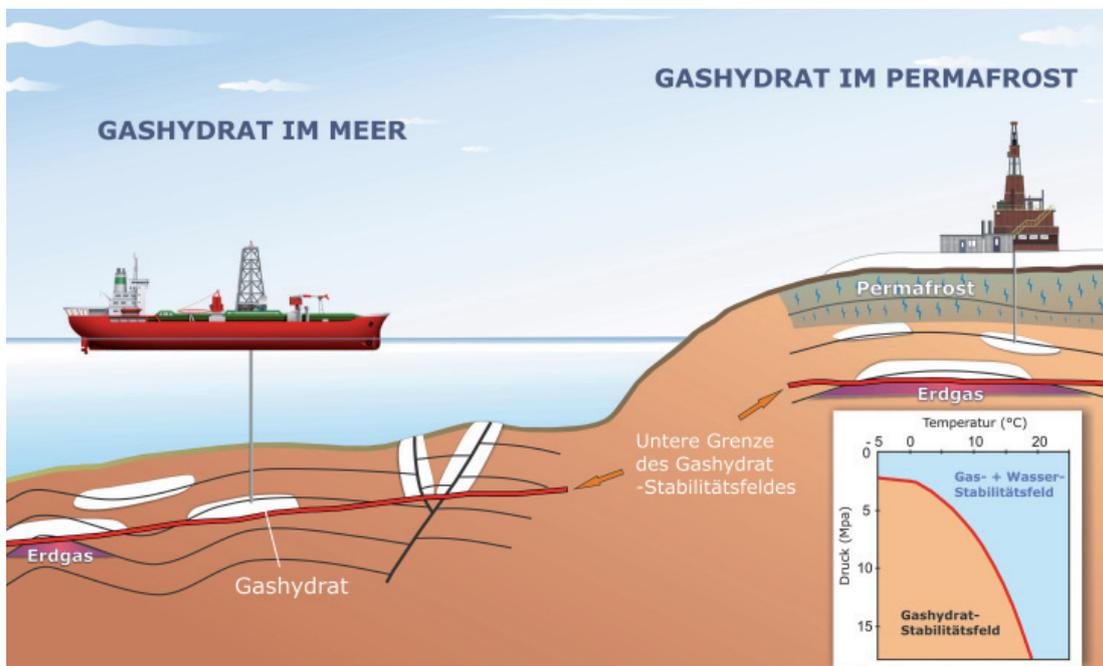


Abbildung 4.26: Vorkommen von Gashydrat: Im marinen Bereich (links) und in Permafrostgebieten (rechts). Kleines Diagramm: Gashydrat ist stabil bei niedriger Temperatur und hohem Druck.

Die Bildung von Gashydrat ist von vier Grundfaktoren abhängig: hoher Druck, niedrige Temperatur, ausreichende Verfügbarkeit von Methan und das Vorhandensein von Wasser. Ist nur eine dieser Voraussetzungen nicht erfüllt, kann sich kein Gashydrat bilden. Während Wasser zumeist in ausreichender Menge vorliegt, ist die Zufuhr von Methan vielfach ein limitierender Faktor.

Im Gegensatz zu konventionellen Erdgaslagerstätten mit einem als Gaskappe bezeichneten Bereich mit freiem Erdgas sind Gashydratvorkommen in der Regel nicht klar umgrenzt; das Gashydrat ist unregelmäßig verteilt. Eine Reservoirabschätzung ist daher prinzipiell schwierig.

riger und hat zur Folge, dass Angaben über gegebenenfalls förderbare Erdgasmengen aus Gashydrat mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Wichtige Kriterien für die Klassifizierung einer Lagerstätte sind neben dem Gesamtpotenzial insbesondere die Reservoireigenschaften, wie die Verteilung des Gashydrats, die Durchlässigkeit des Speichergesteins und, ob das Gashydrat von freiem Erdgas unterlagert wird.

Die insgesamt in Gashydrat gebundene Erdgasmenge ist trotz großer Unsicherheiten der Abschätzungen gewaltig und übersteigt die konventionellen Erdgasmengen um ein Mehrfaches. Bis heute wurde Gashydrat weltweit an etwa 100 Lokationen durch geophysikalische, geochemische oder geologische Hinweise angezeigt und an über 20 Orten beprobt (Abb. 4.27). Trotz der sich stetig verbessernden Informationsbasis über die Verbreitung von Gashydratvorkommen variieren die Angaben über die weltweit gespeicherten Erdgasmengen in Gashydraten erheblich. Aktuelle Schätzungen schwanken zwischen 1000 und 120 000 Bill. m³ Erdgas in Gashydrat. Dabei werden um zwei Zehnerpotenzen größere Vorkommen im marinen Bereich vermutet als in Permafrostgebieten (Council of Canadian Academies, 2008). Verglichen mit konventionellem Erdgas wäre damit etwa die 2 bis 10-fache Menge an Erdgas in Gashydrat gebunden (Abb. 4.28).



Abbildung 4.27: Nachweise von Gashydrat weltweit mit Nennung im Text erwähnter Vorkommen.

Für eine Abschätzung der technisch und ökonomisch förderbaren Gasmengen aus Gashydratvorkommen sind die abgeschätzten Gesamtmengen unerheblich. Wichtiger für den Beginn einer Produktion ist die Identifizierung und Klassifizierung von Vorkommen, die für eine industrielle Nutzung tatsächlich geeignet sind (Abb. 4.28). Die beste Aussicht besteht hier bei leicht zugänglichen Vorkommen nah an vorhandener Infrastruktur wie beispielsweise in Nordalaska. Von besonderem wirtschaftlichen Interesse sind zudem Vorkommen, die sich in Gesteinen mit einer hohen Durchlässigkeit für gefördertes Erdgas befinden (Max et al., 2006). Im Gegensatz zu den bislang nur groben Abschätzungen der prinzipiell vorhandenen Mengen, veröffentlicht der USGS in einer aktuellen Studie erstmalig eine Abschätzung des technisch gewinnbaren Erdgasvolumens in Gashydrat für ein definiertes Gebiet. Demnach wird für Nordalaska mit einer Erdgasmenge von über 2,4 Bill. m³ gerechnet, die mit den heutigen Methoden bereits produziert werden könnten (Collett et al., 2008). Hat eine kommerzielle Produktion dort erst einmal begonnen, ist davon auszugehen, dass sich, ähnlich

wie bei anderen ehemals nicht-konventionellen Erdgasvorkommen wie Flözgas, das Potenzial weiter vergrößern wird. Allerdings wird ein großer Teil des Gashydrats, insbesondere in marinen Sedimenten, langfristig und womöglich dauerhaft nicht erschlossen werden können.

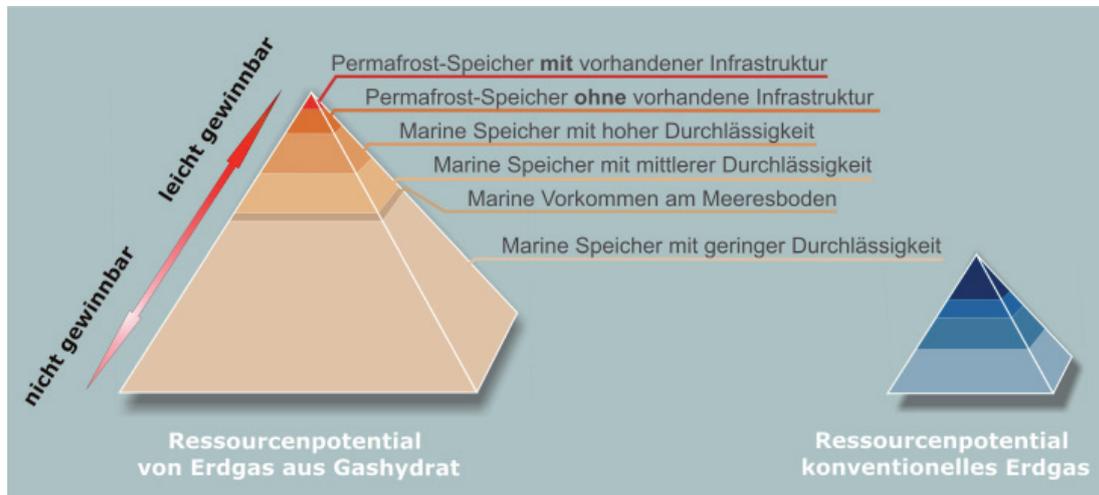


Abbildung 4.28: Gesamtpotenzial von Erdgas in Gashydrat und konventionellem Erdgas als Ressourcenpyramide (verändert nach Boswell & Collett, 2006).

Wenn von potenziellen Fördermöglichkeiten im Zusammenhang mit Gashydrat gesprochen wird, so gehen alle realistisch erscheinenden Ansätze von einem Szenario aus, bei dem das Gashydrat bereits im Gestein „geschmolzen“ wird. Das dabei mobilisierte Erdgas kann konventionell durch Produktionsbohrungen unter Verwendung bereits erprobter Technik gefördert werden. Bergbauliche Verfahren oder Tagebaue erscheinen unrealistisch, da der zu erwartende Nutzen in keinem Verhältnis zu Aufwand und Umweltrisiko stünde und zudem das freigesetzte Erdgas aus Gashydrat nur unter großen Verlusten aufgefangen werden könnte.

Bei Vorkommen, die durch Bohrungen aufgeschlossenen werden, besteht die technische Herausforderung darin, eine kontinuierliche Mobilisierung des Erdgases zu erreichen. Im Rahmen von internationalen Forschungs- und Testprogrammen in der nordamerikanischen Arktis wurde dieser Prozess durch Verfahren basierend auf Druckabfall und/oder Temperaturerhöhung im Gestein erfolgreich erprobt. Auch die seit langem routinemäßig beim Erdgastransport in Pipelines eingesetzten chemischen Inhibitoren können durch die Herabsetzung des Gefrierpunktes quasi nach dem Streusalz-Prinzip zur Mobilisierung des Erdgases aus Gashydrat beitragen. Als weitere bislang aber noch nicht in der Praxis erprobte Möglichkeit wird die Injektion von Kohlendioxid (CO_2) diskutiert, um das Methan im Gashydrat bereits im Gestein durch CO_2 -Gashydrat zu ersetzen (Moridis & Collet, 2003).

Die Bedingungen für die Erdgasproduktion aus Gashydrat sind besonders dann attraktiv, wenn freies Gas unterhalb des Gashydratvorkommens vorhanden ist (Moridis & Collet, 2004). Lagerstätten dieses Typs könnten voraussichtlich mit bereits bekannter Technik aus der konventionellen Erdgasgewinnung produziert werden. Die notwendige Drucksenkung würde dabei durch die Produktion des freien Erdgases relativ leicht erreicht werden. Gas aus der Destabilisierung von Gashydrat würde in der Folge in das Reservoir der Erdgaslagerstätte eindringen, so dass je nach Beschaffenheit des Speichergesteins der Reservoirdruck durch die Gasextraktion aus der Lagerstätte reguliert werden könnte. Dieser Prozess lief wahr-

scheinlich bereits bei der Förderung von Erdgas aus Gashydrat im sibirischen Messoyakha-Feld ab. In den 1970er Jahren war dort ohne Kenntnis der Existenz von Gashydrat im Bereich der konventionellen Erdgaslagerstätte Erdgas gefördert worden, und der Lagerstättendruck sank erwartungsgemäß ab. Während einer Förderpause wurde ein so nicht vorhergesehener Wiederanstieg des Druckes beobachtet, der im Nachhinein mit der Destabilisierung von Gashydrat in Zusammenhang gebracht wurde.

Für eine gezielte Förderung von Erdgas aus Gashydrat muss über die schwierige Charakterisierung von Umfang und Inhalt der Lagerstätte hinaus eine Auswahl und selektive Anpassung der Fördertechnik erfolgen. Im Vergleich zu einer Lagerstätte mit konventionellem Erdgas ist daher ein höherer Kostenaufwand für die Erschließung von Gashydratvorkommen notwendig. Ein Durchbruch bei der Gashydratförderung wird deshalb voraussichtlich dort erfolgen, wo die Risiken eines Fehlversuches minimiert werden können. Beispielhaft erscheint hier das „Mount Elbert“ Verbundprojekt (Nordalaska) zwischen dem U.S. Department of Energy, BP Exploration und dem U.S. Geological Survey. Auf Basis einer bereits bestehenden Infrastruktur der Öl- und Gasindustrie, seit Jahren laufenden Forschungsprogrammen mit staatlicher Unterstützung und geologisch besonders geeignet erscheinenden Gashydratvorkommen laufen derzeit die Vorbereitungen für den ersten Langzeitproduktionstest weltweit.

Noch hat eine kommerzielle Produktion von Erdgas aus Gashydrat nicht begonnen. Staaten mit geringen oder sich erschöpfenden eigenen Vorkommen an konventionellen Energierohstoffen forcieren aber aktuell ihre Anstrengungen, um eine baldige Gashydratnutzung zu erreichen (Abb. 4.29). Anhand beispielhaft ausgewählter Positionen und Aktivitäten von Staaten und internationalen Programmen kann der derzeitige Stand ermessen werden:

In den USA beurteilt das U.S. Department of Energy die nationalen Gashydratvorkommen insbesondere im Permafrost von Alaska (Abb. 4.27) und im Golf von Mexiko als größte Kohlenwasserstoffressource des Landes. Nach eigenen Schätzungen könnte der zukünftige Gasverbrauch des Landes vollständig aus diesen heimischen Gashydratvorkommen gedeckt werden. Selbst konservative Einschätzungen einer Nutzung von nur einem Prozent der Gashydratressourcen führen zu einer Verdoppelung der nutzbaren Erdgasvorkommen der USA. Zur Erforschung dieser aus geologischer Sicht vielversprechenden Vorkommen wurde von der US-Regierung eine *Interagency Roadmap for Methane Hydrate Research and Development* aufgelegt (Department of Energy, 2006). Bei ihrem Vorgehen setzt die U.S.-amerikanische Regierung stark auf internationale und industrielle Forschungsk Kooperationen und sieht sich in der Rolle des globalen Vorreiters in der Gashydratforschung (Collett, 2004; Sloan & Koh, 2008).

Einen sehr zielstrebigem Kurs verfolgt Japan bei der Nutzbarmachung von Gashydrat. In den letzten fünf Jahren waren die unter japanischer Regierungsbeteiligung bewilligten Fördergelder für die Gashydratforschung höher als die aller anderen Nationen. Die Motivation Japans für ein nachdrückliches Engagement in der Gashydratforschung kann dabei aus der weitgehenden Abhängigkeit des Landes von Importen fossiler Energierohstoffe abgeleitet werden. Im Rahmen des Japan's Methane Hydrate Exploitation Program sollen bei einer Laufzeit bis 2016 technische Entwicklungen für die Exploration und Gewinnung der marinen Gashydratvorkommen in der Nankai Subduktionszone vor der japanischen Pazifikküste vorangetrieben werden. Die Erschließung der japanischen Gashydratvorkommen würde eine Deckung des nationalen Bedarfs an Erdgas für einen Zeitraum von etwa einhundert Jahren

gewährleisten (Research Consortium for Methane Hydrate Resources in Japan, 2001; Takahashi und Tsuji, 2005).

Neben weiteren Industrienationen mit hochentwickelter Forschungsinfrastruktur wie Südkorea unterstützen gerade auch Schwellen- und Entwicklungsländer eine derartige auf Exploration ausgerichtete Forschung (Abb. 4.29). Dazu gehören mit China und Indien Länder, deren Bemühungen insbesondere auf marine Gashydratvorkommen in ihren eigenen ausschließlichen Wirtschaftszonen als potenzielle heimische Energiequelle ausgerichtet sind. Anders zeigt sich die Lage für sehr rohstoffreiche Länder. So wurde in Russland zwar das energiewirtschaftliche Potenzial von Gashydrat in den Permafrostgebieten Sibiriens frühzeitig erkannt. Auch wurden die ersten offshore-Gashydratvorkommen 1972 von russischen Wissenschaftlern im Schwarzen Meer nachgewiesen. Da Russland aber über große konventionelle Erdgasvorkommen verfügt, gibt es momentan, trotz vorhandenem Know-how und Erfahrungen auf dem Gebiet der Gashydratforschung, keine national koordinierten Forschungsprogramme mit dem Ziel der Nutzbarmachung. Dennoch existieren auch hier Planungen, das als gewaltig betrachtete Potenzial von Gashydrat mittelfristig zu erschließen. Hintergrund dieser Überlegungen ist der Gedanke, die bereits bestehende Infrastruktur zur Gasförderung insbesondere in Sibirien nach der Erschöpfung konventioneller Gaslagerstätten weiter zu nutzen.

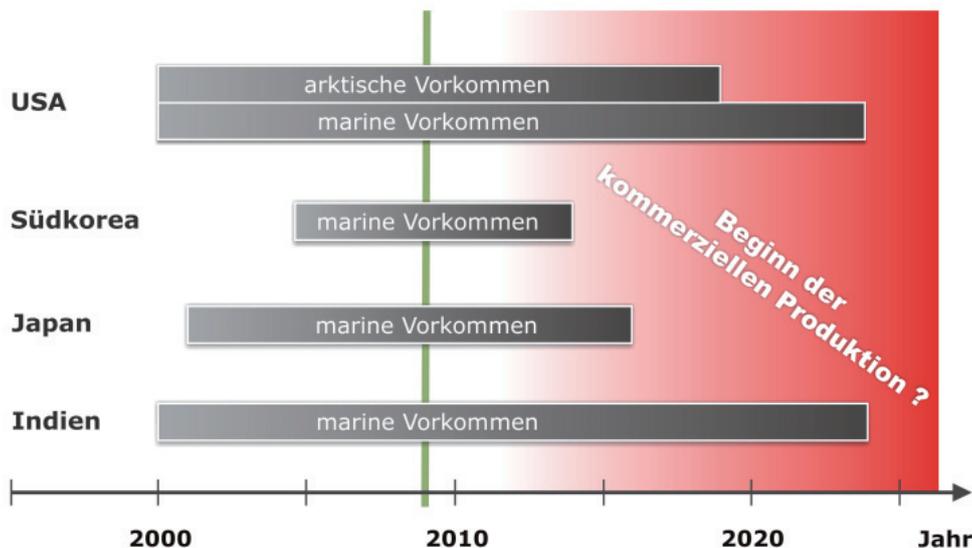


Abbildung 4.29: Laufzeiten wichtiger staatlicher Programme mit dem Ziel einer wirtschaftlichen Gewinnung von Erdgas aus Gashydrat.

Deutschland besitzt keine eigenen Gashydratvorkommen, gehört aber in der Meerestechnik und Gashydratforschung zu den international führenden Nationen. Damit verfügt Deutschland über das Potenzial, sich an der Entwicklung einer ökonomisch sinnvollen und ökologisch vertretbaren Verwertung (Infobox 6) von Gashydrat zu beteiligen (Andruleit et al., 2008).

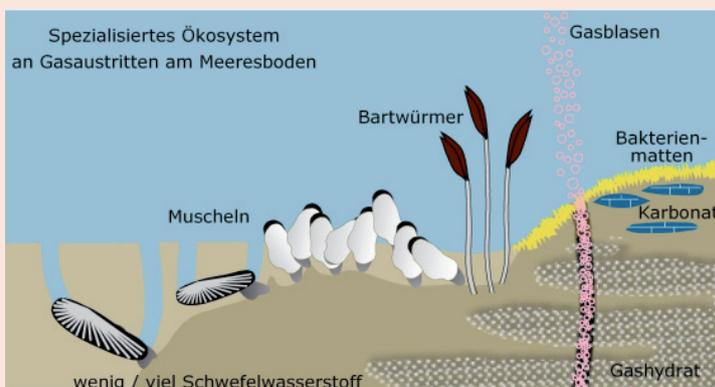
Mögliche Umweltauswirkungen bei der Nutzung von Gashydrat

Gashydrat ist natürlicher Bestandteil des globalen Kohlenstoffkreislaufes. Neben dem Energiepotenzial wird in der Öffentlichkeit vor allem der Einfluss einer Nutzung von Gashydrat auf Umwelt und Klima diskutiert. Als metastabiles Vorkommen von Methan kann Gashydrat große Mengen dieses Erdgases über lange Zeit im Sediment speichern und wieder in die Umwelt freigeben. Eine Gewinnung von Erdgas aus Gashydrat wirkt auf diesen natürlichen Kreislauf und damit auf die Umwelt ein.

Von der Exploration über die Produktion bis hin zum Transport ist jede Phase des Prozesses der konventionellen Erdgasgewinnung mit potenziellen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden. Dies betrifft den Aufbau und Betrieb von Infrastruktureinrichtungen (Förderanlagen etc.), die Entsorgung von Abfallstoffen sowie das bei Unfällen unkontrollierte Entweichen von Erdgas (Blow Out). Diese potenziellen Auswirkungen auf die Umwelt sind bekannt und können durch die Anwendung von geeignetem Umweltmanagement und Sicherheitsstandards minimiert werden. Bei der Nutzung von Gashydrat ist grundsätzlich mit den gleichen Effekten wie bei konventionellem Erdgas zu rechnen. Zusätzlich werden dabei zwei weitere Gefährdungen diskutiert: Der Einfluss auf die spezielle Lebenswelt im Umfeld mariner Gashydratvorkommen und die Destabilisierung des Meeresbodens.

Gashydratführende Gesteine werden von speziell angepassten Mikroorganismen als Lebensraum genutzt, die ihren Stoffwechsel durch Methanverbrauch aus Gashydrat decken. Die Gewinnung von Erdgas aus Gashydrat würde diesen Bereich der sogenannten tiefen Biosphäre beeinflussen, aber in den Auswirkungen lokal eng begrenzt bleiben. Wesentlich anfälliger als die Mikroorganismen sind die speziellen Lebensgemeinschaften, die in Verbindung mit Methanaustritten und Gashydratvorkommen am Meeresboden bekannt sind. Das kontinuierliche Angebot an Methan bietet die Voraussetzung für die Entstehung eines speziellen, von Sonnenlicht und Photosynthese unabhängigen Ökosystems. Der Stoffumsatz eines Konsortiums aus Einzellern liefert die Grundlage für chemoautotrophe Makroorganismen wie Muscheln und Bartwürmer. Für diesen Lebensbereich hätte submarines oberflächliches Abgraben von Gashydrat die größten Auswirkungen. Diese Fördertechnik wird aber derzeit aus ökologischen und ökonomischen Gründen nicht ernsthaft in Betracht gezogen.

Eine Beeinträchtigung der Stabilität des Meeresbodens im Umfeld von Produktionsanlagen könnte zu Absenkungen und untermeerischen Rutschungen führen. Einerseits festigt Gashydrat in marinen Ablagerungen das lockere Gestein und trägt damit zur Stabilisierung bei. Andererseits behindert das Gashydrat durch seine Platznahme im Porenraum die sonst ablaufenden Prozesse der Kompaktion und Zementierung. Deshalb können marine Sedimente ihre Stabilität fast ausschließlich durch Gashydrat erhalten. Wird das Gashydrat durch technische Maßnahmen zur Produktion von Erdgas zersetzt, kann die Gesteinsfestigkeit so weit herabgesetzt werden, dass untermeerische Rutschungen ausgelöst werden und Erdgas unkontrolliert am Meeresboden austritt. Ein derartiger Mechanismus ist auch als natürlicher Prozess, initiiert durch Meeresspiegelschwankungen während der Eiszeiten, bekannt und wird als Ursache für bekannte großräumige Rutschungsereignisse in der jüngeren Erdgeschichte diskutiert. Im Vergleich dazu bliebe das Gefahrenpotenzial von Rutschungen durch die technische Destabilisierung und die Freisetzung von Methan auf das kleinräumige Umfeld der Produktionseinrichtungen begrenzt (Archer, 2006).



4.4 Literatur zu Erdgas

- ABARE (Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics) (2009): Energy in Australia 2009. – 93 S.; Canberra.
http://www.abare.gov.au/publications_html/energy/energy_09/auEnergy09.pdf
- ACORE (American Council On Renewable Energy) (2007): The Outlook on Renewable Energy In America. <http://www.acore.org>
- Andruleit, H., Bönnemann, C., Cramer, B., Müller, C. (2008): Gashydrat: das "gefrorene Erdgas" – ein fossiler Energieträger am Beginn seiner Nutzung. Commodity Top News, 28: 8 S., BGR Hannover.
- Archer, D. (2006): Destabilization of methane hydrates: a risk analysis. Gutachten im Auftrag von: Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, http://wbgu.de/wbgu_sn2006_ex01.pdf.
- Battino, R. (1984): The solubility of methane in water between 298 and 627 K at a total pressure between 0.5 and 200 MPa. Methane. Clever, H.L. and Young, C.L. Pergamon Press. 27/28: 24-44.
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2003): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXVII – 426 S.; Hannover.
- Bittkow, P. & Rempel, H. (2008): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (1). Erdöl Erdgas Kohle 124, 11: 444-452.
- (2009): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (2). Erdöl Erdgas Kohle 125, 1: 11-19.
- Bonham, L.C. (1979). Gas in subsurface waters. UNITAR Conference on long-term energy resources, Montreal, Canada.
- BP (2008): BP statistical review of world energy, June 2008: 43 p. London.
- Campbell, R.G., & Hatter, M.M. (1991): Design and operation of a geopressured-geothermal hybrid cycle power plant: Final report vol. I, 180 p. and vol. II, 172; Eaton Operating Company, Inc. and United States Department of Energy, The Ben Holt Co., DOE contract DE-ACO7-85ID12578.
- Collett, T.S. (2004): Gas Hydrates as a Future Energy Resource.
http://www.geotimes.org/nov04/feature_futurehydrates.html.
- Collett, T.S., Agena, W.F., Lee, M.W., Zyrianova, M.V., Bird, K.J., Charpentier, T.C., Houseknect, D.W., Klett, T.R., Pollastro, R.M., & Schenk, C.J. (2008): Assessment of gas hydrate resources on the North Slope, Alaska, 2008: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2008-3073, 4 p.
- Council of Canadian Academies (2008): Energy From Gas Hydrates: Assessing the Opportunities & Challenges for Canada.
[http://www.scienceadvice.ca/documents/\(2008_07_07\)_GH_Report_in_Focus.pdf](http://www.scienceadvice.ca/documents/(2008_07_07)_GH_Report_in_Focus.pdf)
- Cox, P. (2006): The rise of offshore LNG technology. Offshore Engineer. H. 9, S. 83-90.
- Darley, J. (2004): High noon for natural gas: the new energy crisis. 266 S.; Chelsea Green Publishing Company, Vermont
- Dickson, M.H. & Fanelli, M. (2004): What is Geothermal Energy? International Geothermal Association, <http://iga.igg.cnr.it/documenti/geo/Geothermal%20Energy.en.pdf>
- EIA (Energy Information Administration) (2007): Annual Energy Outlook 2007. Department of Energy, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/>.
- (2008): International Energy Statistics, Department of Energy:
<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=6>

- (2009): Coalbed Methane Proved Reserves and Production.
http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng_enr_cbm_a_EPG0_r52_Bcf_a.htm
- EPA (U. S. Environmental Protection Agency) (2009): Global Overview of CMM Opportunities. -260 S.;
<http://www.methanetomarkets.org/resources/coalmines/docs/overviewfull.pdf>
- ERCB (Energy Resources Conservation Board) (2008): Alberta's Energy Reserves 2007 and Supply/Demand Outlook 2008-2017. – 226 S.;
<http://www.ercb.ca/docs/products/STs/st98-2008.pdf>
- Griggs, J. (2005): A Reevaluation of Geopressured-Geothermal Aquifers as an Energy Source. Proceedings, Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 31-February 2, 2005.
- Haas, J.L.J. (1978). An empirical equation with tables of smoothed solubilities of methane in water and aqueous sodium chloride solutions up to 25 weight percent, 360 °C, and 138 MPa. Reston, Virginia, U.S. Geological Survey.
- Hantelmann, von, G., Pavlik, N. & Mueller, A. (1983): Geopressured Aquifers. Nutzung des Energiepotentials der Thermalwasserlagerstätte Endorf. Forschungsbericht - Bundesministerium für Forschung und Technologie, T, Technologische Forschung und Entwicklung; 83-245.
- Holditch, R.R. & Chianelli, R.R. (2008): Factors That Will Influence Oil and Gas Supply and Demand in the 21st Century. – MRS Bulletin, 33, 317-323
- Holditch, S.A., Ayers, W.B., Bickley, J.A., Blasingame, T.A., Hoefner, M., Jochen, V.A., Lee, W.J., McVay, D.A., Peryy, K.F., Sharma, M.M. & Torres-Verdin, C. (2007): Unconventional Gas. – Working Document of the National Petroleum Council Global Oil & Gas Study http://www.npc.org/Study_Topic_Papers/29-TTG-Unconventional-Gas.pdf.
- IEA (2004): World Energy Outlook 2004. 570 S.; Paris.
- (2005): Resources to Reserves: Oil & Gas Technologies for the Energy Markets of the Future. – 124 S., Paris.
- (2006): World Energy Outlook 2006. 596 S.; Paris.
- (2009): Cleaner Coal in China. – 360 S.; Paris.
- Ivanhoe, L.F. & Leckie, G.G. (1993): Global Oil, Gas Fields, Sizes Tallied, Analyzed.- Oil and Gas Journal: p. 87-91, Febr. 15th.
- Kawata, Y. & Fujita, K. (2001): Some Predictions of Possible Unconventional Hydrocarbon Availability Until 2100. - SPE 68755 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Jakarta, Indonesia, (April 17–19, 2001).
- Klett, T.R., Gautier, D.L. & Ahlbrandt, T.S. (2005): An evaluation of the U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000. AAPG Bull. 89: 1033-1042.
- Kortsenshtejn, V.N. (1979): "An estimate of global reserves of gas in the subsurface hydrosphere." Doklady Akademii Nauk SSSR 235: 223-224.
- Kuuskraa, V.A. (2007a): Unconventional Gas-1: Reserves, production grew greatly during last decade. – Oil and Gas Journal 105/33, September 03, 2007, 33-36, 38-39.
- (2007b): Unconventional Gas-2: Resource potential estimates likely to change. – Oil and Gas Journal 105/35, September 17, 2007, 64, 66-71.
- Kuuskraa, V.A., Riestenberg, D. & Ferguson, R. (2007): Unconventional GAS-3: New plays, prospects, resources continue to emerge. – Oil and Gas Journal 105/36, September 24, 2007, 48-55.
- Leblond, D. (2008): Institutes to map European gas shale sites. – Oil and Gas Journal, September 09, 2008, http://orc.pennnet.com/news/news_display.cfm?Section=NEWS&ArticleID=348244

- Marsden, S. (1993): A survey of natural gas dissolved in brine. The future of energy gases. D. G. Howell. 1570: 471-492.
- Massachusetts Institute of Technology (2006): The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century http://www1.eere.energy.gov/geothermal/future_geothermal.html.
- Max, M.D., Johnson, A.H. & Dillon, W.P. (2006): Economic Geology of Natural Gas Hydrate. Springer-Verlag, 374 S.
- Moridis, G.J. & Collet, T. (2003): Strategies for gas production from hydrate accumulations under various geological and reservoir conditions. Report LBNL-52568, Lawrence Berkeley National Lab., Berkeley, 1-49.
- Moridis, G.J. & Collet, T. (2004): Gas Production from Class 1 Hydrate Accumulations. In: Recent Advances in the Study of Gas Hydrates, Taylor, C. & Qwan, J., (Hrsg.), Kluwer Academic/Plenum Publishers (Section I, Chapter 6), 75-88.
- Moritis, G. (2008): SPE: Industry continues tapping unconventional resource potential. – Oil and Gas Journal September 22 (104/8), 2008, http://www.ogj.com/articles/save_screen.cfm?ARTICLE_ID=340310
- OGJ (Oil & Gas Journal) (2007): Worldwide look at reserves and production. 105, 48: 24-25.
- OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) (2008): Annual Statistical Bulletin 2007. Vienna. 136 p.
- Papadopulos, S.S., Wallace, R.H., Jr., Wesselman, J.B., and Taylor, R.E. (1975): Assessment of onshore geopressured-geothermal resources in the northern Gulf of Mexico basin. In: White, D .E. and Williams, D.L., (Eds.) Assessment of geothermal resources of the United States - 1975 : U.S . Geological Survey Circular 726. Reston, VA: 125-146.
- Perrodon, A., Laherrere, J.H. & C.J. Campbell (1998). "The world's non-conventional oil and gas." Petroleum Economist 3: 24-110.
- Qiu, H. (2009): Coalbed Methane Exploration in China. Search and Discovery Article #80038 (2009). http://www.searchanddiscovery.net/documents/2009/80038qiu/ndx_qiu.pdf
- Reeves, S., Koperna, G. & Kuuskraa, V.A. (2007a): Unconventional Gas-4: Technology, efficiencies keys to resource expansion. – Oil and Gas Journal 105/37, October 1, 2007, 46-51.
- Reeves, S., Godec, M. & Kuuskraa, V.A. (2007b): Unconventional Gas-Conclusion: Outlook sees resource growth during next decade. – Oil and Gas Journal 105/43, November 19, 2007, 47-57.
- Research Consortium for Methane Hydrate Resources in Japan (2001): Japan's Methane Hydrate Exploitation Program. <http://www.mh21japan.gr.jp/english/mh21/02keii.html>.
- Rogner, H.-H. (1997): An Assessment of World Hydrocarbon Resources. – Annual Review of Energy and Environment, 22, 217-262.
- Russum, D. (2005): Status of Unconventional Gas in North America. – Canadian Society for Unconventional Gas / Petroleum Technology Alliance Canada 7th Annual Unconventional Gas Symposium.
- Schwimmbeck, R.G. (2008): LNG and Pipeline. Vortrag auf der 3rd Pipeline Technology Conference – 2008, Hannover.
- Sloan, E.D. & Koh, C.A. (2008): Clathrate Hydrates of Natural Gases – Third Edition. CRC Press, Taylor & Francis Group, 721 S.
- Snow, N. (2008): Study: US unconventional gas resources underestimated. – Oil and Gas Journal 106/29, August 04, 2008, 30.

- Steinmann, K. (1999): Erdgas Transport und Verteilung - Gegenwart und Zukunft. Erdöl Erdgas Kohle 115: 517-520.
- Takahashi, H. & Tsuji, Y. (2005): Japan explores for hydrates in the Nankai Trough. Oil & Gas Journal 103, 48-53.
- USGS (U. S. Geological Survey) (2000): World Petroleum Assessment 2000 - Description and Results. USGS Digital Data series DDS-60.
- (2006): USGS Fact Sheet 2006-331.
 - (2008): Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and gas North of the Arctic Circle. USGS Fact Sheet, 2008-3049.
- Wallace, R.H. Jr., Kraemer, T.F., Taylor, R.E., and Wesselman, J.B. (1979): Assessment of geopressured-geothermal resources in the northern Gulf of Mexico basin. In: Muffler, L.J. P., (Ed.) Assessment of geothermal resources of the United States - 1978: U.S. Geological Survey Circular 790. Reston, VA: 132-155.
- Wylie, G., Eberhard, M. & Mullen, M. (2007): Special Report: Unconventional Gas Technology – 1: Advances in fracs and fluid improve tight-gas production. - Oil and Gas Journal 105/47, December 17, 2007: 39-45.

5 Kohle

5.1 Fossiler Pflanzenrückstand mit großem Energiepotenzial

5.1.1 Entstehung der Kohle

Kohlen sind feste, brennbare, fossile Sedimente überwiegend pflanzlichen Ursprungs, die nach ihrer Ablagerung unter Bedeckung diagenetischen Veränderungen unterworfen waren, welche unter Anreicherung von Kohlenstoff verliefen (Pohl, 1992). Kohlen sind also fossile Rückstände von abgestorbenem Pflanzenmaterial. Dieses organische Material wurde in Mooren abgelagert, in denen sich Pflanzenmaterial über lange Zeit akkumulieren und sogenannte Torflager bilden konnte. Mächtige Torflager entstehen, wenn im Moor ein ausreichendes Pflanzenwachstum gegeben war, abgestorbenes Pflanzenmaterial zum Schutz vor Oxidation mit Wasser überdeckt war, geringe Mengen mineralisches Sediment eingetragen wurden und ein konstanter Wasserstand im Moor Überflutung und Austrocknung verhinderte. Letzteres hätte entweder die Einstellung des Pflanzenwachstums oder den organischen Abbau und Oxidationsprozesse des Torfes zur Folge gehabt. Bedeutende Kohlebecken mit großen Kohlemächtigkeiten von mehreren Metern bis 10er Meter mächtige Kohleflöze entstehen aus Torflagern in Mooren in langsam absinkenden Gebieten. Dieses zum Teil weiträumige Absinken ist häufig tektonisch, in wenigen Fällen auch durch Salzablaugung beziehungsweise Salzabwanderung im Untergrund bedingt. Die jährlichen Senkungsraten müssen dabei ungefähr mit dem Moor- und somit dem Pflanzenwachstum Schritt halten. Das vertikale Moorwachstum bewegt sich dabei in etwa zwischen 0,5 mm/a in kühleren Regionen und bis zu 4 mm/a in tropischen Regionen. Je länger ein Torflager relativ ungestört wachsen kann, desto größere Mächtigkeiten erreichen am Ende auch die Kohleflöze. Dabei gilt als Richtzahl, dass aus etwa 6 m Torfmächtigkeit rund 3 m mächtige Braunkohleflöze und etwa 1 m mächtige Steinkohleflöze entstehen (Pohl, 1992). Die Abnahme der Mächtigkeiten vom Torf über die Braun- zur Steinkohle beruht auf den diagenetischen Prozessen, die sich an die Beendigung des Torflagerwachstums anschließen, und vor allem nach der abschließenden Überdeckung des Torflagers durch Sedimentschichten stattfinden. Durch die Druckzunahme der aufliegenden Gesteine wird das enthaltene Wasser zunehmend herausgepresst und mit der Versenkung steigt die Temperatur an. Durch eine Vielzahl von biochemischen und geochemischen Prozessen wird dabei aus dem ehemals lockeren Torf die feste Kohle gebildet. Mit zunehmendem Inkohlungsgrad wandelt sich das biogene Ausgangsmaterial entsprechend der Inkohlungsreihe über Torf, die Braunkohlen- und Steinkohlearten bis hin zum Anthrazit um. Dabei steigen neben dem zuvor erwähnten Kohlenstoffgehalt auch das Vitrinitreflexionsvermögen und der Energieinhalt der Kohlen. Im Gegenzug dazu sinken der Gehalt an flüchtigen Bestandteilen und der Wassergehalt (Abb. 2.4).

Die Bildung der größten Vorkommen und somit Vorräte von Hartkohle erfolgte vor allem in den erdgeschichtlichen Zeitaltern Karbon, Perm und Jura. Weichbraunkohle stammt weltweit vorrangig aus dem Tertiär. Kohlevorkommen werden aus lagigen Kohleflözen gebildet, die vorwiegend in großräumigen, zusammenhängenden Provinzen auftreten. Sie besitzen im Vergleich zur vertikalen Mächtigkeit (Flözmächtigkeit) eine große laterale Ausdehnung. Lateral können sich Kohleflöze über mehrere hundert Kilometer erstrecken, während die Flözmächtigkeit zwischen wenigen Zentimetern bis maximal mehreren zehner Metern schwankt. Kohlenflöze treten in der Regel in Wechsellagerung mit anderen Sedimenten auf.

In Abhängigkeit von den Entstehungsbedingungen können sich so Kohlebecken mit mehreren hundert übereinander liegenden Kohleflözen bilden. Dementsprechend lagert Kohle in unterschiedlichen Teufen. Die Spannweite reicht von der Geländeoberfläche bis zu mehreren tausend Metern Teufe. Die weltweit untersuchten Kohlevorkommen, für die ebenfalls Vorratsberechnungen und Abschätzungen vorgenommen wurden, befinden sich in Teufen bis zu 2000 m. Wirtschaftliche Vorkommen lagern selten tiefer als 600 m.

Der überwiegende Teil der heutigen Kohleförderung stammt aus Kohlebecken, die entweder dem Plattformtyp oder dem Geosynklinaltyp zugeordnet werden. Kohlebecken des Plattformtyps bildeten sich auf sogenannten Schilden, die langsam und sehr lang anhaltend abgesenkt werden. Charakteristisch dafür sind relativ wenige, dafür aber sehr mächtige und ungestörte Flöze in flacher Lagerung mit großer horizontaler Erstreckung. Die Kohlelagerstätten und Kohlebecken Südafrikas und Indiens mit den Gondwana-Kohlen des Oberkarbon bis Perm, das riesige sibirische Tunguska-Becken (Pohl, 1992) sowie die Mehrheit der im Norden Chinas auf dem Sinischen Schild lagernden Kohlevorkommen sind typische Vertreter dieses Typs (Abb. 5.1).

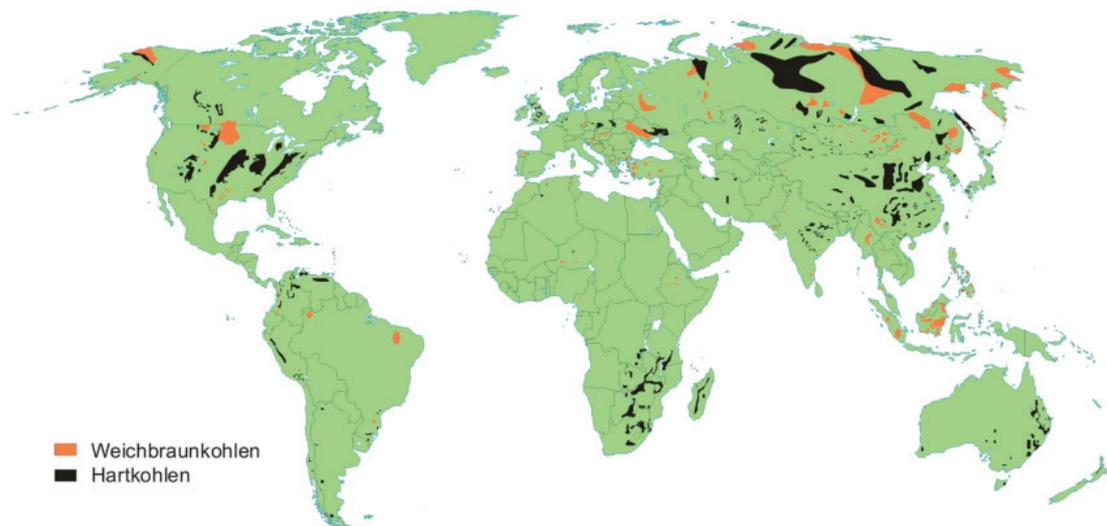


Abbildung 5.1: Geographische Lage der bedeutendsten Kohlevorkommen der Welt.

Kohleflöze des Geosynklinaltyps entstanden in rasch absinkenden Trögen im Gebirgsvorland. Charakteristisch sind schräg bis steil einfallende, gefaltete Flöze in oft Tausenden von Metern mächtigen Schichtfolgen. Diese Kohlebecken enthalten meist eine große Anzahl von unregelmäßig sowie geringmächtig ausgebildeten Flözen. Bekannte Vertreter dieses Geosynklinaltyps sind das deutsche Ruhrbecken sowie Kohlelagerstätten in den Appalachen der USA.

5.1.2 Zusammensetzung und Eigenschaften von Kohle

Kohle setzt sich aus Mazeralen, dem organischen Pendant zu Mineralen, und Verunreinigungen, die auch als Berge- oder Zwischenmittel bezeichnet werden, zusammen. Die Verunreinigungen bestehen meist aus Tonen, Schiefen oder Sandsteinen und bilden den nicht brennbaren und damit unerwünschten Bestandteil von Kohlen (Pohl, 1992). Kohlen sind

somit heterogene Gemenge unterschiedlicher organischer Substanzen und anorganischen Materials, insbesondere Wasser und mineralischer Beimengungen. Der Kohlenstoffgehalt, gemessen an der wasser- und aschefreien Substanz, liegt bei Weichbraunkohle zwischen 60 und 70 %. Der von Hartkohle kann bei Anthrazit bis zu 97 % erreichen. Bei höheren Kohlenstoffgehalten liegt Graphit vor, der beispielsweise als Schmiermittel eingesetzt werden kann. Je nach Ablagerungsmilieu kann Kohle erhöhte Gehalte an Schwefel und Chloriden enthalten. Erhöhte Schwefelgehalte generieren bei der Verbrennung entsprechend höhere Schwefeldioxidemissionen. Aus diesem Grund enthält die im Handel erhältliche Kohle selten mehr als 1 % Schwefel. Chloride können bei der Verbrennung zu schädlichen Verkrustungen und Ablagerungen in den Kesseln führen, weshalb auch hier geringe Gehalte gefragt sind.

Während Weichbraunkohle weich, mit dem Messer schneidbar ist und in der Regel eine bräunliche Farbe besitzt, ist Hartkohle fest und schwarzbraun bis anthrazitfarben und hat eine Dichte zwischen 1,2 und 1,45 g/cm³. Torf als Brennstoff besitzt heute nur noch sehr geringe, regionale Bedeutung. Die Anwendung von Torf findet sich verstärkt im Garten- und Landschaftsbau. Daher wird auf Torf in seiner Bedeutung als Energierohstoff im Weiteren nicht eingegangen.

5.1.3 Welche Kohle für welche Verwendung?

In Abhängigkeit vom Verwendungszweck wird Kohle in energetische und verkockbare Kohle unterschieden. Die energetische Kohle umfasst Weichbraunkohle und den Großteil der Hartkohlearten (Abb. 5.2). Die Verstromung von Weichbraunkohle erfolgt aufgrund des großen Wassergehaltes sowie des relativ geringen Energieinhaltes und der damit verbundenen hohen Transportkosten in der Regel gleich am Ort der Gewinnung.

| Einteilungen und Klassifikationen | Zunehmender Inkohlungsgrad → | | | |
|---|---|----------------------------|-------------------|-------------------------|
| | International übliche Einteilung | Weichbraunkohlen (lignite) | | Hartkohlen (hard coals) |
| Deutschland und östliche Länder | Braunkohlen | | Steinkohlen | Anthrazit |
| Englischsprachiger Raum | Weichbraunkohlen | Subbituminöse Kohlen | Bituminöse Kohlen | Anthrazit |
| International Classification of in-Seam Coals (UN-ECE 1998) | Weichbraunkohlen | Subbituminöse Kohlen | Bituminöse Kohlen | Anthrazit |
| Handelsübliche Einteilung nach Verwendungszweck | Kraftwerkskohlen | | Kraftwerkskohlen | |
| | | | Kokskohlen | Anthrazit |
| | | | PCI-Kohlen | PCI-Kohlen |

Abbildung 5.2: Vergleich gebräuchlicher Einteilungen und Klassifikationen von Kohle gemäß dem Inkohlungsgrad (siehe auch Abb. 2.4).

Energetisch nutzbare Hartkohle, die als Kessel- oder Kraftwerkskohle (Steam oder Thermal Coal) bezeichnet wird, ist aufgrund ihres höheren Energieinhaltes besser für den kostspieligen Transport zum Verbraucher geeignet. Der dominierende Qualitätsparameter für Kraftwerkskohlen ist ein möglichst hoher Heizwert. Neben geringen Schwefel- und Chlorgehalten ist weiterhin ein geringer Energieaufwand zum Zerkleinern der Kohle, die sogenannte Mahlbarkeit, vorteilhaft, da in Kraftwerken vor allem fein aufgemahlene Kohle eingesetzt wird. Bei der als Hochofeneinblaskohle (Pulverized Coal Injection, PCI-Kohle) bezeichneten Kohle handelt es sich meist um niedrigflüchtige Kraftwerkskohle, die fein aufgemahlen zunehmend als Reduktionsmittel bei der Roheisenproduktion an Bedeutung gewinnt (IEA, 2006). An Koks kohlen (Coking Coals) werden im Gegensatz zu den Kraftwerkskohlen deutlich höhere Qualitätsanforderungen gestellt. Die in den Kokereien eingesetzten hochqualitativen Koks kohlen (Hard Coking Coals) müssen sowohl asche- wie auch schwefelarm sein und vor allem entsprechende verkokungstechnische Eigenschaften wie das Backvermögen besitzen.

5.1.4 Kohle als Energielieferant weltweit

Kohle ist derzeit nach Erdöl mit Blick auf den Verbrauch der zweitwichtigste Energierohstoff der Welt. Aufgrund des massenhaften Vorkommens und der weltweiten Verteilung im Vergleich zu anderen Energierohstoffen gilt sie als wichtiges Element der Versorgungssicherheit im Energierohstoffsektor. Das verbleibende Potenzial an Kohle, also die Gesamtressourcen aus Reserven und Ressourcen, wird von der BGR für Ende 2007 auf rund 21 Bill. t geschätzt. Davon entfallen mit 16 404 Gt rund 79 % auf Hartkohle und die verbleibende Menge von 4345 Gt auf Weichbraunkohle. Weichbraunkohle und Hartkohle zusammen verfügen von allen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen mit Anteilen von rund 55 %, entsprechend 722 Gt SKE, an den Reserven und rund 76 %, also 14 866 Gt SKE, an den Ressourcen über das größte Potenzial. Dieses ist ausreichend, um den absehbaren Bedarf für viele Jahrzehnte zu decken.

Kohle nahm 2007 mit einem Anteil von rund 30 % (Hartkohle 28 %, Weichbraunkohle 2 %) am weltweiten Primärenergieverbrauch die zweite Stelle hinter Erdöl mit einem Anteil von etwa 36 % ein. Kohle wird heute vorrangig für die Verstromung in Kraftwerken im Grund- und Mittellastbereich eingesetzt. Bei der weltweiten Stromerzeugung (brutto) war Kohle 2006 mit einem Anteil von 40 % (7620 TWh) der wichtigste Energierohstoff (IEA, 2008a). Dabei handelt es sich global betrachtet vor allem um Hartkohle, welche Hartbraunkohle, Steinkohle und Anthrazit umfasst (Abschnitt 2.3.3). Von den 2007 weltweit geförderten rund 5,5 Gt Hartkohle entfielen etwa 4,77 Gt auf Kraftwerkskohle und nur 0,77 Gt auf die für die heutige Stahlproduktion unverzichtbare Koks kohle (IEA, 2008b). Von der ebenfalls fast ausschließlich in Kraftwerken zum Einsatz kommenden, gegenüber Hartkohle aber durch einen geringeren Energieinhalt gekennzeichneten Weichbraunkohle wurden 0,98 Gt gefördert.

Moderne Kraftwerkstechnologien erreichen heute Wirkungsgrade von bis zu 45 % und tragen damit dazu bei, CO₂-Emissionen zu senken. Die künftige Entwicklung des Anteils der Kohle an der Primärenergieerzeugung in vielen Industrieländern wird auch davon abhängen, inwiefern und zu welchen Kosten die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) entwickelt, eingeführt und umgesetzt werden kann (Infobox 7). In aufstrebenden Schwellenländern dürfte der Verbrauch von Kohle zumindest kurz- und mittel-

fristig relativ unabhängig von der CCS-Entwicklung gesteigert werden. Neue und effizientere Technologien im Bereich der über- und untertägigen Vergasung und der Verflüssigung von Kohle (Infobox 8) sowie die Intensivierung der energetischen Nutzung von Methan als Kohlebegleitgas eröffnen dem Primärenergieträger Kohle neue Nutzungswege.

5.2 Hartkohle

5.2.1 Gesamtressourcen Hartkohle, regionale Verteilung

Die Gesamtressourcen an Hartkohle Stand 2007 werden auf 16 404 Gt geschätzt und teilen sich auf in 4,4 %, entsprechend 729,5 Gt Reserven und 95,6 %, also rund 15 675 Gt Ressourcen. Regional ist Hartkohle im Vergleich zu Erdöl und Ergas recht gleichmäßig auf den Kontinenten verteilt (Abb. 5.3). In Nordamerika lagern mit rund 6870 Gt (41,9 %) die weltweit größten Gesamtressourcen an Hartkohle, gefolgt von den Regionen Austral-Asien mit 34,9 % und der GUS mit 18,3 %. Von den verbleibenden rund 664 Gt befindet sich der überwiegende Teil in Europa (Abb. 5.4).

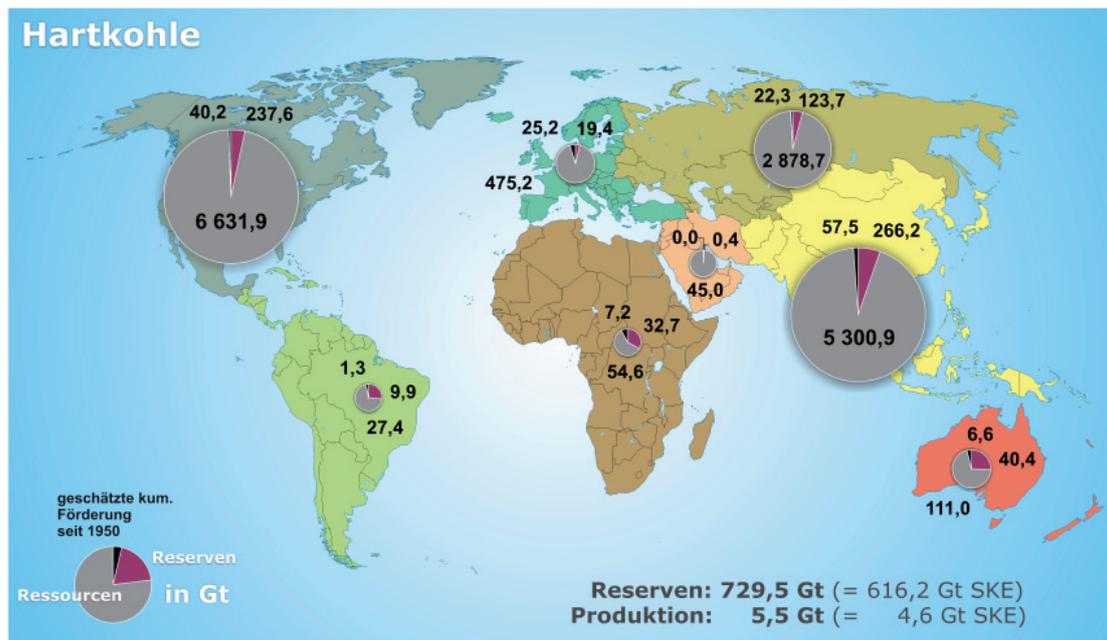


Abbildung 5.3: Regionale Verteilung der Reserven, Ressourcen und der geschätzten kumulierten Förderung seit 1950 von Hartkohle Ende 2007.

Nach Ländern lagern die bedeutendsten Gesamtressourcen in den USA mit rund 6720 Gt (41 %) gefolgt von der VR China mit 31,6 % und Russland mit 16,7 % (Abb. 5.4). Diese drei Länder verfügen damit zusammen über 89 % der derzeit bekannten Gesamtressourcen an Hartkohle. Alle weiteren Länder weisen Anteile im einstelligen Prozentbereich auf. In Relation zu der jeweiligen Landesförderung stellen diese vergleichsweise geringen Gesamtressourcen jedoch noch immer sehr große Mengen dar. Deutschland belegt bei den Gesamtressourcen an Hartkohle mit rund 83 Gt den zehnten Rang.

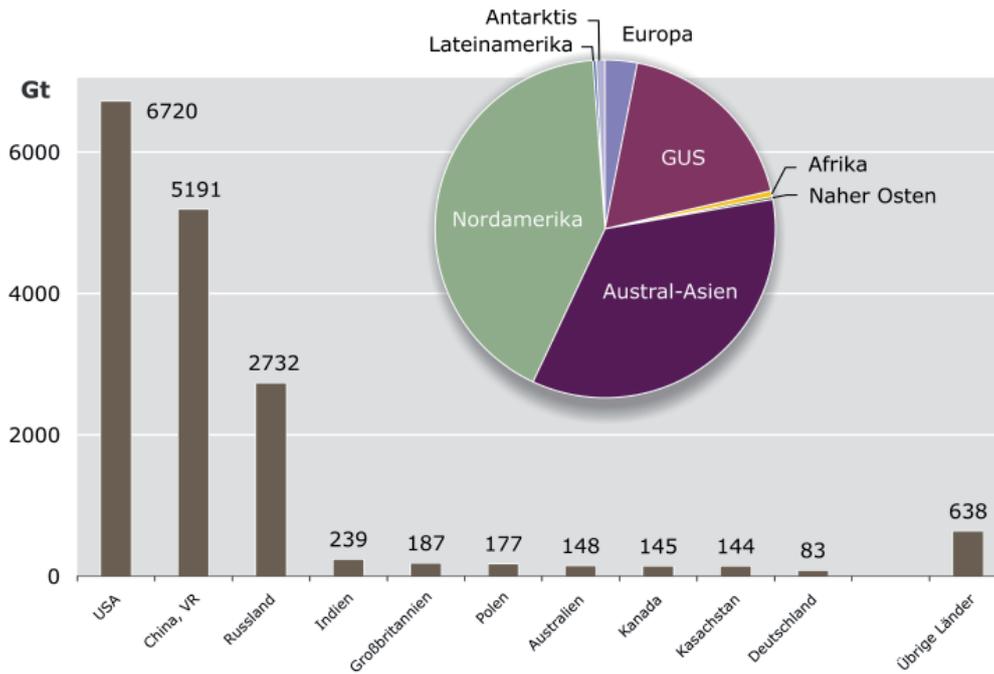


Abbildung 5.4: Gesamtrössourcen an Hartkohle (insgesamt 16 404 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

5.2.2 Hartkohlereserven

Nach Regionen konzentrieren sich die Hartkohlereserven mit zusammen 91,6 % auf Austral-Asien, Nordamerika und die GUS. Mit 306,6 Gt lagern 42 % in Austral-Asien, wozu vor allem die VR China, Indien und Australien mit zusammen rund 297 Gt etwa 96,7 % beitragen (Abb. 5.5). über die zweitgrößten Hartkohlereserven in Höhe von 237,6 Gt (32,6 %) verfügt Nordamerika. Hier halten die USA allein 97,6 % der Reserven. Die GUS folgt mit 17 % (123,7 Gt) auf Platz drei. Hier liegen die größten Reserven in Russland mit 69,9 Gt, der Ukraine mit 32 Gt und Kasachstan, 18,9 Gt. Geringere aber ebenfalls bedeutende Hartkohlereserven weisen die Regionen Afrika mit 32,7 Gt, Europa mit 19,4 Gt und Lateinamerika mit rund 9 Gt auf. Im Nahen Osten befinden sich nur geringe Hartkohlereserven (0,4 Gt).

5.2.3 Hartkohleressourcen

Wie bei den Hartkohlereserven konzentriert sich mit 95,2 % der Großteil der weltweiten Hartkohleressourcen auf die Regionen Nordamerika, Austral-Asien und die GUS (Abb. 5.6). Mit rund 6632 Gt (42,3 %) dominiert Nordamerika die Rössourcen, die hier aber überwiegend in den noch gering erschlossenen Gebieten Alaskas lagern. Die Hartkohleressourcen Austral-Asiens betragen 5412 Gt (34,5 %). Davon belaufen sich die Hartkohleressourcen Asiens mit 5301 Gt allein auf 33,8 % der globalen Rössourcen. Auf die Region Ozeanien mit dem seit Jahren größten Hartkohle-Exportland Australien entfällt die vergleichsweise relativ geringe Menge von rund 109 Gt. Von den asiatischen Hartkohleressourcen befindet sich mit 5010 Gt der weit überwiegende Teil in der VR China (Abb. 5.6).

Die GUS-Region verfügt mit 2879 Gt (18,4 %) ebenfalls über große Hartkohleressourcen. Diese liegen allerdings zu über 80 % in den vielfach noch unerschlossenen Gebieten Sibiriens. Auch in Europa lagern mit rund 475 Gt (3 %) noch bedeutende Rössourcen. In den

übrigen Regionen befinden sich dagegen nur sehr geringe Mengen mit einem Anteil von jeweils maximal 1 % (Abb. 5.6).

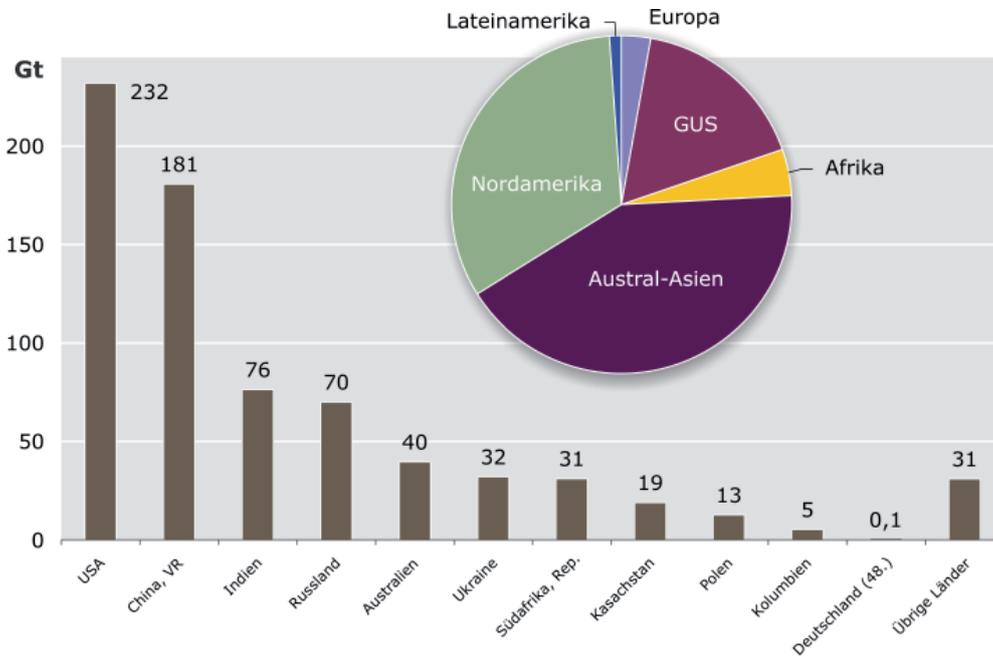


Abbildung 5.5: Hartkohlereserven (insgesamt 729,5 Gt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

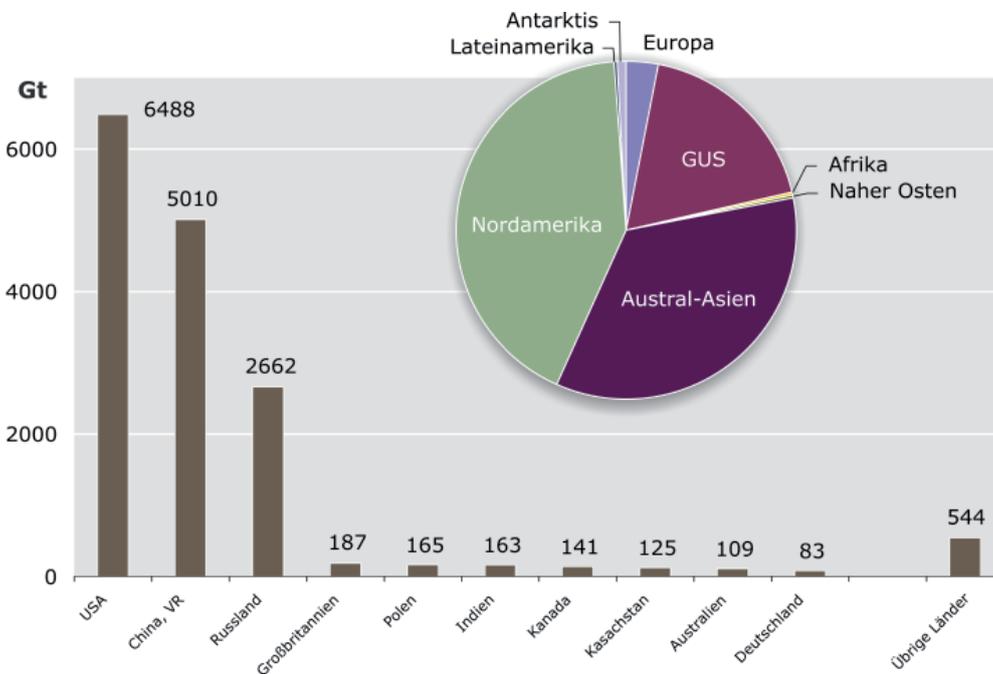


Abbildung 5.6: Hartkohleressourcen (insgesamt 15 675 Gt) der zehn wichtigsten Länder und Verteilung nach Regionen 2007.

Die vergleichsweise geringen Reserven- und Ressourcenmengen an Hartkohle in den Regionen Lateinamerika und Afrika sind nur eingeschränkt durch die jeweiligen geologischen Bildungsbedingungen für Kohle in diesen Regionen zu erklären. Vielmehr muss in diesen Regionen – abgesehen von Südafrika – auch der historisch gewachsene Nutzungsgrad von Kohle berücksichtigt werden. Aufgrund der im Vergleich zu Europa und Nordamerika relativ geringen und erst in den letzten Jahrzehnten begonnenen verstärkten Nutzung von Kohle, bestand hier bisher nur ein geringer Bedarf an Kohleexploration. Künftig ist auch in diesen Regionen dank der in den vergangenen Jahren gesteigerten Explorationsbemühungen mit einer Erhöhung der Kohlereserven und -ressourcen zu rechnen.

5.2.4 Hartkohleförderung

Hartkohle wird im Tage- und Tiefbau gewonnen. Die Tagebauförderung ist dabei die kostengünstigere Alternative, da hier bei Einsatz von Großgeräten (Abb. 5.7) mit weniger Personal eine wesentlich höhere Förderleistung erbracht werden kann. Das wichtigste Kriterium für eine wirtschaftliche Gewinnung im Tagebau bildet das Verhältnis von Abraum zu Kohle (A:K-Verhältnis in m^3/t). Bei Flözen in geringen Teufen bis maximal ungefähr 200 m sowie einem günstigen A:K-Verhältnis überwiegt daher die Gewinnung von Hartkohle im Tagebau.

Mehr als die Hälfte der weltweit geförderten Hartkohle stammt allerdings aus der Tiefbauförderung. Dies ist vor allem auf den hohen Tiefbauförderanteil an der chinesischen Hartkohleförderung von rund 95 % zurückzuführen (Schmidt, 2007). Die bei der Tiefbauförderung vorherrschenden Gewinnungsmethoden sind der sogenannte Strebbau, oder langfrontartige Abbau und der Kammer-Pfeiler-Bau. Die Hartkohleförderung im Tiefbau erfolgt größtenteils in Teufen oberhalb 500 m. Vor allem in Revieren, in denen die Hartkohle seit mehr als 100 Jahren in großem Umfang gefördert wird, können auch wesentlich größere mittlere Gewinnungsteufen erreicht werden. Dazu zählen vor allem die europäischen Kohlebecken wie das polnische Oberschlesische Becken mit einer mittleren Gewinnungsteufe von rund 800 m, das ukrainisch/russische Donezkbecken mit etwa 720 m und das deutsche Ruhrbecken mit 1145 m. Die fortschreitende Mechanisierung im Tiefbau konnte die Produktivität in den letzten Jahrzehnten erheblich steigern. Gleichzeitig ging dadurch allerdings auch die Lagerstättenausnutzung zurück, da der Abbau von geringmächtigen Flözen zunehmend unrentabel wurde. Insbesondere der Einsatz von immer größeren und stärkeren Gewinnungsmaschinen im langfrontartigen Abbau, wie Walzenschrämlader und Hobel, erfordert möglichst mächtige, wenig gestörte und flach gelagerte Flöze.

Bei den angegebenen Zahlen zur Hartkohleförderung handelt es sich in der Regel um die verwertbare Hartkohleförderung. Im Gegensatz zur Rohkohleförderung (Abb. 5.7) bezieht sich die verwertbare Förderung auf das verkaufsfähige Produkt, welches oftmals bereits einer Aufbereitung unterzogen wurde, um den Qualitätsanforderungen der jeweiligen Abnehmer zu entsprechen. Die nur in Deutschland übliche Angabe in Tonnen verwertbare Förderung (t v.F.) ermöglicht den Vergleich der Förderung verschiedener deutscher Bergwerke unabhängig von den geförderten Kohlequalitäten. Diese zu Vergleichszwecken normierten Fördermengen fallen durchschnittlich 10 % geringer aus als die tatsächlich verkaufsfähige Produktion (BGR, 2005). Dies wurde beim Vergleich der deutschen Mengen mit der Förderung anderer Länder berücksichtigt.



Abbildung 5.7: Hartkohleförderung (Rohkohle) per Seilbagger und LKW (Truck and Shovel) im Tagebau Baganuur/Mongolei.

Die weltweite Hartkohleförderung belief sich 2007 auf rund 5523 Mt. Mit 3581 Gt wurden nahezu zwei Drittel dieser Förderung in Austral-Asien erbracht, gefolgt von Nordamerika mit 18,8 % und der GUS mit 7,4 %. Die übrigen vier Regionen Afrika, Europa, Lateinamerika und der Nahe Osten trugen zusammen weniger als 10 % zur Hartkohleförderung bei (Abb. 5.8, Tab. 5.1). Die drei größten Hartkohle-Förderländer 2007 waren die VR China mit einem Anteil von 44,9 % (2479 Mt), die USA mit 17,5 % (968 Mt) und Indien mit 8,2 % (rund 452 Mt). Damit stammten mehr als 70 % der globalen Hartkohleförderung aus nur drei Ländern (Abb. 5.8). Der mit Abstand überwiegende Teil der Förderung dieser drei Länder wird im eigenen Land verbraucht (Abschnitt 5.2.5). Auf den folgenden Rängen stehen mit Australien, der Republik Südafrika, Russland und Indonesien die vier derzeit bedeutendsten Hartkohle-Exportländer (Abschnitt 5.2.8). Das bedeutendste europäische Hartkohle-Förderland 2007 war Polen mit rund 88 Mt (weltweit auf Rang neun), was mehr als die Hälfte der EU-27-Hartkohleförderung in Höhe von 159,1 Mt ausmachte. Weitere in Europa wichtige Hartkohle-Förderländer waren 2007 Deutschland mit 24,2 Mt, Großbritannien mit 16,8 Mt und die Tschechische Republik mit 13,1 Mt.

Ein Überblick über die Hartkohleförderung und zugleich den Hartkohleverbrauch, die Koks-erzeugung und den Kohlehandel, differenziert nach den beiden Hauptverwendungszwecken Kraftwerks- und Koks- Kohle, ist nur möglich unter Bezug auf Statistiken anderer Institutionen. Dabei handelt es sich vor allem um die Internationale Energieagentur (IEA), die Statistik der Kohlenwirtschaft (SdK) und den Verein der Kohlenimporteure (VDKI). Bedingt durch Unterschiede in der Datenaufnahme können dabei Differenzen zwischen den BGR-Daten und den Daten der anderen Institutionen auftreten. Diese Differenzen sind in der Regel nur sehr gering, maximal im einstelligen Prozentbereich. Sie basieren vorrangig auf der Verwendung von verschiedenen Quellen sowie Abschätzungen und resultieren zudem aus

der Problematik der unterschiedlichen Zuordnung zu Kraftwerks- und Koks-kohle aufgrund unterschiedlicher nationaler Kohleklassifikationen (Abschnitt 2.3.3).

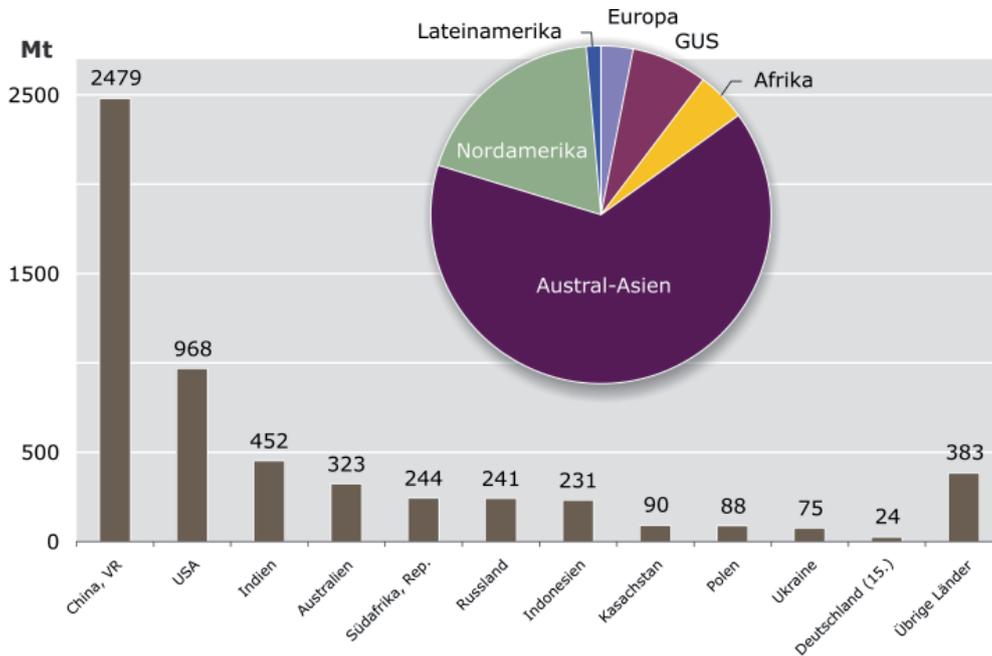


Abbildung 5.8: Hartkohleförderung (insgesamt 5523 Mt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Nach IEA-Angaben entfielen 2007 rund 86 % der weltweiten Hartkohleförderung in Höhe von 5,54 Gt auf Kraftwerkskohle und lediglich rund 14 % auf Koks-kohle (IEA, 2008b). Die qualitativ hochwertige und auf dem Weltmarkt begehrte Koks-kohle wird nur in relativ wenigen Ländern gefördert, vor allem in Australien, Kanada und den USA. Der mit Abstand größte Koks-kohleförderer ist allerdings die VR China, wo 2007 mit 356 Mt rund 46 % der Koks-kohle produziert wurden. Australien ist bereits seit geraumer Zeit der zweitgrößte Koks-kohleförderer und förderte 2007 etwa 142 Mt. Der Koks-kohleanteil an der australischen Hartkohleförderung fällt im Vergleich zu allen anderen bedeutenden Förderländern überproportional hoch aus und betrug 2007 fast 44 %.

Der derzeit drittgrößte Koks-kohleförderer ist Russland mit einer Fördermenge von rund 62 Mt. Diese drei Länder zusammen produzierten 2007 fast drei Viertel (72,8 %) der weltweiten Koks-kohle-Fördermenge. Während die VR China und Russland aufgrund hohen Eigenbedarfs die Koks-kohle zum überwiegenden Teil im eigenen Land verbrauchen, exportiert Australien momentan mehr als 90 %. Von Deutschlands Hartkohleförderung in Höhe von 24,2 Mt entfielen 2007 rund 13,8 Mt, entsprechend 57 % der gesamtdeutschen Hartkohleförderung, auf Koks-kohle (IEA, 2008b). Lediglich knapp 18 % (4 Mt v.F.) der deutschen Hartkohleförderung wurden von der Stahlindustrie verbraucht, während der überwiegende Teil in Kraftwerken und untergeordnet im Wärmemarkt abgesetzt wurde (RAG AG, 2008). Die Gründe dafür liegen vermutlich sowohl bei unzureichenden Koks-kohlequalitäten als auch in den langfristigen Lieferverträgen mit Kraftwerken.

Die **Förderentwicklung von Hartkohle** zeigt in den letzten 30 Jahren eine Verdoppelung auf 5,5 Gt (Tab. 5.1). Insbesondere seit dem Beginn des neuen Millenniums bewegen sich die

jährlichen Zuwachsraten der globalen Hartkohleförderung zwischen fünf und neun Prozent. Diese Zuwachsraten liegen erheblich über dem sonst üblichen Zehnjahrestrend von durchschnittlich 2,6 % (IEA, 2006). Die Entwicklung der Hartkohleförderung in dem Betrachtungszeitraum lässt sich in drei Phasen einteilen: 1.) allmählicher Anstieg der Förderung bis zum Zusammenbruch des Ostblocks 1990, 2.) Seitwärtsbewegungen in den 1990er Jahren und 3.) rapider Anstieg der Förderung nach Überwindung der Asienkrise ab 2000. Auffällig ist dabei die Vervierfachung der Förderung in Austral-Asien in den letzten dreißig Jahren (Tab. 5.1), vor allem bedingt durch die Ausweitung der Förderung in der VR China, in Indien, Australien (Tab. 5.2) und in Indonesien. Diese vier Länder zusammen erbrachten 2007 rund 97 % (3,5 Gt) der Förderung Austral-Asiens. Allein seit 1999 verdoppelte sich die Hartkohleförderung in dieser Region bedingt durch den stark gestiegenen Bedarf an Energie.



CO₂ aus der Kohleverbrennung - Potenzial für Deutschland?

Eine große Herausforderung besteht darin, Kohle als einen der weltweit wichtigsten fossilen Energieträger möglichst so einzusetzen, dass Emissionen von Kohlendioxid minimiert werden. Die Abscheidung und anschließende Speicherung des bei der Verbrennung anfallenden Kohlendioxids (CO₂) könnte hier einen wesentlichen Beitrag leisten. Technisch kann es möglich sein, 20 bis 40 % des globalen CO₂-Ausstoßes bis 2050 durch CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture Storage, CCS) zu vermeiden. CCS ist nicht nur bei Kohlekraftwerken möglich, sondern auch für andere CO₂-emittierende Industriebranchen wie die Stahl- oder Chemieindustrie.

Die CO₂-Abscheidung in Kohlekraftwerken findet entweder vor, während oder nach der Verbrennung der Kohle statt. Aus den bislang vorliegenden Kostenanalysen lassen sich keine eindeutigen Präferenzen für ein bestimmtes Verfahren ableiten. Zu beachten ist die Verschlechterung des Wirkungsgrades der Kraftwerke durch CCS. Für den Transport sowie die Lagerung kann das CO₂ verflüssigt und durch Rohrleitungen oder in Tankern zur Speicherstätte befördert werden. Als Speicherorte kommen ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten, salzwasserführende Gesteinsschichten und möglicherweise Kohleflöze in Frage.

In Deutschland kommen als CO₂-Speicher primär ehemalige Erdgasfelder und tiefe salzwasserführende Gesteinsschichten in Frage. Speicherorte befinden sich insbesondere im norddeutschen Raum etwa nördlich einer gedachten Linie zwischen Berlin und Hannover bis in die Nordsee und Ostsee hinein. Das Molassebecken nördlich der Alpen hat nur ein geringes Potenzial in vergleichsweise kleinen Strukturen und auch die Saar-Nahe-Senke und das Thüringer Becken sind aus geologischen Gründen nur bedingt geeignet. Im Oberrheingraben schränkt die erhöhte Erdbebengefährdung die Möglichkeiten für CCS stark ein.

Für die Implementierung der CCS-Technologie in Deutschland und in anderen Ländern werden derzeit die energie- und klimapolitischen Weichen gestellt. Bisher befindet sich die CO₂-Abscheidung und Speicherung noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Für eine endgültige Beurteilung der industriellen Anwendungsmöglichkeit müssen Demonstrationsprojekte im Industriemaßstab durchgeführt werden.

Im Gegensatz zum weltweiten Trend ist in Europa die Hartkohleförderung in den letzten dreißig Jahren stark rückläufig. Während Ende der 1970er Jahre noch fast ein Fünftel der weltweiten Hartkohleförderung aus Europa stammte, waren es im Jahre 2007 nur noch 3 % der globalen Förderung (Tab. 5.1). Dies entspricht einer Reduktion der europäischen Förderung um zwei Drittel auf rund 166 Mt. Auch die Hartkohleförderung in der GUS verringerte sich dramatisch nach dem politisch-wirtschaftlichen Umbruch in den 1990er Jahren aufgrund des stark gesunkenen Bedarfs. Mittlerweile ist die Nachfrage nach Hartkohle und in der Folge auch die Förderung in der GUS wieder gestiegen, was aber zum überwiegenden Teil auf die gestiegenen Hartkohle-Exporte aus dieser Region zurückzuführen ist. Die derzeitige Förderung liegt aber noch deutlich unter dem Niveau der 1980er Jahre (Tab. 5.1).

Tabelle 5.1: Förderentwicklung nach Regionen von 1978 bis 2007 (WEC, 1980; BGR, 1989, 2003).

| Region | Hartkohleförderung in Mt (Anteil der Region an der jeweiligen Jahresweltförderung) | | | | Veränderung 1978/2007 (%) |
|---------------|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | 1978 | 1987 | 1999 | 2007 | |
| Europa | 491,8 (18,4 %) | 589,5 (16,6 %) | 277,5 (7,8 %) | 165,8 (3,0 %) | - 66 |
| GUS | 572,0 (21,4 %) | 594,5 (16,7 %) | 256,0 (7,2 %) | 407,2 (7,4 %) | - 29 |
| Afrika | 96,7 (3,6 %) | 182,6 (5,1 %) | 231,1 (6,5 %) | 249,3 (4,5 %) | + 158 |
| Naher Osten | 1,0 (0,0 %) | 1,3 (0,0 %) | 0,9 (0,0 %) | 2,0 (0,0 %) | + 100 |
| Austral-Asien | 895,2 (33,5 %) | 1339,8 (37,7 %) | 1763,2 (49,8 %) | 3581,1 (64,8 %) | + 300 |
| nur Asien | 821,5 (30,8 %) | 1188,7 (33,5 %) | 1535,2 (43,3 %) | 3253,5 (58,9 %) | + 296 |
| Nordamerika | 604,0 (22,6 %) | 820,4 (23,1 %) | 964,5 (27,2 %) | 1037,8 (18,8 %) | + 72 |
| Lateinamerika | 9,6 (0,4 %) | 24,7 (0,7 %) | 50,0 (1,4 %) | 79,6 (1,4 %) | + 733 |
| WELT | 2670,2 (100 %) | 3552,8 (100 %) | 3543,2 (100 %) | 5522,7 (100 %) | + 107 |

Von 1980 bis 2007 fiel laut IEA (2008b) der Anstieg der Kraftwerkskohleförderung von 2,270 Gt auf 4,773 Gt (+ 110 %) wesentlich höher aus als der Anstieg bei der Koks Kohle von 0,531 Gt auf 0,769 Gt (+ 45 %). Insgesamt entfielen 2007 somit rund 86 % der weltweiten Hartkohleförderung auf Kraftwerkskohle und lediglich 14 % auf Koks Kohle (Abb. 5.9). Die enorme Ausweitung der Kraftwerkskohleförderung ist dabei vor allem auf den stark gestiegenen weltweiten Energiebedarf vorrangig für die Stromerzeugung zurückzuführen. So stieg der weltweite Elektrizitätsverbrauch zwischen 1980 und 2006 um rund 130 % auf 15 655 TWh. Davon entfiel 2006 mit rund 58 % der überwiegende Teil auf die OECD-Staaten, gefolgt von der VR China und Indien, die zusammen 18 % verbrauchten (IEA, 2008c).

Obwohl sich die Roheisenproduktion aus Hochöfen zwischen 1980 und 2007 auf etwa 946 Mt verdoppelt hat (World Steel Association, 2009), stieg die für die Produktion von Roheisen notwendige Erzeugung von Koks nur um etwas mehr als die Hälfte (Abschnitt 5.2.6). Damit liegt der Zuwachs bei der weltweiten Kokerzeugung in der Größenordnung des Anstiegs der

Förderung von Koks­kohle, aus welcher Koks erzeugt wird. Der im Vergleich zur Roheisen­produktion nur geringe Anstieg bei der Kokserzeugung ist in erster Linie auf den verringerten Einsatz von Koks für die Produktion je Tonne Roheisen zurückzuführen. So wurden 1980 in den Ländern der EU-15 noch rund 500 kg Koks (trocken) benötigt, 2006 nur noch 349 kg (SdK, 1990; Ameling, 2007). Dies entspricht einer Reduzierung um rund 30 %. Koks dient heute vorrangig als Stützmittel in modernen Hochöfen. Die Funktionen als Energielieferant und Reduktionsmittel werden zunehmend durch Hochofeneinblaskohle (PCI-Kohle) und Schweröl übernommen.

Tabelle 5.2: Förderentwicklung der fünf größten Hartkohle-Förderländer des Jahres 2007 von 1978 bis 2007 (WEC, 1980; BGR, 1989, 2003).

| Land | Hartkohleförderung in Mt (Anteil des Landes an der jeweiligen Jahresweltförderung) | | | | Veränderung 1978/2007 (%) |
|-----------------|---|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------------------|
| | 1978 | 1987 | 1999 | 2007 | |
| China, VR | 620,9 (23,3 %) | 888,5 (25,0 %) | 1045,0 (29,5 %) | 2479,2 (44,9 %) | + 299 |
| USA | 572,0 (21,4 %) | 763,3 (21,5 %) | 919,6 (26,0 %) | 967,9 (17,5 %) | + 69 |
| Indien | 101,3 (3,8 %) | 178,5 (5,0 %) | 292,2 (8,2 %) | 451,6 (8,2 %) | + 346 |
| Australien | 71,8 (2,7 %) | 149,0 (4,2 %) | 225,0 (6,4 %) | 323,0 (5,8 %) | + 350 |
| Südafrika, Rep. | 90,4 (3,4 %) | 176,5 (5,0 %) | 222,3 (6,3 %) | 243,6 (4,4 %) | + 169 |
| <i>Summe</i> | 1456,3 (54,5 %) | 2155,8 (60,7 %) | 2704,1 (76,3 %) | 4465,2 (80,9 %) | |
| <i>WELT</i> | 2670,2 (100 %) | 3552,8 (100 %) | 3543,2 (100 %) | 5522,7 (100 %) | + 107 |

Bei den **größten Hartkohlefördergesellschaften** zeigen sich trotz der regional breiten Streuung der Kohlevorkommen Konzentrationstendenzen. Da die in China, den USA und Indien geförderte Hartkohle vor allem im eigenen Land verbraucht wird, konzentrieren sich 30 % der seewärtig gehandelten Kraftwerkskohle und sogar 47 % der seewärtig gehandelten Koks­kohle auf die sogenannten Big Four (Wodopia, 2009). Zu diesen vier Unternehmen, auch RBXA-Gruppe genannt, gehören Rio Tinto, BHP Billiton, Xstrata/Glencore International und Anglo Coal (Tab. 5.3).

Der Weltmarktanteil der zehn größten Konzerne betrug 2005 nach Umsatz bei den Kraftwerkskohlen 62 % und bei den Koks­kohlen 71 % (VDI, 2006). Damit lag die Kohleindustrie zu diesem Zeitpunkt im Mittelfeld der Rohstoffbranche, deren höchste Konzentrationsgrade bei den Eisenerzen (97 %) und Nickel (95 %) erreicht wurden. Geringere Konzentrations­tendenzen waren beispielsweise bei Kupfer mit 54 %, Zink mit 42 % und Gold mit 37 % zu verzeichnen (VDI, 2006). Der Konzentrationsgrad auf dem Kohlesektor dürfte in den nächsten Jahren vor allem im asiatischen Raum zunehmen. Dem zehnten chinesischen Fünfjahresplan (2006 bis 2010) zufolge sollen dann nur noch 13 große chinesische Kohle­unternehmen existieren, von denen fünf bis sieben Unternehmen eine Produktionskapazität in der Größenordnung von 100 Mt/a aufweisen sollen (Chen, 2006). Bezogen auf die För-

derung 2007 befanden sich bereits vier chinesische Kohleproduzenten unter den weltweit zwölf größten Produzenten (Tab. 5.3).

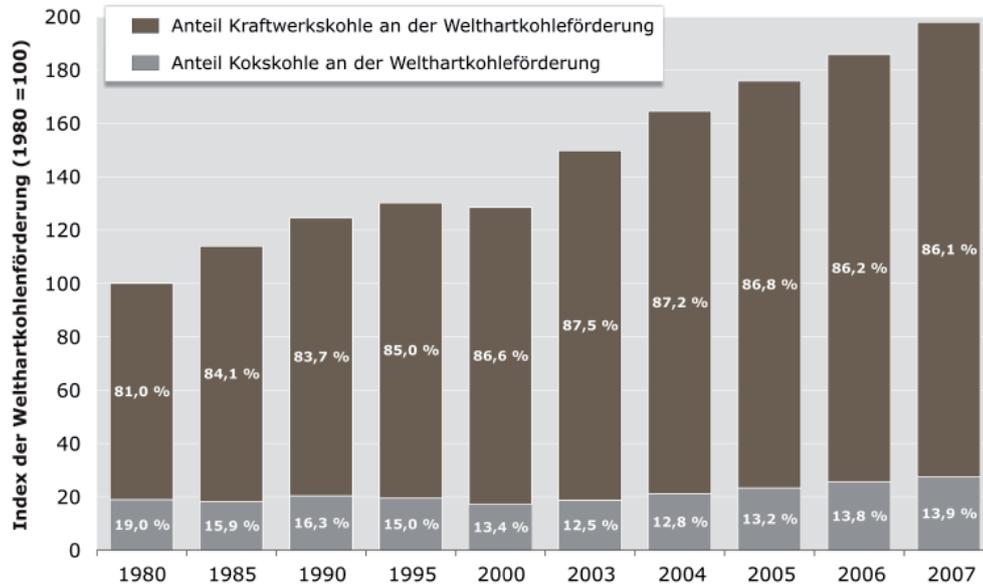


Abbildung 5.9: Entwicklung der Welt-Hartkohleförderung untergliedert nach Koks- und Kraftwerkskohle von 1980 bis 2007 (IEA, 2008b).

Tabelle 5.3: Die zwölf weltweit größten Hartkohle-Fördergesellschaften 2007 (Firmenangaben; The Tex Report, 2008; EIA, 2008b).

| Unternehmen | Förderstandorte | Produktion 2007 (Mt) | Anmerkungen |
|-------------------------------------|---|----------------------|---|
| Coal India Ltd. | Indien | 379,5 | Rohkohleförderung |
| Peabody Energy Group | Australien, USA, Venezuela | 193,8 | insgesamt 215,7 Mt verkauft |
| China Shenhua Energy Company | China | 158,0 | insgesamt 209,1 Mt verkauft |
| Rio Tinto | Australien, USA | 155,7 | |
| BHP Billiton | Australien, Kolumbien, Südafrika, USA | 122,9 | |
| Arch Coal | USA | 115,1 | |
| Anglo Coal | Australien, Kanada, Kolumbien, Südafrika, Venezuela | 95,6 | |
| SUEK (Siberian Coal Energy Company) | Russland | 90,9 | |
| Xstrata/Glencore International | Australien, Südafrika | 82,8 | |
| Shanxi Coking Coal Group | China | 72,4 | Rohkohleförderung; insgesamt 74,4 Mt verkauft |
| China Coal Energy | China | 69,3 | insgesamt 85,2 Mt verkauft |
| Datong Coal Mine Group | China | 65,5 | Rohkohleförderung; insgesamt mehr als 100 Mt verkauft |

Die weltweit anfallenden **Förder- oder Produktionskosten** für Hartkohle variieren stark. Primär werden sie davon beeinflusst, ob die Gewinnung im Tage- oder Tiefbau erfolgt. Wichtige geologische Parameter sind neben der Teufenlage die Lagerungsverhältnisse sowie die Ausbildung (ungestört/gestört, geringmächtig/mächtig) der Kohleflöze (Abb. 5.10). Darüber hinaus spielen auch die geographische Lage und die damit verbundene infrastrukturelle Anbindung sowie klimatische Bedingungen des Abbaubereiches eine wichtige Rolle.



Abbildung 5.10: Mehrere Meter mächtige Hartkohleflöze in halbsteiler, schräg einfallender Lagerung im Tagebau Panian auf Semirara Island, dem größten Tagebau der Philippinen.

Der überwiegende Teil der weltweit geförderten Hartkohle wird lagerstättennah beziehungsweise in heimischen Kraftwerken verbraucht (Abschnitt 5.2.5). Diese sind meist auf die regionalen Kohlequalitäten eingestellt, so dass eine aufwändige Aufbereitung der Kohle oftmals entfallen kann. Wird die Kohle hingegen exportiert, ist häufig eine Aufbereitung bestehend aus Kohlenwäsche, Klassierung und Trocknung notwendig, um die auf dem Weltmarkt geforderten Qualitätsparameter zu erreichen. Derartige Aufbereitungsverfahren führen zu entsprechend höheren Produktionskosten.

Typischerweise weisen diejenigen Länder, in denen Hartkohle größtenteils im Tagebau gefördert wird, die niedrigsten Produktionskosten auf (Abb. 5.11). Demnach fallen in den vor allem Kraftwerkskohle exportierenden Ländern wie Russland und Venezuela, gefolgt von Südafrika, Indonesien und Kolumbien, die geringsten Produktionskosten von etwa USD 15 bis USD 30/t an (Ritschel et al., 2005, 2007). Höhere Kosten entstehen bei der Gewinnung von Kokssteinkohle in Kanada in der Tagebauförderung und in den USA in der Tiefbauförderung. Während sich die in Abbildung 5.11 aufgeführten Kosten in erster Linie auf Produktionskosten von Exportgruben in den jeweiligen Ländern beziehen, begründen sich die vergleichsweise geringen Produktionskosten in China durch die Einbeziehung von Produktionskosten sämtlicher Gruben.

Vom technischen Standpunkt aus besteht kein Unterschied zwischen der Förderung von Kokssteinkohle gegenüber der von Kraftwerkskohle. Aufgrund hoher Qualitätsanforderungen an Kokssteinkohlen beispielsweise beim Aschegehalt und Verkokungseigenschaften verringert sich jedoch die Anzahl der für die Produktion von qualitativ hochwertiger Kokssteinkohle in Frage kommenden Lagerstätten. Zudem wird häufig ein höherer Aufbereitungsaufwand notwendig. Da qualitativ hochwertige Kokssteinkohle weltweit in vergleichsweise wenigen Lagerstätten gefördert wird, können die Produzenten höhere Preise auf dem Weltmarkt erzielen. Im Umkehrschluss ermöglichen die höheren Erlöse auch die Produktion zu höheren Kosten. Als ein anschauliches Beispiel dafür gilt die im Tiefbau geförderte Kokssteinkohle aus einem der ältesten Kohlereviere der USA im zentralen Teil der Appalachen. Trotz großer Kohlevorräte fallen hier Produktionskosten von bis zu USD 80/t an, da die am einfachsten zugänglichen und mächtigsten Flöze bereits weitestgehend abgebaut wurden. Die Gewinnung der Kohle aus geringmächtigeren Flözen erfordert einen wesentlich höheren Aufwand, der nur aufgebracht werden kann, wenn die Kokssteinkohlen-Weltmarktpreise dies zulassen. In Australien, dem bedeutendsten Hartkohle exportierenden Land, gibt es eine relativ große

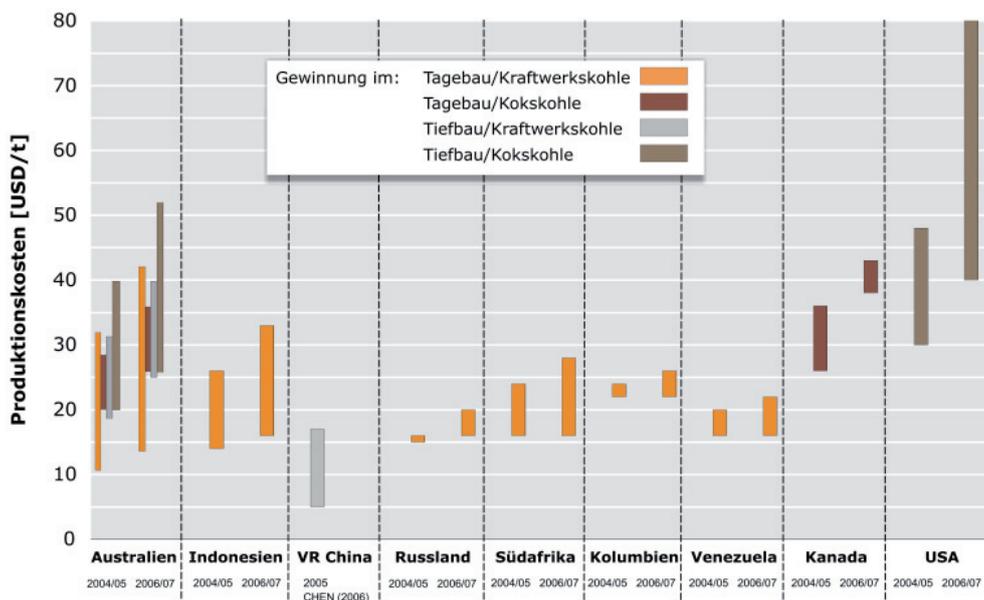


Abbildung 5.11: Produktionskosten von Hartkohle in ausgewählten Ländern im Vergleich der Jahre 2004/2005 und 2006/2007 (Chen, 2006; Ritschel et al., 2005, 2007).

Spannweite der Produktionskosten. In einigen australischen Tagebauen kann Kraftwerkskohle zu niedrigeren Produktionskosten ab etwa USD 14/t (2006/2007) abgebaut werden als in Russland oder Venezuela. Teilweise können sie mit bis zu USD 42/t aber auch zwei- bis dreimal so hoch ausfallen. Die Produktionskosten der im australischen Tagebau gewonnenen Kokssteinkohle fallen mit USD 26 bis USD 36/t geringer aus als in Kanada (Abb. 5.11).

Die chinesischen Produktionskosten für die fast ausschließlich im Tiefbau geförderte Kohle lagen 2005 zwischen USD 5 und USD 17/t (Chen, 2006). Die im Vergleich zu den anderen Ländern sehr geringen Produktionskosten dürften sich auf den gesamten chinesischen Kohlesektor beziehen und neben dem modernen chinesischen Kohle-Hochleistungsbergbau auch den nicht mechanisierten Kleinstbergbau mit geringen Investitions- und Lohnkosten mit einbeziehen. Heutzutage können die Produktionskosten von hochwertiger chinesischer

Exportkohle auch höher als die von Chen (2006) angegebenen USD 17/t ausfallen, wie das Beispiel der China Coal Energy Company (Tab. 5.4) zeigt.

Tabelle 5.4: Entwicklung der Produktionskosten von Hartkohle ausgewählter Unternehmen nach Jahresberichten und Unternehmenspräsentationen.

| Land | Unternehmen (Förderregion) | Anmerkungen | Produktionskosten (USD/t) | | | | | | | Veränderung 2004/2008 (%) |
|------------|--|---|------------------------------|------|------|------|------|------|------|---------------------------------|
| | | | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | |
| Kanada | Elk Valley Coal/Teck Cominco www.teck.com | Tagebau; KK ¹⁾ | 17,2 | 20,1 | 20,0 | 27,2 | 35,3 | 39,1 | 50,1 | + 150 |
| USA | Arch Coal www.archcoal.com | Tagebau; KWK ²⁾ Tiefbau; KWK ²⁾ vorrangig Tiefbau; KWK ²⁾ und KK ¹⁾ | | | | | 14,9 | 16,0 | 17,9 | |
| | Powder River Basin Western Bituminous Zentrale Appalachen | | 6,0 | 6,8 | 7,9 | 9,6 | 10,3 | 11,3 | + 66 | |
| | Consol Energy www.consolenergy.com (Nördl. und zentrale Appalachen) | vorrangig Tiefbau; KWK ²⁾ und KK ¹⁾ | 17,0 | 17,3 | 18,1 | 17,2 | 21,6 | 24,0 | + 39 | |
| | | | 34,0 | 38,4 | 47,7 | 50,8 | 48,9 | 55,2 | + 44 | |
| | | | 28,9 | 30,4 | 33,1 | 35,9 | 37,1 | 45,9 | + 49 | |
| VR China | China Shenhua Energy Company Ltd. http:// en.shenhuachina.com | Tief- und Tagebau; vorrangig KWK ²⁾ | | | 6,4 | 7,0 | 8,3 | 9,9 | 13,7 | + 114 |
| | China Coal Energy Company Ltd. www.chinacoalenergy.com/eng | Tief- und Tagebau; vorrangig KWK ²⁾ | | | | | 21,7 | 22,7 | 29,4 | |
| Indonesien | PT Bumi Resources www.bumiresources.com | Tagebau; KWK ²⁾ ; nur Cash-Costs (ohne Amortisierung, Abschreibungen, Overhead etc.) | | | 16,0 | 23,7 | 26,1 | 25,9 | 33,1 | + 107 |

¹⁾ KK – Koks kohle, ²⁾ KWK - Kraftwerkskohle

Im weltweiten Vergleich liegen die in Deutschland anfallenden Produktionskosten der Hartkohleförderung im Tiefbau vor allem aufgrund der schwierigen Abbaubedingungen in großen Teufen von durchschnittlich 1145 m (SdK, 2008b) wesentlich höher. Die deutschen Produktionskosten beliefen sich 2007 auf 170 €/t SKE (VDKI, 2008) beziehungsweise USD 265/t.

Durchschnittlich haben sich die Produktionskosten in den bedeutendsten Hartkohle exportierenden Ländern (Abb. 5.11) 2006/2007 gegenüber 2004/2005 um 25 % erhöht. Dies ist vorrangig auf die in diesem Zeitraum stark gestiegenen Energiekosten zurückzuführen. Diese Kostensteigerungen konnten in dem hier betrachteten Zeitraum aber über die erzielten Erlöse ausgeglichen werden, da auch die Kohlepreise nahezu stetig anstiegen (Abschnitt 5.2.9). Die Veränderungen der Produktionskosten ausgewählter Kohleproduzenten für 2008 zeigen, dass sich diese gegenüber den Vorjahren durch die bis Mitte 2008 extrem gestiegenen Kosten für Energie überproportional erhöhten (Tab. 5.4). Die gestiegenen Kosten sind

aber auch auf höhere Aufwendungen für Personal und Ersatzteile sowie erhöhte Fördergebühren zurückzuführen.

5.2.5 Hartkohleverbrauch

Der weltweite Hartkohleverbrauch betrug 2007 rund 5,52 Gt. Wie auch bei der Förderung entfielen mit 3,54 Gt nahezu zwei Drittel des weltweiten Verbrauchs auf Austral-Asien (Abb. 5.12), gefolgt von Nordamerika mit 18,4 % und Europa mit 7,4 %. Von den restlichen vier Regionen weisen nur noch die GUS mit 5,7 % und Afrika mit 3,5 % signifikante Verbräuche auf, während Lateinamerika und der Nahe Osten zusammen mit 0,05 Gt einen Anteil von weniger als einem Prozent belegen.

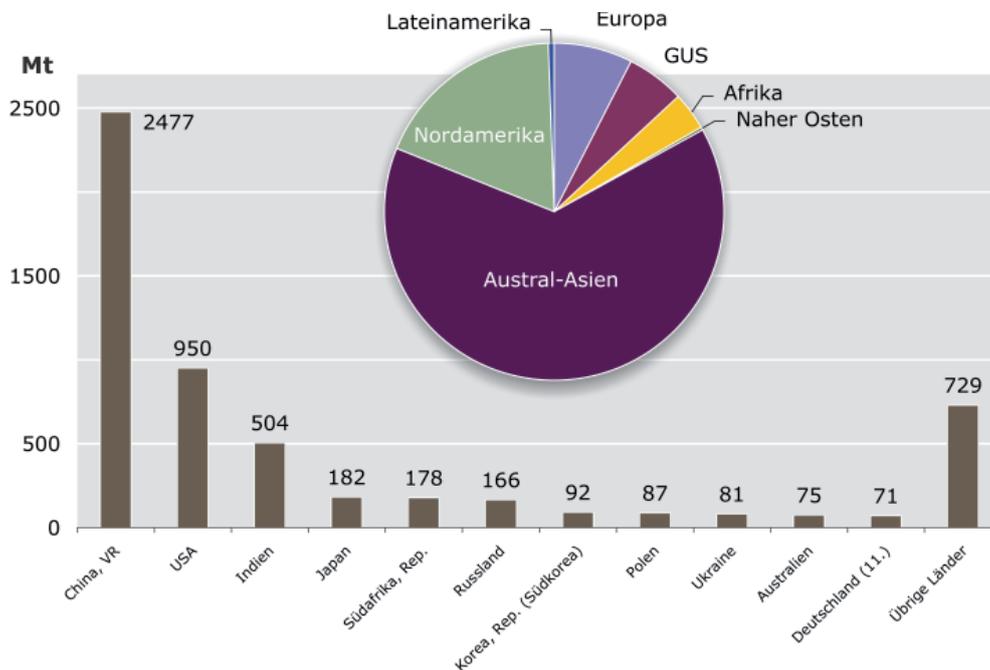


Abbildung 5.12: Hartkohleverbrauch (insgesamt 5520 Mt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Da der überwiegende Teil der weltweit geförderten Hartkohle für den jeweils heimischen Verbrauch bestimmt ist, sind die drei größten Förderländer zugleich auch die größten Verbraucher. Auf Rang eins steht die VR China (Abb. 5.12) mit einem Anteil von 44,9 % gefolgt von den USA mit 17,2 % und Indien mit 9,1 %. Der viertgrößte Verbraucher mit rund 182 Mt (3,3 %) ist Japan, das nahezu seinen gesamten Kohlebedarf importieren muss.

Abgesehen von Südkorea auf Rang 7, das seinen Kohlebedarf nahezu komplett importiert, befinden sich unter den zehn größten Verbraucherländern (Abb. 5.12) mit Südafrika, Russland, Polen, der Ukraine und Australien nur Länder, die selbst eine bedeutende Hartkohleförderung aufweisen. Deutschland belegte 2007 mit einem Hartkohleverbrauch einschließlich Koks von 71,3 Mt den elften Rang. Auf die drei Länder Polen, Deutschland und Großbritannien entfielen 2007 mit rund 221 Mt knapp 59 % des gesamten Hartkohleverbrauchs der EU-27.

Rund 87 % des weltweiten Hartkohleverbrauchs in Höhe von 5,52 Gt entfielen 2007 auf Kraftwerkskohle und rund 13 % auf Koks-kohle (IEA, 2008b). Die Rangfolge der größten Kraftwerkskohle verbrauchenden Länder (Tab. 5.5) unterscheidet sich nur geringfügig von der Rangfolge der größten Hartkohle-Verbraucherländer (Abb. 5.12). Dies ist auf den hohen Anteil von Kraftwerkskohle am gesamten Hartkohleverbrauch zurückzuführen. Im Gegen-satz dazu orientiert sich der Bedarf und somit die Rangfolge der Koks-kohle verbrauchenden Länder größtenteils an der Roheisenproduktion eines Landes, die unter Einsatz von Koks erfolgt.

Rund die Hälfte des weltweiten Koks-kohleverbrauchs entfiel 2007 auf die VR China. Mit großem Abstand folgten auf den weiteren Rängen mit Japan und Indien zwei weitere asiatische Länder (Tab. 5.5). Deutschland belegte mit einem Verbrauch von 23 Mt Koks-kohle, entsprechend 3,2 % des Weltverbrauchs, nach Russland und der Ukraine den sechsten Rang.

Die **Verbrauchsentwicklung von Hartkohle** zwischen 1980 und 2007 weist nach IEA-Angaben eine Verdoppelung auf, wobei die Entwicklung regional sehr unterschiedlich war (Abb. 5.13, Tab. 5.6). Während sich der Hartkohleverbrauch in Austral-Asien, Nord- und Lateinamerika, dem Nahen Osten sowie Afrika stark erhöhte, verringerte sich der Verbrauch in Europa und der GUS-Region um beinahe ein Drittel beziehungsweise rund die Hälfte (IEA, 2008b).

Da sich die Entwicklung des Hartkohleverbrauchs differenziert nach Kraftwerks- und Koks-kohlen prinzipiell nicht von der Hartkohleförderung unterscheidet, wird auf eine gesonderte Betrachtung verzichtet.

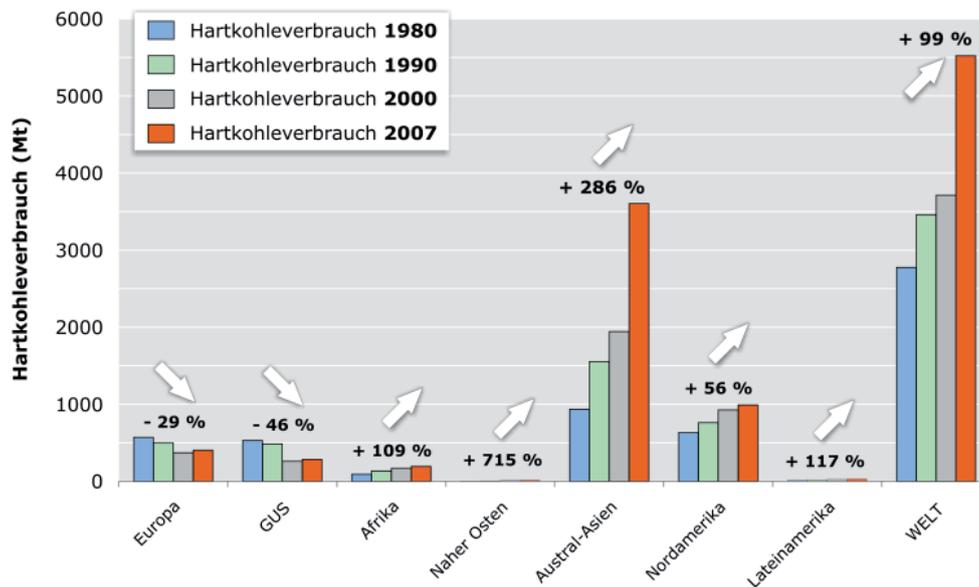


Abbildung 5.13: Entwicklung des weltweiten Hartkohleverbrauchs von 1980 bis 2007 nach Regionen (IEA, 2008b).

Tabelle 5.5: Die zehn größten Hartkohle-Verbraucherländer differenziert nach Kraftwerks- und Koks-kohle (IEA, 2008b).

| Rang | Land | Kraftwerkskohleverbrauch (Mt) | Anteil (%) | Rang | Land | Kokskohleverbrauch (Mt) | Anteil (%) |
|------|----------------|-------------------------------|------------|------|-------------|-------------------------|------------|
| 1 | China, VR | 2 183,8 | 45,5 | 1 | VR China | 359,3 | 49,7 |
| 2 | USA | 936,4 | 19,5 | 2 | Japan | 54,0 | 7,5 |
| 3 | Indien | 456,4 | 9,5 | 3 | Indien | 48,1 | 6,6 |
| 4 | Südafrika | 176,1 | 3,7 | 4 | Russland | 47,1 | 6,5 |
| 5 | Japan | 128,3 | 2,7 | 5 | Ukraine | 29,8 | 4,1 |
| 6 | Russland | 105,4 | 2,2 | 6 | Deutschland | 23,0 | 3,2 |
| 7 | Polen | 73,8 | 1,5 | 7 | Südkorea | 21,7 | 3,0 |
| 8 | Südkorea | 70,4 | 1,5 | 8 | USA | 20,5 | 2,8 |
| 9 | Australien | 69,5 | 1,4 | 9 | Polen | 13,7 | 1,9 |
| 10 | Großbritannien | 62,7 | 1,3 | 10 | Kasachstan | 10,8 | 1,5 |
| | Summe | 4 262,6 | 88,8 | | Summe | 628,0 | 86,8 |
| | WELT | 4 798,6 | 100,0 | | WELT | 723,5 | 100,0 |

Tabelle 5.6: Aufteilung und Entwicklung des weltweiten Hartkohleverbrauchs für 1980 und 2007 (IEA, 2008b).

| Jahr | Verbrauch [Mt] | Anteile der Regionen am Verbrauch in % | | | | | | |
|------|----------------|--|------|--------|-------------|---------------|--------------|----------------|
| | | Europa | GUS | Afrika | Naher Osten | Austral-Asien | Nord-amerika | Latein-amerika |
| 1980 | 2777 | 20,6 | 19,1 | 3,3 | 0,1 | 33,7 | 22,8 | 0,5 |
| 2007 | 5522 | 7,3 | 5,2 | 3,5 | 0,3 | 65,3 | 17,9 | 0,5 |

5.2.6 Erzeugung und Verbrauch von Koks

Die weltweite Koksproduktion belief sich 2007 auf 544,4 Mt. Mit einem Anteil von 59,1 % war die VR China der mit Abstand größte Produzent (Abb. 5.14), gefolgt von den GUS-Staaten mit 9,9 %, Japan mit 7,1 %, Indien mit 3,6 % und den USA mit 2,7 %. Deutschland belegte mit einer Koksproduktion von rund 8,4 Mt den neunten Rang (SdK, 2008a). Während die weltweite Koksproduktion in den 1980er und 1990er Jahren zwischen 330 und 375 Mt/a schwankte, stieg sie ab 2001 rapide an. Bis 2007 wuchs die Koksproduktion so von 347 Mt um 197 Mt auf rund 544 Mt. Dieser Zuwachs ist mit einem Anstieg um 190 Mt fast ausschließlich durch die VR China bedingt (SdK, 2008a).

Weltweit lag der Koksverbrauch 2007 in der Größenordnung der Erzeugung bei 544,3 Mt (SdK, 2008a). Der größte Koksverbraucher war ebenfalls die VR China mit einem Anteil von rund 56 % (Abb. 5.15), gefolgt von Japan mit 9 % und Russland mit etwa 5 %. Deutschland lag mit 13,1 Mt Koks auf Rang sieben (IEA, 2008b). Auf die zehn größten Koksverbraucherländer entfielen mit rund 487 Mt nahezu 90 % des globalen Koksverbrauches.

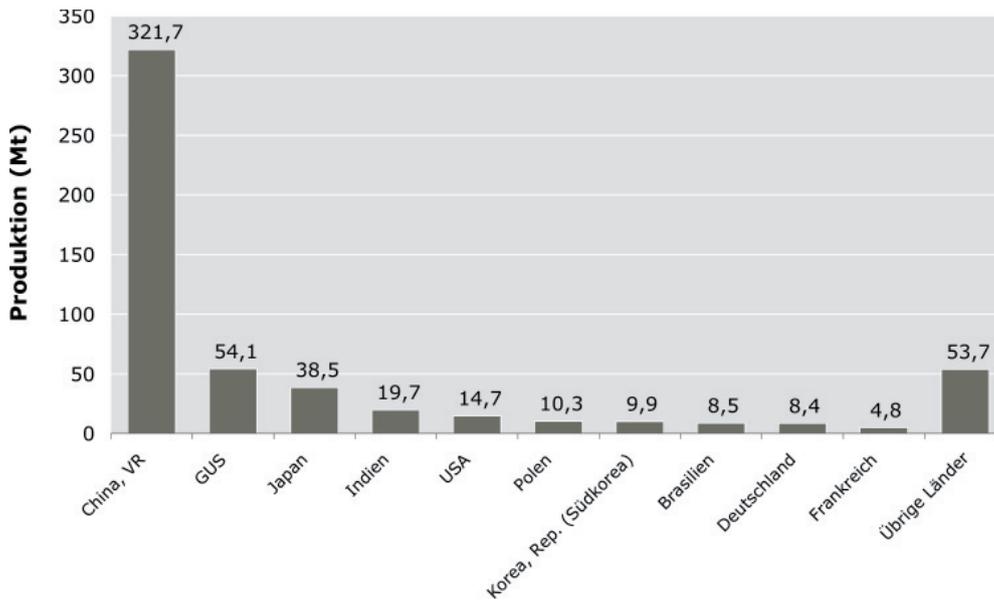


Abbildung 5.14: Koksproduktion (insgesamt 544,4 Mt) der zehn wichtigsten Länder 2007 (SdK, 2008a).

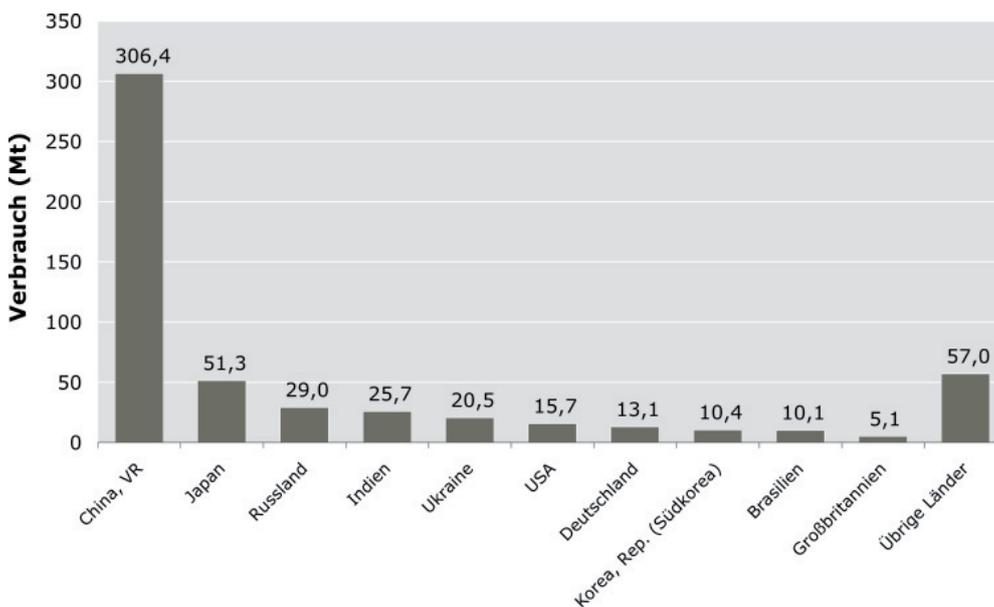


Abbildung 5.15: Koksverbrauch (insgesamt 544,3 Mt) der zehn wichtigsten Länder 2007 (IEA, 2008b; Interfax, 2003-2009; SdK, 2008a).

5.2.7 Hartkohletransport

Der Ferntransport von Kohle erfolgt in der Regel mit dem Schiff und steht damit in direkter Konkurrenz zu anderen Massengütern wie Erzen oder Getreide. Von den 2007 rund 3 Gt per Schiff transportierten Massengütern entfielen jeweils knapp ein Viertel auf Eisenerz und Kohle mit insgesamt 778 Mt. Eisenerz mit plus 76 % und Kohle mit plus 50 % weisen seit 2000 die mit Abstand höchsten Zuwachsraten beim seewärtigen Transport auf (VDKI, 2008).

Grundsätzlich sind die Frachtraten abhängig von der Schiffsgröße und sinken mit steigender Tonnage. Sie werden aber auch von saisonalen Schwankungen, beispielsweise durch höhere Getreideexporte nach der Erntezeit, beeinflusst. Während sich die Frachtraten in den 1990er Jahren nur wenig veränderten, erhöhten sie sich ab 2003 signifikant und vervierfachten oder gar verfünffachten sich bis 2007 auf allen Kohletransportrouten (Abb. 5.16). Dies verstärkte den Preisauftrieb der Importkohle in den vergangenen Jahren zusätzlich.

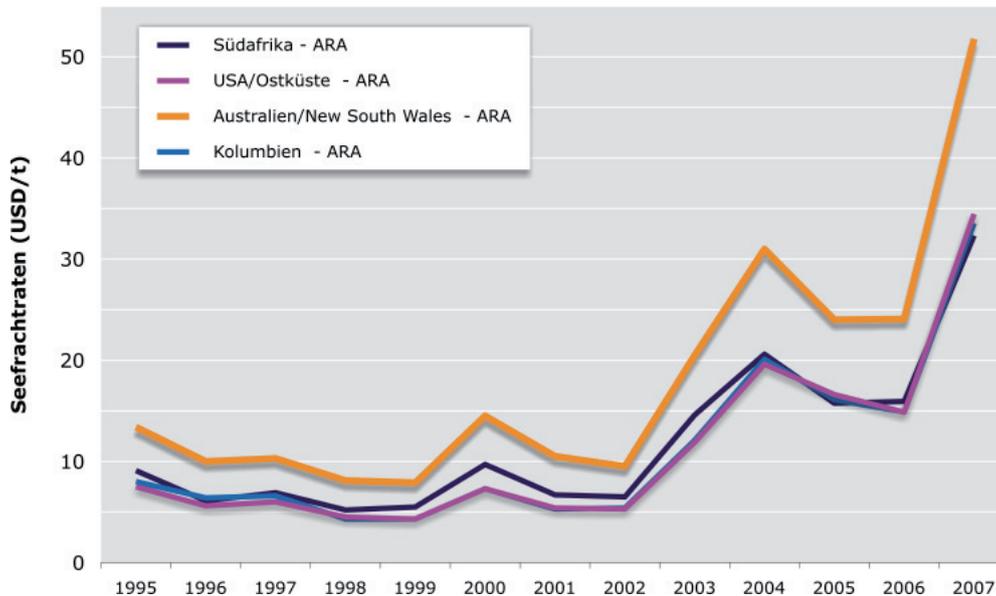


Abbildung 5.16: Entwicklung der Capesize-Frachtraten von 1995 bis 2007 aus verschiedenen Lieferländern zu den großen europäischen Häfen Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen (ARA) (VDKI, 2006, 2008).

Untersuchungen von Ritschel et al. (2007) zeigen, dass der Anteil für die Seefracht und den Hafenumschlag an der Kostenkette bezogen auf das Jahr 2006 zusammen etwa 28 bis 37 % (USD 25 bis USD 27/t) bei Kokskohle und 36 bis 46 % (USD 20 bis USD 23/t) bei Kraftwerkskohle ausmachten. Da die Kosten für den Hafenumschlag mit etwa USD 2 bis USD 6/t einen verhältnismäßig geringen Kostenanteil verursachen, bildet die Seefracht in den meisten Fällen den zweitgrößten Kostenblock nach den Produktionskosten.

Der Binnentransport von der Exportgrube zum Exporthafen erfolgt häufig per Eisenbahn. Die Exportgruben des größten Hartkohleexporteurs Australiens sind meist weniger als 200 km, die südafrikanischen Exportgruben rund 600 km von den Häfen entfernt (Productivity Commission, 1998). Mit 550 bis 600 km ähnlich weit entfernt liegen die polnischen Gruben des Oberschlesischen Beckens von den Exporthäfen Danzig, Gdingen und Swinemünde (UN-ECE, 1994). Der überwiegende Teil der polnischen Hartkohleexporte wird allerdings mit der Bahn in die angrenzenden Länder transportiert. Die größten Entfernungen legen russische Exportkohlen mit der Bahn mit durchschnittlich 4500 km zurück, da deren Großteil in Westsibirien gefördert wird (Rosinformugol, 2007). Ein derart weiter Transportweg über Land ist nur durch subventionierte Eisenbahntarife und bei hohen Weltmarktpreisen möglich (Schmidt et al., 2006). Abhängig von den lokalen Bedingungen transportieren moderne Kohlezüge bis zu 10 000 t Kohle. Bei einem Fassungsvermögen von 100 t je Waggon entspricht dies einem Zug mit 100 Waggonen. Spezielle Züge, bekannt als Unit Trains, werden vorrangig in Kanada, den USA und Australien eingesetzt.

Der Kostenanteil des Transportes von der Exportgrube zum Exporthafen an der gesamten Kostenkette belief sich 2006 auf 15 bis 17 % (USD 7 bis USD 11/t) für Kraftwerkskohle und 19 bis 20 % (USD 16 bis USD 21/t) für Koks-kohle (Ritschel et al., 2007). In Ländern mit Transportentfernungen von mehr als 600 km kann dieser Anteil sogar noch höher ausfallen. Dies betrifft dann aber vorrangig Koks-kohle. So beträgt dieser Kostenanteil in den USA mit Transporten von den Appalachen an die Ostküste und in Kanada von Alberta oder Saskatchewan an die Westküste bis zu 33 %, in Russland trotz der Subventionierung mehr als 40 %.

In Europa wird der Großteil der Importkohle in den ARA-Häfen angelandet. Von dort erfolgt der Weitertransport mit der Bahn oder Binnenschiffen zu den Endverbrauchern. Nach Angaben des Bundesverbandes der Deutschen Binnenschiffahrt (BDB) entfielen 2007 mit 36,3 Mt rund 14,6 % des gesamten deutschen Binnenschifftransportaufkommens auf feste mineralische Brennstoffe (BDB, 2008).

5.2.8 Hartkohleweltmarkt

Die Anfänge des internationalen Hartkohlehandels reichen zurück in die Mitte des 19. Jahrhunderts, als mit dem Beginn der Dampfschiffahrt Kohle als Treib- und Brennstoff in allen Welthäfen benötigt wurde (Ritschel et al., 2005). 1896 belief sich das Handelsvolumen auf etwa 68 Mt und wurde zu etwa 70 % von England dominiert. Nach dem 2. Weltkrieg (1946) hatte der internationale Hartkohlehandel einen Umfang von rund 85 Mt, wobei etwa die Hälfte aus Nordamerika stammte (VDKI, 1996). Der globale Hartkohlehandel erfuhr erst nach der zweiten Ölpreiskrise 1979/1980 einen nachhaltigen Aufschwung (Abb. 5.17). Von den weltweit rund 5,5 Gt geförderten Hartkohlen wurden 2007 rund 914 Mt gehandelt. Dies entspricht einem Anteil an der weltweiten Produktion von 16,5 %. Andere Institutionen beziffern den weltweiten Handel auf 906 Mt (VDKI, 2008) oder 917 Mt (IEA, 2008b). Damit betragen die Abweichungen der zwei zuvor genannten Institutionen gegenüber dem Wert der BGR weniger als 1 %. Diese Unterschiede dürften in erster Linie auf der Nutzung unterschiedlicher Quellen basieren. Bei den anschließenden historischen Betrachtungen wird vorrangig auf die Daten des VDKI zurückgegriffen.

Der weltweite Hartkohlehandel stieg zwischen 1978 und 2007 um das 3,3-fache auf 906 Mt an (VDKI, 2008). Primären Anteil an diesem Zuwachs hatte dabei die Zunahme des seewärtigen Handels, der heute den Großteil des Welthandels für Hartkohle ausmacht. Nach Angaben des VDKI (2008) entfielen 2007 etwa 820 Mt auf den seewärtigen Handel und lediglich 86 Mt auf den intrakontinentalen Binnenhandel. Der überwiegende Teil des globalen Binnenhandels entfiel 2007 mit 39 % auf die GUS, gefolgt von Europa mit 22 %, mit dem vorrangigen Transport von Polen und der Tschechischen Republik in andere EU-Länder, sowie mit 21 % auf Nordamerika. Große Zuwachsraten aufgrund eines wesentlich gestiegenen chinesischen Importbedarfs erfuhr in den letzten Jahren ebenfalls der intrakontinentale Binnenhandel zwischen der VR China und ihren Nachbarländern Nordkorea, Mongolei und Vietnam (VDKI, 2008). Die Anteile von Kraftwerks- und Koks-kohle sowohl beim See- wie auch beim Binnenhandel verhalten sich derzeit etwa 3 zu 1.

Während sich 1978 der seewärtig gehandelte Anteil an den rund 210 Mt weltweit gehandelter Hartkohle auf rund 60 % belief, stieg dieser Anteil im Jahre 2007 auf rund 90 % (Abb. 5.17). Damit erhöhte sich der Seehandel in diesem Zeitraum um mehr als das Fünf-

fache. Bis Mitte der 1980er Jahre wurde überwiegend Kokskehle seewärtig gehandelt. Seit Anfang der 1990er Jahre dominiert hier die Kraftwerkskohle. Nach der Überwindung der Asienkrise Ende der 1990er Jahre erfuhr der seewärtige Hartkohlehandel und dabei vor allem bei Kraftwerkskohle einen signifikanten Zuwachs von durchschnittlich rund 9 %/a. So verdoppelte sich der seewärtige Kraftwerkskohlehandel zwischen 1999 und 2007 von 309 auf 618 Mt, während der seewärtige Kokskehlehandel lediglich um rund 22 % von 166 auf 202 Mt anstieg. Insgesamt erhöhte sich der Anteil der seewärtig gehandelten Hartkohle an der weltweiten Hartkohleförderung von durchschnittlich 10 % in den 1980er Jahren nahezu kontinuierlich bis 2007 auf rund 16 % (verschiedene VDKI-Jahresberichte).

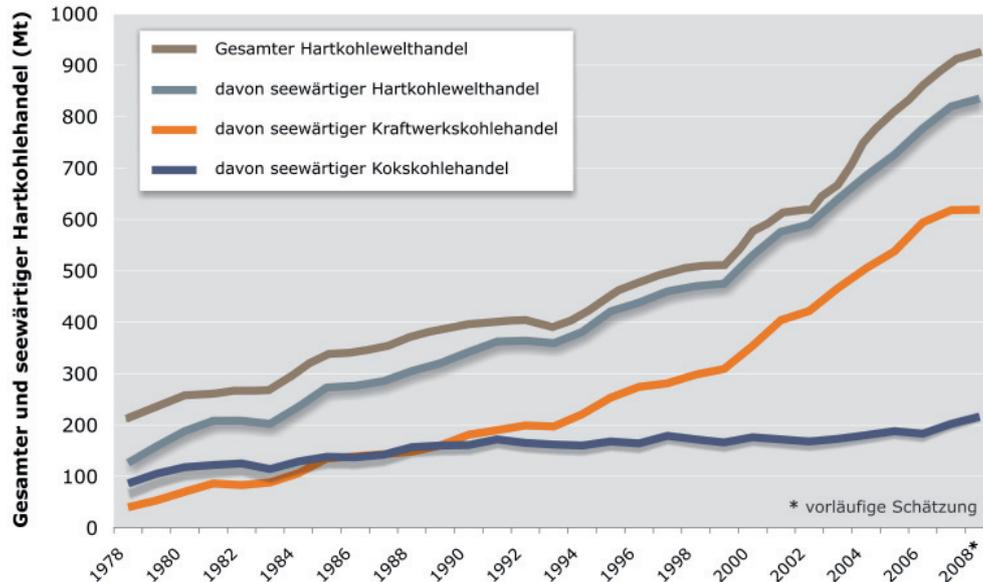


Abbildung 5.17: Entwicklung des weltweiten Hartkohlehandels seit 1978 (VDKI-Jahresberichte seit 1986).

Unter den **Hartkohleexport**-Regionen 2007 war Austral-Asien mit 538 Mt die mit Abstand wichtigste Region, gefolgt von der GUS mit 128 Mt, Nordamerika mit 83,9 Mt, Lateinamerika mit 73 Mt und Afrika mit 67,8 Mt. Aus diesen fünf Regionen zusammen stammten nahezu 98 % der weltweiten Hartkohleexporte in Höhe von rund 914 Mt (Abb. 5.18, Abb. 5.19). Die mit Abstand größte Exportnation 2007 war Australien mit einem Anteil von rund 27 % an den weltweiten Hartkohleexporten (Abb. 5.19). Auf den folgenden Rängen liegen Indonesien und Russland mit einem Anteil von rund 21 % und 11 %. Der Marktanteil der zehn größten Hartkohle exportierenden Länder belief sich 2007 auf etwa 95 %.

Der seewärtige Handel mit Kokskehle im Jahr 2007 wurde dabei von nur drei Ländern dominiert. Unangefochten auf dem ersten Platz rangierte auch hier Australien mit 68 %, gefolgt von den USA mit 13 % und Kanada mit 12,5 %. Aus diesen drei Ländern stammten 93,5 % der insgesamt 202 Mt auf dem Seeweg gehandelten Kokskehlen. Bei den auf dem Seeweg gehandelten Kraftwerkskohlen dominierte Indonesien (Abb. 5.21) mit einem Anteil von 30,6 %, gefolgt von Australien mit 17,5 %, Russland mit 11,7 %, Südafrika mit 11,3 % und Kolumbien mit 9,9 %. Damit entfielen auf die fünf bedeutendsten Kraftwerkskohle-exporteure rund 81 % der seewärtigen Hartkohleexporte in Höhe von insgesamt 618 Mt (VDKI, 2008).

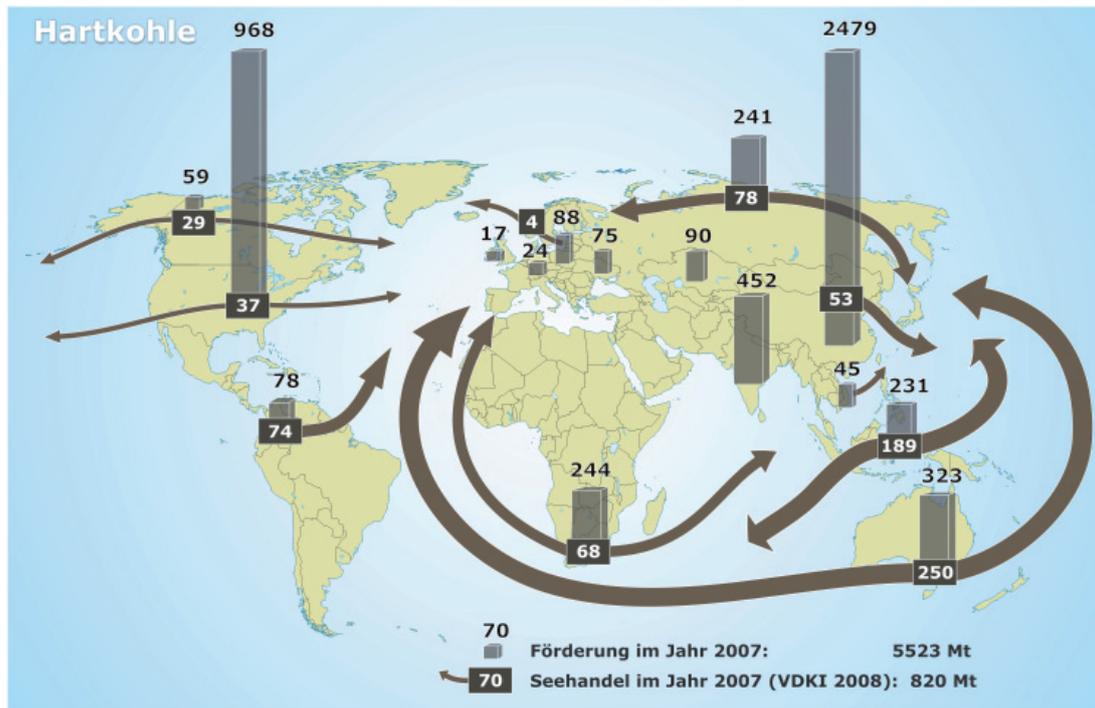


Abbildung 5.18: Die größten Hartkohleproduzenten und seewärtiger Handel (insgesamt 820 Mt) 2007 (BGR, 2008; VDKI, 2008).



Kohleverflüssigung – Eine Alternative zum Erdöl?

Bei mittel- bis langfristig steigenden Erdölpreisen könnte die Kohleverflüssigung dazu beitragen Substitute für Erdöl bereitzustellen. Methoden, Kohle in flüssige Kohlenwasserstoffe (Coal to Liquid, CTL) umzuwandeln, sind bereits seit dem frühen 20. Jahrhundert bekannt. 1913 gelang es dem Deutschen Friedrich Bergius erstmals, Kohle zu verflüssigen (Bergius-Pier-Verfahren). Dafür erhielt er 1931 den Chemie-Nobelpreis. 1925 wurde eine weitere Methode zur Kohleverflüssigung über Synthesegas und anschließende katalytische Umsetzung zu Kohlenwasserstoffen und Wasser durch Fischer und Tropsch zum Patent angemeldet (Fischer-Tropsch-Synthese). Beide Verfahrenswege wurden in Deutschland bis 1945 mit insgesamt 21 Verflüssigungsanlagen angewandt. Damit konnte der deutsche Mineralölbedarf während des 2. Weltkrieges überwiegend durch synthetisch hergestellte Produkte gedeckt werden. Trotz verschiedener Ansätze wurde in der Folge die Kohleverflüssigung in Deutschland in großem Stil nicht wieder aufgenommen. Die letzte deutsche Pilotanlage zur Kohleverflüssigung wurde im Jahr 2004 abgebaut und an den chinesischen Kohlekonzern Shenhua nach Shanghai verkauft.

Außerhalb Deutschlands wurde die Technik vor allem in Südafrika weiterentwickelt, da das Land aufgrund eines Embargos unter Ölknappheit litt. 1955 wurde von der South African Synthetic Oil Limited (SASOL) in Sasolburg die Produktion von synthetischem Öl aus Kohle aufgenommen. Noch heute arbeitet die Gesellschaft mit einem modifizierten Fischer-Tropsch-Verfahren und erzeugt bei einem Verbrauch von rund 45 Mt Kohle jährlich gegenwärtig rund 150 000 b/d an CTL-Produkten. Damit wird in etwa 40 % des gesamten südafrikanischen Treibstoffbedarfs gedeckt. Neben Südafrika treibt seit einigen Jahren vor allem China das Thema Kohleverflüssigung im Rahmen seiner energiepolitischen Agenda voran. So verfolgt allein der größte Kohlekonzern Chinas (Shenhua) Projekte an acht verschiedenen Standorten von der Versuchsanlage bis zur großtechnischen Nutzung. Die erste großkommerzielle Verflüssigungsanlage wurde in Ordos in der Inneren Mongolei Ende 2008 in Betrieb genommen. Für das Jahr 2020 sind in China bis zu 30 Mt CTL-Produkte geplant, für deren Produktion etwa 120 bis 150 Mt Kohle pro Jahr benötigt werden.

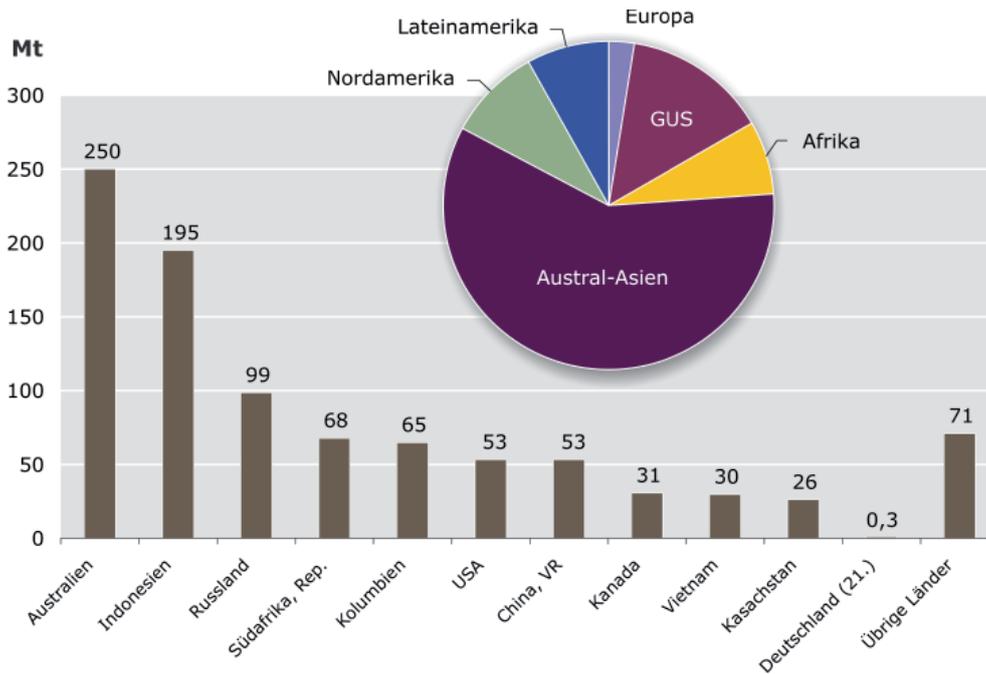


Abbildung 5.19: Hartkohleexport (insgesamt 914 Mt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Die bedeutendsten Regionen beim **Hartkohleimport** 2007 waren Austral-Asien mit 500,4 Mt und Europa mit 267 Mt. Zusammen entfielen auf sie knapp 84 % der weltweiten Hartkohleimporte in Höhe von rund 915 Mt (Abb. 5.20). Die größten Hartkohle-Importeure waren ausschließlich asiatische Länder mit einem Volumen von zusammen 448,4 Mt, entsprechend 49 %. Nach Japan (20,3 %), Südkorea (9,7 %) und Taiwan (7,5 %) folgten erstmals mit Indien (5,9 %) und der VR China (5,6 %) ebenfalls asiatische Länder. Erst danach liegen mit Großbritannien (5,5 %) und Deutschland (5,2 %) europäische Länder in der Rangliste. Dabei entfielen mit 239,8 Mt knapp 26 % der weltweiten Hartkohleimporte auf die Europäische Union (EU-27).

Nach IEA-Angaben entfielen rund 57 % der weltweiten Koksimporte in Höhe von 207 Mt auf Austral-Asien und dabei ausschließlich auf asiatische Länder. Japan dominiert mit einem Anteil von rund 26 % vor Indien und Südkorea mit jeweils etwa 11 %. Die zweitgrößte Importregion für Koks war Europa mit 61 Mt. Europas bedeutendster und weltweit viertgrößter Koksimporteure 2007 war Deutschland mit rund 9,6 Mt. Die Rangfolge der wichtigsten Kraftwerkskohle importierenden Länder ändert sich im Vergleich zur Rangfolge der größten Hartkohleimportländer (Abb. 5.20) nur unwesentlich, da die Kraftwerkskohlemenge am gesamten Hartkohlemarkt in etwa dreimal so hoch ausfällt wie die Menge an Koks. Lediglich bei Indien ergibt sich eine Veränderung in der Rangfolge. Aufgrund des relativ hohen Koksimportanteils von 23,3 Mt an den indischen Hartkohleimporten liegt es auf Rang acht unter den größten Kraftwerkskohle importierenden Ländern (IEA, 2008b).

Der Kraftwerkskohle-Weltmarkt wird in einen pazifischen und atlantischen Markt unterteilt. Während Europa, Afrika und Nordamerika ihren Importbedarf auf dem atlantischen Markt vor allem über Südafrika, Kolumbien, Venezuela und Russland decken, werden die pazifischen Importeure wie Japan, Südkorea und Taiwan vorrangig durch Indonesien, Australien und die VR China versorgt. Grund für die Unterteilung in zwei Märkte ist vor allem

der Frachtkostenanteil an den Importkohlekosten. So betrug der Austausch zwischen den Kraftwerkskohle-Teilmärkten im Jahr 2007 nur wenige Millionen Tonnen (VDKI, 2008). Indonesien und Australien lieferten mit 26 Mt Kraftwerkskohle rund 10 % des Importbedarfs in den atlantischen Markt. Umgekehrt lieferten Südafrika und Kolumbien zusammen mit 13 Mt rund 3 % des Importbedarfs in den pazifischen Markt. Im Gegensatz dazu existiert für den weniger von den Frachtkosten beeinflussten Koks kohlenmarkt ein einheitlicher Weltmarkt, da aufgrund der geringeren Anzahl der Anbieterländer und der weltweit verteilten Nachfrager für Koks kohle höhere Erlöse als für Kraftwerkskohle erzielt werden. Dadurch ist der Frachtkostenanteil an der Kostenkette von der Grube bis zum Verbraucher geringer als bei Kraftwerkskohle.

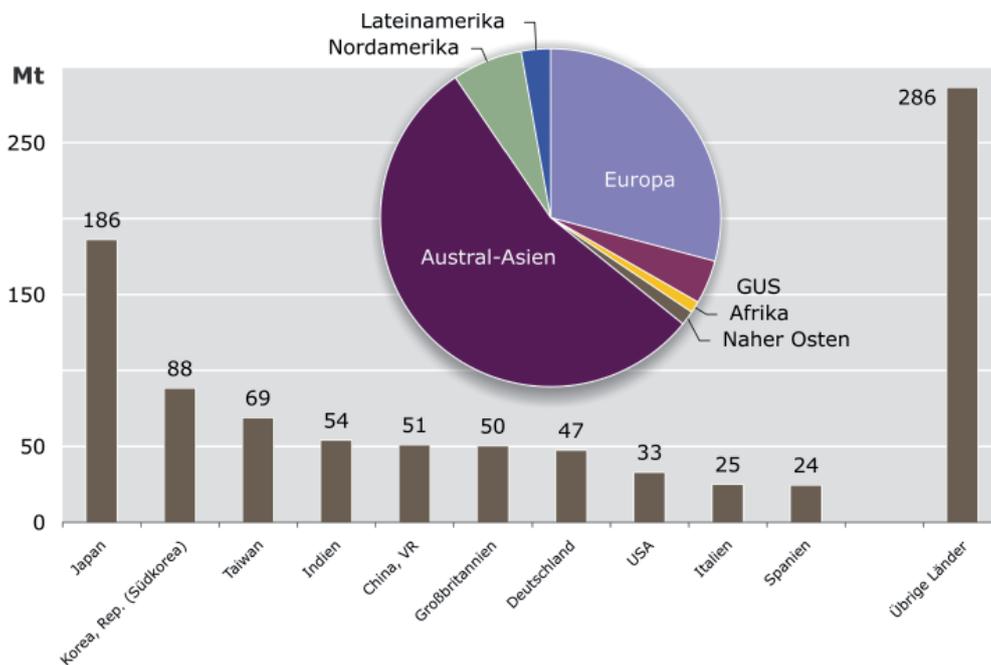


Abbildung 5.20: Hartkohleimport (insgesamt 915 Mt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Von den 618 Mt seewärtig gehandelten Kraftwerkskohlen entfielen 2007 rund 229 Mt auf den atlantischen und 389 Mt auf den pazifischen Markt (VDKI, 2008). Die bedeutendsten Kraftwerkskohlelieferanten für den atlantischen Markt waren 2007 Kolumbien, Südafrika und Russland, während den pazifischen Markt vor allem Indonesien, Australien und die VR China belieferten (Abb. 5.21).

Der vergleichsweise hohe Absatz indonesischer Kraftwerkskohle im atlantischen Raum ist vor allem auf deren hohe Qualität mit niedrigen Schwefelgehalten und relativ geringem Preis zurückzuführen. Bei den australischen Lieferungen in den atlantischen Markt handelt es sich nur untergeordnet um Kraftwerkskohle und fast ausschließlich um qualitativ hochwertige Koks kohle. Russland kann aufgrund seiner geografischen Lage beide Märkte bedienen, da sich geeignete Häfen sowohl im europäischen Raum als auch im Fernen Osten befinden. Die südafrikanischen Lieferungen in den pazifischen Raum gingen vorrangig nach Indien, das zunehmend auch von Importen aus dem atlantischen Markt abhängig ist.

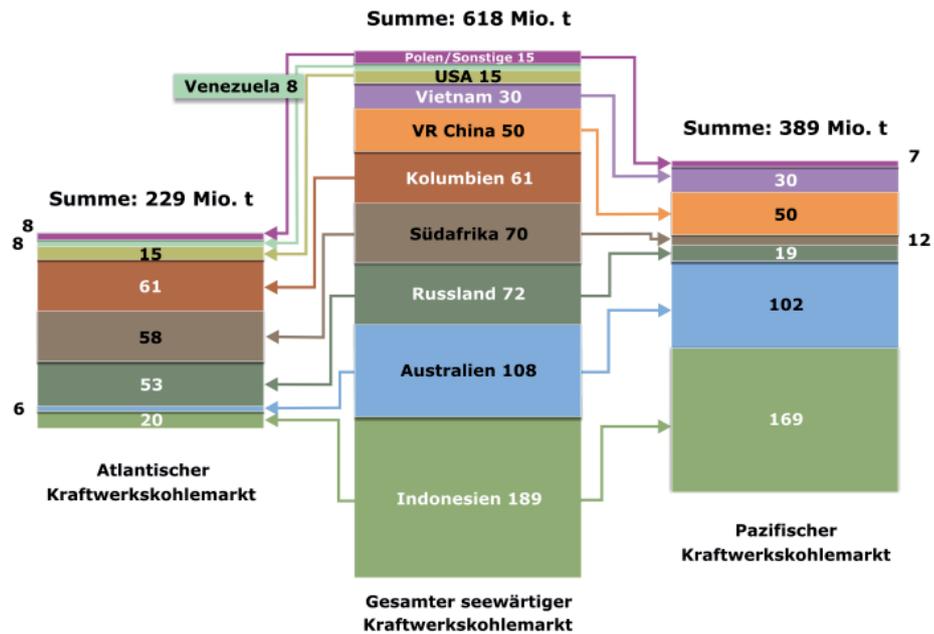


Abbildung 5.21: Liefer- und Empfängerländer des seewärtigen Kraftwerkskohlehandels (VDKI, 2008).

Auf dem **Koksweltmarkt** wird nur ein geringer Teil von rund 5 % der Weltkoksproduktion gehandelt (VDKI, 2008). Dabei ist die VR China der mit Abstand größte Kokserzeuger (Abschnitt 5.2.6) und auch der größte Exporteur von Koks. Zwar exportierte die VR China 2007 mit 15,3 Mt nur 4,8 % der eigenen Produktion, dennoch entsprach dies einem Weltmarktanteil von etwa 49 %. Damit verfügt die VR China über eine marktbeherrschende Stellung auf dem Weltkoksmarkt. Der zweitgrößte Koksexporteur 2007 mit einem Anteil von etwa 20 % (6,3 Mt) war Polen (PIG, 2009). Bei den Importeuren von Koks belegte Deutschland 2007 mit 4,1 Mt weltweit den ersten Rang (VDKI, 2008). Auf den nächsten Plätzen mit einem Importvolumen von 2 bis 3 Mt lagen Japan, Südkorea und die USA. Ein kontinuierlich steigender Bedarf ist ebenfalls in Brasilien zu verzeichnen, welches 2007 rund 1,6 Mt Koks importierte (McCloskey, 2003-2009).

5.2.9 Hartkohlepreise

Die durchschnittlichen jährlichen **Importkosten** für **in die EU** importierte Kraftwerkskohle, entsprechend den Preisen in den Anlandehäfen, lagen in den vergangenen 22 Jahren zwischen USD 34,43 und USD 82,81/t (cif) (Cost, Insurance and Freight) (Abb. 5.22). Die Bandbreite für Koks kohle betrug USD 47,88 bis USD 125,86/t (cif). Diese Preise stellen Durchschnittspreise in USD des jeweiligen Jahres dar, welche die IEA von den jeweiligen staatlichen Einfuhrbehörden über das gesamte Importvolumen und den Gesamtwert der Einfuhren erhielt. Die Durchschnittspreise umfassen alle Kohlequalitäten, ohne Berücksichtigung der Endnutzung oder der Vertragskonditionen. Während sich die EU-Importpreise zwischen 1986 und 2003 für Kraftwerkskohle überwiegend in einem Preisband zwischen USD 35 und USD 50/t und jene für Koks kohle zwischen USD 50 und USD 65/t bewegten, legten die Importpreise ab dem Jahr 2004 kräftig zu. Die nominal höchsten Preise für Kraftwerks- und Koks kohle wurden in den Jahren 2006/2007 erreicht, nachdem die Importpreise für Kraftwerkskohle gegenüber dem Preistiefpunkt 1999 um rund 141 % auf USD 82,81/t (cif) im Jahr 2007 und die Koks kohleimportpreise gegenüber 2000 sogar um rund 163 %



Kohlebrände - Ressourcenvernichtung und Umweltschutz

Oberflächennah anstehende Kohleflöze können sich spontan entzünden, wenn sie mit ausreichend Sauerstoff in Berührung kommt. Derartige Kohlebrände sind weltweit aus Kohlevorkommen bekannt. Manche Kohlebrände unter Tage werden durch Bergbau verursacht, wenn Kohle durch die Grubenbewetterung in Kontakt mit Sauerstoff gerät.

Brände in oberflächennahen Kohleflözen sind ein weltweites Problem. Dabei werden in großem Umfang Ressourcen vernichtet. Zudem werden klimawirksame Gase wie CO₂, Methan und verschiedene toxische Gase in die Atmosphäre emittiert. In China wüthen derartige Brände schon seit vielen Jahren in einem sich über den Norden des Landes erstreckenden Gürtel. Hunderte Brandfelder sind bekannt, in denen jährlich 10 bis 20 Mt Kohle verbrennen. Für den Bergbau unbrauchbar wird dabei eine etwa zehnmals so große Kohlemenge, da in der Umgebung der Brände kein Bergbau mehr betrieben werden kann.

Kohlebrände können nur unter großem Aufwand durch den Entzug von Energie durch Wasserkühlung, durch die Trennung vom Brennstoff durch Ausgrabung oder Barrieren sowie durch Unterbinden der Sauerstoffzufuhr durch großräumiges Abdecken mit Löss oder Ton gelöscht werden. In dem interdisziplinären geowissenschaftlichen Verbundprojekt *Sino-German Coal Fire Research* (BMBF, Förderkennzeichen 0330490) wird derzeit die Entwicklung innovativer Technologien für die Erkundung, Bekämpfung und Überwachung von Kohlebränden in Nordchina vorangetrieben.



Brennende Kohle im Kohlerevier Wuda, Innere Mongolei, China

auf USD 125,86/t im Jahr 2006 anstiegen (IEA, 2008b). Unter Berücksichtigung der 2008 bis auf über USD 200/t angestiegenen Spotmarktpreise für Kraftwerkskohle und Kokskohlepreisen von über USD 300/t dürften sich die EU-Importpreise im Jahr 2008 nochmals signifikant erhöht haben.

In Abbildung 5.22 sind die Kohleimportpreise zusätzlich inflationsbereinigt als reale Preise in USD Stand 2007 dargestellt. Die Kraftwerks- und Kokskohleimportpreise wurden dazu mit dem US-amerikanischen Consumer Price Index/All Urban Consumers (CPI-U) des Bureau of Labor Statistics (Bureau of Labor Statistics, 2009) deflationiert. Bei Betrachtung der realen Preise für die Kraftwerkskohleimporte über die letzten 22 Jahre zeigt sich, dass trotz der

im September 2006 noch rund 94 % über dem Tiefstpreis vom Mai 2003. Ab Anfang 2007 entwickelte sich der Kraftwerkskohle-Spotmarktpreis dann parallel zum Ölpreis. Innerhalb des Jahres 2007, welches vor allem durch einen enorm gestiegenen Kohle-Importbedarf Indiens und Chinas gekennzeichnet war, legte der Preis um rund 91 % auf einen bis dahin noch nicht dagewesenen nominalen Preis von USD 127/t (cif) zu. Unterstützt durch einen starken Wintereinbruch mit Produktions- und Transportausfällen in China, schweren Überschwemmungen wichtiger australischer Kohle-Exportgruben sowie eines rapide steigenden Ölpreises stieg der *MCIS NW Europe steam coal marker*-Preis allein von Januar 2008 bis Juli 2008 nochmals um 72 % auf sein bisheriges Allzeithoch von USD 219/t (cif). Somit erhöhte sich der Kraftwerkskohle-Spotmarktpreis von seinem Tiefpunkt im August 2002 mit knapp USD 26/t bis zum Juli 2008 um fast das Siebeneinhalbfache. Bis zum April 2009 verringerte sich der Kraftwerkskohle-Spotmarktpreis gegenüber Juli 2008 um rund 70 % auf USD 66/t, was aber im Vergleich zu den 1990er Jahren und dem Beginn des neuen Jahrhunderts nominal noch immer ein recht hohes Preisniveau darstellt.

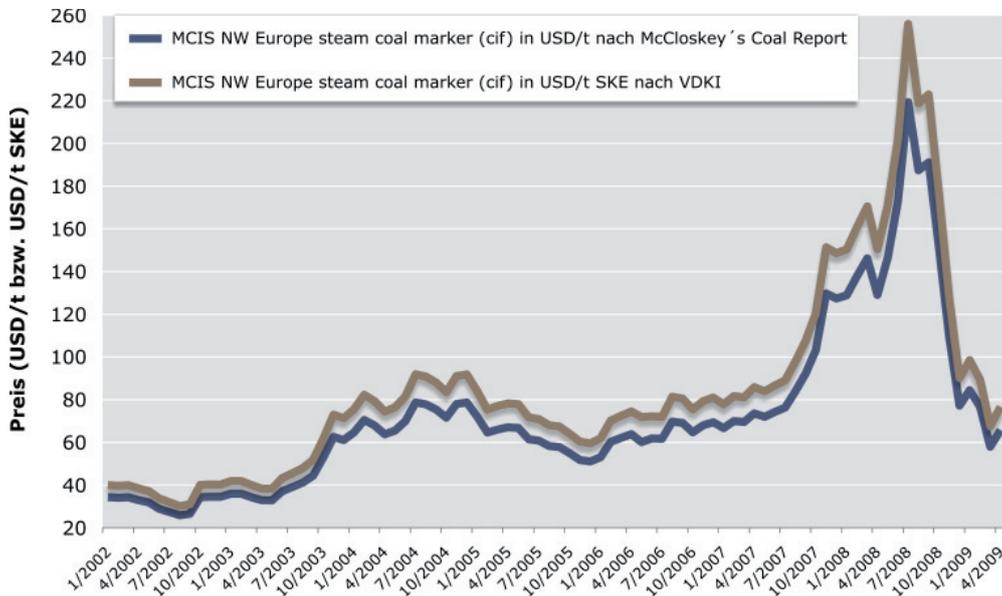


Abbildung 5.23: Entwicklung des MCIS NW Europe steam coal marker-Preises von Januar 2002 bis April 2009 (McCloskey, 2003 – 2009; VDKI, 2003 – 2009).

5.3 Weichbraunkohle

5.3.1 Gesamtressourcen Weichbraunkohle, regionale Verteilung

Die weltweiten Gesamtressourcen an Weichbraunkohle belaufen sich auf 4345 Gt. Davon werden mit 268,9 Gt, etwa 6,2 %, als Reserven eingestuft. Somit entfällt wie bei der Hartkohle der Großteil der Gesamtressourcen von 93,8 % an Weichbraunkohle auf die Ressourcen. Diese Gesamtressourcen sind insbesondere im Vergleich mit Erdöl und Erdgas recht gleichmäßig über die Kontinente der Erde verteilt (Abb. 5.24).

Die weltweit größten Gesamtressourcen an Weichbraunkohle lagern mit 33,5 %, entsprechend etwa 1454 Gt, in Nordamerika, gefolgt von der GUS mit 31,8 % und Austral-Asien mit 25,9 %. Von den verbleibenden rund 383 Gt (8,8 %) an Gesamtressourcen befinden

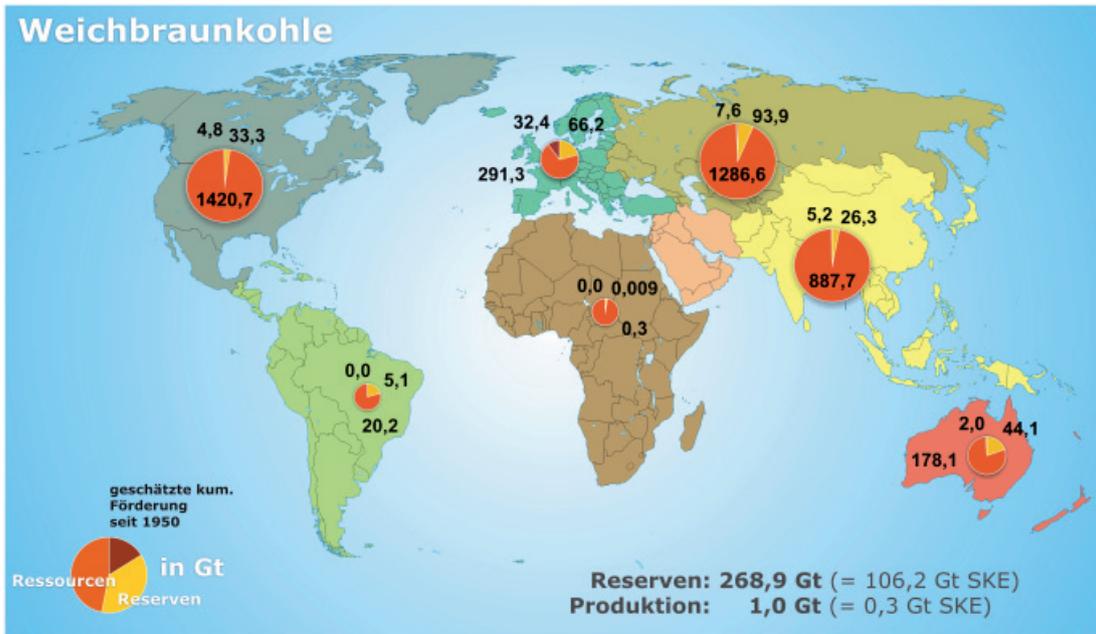


Abbildung 5.24: Regionale Verteilung der Reserven, Ressourcen und der geschätzten kumulierten Förderung seit 1950 von Weichbraunkohle Ende 2007.

sich rund 358 Gt in Europa (Abb. 5.25). In Nordamerika und der GUS liegen die Gesamtressourcen an Weichbraunkohle fast ausschließlich in den zwei großen Flächenstaaten USA mit 1401 Gt und Russland mit 1371 Gt. In Austral-Asien verfügen neben der VR China ebenfalls Australien, Vietnam, Pakistan und die Mongolei über große Gesamtressourcen. Die europäischen Gesamtressourcen befinden sich vor allem in Polen und Deutschland, das weltweit Rang 9 einnimmt. In diesen beiden Ländern lagern zusammen knapp 84 % der europäischen Gesamtressourcen an Weichbraunkohle.

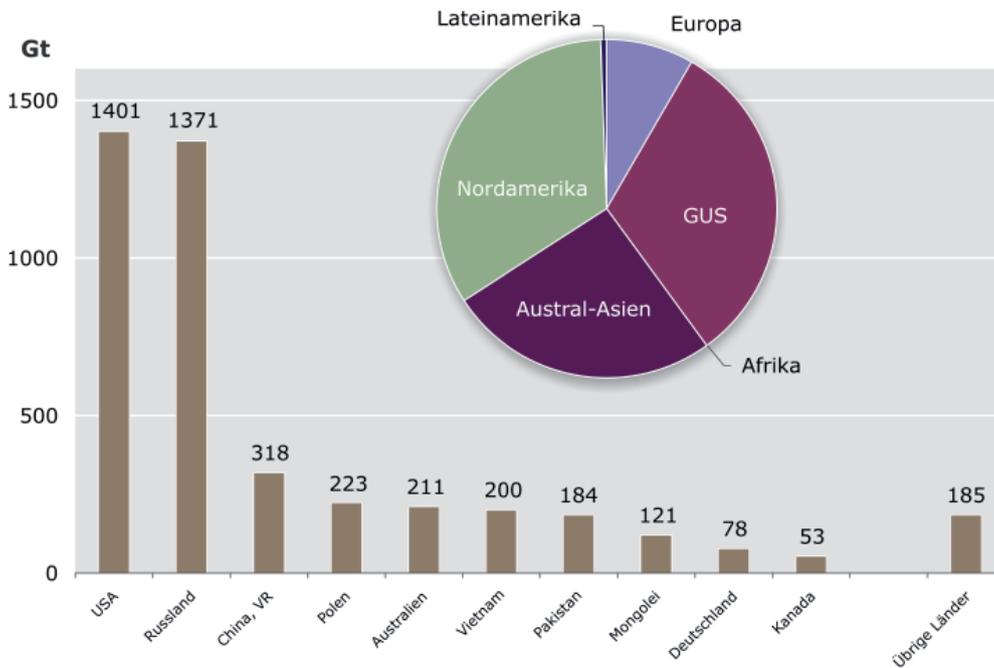


Abbildung 5.25: Gesamtressourcen an Weichbraunkohle (insgesamt 4345 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

5.3.2 Weichbraunkohlereserven

In den drei flächenmäßig großen Regionen GUS, Austral-Asien und Nordamerika befinden sich mit 197,6 Gt nahezu 74 % der weltweiten Weichbraunkohlereserven. Damit fällt der Konzentrationsgrad dieser drei Regionen für Weichbraunkohle geringer aus als bei den Hartkohlereserven (Abschnitt 5.2.2). Mit 34,9 %, entsprechend 93,9 Gt, lagern die größten Weichbraunkohlereserven (hier inklusive Hartbraunkohle) in der GUS, wozu vor allem Russland mit 91,6 Gt beiträgt (Abb. 5.26).

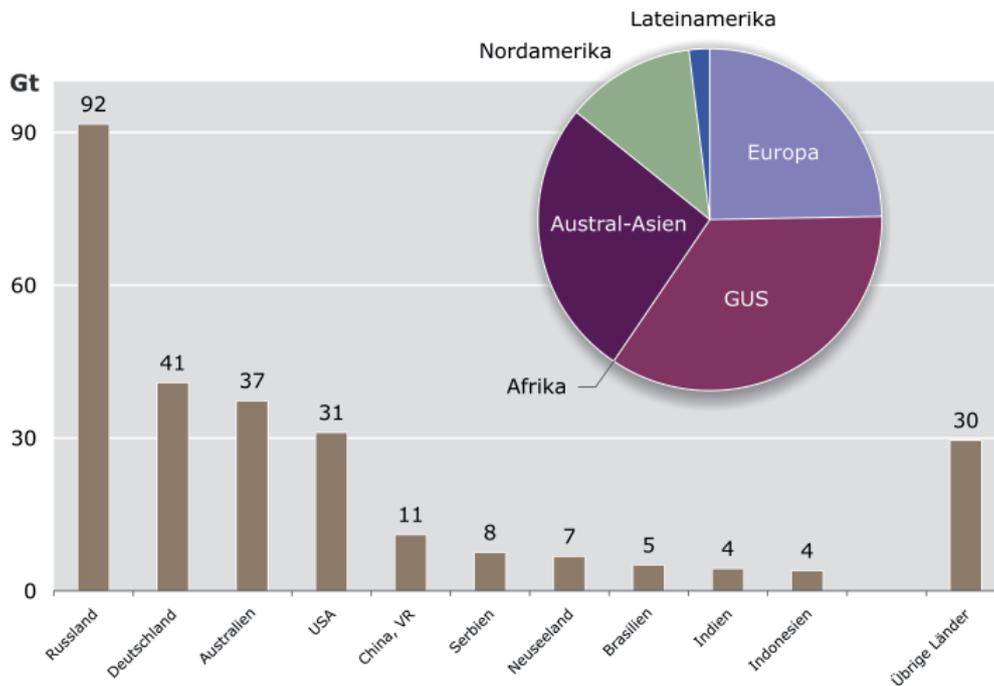


Abbildung 5.26: Weichbraunkohlereserven (insgesamt 269 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Die mit 26,2 % zweitgrößten Weichbraunkohlereserven weist Austral-Asien auf, mit den größten ausgewiesenen Reserven in Australien (37,3 Gt) und der VR China (11 Gt). Über die mit 66,2 Gt drittgrößten Weichbraunkohlereserven (24,6 %) verfügt Europa, mit Deutschland (40,8 Gt) als zweitgrößtem Reservenhalter weltweit. Bedeutende Mengen an Weichbraunkohlereserven lagern mit 33,3 Gt zudem in Nordamerika und hier primär in den USA mit allein 31 Gt. Vergleichsweise geringe Weichbraunkohlereserven weisen die Regionen Lateinamerika mit 5,1 Gt und Afrika mit 9 Mt auf (Abb. 5.26). Im Nahen Osten sind keine Weichbraunkohlereserven bekannt.

5.3.3 Weichbraunkohleressourcen

Im Gegensatz zur Situation bei den Reserven lagern mit 3764 Gt rund 92,4 % der gesamten Weichbraunkohleressourcen in den drei Regionen Nordamerika, GUS und Austral-Asien (Abb. 5.27).

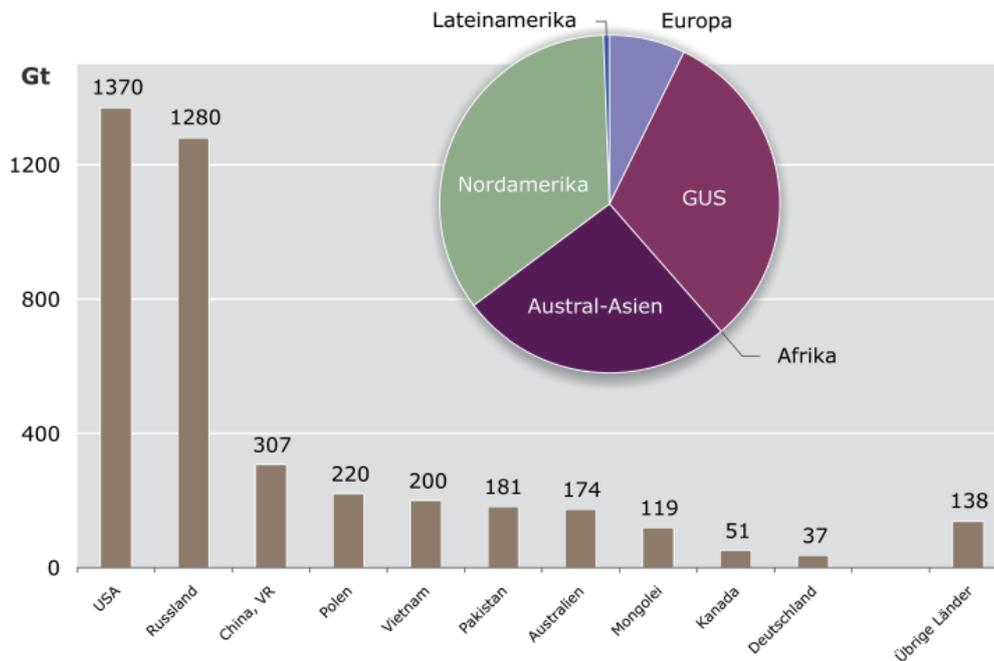


Abbildung 5.27: Weichbraunkohleressourcen (insgesamt 4076 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Jeweils rund ein Drittel der weltweiten Weichbraunkohleressourcen befinden sich in Nordamerika mit 1421 Gt und der GUS mit 1287 Gt (inklusive Hartbraunkohle) mit den wichtigsten Ländern USA mit allein 1370 Gt sowie Russland mit 1280 Gt (inklusive Hartbraunkohle). Mit rund 1057 Gt (26,2 %) folgt auf dem dritten Rang Austral-Asien mit großen Weichbraunkohleressourcen in der VR China mit 307 Gt, Vietnam mit 200 Gt, Pakistan mit 181 Gt, Australien mit 173,5 Gt und der Mongolei mit 119 Gt (inklusive Hartbraunkohle). Über bedeutsame Weichbraunkohleressourcen verfügt weiterhin Europa mit 291 Gt. Diese lagern vorrangig in Polen und Deutschland, welches damit weltweit Rang 10 einnimmt (Abb. 5.27).

5.3.4 Weichbraunkohleförderung

Die Gewinnung von Weichbraunkohle erfolgt, abgesehen von einigen lokalen Ausnahmen, nur im Tagebau. International werden dabei selten Abbautiefen von 200 m überschritten. Eine Ausnahme bildet Deutschland, wo durch den Einsatz von Großtagebautechnik die Förderung von Weichbraunkohle bis in Teufen von 400 m rentabel ist.

Die weltweite Weichbraunkohleförderung betrug 2007 rund 978 Mt. Mit 566 Mt wurde mehr als die Hälfte der weltweiten Förderung in Europa erbracht, gefolgt von Austral-Asien mit 237 Mt (Abb. 5.28). Größere Mengen an Weichbraunkohle wurden mit 90 Mt ebenfalls in Nordamerika und der GUS mit 79 Mt (inklusive Hartbraunkohle) gefördert. Lateinamerika

mit 5,8 Mt und der Nahe Osten mit 0,6 Mt besaßen zusammen einen Anteil von nur 0,7 % an der weltweiten Weichbraunkohleförderung (Abb. 5.28). In Afrika ist keine Förderung von Weichbraunkohle bekannt.

Das mit Abstand größte Weichbraunkohle-Förderland 2007 war Deutschland mit einem Anteil an der weltweiten Förderung von 18,4 %, entsprechend 180,4 Mt. Auf den weiteren Plätzen mit einer Förderung von mindestens 70 Mt folgten Australien, Russland (inklusive Hartbraunkohle), die USA, Türkei und die VR China (Abb. 5.28). Aufgrund einer ebenfalls bedeutsamen Weichbraunkohleförderung in europäischen Ländern wie Griechenland, Polen und der Tschechischen Republik belief sich die Förderung in der EU-27 auf rund 443 Mt. Dies entsprach 2007 einem Anteil an der Weltförderung von 45,3 %. Der hohe Anteil der EU-27 an der weltweiten Weichbraunkohleförderung spiegelt auch die große Bedeutung von Weichbraunkohle für die Energieversorgung der Europäischen Union wider. Sie ist für einige EU-Mitgliedsländer, insbesondere für Deutschland, der wichtigste heimische Energierohstoff.

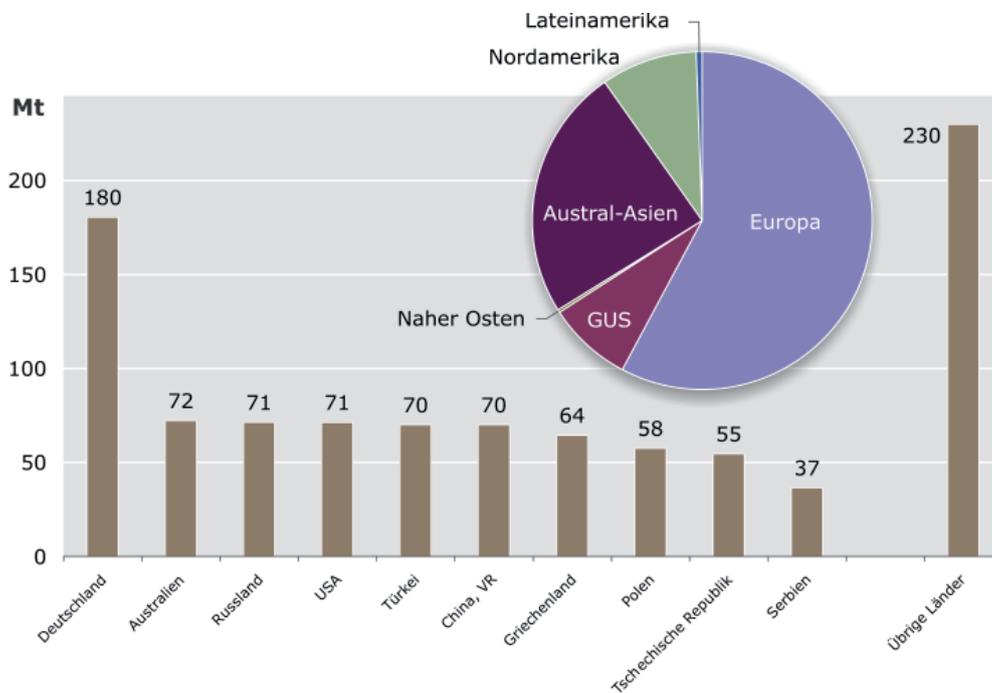


Abbildung 5.28: Weichbraunkohleförderung (insgesamt 978 Mt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Während sich die globale Hartkohleförderung in den letzten 30 Jahren verdoppelte (Abschnitt 5.2.4), erhöhte sich die Weichbraunkohleförderung im Zeitraum von 1978 bis 2007 nur um rund 83 Mt (9 %) auf 978 Mt (Tab. 5.7). Allerdings vergrößerte sich die weltweite Weichbraunkohleförderung signifikant bis 1987 um 186 Mt (21 %) auf rund 1081 Mt. Die Verringerung der weltweiten Weichbraunkohleförderung in den 1990er Jahren um mehr als 200 Mt auf rund 856 Mt im Jahr 1999 ist auf die politischen und wirtschaftlichen Veränderungen in der ehemaligen DDR, den osteuropäischen Staaten sowie in der ehemaligen Sowjetunion zurückzuführen. Vor allem der Zusammenbruch des Rates für gegenseitige Wirtschaftshilfe (RGW/Comecon) führte zu einer starken Reduzierung der Industriegüterproduktion, bedingt durch den Nachfragerückgang nach RGW-Industriegütern. Damit verringerte sich auch der

Energiebedarf. Allein in den neuen Bundesländern nahm die Weichbraunkohleförderung von 309 Mt im Jahr 1987 um rund 244 Mt (minus 79 %) auf 65 Mt im Jahr 1999 ab.

Gegenüber 1999 erhöhte sich im neuen Millennium die Weichbraunkohleförderung in fast allen Regionen. Nur in der GUS verringerte sich in dem Zeitraum die Förderung nochmals merklich (Tab. 5.7).

Tabelle 5.7: Förderentwicklung nach Regionen von 1978 bis 2007 (WEC, 1980; BGR, 1989, 2003).

| Region | Weichbraunkohleförderung in Mt (Anteil der Region an der jeweiligen Jahresweltförderung) | | | |
|---------------|---|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| | 1978 | 1987 | 1999 | 2007 |
| Europa | 670,5 (74,9 %) | 738,8 (68,4 %) | 507,6 (59,3 %) | 566,1 (57,9 %) |
| GUS | 152,0 (17,0 %) | 164,0 (15,2 %) | 90,1 (10,5 %) | 79,0 (8,1 %) |
| Afrika | 0,0 (0,0 %) | 0,0 (0,0 %) | 0,0 (0,0 %) | 0,0 (0,0 %) |
| Naher Osten | 0,0 (0,0 %) | 0,0 (0,0 %) | 0,0 (0,0 %) | 0,6 (0,1 %) |
| Austral-Asien | 40,4 (4,5 %) | 97,3 (9,0 %) | 167,2 (19,5 %) | 236,8 (24,2 %) |
| Nordamerika | 32,1 (3,6 %) | 80,8 (7,5 %) | 90,8 (10,6 %) | 89,7 (9,2 %) |
| Lateinamerika | 0,0 (0,0 %) | 0,0 (0,0 %) | 0,0 (0,0 %) | 5,8 (0,6 %) |
| WELT | 894,9 (100 %) | 1080,9 (100 %) | 855,7 (100 %) | 978,0 (100 %) |

Während 1978 noch drei Viertel der weltweiten Weichbraunkohleförderung in Europa erbracht wurden, verringerte sich dieser Anteil in den vergangenen 30 Jahren stetig und betrug 2007 rund 58 %. Die größten Zuwächse bei der Weichbraunkohleförderung verzeichnete Austral-Asien mit einer Versechsfachung der Förderung, womit der Anteil dieser Region an der weltweiten Weichbraunkohleförderung von weniger als 5 % im Jahr 1978 auf rund 24 % im Jahr 2007 anstieg (Tab. 5.7). Dies ist vor allem auf die Ausweitung der Förderung in Indonesien, Thailand, Indien, der VR China und Australien zurückzuführen (Tab. 5.8).

Prinzipiell sind für die Höhe der **Förderkosten von Weichbraunkohle** die gleichen geologischen, geographischen und klimatischen Faktoren ausschlaggebend wie bei der Förderung von Hartkohle (Abschnitt 5.2.4). Da Weichbraunkohle aber einen um zwei Drittel geringeren Energieinhalt aufweist als Hartkohle, fallen die Erlöse beim Verkauf von Weichbraunkohle wesentlich geringer aus als beim Verkauf von Hartkohle. Daher ist eine wirtschaftliche Förderung von Weichbraunkohle nur bei geringen Produktionskosten möglich. Die Förderung erfolgt deswegen fast ausschließlich im kostengünstigeren Tagebau. Zudem wird überwiegend auf die Aufbereitung oder einen längeren Transport von Weichbraunkohle verzichtet, um die Produktionskosten niedrig zu halten. Stattdessen werden Weichbraunkohlen überwiegend vor Ort in lagerstättennahen Kraftwerken verstromt.

Tabelle 5.8: Förderentwicklung der fünf größten Förderländer für Weichbraunkohle 2007 in den Jahren 1978 bis 2007 (WEC, 1980; BGR, 1989, 2003).

| Land | Weichbraunkohleförderung in Mt (Anteil des Landes an der jeweiligen Jahresweltförderung) | | | | Veränderung 1978/2007 (%) |
|---|---|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------------|
| | 1978 | 1987 | 1999 | 2007 | |
| Deutschland (BRD+DDR bis 1987) | 376,9 (42,1 %) | 417,8 (38,7 %) | 161,3 (18,8 %) | 180,4 (18,4 %) | - 52 |
| Australien | 33,0 (3,7 %) | 40,5 (3,7 %) | 65,0 (7,6 %) | 72,3 (7,4 %) | + 119 |
| Russland (gesamte ehemalige Sowjetunion bis 1987) | 152,0 (17,0 %) | 164,0 (15,2 %) | 83,5 (9,8 %) | 71,3 (7,3 %) | (- 53) |
| USA | 27,0 (3,0 %) | 68,3 (6,3 %) | 79,1 (9,2 %) | 71,2 (7,3 %) | + 164 |
| Türkei | 14,8 (1,6 %) | 40,5 (3,7 %) | 64,8 (7,6 %) | 70,0 (7,2 %) | + 374 |
| Summe | 603,7 (67,5 %) | 731,1 (67,6 %) | 453,7 (53,0 %) | 465,2 (47,6 %) | |
| WELT | 894,9 (100 %) | 1080,9 (100 %) | 855,7 (100 %) | 978,0 (100 %) | + 9 |

Konkrete Förder- und Produktionskosten liegen nur zu wenigen Ländern vor. Ein Beispiel liefert die Electricity Generating Authority von Thailand (EGAT). Die in deren jährlichen Geschäftsberichten ausgewiesenen Brennstoffeinkaufspreise für Weichbraunkohle lagen in den vergangenen Jahren zwischen USD 11 und USD 13/t beziehungsweise Euro 9 und 10/t. Die EGAT ist ebenfalls Eigentümerin des größten thailändischen Weichbraunkohle-Tagebaus Mae-Moh, aus dem 88 % der thailändischen Weichbraunkohleförderung 2007 stammten. Daher dürften die in den EGAT-Geschäftsberichten ausgewiesenen Einkaufspreise weitgehend den Förderkosten entsprechen (Tab. 5.9).

Tabelle 5.9: Entwicklung der Einkaufspreise (~Förderkosten) von Weichbraunkohle in Thailand (EGAT, 2007, 2008).

| Förderkosten/Jahr | 2005 | 2006 | 2007 |
|--------------------------|-------|-------|-------|
| in thailändischen Baht/t | 433,6 | 424,7 | 437,2 |
| in USD/t | 10,8 | 11,2 | 13,5 |
| in Euro/t | 8,7 | 8,9 | 9,9 |

Damit liegen die Förderkosten für Weichbraunkohle in Thailand in der gleichen Größenordnung wie in Deutschland, wo Förderkosten von etwa Euro 8 bis Euro 11/t anfallen (BGR, 2003). Vom Metalworld Research Team (2008) werden für Indien für 2007 Rohkohleförderkosten von USD 14 bis USD 16/t beziehungsweise Euro 10 bis Euro 12/t angegeben. Unter Berücksichtigung von weiteren Kosten, beispielsweise für die Aufbereitung, beliefen sich die indischen Produktionskosten für Weichbraunkohle somit auf USD 16 bis USD 18/t (Euro 11 bis Euro 13/t). Der größte bulgarische Weichbraunkohleproduzent, die Firma Mini Maritsa Iztok EAD, produzierte 2007 aus drei Tagebauen 23,9 Mt Weichbraunkohle, was 94 % der bulgarischen Weichbraunkohleförderung entsprach. Die Produktionskosten belie-

fen sich auf rund USD 11/t beziehungsweise Euro 8/t (Mini Maritsa Iztok EAD, 2009). Der einzige kanadische Weichbraunkohleproduzent, Sherritt International Corporation, beziffert seine Kosten für die Tagebauförderung von Weichbraunkohle in Saskatchewan sowie von Hartbraunkohle (Sub-bituminous Coal) in Alberta für 2007 auf USD 9,2/t beziehungsweise Euro 6,7/t (Sherritt International Corporation, 2008).

Der überwiegende Teil der weltweit im Tagebau geförderten Weichbraunkohle wird nach Einschätzung der E.ON Kraftwerke GmbH zu Produktionskosten zwischen Euro 7 und Euro 15/t gefördert (pers. com. Bayer). Bei Braunkohlen mit höheren Heizwerten, bei denen es sich genau genommen aber um Hartbraunkohlen handelt, die zu den Hartkohlen gezählt werden (Abschnitt 2.3.3) ist bei höheren Produktionskosten noch eine wirtschaftliche Gewinnung möglich. Die bei der selten vorgenommenen untertägigen Gewinnung von Weichbraunkohle anfallenden Produktionskosten dürften häufig höher als die oben genannte Bandbreite von Euro 7 bis Euro 15/t für die Tagebaugewinnung ausfallen.

5.3.5 Weichbraunkohleverbrauch

Da grenzüberschreitender Handel mit Weichbraunkohle nur in sehr geringem Ausmaß stattfindet, ist die Situation beim Verbrauch fast mit der Situation bei der Förderung identisch. Der weltweite Weichbraunkohleverbrauch belief sich 2007 auf rund 977 Mt. Mehr als die Hälfte des weltweiten Verbrauchs in Höhe von rund 565 Mt entfiel auf Europa, gefolgt von Austral-Asien mit 237 Mt. Bedeutende Mengen an Weichbraunkohle wurden ebenfalls in den Regionen Nordamerika mit 90 Mt und der GUS mit 79 Mt verbraucht (Abb. 5.29).

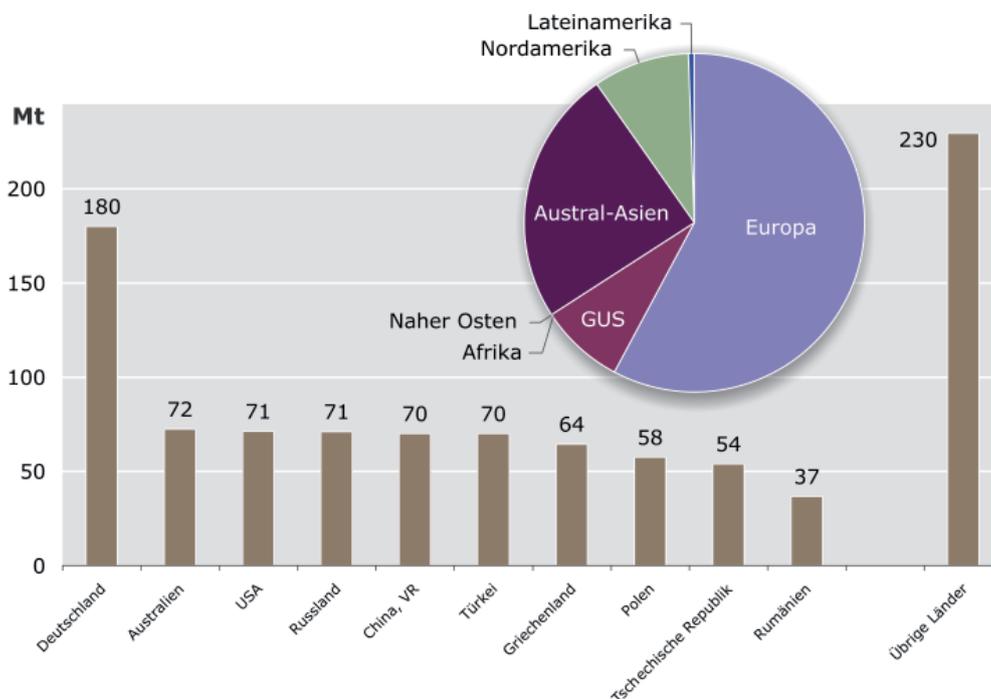


Abbildung 5.29: Weichbraunkohleverbrauch (insgesamt 977 Mt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Deutschland wies 2007 mit 18,4 % (180 Mt) von allen Ländern den größten Weichbraunkohleverbrauch auf (Abb. 5.29). Auf den weiteren Rängen mit einem Verbrauch von mindestens 70 Mt folgten Australien, Russland (inklusive Hartbraunkohle), die USA, Türkei und die VR China. Der Weichbraunkohleverbrauch in der EU-27 belief sich auf rund 443 Mt. Dies entsprach einem Anteil am weltweiten Verbrauch von 45,3 %.

Zwischen 1980 und 2007 verringerte sich der weltweite Weichbraunkohleverbrauch geringfügig um 3,3 % (IEA, 2008b). Während der weltweite Verbrauch in den 1980er Jahren noch signifikant anstieg (Abb. 5.30), verringerte sich dieser insbesondere in den 1990er Jahren aus den bereits genannten Gründen (Abschnitt 5.3.4). Die Entwicklung der Weichbraunkohleförderung in den jeweiligen Regionen verlief über den gesamten hier betrachteten Zeitraum parallel zum Verbrauch. Während sich der Weichbraunkohleverbrauch in Austral-Asien, Nord- und Lateinamerika sowie im Nahen Osten verdoppelte beziehungsweise verdreifachte (Abb. 5.30), verringerte sich der Verbrauch in Europa und der GUS-Region um ein Fünftel beziehungsweise rund zwei Fünftel (IEA, 2008b).

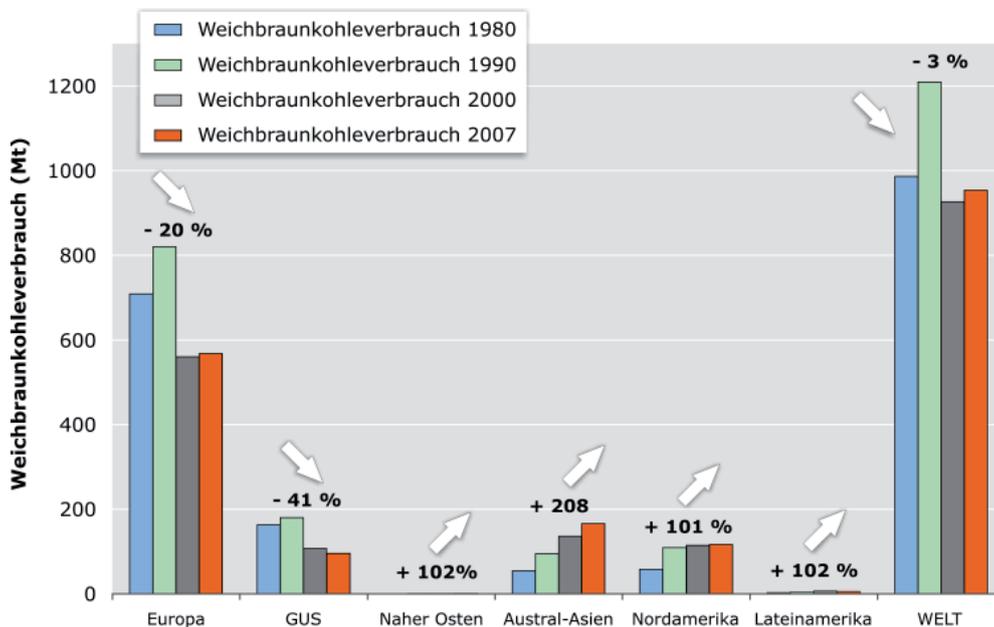


Abbildung 5.30: Entwicklung des weltweiten Weichbraunkohleverbrauchs nach Regionen von 1980 bis 2007 (IEA, 2008b).

5.3.6 Handel mit Weichbraunkohle

Ein Weltmarkt für Weichbraunkohle existiert nicht. Der Handel von Weichbraunkohle erfolgt aufgrund des geringen Energieinhaltes sowie des hohen Wassergehaltes nur in Ausnahmefällen. Überwiegend handelt es sich um grenznahen Handel mit geringen Mengen an Rohbraunkohle zwischen der Tschechischen Republik, Polen und Deutschland sowie von Braunkohleprodukten wie Briketts, Staubkohle oder Koks von Deutschland nach Belgien, Frankreich oder in die Niederlande. Bei den deutschen Einfuhren 2007 handelt es sich um mehrere 10 000 t, bei den Ausfuhren um mehrere 100 000 t, was weit weniger als 1 % der jährlichen deutschen Förderung ausmacht (SdK, 2008a). In Deutschland wurden in den letzten Jahren knapp 93 % der Jahresförderung an Weichbraunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung abgesetzt und weitere 1 bis 2 % in Stromerzeugung der

Grubenkraftwerke. Nur geringe Mengen an Weichbraunkohle werden veredelt. Zu den aus deutscher Weichbraunkohle hergestellten Veredlungsprodukten zählen vorrangig Briketts sowie Staubkohle und nur untergeordnet Wirbelschichtkohle sowie Braunkohlenkoks (SdK, 2008a).

Relativ geringe Mengen von jährlich mehreren 100 000 t russischer Braunkohle (Hartbraunkohle) werden nach Japan exportiert. Diese Hartbraunkohle stammt von der russischen Insel Sachalin (Rosinformugol, 2008). Auch Kanada exportierte 2007 rund 100 000 t Weichbraunkohle aus den grenznahen Weichbraunkohletagebauen im Süden Saskatchewan in die USA (Stone, 2008). Bei einem geringen Teil der indonesischen Kohlexporte dürfte es sich ebenfalls um Weichbraunkohlen handeln.

5.4 Literatur zu Kohle

- Ameling, D. (2007): Steel Competing for the Future. – 58 S.; Vortrag am 12. Juni 2007 auf der METEC InSteelCon in Düsseldorf. http://www.stahl-online.de/medien_lounge/Vortraege/20070612MetecInSteelConDuesseldorf.pdf
- BDB (Bundesverband der Deutschen Binnenschiffahrt e. V.) (2008): Daten und Fakten. – 2 S.; http://www.binnenschiff.de/downloads/daten_und_fakten/Daten_und_Fakten_2007_2008.pdf
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (1989): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. – 419 S.; Hannover.
- (2003): Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXVII: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. – 426 S.; Hannover.
 - (2005): Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXXIII: Bundesrepublik Deutschland – Rohstoffsituation 2004. – 203 S.; Hannover.
- Bureau of Labor Statistics (2009): Consumer Price Index/All Urban Consumers (CPI-U). <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpi.txt>
- Chen, G. (2006): Kohlebergbau in China. - In: Buhrow, C., Schächter, H.N. & Schmidt, R. [Hrsg]: Kolloquium Ressourcen und Umwelt 2006 – Kohle und China: 223 – 235; Freiberg.
- EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) (2007): Annual Report 2006. – 151 S.; Bangkok/Thailand. http://pr.egat.co.th/all_work/ANNUAL_ENG2006.pdf
- (2008): Annual Report 2007. – 151 S.; Bangkok/Thailand. http://pr.egat.co.th/all_work/annual2007/eng/index_eng.htm
- EIA (Energy Information Administration) (2008b): Annual Coal Report 2007. <http://www.eia.doe.gov/cneaf/coal/page/acr/table10.html>
- IEA (2006): Coal Information 2006. – 500 S.; Paris.
- (2007): Coal Information 2007. – 517 S.; Paris.
 - (2008a): Electricity Information 2008. – 760 S.; Paris.
 - (2008b): Coal Information 2008. – 512 S.; Paris.
 - (2008c): World Energy Outlook 2008. – 569 S.; Paris.
- Interfax (2003 – 2009): Interfax Mining&Metals Report Volume XI (558-559) bis Volume XIX (874) - wöchentliche Ausgabe; Moskau.

- McCloskey (2003 - 2009): McCloskey Coal Report, Issue 74 – 204; zweiwöchentliche Ausgabe.
- Metalworld Research Team (2008): Lignite: A Cost Effective Substitute for Coal. – Metalworld, 15: 4 S.; Mumbai. <http://www.metalworld.co.in/focus1108.pdf>
- Mini Maritsa Iztok EAD (2009): Balance sheet. www.marica-iztok.com/home/bg/
- PIG (Państwowy Instytut Geologiczny)(2009): Statistiken zur polnischen Kohlewirtschaft. www.pgi.gov.pl/index.php?option=com_content&task=view&id=865&Itemid=54, (Geologia surowcowa/Złoża Polski/Surowce energetyczne/Węgiel kamienny). (in Polnisch)
- Pohl, W. (1992): W. & W. E. Petrascheck 's Lagerstättenlehre. Eine Einführung in die Wissenschaft von den mineralischen Bodenschätzen. – 504 S.; Stuttgart (E. Schweizerbart 'sche Verlagsbuchhandlung)
- Productivity Commission (1998): The Australian Black Coal Industry – Inquiry Report. Vol. 1 – 378 S.; Canberra. <http://www.pc.gov.au/inquiry/coal/finalreport/coal1.pdf>
- RAG AG (2008): Unternehmenspräsentation der RAG AG. – 30 S.; <http://www.rag.de/image.php?AID=54&VID=0>
- Ritschel, W. & Schiffer, H.-W. (2005): Weltmarkt für Steinkohle. Ausgabe 2005. RWE Power. – 85 S.; Essen u. Köln. <http://www.rwe.com/generator.aspx/property=Data/id=244632/weltmarkt-download.pdf>
- (2007): Weltmarkt für Steinkohle. Ausgabe 2007. RWE Power. – 106 S.; Essen u. Köln. <http://www.rwe.com/generator.aspx/verantwortung/energie-und-klima/versorgungssicherheit/erzeugungsmix/property=Data/id=640092/weltmarkt-2007.pdf>
- Rosinformugol (2007): Russian Coal Export Deliveries and Coal Imports to Russia in 2006. – 41 S.; Moskau.
- (2008): Russian Coal in International Markets in 2007. – 30 S.; Moskau.
- Schmidt, S., Thielemann, T. & Littke, R. (2006): Die Kohleindustrie Russlands im Jahr 2005 – ein Überblick. – Glückauf, 142(1/2): 49 – 55; Essen.
- Schmidt, S. (2007): Die Rolle Chinas auf dem Weltsteinkohlenmarkt. – In: Commodity Top News No. 27.- 9 S.; Hannover. http://www.bgr.bund.de/cIn_101/nn_330984/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/Commodity__Top__News/Energie/27__china__weltsteinkohlenmarkt,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/27_china_weltsteinkohlenmarkt.pdf
- SdK (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.) (1990): Zahlen zur Kohlenwirtschaft. Heft Nr. 137. – 87 S.; Essen und Köln.
- (2008a): Verschiedene Statistiken zur deutschen und globalen Kohlenwirtschaft. <http://www.kohlenstatistik.de/home.htm>
- (2008b): Zahlen zur Kohlenwirtschaft. Heft Nr. 155. – 71 S.; Essen und Köln.
- Sherritt International Corporation (2008): Investor Day Presentation vom 12. Juni 2008. – 57 S.. http://www.sherritt.com/doc08/files/presentations/20080612_Investor_Day_Presentation.pdf
- Stone, K. (2008): Coal. 17 S. –In: Canadian Minerals Yearbook 2007. <http://www.nrcan.gc.ca/smm-mms/busi-indu/cmy-amc/content/2007/22.pdf>
- The Tex Report (2008): 2008 Coal Manual. -501 S.; Tokyo.
- UN-ECE (1994): Binnentransportentfernungen und Tarife im internationalen Kohlentransport. – Ugol (Mai 1999): 49 – 53; Moskau. (in Russisch)
- VDI (Verein Deutscher Ingenieure) (2006): Deutsche Stahlbranche global herausgefordert. –VDI Nachrichten, 41 (13.10.2006): 4.

- VDKI (Verein Deutscher Kohlenimporteure) (1996): 100 Jahre Verein Deutscher Kohlenimporteure (1896-1996). – 12 S.; Hamburg.
- (2006): Verein der Kohlenimporteure. Jahresbericht 2005. – 91 S.; Hamburg.
 - (2008): Verein der Kohlenimporteure. Jahresbericht 2008 – Fakten und Trends 2007/2008. –99 S.; Hamburg. <http://www.verein-kohlenimporteure.de/wDeutsch/download/VDKI-Geschaeftsbericht-2008.pdf?navid=14>; weitere Jahresberichte ab dem Berichtsjahr 2004 unter: <http://www.verein-kohlenimporteure.de/wDeutsch/jahresbericht/index.php?navid=15>
 - (2003-2009): Monatsstatistiken zu den Grenzübergangspreisen für Steinkohlen sowie Übersichten zu den Einfuhren; zusätzlich auf der Homepage des VDKI: Marktinformationen - Preise (für Steinkohlen): <http://www.verein-kohlenimporteure.de/>
- WEC (World Energy Council) (1980): Survey of Energy Resources 1980. – 358 S.; London.
- Wodopia, F.-J. (2009): Angebotsengpässe werden langfristig zu steigenden Kohlepreisen führen. – In: EID (Energieinformationsdienst) vom 12.01.2009; Hamburg.
- World Steel Association (2009): Statistik zur globalen Roheisenerzeugung seit 1980. http://www.worldsteel.org/?action=stats_search&keuze=iron&country=all&from=1980&to=2008

6 Kernbrennstoffe

6.1 Uran

Anfang 2009 waren in 30 Ländern 436 Kernkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 372 GW_e in Betrieb. 2008 wurden in Kernkraftwerken weltweit 2,601 TWh Strom erzeugt. Die Kernenergie hatte damit einen Anteil von rund 15 % an der Weltstromerzeugung. Zur Versorgung des derzeitigen Kraftwerkparks werden jährlich etwa 65 405 t Uran benötigt. Weltweit kündigten eine Vielzahl von Ländern wie z. B. die VR China, Finnland, Russland, Südkorea, Japan und Indien den Zubau neuer Kraftwerke an. Gleichzeitig steigt die bergbaulich geförderte Uranmenge derzeit nur langsam an.

6.1.1 Uranvorkommen

Uran ist ein natürlicher Bestandteil der Gesteine der Erdkruste. Für eine wirtschaftliche Gewinnbarkeit muss Uran im Gestein angereichert sein. Uranlagerstätten können sich in fast allen geologischen Epochen durch sehr unterschiedliche Entstehungsbedingungen gebildet haben. Sie variieren in ihren Konfigurationen, Größen und Gehalten. Von wirtschaftlicher Bedeutung sind derzeit die folgenden Lagerstättentypen:

Diskordanzgebundene, gangförmige Lagerstätten enthalten bei mittleren Urangelhalten große Vorräte mit 10 000 bis über 200 000 t U. Beispiele für diesen Lagerstättentyp sind Key Lake, McArthur River, Cigar Lake in Kanada und Ranger, Jabiluka in Australien.

Lagerstätten in Sandsteinen sind weltweit verbreitet und enthalten bei mittleren Gehalten von 0,1 bis 0,2 % U mittelgroße bis große Vorräte von einigen Tausend bis mehr als 100 000 t U.

Hydrothermale Ganglagerstätten sind ebenfalls weit verbreitet, in Deutschland gehören die erschöpften Lagerstätten im Erzgebirge zu diesem Typ. Bei Urangelhalten von 0,5 bis über 1 % weist dieser Lagerstättentyp Vorräte von einigen Tausend bis 10 000 t U auf.

Lagerstätten in Quarzkonglomeraten, proterozoische Konglomerate mit Gold weisen geringe Urangelhalte wie beispielsweise im Witwatersrand (Rep. Südafrika) von 0,01 % oder Elliot Lake (Kanada) bis zu 0,1 % auf. Typische Uranvorräte in diesen Lagerstätten reichen bis 100 000 t U.

In **Brekzienkomplex-Lagerstätten** fällt Uran als Nebenprodukt der Kupfer-Gold-Gewinnung an. In der derzeit einzigen Lagerstätte dieses Typs, Olympic Dam, Australien, lagern bei einem Gehalt von 0,06 % Uranreserven in Höhe von 222 000 t U.

Intragranitische und metasomatische Lagerstätten sind in der Regel groß und weisen geringe Urangelhalte auf. Beispiele für diesen Lagerstättentyp sind Rössing in Namibia mit mehr als 100 000 t U bei einem Gehalt von etwa 0,04 % U und Lagoa Real in Brasilien mit mehr als 20 000 t U bei einem Gehalt von 0,3 % U.

Uran kann in Gesteinen und in Wässern über die normalen geologischen Hintergrundgehalte angereichert vorkommen, ohne dass es zur Ausbildung wirtschaftlich gewinnbarer Lagerstätten ausreicht. Es kann jedoch auch mit anderen wirtschaftlich gewinnbaren Rohstoffen vergesellschaftet sein und bei deren Gewinnung mitproduziert werden. Uran mit Gehalten von 2 bis 5 ppm in Granit, von durchschnittlich 3 ppm in Schwarzschiefern und 0,003 ppm in Meerwasser eignet sich theoretisch ebenfalls zur Gewinnung. Der technische Aufwand und damit die Kosten wären dabei in der Regel sehr hoch, weshalb diese Vorkommen hier nicht weiter erfasst werden. Die größten nicht-konventionellen Uranvorräte sind mit phosphatischen Gesteinen (Phosphoriten) mit durchschnittlich 120 ppm U assoziiert. Das Uran kann, wenn die wirtschaftlichen Bedingungen günstig sind, bei der Verarbeitung der Phosphate zu Phosphorsäure separat gewonnen werden. In den USA wurde Uran über eine Reihe von Jahren aus heimischen Phosphaten gewonnen, in Belgien aus importierten Phosphaten aus Marokko. In Kasachstan existierte eine Produktion aus fossilen Knochen in marinen Sedimenten. Weltweit sind aber wenige derartige Vorkommen als Ressource evaluiert.

6.1.2 Gesamtpotenzial von Uran, historische Entwicklung

In den 1970er Jahren wurde ein starkes Wachstum der Kernenergie für die kommenden Jahrzehnte prognostiziert. Es bestand die Sorge, dass die konventionellen Uranvorräte diesen Bedarf nicht decken könnten. Auf internationaler Ebene wurden daher Bemühungen unterstützt, das weltweite Potenzial an konventionellen Uranvorräten zu bewerten. Diese Maßnahmen ergänzten die weltweiten Erhebungen durch Nuclear Energy Agency (NEA) und International Atomic Energy Agency (IAEA), die seit 1965 im Abstand von zwei Jahren eine Bewertung der Uranvorräte vornehmen. NEA und IAEA erfassen die darüber hinaus gehenden spekulativen Uranvorräte und legten 1978 die Ergebnisse des *International Uranium Resources Evaluation Project* (IUREP) in der Studie *World Uranium Potential* für 185 Länder weltweit vor. Die Entwicklung der Uranvorräte seit 1965 wurde ausführlich in den Studien *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen* 1995 und 1998 beschrieben (BGR, 1995, 1999). Sie wird hier im Überblick kurz dargestellt.

Von 1965 bis 1981 wurden die Vorräte durch NEA und IAEA in den Kategorien *Reasonably Assured Resources* (RAR) und *Estimated Additional Resources* (EAR) zu Gewinnungskosten bis USD 80/kg U erfasst. Ab 1983 wurde eine Aufteilung in EAR Kategorie I und Kategorie II (EAR-I, EAR-II) vorgenommen. EAR-I-Vorräte sind überwiegend solche, die in der Nachbarschaft von RAR vorkommen, während EAR-II weniger erkundet sind und zu den sogenannten unentdeckten Ressourcen gezählt werden. Ab 1977 wurden zusätzlich in allen Kategorien Vorräte mit Gewinnungskosten bis USD 130/kg U ermittelt. Ab 1995 wurde die Klasse der Gewinnungskosten bis USD 40/kg U eingeführt. Von 1991 bis 1995 war eine Zuordnung der Vorräte der GUS und einiger Länder Mittel- und Osteuropas zu den Kategorien und Kostenklassen nur bedingt möglich, ab 1995 wurde sie dann schrittweise vollzogen. Die Eingliederung der Vorräte von China und Indien ist mangels entsprechender Angaben nicht möglich.

Die Veränderungen der Vorratseinteilung berücksichtigen einerseits den Wandel beim Kenntnisstand und andererseits die wirtschaftlichen Anforderungen, insbesondere der Gewinnungskosten. Das hatte zur Folge, dass Anteile der Vorräte sowohl die Vorratskategorie als auch die Klasse der Gewinnungskosten wechselten und ein direkter Vergleich damit

erschwert wird. Am zuverlässigsten sind die Angaben für die RAR, gewinnbar bis USD 80/kg U. Diese wurden seit 1965 ermittelt und können daher als Referenz herangezogen werden. Globale Aussagen werden dadurch eingeschränkt, dass bis Anfang der 1990er Jahre keine Angaben der Länder des ehemaligen Warschauer Pakts vorliegen, und danach erst schrittweise nach den geforderten Definitionen verfügbar wurden. Die Vorratsentwicklung bis 1993 berücksichtigt daher nur die Länder *World Outside Centrally Planned Economy Areas* (WOCA).

Aus der Betrachtung wird 1965 als erstes Jahr der Vorratsermittlung ausgenommen, da nur eine begrenzte Länderzahl erfasst wurde. Zwischen 1967 und 1993 wurden RAR gewinnbar bis USD 80/kg U von 1,4 Mt U und 1,85 Mt U im WOCA-Bereich mitgeteilt. Diese Variationsbreite erklärt sich aus den Änderungen nationaler Angaben aufgrund veränderter Vorratskategorien. 1991 und 1993 lagen diese Vorräte bei 1,5 Mt U. Zwischen 1967 und 1993 wurden im WOCA-Bereich insgesamt 0,8 Mt U gefördert. Die produzierten Vorräte sind demnach durch Neufunde im Betrachtungszeitraum mehr als ausgeglichen worden.

Bei den EAR-Vorräten trat 1983 in Folge der Aufteilung in EAR-I und EAR-II eine größere Veränderung ein. Zwischen 1967 und 1981 hatte EAR insgesamt zwischen 1,48 Mt U (1979) und 1,74 Mt U (1967) variiert. Mit der Aufteilung in EAR-I und EAR-II verringerten sich ab 1983 die EAR-I Vorräte auf 0,79 bis 0,93 Mt U. Die USA haben diese Aufteilung nicht vorgenommen. Vereinbarungsgemäß werden deren Vorräte in der Kategorie EAR-II geführt. 1994 erfolgte keine Vorratsermittlung durch die IAEA.

Seit 1995 werden die Vorräte in der Kategorie RAR, gewinnbar bis USD 80/kg U, weltweit nach einheitlichen Definitionen erfasst. Die früheren Staatshandelsländer haben sich schrittweise der Vorratsklassifikation von NEA und IAEA angeschlossen. Soweit Vorräte ohne Abzug von Gewinnungsverlusten (in-situ) mitgeteilt wurden, konnten entsprechende Korrekturen vorgenommen werden. Seit 1995 variierten die RAR gewinnbar bis USD 80/kg U in engen Grenzen zwischen 2,12 Mt U und 2,34 Mt U. 2001 wurden weltweit 2,24 Mt U erfasst, wobei die Vorräte von China und Indien wegen mangelnder Aufschlüsselung nicht berücksichtigt wurden. Die Zunahme der RAR gewinnbar bis USD 80/kg U um rund 0,6 Mt U zwischen 1995 und 2001 war wesentlich auf die Vorräte der GUS zurückzuführen. Zwischen 1995 und 2001 wurden weltweit etwa 0,25 Mt U gefördert. Eine Reduzierung der Vorräte wurde von 1995 bis 2001 nicht festgestellt, so dass die produzierten Mengen durch Überführung aus niedrigen Klassen (EAR) mehr als angeglichen wurden. In Folge zunehmender Anzahl von Ländermitteilungen haben die RAR gewinnbar bis USD 40/kg U zwischen 1995 und 2002 von 0,5 Mt U auf etwa 1,5 Mt U zugenommen.

Seit 2003 wird die Vorratskategorie EAR-I als Vermutete Reserven geführt, die ehemals *Known Conventional Resources* als Identifizierte Vorräte (*Identified Resources*) (Abschnitt 2.4.3). Aufgrund der nachhaltigen Marktbelegung werden die RAR gewinnbar bis USD 40/kg U als Bezugsgröße gewählt.

Die identifizierten Uranvorräte haben im Zeitraum 2001 bis 2007 in allen Kostenkategorien deutlich zugenommen (Tab. 6.1). Dies ist wesentlich auf Erfolge bei der Exploration und die Ausweitung der Produktion in Folge der deutlichen Preissteigerung für Uran zurückzuführen. In der Kostenkategorie <USD 40/kg U wurden 2007 weltweit 2,97 Mt U erfasst. Die Zunahme der RAR gewinnbar bis USD 40/kg U in der gleichen Zeit um etwa 0,2 Mt U

auf über 1,76 Mt U ist wesentlich auf neue Reserven in Kasachstan zurückzuführen. Eine Reduzierung der Vorräte trotz Produktion wurde nicht festgestellt, so dass die produzierten Mengen durch Überführung aus niedrigeren Vorratsklassen und Kostenkategorien mehr als ausgeglichen wurden.

Tabelle 6.1: Entwicklung der weltweiten Reserven und Ressourcen an Uran in Mt (2001 bis 2007).

| Ressourcenkategorie | 2001 | 2003 | 2005 | 2007 | Änderungen 2001-2007 |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|-------------------------|
| Identifiziert (gesamt) | | | | | |
| <USD 130/kg U | 3 933 | 4 588 | 4 743 | 5 469 | +1 536 |
| <USD 80/kg U | 3 107 | 3 537 | 3 804 | >4 456 | +1 349 |
| <USD 40/kg U | >2 086 | >2 523 | >2 746 | 2 970 | +884 |
| RAR | | | | | |
| <USD 130/kg U | 2 853 | 3 169 | 3 297 | >3 338 | +485 |
| <USD 80/kg U | 2 242 | 2 458 | 2 643 | 2 598 | +356 |
| <USD 40/kg U | >1 534 | >1 730 | >1 947 | >1 766 | +232 |
| Vermutet | | | | | |
| <USD 130/kg U | 1 080 | 1 419 | 1 446 | >2 130 | +1 050 |
| <USD 80/kg U | 865 | 1 079 | 1 161 | >1 858 | +993 |
| <USD 40/kg U | >552 | >793 | >799 | 1 204 | +652 |

Zur Abschätzung des **Gesamtpotenzials an Uran** ermittelte eine Arbeitsgruppe von NEA und IAEA die spekulativen Uranvorräte und legte 1980 die Ergebnisse des *International Uranium Resources Evaluation Project* (IUREP) in *World Uranium Potential* für 185 Länder weltweit vor (IUREP, 1980). Danach wurden die spekulativen Vorräte für 1977 in den WOCA-Ländern auf 6,6 bis 14,8 Mt U geschätzt, für die UdSSR, die Länder Osteuropas und die VR China auf 3,3 bis 7,3 Mt U. Zusammen mit den bekannten Vorräten von rund 4,3 Mt U ergaben sich konventionelle Gesamtressourcen von 9,0 bis 22,1 Mt U. Der weite Bereich resultiert aus Unsicherheiten bei der Erfassung und Bewertung geologisch meist wenig erkundeter Regionen der Erde.

1976 hat die BGR in der Studie *Das Angebot von Energie-Rohstoffen* die Gesamtressourcen konservativ auf rund 10 Mt U geschätzt, davon etwa 3,5 Mt U bekannte Vorräte (Mixius et al., 1976). Seit 1979 bewertet die Urangruppe von NEA und IAEA die konventionellen Uranvorräte weltweit, einschließlich der spekulativen Uranvorräte auf der Basis von nationalen Angaben. Das aktuelle Gesamtpotenzial, das die konventionellen Reserven und Ressourcen Ende 2007 bilanziert, liegt danach bei 16,0 Mt U. Eine Analyse der Gesamtressourcen durch die BGR ergibt 18,2 Mt U, wobei hier vorher nicht berücksichtigte *High Cost Resources* eingeschlossen sind.

Regional verteilt sich das Gesamtpotenzial an Uran recht gleichmäßig (Abb. 6.1). Die detaillierte Verteilung der Reserven, Ressourcen, der Produktion und des Verbrauchs werden im Folgenden dargestellt.

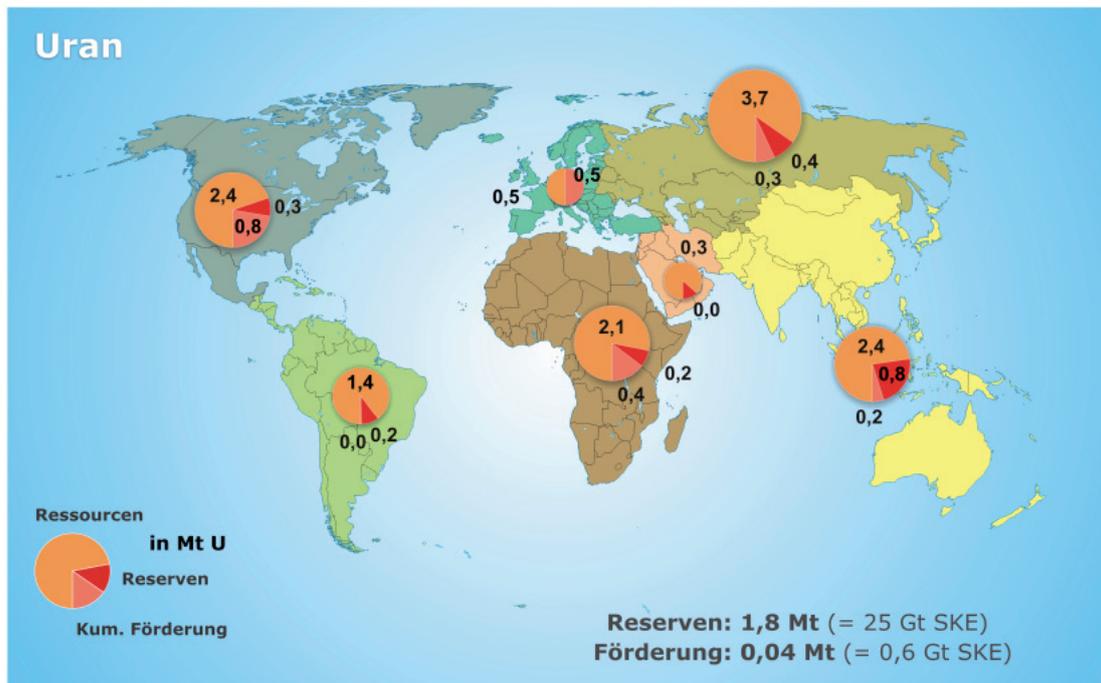


Abbildung 6.1: Verbreitung des Gesamtpotenzials von Uran 2007 nach Regionen.

6.1.3 Uranreserven

Zu den bergmännischen Reserven werden hauptsächlich die bis USD 40/kg U gewinnbaren Gesicherten Reserven (RAR) gerechnet (Abschnitt 2.4.3). Eine Übersicht dazu wurde von NEA/OECD und IAEA (NEA/OECD – IAEA, 2008) mit Datenstand 1. Januar 2007 publiziert (Tab. A 6-2). Danach sind die Reserven von 1,766 Mt U gewinnbar bis USD 40/kg U (Tab. A 6-1) ungleichmäßig unter den Ländern verteilt (Abb. 6.2).

Neben der Geologie sind dafür unterschiedliche Erkundungsgrade sowie wirtschaftliche, infrastrukturelle und politische Gegebenheiten verantwortlich. Den größten Anteil von über 40 % der Uranreserven besitzt Australien, gefolgt von der GUS mit etwa 20 %, Nordamerika mit etwa 15 % und Afrika mit 11 % (Abb. 6.2). Europa verfügt mit 0,1 % lediglich über geringe Reserven, da die bekannten Lagerstätten erschöpft sind. Bei den wirtschaftspolitischen Regionen steht die OECD mit über 55 % an erster Stelle. Knapp 21 % der Reserven stellen die GUS und rund 15 % die Entwicklungsländer. Die EU verfügt lediglich über 0,1 % der Uranreserven dieser Kostenklasse.

Neben den Gesicherten Reserven (RAR) gewinnbar bis USD 40/kg U können auch Vorräte zu diesen Gewinnungskosten in der Kategorie Vermutete Reserven (IR) ausgewiesen werden. Für die Vorratsermittlung und Planungen spielt diese Kategorie häufig eine wichtigere Rolle als Vorräte mit höheren Gewinnungskosten. Anfang 2007 betragen die Vorräte dieser Kategorie weltweit 1,2 Mt U (Tab. A 6-3). Die Identifizierten Vorräte nach NEA und IAEA, die Summe aus den Kategorien Gesicherte und Vermutete Reserven (Abschnitt 2.4.3), gewinnbar bis USD 40/kg U, betragen Anfang 2007 weltweit 2,97 Mt U.

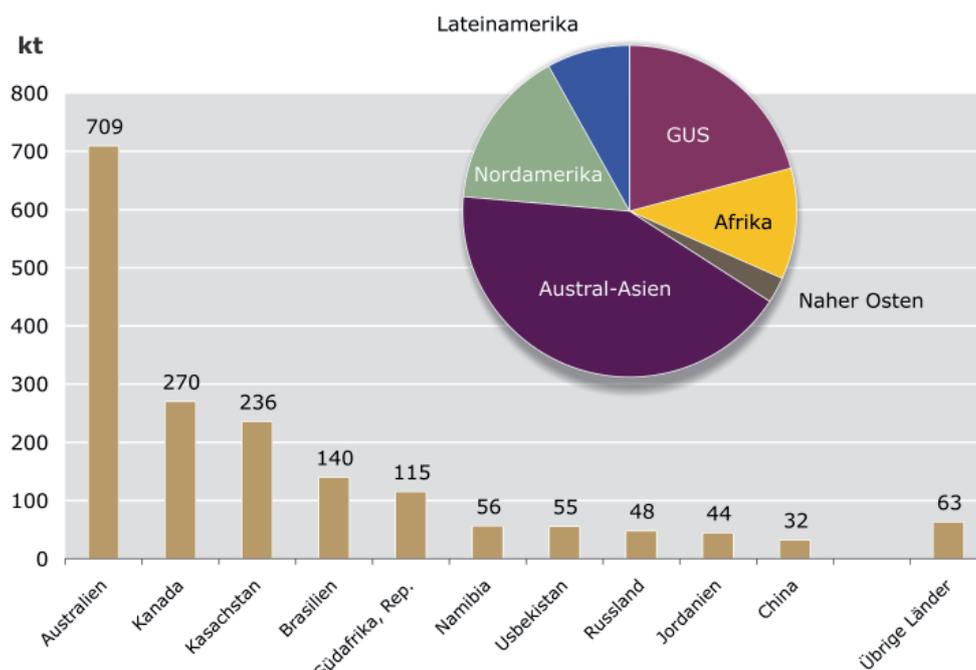


Abbildung 6.2: Uranreserven 2007 (insgesamt 1,766 Mt U) gewinnbar bis USD 40/kg U der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007. Die Vorratsangaben der Länder mit in situ-Reserven sind auf gewinnbare Mengen umgerechnet.

6.1.4 Uranressourcen

Die über die Reserven in **konventionellen Uranvorkommen** hinausgehenden, teilweise mit hoher Nachweissicherheit erfassten Vorratskategorien werden als Ressourcen klassifiziert. Dazu werden trotz deutlich höherer Marktpreise seit 2005 auch noch die Gesicherten Reserven (RAR) in den Kostenkategorien USD 40 bis <80/kg U und USD 80 bis <130/kg U gezählt. Da die RAR mit hoher Nachweissicherheit ermittelt sind, stellen sie bei höheren Preisen Reserven dar. In den 1990er Jahren bis 2004 waren sie aufgrund des niedrigen Preisniveaus nicht zu wirtschaftlichen Bedingungen gewinnbar und wurden deshalb den subökonomischen Ressourcen zugeordnet. Mit deutlich höheren Preisen wurden viele dieser Ressourcen zu Reserven. Da der Spotmarkt jedoch nur ein geringes Handelsvolumen repräsentiert und Uran in langfristigen Lieferverträgen knapp oberhalb der USD 40/kg Kategorie gehandelt wird, werden diese Kategorien weiterhin als Ressourcen klassifiziert. Analog wird mit den Vermuteten Reserven (IR), gewinnbar zwischen USD 40 und USD 80/kg U sowie zwischen USD 80 und USD 130/kg U verfahren. Ihre Nachweissicherheit ist geringer als bei den RAR.

Die Erhebungen der Uranvorräte durch NEA und IAEA (NEA/OECD – IAEA, 2008) erstrecken sich auch auf Unentdeckte Vorräte (Abschnitt 2.4.3). Deren Erfassung geschieht in den Kostenklassen gewinnbar bis USD 80/kg U und bis USD 130/kg U. In Tabelle A 6-3 werden nur die bis USD 130/kg U ermittelten Ressourcen zusammengefasst dargestellt. Die spekulativen Ressourcen (Tab. A 6-3) werden ohne Gewinnungskosten aufgelistet, da entsprechend dem spekulativen Charakter nur die Gesamtmenge von Interesse sein könnte.

Die weltweite Verteilung der insgesamt 14,2 Mt U zählenden Ressourcen stellt sich ähnlich dar wie die Verteilung der Uranreserven (Abb. 6.1). Mit knapp 28 % hält Nordamerika die

größten Ressourcen an Uran, wobei auf die USA als dem Land mit den größten Ressourcen 2,95 Mt U und auf Kanada etwa 1 Mt U entfallen (Abb. 6.3). Zweitwichtigste Region sind die Staaten der GUS mit einem Anteil von gut 25 %. Diese Ressourcen entfallen überwiegend auf Russland mit 1,49 Mt U, Kasachstan mit 1,38 Mt U und die Ukraine mit 0,45 Mt U. Wichtige Regionen sind mit einem Ressourcenanteil von 17 % zudem Austral-Asien mit der beherrschenden Rolle von Australien mit 0,53 Mt U und Afrika, wo die Republik Südafrika allein 1,54 Mt U als Reserven ausweist (Abb. 6.3). Deutschland wird in der Weltrangliste der Ressourcenländer mit 81 kt U auf Rang 21 geführt. Die für Uran bedeutenden Länder Australien und Namibia weisen keine Unentdeckten Ressourcen aus, was wenig plausibel erscheint. Deshalb ist davon auszugehen, dass die Angaben zu den weltweiten Ressourcen konservativ sind.

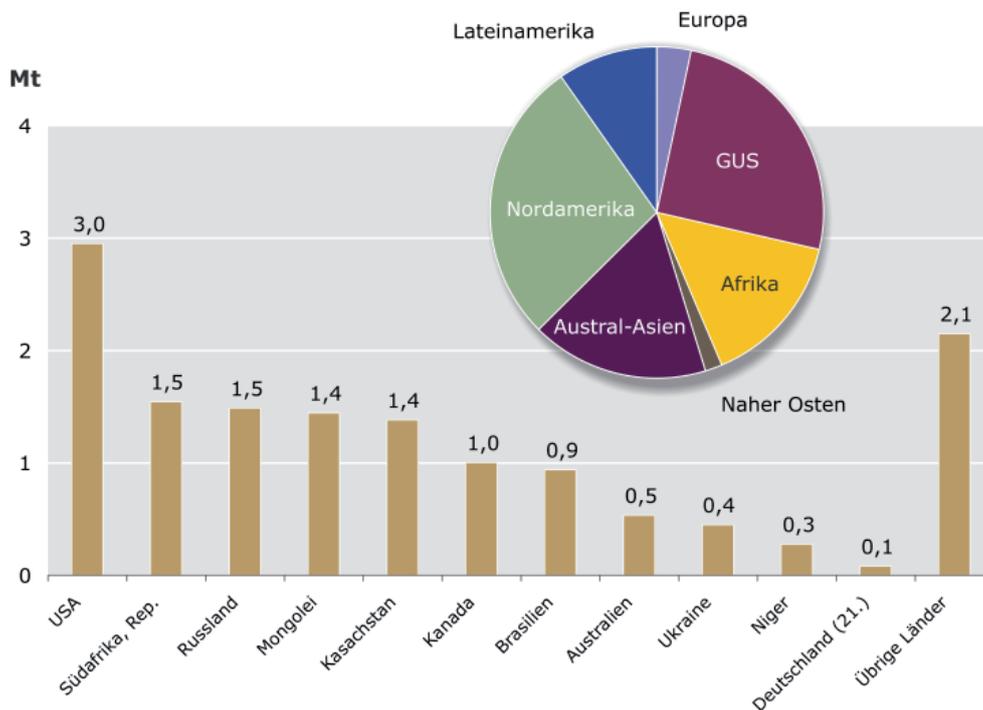


Abbildung 6.3: Uranressourcen (insgesamt 14,243 Mt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

Derzeit nicht mehr im Einzelnen erfasst werden die Ressourcen gewinnbar zu Kosten von mehr als USD 130/kg U. Sie wurden deshalb auch nicht in die Bewertung dieser Studie in Tabelle A 6-3 aufgenommen. Letztmalig wurden diese in der Studie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998 (BGR, 1999) auf der Basis älterer Unterlagen mit rund 419 000 t U für die RAR >USD 130/t U und auf rund 497 000 t U für die IR >USD 130/t U ermittelt. Da diese Erhebungen über 30 Jahre zurückliegen, bestehen Vorbehalte bezüglich der Gültigkeit dieser Angaben. Die in der Tabelle A 6-3 gegebenen Werte wurden aus jüngsten Quellen wie NEA/OECD – IAEA (2008) und World Nuclear Association (WNA, 2008) unter Hinzuziehung eigener Daten der BGR zusammengestellt. Bei den IR für die USA wurde auf Berichte der WNA zurückgegriffen, da NEA/OECD – IAEA (2008) dazu keine vollständigen Angaben enthält.

In den vergangenen Jahrzehnten wurden Mengen an **nicht-konventionellen Uranvorräten** teilweise sehr hoch eingeschätzt. So führte die Möglichkeit, Uran aus Phosphaten bei der Herstellung von Phosphorsäure zu extrahieren, zu sehr optimistischen Annahmen. In verschiedenen Studien wurden Uraninhalte mariner Phosphatlagerstätten weltweit mit 15 bis 30 Mt U angegeben. Aus verfügbaren Phosphorsäureanlagen wurde eine jährliche theoretisch herstellbare Menge von 5000 bis 10 000 t U angenommen. Diese Einschätzungen haben sich in der Realität nicht halten können, inzwischen sind alle Anlagen der Urangewinnung aus dem Phosphorsäureprozess stillgelegt. In Belgien wurden aus importierten marokkanischen Phosphaten zwischen 1975 und 1999 etwa 690 t U hergestellt. In den USA wurden aus Phosphatgesteinen in Florida zwischen 1954 und 1962 insgesamt 17 150 t U produziert. Eine Anlage in Kasachstan produzierte im Zeitraum 1959 bis 1993 etwa 40 000 t U. In jüngster Zeit haben einige Länder ihr Interesse an Uranvorkommen in heimischen Phosphatlagerstätten erneuert. Seit 2007 erkundet Jordanien seine Lagerstätten mit einem geschätzten Uraninhalt von 59 360 t.

Alle anderen nicht-konventionellen Ressourcen haben bisher keine wirtschaftliche Bedeutung erlangt. In der ehemaligen DDR wurden zwischen 1947 und 1955 sowie von 1968 bis 1989 aus den Kohlen des Freitaler Reviers in Sachsen rund 3000 t U erzeugt. Auch in den USA wurde die Extraktion von Uran aus Braunkohle verfolgt, die dabei produzierten Mengen waren allerdings gering. In Schweden hat die Schieferlagerstätte Ranstad etwa 200 t U geliefert. Die Gewinnung von Uran aus Granit hatte phasenweise ebenfalls Interesse hervorgeufen. Am Beispiel der Lagerstätte Rössing in Namibia mit Urangehalten zwischen 200 und 300 ppm U wurde in vielen Regionen nach ähnlichen Vorkommen gesucht. Obwohl Granit mit erhöhtem Urangehalt mit einem Potenzial von mehreren Mt U erfasst wurde, ist ein echtes ökonomisches Potenzial derzeit nicht erkennbar. Ebenfalls ökonomische Gründe lassen die Uranextraktion aus Meerwasser mit geschätzten 4,5 Gt U derzeit unrealistisch erscheinen. Japan hat 2006 allerdings Forschungsarbeiten an entsprechenden Gewinnungstechniken wieder aufgenommen. Wissenschaftler konnten unter natürlichen Bedingungen im Ozean über eine Dauer von 30 Tagen etwa 1,5 g U anreichern. Das genutzte System könnte für jährlich etwa 1200 t U bei Gewinnungskosten von rund USD 700/kg U ausgelegt werden.

6.1.5 Zusätzliche Uranvorräte

Zusätzliche Versorgungsquellen für die Energiegewinnung aus Uran liegen in bereits früher für verschiedene Zwecke gewonnenem Uran, das in unterschiedlichen Formen vorliegen kann. So wurden von 1945 bis Ende 2007 weltweit 2,3 Mt U produziert, wovon für zivile Zwecke nur rund 1,7 Mt U eingesetzt wurden. Die verbleibenden 0,6 Mt U wurden für die militärische Nutzung sowie für aus versorgungstechnischen Gründen gehaltene Inventare bei Verbrauchern, Produzenten und staatlichen Einrichtungen vorgehalten. Weder das in den Reaktoren eingesetzte Uran noch das Kernwaffenuran sind verbraucht. Nach der World Nuclear Association (WNA, 2008) lassen sich aus dem im Reaktor eingesetzten Brennstoff das nichtverbrauchte Uran (Reprocessed Uranium, REPU) und Plutonium als Mischoxid (MOX) wiederverwenden. Die bis 2020 als REPU zur Verfügung stehenden Mengen entsprechen danach je nach Bedarfsszenario zwischen 26 500 und 52 000 t U, das als MOX eingesetzte Plutonium etwa 24 000 bis 48 000 t U.

Eine weitere Quelle stellt das militärische eingesetzte Uran dar. Zwischen den USA und Russland wurde die Abrüstung von hochangereichertem Uran (HEU) aus Kernwaffen vereinbart. 500 t HEU aus russischen Kernwaffen wurden und werden zwischen 1993 und 2013 abgerüstet und in Russland zur zivilen Nutzung abgereichert (Low Enriched Uranium, LEU). Diese Menge in Natururan umgerechnet entspricht rund 152 000 t U, bis Juni 2007 waren dies etwa 93 000 t U. In die USA wurden 8939 t LEU zur Nutzung in kommerziellen Reaktoren geliefert. Diese Lieferung entspricht der Abrüstung von 12 231 nuklearen Sprengköpfen. Von vorgesehenen 174,3 t amerikanischem HEU sollen 151 t für Forschungszwecke und kommerziellen Bedarf verfügbar gemacht werden. Bis 2006 wurden 94 t HEU zu 1051 t LEU umgewandelt. Die aus diesen Maßnahmen theoretisch für den Markt verfügbaren Mengen entsprechen insgesamt etwa 358 000 bis 408 000 t U. Die jährlich bereitstehenden Mengen hängen von Vertragsvereinbarungen sowie der Marktlage ab. Aus REPU können bis 2030 jährlich zwischen 1500 und 3000 t U verfügbar gemacht werden, aus MOX zwischen 1200 und 2400 t U. Das entspräche zusammen etwa 8 % des derzeit absehbaren jährlichen Bedarfs.

Das bei der Anreicherung für die zivile Nutzung (3 bis 5 % ^{235}U) und die militärische Nutzung (>90 % ^{235}U) angefallene abgereicherte Uran stellt ebenfalls eine potenzielle Quelle dar. Die Gesamtmenge wird auf 1,2 bis 1,35 Mt abgereichertes Uran (0,3 % ^{235}U oder kleiner) geschätzt. Bei Wiederanreicherung auf die natürliche ^{235}U -Konzentration von 0,7 % entsprächen diese Mengen 440 000 bis 500 000 t U. Das abgereicherte Uran wird bereits durch Mischung mit HEU zu LEU für zivile Zwecke eingesetzt oder kann bei nichtgenutzten AnreicherungsKapazitäten wieder angereichert werden.

6.1.6 Uranförderung

Zwischen 1945 und 2007 wurden insgesamt 2,3 Mt U produziert. Die weltweite Bergbauförderung dieses Zeitraumes war von verschiedenen Faktoren bestimmt. So wurde sie bis zum Zerfall der Sowjetunion und des Warschauer Pakts wesentlich von militärischen Anforderungen gesteuert. In den westlichen Ländern hatte der militärische Bedarf zu einem stetigen Wachstum der Produktion bis auf etwa 33 000 t U im Jahr 1959 geführt. Die nachlassende militärische Nachfrage und der geringe zivile Bedarf ließen die Produktion bis Mitte der 1960er Jahre auf rund 16 000 t U absinken. In Erwartung eines hohen Wachstums der Kernenergienutzung setzte ab 1970 eine Produktionssteigerung ein, die mit über 44 000 t U jährlich in den Jahren 1980 und 1981 ein Maximum erreichte und deutlich über dem Verbrauch lag. Aus versorgungsstrategischen Überlegungen wurden bei Regierungen, Verbrauchern und Produzenten Lagerbestände aufgebaut, die deutlich über der üblichen Vorratshaltung von etwa zwei Jahresverbräuchen der Konversions- und Anreicherungsanlagen sowie der Energieversorgungsunternehmen lag. Als Folge des gebremsten Wachstums der zivilen Kernenergienutzung sank die Förderung in den westlichen Ländern bis 2001 auf etwa 27 000 t U ab.

Für den ehemaligen Ostblock und die VR China ist nur eine Abschätzung der jährlichen Förderentwicklung möglich, die aus pauschalen Fördermengen oder Annahmen abgeleitet ist. Demnach war ein ständiger Anstieg der Förderung auf über 26 000 t U jährlich bis Mitte der 1980er Jahre zu beobachten, gesteuert von der Kernwaffenproduktion und Anforderungen der zivilen Nutzung für die Reaktorprogramme der Sowjetunion. Der politische Umbruch

Anfang der 1990er Jahre schaffte für den Bereich der Uranproduktion einen Wandel, da die beherrschende militärische Bedeutung entfiel. Die integrierten Staatsbetriebe mussten sich marktwirtschaftlichen Bedingungen anpassen, Abnahmebeschränkungen einiger Länder für Uran aus der GUS und die Umorientierung der Versorgung in den Ländern Mittel- und Osteuropas waren entscheidend für eine Reduzierung der Uranförderung. Die Produktion in der GUS war Mitte der 1990er Jahre auf etwa 6400 t U gesunken, erholte sich aber bis 2007 auf rund 13 200 t U. Die weitgehend militärisch bedingte Uranförderung der früheren Jahre einerseits und der hinter den Erwartungen hinkende zivile Bedarf andererseits haben Lagerbestände geschaffen. Die aus der Förderung verfügbaren Uranmengen liegen daher seit Anfang der 1990er Jahre deutlich unter dem Bedarf.

Die 2007 vorhandenen Produktionskapazitäten auf Lagerstätten mit Reserven <USD 40/kg U liegen bei 41 000 t U, so dass die Versorgung aus der Bergbauproduktion allein nicht gedeckt werden könnte. Die augenblicklichen Produktionskapazitäten, basierend auf Vorräten, die bis USD 80/kg U einschließlich der Kategorie Vermutete Reserven zur Verfügung stehen, belaufen sich auf rund 55 000 t U/a.

Von 1995 bis 2007 stand in der Reihenfolge der Produzentenländer Kanada mit insgesamt 141 176 t U an erster Stelle. Das sind 29,5 % der Weltförderung dieser Zeit. Die jährliche Produktion Kanadas variierte mit Ausnahme von 1999 zwischen 9500 und über 12 000 t U und lag 2007 bei 9476 t U (Abb. 6.4). Der Rückgang 1999 ist auf das Auslaufen der Förderung in der Grube Key Lake und den Beginn der Förderung in den Gruben McArthur River und McClean Lake zurückzuführen. Diese Umstellung war 2000 abgeschlossen, wodurch die alte Produktionshöhe von über 10 000 t U wieder erreicht wurde. Schon 2001 wurde

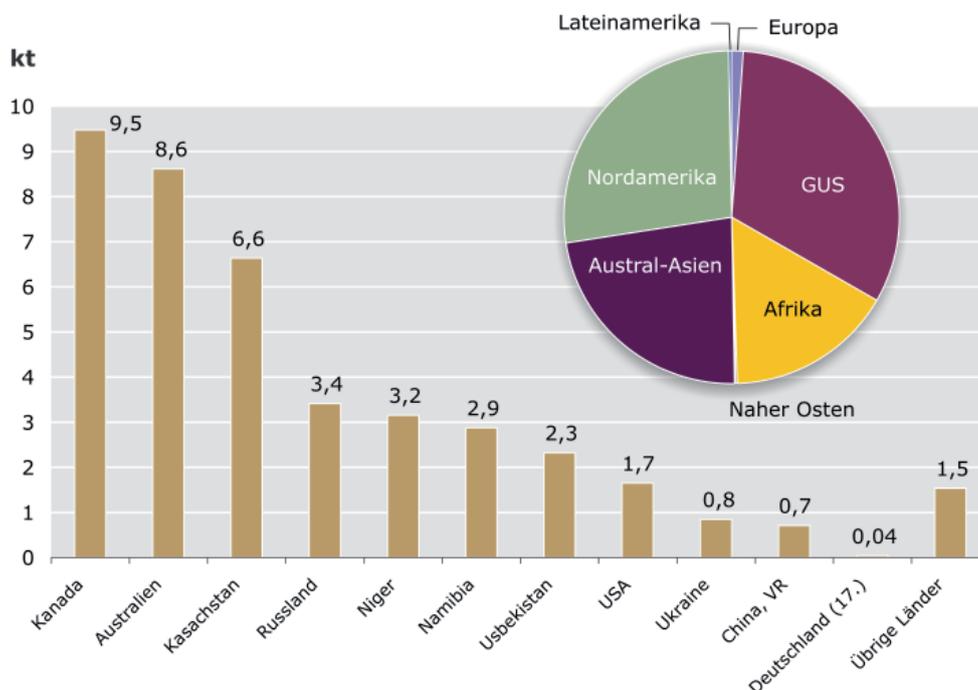


Abbildung 6.4: Uranförderung (insgesamt 41 279 t U) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

in Kanada mit 12 522 t U ein Produktionsmaximum erreicht. Niedriggradigere Erze in den Lagerstätten McClean Lake und Rabbit Lake haben die Produktion nach 2005 auf etwa 9500 t U vermindert.

Australien ist mit insgesamt 89 440 t U entsprechend 18,6 % der Weltproduktion der zweitgrößte Produzent der Jahre 1995 bis 2007 (Abb. 6.4). Die jährliche Förderung stieg mit Unterbrechungen in den Jahren 1998 und 2002 stetig von 3712 t U im Jahr 1995 auf 8611 t U im Jahr 2007 an, mit einem Maximum von 9512 t U im Jahr 2005.

Die Entwicklung der Uranproduktion in den GUS-Staaten verlief sehr unterschiedlich. Für Kasachstan war seit 1998 eine deutliche Produktionszunahme auf 6637 t U im Jahr 2007 zu verzeichnen. Kasachstan ist hiermit zum drittgrößten Uranproduzenten weltweit aufgestiegen (Abb. 6.4). Die Zunahme beruht wesentlich auf der Ausweitung der bisherigen Produktion sowie der Erschließung neuer Lagerstätten. Russland mit seinen Lieferverpflichtungen für Reaktoren sowjetischer Bauart in Drittländern und seinem Eigenbedarf hat seine Produktion bis 2007 moderat auf 3413 t U erhöht. Die Ukraine, ebenfalls mit eigener Kernenergienutzung, hat die Produktion mit jährlich etwa 800 t U stabil gehalten. Die Bergbauproduktion in Usbekistan zeigt eine leichte Zunahme seit 1995, bedingt durch verbesserte Gewinnungsmethoden.

Die Produktion in den USA war von 1995 bis 2003 stark rückläufig. Marktbedingte Faktoren, Einstellung nicht mehr ökonomisch arbeitender Betriebe wie der Urangewinnung aus Phosphorsäure-Nebenprodukten und kostengünstige Bezüge aus Kanadas Reicherzlagerstätten sind dabei maßgebliche Faktoren. Seit 2004 nahm aufgrund verstärkter Explorationsbemühungen und verbesserter Bedingungen die Produktion wieder zu und hat das Produktionsvolumen von 1998 wieder erreicht.

Wegen der Erschöpfung von Lagerstätten und der Einstellung nicht mehr wirtschaftlicher Betriebe ist die Uranproduktion in Europa von 2279 t U im Jahr 1995 auf nur noch 425 t U im Jahr 2007 gesunken. Frankreich, Ungarn und Rumänien haben die kommerzielle Produktion eingestellt und fördern wie Deutschland Restmengen aus der Sanierung. Die einzige relevante Bergbauproduktion findet in der Tschechischen Republik mit jährlich 300 t U und abnehmender Tendenz statt.

In den Jahren 1997 bis 2007 wurde die Uranproduktion weltweit durch Übernahmen, Zusammenschlüsse und Schließungen von wenigen national und international operierenden Gesellschaften bestimmt, die in dieser Zeit zwischen 70 und 80 % der Produktion kontrollierten. In Folge waren 2007 lediglich sieben Unternehmen für 86 % der weltweiten Minenproduktion verantwortlich (Tab. 6.2).

Allein die zwölf bedeutendsten Uranlagerstätten lieferten 2007 rund 70 % der weltweiten Produktion (Tab. 6.3). Mit Abstand bestimmend war die Reicherzlagerstätte McArthur River in Kanada, in der mit 7199 t U allein 17 % der Weltjahresproduktion erfolgte. Auf den Rängen zwei und drei produzierten 2007 die australischen Minen Ranger und Olympic Dam mit 4589 und 3388 t U zusammen rund 19 % der Weltproduktion.

Entsprechend der Vielzahl der möglichen Vorkommen von Uran (Abschnitt 6.1.1) war die Produktion 2007 nicht durch ein Abbauverfahren beherrscht. Prinzipiell werden die vier

Verfahren Tagebau, Tiefbau, Lösungsbergbau (ISL) und Gewinnung als Beiprodukt unterschieden, die alle relevante Mengen Uran lieferten (Tab. 6.3). Die Tagebaugewinnung variierte in den vergangenen 20 Jahren zwischen 28 und 40 % mit sinkender Tendenz. Im Tiefbau wurden mit leicht steigender Tendenz zwischen 31 und 51 %, im Schnitt etwa 40 % gewonnen. Der Anteil des Lösungsbergbaus hat im Zeitraum von 1990 bis 2007 von etwa 6 % auf nun 29 % zugenommen. Ansteigende Tendenz verzeichnete auch die Beiproduktgewinnung, die momentan überwiegend in der Lagerstätte Olympic Dam stattfindet und insgesamt einen Anteil von 10 % einnimmt.

Tabelle 6.2: Uranproduktion der wichtigsten Gesellschaften 2007.

| Minengesellschaft | Uranproduktion 2007 (t U) | Anteil (%) |
|-------------------|------------------------------|------------|
| Cameco | 7 770 | 19 |
| Rio Tinto | 7 172 | 17 |
| Areva | 6 046 | 15 |
| KazAtomProm | 4 795 | 12 |
| ARMZ | 3 413 | 8 |
| BHP Billiton | 3 388 | 8 |
| Navoi | 2 320 | 6 |
| Uranium One | 784 | 2 |
| GA/ Heathgate | 673 | 2 |
| Andere | 4 919 | 12 |
| <i>WELT</i> | <i>41 279</i> | <i>100</i> |

Tabelle 6.3: Die bedeutendsten Uranlagerstätten 2007 mit dem jeweiligen Abbauverfahren (ISL=Lösungsbergbau) und die jeweilige Besitzstruktur einzelner Gesellschaften.

| Mine | Land | Haupteigner | Typ | Produktion 2007 (t U) | Anteil (%) |
|----------------|------------|----------------------|--------------------------|--------------------------|---------------|
| McArthur River | Kanada | Cameco | Untertage | 7 199 | 17 |
| Ranger | Australien | ERA (Rio Tinto 68 %) | Tagebau | 4 589 | 11 |
| Olympic Dam | Australien | BHP Billiton | Beiprodukt/ Untertage | 3 388 | 8 |
| Kraznokamensk | Russland | ARMZ | Untertage | 3 037 | 7 |
| Rossing | Namibia | Rio Tinto (69 %) | Tagebau | 2 583 | 6 |
| Arlit | Niger | Areva/Onarem | Tagebau | 1 750 | 4 |
| Rabbit Lake | Kanada | Cameco | Untertage | 1 544 | 4 |
| Akouta | Niger | Areva/Onarem | Untertage | 1 403 | 3 |
| Akdala | Kasachstan | Uranium One | ISL | 1 000 | 2 |
| Zafarabad | Usbekistan | Navoi | ISL | 900 | 2 |
| McClellan Lake | Kanada | Areva | Tagebau | 734 | 2 |
| Beverley | Australien | Heathgate | ISL | 634 | 1,5 |
| <i>SUMME</i> | | | | <i>28 760</i> | <i>70</i> |

6.1.7 Uranverbrauch

Verbrauchszahlen für Uran werden von verschiedenen staatlichen und offiziellen internationalen Organisationen sowie kommerziellen Unternehmen veröffentlicht. Die von NEA und IAEA in den regelmäßigen Publikationen (NEA/OECD – IAEA, 2008) veröffentlichten Zahlen basieren auf Umfragen bei staatlichen Einrichtungen und können daher als zuverlässig angesehen werden. Die kommerzielle World Nuclear Association (WNA) veröffentlicht Verbrauchszahlen, die auf Umfragen bei Unternehmen basieren (WNA, 2008). Abgesehen von geringen Abweichungen, die vermutlich aus den oben beschriebenen Unterschieden in der Erfassung resultieren, sind für den Verbrauch zwischen 1995 und 2007 keine gravierenden Unterschiede zwischen NEA/OECD und IAEA sowie WNA festzustellen. Für die Verbrauchsschätzungen der Zukunft betrachten NEA und IAEA ab 2010 bis 2030 ein High und Low Szenario. Für diesen Zeitraum weist die WNA ein Reference Szenario aus.

Zwischen 1995 und 2007 stieg der Bedarf an Natururan von 61 378 t U nach NEA/OECD - IAEA (2008) beziehungsweise 57 783 t U nach WNA (2008) auf 69 110 t U (NEA/OECD - IAEA, 2008) respektive 66 529 t U (WNA, 2008) an. Das entspricht einem deutlichen Anstieg von knapp 13 % beziehungsweise 15 %. Dabei nahm zwischen 2003 und 2007 die Jahresproduktion zwischen 35 635 und 41 870 t U im Vergleich zu 2002 ebenfalls deutlich zu. In der Folge wurden konkurrenzfähige neue Projekte in Angriff genommen und Produktionsbetriebe, die vormals nicht wirtschaftlich betrieben werden konnten, verblieben in der Produktion oder haben diese sogar ausgebaut. Länder wie Bulgarien, Spanien, Ungarn, Frankreich und Gabun, die bisher Uran für den nationalen Bedarf auch zu höheren Kosten produzierten, haben den Abbau eingestellt. Andere Länder wie Kasachstan und Malawi sind neu in den Kreis der Uranproduzenten eingestiegen, führen die Produktion wie die Tsche-

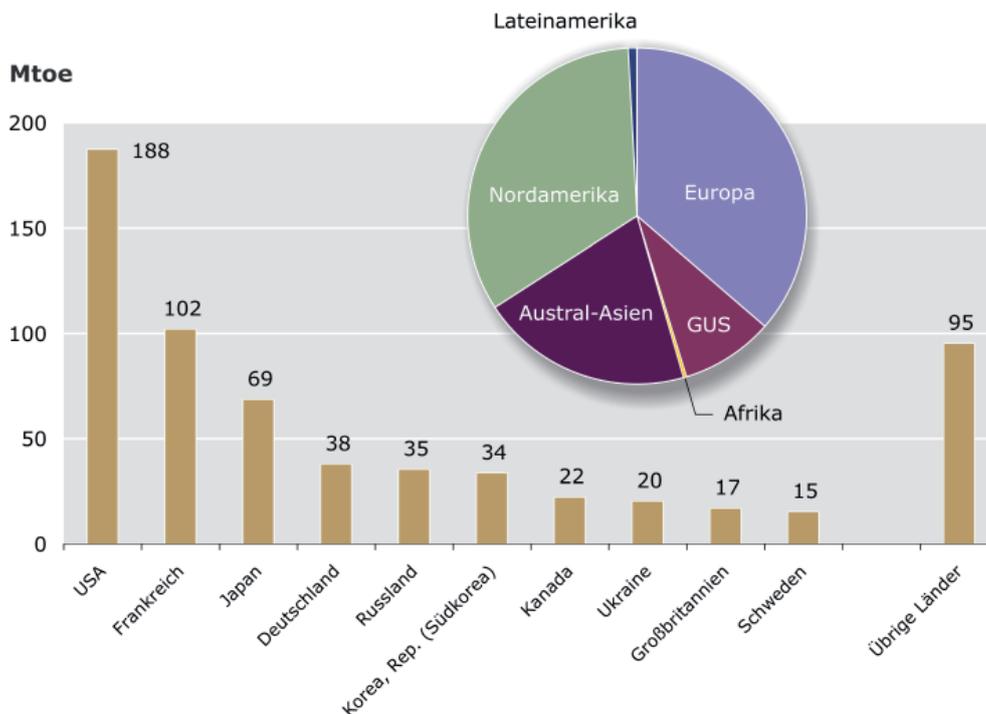


Abbildung 6.5: Uranverbrauch (insgesamt 636 Mtoe) der zehn wichtigsten Länder und Verteilung nach Regionen 2007.

chische Republik und Südafrika weiter oder planen die Wiederaufnahme der Produktion wie derzeit Argentinien und die DR Kongo.

Die mit Abstand wichtigsten Verbraucherländer 2007 waren die USA, Frankreich und Japan zusammen mit einem Anteil von 57 %, gefolgt fast gleichauf von Deutschland, Russland und Südkorea (Abb. 6.5). Diese sechs Länder belegten 2007 gemeinsam rund drei Viertel des weltweiten Uranverbrauchs.

Der künftige Verbrauch an Uran hängt von der weiteren Entwicklung und der Umsetzung der teils ehrgeizigen Planungen nationaler Kernenergieprogramme ab. Im Low Szenario von NEA/OECD und IAEA wird entgegen früheren Prognosen ab 2010 eine Zunahme auf 70 395 t U angenommen, mit einer weiteren Steigerung bis 2030 auf rund 93 775 t U (NEA/OECD – IAEA, 2008). Die weltweite Renaissance der Kernenergie auch in Ländern mit zuletzt sinkendem Verbrauch wie USA, Russland oder Kanada, neuen Nutzern wie die Vereinigten Arabischen Emirate, Thailand, Türkei oder Vietnam und vor allem der beabsichtigte massive Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten in der VR China, Indien, Russland, Japan, Südkorea und den USA führen hier absehbar zu einer steigenden Nachfrage. Das High Szenario von NEA und IAEA sieht den Bedarf bis 2020 deutlich auf 98 600 t U ansteigen. 2030 werden danach 121 955 t U Bedarf erwartet (NEA/OECD – IAEA, 2008). Im Reference Szenario der WNA wird ein Anstieg auf 80 500 t U im Jahr 2020 angenommen, für 2030 erreicht der Bedarf danach 110 000 t U (WNA, 2008).

6.1.8 Kernbrennstoffkreislauf und -handel

Uran wird weltweit gehandelt. Da es bis zum Einsatz im Reaktor mehrere Verarbeitungsstufen durchläuft, werden die einzelnen Verarbeitungsprodukte oft über weite Entfernungen transportiert. Das in Fässern verpackte Konzentrat (Yellow Cake) wird an Aufbereitungsanlagen entweder zwischengelagert oder über Kaufverträge mit dem Abnehmer direkt an Konversionsanlagen geliefert. Dort wird das Konzentrat zu gasförmigem Uranhexafluorid (UF_6) umgewandelt, bevor es in Anreicherungsanlagen auf die gewünschte ^{235}U -Zusammensetzung angereichert wird. Das angereicherte Uran wird dann in gesonderten Brennelementfabriken zum endgültigen Einsatz verarbeitet. Die einzelnen Schritte werden nach Verfügbarkeit und Vertragsgestaltung in verschiedenen Ländern vollzogen.

Die Konversion erfolgt, abgesehen von einigen nationalen Einrichtungen, in großen Anlagen, die betrieben werden von Cameco in Kanada und Großbritannien, Areva in Frankreich, Conver Dyn in den USA, Atomenergoprom in Russland sowie CNNC in China. Die europäischen Konversionskapazitäten decken etwa 25 % des Weltbedarfs ab. Auf Anregung der IAEA und Russlands und in Absprache mit der amerikanischen Global Nuclear Energy Partnership (GNEP) gibt es Bestrebungen für die Einrichtung internationaler Zentren für die Anreicherung von Uran. Das erste derartige Zentrum besteht mit der Angarsk IUEC unter kasachischer Beteiligung in Sibirien, Russland. Die französische Atomenergiebehörde hat die neue Anlage Georges Besse II für eine internationale Öffnung unter vergleichbaren Bedingungen vorgeschlagen. Ein weiterer Vorschlag für ein internationales Anreicherungszentrum wird aus Südafrika erwartet.

Anreicherungsanlagen in großem Maßstab betreiben Urenco (Deutschland, Niederlande, Großbritannien), Areva (Frankreich), US Enrichment Corp (USA), Atomenergoprom (Russland), JNFL (Japan) und CNNC (China). Die Brennelementherstellung wird in 17 Ländern betrieben. Die größten Anlagen befinden sich in den USA, Russland, Japan und Kanada. Die jährliche Anreicherungs-kapazität in Deutschland entspricht einem weltweiten Anteil von knapp 16 %.

Die Energieversorgungsunternehmen als Verbraucher beziehen ihren Brennstoff direkt von Produzenten oder über Händler. Die Liefermengen, -qualitäten und -zeiten werden über einzelne Verträge geregelt. Diese müssen in Europa der EURATOM zur Bewilligung vorgelegt werden. Im Handel lassen sich prinzipiell folgende Ländergruppen unterscheiden: Exportländer mit Produktion ohne Eigenbedarf wie Australien, Niger, Namibia, Usbekistan und Kasachstan; Export-Verbraucherländer, deren Produktion deutlich höher ist als der Eigenbedarf wie Kanada, Südafrika und China; Importländer mit Eigenproduktion wie die USA, Russland, Ukraine, Tschechien, Rumänien und Indien sowie Importländer mit eigenen Kernkraftwerken aber ohne Eigenproduktion. Zu letzter Kategorie zählen viele große Verbraucherländer wie Deutschland, Großbritannien, Schweden, Finnland, Belgien, Schweiz, Japan, Südkorea, Frankreich, Spanien und Argentinien. Eine Sonderstellung nimmt Russland ein, das zwar weniger Uran produziert als es verbraucht, aber über Lagerbestände und sekundäre Quellen verfügt.

Die Versorgung der EU, deren Bedarf im Jahr 2007 bei 21 280 t U lag, wird nur noch zu geringen Mengen von jährlich etwa 425 t U aus eigener Produktion und eigenen Beständen gedeckt. Mit Ausnahme der letzten verbliebenen Primärproduktion in der Tschechischen Republik und geringen Mengen aus der Sanierung stillgelegter Anlagen und Abbaubetriebe in Frankreich, Rumänien und Deutschland ist die EU nahezu vollständig auf Importe aus Drittländern angewiesen. Die Lieferverträge für Verbraucher in der EU laufen über die EURATOM Supply Agency. In den letzten Jahren wurden jährlich 20 bis 25 % des Bedarfs, also zwischen 3000 und 3500 t U aus Kanada bezogen. Die Bezüge aus Russland, Kasachstan und Usbekistan erreichten mit 3500 bis über 5000 t U jährlich mehr als 30 % des Bedarfs, wodurch die Sorge vor einer einseitigen Abhängigkeit zu Maßnahmen der Importbegrenzung führte. Russlands Uranlieferungen an die EU beinhalten wahrscheinlich auch Uran kasachischer, usbekischer und ukrainischer Herkunft. 2007 hat Russland mit knapp 25 % der Lieferungen, entsprechend 5144 t U nach langen Jahren Kanada als bedeutendsten Uranlieferanten der EU abgelöst. Die kanadischen Lieferungen nahmen um 25 % auf 3786 t U ab. Weitere wichtige Lieferländer für die EU waren Niger mit einem Anteil von 17 %, entsprechend 3531 t U und Australien, das mit 3209 t U rund 15 % beisteuerte. Die Importe aus Südafrika und Namibia haben in den vergangenen Jahren deutlich auf nunmehr 4,8 % abgenommen.

6.1.9 Uranpreise

Grundsätzlich lassen sich zwei Preisgefüge unterscheiden: Preise für mehrjährige Verträge und für unmittelbare Lieferungen (Spot). Die überwiegenden Mengen an Uran werden über langfristige Verträge abgewickelt. Die Preisangaben erfolgen handelsüblich in USD pro Pfund (lb) U_3O_8 .

Zuverlässige Angaben über Förderkosten von Uran sind international nicht publiziert. Dabei werden die Förderkosten in Abhängigkeit von den geologischen Lagerstättenparametern im Wesentlichen durch die jeweiligen Abbau- und Gewinnungsmethoden bestimmt. Die geschilderten Veränderungen der Anteile der verschiedenen Abbaumethoden (Abschnitt 6.1.6) reflektieren die Anstrengungen der Produzenten, auch in Zeiten hoher Rohstoffpreise die Förderkosten zu senken. Seit 1990 erfolgte dies durch Konzentration auf den untertägigen Abbau von Reicherzlagerstätten und durch Optimierung beim Lösungsbergbau. Dadurch sind die Preise bis 2001 bei Mehrjahresverträgen für Lieferungen in die EU von USD 17,48/lb U_3O_8 auf USD 13,18/lb U_3O_8 gesunken. Bis 2007 stieg der Preis für Langzeitlieferungen dann auf etwa USD 21,60/lb U_3O_8 .

Für Spot-Lieferungen, die in der Regel lediglich 3 % des Handelsvolumens ausmachen, sank der Preis zwischen 1990 und 2001. Nach deutlicher Markterholung wurde im Juni 2007 mit USD 136,00/lb U_3O_8 ein Allzeithoch verzeichnet. Bis Ende 2008 gaben die Preise im Rahmen der Marktanpassung wieder nach, konsolidierten sich jedoch trotz der sich abzeichnenden Finanzkrise oberhalb USD 45,00/lb U_3O_8 . Diese Markterholung hat zu einer gestiegenen wirtschaftlichen Rentabilität auch niedriggradiger Uranerze geführt. Unter Berücksichtigung eines Verkaufserlöses von USD 13 bis USD 15/lb U_3O_8 und unter Abzug von Verkaufskosten und angemessener Verzinsung des eingesetzten Kapitals ergeben sich reine Förderkosten von deutlich unter USD 10/lb U_3O_8 . Unberücksichtigt sind dabei Erlöse im Spotmarkt, da dieses Uran vorwiegend aus Überschussmengen stammt. Der mittlere EURATOM Spot-Marktpreis betrug 2007 USD 64,21/lb U_3O_8 . Dies entspricht einem Anstieg um 127 % gegenüber 2006.

Die rasante wirtschaftliche Entwicklung in bevölkerungsreichen Schwellenländern, ein stark ansteigender Energiebedarf in diesen Ländern sowie die Entwicklung der weltweiten Klimapolitik hat in vielen Staaten zu einer Renaissance des Interesses an einem Ausbau der zivilen Nutzung der Kernenergie geführt. Gleichzeitig bleibt die Bergbauproduktion seit vielen Jahren hinter dem Bedarf zurück, der nur durch den Abbau von Lagerbeständen und anderen sekundären Quellen (Abschnitt 6.1.5) gedeckt werden kann. In der Folge kam es seit 2003 zu einem deutlichen Anstieg der Uranpreise und zu einer nachhaltigen Erholung der Märkte. Dies hat hohe Investitionen in die Exploration, die Neuerschließung neuer Uranminen sowie die Ausweitung der Produktion aus bekannten Minen zur Folge.

6.2 Thorium

6.2.1 Thorium als Kernbrennstoff

Der Kernbrennstoff Thorium kann in speziellen Reaktoren zur Erzeugung von Energie eingesetzt werden. In den 1960er und 1970er Jahren sind verschiedene Reaktortypen zur Stromerzeugung, zur Erzeugung von Prozesswärme, zur Kohlevergasung und für andere Prozesse entwickelt worden. Thorium sollte Uran bei einer möglichen Verknappung als Kernbrennstoff ergänzen. Außerdem wurde Thorium in Ländern, die wie Südafrika oder Indien nicht über ausreichende Uranvorräte verfügen, als Brennstoff favorisiert. Nach der Entwicklung von thorium-basierten Versuchs- und Prototypreaktoren wurde die Weiterentwicklung eingestellt, da die erwartete Steigerung der Kernenergienutzung nicht eintrat und vorhandene

Uranvorräte die Versorgung sicherstellten. Der deutsche Thorium-Hochtemperaturreaktor THTR Hamm-Uentrop mit 300 MW_e wurde 1989 nach kurzer Betriebszeit stillgelegt.

In Südafrika wurde ein gasgekühlter Hochtemperaturreaktor mit Thorium als Brennstoff weiterentwickelt. Südafrika und China haben sich über eine künftige Zusammenarbeit und den Bau eines Versuchsreaktors bis 2015 geeinigt. Indien entwickelt seit längerer Zeit einen eigenen Reaktortyp auf Thorium-Brennstoffbasis. Hier wird mit einer Produktionsaufnahme nicht vor 2020 gerechnet.

6.2.2 Vorräte an Thorium

Die Situation der Reserven und Ressourcen bei Thorium hat sich seit der BGR-Energiestudie 1998 (BGR, 1998) kaum geändert, da seither mangels Bedarf keine neuen Vorratsermittlungen vorgenommen wurden. Die weltweiten Thoriumreserven (<USD 80/kg Th) belaufen sich danach auf 2,57 Mt Th. Zusätzlich werden Ressourcen von etwa 1,8 Mt Th prognostiziert.

6.2.3 Förderung und Verbrauch von Thorium

Zuverlässige Zahlen über die Thoriumproduktion sind nicht verfügbar, da Thorium nicht als Rohstoff separat bergmännisch gewonnen wird. Thorium fällt wesentlich als Beiprodukt der Verarbeitung von Monazit für die Gewinnung von Seltenen Erden an. Monazit wiederum ist ein Beiprodukt der Gewinnung von Schwermineralsanden auf Ilmenit und Zirkon. Monazit enthält im Durchschnitt etwa 10 % Thoriumdioxid (ThO₂). Nicht unwesentliche Mengen stehen wie in Madagaskar aus dem ehemaligen Abbau Uran-Thorium-führender Erze auf Uran zur Verfügung. Monazit wurde in den letzten Jahren insbesondere in den Ländern Indien, Malaysia und Sri Lanka gewonnen. Die weltweite Produktion von Monazit lag bei 6000 bis 6350 t pro Jahr. Früher wurde Monazit zudem in den USA gewonnen. Hier wurde die Förderung 1995 eingestellt. Die nichtenergetische Anwendung von Thorium und thoriumhaltigen Verbindungen in Hochtemperaturkeramiken, Katalysatoren und Schweißelektroden geht wegen der Radioaktivität von Thorium zurück.

Die derzeitige Verwendung von Thorium in Forschungsreaktoren ist auf geringe Mengen beschränkt. Der Bedarf kann aus vorhandenen Lagerbeständen gedeckt werden. In den USA werden über 3000 t Thoriumverbindungen als Lagerbestände gehalten. Die Lagerbestände in anderen Ländern sind nicht bekannt, dürften in Produzentenländern wie Indien und Südafrika aber erheblich sein.

6.3 Literatur zu Kernbrennstoffe

- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (1999): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XVII, 400 S.; Hannover.
- (1995). Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1995; Hannover.

International Uranium Resources Evaluation Project – IUREP (1980): World Uranium, Geology and Resource Potential. Miller Freeman Publ. Inc.: 524 S.; San Francisco.

Mixius, F.K., Kehrer, P., Barthel, F. Koch, J. & Weigel, D. (1976): Die künftige Entwicklung der Energienachfrage und deren Deckung - Perspektiven bis zum Jahr 2000, Abschnitt III, Das Angebot von Energie-Rohstoffen: Hannover.

NEA/OECD – IAEA (Nuclear Energy Agency – International Atomic Energy Agency) (2008): Uranium 2007: Resources, Production and Demand. OECD: 420 S.; Paris.

World Nuclear Association (WNA) (2008): www.world-nuclear.org

7 Geothermische Energie

7.1 Wärme aus der Erde zur Energienutzung

Als Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde wird als geothermische Energie bezeichnet. Der Wärmehalt der Erde geht zum einen auf die Ursprungswärme bei der Bildung der Erde, zum anderen auf den Zerfall radioaktiver Isotope in den Gesteinen der Erdkruste zurück. Die hohen Temperaturen im Erdinneren bewirken einen ständigen Wärmestrom in Richtung der Erdoberfläche. Der Gesamtwärmestrom ist so hoch, dass er theoretisch einen beträchtlichen Teil des Weltenergiebedarfs decken könnte, jedoch ist die Wärmestromdichte mit rund 70 mW/m^2 im globalen Mittel sehr gering. Die Nutzung geothermischer Energie aus dem tiefen Untergrund bedeutet daher in der Regel einen lokalen Abbau gespeicherter Erdwärme. Die dabei entnommene Wärmemenge ist in den meisten Fällen erheblich größer als die kurzfristig aus der Tiefe nachströmende Wärme.

Eine ausgebeutete geothermische Lagerstätte wird sich durch den Wärmestrom aus der Tiefe wieder erholen, doch kann dieser Prozess sehr unterschiedlich lange dauern. Je nach geologischer Situation kann ein tiefes Reservoir Jahrhunderte zur Regeneration benötigen. Im Vergleich zu den übrigen erneuerbaren Energien ist dies ein langer, bezogen auf den Bildungszeitraum fossiler Energierohstoffe jedoch ein kurzer Zeitraum. Die geothermische Energie zählt daher einerseits zu den regenerierbaren Energiequellen, ist aber andererseits auch eine abbaubare Ressource (BGR, 1999).

Bei einer oberflächennahen Nutzung bis etwa 20 m Tiefe steht neben der Wärme aus dem Erdinneren zusätzlich die von der Sonneneinstrahlung gelieferte Wärmemenge zur Verfügung. Die Wärmeeinstrahlung der Sonne ist dabei um ein Vielfaches höher als der Wärmestrom aus dem Erdinneren. Die oberflächennahe thermische Energie zählt dennoch zur Geothermie, weil die Energie im Untergrund gespeichert ist und von dort entnommen wird. Die Erdoberfläche wirkt wie eine solarthermische Anlage, bei der die Sonneneinstrahlung teilweise absorbiert und die Wärme in die Tiefe geleitet wird. Die hierdurch verursachte Jahresvariation der Temperatur reicht nur wenige Zehner Meter in den Untergrund, Klimavariationen jedoch dringen weit tiefer ein. Bei oberflächennaher Nutzung wird der jeweils ausgekühlte Bereich des Untergrundes durch die Sonneneinstrahlung vergleichsweise schnell wieder erwärmt.

Der wichtigste Prozess des Wärmetransports in der Erdkruste ist die Wärmeleitung. Der resultierende vertikale Temperaturgradient, der sogenannte geothermische Gradient, beträgt im kontinentalen Mittel $30 \text{ }^\circ\text{C/km}$. Ausgehend von der Oberflächentemperatur, die der örtlichen Jahresdurchschnittstemperatur, in Deutschland etwa 7 bis $11 \text{ }^\circ\text{C}$ entspricht, werden in 2000 m Tiefe daher im Allgemeinen Temperaturen um $70 \text{ }^\circ\text{C}$ angetroffen. In 5000 m Tiefe übersteigen diese in der Regel $160 \text{ }^\circ\text{C}$. In Gebieten mit aufsteigenden Grundwässern wird zusätzlich Wärme durch Konvektion zur Oberfläche transportiert. In derartigen Gebieten wie beispielsweise bei Landau im Oberrheingraben werden bereits in 1000 m Tiefe Temperaturen über $100 \text{ }^\circ\text{C}$ gemessen.

Der Energieinhalt einer geothermischen Lagerstätte wird außer von der Temperatur von der Wärmekapazität bestimmt. Diese liegt für Gesteine im Bereich von 700 bis $1200 \text{ J/(K}\cdot\text{kg)}$. Bei einer Wärmekapazität von $850 \text{ J/(K}\cdot\text{kg)}$ enthält ein Gesteinsvolumen von 1 km^3 und einer

Masse von $2,65 \cdot 10^{12}$ kg eine thermische Energie von 2,3 PJ/°C. Wird dieses Volumen um 10 °C abgekühlt, entzieht man ihm eine Energie von 23 PJ beziehungsweise $6,4 \cdot 10^6$ MWh. Diese Energie reicht aus, um über einen Zeitraum von 30 Jahren eine durchschnittliche thermische Leistung von 25 MW zu liefern. Zum Wärmeinhalt des Gesteins kommt noch der Wärmeinhalt der Fluide in Form von Wasser oder Dampf, die in den Poren und Rissen der Gesteine gespeichert sind. Ihr massenspezifischer Energieinhalt, besonders der des Dampfes, ist zwar höher als der des Gesteins, doch ist ihr Massenanteil in den dichten Krustengesteinen so gering, dass die Gesteinswärme deutlich überwiegt.

Krustengesteine sind mit einer Wärmeleitfähigkeit im Allgemeinen zwischen 2 und 4 W/(m·K) schlechte Wärmeleiter. Dies hat zur Folge, dass die im tieferen Untergrund enthaltene Wärme mit Hilfe von Bohrungen nicht direkt abgebaut werden kann. Es wird daher für eine effektive Nutzung ein Trägermedium wie Wasser oder Wasserdampf benötigt, das das Gestein durchfließt und die Wärme zu den Bohrungen transportiert. Dies wiederum setzt eine ausreichende Durchlässigkeit (Permeabilität) der Gesteine voraus, die im Allgemeinen nur von hochporösen Sandsteinen und von stark zerklüfteten oder verkarsteten Gesteinsformationen erreicht wird. Die geringe Permeabilität der Gesteine ist daher eines der größten Hemmnisse für eine breite Nutzung der geothermischen Energie. In Forschungsprojekten wird derzeit an der Verbesserung der Nutzungsmöglichkeiten durch die Schaffung künstlicher Fließwege in Form von hydraulisch erzeugten Gesteinsrissen gearbeitet.

Im Folgenden wird für die Nutzung thermischer Wärmeenergie die Direktwärmenutzung für Heizzwecke als Primärnutzung geothermischer Energie unterschieden von der Sekundärnutzung, bei der geothermischer Energie in elektrische Energie umgewandelt wird. Bei der Verstromung der geothermischen Energie muss der Wirkungsgrad der geothermalen Stromerzeugung berücksichtigt werden. Dieser hängt von der Temperatur und von der verwendeten Wandlungstechnik ab. Der Bruttowirkungsgrad, der nicht den für den Betrieb der Anlage, beispielsweise für Pumpen, benötigten Eigenbedarf an Energie berücksichtigt, liegt bei heutigen Anlagen zwischen 9 und 14 %.

Anlagen zur Direktwärmenutzung werden nach ihren Temperaturniveaus unterschieden. Im Hochtemperaturbereich können Fernwärmenetze, Industriebetriebe und Betriebe der Lebensmittelindustrie versorgt werden, im Niedertemperaturbereich Betriebe der landwirtschaftlichen Industrie, beispielsweise Gewächshäuser oder Trocknungsanlagen, sowie Bäder und Fischzuchtbetriebe. Eine weitere Nutzung der Geothermie insbesondere für Industriebetriebe, ist die Erzeugung von Kälte mit Hilfe von Absorptionskältemaschinen.

Den weitaus größten Anteil der weltweit installierten nicht-elektrischen Leistung nehmen Wärmepumpenanlagen ein (Abb. 7.1). Die Leistung der installierten Wärmepumpen hat sich seit 2000 weltweit verdreifacht. Nachfolgend in der Nutzung folgen Bäderbetriebe, direkte Raumheizungen ohne Wärmepumpen und Gewächshausheizungen. Der Rest liegt zusammen unter 10 % und beinhaltet auch sehr spezialisierte lokale Nutzungsprozesse (Abb. 7.1).

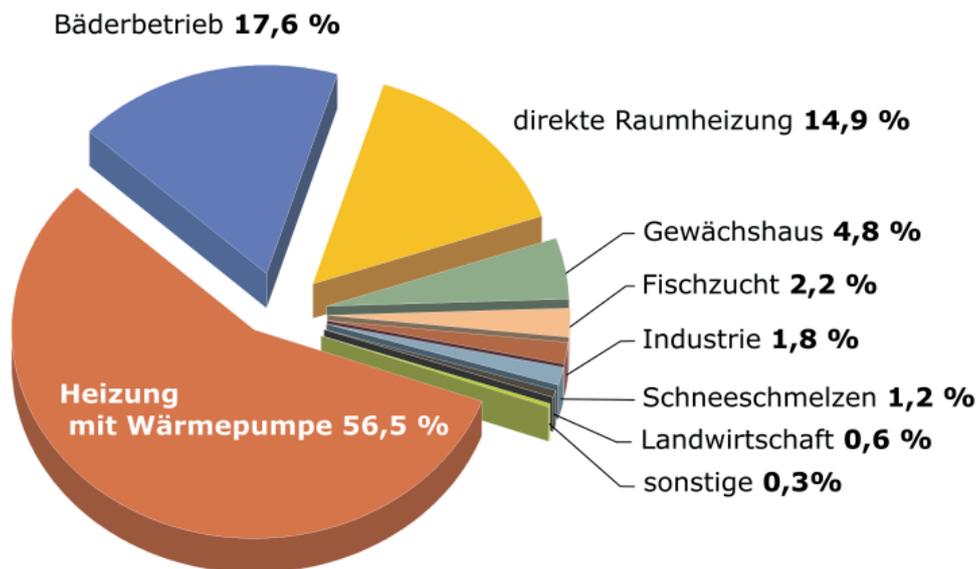


Abbildung 7.1: Verteilung der weltweit installierten nicht-elektrischen Nutzung geothermischer Energie von insgesamt 27 825 MWth im Jahre 2005 auf die verschiedenen Nutzungsarten (Lund et al., 2005).

7.2 Vorkommen geothermischer Energie

7.2.1 Oberflächennaher Untergrund

Der oberflächennahe Untergrund ist mit Blick auf die Zugänglichkeit und das geringe Erschließungsrisiko eine günstige Wärmequelle. In oberflächennahen Erdschichten ändern sich die Temperaturen im Rhythmus der Lufttemperaturen, jedoch nehmen die Temperaturschwankungen mit der Tiefe schnell ab und sind unterhalb von 15 bis 20 m Tiefe kaum noch feststellbar ($<0,1$ K). Da der durch die Sonneneinstrahlung in diese oberen Meter des Erdreichs eingetragene Energiestrom etwa 2000-mal höher ist als der Wärmestrom aus dem Erdinnern wird bei der thermischen Nutzung des flachen Untergrundes vor allem gespeicherte Sonnenenergie gewonnen.

Aufgrund der niedrigen Temperatur der im flachen Untergrund gespeicherten Energie, ist die Nutzung im Direktwärmetausch nicht möglich. Eine Heizungsanlage, die die Wärme des flachen Untergrundes nutzt, besteht im Wesentlichen aus den Anlagenkomponenten Erdreichwärmetauscher, Umwälzpumpe, Wärmepumpe, Speicherbehälter und Niedertemperaturheizungssystem. Erdreichwärmetauscher werden als vertikale Erdsonden in Teufen meist bis rund 100 m, in Einzelfällen bis 400 m, als horizontale Wärmetauscherschleifen oder als Spiralrohrwärmetauscher ausgeführt. Im Sommer können diese Anlagen durch bloßes Umwälzen der Sole unter Umgehung der Wärmepumpe Gebäude direkt kühlen. Zudem kann durch Grundwasserförderung Wärme aus dem Untergrund gewonnen werden. Dazu ist in der Regel neben der Förder- auch eine Re-Injektionsbohrung erforderlich, in der das in einem Wärmetauscher ausgekühlte Grundwasser wieder injiziert wird.

Ein großer Vorteil der erwähnten Techniken liegt darin, dass sie, mit Ausnahme der grundwassergekoppelten Wärmepumpe, prinzipiell an jedem Ort eingesetzt werden können. Die Einsparung an Primärenergie, die sich mit solchen, meist strombetriebenen Wärmepumpensystemen erzielen lässt, ist jedoch relativ gering. Bei der niedrigen Temperatur des flachen

Untergrundes erreichen Wärmepumpen allgemein Leistungszahlen zwischen 3,5 und 4. Das bedeutet, dass mit jeder Einheit elektrischer Leistung, die für die Wärmepumpen aufgebracht wird, 3,5 bis 4 Einheiten thermischer Leistung gewonnen werden. Bezogen auf den Primärenergieeinsatz bei der Erzeugung des dabei genutzten Stroms mit Wirkungsgraden zwischen 30 und 50 % ergibt dies Leistungszahlen zwischen 1 und 2 (BGR 1999).

7.2.2 Hydrothermale Vorkommen niedriger Temperatur

Unter hydrothermalen Ressourcen niedriger Temperatur versteht man Warm- und Heißwasseraquifere mit Temperaturen zwischen 30 und 150 °C. Ihr Vorkommen ist nicht an geothermische Anomalien gebunden. Sie sind oft regional verbreitet und können auch in Gebieten mit normalen Temperaturgradienten genutzt werden. Entscheidend ist die Durchlässigkeit des Gesteins beziehungsweise die hydraulische Leitfähigkeit (Transmissibilität) des Aquifers. Diese müssen für eine Nutzung umso höher sein, je niedriger die Temperaturen sind und je tiefer gebohrt werden muss. Im Allgemeinen sind bei derartigen Anlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb von großen zentralen Heizanlagen Produktionsfließraten zwischen 30 und 300 m³/h bei Temperaturen über 60 °C erforderlich. Um diese Produktionsfließraten bei akzeptablem Energieaufwand für die Förder- und Injektionspumpen zu gewährleisten ist eine Transmissibilität des Aquifers zwischen 10 und 100 Dm (Darcymeter) nötig. Diese Werte werden nur in mächtigen, hochporösen Sandsteinformationen und in stark zerklüfteten oder verkarsteten Gesteinsbereichen wie Kluft- oder Störungszonen erreicht. Der hohe hydrostatische Druck in diesen Tiefen verhindert ein Sieden der Wässer, so dass auch bei Temperaturen weit über 100 °C kein Dampf in der Formation vorhanden ist. Bei der Abschätzung des Energieinhaltes solcher Lagerstätten ist zu berücksichtigen, dass nur ein Teil der insgesamt gewinnbaren Wärmemenge im Wasser gespeichert ist, während sich der größere Teil in dem das Fluid umgebenden Gestein befindet.

Warm- und Heißwassersysteme werden in der Regel über Bohrungspaare, sogenannte Doubletten erschlossen. In der Produktionsbohrung wird das heiße Wasser gefördert, während das ausgekühlte Wasser anschließend in der Re-Injektionsbohrung wieder in den Untergrund zurückgeleitet wird. Die Energie für die Förderung und die Durchleitung durch die ober-tägigen Anlagenteile stellt eine Unterwassermotorpumpe zur Verfügung, die je nach den Gegebenheiten in 200 bis 600 m Tiefe eingebaut wird. Seltener sind Systeme mit nur einem Bohrloch. Dabei wird das zutage geförderte und ausgekühlte Wasser im gleichen Bohrloch über gut gegeneinander isolierte Rohre wieder injiziert oder es wird aufbereitet und in ein Trinkwassernetz oder einen Vorfluter eingespeist.

In Einzelfällen wird auch Strom aus Ressourcen niedriger Temperatur mittels *Organic Rankine Cycle* (ORC)-Anlagen gewonnen. Dabei werden die Dampfturbinen mit einem organischen Arbeitsmittel mit einem niedrigeren Siedepunkt als Wasser betrieben werden. Der Wirkungsgrad liegt allerdings nur bei etwa 10 % (BGR 1999). Das sogenannte Kalina-Verfahren stellt eine Alternative zum ORC-Verfahren dar. Hier werden Zweistoffgemische, zum Beispiel aus Ammoniak und Wasser als Arbeitsmittel verwendet. Es liefert insbesondere bei niedrigeren Temperaturen einen höheren Wirkungsgrad und geringere Stromgestehungskosten, ist aber technisch noch nicht so weit gereift wie das ORC-Verfahren.

7.2.3 Hydrothermale Vorkommen hoher Temperatur

Hydrothermale Ressourcen hoher Temperatur sind Heißwasser- oder Dampfvorkommen mit Temperaturen über 150 °C. Sie finden sich vor allem in geologisch jungen Zerrungsgebieten der oberen Erdkruste wie etwa ozeanischen Riftsystemen, Grabensystemen und an den Rändern der Lithosphärenplatten, häufig im Verbund mit Vulkanen.

In den dampfdominierten Lagerstätten ist der Lagerstättendruck niedriger als der zur Lagerstättentemperatur gehörende Dampfdruck. In der Lagerstätte befindet sich deshalb vorwiegend Wasserdampf, dessen Abstrom durch eine dichtende Gesteinsdeckschicht ver- oder behindert wird. Dampfdominierte Lagerstätten sind die hochwertigsten und am leichtesten zu nutzenden geothermischen Lagerstätten. Die Temperaturen der bekannten und vielfach schon genutzten Dampflagerstätten liegen größtenteils zwischen 200 und 300 °C. Die Flüssigkeits-dominierten Lagerstätten erreichen ähnlich hohe Temperaturen. Ein höherer hydrostatischer Druck verhindert jedoch das Sieden, so dass in diesen Lagerstätten die flüssige Phase vorherrscht.

Die geothermische Energie der Dampflagerstätten wird fast ausschließlich zur Stromerzeugung durch Dampfturbinen genutzt. Nach der wärmetechnischen Nutzung des Dampfes wird das verbleibende Wasser in der Regel mit einer Temperatur von 70 bis 80 °C wieder in den Untergrund injiziert. Geschieht dies nicht, riskiert man eine Druckabnahme in der Lagerstätte, die im ungünstigsten Fall zur Abschaltung des Kraftwerkes führen kann. Liegen die Dampftemperaturen unter 200 °C, können wie bei den Niedrigtemperatur-Vorkommen ORC-Anlagen (Abschnitt 7.2.2) verwendet werden.

7.2.4 Hot-Dry-Rock Vorkommen

Gesteine mit sehr geringer hydraulischer Durchlässigkeit und Porosität sowie vergleichsweise hoher Temperatur werden der Kategorie der *heißen trockenen Gesteine* zugeordnet. Für eine effektive Nutzung dieser Gesteine ist der Einsatz besonderer Erschließungsmethoden, der *Hot-Dry-Rock* (HDR)-Technik notwendig. Diese Technik sieht vor, zwischen mindestens zwei Tiefbohrungen durch hydraulische Risserzeugung künstliche großflächige Fließwege zu schaffen, das Gebirge durch Wasserzirkulation zwischen den Bohrungen abzukühlen und so die Wärme aus der Umgebung der Verbindungsflächen zu gewinnen. Die Rissflächen zwischen der Injektions- und der Extraktionsbohrung stellen den unterirdischen Wärmetauscher dar. Das Problem der Realisierung besteht in der Herstellung genügend durchlässiger hydraulischer Verbindungen zwischen den Bohrungen, die die Zirkulation durch Förderung und Re-Injektion großer Mengen von Heißwasser ermöglichen.

Die HDR-Technik wurde nach ersten Versuchen in den USA bei Los Alamos in einem europäischen Gemeinschaftsprojekt in Soultz-sous-Forêts in Frankreich wesentlich weiterentwickelt. Weitere Projekte zur Erprobung der Technologie sind in jüngerer Vergangenheit begonnen worden. Die Erfahrungen aus den HDR-Projekten zeigen, dass die der Bezeichnung *Hot-Dry-Rock* zu Grunde liegende Annahme, in großen Tiefen trockene Gesteinsformationen vorzufinden, nicht korrekt ist. Im HDR-Projekt Soultz tragen natürliche Störungszonen in erheblichem Umfang zur Wasserzirkulation zwischen den Bohrungen bei. Aus diesem Grund existieren auch andere Bezeichnungen für die Erschließung von gering durchlässigen Ge-

steinsformationen wie beispielsweise *Hot-Wet-Rock* (HWR), *Hot-Fractured-Rock* (HFR) oder *Enhanced-Geothermal-Systems* (EGS).

7.3 Geothermische Ressourcen

7.3.1 Quantifizierung geothermischer Ressourcen

Die in Abschnitt 2.5 dargestellte Definition des Begriffs Geothermische Ressource lässt offen, für welche geologischen Bedingungen und welche Technologie der jeweilige Wert an nutzbarer Wärme angegeben wird. Dabei hängt die zu nennende Energiemenge vom betrachteten Teufenbereich, insbesondere von der Maximalteufe, von der für die jeweilige technologische Umsetzung notwendigen Mindesttemperatur und von der Resttemperatur nach Entnahme der genutzten Wärmemenge ab. Mit Blick auf diese Besonderheiten der Geothermie können die folgenden Größen zur Quantifizierung hydrothermalen und HDR-Ressourcen benutzt werden:

- (1) Die im Untergrund eines Gebietes gespeicherte gesamte Wärmemenge von der Oberfläche bis in eine bestimmte Tiefe (Haenel & Staroste, 1988; Kaltschmitt & Wiese, 1997).
- (2) Der Anteil der unter (1) genannten Wärmemenge, der in potenziell Wasser führenden Gesteinsformationen gespeichert ist (Haenel & Staroste, 1988; Kayser, 1999).
- (3) Der Anteil der unter (2) genannten Wärmemenge, der maximal gewinnbar ist, wenn keine Mindestleistung pro Bohrungspaar vorgegeben wird. Die maximal gewinnbare Energiemenge wird dann bestimmt durch die angenommene Gewinnungstechnik und die Resttemperatur des Wassers nach dem Wärmeentzug. Hieraus ergibt sich der sogenannte Gewinnungsfaktor, der für hydrothermale Ressourcen in typischen Fällen etwa zwischen 0,12 und 0,33 liegt. Die Ressourcen-Definition geht dabei von der Annahme einer maximalen Flächendichte von Anlagen aus und berücksichtigt keine Beschränkungen der Flächennutzung (Haenel & Staroste, 1988; Kaltschmitt & Wiese, 1997; Kayser, 1999; Jung et al., 2002).
- (4) Der Anteil, der unter (3) genannten Wärmemenge, der realistisch gewinnbar ist unter Vorgabe einer Mindestleistung pro Bohrungspaar und einer Höchstdauer der Energiegewinnung an einem Ort. Der Anteil ergibt sich im wesentlichen aus der relativen Größe der Teilgebiete, in denen mit hoher Wahrscheinlichkeit genügend hohe hydraulische Durchlässigkeiten angetroffen werden oder erzeugt werden können, die zur Erreichung einer vorgegebenen Mindestleistung ausreichen. Zusätzlich werden vorliegende Einschränkungen der Flächennutzung (anderweitige Nutzung, gegebenenfalls Abnehmernähe) berücksichtigt.

Eine Energiemengenabschätzung nach Definition (1) sagt für hydrothermale Ressourcen wenig über die unter realistischen Bedingungen gewinnbaren Energiemengen aus. Eine realitätsnahe Ressourcenabschätzung nach Definition (4) kann um mehrere Größenordnungen niedriger liegen als die nach Definition (1) abgeschätzte Wärmemenge. Eine Grobabschätzung vorhandener Energiemengen nach Definition (1) ist in der Regel ohne detaillierte

Geologiekenntnisse durchführbar. Schon eine Eingrenzung auf potenziell Wasser führende Formationen (2) erfordert umfangreiche Kenntnisse über den geologischen Aufbau des Untergrundes, insbesondere über den lithologischen Aufbau, die Ausdehnung, die Mächtigkeit und die Temperaturen der relevanten Schichten. Die anschließende Berechnung einer maximal gewinnbaren Energiemenge mit Hilfe des Gewinnungsfaktors (3) erfordert keine wesentlichen zusätzlichen geologischen Daten.

Auf große Schwierigkeiten stößt jedoch die Einschätzung, in welchen Teilgebieten und mit welchen Wahrscheinlichkeiten genügend hohe Durchlässigkeiten im Untergrund zu erwarten sind. Dies betrifft insbesondere Schichten mit räumlich sehr variablen hydraulischen Eigenschaften wie Karstgesteine. Verwertbare statistische Aussagen hierzu ließen sich erst aufgrund von hydraulischen Untersuchungen an einer Vielzahl von Bohrungen machen, die in den wenigsten Gebieten in genügender Anzahl verfügbar sind. Aus diesen Gründen findet man kaum Ressourcenangaben nach der Definition (4). Mit einer geforderten Mindestleistung, die eine nach heutigen Bedingungen wirtschaftliche Energiegewinnung ermöglichen würde, erhielte man unter dieser Definition die geothermischen Reserven.

Die bisherigen Ausführungen beziehen sich auf die Bewertung hydrothermalen Ressourcen. Für die Bewertung der mit der HDR-Technik nutzbaren Ressourcen ist die Berücksichtigung der natürlichen Gesteinsdurchlässigkeiten nicht relevant, da diese Methode von der künstlichen Erzeugung durchlässiger Strukturen mit technischen Mitteln ausgeht. Für diesen Fall wird deshalb von dem Wärmeinhalt eines Gesamtgesteinsvolumens ausgegangen und über einen mittleren Gewinnungsfaktor zwischen 0,02 und 0,07 eine maximal gewinnbare Energiemenge (3) berechnet. Eine solche Ressourcenangabe basiert auf der Voraussetzung, dass eine flächendeckend erfolgreiche Anwendung der HDR-Technik möglich ist. Da sich diese Methode im Forschungs- und Entwicklungsstadium befindet und bisher nur wenig Erfahrungen vorliegen, sind entsprechende Angaben mit großen Unsicherheiten behaftet.

Für die oberflächennahe Wärmeenergie, die sich im Jahreszyklus durch den Eintrag von Sonnenenergie erneuert, ergibt es keinen Sinn, Ressourcen im oben genannten Sinn zu quantifizieren. Stattdessen werden für den oberflächennahen Bereich Angaben über die jährlich nachhaltig gewinnbaren Energiemengen gemacht. Zwei unterschiedliche Größen werden benutzt:

- (5) Die Wärmemenge, die in einem Gebiet unter der Voraussetzung der Nutzbarkeit der gesamten Erdoberfläche durch Erdkollektoren aus dem oberflächennahen Untergrund entnommen werden kann, ohne eine langfristige Abkühlung zu verursachen (Kaltschmitt & Wiese, 1997).
- (6) Der Anteil der unter (5) genannten Wärmemenge, der unter Berücksichtigung der Einschränkungen der Flächennutzung (Bebauung, anderweitige Nutzung, Bodenstruktur, Grundwasserschutzgebiete) und der zu fordernden Abnehmernähe für Heizwärme als sinnvoll gewinnbar angesehen wird. (Kaltschmitt & Wiese, 1997).

7.3.2 Nutzung der Geothermie weltweit

Der Anteil der Geothermie an der weltweiten Energieversorgung war 2004 mit 0,414 % gering, lag jedoch noch über dem Anteil aus Sonnen- und Windenergie (Abb. 7.2). Während 1975 nur in zehn Staaten geothermisch Strom produziert wurde, war dies 2005 schon in 24 Staaten der Fall mit einer Gesamtjahresleistung von knapp 57 000 GWh/a. Dies entspricht etwa 0,4 % des weltweiten jährlichen Stromverbrauchs (Bertani, 2008). Seit 2000 wurden in 19 Ländern insgesamt 290 Bohrungen zur geothermischen Stromerzeugung mit einer durchschnittlichen Teufe von 1,9 km niedergebracht. Im gleichen Zeitraum wurde die installierte Kraftwerksleistung in Costa Rica, Frankreich, Island, Indonesien, Italien, Kenia, Mexiko, Nicaragua und Russland um mehr als 10 % erhöht. Bis 2010 werden voraussichtlich auch Länder wie Armenien, Kanada, Chile, Dschibuti, Dominica, Griechenland, Honduras, Indien, Iran, Jemen, Korea, Nevis, Ruanda, Slowakei, Salomon-Inseln, St. Lucia, Schweiz, Taiwan, Tansania, Uganda, Ungarn und Vietnam in die geothermische Stromgewinnung einsteigen (Gawell & Greenberg, 2007).

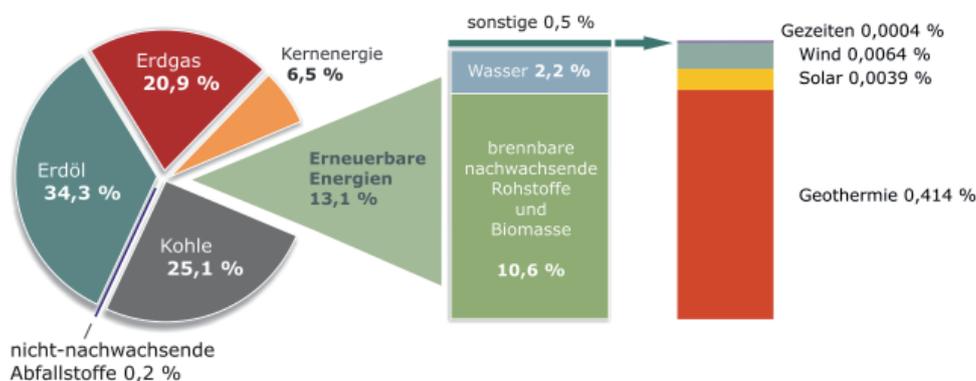


Abbildung 7.2: Anteil der Geothermie an der weltweiten Energieversorgung 2004 (IEA, 2007).

Mit installierten Leistungen von 2504 MW_e und 7817 MW_{th} zur Stromerzeugung beziehungsweise zur Direktwärmenutzung heben sich die USA als weltweit größter Nutzer geothermischer Energie deutlich vom Feld der übrigen Länder ab (Abb. 7.3, Tab. A 7-2, A 7-3). Schweden liegt wegen des starken Anstiegs der Direktwärmenutzung auf Platz zwei vor China. Die geothermische Stromerzeugung Deutschlands ist mit 240 kW_e im Jahr 2005 vergleichsweise niedrig, insgesamt nimmt Deutschland bei der Geothermienutzung den 15. Rang ein (Abb. 7.3).

Weltweit nimmt die Verstromung geothermischer Energie seit Mitte der 1990er Jahre jährlich deutlich zu (Abb. 7.4). Die sehr viel größere Steigerungsrate bei der Direktwärmenutzung geht in vielen Ländern im Wesentlichen auf die Zunahme dezentraler Heizungsanlagen mit Wärmepumpen zurück. Dieser Zuwachs soll auch in den kommenden Jahrzehnten anhalten (Nitsch 2001), allerdings ist die Zahlengrundlage hier recht ungenau. In früheren Jahren gingen Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in einzelnen Ländern nicht in die Statistik ein, auch wurde die Thermalwassernutzung in Bädern in verschiedenen Ländern unterschiedlich dokumentiert (Lund & Freeston, 2001; Lund et al., 2005).

In den einzelnen Ländern wird die Niedrigtemperatur-Nutzung zunehmend und mit unterschiedlichem Maß in die Energiebilanz einbezogen. Deshalb ist der reale Zuwachs wahrscheinlich etwas geringer als hier dargestellt (Abb. 7.4). Im Jahr 1985 wurde die Erdwärme in 24 Ländern direkt genutzt, 1995 waren es 28 Länder, im Jahr 2000 48 Länder und 2005 bereits 59 Länder.

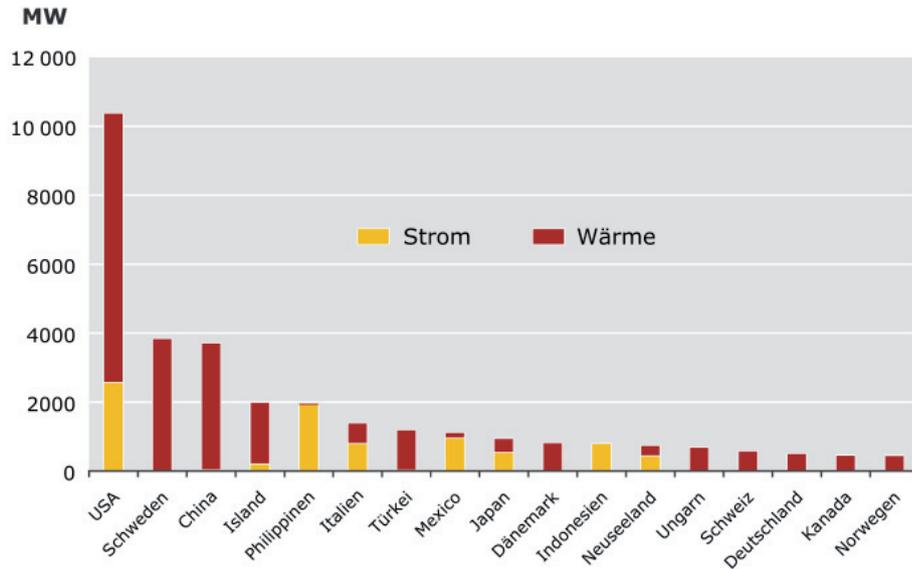


Abbildung 7.3: Installierte Leistung zur geothermischen Stromproduktion [MWe] und zur Direktwärmenutzung [MWth] für die 17 größten Nutzerländer 2005 (Lund et al., 2005; Bertani, 2005).

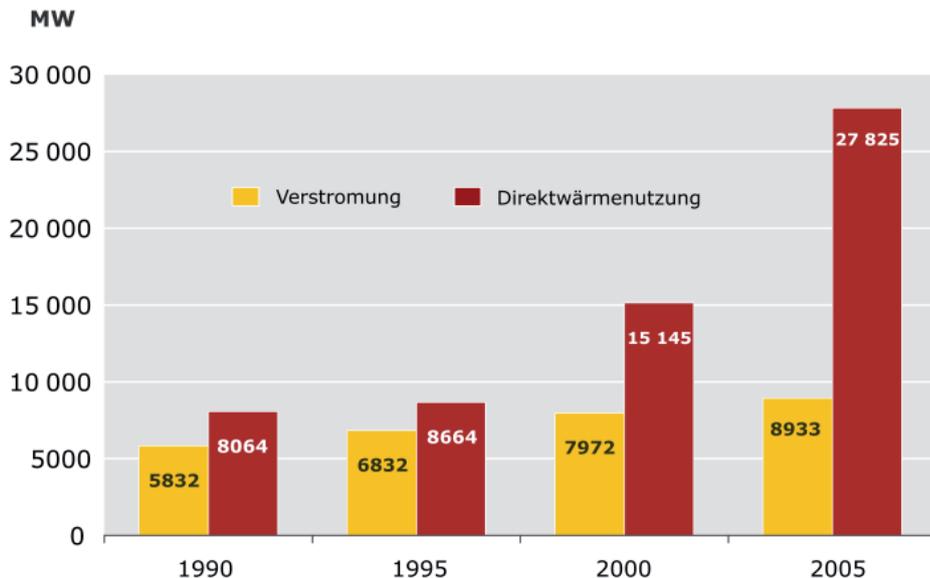


Abbildung 7.4: Weltweite Entwicklung der direkten Wärmenutzung und der installierten Leistung zur geothermischen Stromerzeugung zwischen 1990 bis 2005.c

7.3.3 Regionale Verbreitung genutzter Vorkommen

Wegen der uneinheitlichen Ressourcenerfassung und nur sehr lückenhaften Datenlage ist weltweit keine einheitliche Darstellung der geothermischen Ressourcen und der derzeitigen geothermischen Energienutzung möglich. Im Folgenden werden die bekannten Projekte und Ressourcen nach Regionen berichtet.

Europa

Die geothermischen Ressourcen werden in den Ländern Europas sehr unterschiedlich genutzt. Hochenthalpie-Lagerstätten gibt es in Europa insbesondere in Ländern mit aktivem Vulkanismus wie in Island und Italien, aber auch in Griechenland und der Türkei. In den letzten Jahren hat sich sowohl die geothermische Stromproduktion als auch die direkte Wärmenutzung stetig weiter entwickelt. Neben Italien, Island und der Türkei wird geothermischer Strom jetzt auch in Deutschland (Abschnitt 8.6) und Österreich produziert. Zudem startete im Juni 2008 die Stromproduktion in dem europäischen HDR-Forschungsstandort Soultz-sous-Forêts in Frankreich. Vor allem wegen stark gestiegener Heizkosten der privaten Haushalte aber auch wegen staatlicher Förderprogramme ist die Nutzung geothermischer Wärmepumpen in dezentralen Heizungsanlagen zwischen 2000 und 2007 erheblich angestiegen. Führend ist hier Schweden mit 270 000 Einheiten, gefolgt von Deutschland mit 90 000, Österreich mit 40 000 und der Schweiz mit 30 000 Einheiten (Forseo, 2008). Schweden ist heute der größte Direktwärmenutzer in Europa (Abb. 7.5). Erst 2002 löste Schweden in dieser Position Island ab, wo 87 % der Häuser mit geothermischer Energie beheizt werden (BGR, 2003). In Europa nutzen 28 Länder geothermische Energie als Primärenergie mit einer insgesamt installierten Leistung von 13 344 MW_{th}.

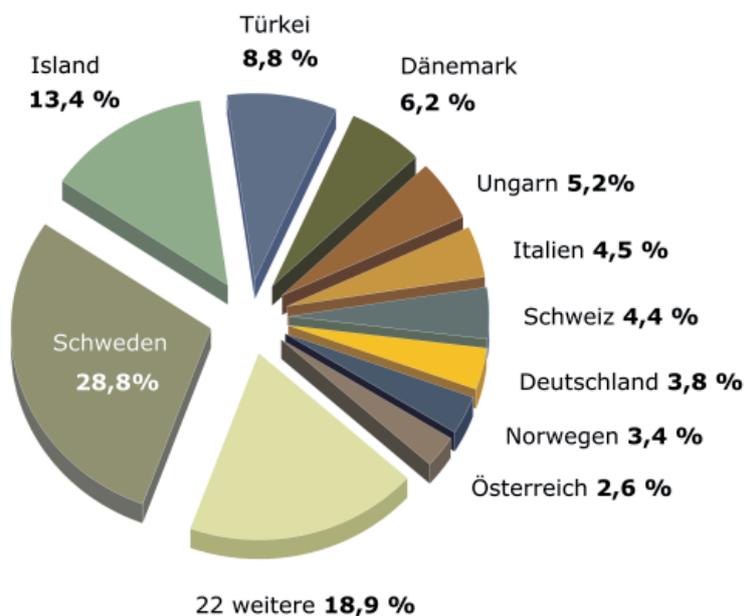


Abbildung 7.5: Verteilung der in Europa installierten direkt genutzten Erdwärme, einschließlich oberflächennaher Erdwärme (insgesamt 13 344 MW_{th}) nach Ländern (Lund et al., 2005).

Während im Pariser Becken große Mengen Thermalwasser niedriger Temperatur von 60 bis 80 °C direkt für Raumheizung genutzt werden können, werden bei den anderen gro-

Benutzerländern wie Schweden, Deutschland, Österreich oder der Schweiz vorwiegend Einzelanlagen mit Wärmepumpen eingesetzt, um aus noch niedriger temperiertem Wasser Wärme zu entziehen.

Bei der nicht-elektrischen Energienutzung nimmt Ungarn mit 694,2 MW_{th} eine bedeutende Stellung ein. Das Pannonische Becken ist wie auch das Pariser Becken ein großes rezentes Senkungsgebiet, aus dem große Wassermengen gefördert werden können. Von der installierten Wärmeleistung wird hier ein großer Anteil in der Agrarwirtschaft für Gewächshäuser und Trocknungsanlagen genutzt.

Italien steht mit 791 MW_e weit an der Spitze der europäischen Länder, die Strom aus geothermischer Energie erzeugen, gefolgt von Island, Türkei, Frankreich (Guadeloupe), Italien, Portugal (Azoren), Österreich und Deutschland (Abb. 7.6). Bei der Stromerzeugung nahm Island im Jahr 2005 mit 202 MW_e den zweiten Rang nach Italien ein. Mittlerweile sind allerdings drei weitere Kraftwerke ans Netz gegangen, sodass die installierte Leistung inzwischen 569 MW_e beträgt. Island nutzt 1791 MW_{th} geothermischer Primärenergie und ist damit nach Schweden der zweitgrößte Nutzer in Europa.

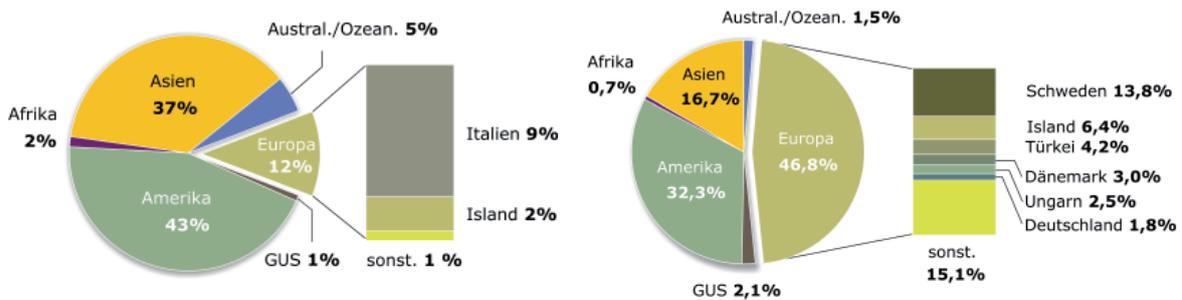


Abbildung 7.6: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil einzelner europäischer Länder 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

In der Türkei wurden in den vergangenen Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen, die vorhandenen Geothermie-Lagerstätten zu nutzen. Zur Raumheizung, für Bäder und die Landwirtschaft waren hier 2005 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 1177 MW_{th} installiert. Die Verstromung ist mit 20 MW_e seit langem unverändert, umfangreiche Erhöhungen sind aber geplant.

Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS)

Insgesamt betrug der Anteil der GUS Staaten an der weltweiten Nutzung geothermischer Energie 2005 bei der Verstromung etwa 0,9 % und bei der Direktwärmenutzung rund 2,1 % (Abb. 7.7). Russland nutzt geothermische Energie sowohl zur Verstromung mit installierten 79 MW_e im Jahr 2005 (Bertani, 2005) als auch zur Raumheizung, zum Bäderbetrieb und als Prozesswärme mit insgesamt 327 MW_{th} (Lund et al., 2005).

Nach neueren Schätzungen könnten allein in Kamtschatka geothermische Kraftwerke mit einer Kapazität von rund 1 GW_e installiert werden. In Georgien wird Thermalwasser zur Raumheizung, für Gewächshäuser und zum Bäderbetrieb genutzt. Die hier installierte Leistung von 250 MW_{th} ist seit längerer Zeit unverändert.

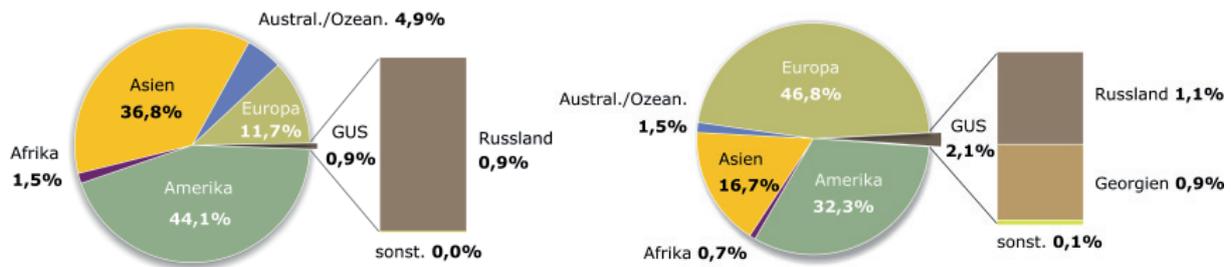


Abbildung 7.7: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der GUS Staaten 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

Afrika

In einigen afrikanischen Ländern wurden in den letzten Jahren verstärkt geothermische Lagerstätten für die Verstromung exploriert. Sie liegen größtenteils in tektonisch aktiven Gebieten des ostafrikanischen Grabens und haben ein immenses Potenzial von rund 7000 MW_e (Gawel & Greenberg, 2007). Diese Ressourcen werden trotz der verstärkten Anstrengungen noch immer nur in geringem Ausmaß genutzt. So ist der Anteil Afrikas an der weltweiten Primärnutzung der Geothermie mit 0,7 % vergleichsweise gering. Bei der Verstromung beträgt dieser Anteil immerhin etwa 1,4 % (Abb. 7.8).

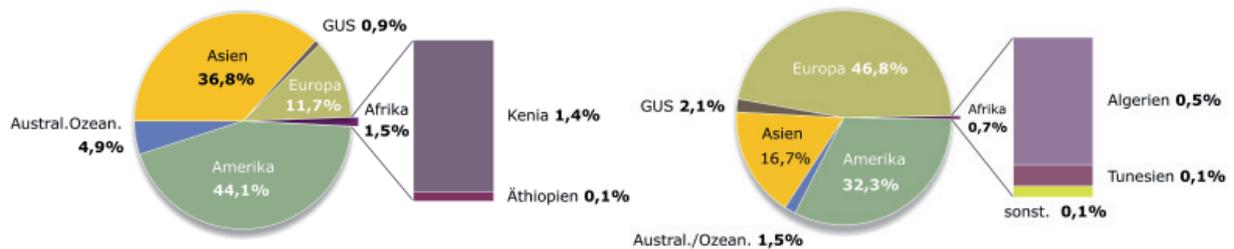


Abbildung 7.8: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der Länder Afrikas 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

Die Nutzung von Geothermie wird in Afrika durch Kenia dominiert (Abb. 7.8). Im Gegensatz zu anderen ostafrikanischen Ländern baut Kenia die Nutzung geothermischer Ressourcen aufgrund entsprechender Regierungsprogramme seit Jahren stetig aus. Während im letzten Rohstoffbericht für Kenia noch 45 MW_e angegeben wurden (BGR, 2003), sind jetzt bereits 129 MW_e Leistung installiert. Weitere Standorte wie Eburru, Olkaria IV und Menengai sind weitgehend erkundet. Die drei derzeit bestehenden Geothermie-Kraftwerke in Olkaria (Abb. 7.9) decken 11 % der Stromkapazität des Landes ab. In der Nähe des Kraftwerksstandortes Olkaria gibt es mit ungefähr 10 MW_{th} eine Direktwärmenutzung in Gewächshäusern zur Blumenzucht und ein kleineres Binärkraftwerk mit 1,8 MW_e zur Stromversorgung der großen Blumenfarmen.

In Äthiopien existiert eine kleine Anlage mit 8,5 MW_e, die allerdings nur kurze Zeit in Betrieb war. Mit amerikanischer Hilfe wird sie derzeit instand gesetzt. Für weitere potenzielle Standorte wurden im Rahmen von GEOTHERM in Kenia (Menengai) und Uganda (Buranga) Machbarkeitsstudien durchgeführt. Auch für Äthiopien, Eritrea, Dschibuti, Ruanda und Tansania werden aktuell solche Studien durchgeführt (Infobox GEOTHERM).

Die direkte Nutzung von Thermalwasser wird außer aus Kenia aus verschiedenen Ländern Nordafrikas Ägypten mit 1 MW_{th} , Algerien mit $152,3 \text{ MW}_{\text{th}}$ und Tunesien mit $25,4 \text{ MW}_{\text{th}}$ berichtet. Thermalwasser werden dabei insbesondere für Gewächshäuser, für den Bäderbetrieb und therapeutische Anwendungen genutzt.



Abbildung 7.9: Das Geothermiekraftwerk Olkaria I in Kenia begann im Jahr 1981 mit der Erzeugung geothermischen Stroms. Aktuell sind 45 MWe installiert; die durchschnittliche Verfügbarkeit liegt bei über 98%.

Amerika

Sowohl in Nordamerika, als auch in Mittel- und Südamerika sind sehr große geothermische Ressourcen vorhanden. Mit 44 % der weltweit installierten Leistung zur geothermischen Stromgewinnung stehen die amerikanischen Nutzer an der Spitze, während sie bei der Direktwärmenutzung nach Europa den zweiten Platz belegen (Abb. 7.10). Die USA sind mit einer installierten Leistung zur Stromgewinnung von 2564 MWe weiterhin der größte Nutzer geothermischer Energie weltweit (Lund et al., 2005). Den größten Anteil hat die Stromerzeugung aus Hochtemperatur-Lagerstätten, die vor allem in den westlichen Bundesstaaten, insbesondere im Geothermalfeld *The Geysers* Kalifornien liegen. Allerdings steigerte sich die installierte Leistung seit 1989 nur um 110 MWe . Der Kongress verabschiedete 2005 ein steuerliches Anreizsystem für geothermische Energienutzung (*Production Tax Credit*) aufgrund dessen 61 Geothermie-Projekte neu entstanden. Dadurch wird in den nächsten Jahren eine Leistungssteigerung zwischen 2100 und 2400 MWe erwartet (GEA, 2006). Die Direktwärmenutzung erstreckt sich in den USA auf alle bekannten Anwendungsmöglichkeiten. Sie wurde von 1994 bis 2000 von 1874 auf $3766 \text{ MW}_{\text{th}}$ verdoppelt (Lund & Freeston, 2001). Eine ähnlich große Steigerung, auf $7817,4 \text{ MW}_{\text{th}}$, gab es bis 2005 (Lund et al., 2005). Die dezentrale oberflächennahe Erdwärmenutzung mittels Wärmepumpen hat dabei die höchste Steigerungsrate.

Mexiko verfügt über große flüssigkeitsdominierte Hochtemperatur-Lagerstätten, die schon seit vielen Jahren für die Stromerzeugung genutzt werden. Das Geothermalfeld Cerro Prieto, in dem Sole mit einer mittleren Temperatur von 316 °C aus fast 200 Bohrungen gefördert



GEOTHERM – Geothermie in der Technischen Zusammenarbeit

Seit 2003 führt die BGR im Rahmen der Technischen Zusammenarbeit das Programm GEOTHERM durch. Dabei werden Projekte zur Nutzung der Geothermie in Entwicklungsländern durch unterschiedliche Maßnahmen bei der konkreten Standorterschließung unterstützt. GEOTHERM Teilprojekte konzentrierten sich hauptsächlich auf die Länder Ostafrikas. In dieser Region herrscht teilweise eine starke Unterversorgung mit Elektrizität. Gleichzeitig sind erhebliche geothermische Hochenthalpie-Ressourcen vorhanden. Daher werden insbesondere Projekte zur geothermischen Stromerzeugung durchgeführt.

Wesentliche Inhalte von GEOTHERM sind die geowissenschaftliche Ressourcenbewertung, die Beratung in der technischen Umsetzung, geowissenschaftliche Standortuntersuchungen (Pre-feasibility Study) und Fortbildungs- sowie Ausbildungsmaßnahmen. Umweltverträglichkeitsprüfungen, Wirtschaftlichkeitsanalysen und Finanzierungsberatung können von geeigneten Partnern im Rahmen von GEOTHERM durchgeführt werden. Entscheidend für die Auswahl eines Projektvorschlags ist die Aussicht auf eine erfolgreiche Standortentwicklung.

Nachdem in der ersten Projektphase die geothermischen Standorte erkundet und bewertet wurden, soll in der nächsten Phase die Standorterschließung durch Feasibility Studien mit Explorationsbohrungen und Tests fortgeführt werden. Die Schwierigkeit liegt dabei weniger in den hohen Bohrkosten, sondern vielmehr in dem erheblichen Fündigkeits- und Erschließungsrisiko. Bei positiven Ergebnissen der Explorationsbohrungen und Tests geht die BGR davon aus, dass Investoren für Produktionsbohrungen und Kraftwerksbau gefunden werden, die die weitere Standortentwicklung übernehmen.



Produktionstest an einer Explorationsbohrung im Geothermiefeld Tendaho, Äthiopien.

wird, hat nach dem kalifornischen Geothermalfeld *The Geysers* die höchste installierte Kraftwerksleistung. Daneben werden im Moment mit Los Azufres, Los Humeros und Las Tres Virgenes drei weitere Geothermalfelder genutzt. 2005 betrug die installierte Leistung 953 MW_e (Bertani 2005). In den nächsten Jahren ist in den Geothermalfeldern Acoculco, Domo San Pedro und La Soledad ein weiterer Ausbau der geothermalen Ressourcen geplant. Die Angaben für die direkte Wärmenutzung sind mit einer installierten Leistung von 164 MW_{th} seit 1999 praktisch unverändert (Lund et al., 2005).

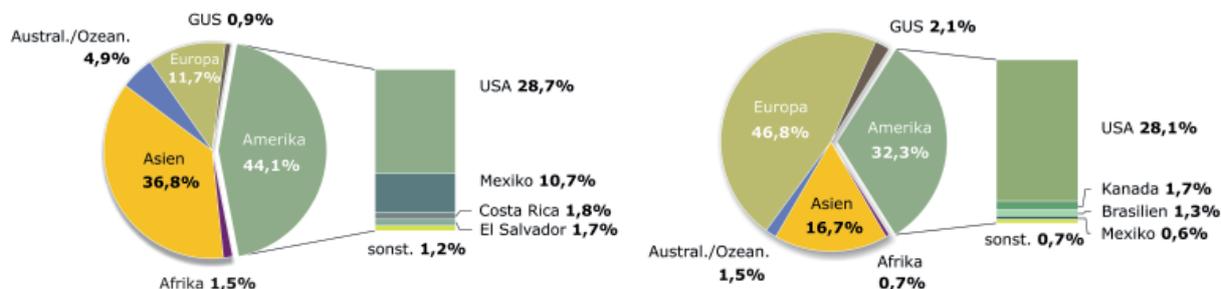


Abbildung 7.10: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der Länder Amerikas 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

Kanada ist, obwohl es keine Hochtemperatur-Lagerstätten hat, der drittgrößte Nutzer von Erdwärme in Amerika. Diese Nutzung beschränkt sich bislang auf die Direktwärmenutzung für die in Kanada etwa 36 000 dezentrale Heizungsanlagen mit Wärmepumpen mit einer installierten Leistung von 435 MW_{th} in Betrieb sind (Lund et al., 2005). Daneben werden Thermalwässer für Badeanlagen und Wässer aus stillgelegten Bergwerken für Heizzwecke verwendet. Insgesamt beträgt die installierte Leistung für Direktwärmenutzung in Kanada 461 MW_{th}.

In Mittelamerika werden in mehreren Ländern Hoch- und Niedrigtemperatur-Lagerstätten entweder zur Verstromung oder für Bäder, Trocknungsanlagen und ähnliches genutzt. Viele Länder in Mittelamerika, wie El Salvador, Guatemala und Honduras, planen den Ausbau geothermischer Kraftwerke. Auf einigen ostkaribischen Inseln wie Nevis, St. Lucia oder Dominica, wurden Explorationsprojekte zur Aufsuchung geothermischer Energie begonnen (Gawell & Greenberg, 2007). Die größten Stromerzeuger aus Geothermie sind derzeit El Salvador mit 151 MW_e und Costa Rica mit 163 MW_e. Geothermisch betriebene Generatoren stehen auch in Nicaragua mit 77 MW_e, Guatemala mit 33,4 MW_e und Guadeloupe mit 15 MW_e. Lagerstätten mit niedriger Temperatur werden in Honduras und auf den Karibischen Inseln zum Bäderbetrieb genutzt. In Nicaragua und Guatemala werden Trocknungsanlagen und Fischzucht mit geothermischer Wärme versorgt.

In Südamerika gibt es Hochtemperatur-Ressourcen entlang des Vulkangürtels der Anden in Venezuela, Kolumbien, Ecuador, Peru, Bolivien, Chile und Argentinien. Wegen des niedrigen Energiebedarfs in diesen oft dünn besiedelten Gebieten wurden diese Ressourcen bisher nicht genutzt. Brasilien ist mit 360,1 MW_{th} installierter Leistung derzeit der größte Direktwärmenutzer hauptsächlich für den Bäderbetrieb. Argentinien nutzt Erdwärme mit 149,9 MW_{th} Primärenergie ebenfalls zum Bäderbetrieb sowie für Raum- und Gewächshausheizung, zum Schneeschmelzen und in der Fischzucht. Kolumbien nutzt mit 14,4 MW_{th} warmes Wasser

in 41 Badanlagen. Ebenso werden in Chile, Ecuador, Peru und Venezuela Badeanlagen mit Thermalwasser betrieben, die zusammen nur wenige MW_{th} Leistung erreichen.

Asien

Bedeutende hydrothermale Hochtemperatur-Vorkommen, die zum Teil seit etlichen Jahrzehnten für die Stromproduktion genutzt werden, gibt es auf den Inseln Japans am Rand der Eurasischen Platte. Eine der weltweit größten geothermischen Zonen ist außerdem der Geothermal-Gürtel des Himalaja mit großen hydrothermalen Hochtemperatur-Vorkommen in den Ländern Indien, China und Thailand. Große Heißwasservorkommen und Lagerstätten mit niedriger Temperatur gibt es in den Sedimentbecken im Osten Chinas. China war bis vor kurzer Zeit der weltweit größte Direktnutzer geothermischer Wärme, wurde aber mittlerweile von Schweden in dieser Position abgelöst. Für Asien ist China bis heute der bedeutendste Direktwärmennutzer mit einer installierten Leistung 2005 von 3687 MW_{th} (Abb. 7.11).

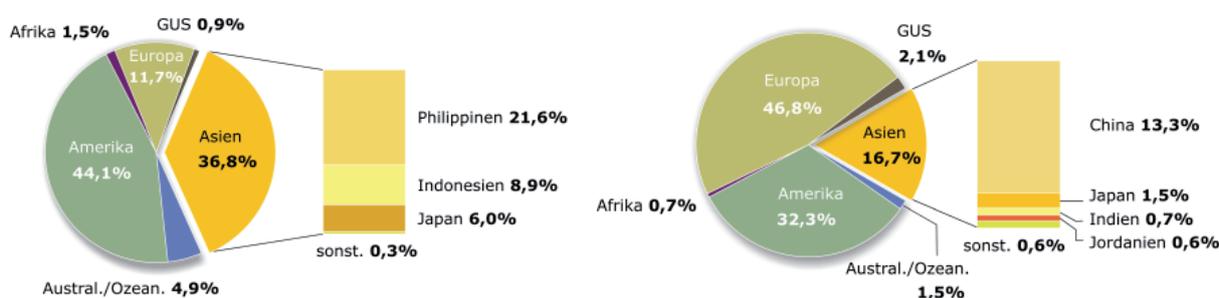


Abbildung 7.11: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der Länder Asiens 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

Im Vergleich zu 2000 bedeutet dies eine Steigerung um gut 1400 MW_{th}. Insgesamt lag der Verbrauch bei 45 373 TJ/a (Zheng et al., 2005). Die Wärme wird für Raum- und Gewächshausheizung, zum Bäderbetrieb, für industrielle Anlagen und die Fischzucht verwendet. Die Verstromung geothermischer Energie in China hat sich seit 2000 mit einer installierten Leistung von 29,2 MW_e nicht verändert. Bislang wird Geothermie zur Stromerzeugung in China lediglich in Tibet und in Taiwan genutzt. Insgesamt ist die geothermische Stromproduktion, die Ende der achtziger Jahre einsetzte, bei den existierenden Ressourcen Chinas noch unbedeutend. Allerdings bezieht die tibetische Hauptstadt Lhasa rund die Hälfte ihres Stroms aus einem geothermischen Kraftwerk mit einer Leistung von 24 MW_e.

Die Philippinen nehmen den Spitzenplatz bei der Verstromung geothermischer Energie in Asien ein (Abb. 7.11). Sie lagen dabei 2005 mit einer installierten Leistung von 1930 MW_e sogar weltweit hinter den USA an zweiter Stelle. Im Jahr 2007 wurde die Leistung um weitere 200 MW_e erweitert. Die Philippinen streben an, in den nächsten zwei Dekaden größter geothermischer Stromproduzent der Welt zu werden. Daneben versucht die Philippinische Regierung, die direkte Wärmenutzung von Thermalwasser auszubauen (Benito et al., 2005) deren installierte Leistung 2005 bei 3.3 MW_{th} lag (Lund et al., 2005).

Japan ist der drittgrößte Erdwärmennutzer in Asien. Stromerzeugung aus Geothermie wird hier seit 1966 betrieben. Die derzeit in 19 Kraftwerken auf 17 geothermischen Feldern der drei Hauptinseln installierte Leistung beträgt 535 MW_e und ist gegenüber 2000 praktisch unverändert. In Japan hat die Nutzung der Thermalquellen in Bädern eine jahrhundertlan-

ge Tradition. Im Jahr 1998 waren 2839 Thermalquellen mit 5525 öffentlichen Bädern und 15 638 Hotels und Gästehäusern als Nutzer von Thermalwasser registriert. Im letzten Bericht des World Geothermal Congress (2005) wurden die Thermalquellen nicht mitgezählt, so dass die älteren und aktuellen Zahlen nicht miteinander vergleichbar sind (Kawazoe & Shirakura, 2005). Neben den Bädern, wird Thermalwasser auch in der Landwirtschaft und in der Fischzucht als Energiequelle verwendet.

Indonesien ist mit einer installierten Leistung von 797 MW_e der zweitgrößte Stromproduzent aus geothermischer Energie in Asien (Abb. 7.11). Obwohl Indonesien von vielen Autoren als Land mit dem höchsten geothermischen Potenzial weltweit angesehen wird, hat sich die installierte Leistung seit 2002 nicht merklich verändert. Allerdings gibt es weit fortgeschrittene Ausbaupläne und seit 2003 ein Geothermiegesetz. Auf Java bei Bandung befindet sich das Geothermiekraftwerk Wayang Windu, das sich derzeit im Ausbau befindet. Ein Block I mit installierter Leistung von 110 MW_e wird von einem Block II mit ebenfalls 110 MW_e ergänzt, der kurz vor der Fertigstellung steht. Ein weiterer Block befindet sich in der Planung. Wie auf den Philippinen, spielt in Indonesien die Primärenergienutzung mit 2,3 MW_{th} nur eine nachgeordnete Rolle.

Weit hinter den vorgenannten Staaten rangieren einige kleinasiatische Länder, die Thermalwasser niedriger Temperatur nutzen. Dazu gehören Jordanien mit 153,3 MW_{th}, gefolgt von Israel mit 63,3 MW_{th} und Jemen mit 1 MW_{th}. Die geothermische Energie wird hauptsächlich in Badeanlagen und für therapeutische Zwecke genutzt, in Israel auch in Gewächshäusern und zur Fischzucht.

In Indien wurde die geothermische Thermalwassernutzung gegenüber 2000 mit 80 MW_{th} auf 203 MW_{th} im Jahr 2005 ausgebaut (Lund et al., 2005). Steigerungen der Thermalwassernutzung werden auch aus Nepal von 1,1 auf 2,1 MW_{th} und aus Korea berichtet.

Australien/Ozeanien

Sowohl bei der Verstromung als auch bei der Direktwärmenutzung ist Neuseeland der wichtigste Geothermie-Nutzer der Region Australien/Ozeanien (Abb. 7.12). Neuseeland verfügt über bedeutende Hochtemperatur-Lagerstätten mit Temperaturen bis über 300 °C, die bereits seit 1960 für die Verstromung genutzt werden. Nach einer Stagnation Anfang der neunziger Jahre stieg die jährliche Verstromung seit 1995 kontinuierlich an. 2005 betrug die installierte Leistung 435 MW_e. Das stabile Wachstum der geothermischen Energienutzung stützt sich in Neuseeland sowohl auf private Investitionen als auch auf staatliche Förderung. Das Land ist auf gutem Wege, das gesamte vorhandene Verstromungspotenzial nutzbar zu machen. Die Zahlen zur direkten Wärmenutzung haben sich in den vergangenen zehn Jahren dagegen kaum verändert. 2005 betrug die installierte Leistung 308,1 MW_{th} und es wurden insgesamt 7086 TJ/a genutzt. Nach wie vor ist der Anteil dezentraler Heizungsanlagen mit 22 MW_{th} vergleichsweise gering. Der größte Verbraucher ist die Papierindustrie, gefolgt von Fischzuchtanlagen, Raum- und Gewächshausheizung, Trocknungs- und Badeanlagen.

Australien hat keine vulkanisch bedingten Hochtemperatur-Lagerstätten. Jedoch gibt es ausgedehnte Warm- und Heißwasseraquifere, deren Nutzung Australien zum zweitgrößten Direktwärmenutzer der Region Australien/Ozeanien macht (Abb. 7.12). In der Kleinstadt Birdsville wird Strom in einer kleinen ORC-Anlage mit 0,12 MW_e Leistung vor allem für Kühlzwecke im Sommer erzeugt. Gespeist wird dieses Grundlastkraftwerk aus einer 1200 m

tiefen Bohrung, mit der 98 °C heißes Wasser gefördert wird. Die Erklärung der australischen Regierung, bis 2010 2 % des jährlichen Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen zu decken, hat die HDR-Forschung stimuliert. Derzeit sind im Cooper-Becken fünf HDR-Projekte für Geothermiekraftwerke geplant, von denen das erste 2010 in Produktion gehen soll. Als Wärmequelle dienen große Granitintrusionen in etwa 3,5 km Teufe. Die gemessenen Temperaturen in 4000 m Tiefe liegen hier bei über 240 °C. Die 2005 installierte Leistung für direkte Wärmenutzung betrug in Australien 109,5 MW_{th} bei einem Verbrauch von 2968 TJ. Der Einsatz von Wärmepumpen zur Klimatisierung und Heizung ist weit verbreitet, während in Badeanlagen nur etwa 8 MW_{th} installiert waren und 226 TJ/a verbraucht wurden.

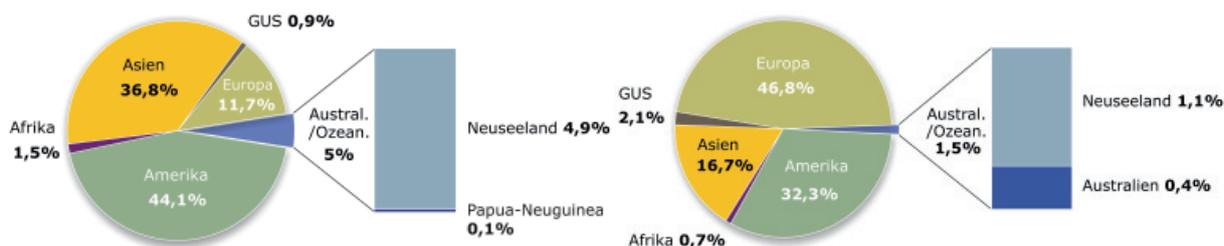


Abbildung 7.12: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der Länder der Region Australien/Ozeanien 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

Papua-Neuguinea nutzt seit Langem direkte Wärme in geringem Umfang von 0,1 MW_{th} als Touristenattraktion. Neuerdings wurde zudem die Stromversorgung in einer Goldmine von Dieselgeneratoren auf Geothermienutzung umgestellt. Aus Mienenentwässerungsbohrungen wird hierfür in 1000 m Tiefe 250 °C heißes Wasser gewonnen und genutzt. Seit 2007 beträgt die installierte elektrische Leistung dieses Kraftwerks 56 MW_e.

7.4 Literatur zu Geothermie

- Benito, F.A., Ogena, M.S. & Stimac, J.A. (2005): Geothermal Energy Development in the Philippines: Country Update. Proceedings World Geothermal Congress 2005.
- Bertani R. (2008): Geothermal Power Plants Commissioned in the Third Millennium, IGA News No. 72
- (2005): World Geothermal Generation 2001-2005: State of the Art. Proceedings World Geothermal Congress 2005.
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2003): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XVIII, S.264-292, Hannover.
- (1999): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998, Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XVII, S.349-397, Hannover.
- GEA Updates (2006): US Geothermal Energie Association. www.geo-energy.org
- Gawell K. & Greenberg G. (2007): Update on World Geothermal Development. 2007 Interim Report.
- Forseo GmbH (2008): The Investor's Guide to Geothermal Energy. How to capitalize on the Heat beneath your Feet. www.forseo.eu

- Haenel, R. & Staroste, E. (Hrsg.) (1988): Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland, Hannover (Th. Schäfer).
- International Energy Agency (2007): Renewables in Global Energy Supply, An IEA Fact Sheet
- Jung, R., Röhling, S., Ochmann, N., Rogge, S., Schellschmidt, R., Schulz, R. & Thielemann, T. (2002): Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraftwärmekopplung (KWK) in Deutschland, Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung am Dt. Bundestag (TAB).
- Kaltschmitt, M. & Wiese, A. (Hrsg.) (1997): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2.Aufl., Berlin usw. (Springer).
- Kayser, M. (1999): Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmeverkommens in Deutschland – Eine energiewirtschaftliche Analyse, Forschungsbericht 59, Stuttgart (IER).
- Lund, J.W., Boyd, T.L. & Freeston, D.H. (2005): World-wide direct uses of geothermal energy 2005, Proceedings World Geothermal Congress 2005.
- Lund, J.W. & Freeston, D.H. (2001): World-wide direct uses of geothermal energy 2000, Geothermics 30, 29-68.
- Nitsch, J. (2001): Perspektiven regenerativer Energien am Beispiel Deutschlands, Beitrag für die TA-Datenbank-Nachrichten 10, Nr.3, 12-21 (www.dlr.de/tt/system).
- Zheng, K., Zhang, Z., Zhu, H. & Liu, S. (2005): Process and Prospects of Industrialized Development of Geothermal Resources in China - Country Update Report for 2000-2004. Proceedings World Geothermal Congress 2005.

8 Energierohstoffe in Deutschland

8.1 Erdöl in Deutschland

8.1.1 Vorkommen und Produktionsgeschichte von Erdöl

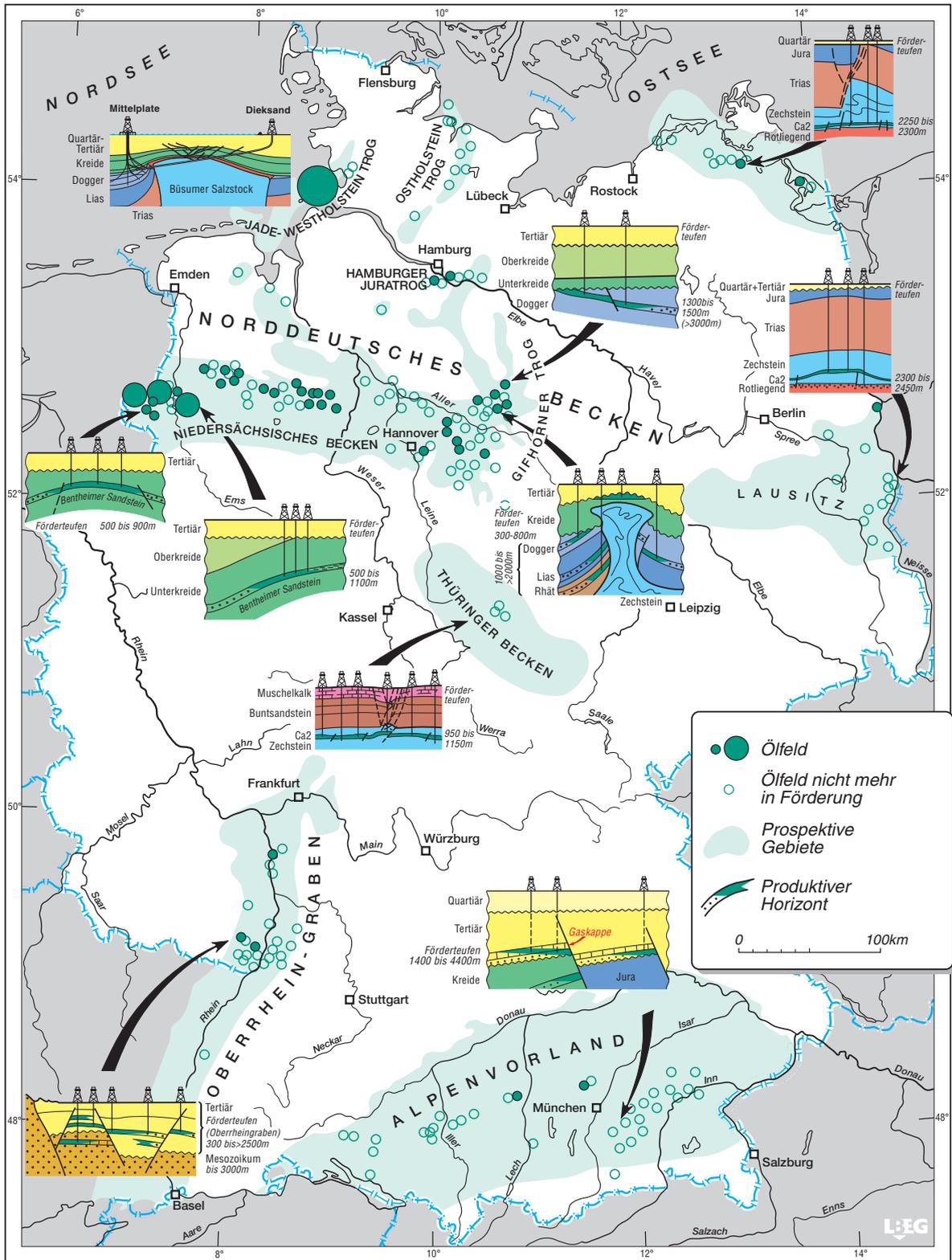
In Deutschland werden im internationalen Maßstab nur geringe Mengen an Erdöl gefördert, das meiste davon in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Wattenmeer vor der Küste Schleswig-Holsteins liegt allerdings das auch im internationalen Vergleich große Erdölfeld Mittelplate (Abb. 8.1). Es ist das größte der insgesamt 44 produktiven Erdölfelder in Deutschland und förderte 2007 aus Dogger-Sanden am Rande des Büsumer Salzstockes rund 2,1 Mt Erdöl. Insgesamt machte diese Förderung mehr als 60 % der gesamten deutschen Erdölproduktion in Höhe von 3,4 Mt aus. Ein Großteil der verbleibenden Jahresförderung entstammt einer dem Niedersächsischen Becken zugehörigen Erdölprovinz im westlichen Emsland, deren Förderanfänge weit zurückreichen. Beispielhaft sei hier die große Antiklinal-Öllagerstätte Rühle genannt, die seit 1949 aus dem Bentheimer Sandstein der Unterkreide fördert. Typische Fallen sind Antiklinal-Strukturen, aber auch Faziesfallen und Diskordanz-Lagerstätten (Abb. 8.1). Etwa ein Viertel der Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammte aus Sandsteinen der Unterkreide, der Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger liegt bei etwa zwei Dritteln. In Deutschland werden Leichtöle mit einer Dichte zwischen 0,8 und 0,93 g/cm³ gefördert, die in der Mehrheit aus Muttergesteinen der unteren Kreide und des unteren Jura stammen. Weitere Erdölmuttergesteine sind aus den Gesteinsformationen des Perm und Tertiär bekannt.

Aufgrund gestiegener Ölpreise geraten auch bereits aufgelassene und seinerzeit wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit nicht weiter entwickelte Ölfelder in Deutschland erneut in den Fokus der Erdölindustrie. In der Regel sind in diesen Fällen allerdings noch erhebliche Investitionen erforderlich, um das verbleibende Reservenpotenzial belastbar abschätzen und gegebenenfalls entwickeln und fördern zu können.

Die erste sichere Nachricht über die Entdeckung und Gewinnung von Erdöl in Deutschland stammt aus der Mitte des 15. Jahrhunderts. An der Erdoberfläche austretendes Öl wurde damals in Oberbayern von Mönchen gewonnen und als Heilmittel verwendet (Boigk, 1981). Auch in Niedersachsen, das mit zu den ältesten Erdölgebieten in Europa gehört, beschrieb G. AGRICOLA bereits 1546 die Nutzung von Erdöl, das sich infolge natürlicher Austritte in Teerkuhlen an der Erdoberfläche angesammelt hatte.

Die Bohrtätigkeit auf Erdöl in Deutschland begann erst viel später, ausgelöst durch einen eher zufälligen Erdölfund (Hunäus-Bohrung) im Jahr 1859 in Wietze. In der Folge entwickelte sich Wietze zum Zentrum der deutschen Erdölindustrie und bereits im frühen 20. Jahrhundert wurden dort jährlich bis zu 90 000 t Erdöl gefördert. Bereits Mitte der 1960er Jahre hatte die Erdölförderung in Deutschland mit rund 8 Mt ihr Maximum erreicht (Abb. 8.2). Bis 1999 ging sie danach kontinuierlich zurück.

Erst mit dem Produktionsbeginn des Ölfeldes Mittelplate Ende 1987 konnte die rückläufige Förderung infolge zunehmender Erschöpfung der Altfelder allmählich ausgeglichen werden.



Stand: 31.12.2007

Abbildung 8.1: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen in Deutschland.

Mit der fortschreitenden Entwicklung von Mittelplate nahm die Gesamtförderung ab dem Jahr 2000 sogar wieder zu (Abb. 8.2). Die Förderung von Erdöl ist auch abhängig von den jeweils herrschenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. So führten die bis 1963 existierenden Schutzzölle, die auf importiertes Erdöl erhoben wurden, dazu, dass auch marginal wirtschaftliche Felder weiter betrieben wurden. Mit dem Fall dieser Subventionen 1963 wurden weniger ergiebige Felder geschlossen. Andererseits führten steigende Ölpreise infolge der Ölkrise 1973 zu verstärkter Exploration und der Reaktivierung von Feldern. Der Verfall der Ölpreise 1985/1986 wiederum leitete einen Konsolidierungsprozess der wirtschaftlichen Optimierung der Felder ein.

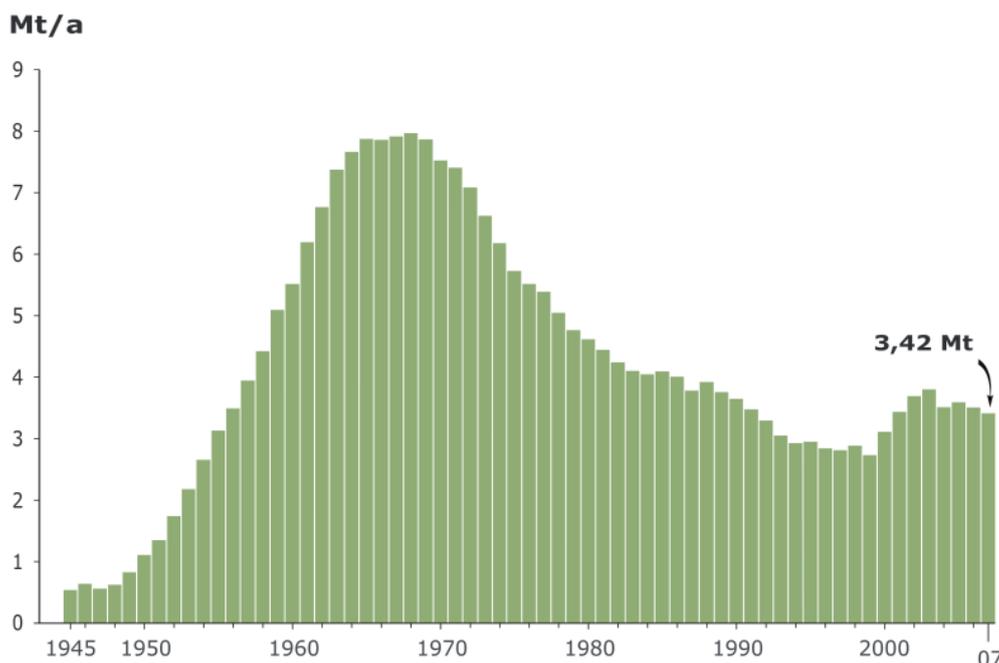


Abbildung 8.2: Erdölförderung in Deutschland seit 1945.

Bis Ende 2007 sind in Deutschland rund 283 Mt Erdöl gewonnen worden. Dies entspricht einem Ausbeutegrad von 32 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge in allen Lagerstätten.

8.1.2 Erdölproduktion und -verbrauch 2007

In Deutschland wurden 2007 rund 3,4 Mt Erdöl einschließlich knapp 2 % Kondensat gefördert. Damit ist die Produktion im Vergleich zu 2006 um rund 100 000 Tonnen oder 2,8 % zurückgegangen, liegt aber in derselben Größenordnung wie im Jahr 2001 (Abb. 8.2). Auf der Grundlage der betrieblichen Förderleistung hat die in Hamburg ansässige RWE Dea AG auch 2007 den Großteil der deutschen Erdölförderung erbracht. Das Mittelplate-Konsortium mit der RWE Dea AG als Betriebsführer und der Wintershall AG als Konsortialpartner, förderte 2007 aus Mittelplate rund 62 % der deutschen Gesamtproduktion. Weitere Förderbetriebe im Jahr 2007 waren die ExxonMobil Production Deutschland GmbH (EMPG) mit einem Anteil von 18,5 % an der heimischen Förderung, gefolgt von der Gaz de France – PEG (10 %), der Wintershall Holding AG (8 %) und der EEG – Erdgas Erdöl GmbH (0,7 %). Die Spannweite

der Förderkosten ohne Abschreibungen bewegt sich in Deutschland in der Größenordnung von 20 bis 190 €/t Erdöl.

Nach vorläufigen Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen betrug der Mineralölverbrauch Deutschlands im Jahr 2007 rund 109 Mt (AGEB, 2008). Im Vergleich zum Vorjahr war er somit um gut 9 % niedriger. Temperatur- und lagerbestandsbereinigt dürften es nach Angaben der AGEB knapp 5 % weniger gewesen sein. Unabhängig davon handelt es sich um den bisher geringsten Ölverbrauch im vereinten Deutschland. Bei leicht niedrigerer Inlandproduktion und einem deutlich gesunkenen Mineralölaufkommen gegenüber 2006 deckte die heimische Erdölproduktion im Berichtsjahr gut 3 % des gesamten Mineralölverbrauches Deutschlands. Die Felder in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen erbrachten 2007 zusammen 96 % der Gesamtproduktion in Deutschland (LBEG, 2008).

8.1.3 Reserven und Ressourcen von Erdöl

Die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland lagen am 1. Januar 2008 mit rund 37 Mt um 4 Mt oder knapp 10 % unter denen des Vorjahres und sind damit weiterhin rückläufig (Abb. 8.3). Nach Berücksichtigung der Förderung im Berichtsjahr 2007 in Höhe von 3,4 Mt ergibt sich darüber hinaus eine Abnahme der Reserven von rd. 0,6 Mt gegenüber 2006. Dies beruht auf der Neubewertung von Lagerstätten und weiteren Korrekturen, die letztlich zu einer Anpassung und zu einer Reduzierung der verbleibenden Reserven geführt haben. Die Reservenzugewinne infolge von Laufzeitverlängerungen einiger Felder konnten dies nur in geringem Umfang ausgleichen. Der größte Anteil an verbliebenen Erdölreserven liegt in den Ländern Schleswig-Holstein (63 %) und Niedersachsen (34 %). Ohne Neufunde bzw. Zuwachs von Reserven wären die Kohlenwasserstoffvorräte in Deutschland in absehbarer Zeit erschöpft. Obwohl Deutschland eine reife Kohlenwasserstoffprovinz darstellt, gibt es noch unentdeckte und nicht entwickelte Ressourcen. So wurden bereits 1941 im Bereich der Stadt Nordhorn auf einer seismisch nachgewiesenen Struktur zähflüssige Spuren von Restöl angetroffen. Träger ist der Bentheimer Sandstein. Bei dem Öl handelt es sich um vermutlich biodegradiertes Restöl. Grobe Abschätzungen des hier insgesamt vorhandenen Erdöls in m³ weisen zweistellige Millionenzahlen aus.

Beim konventionellen Erdöl wird ein zusätzliches Ressourcenpotenzial von insgesamt rund 40 Mt Erdöl (pers. Komm. Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.) in Deutschland vermutet. Dies ist in einer vergleichbaren Größenordnung wie die gegenwärtig geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven. Der Entölungsgrad von Lagerstätten beträgt im Weltdurchschnitt etwa 35 % (Infobox 2). Für alle deutschen Erdölfelder wird dieser Wert zur Zeit auf etwa 36 % geschätzt. Demnach würden 559 Mt Restöl in den Lagerstätten verbleiben. Ein zusätzliches Potenzial liegt also auch in der Erhöhung des Ausbeutefaktors bei Erdöl durch verbesserte Verfahren und Techniken. Eine um 1 % erhöhte Ausbeute entspräche einem Reservenpotenzial von etwa 9 Mt und somit der 2,6-fachen Menge der Förderung in Deutschland 2007.

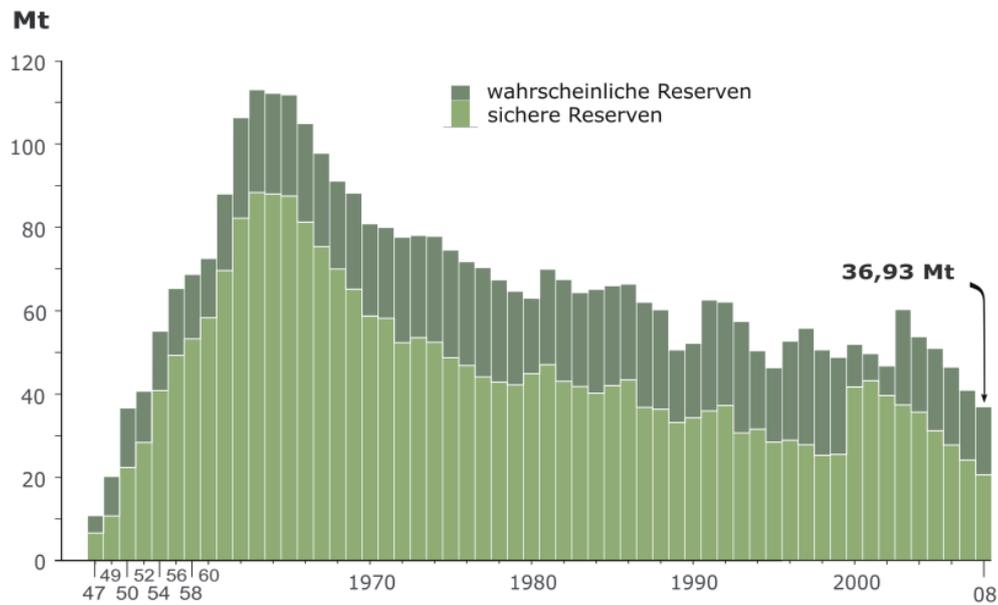


Abbildung 8.3: Entwicklung der Erdölreserven in Deutschland.

8.1.4 Versorgung Deutschlands mit Erdöl

Wie die meisten Industriestaaten ist auch Deutschland in hohem Maße von Erdölimporten abhängig. Erdöl ist in Deutschland der wichtigste Primärenergieträger. Der Anteil des Erdöls am Primärenergieverbrauch (PEV) lag in den letzten fünf Jahren bei etwa 35 %. Seit Anfang der 1960er Jahre bis zum Beginn der ersten Erdölkrise im Jahr 1973 war ein kontinuierlicher Anstieg des Rohölbedarfes auf etwa 130 Mt zu verzeichnen. Dieses Niveau wurde mit einem zwischenzeitlichen Rückgang auf 110 Mt von 1975 bis Anfang der 1980er Jahre gehalten und sank anschließend in Folge der zweiten Erdölkrise Ende der 1970er Jahre auf etwa 90 Mt. Seit 1990 steigt der Rohölbedarf auf etwa 100 bis 110 Mt an. Im Jahr 2007 betrug der Rohölbedarf Deutschlands rund 109 Mt, davon mussten 105,5 Mt importiert werden.

Bei den Bezugsquellen setzte im Laufe der Zeit ein Wandel ein (Abb. 8.4). Wichtigster Rohöllieferant im Jahr 2007 war die GUS mit 42 %, wobei Russland hier mit 32 % den Löwenanteil beisteuerte. Dahinter folgen die Nordseeanrainerstaaten Norwegen und Großbritannien mit einem Anteil von 29 %. Der Anteil Afrikas, das um 1970 (damals überwiegend Libyen) dominierte, beträgt heute gut 17 %. Stark zurückgegangen ist der Anteil des Nahen Ostens von einst über 50 % in den 1950er Jahren auf nunmehr etwa 6 %. Der OPEC-Anteil an den Rohölimporten geht seit 1976, als der Anteil rund 80 % erreichte, kontinuierlich zurück und lag im Jahr 2007 bei 19,4 % (Tab. A 8-1). Die künftige Entwicklung der wichtigsten Lieferländer für Erdöl in Deutschland wird in Abschnitt 9 diskutiert.

Um gegen Versorgungskrisen bzw. -engpässe besser gewappnet zu sein, wird in Deutschland Erdöl gespeichert und auch untertägig in Salzkavernen gelagert. Aufgrund der im Norden Deutschlands konzentrierten mächtigen Salinare liegen die meisten Kavernenspeicher in diesem Gebiet. Mit 6,5 Mio. m³ Rohöl lagern die größten Erdölvorräte untertage im Raum Wilhelmshaven.

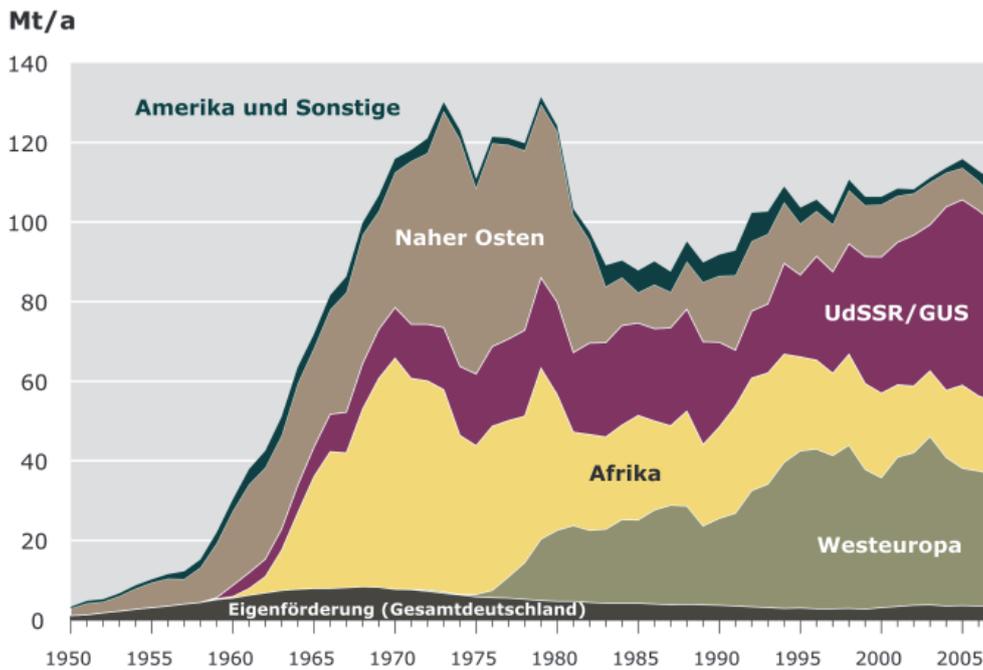


Abbildung 8.4: Rohölversorgung Deutschlands von 1950 bis 2007 und Anteil des Mineralöls am PEV.

8.1.5 Nicht-konventionelles Erdöl

Verlässliche Angaben über Verbreitung und Ressourcen von **Ölsandvorkommen** (Abschnitt 3.3.1) in Deutschland liegen nicht vor. Teerausbisse bei Wietze wurden bereits 1652 urkundlich erwähnt. Aus den durch Salztekonik steil gestellten Speichergesteinen der Unterkreide (Wealden) wurde der Asphalt bergmännisch im Untertagebau gewonnen. Diese Ölsande gehen mit zunehmender Teufe in Leichtöl über. Über zwei Schächte und 81 km Strecken in 180 bis 340 m Teufe wurde hier zwischen 1920 und 1963 Öl gefördert. Zunächst wurde nur das Sickeröl in den Strecken gewonnen. Nach 1930 wurde der Ölsand selber abgebaut und über Tage mit Heißdampf gewaschen. Insgesamt konnten so in Wietze knapp 1 Mt Erdöl aus den Ölsanden gewonnen werden.

Um 1730 herum wurde bei Hannover asphalthaltiges Gestein entdeckt, blieb aber zunächst ungenutzt. Erst 1842 begann der Abbau des Asphaltgesteins und H. D. Hennings gründete 1843 in Limmer die erste Asphaltfabrik Deutschlands. Der Asphaltabbau erlebte seine Blütezeit im 19. Jahrhundert. Bekannt sind die Vorkommen Ehingen (Baden-Württemberg), Eschershausen-Holzen am Ith und Wietze nördlich von Hannover. Seit Anfang des letzten Jahrhunderts wird im niedersächsischen Holzen Asphalt in imprägnierten Kalksteinen des Oberen Jura abgebaut. Die Gewinnung erfolgt hier im einzigen Naturasphalt-Untertagebau Europas nachfrageorientiert sporadisch, vorwiegend zur Herstellung von Bodenbelägen.

Ölschiefervorkommen (Abschnitt 3.3.3) beschränken sich in Deutschland hauptsächlich auf die Schichten des Jura (Lias epsilon) des Norddeutschen Beckens und auf den Schwäbisch-Fränkischen Juratrog in Süddeutschland. Aus der Grube Messel in Südhessen, die wegen ihres reichhaltigen Fossilieninhaltes weltweit bekannt und 1995 zum Weltnaturerbe ernannt wurde, sind von 1886 bis 1971 Ölschiefer aus eozänen Schichten gewonnen worden (Einecke, 1995). Insgesamt wurden dabei rund 1 Mt Schwelöl aus mehr als 20 Mt Ölschiefer

extrahiert, neben etwa 350 000 t Farbkoks, 93 000 t Ammoniumsulfat und 60 000 t Paraffin. Im südöstlichen Niedersachsen treten Ölschiefer oberflächennah und in größerer Verbreitung im Bereich Schandelah–Flechtorf und Hondelage–Wendhausen mit Vorräten von zusammen 2 bis 2,5 Gt auf. Die theoretisch gewinnbare Ölmenge wird auf 150 bis 180 Mt geschätzt, ein Mehrfaches der in Niedersachsen noch gewinnbaren, nachgewiesenen Erdölreserven.

Bisher blieb der Abbau von Ölschiefer in Niedersachsen auf kleine Bereiche der Lagerstätte Schandelah–Flechtorf während der Weltkriege beschränkt. In Baden-Württemberg dient er auch heute zur Herstellung von Ölschiefer-Zement. Die wirtschaftliche Verwertung der Ölschiefer ist im Wesentlichen von der Entwicklung der Energiepreise abhängig. Durch konkurrierende Nutzungsansprüche gehen potenzielle Abbauflächen zunehmend verloren.

8.2 Erdgas in Deutschland

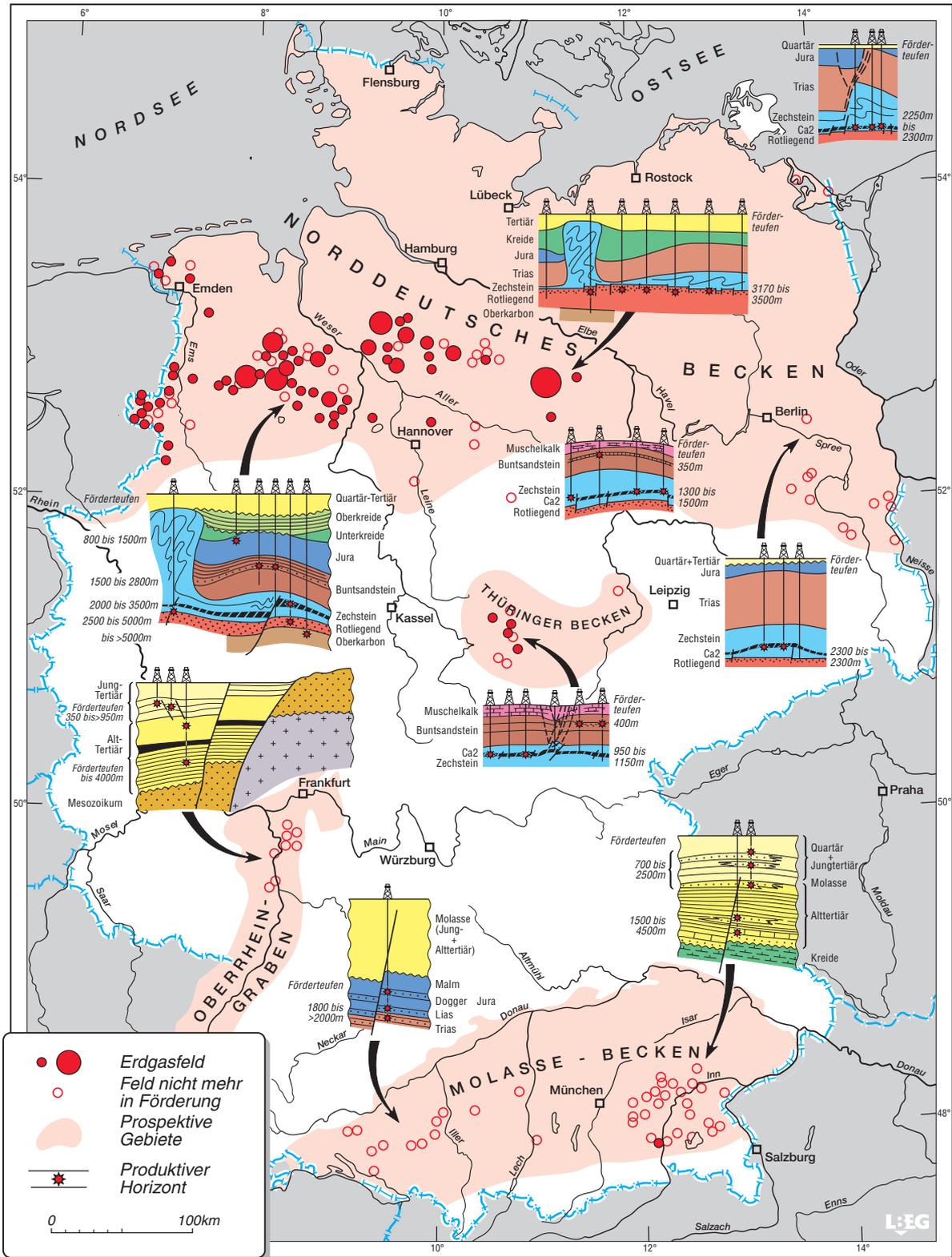
8.2.1 Vorkommen und Produktionsgeschichte von Erdgas

In Deutschland werden im internationalen Maßstab zwar nur vergleichsweise geringe Mengen an Erdgas gefördert, allerdings deckte die heimische Förderung 2007 rund 17 % des Inlandsverbrauches. Die größten Erdgasvorkommen und die stärkste Produktion liegen in Norddeutschland. Allein auf Niedersachsen entfielen 2007 etwa 93 % der deutschen Erdgasproduktion.

Der überwiegende Teil des Erdgases in deutschen Lagerstätten wurde in den Kohlen des Oberkarbon gebildet. Als Speicherhorizonte dominieren Karbon, Rotliegend und Zechstein. Das größte Feld ist der heute nahezu erschöpfte Feldeskomplex Salzwedel in Sachsen-Anhalt. Aus dem Rotliegend dieser Lagerstätte sind bis Ende 2007 mehr als ein Fünftel der Kumulativproduktion von ganz Deutschland gefördert worden. Das Feld mit der höchsten Förderrate im Jahr 2007 war Rotenburg-Taaken in Niedersachsen, das rund 2,3 Mrd. m³ Gas aus Sandsteinen des Rotliegend produzierte.

In Niedersachsen wird neben Süßgas auch Sauergas (Abschnitt 4.1) gefördert (Porth et al., 1997). Unterschiedliche Gaszusammensetzungen des geförderten Erdgases bedingen auch Schwankungen des natürlichen Brennwertes, der in Deutschland von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann und zwischen 2 und 12 kWh/m³ schwankt. In der deutschen Förderindustrie werden Erdgasmengen sowohl lagerstättentechnisch als *Rohgasmengen* als auch gaswirtschaftlich als *Reingasmengen* angegeben. Die *Rohgasmenge* entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert. Die *Reingasmenge* ist eine kaufmännisch Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen sondern nach seinem Energieinhalt gehandelt wird. Die Angaben zum Reingas beziehen sich deshalb einheitlich auf einen Brennwert von 9,7692 kWh/m³, der in der Förderindustrie auch als *Groningen-Brennwert* bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt. In anderen Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³ gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht.

Der erste Gasfund stammt aus dem Jahr 1910. Damals war eine Wasserbohrung der Hamburger Gaswerke in einem tertiären Sandstein in einer Teufe von 240 m unvorhergesehen



Stand: 31.12.2007

Abbildung 8.5: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

auf ein Gasvorkommen gestoßen. Im Vergleich zum Erdöl setzte die gezielte Suche nach Erdgas in Deutschland allerdings erst spät in den 1950er Jahren ein.

Die Förderung von Erdgas im größeren Maßstab begann in den 1960er Jahren (Abb. 8.6), bedingt durch die Erschließung der Buntsandstein- und Zechstein-Lagerstätten in Niedersachsen. Nach dem spektakulären Fund des großen Rotliegend-Gasfeldes Groningen im Jahr 1959 in den Niederlanden entwickelte sich dieser Horizont zu einem wichtigen Explorationsziel auch im Norddeutschen Becken. Dies führte ab Mitte der 1960er Jahre zur Entwicklung einer Reihe von weiteren Rotliegend-Feldern. Der letzte größere Gasfund datiert mit der Entdeckung des Erdgasfeldes Völkersen in das Jahr 1991. Im Süden Deutschlands, im Molassebecken, wurde Erdgas in wirtschaftlichen Mengen zuletzt 1982 im Gasfeld Irlach in tertiären Sandsteinen gefunden.

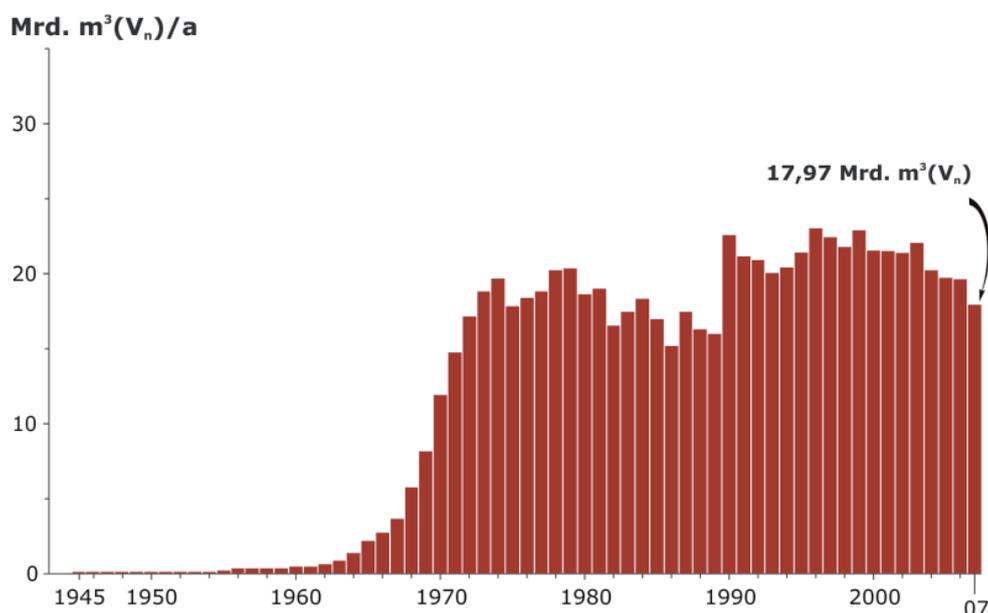


Abbildung 8.6: Erdgasförderung (Rohgas) in Deutschland seit 1945.

Ende der 1970er Jahre betrug die jährliche Förderung in Westdeutschland rund 20 Mrd. m³. Bedingt durch die Wiedervereinigung flossen ab 1990 die Förderdaten der ostdeutschen Felder mit in die Produktionsstatistik ein. Zu diesem Zeitpunkt stieg die Förderung auf deutlich über 20 Mrd. m³/a an. In den letzten Jahren ging die Erdgasförderung aufgrund zunehmender Erschöpfung von Lagerstätten zurück und lag 2007 bei 18 Mrd. m³ (Abb. 8.6). Das im September 2000 in Betrieb genommene einzige deutsche offshore-Erdgasfeld Nordsee A6/B4 förderte 2007 rund 667 Mio. m³ hochkalorisches Erdgas.

Kumulativ sind bis Ende 2007 in Deutschland rund 929 Mrd. m³ Erdgas gewonnen worden. Einschließlich der noch förderbaren Reserven entspricht dies einem Ausbeutegrad von knapp 80 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge in den Lagerstätten.

8.2.2 Erdgasproduktion und –verbrauch 2007

Gegenüber 2006 ging die Reingasförderung in Deutschland deutlich um etwa 1,5 Mrd. m³ auf 16,9 Mrd. m³ zurück. Dies entspricht einer Abnahme von gut 8 %. Der erneute Rückgang der Produktion ist zum einen eine Folge des milden Winters und der damit sinkenden Erdgasnachfrage. Andererseits macht sich hier die zunehmende Erschöpfung von Lagerstätten und damit der natürliche Förderabfall bemerkbar.

Die ExxonMobil Production Deutschland GmbH (EMPG) ist mit rund 73 % der gesamten deutschen Förderung der größte Erdgasförderer in Deutschland. Weitere Förderbetriebe im Jahr 2007 waren die RWE Dea AG mit einem Anteil von 15,4 % an der heimischen Förderung, gefolgt von der Wintershall Holding AG (6,4 %), der Gaz de France – PEG (4 %) und der EEG – Erdgas Erdöl GmbH (1,3 %). Die Spannbreite der Förderkosten ohne Abschreibungen bewegt sich in Deutschland zwischen 20 und 110 €/1000 m³ Rohgas.

Nach vorläufigen Angaben der AGEBA (2008) errechnet sich für 2007 ein um 5,5 % auf 98 Mrd. m³ gesunkener Erdgasverbrauch. Bei deutlich geringerer heimischer Produktion und einem ebenfalls gesunkenen Erdgasverbrauch hat die inländische Erdgasförderung den Verbrauch damit zu etwa 17 % gedeckt.

8.2.3 Reserven und Ressourcen von Erdgas

Mit Stichtag 1. Januar 2008 betragen die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (Rohgas) in Deutschland noch rund 218 Mrd. m³ (2001: 343 Mrd. m³) und waren so mit 14,3 Mrd. m³ um gut 6 % niedriger als im Vorjahr (Abb. 8.7). Unter Berücksichtigung der Rohgas-Jahresproduktion in Höhe von 18 Mrd. m³ ergibt sich für das Berichtsjahr 2007 insgesamt eine Zunahme der initialen sicheren und wahrscheinlichen Reserven. Ein Teil der Förderung konnte also durch Reservenzugewinne ausgeglichen werden. Diese gehen überwiegend auf Neubewertungen und entsprechende Bohrergebnisse in Niedersachsen zurück. In Niedersachsen liegen 98 % der gesamten Rohgasreserven Deutschlands. Ohne Neufunde und Zuwachs von Reserven sind die Erdgasvorräte in Deutschland in absehbarer Zeit erschöpft. Obwohl Deutschland eine reife Kohlenwasserstoffprovinz darstellt, gibt es noch unentdeckte und nicht entwickelte Ressourcen, unter anderem Erdgas in extrem dichten Sandsteinreservoirs (Abschnitt 4.3.1). Ressourcen an Erdgas in dichten Gesteinen werden für das Norddeutsche Becken auf 100 bis 150 Mrd. m³ geschätzt.

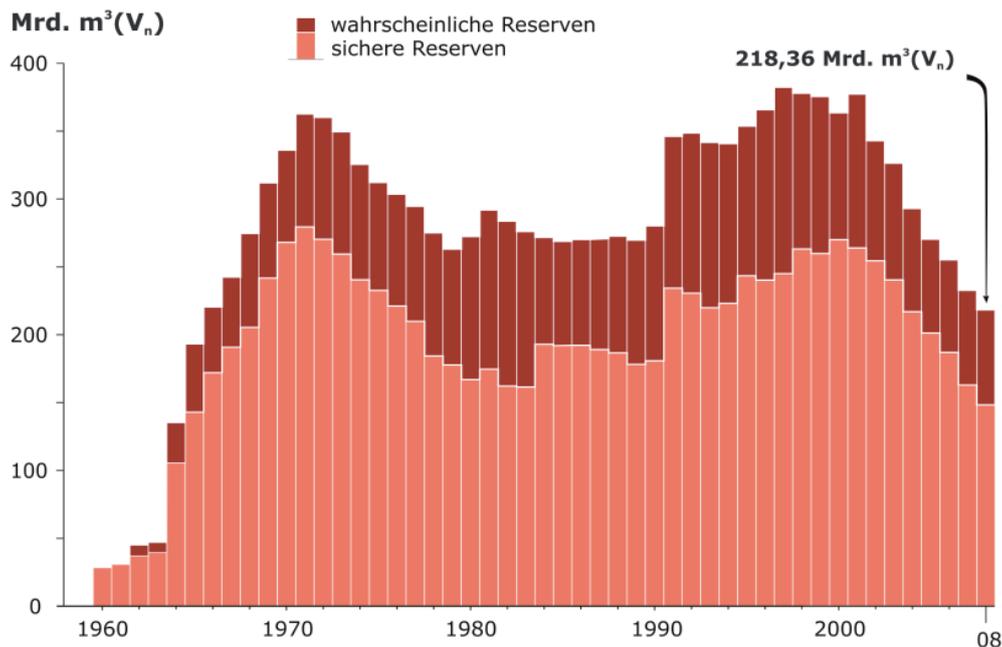


Abbildung 8.7: Entwicklung der Erdgasreserven (Rohgas) Deutschlands.

8.2.4 Versorgung Deutschlands mit Erdgas

Erdgas ist der zweitwichtigste Energieträger beim PEV Deutschlands. Der Anteil des Erdgases am deutschen PEV lag in den letzten fünf Jahren bei 22 % (Abb. 8.8). Bis 1996 nahm der Erdgasanteil am PEV kontinuierlich zu. Danach lag der Anteil durchschnittlich bei 23 %. Seit Jahren müssen mehr als 80 % des deutschen Erdgasbedarfs importiert werden. Durch die Notwendigkeit des Pipeline-Transportes und lange Vertragslaufzeiten über Gaslieferungen besteht im Moment eine enge Bindung Deutschlands an wenige Lieferländer. Für Deutschland sind dies vor allem Russland, gefolgt von Norwegen, den Niederlanden und in geringerem Umfang Dänemark und Großbritannien (Tab. A 8-2). Die künftige Entwicklung der wichtigsten Lieferländer für Erdgas in Deutschland wird in Abschnitt 9 diskutiert.

Deutschland verfügt über kein eigenes LNG-Anlandeterminal (Abschnitt 4.2.6), jedoch besteht die Möglichkeit, LNG über das belgische Brügge zu beziehen. Von Seiten des Energiekonzerns E.ON gab es immer wieder konkretere Überlegungen, ein LNG-Terminal in Wilhelmshaven zu errichten. Stattdessen beteiligt sich E.ON jetzt an dem im Bau befindlichen LNG-Terminal GATE im niederländischen Rotterdam. Damit erscheint der Neubau eines LNG-Terminals in Wilhelmshaven zumindest durch diesen Energiekonzern in nächster Zeit eher unwahrscheinlich. Auch das Unternehmen RWE hat Pläne für eine Anlandemöglichkeit für LNG an der deutschen Nordseeküste und hat dazu Gespräche mit der Bundesregierung und der Landesregierung von Niedersachsen aufgenommen (EID, 2009).

Die Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland wird u.a. durch Untertage-Erdgasspeicher gewährleistet. Diese Speicher stellen den Ausgleich zwischen tages- und jahreszeitlich schwankendem Verbrauch und dem Angebot aus heimischer Förderung und Importen dar. Deutschland ist nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Erdgasspeichernation der Welt. Erdgas wird dabei sowohl in Porenspeichern, die überwiegend ehemalige Erdgas- und Erdöllagerstätten sowie Aquiferspeicher umfassen, als auch in Salzkavernen zwischengelagert. Angesichts zunehmender Gasnutzung, denkbarer Terror-

angriffe auf Gasnetze, der Zunahme der Bedeutung von Energierohstoffen als Machtfaktor und der Leitungsgebundenheit von Erdgas könnte eine rein strategische Gasreserve im Falle einer *Force Majeure*, wie beim Erdöl seit der Ölkrise 1973, eine zusätzliche Absicherung darstellen. Eine nationale Gasreserve würde allerdings kein kommerzieller Speicher sein, sondern wäre strikt vom Speichermarkt getrennt.

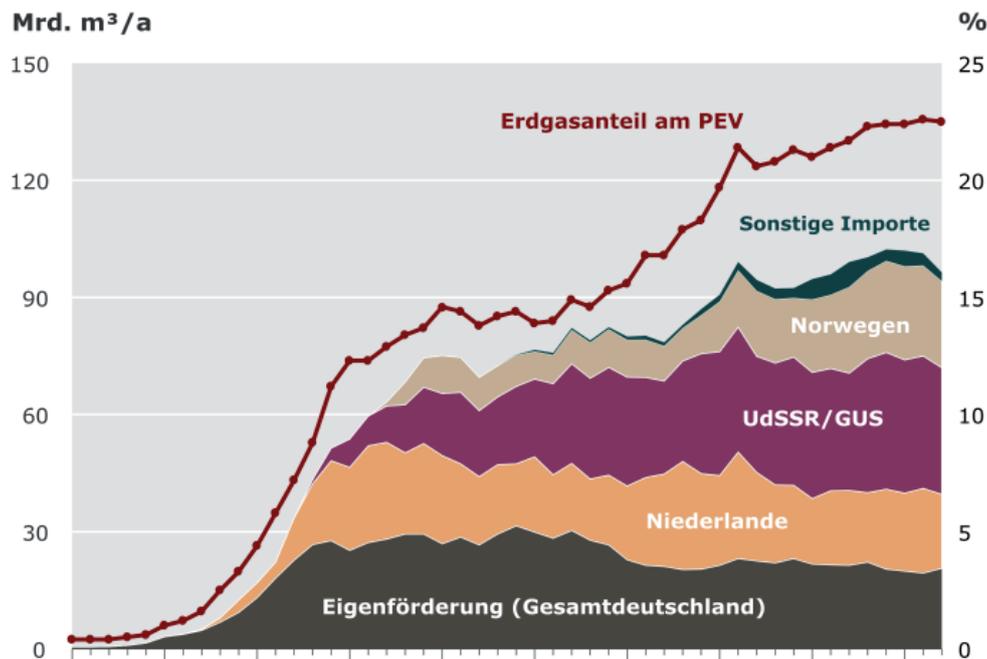


Abbildung 8.8: Erdgasversorgung Gesamtdeutschlands von 1960 bis 2007 und Anteil von Erdgas am PEV.

8.2.5 Nicht-konventionelles Erdgas

Im Norddeutschen Becken sind Vorkommen von nicht-konventionellem Erdgas (Abschnitt 4.3.1) bekannt. Diese umfassen vor allem Erdgas, das in tiefen und extrem dichten Reservoirgesteinen lagert und als *Tight Gas* bezeichnet wird. Im Gegensatz zum internationalen Sprachgebrauch (Abschnitt 4.3.1) wird in Deutschland Erdgas, das noch im Muttergestein gespeichert ist, nicht unter dem Oberbegriff *Tight Gas* subsumiert, sondern separat als *Shale Gas* geführt.

Aufgrund der zunehmenden Erschöpfung konventioneller Quellen und gestiegener Erdgaspreise ist ein weiter wachsendes Interesse an nicht-konventionellem Erdgas in Deutschland zu verzeichnen. Konzessionen für die gezielte Gewinnung von *Shale Gas* sind bislang aber nur in den Nachbarländern Polen, den Niederlanden und Schweden vergeben worden. *Tight-Gas*-Lagerstätten sind in Norddeutschland dagegen bereits erfolgreich erschlossen worden. Die Erschließung solcher Ressourcen durch Bohrungen ist allerdings nur mit modernster Technologie möglich, die mit entsprechend hohen Kosten verbunden ist. Zusätzlich erschweren hoher Lagerstättendruck (60 MPa) und hohe Temperaturen (150° C) die Erschließung dieser Erdgaslagerstätten, die oft in sehr großer Tiefe (5 km) liegen. Darüber hinaus bestehen auch wirtschaftliche Risiken hinsichtlich der erzielbaren langfristigen Förderraten bzw. Fördermengen. Ressourcenabschätzungen für *Tight Gas* weisen für das Norddeutsche

Becken beträchtliche Mengen in der Größenordnung von 100 bis 150 Mrd. m³ an gewinnbarem Erdgas aus. Hauptspeicherhorizonte sind das Rotliegend und das Karbon.

Ausgehend vom momentanen Wissensstand ist das Potenzial von Erdgas in dichten Gesteinen für die Versorgung Deutschlands mit Erdgas aber eher als gering einzustufen. Jedoch sind auch geringe Zuwächse einer Eigenförderung längerfristig positiv zu bewerten. Entscheidend für die mittelfristige Nutzung dieser nicht-konventionellen Lagerstätten ist aufgrund des hohen Investitionsbedarfs vorrangig die Entwicklung der Erdgaspreise. Daneben ist die Verfügbarkeit von Bohranlagen ein limitierender Faktor, da auch für die Erschließung von Shale-Gas-Lagerstätten eine hohe Anzahl von meist horizontal abgelenkten Bohrungen notwendig ist. Ein Forschungsprogramm der deutschen Erdgas-Förderunternehmen beschäftigt sich seit 2001 mit der Optimierung von Frac-Vorhaben und anderen Maßnahmen der Produktionssteigerung aus dichten Lagerstätten (DGMK, 2009).

Methangas kommt weltweit in vielen Bergwerken als **Grubengas** vor. Insbesondere in Kohlegruben leben die Bergleute auch heute noch mit der Gefahr von sogenannten Schlagwetterexplosionen, bei denen sich Methan bei einem bestimmten Mischungsverhältnis entzünden kann. Inzwischen ist Grubengas aber nicht nur als Gefahr bekannt, sondern wird als Sonderform von Kohleflözgas (Abschnitt 4.3.2) auch als Energierohstoff genutzt. Für eine Grubengasnutzung kommen sowohl im aktiven Abbau befindliche Kohlelagerstätten als auch stillgelegte Bergwerke in Frage. Die USA und viele europäische Länder, wie Deutschland, Großbritannien, Polen und die Tschechische Republik nutzen diese Energieressource. Häufig entstehen an den Standorten der Bergwerke, wie beispielsweise im Ruhrgebiet, regional bedeutsame Kleinkraftwerke, die zur Stromerzeugung aber auch zur Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. In Deutschland wird Grubengas insbesondere in den Kohlerevieren in Nordrhein-Westfalen und im Saarland genutzt. Seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im April 2000 hat die Nutzung mit Blockheizkraftwerken (BHKW) eine rasante Entwicklung genommen. So wurden 2007 in 175 BHKW insgesamt gut 1600 GWh/a Strom erzeugt (Abb. 8.9). Die bisherigen Untersuchungen zur Flözgasförderung (Abschnitt 4.2.2) in Deutschland ließen aufgrund der komplizierten geologischen Verhältnisse keine wirtschaftliche Förderung erwarten.

Die BGR hat verschiedene Schachtanlagen im Ruhrgebiet auf den Ursprung des dort auftretenden Grubengases hin untersucht. Dabei wurde als Quelle des Gases nicht nur die Kohle, sondern auch das zum Grubenausbau genutzte Grubenholz ermittelt. Ein relevanter Anteil des Grubengases wurde danach rezent durch mikrobielle Zersetzung von Ausbaumaterial in den Kohleschächten gebildet (Thielemann et al., 2004).

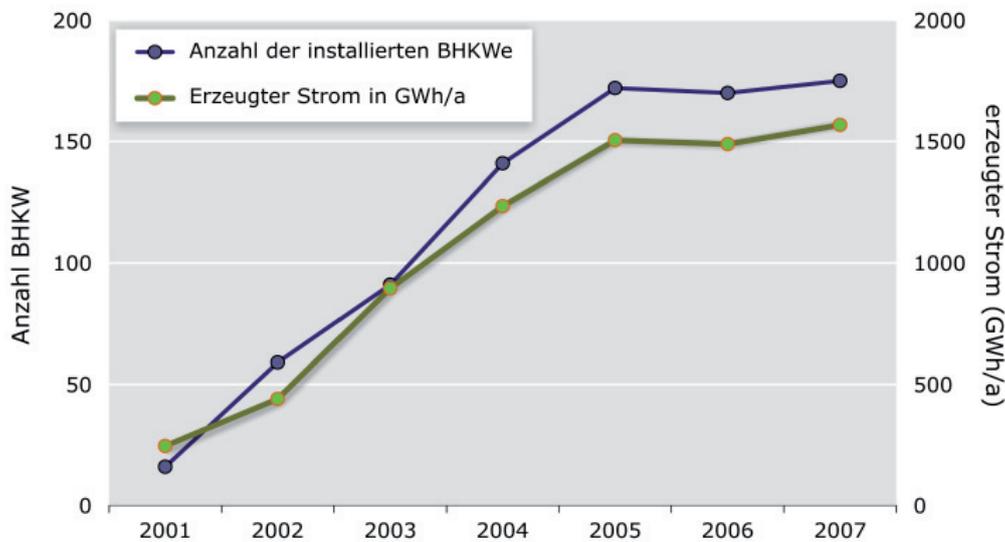


Abbildung 8.9: Entwicklung der Grubengasnutzung in Deutschland von 2001 bis 2007 (BHKW = Blockheizkraftwerk).

8.3 Kohle in Deutschland

8.3.1 Vorkommen und Produktionsgeschichte von Kohle

Deutschland verfügt über große Steinkohle- und Braunkohlevorkommen. Bei der in Deutschland allgemein als Steinkohle bezeichneten Kohle handelt es sich entsprechend Abschnitt 2.3.3 um Hartkohlen. Die derzeit in Deutschland im Abbau befindliche Braunkohle wird entsprechend als Weichbraunkohle bezeichnet. Die bedeutendsten Hartkohle führenden Schichtenfolgen sind oberkarbonischen Alters und gehören zur stratigraphischen Stufe des Westfal. Weichbraunkohle führende Schichten in Deutschland sind jünger und entstammen meist Gesteinsschichten des Miozän. Derzeit existieren bei Hartkohle drei im Abbau befindliche Bergbaureviere in Deutschland (Abb. 8.10). Das Ruhr- und das Ibbenbürener Revier gehören zum Ruhrbecken inklusive Münsterland.

Die kohleführenden oberkarbonischen Schichten (Namur C bis Westfal D) des Ruhrbeckens erreichen Mächtigkeiten von bis zu 4200 m und enthalten bis zu 300 Kohleflöze, von denen rund 160 Flöze eine Mächtigkeit von mehr als 0,3 m aufweisen. Die maximale kumulative Kohlemächtigkeit aller auftretenden Kohleflöze im Ruhrbecken beträgt etwa 135 m entsprechend einer Kohleführung der gesamten Schichtenfolge zwischen 2 und 10 %. Das dritte aktive Revier in Deutschland ist das Saarrevier (Abb. 8.10), in dem eine etwa 3000 m mächtige kohleführende Schichtenfolge des Westfal ansteht. Die maximale kumulative Kohlemächtigkeit der bis zu 400 auftretenden Flöze kann hier 210 m erreichen; etwa 150 Flöze besitzen eine Flözmächtigkeit von mehr als 0,3 m. Das bereits 1997 stillgelegte Revier im rund 750 km² großen Aachen-Erkelenzer-Becken beherbergt rund 125 Flöze mit einer Mächtigkeit von mehr als 0,3 m. Die durchschnittliche Kohleführung beläuft sich hier auf 4 % (Dehmer, 2004; Drozdowski, 1993; Füchtbauer, 1993; Juch et al., 1994).

Das aktuell bedeutendste Weichbraunkohle fördernde Revier, das Rheinische Revier, befindet sich westlich von Köln (Abb. 8.10) und enthält in der 600 m mächtigen miozänen Abfolge drei wichtige kohleführende Schichten. Die mächtigste und produktivste Schicht, das soge-

nannte Hauptflöz in der Ville Formation, besitzt eine maximale Weichbraunkohlemächtigkeit von rund 100 m. Die miozänen bis eozänen Abfolgen im Helmstedter und Mitteldeutschen Revier mit bis zu acht bauwürdigen Flözen lagern in dem Gebiet zwischen Braunschweig und Leipzig (Abb. 8.10). Die momentan abgebauten Flözmächtigkeiten variieren zwischen 10 und 30 m. Das Lausitzer Revier beherbergt vier flözführende Horizonte, von denen sich derzeit nur der zweite Lausitzer Flözhorizont mit einer Mächtigkeit von 5 bis 14 m im Abbau befindet. Dieses Flöz erstreckt sich über ein Gebiet von bis zu 4000 km² (Debriv, 2000, 2007; Luzin et al., 1984; Pätz et al., 1989; Vulpius, 1993).

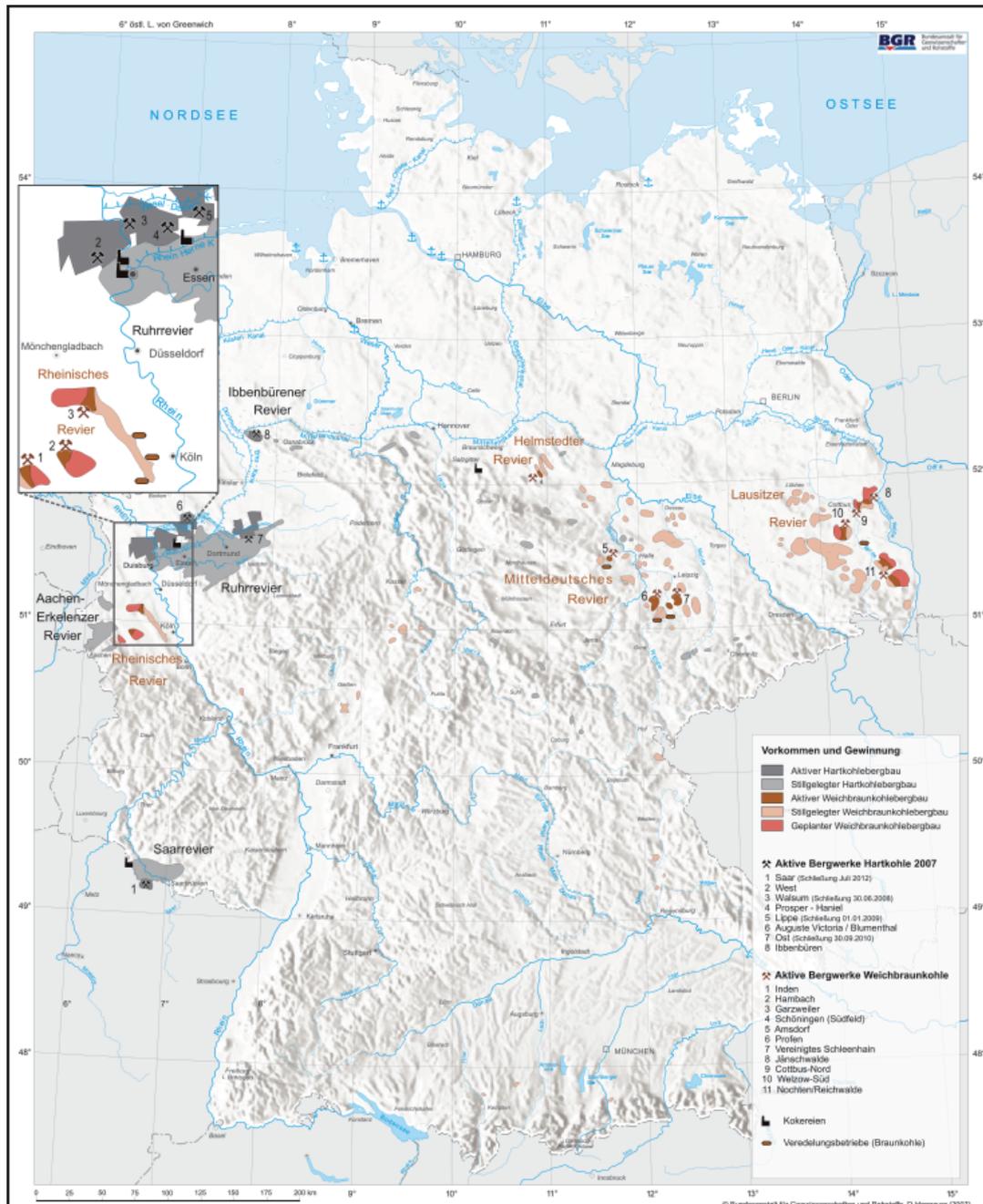


Abbildung 8.10: Kohlevorkommen und Abbauggebiete in Deutschland (verändert nach Thielemann, 2005).

Bei den in Deutschland auftretenden karbonischen Hartkohlen handelt es sich um sogenannte Humuskohlen, die vorrangig aus Landpflanzen in küstennahen Meeressümpfen entstanden sind. Anthrazit, als thermisch stark überprägte Kohle, kommt in den Ibbenbürener und Erkelenzer Revieren vor, macht aber nur einen geringen Anteil an den deutschen Kohleressourcen aus. Das Saarbecken gehört zu den limnischen Kohlebecken, die zu Zeiten der Kohleablagerung mit Süßwasser gefüllt waren. Die Mehrheit der tertiären Weichbraunkohlen Deutschlands wurde unter paralischen Bedingungen gebildet. Hohe Schwefelgehalte von bis zu 3 % (Tab. 8.1) treten vor allem im Helmstedter und Mitteldeutschen Revier auf (BGR, 2008; Dehmer, 2004; Juch et al., 1994; Pohl, 1992).

Tabelle 8.1: Kohlequalitäten in verschiedenen Revieren Deutschlands (BGR, 2008).

| Kohleart | Revier | Energieinhalt (MJ/kg) | Aschegehalt (%) | Flüchtige Bestandteile (% _{waf}) | Schwefel- gehalt (% _{wf}) | Wassergehalt (% _{wf}) |
|----------------------|------------------------|--------------------------|--------------------|--|---|------------------------------------|
| Hartkohle | Ruhr | 28–33 | 5–10 | 8–45 | 0,5–4 | |
| Hartkohle | Ibbenbüren | 32,5 | 3–4 | 5–6 | 0,6–0,9 | |
| Hartkohle | Saar | 28,5–30,1 | 3,3–20,8 | 39–43 | 0,23–1,26 | |
| Weichbraun- kohle | Rheinland | 7,8–10,5 | 1,5–8 | | 0,15–0,5 | 50–60 |
| Weichbraun- kohle | Helmstedt | 8,5–11,5 | 5–20 | | 1,5–2,8 | 49–53 |
| Weichbraun- kohle | Mittel- deutschland | 9–11,3 | 6,5–8,5 | | 1,5–2,1 | 40–50 |
| Weichbraun- kohle | Lausitz | 7,6–9,3 | 2,5–16 | | 0,3–1,5 | 48–58 |

Wie auch in anderen europäischen Ländern war und ist Kohle in Deutschland der bedeutendste heimische fossile Energierohstoff. Hartkohle war im westlichen Teil Deutschlands eine der Stützen des Wirtschaftsaufschwungs nach dem Zweiten Weltkrieg. Im östlichen Teil Deutschlands war Weichbraunkohle bis Mitte der 1990er Jahre der bedeutendste Primärenergieträger. Vor allem aufgrund niedriger Weltmarktpreise für Hartkohle und auch wegen geringer Erdöl- und Erdgaspreise verringerte sich die deutsche Hartkohleförderung in den vergangenen Jahrzehnten nahezu kontinuierlich von mehr als 153 Mt v. F. im Jahr 1956 auf rund 21 Mt v. F. (24,2 Mt) im Jahr 2007. Die deutsche Weichbraunkohleförderung erreichte im Jahr 1985 mit rund 433 Mt ihr Maximum (Abb. 8.11). Obwohl danach mehrere Tagebaue vor allem im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier geschlossen wurden, blieb Deutschland mit einer Förderung von 180,4 Mt im Jahr 2007 das mit Abstand größte Förderland für Weichbraunkohle der Welt.

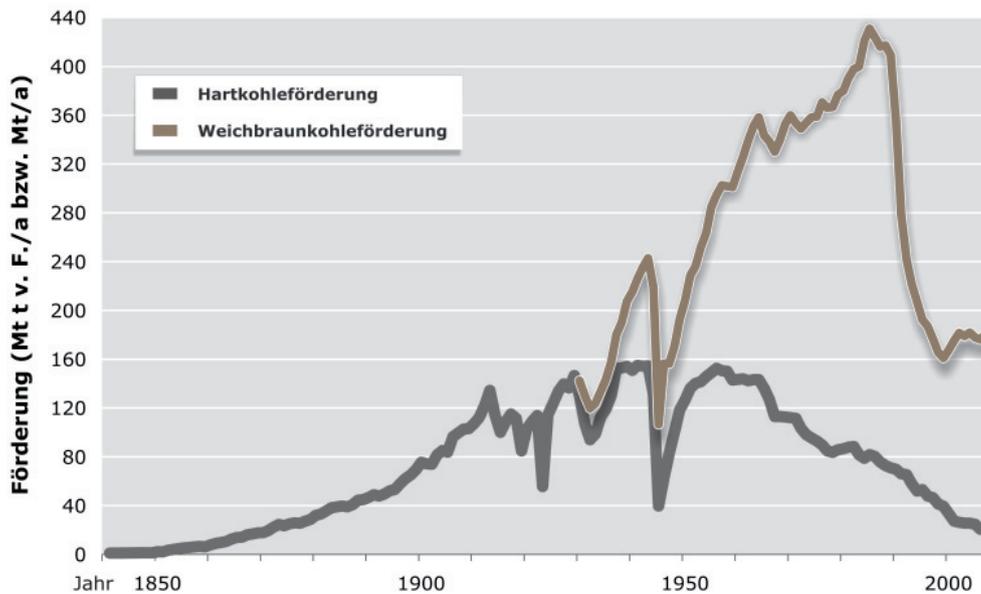


Abbildung 8.11: Entwicklung der deutschen Kohleförderung von 1840 bis 2007 (SdK – nach verschiedenen Jahrgängen).

8.3.2 Kohleproduktion und –verbrauch 2007

Kohle hatte 2007 einen Anteil von 25,9 % (14,3 % Hartkohle und 11,6 % Weichbraunkohle) am Primärenergieverbrauch Deutschlands. Dabei wird Kohle in Deutschland vor allem zur Stromerzeugung eingesetzt. Mit einem Kohleanteil von 47,3 % (22,8 % Hartkohle und 24,5 % Weichbraunkohle) wurde im Jahr 2007 nahezu die Hälfte des in Deutschland produzierten Stroms aus Kohle generiert, gefolgt von Kernenergie (22,1 %) und Strom aus Erneuerbaren Energien (14,1 %) (AGEB, 2008).

Heutzutage ist der Bergbau auf Hartkohle in Deutschland aufgrund der Lage der verbliebenen Flöze nur noch im Tiefbau möglich. Die mittlere Gewinnungsteufe der noch operierenden deutschen Tiefbaugruben belief sich 2007 auf 1145 m (SdK, 2008). Die in Deutschland zur Anwendung kommende Gewinnungsmethode der gewöhnlich ein bis zwei Meter mächtigen Hartkohleflöze ist der sogenannte Strebau. In Abhängigkeit von der Flözmächtigkeit und der Kohlefestigkeit kommen auf den etwa 300 bis 400 m langen Streben Walzenschrämlader zur schneidenden Gewinnung oder Hobel für die schälende Gewinnung zum Einsatz. Im Jahr 2007 wurde aus noch sechs Tiefbauten im Ruhrrevier und jeweils einem Tiefbau im Ibbenbürener- und im Saar-Revier Hartkohle gefördert. Diese acht großen Tiefbaugruben förderten zusammen 21,3 Mt v. F. (entspricht 24,2 Mt). Des Weiteren wurden aus der Grube Fischbach im Saarland rund 0,2 Mt v. F. gefördert. Dieser Betrieb wurde allerdings zum 31. Dezember 2008 stillgelegt. Bis zum Jahr 2012 soll die deutsche Hartkohlenförderung auf rund 12 Mt zurückgefahren werden. Die Zahl der fördernden Tiefbaugruben wird bis dahin vermutlich auf vier reduziert werden. Am 30. Juni 2008 erfolgte bereits die Stilllegung der Grube Walsum, am 1. Januar 2009 die des Bergwerks Lippe. Bereits beschlossen ist die Schließung des Bergwerks Ost zum 30. September 2010. Das Verbundbergwerk Saar/Ens-dorf, dessen Förderkapazität nach den förderbedingten Erdbeben im Februar 2008 halbiert wurde, soll im Juli 2012 geschlossen werden. Gemäß Steinkohlefinanzierungsgesetz (*Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018*) wird die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zum Ende des Jahres

2018 beendet. Der Deutsche Bundestag wird 2012 unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele prüfen, ob der Steinkohlenbergbau weiter gefördert wird.

Weichbraunkohle wird in Deutschland heute ausschließlich im Tagebau mit Hilfe von großen Schaufelradbaggern gewonnen. Mittels Bandanlagen und teilweise anschließendem kurzen Eisenbahntransport werden rund 92 % der gesamten deutschen Weichbraunkohleförderung direkt vom Tagebau zur Stromerzeugung in Kraftwerke transportiert. Im rheinischen Revier wird Weichbraunkohle aus Teufen von wenigen Zehner Metern bis zu 350 m, im Mitteldeutschen und im Lausitzer Revier in der Regel aus 80 bis 120 m Teufe gefördert. Die heute in Deutschland abgebaute Mächtigkeit der Weichbraunkohleflöze beläuft sich nur selten auf weniger als 5 m und kann bis zu 70 m erreichen.

Im Gegensatz zur Hartkohle kann deutsche Weichbraunkohle ohne Subventionen im Wettbewerb mit Importenergieträgern bestehen. Dabei sind günstige geologische Bedingungen der Lagerstätten ebenso positive Faktoren wie die Nähe der Kohlekraftwerke zu den Lagerstätten. Seit Beginn der industriellen Weichbraunkohleproduktion liegt Deutschland weltweit mit Abstand an der Spitze der Produzentenländer. Im Jahr 2007 belief sich die deutsche Weichbraunkohleförderung auf 180,4 Mt (Abb. 8.11). Mehr als die Hälfte der deutschen Förderung stammt aus dem Rheinischen Revier (Tab. 8.2), wo Weichbraunkohle aus den drei Tagebauen Garzweiler, Hambach und Inden gefördert wird. Rund ein Drittel der Förderung stammt aus den vier Tagebauen Jänschwalde, Cottbus-Nord, Welzow-Süd und Nochten/Reichwalde des Lausitzer Reviers. Im Mitteldeutschen Revier mit einem Förderanteil von etwa 11 % erfolgt die Förderung aus den drei Tagebauen Profen, Vereinigtes Schleenhain und Amsdorf, wobei die Amsdorfer Weichbraunkohleförderung von rund 0,5 Mt/a vor allem zur Herstellung von weltweit gefragten Montanwachsen verwendet wird. Aus dem Helmstedter Revier stammt rund 1 % der deutschen Weichbraunkohleförderung, die im Tagebau Schöningen gewonnen wird.

Tabelle 8.2: Förderung sowie Reserven und geschätzte Ressourcen von Kohle Ende 2007 (BGR, 2008; Juch et al., 1994; SdK, 2008).

| Kohleart | Revier | Förderung (2007) | Reserven (Mt) | Ressourcen (Mt) |
|-----------------|-------------------|------------------|---------------|-----------------|
| Hartkohle | Ruhr | 15,874 Mt v. F. | 87,91) | 45 706 |
| Hartkohle | Ibbenbüren | 1,907 Mt v. F. | 10,61) | 14 4342) |
| Hartkohle | Saar | 3,526 Mt v. F. | 19,51) | 16 357 |
| Hartkohle | Aachen-Erkelenz | 1997 beendet | 0 | 6 437 |
| Weichbraunkohle | Rheinland | 99,752 Mt | 35 000 | 20 000 |
| Weichbraunkohle | Helmstedt | 2,116 Mt | 18 | 360 |
| Weichbraunkohle | Mitteldeutschland | 19,082 Mt | 2 100 | 7 900 |
| Weichbraunkohle | Lausitz | 59,460 Mt | 3 700 | 8 500 |

t v. F. Tonnen verwertbare Förderung (siehe Glossar)

¹wirtschaftlich, subventioniert gewinnbare Reserven 2008 bis 2018, ermittelt aus der Förderung 2007 von 21,307 Mt v. F. und der geplanten Förderung von 12 Mt v. F. im Jahr 2012 sowie der nach heutigen Kenntnisstand auslaufenden Subventionierung im Jahr 2018

²inkl. Ressourcen des Münsterlandes

8.3.3 Reserven und Ressourcen von Kohle

Deutschland verfügt über Hartkohlegesamtrressourcen von etwa 83,1 Gt, von denen zwischen 2008 und 2018 voraussichtlich 118 Mt subventioniert gewinnbar sind und als Reserven klassifiziert werden können (Tab. 8.2). Über erschlossene und konkret geplante Tagebaue sind in Deutschland 6,3 Gt Weichbraunkohle zugänglich. Weitere bauwürdige Reserven außerhalb der erschlossenen und geplanten Tagebaue belaufen sich auf 34,5 Gt. Die Ressourcen umfassen 36,8 Gt (BGR, 2008).

8.3.4 Versorgung Deutschlands mit Kohle

Während die in Deutschland verbrauchte Weichbraunkohle nahezu vollständig (99,9 %) aus heimischer Förderung stammt, werden derzeit bereits rund zwei Drittel der in Deutschland verbrauchten Hartkohle importiert. Aufgrund sinkender heimischer Förderung (Abb. 8.11) erhöhten sich die deutschen Hartkohleimporte in den vergangenen Jahren kontinuierlich (Abb. 8.12). 2007 beliefen sich die deutschen Hartkohleimporte inklusive der Hartkohleprodukte Briketts und Koks auf 47,5 Mt. Die importierte Hartkohle stammte dabei mit 8,6 Mt vor allem aus Russland, gefolgt von Kolumbien mit 6,9 Mt sowie Australien und Südafrika mit jeweils 6,5 Mt (Abb. 8.12). Die Importe aus Polen verringerten sich im letzten Jahr um rund ein Drittel auf 6,4 Mt (BGR, 2008; VDKI, 2008).

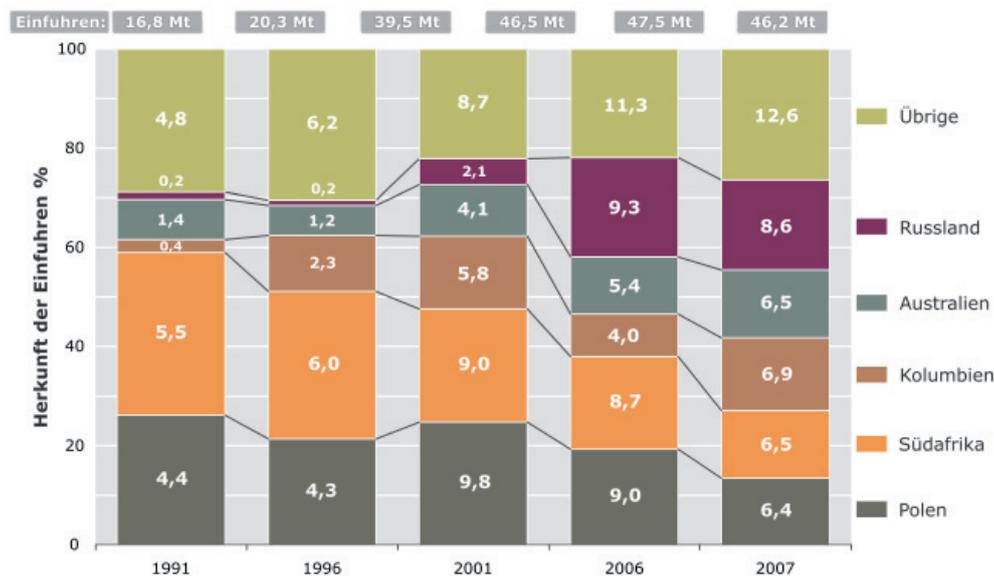


Abbildung 8.12: Entwicklung der deutschen Hartkohleimporte ausgewählter Jahrgänge seit 1991 (nach verschiedenen VDKI-Jahresberichten).

8.4 Grenzübergangspreise fossiler Energierohstoffe

Deutschland als stark von Energierohstoffimporten abhängiges Land wendet hohe Summen für deren Einfuhr auf. Während 1999 die Ausgaben für Energierohstoffimporte bei etwa 25 Mrd. € lagen, erreichten sie im Jahr 2004 bereits 43,4 Mrd. € und stiegen im Jahr 2007 bis auf 67,6 Mrd. €. Diese Zunahme wurde maßgeblich durch die Preisentwicklung bestimmt.

Die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) angegebenen Grenzübergangspreise (Tab. A 8-3 und A 8-4) für fossile Energierohstoffe stellen den Durchschnittspreis von Langfrist- sowie Spotmarktverträgen frei deutscher Staatsgrenze dar. Sie setzen sich aus dem Produzentenpreis, den Umschlagskosten im Produzenten- und Verladeland und den jeweiligen Transportkosten per Pipeline, Schiff oder Bahn nach Deutschland zusammen. Sofern der jeweilige Energierohstoff nicht direkt nach Deutschland transportiert wird, müssen weitere Kosten berücksichtigt werden. So wird der überwiegende Teil der von Deutschland importierten Kohle zuerst in den ARA-Häfen (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) angelandet. Erst anschließend wird die Kohle per Bahn oder Binnenschiff nach Deutschland transportiert (Abb. 8.13). Entsprechend ergeben sich zusätzliche Transportanteile für den Grenzübergangspreis. Erdöl erreicht zum Teil per Tanker Deutschland und wird von den deutschen Häfen Wilhelmshaven, Hamburg und Rostock per Pipeline zu den Raffinerien transportiert. Ein Großteil des Erdöls wird von ausländischen Häfen wie Triest, Rotterdam und Lavena per Pipeline nach Deutschland transportiert. Erdöl aus Russland gelangt über die Druzhba-Pipeline nach Schwedt (Abb. 8.13). Erdgas wird nach Deutschland aus Russland, Norwegen, den Niederlanden und Dänemark ausschließlich über Pipelines importiert.

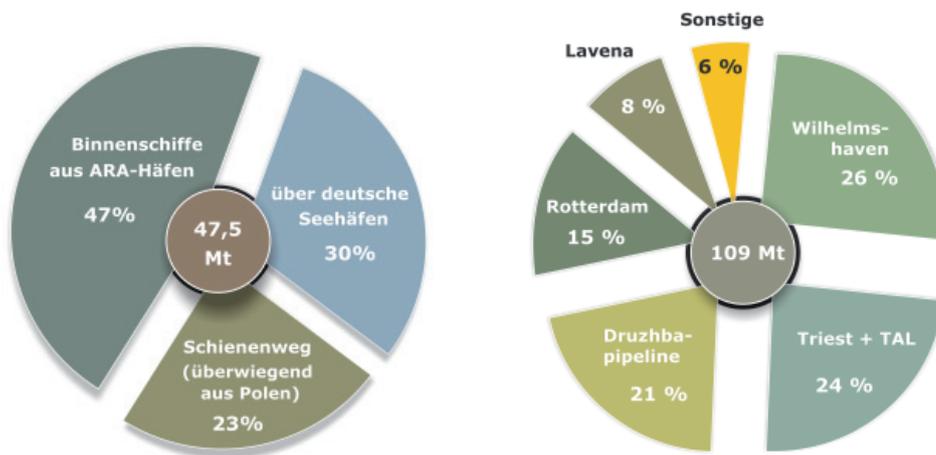


Abbildung 8.13: Transportwege von importierter Hartkohle (2007) (links) und von Rohöl (2006) (rechts) nach Deutschland (VDKI, 2008; MWV, 2007).

Die durchschnittlichen Grenzübergangspreise für Kraftwerkskohle aus Drittländern außerhalb der EU-27 beliefen sich 2008 auf 112,48 €/t SKE, die Preise für Rohöl auf 338,80 €/t SKE und für Erdgas auf 218,34 €/t SKE (Abb. 8.14). Damit lagen 2008 die Grenzübergangspreise für Rohöl bei gleichem Energiegehalt um das Dreifache und für Erdgas fast um das Zweifache über dem für Kraftwerkskohle. Gleichzeitig stellen die Preise 2008 nominal für alle drei Energierohstoffe bisher noch nie gesehene Rekordpreise dar.

Die Preissteigerungen innerhalb der letzten elf Jahre fielen für die drei Energierohstoffe unterschiedlich aus. Während die Preise für importierte Kraftwerkskohlen maximal um 293 % (4. Quartal 1998 bis 3. Quartal 2008) anstiegen, erhöhten sich die Preise bei importiertem Erdgas um 507 % (April 1999 bis November 2008) und Rohöl um 854 % (Dezember 1998 bis Juli 2008). Ab August 2008 setzte für Rohöl und nachfolgend auch für Kohle und Erdgas ein deutlicher Rückgang im Zuge der globalen Finanzkrise ein.

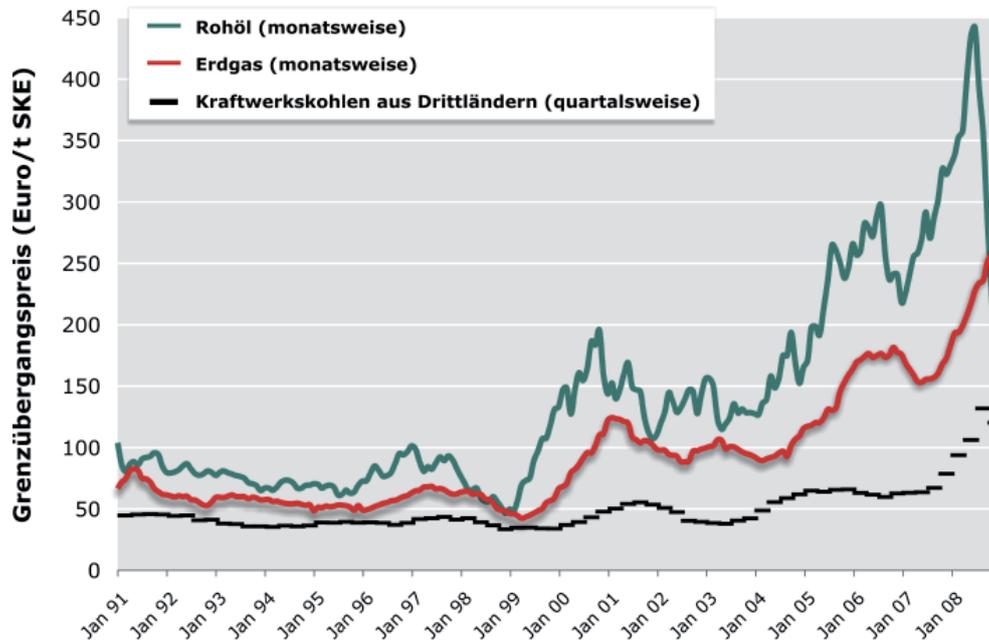


Abbildung 8.14: Gegenüberstellung der deutschen Grenzübergangspreise nach Energieträgern von Januar 1991 bis Dezember 2008 (BAFA, 2009; BMWi, 2009).

Über den hier betrachteten Zeitraum von Januar 2002 bis Dezember 2008 lag der Grenzübergangspreis für Koks kohle um durchschnittlich 40 % über dem Preis von Kraftwerkskohle (Abb. 8.15), was dem üblichen Preisdifferential zwischen Kraftwerks- und Koks kohle entspricht. Ab Spätsommer 2007 bis August 2008 verdoppelten sich die Preise für Kraftwerkskohleimporte von 67,05 €/t SKE auf 136,86 €/t SKE. Der durchschnittliche Grenzübergangspreis für Koks kohle erhöhte sich von 96,22 € in Jahr 2007 auf 132,62 €/t (+37,8 %) im Jahr 2008 (VDKI, 2003-2009). Im November 2008 erreichten die Preise für Koks kohleimporte den Maximalwert von 211,57 €/t.

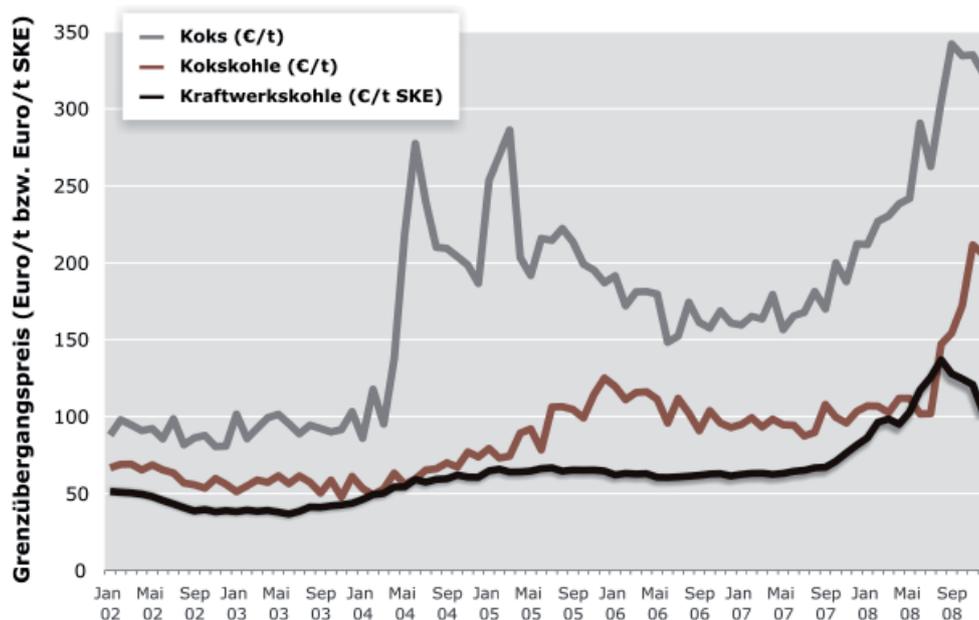


Abbildung 8.15: Entwicklung der deutschen Grenzübergangspreise für Koks, Koks kohle und Kraftwerkskohle von Januar 2002 bis Dezember 2008 (VDKI, 2003-2009).

Als wesentlicher Grund für diese Steigerungen ist hier der stark steigende Bedarf in Asien zu nennen, wodurch Kohle in den letzten fünf Jahren zum Energierohstoff mit den höchsten jährlichen Zuwachsraten beim Verbrauch avancierte. Durch die im Verhältnis zu den großen Zuwachsraten zögerlichen Investitionen beim Ausbau von Bergwerks- und Infrastrukturkapazitäten kam es zu diversen Engpässen und damit zu steigenden Preisen. Anfang 2008 spitzte sich die Situation durch externe Einflüsse auf den Markt zu: In Südafrika kam es zu Unterbrechungen beim Kohlebergbau und beim Eisenbahntransport von Kohle zu den Exporthäfen. Der Wintereinbruch in der VR China führte zu Produktionsausfällen und verhinderte kurzzeitig den inländischen Kohletransport, wodurch auf dem Weltmarkt die Gefahr von verstärkten chinesischen Einfuhren in einer angespannten Marktsituation aufkam. In Australien musste die Produktion in einigen Gruben gestoppt werden, da sie durch starke Regenfälle geflutet waren. Da Australien der mit Abstand bedeutendste Kokskohleexporteur ist (Abschnitt 5), wirkten sich die dortigen Ereignisse für das Jahr 2008 dramatisch auf den weltweiten Kokskohlepreis aus. Jedes Frühjahr verhandeln die japanischen Stahlproduzenten mit den australischen Kokskohleexporteuren einjährige Kontraktpreise für Kokskohle aus, die als weltweite Benchmarkpreise fungieren. Im Frühjahr 2008 erhöhte sich dieser Benchmarkpreis für qualitativ hochwertige Kokskohle (*hard coking coal, HCC*) von knapp unter USD 100/t (fob) im Vorjahresmonat auf rund USD 300/t (McCloskey, 2003-2009).

Der Grenzübergangspreis für importierten Koks erhöhte sich bereits in den Jahren 2004 und 2005 merklich gegenüber den vorherigen Jahren (Abb. 8.15). Bedingt durch Verknappungen auf dem von der VR China dominierten Weltkoksmarkt (Abschnitt 7) stiegen die Preise in nur wenigen Monaten sprunghaft um über 200 % auf bis zu 277,47 €/t. Anschließend pendelte der Preis sich von Anfang 2006 bis Sommer 2007 zwischen 160 und 170 €/t ein. Seit Spätsommer 2007 stiegen die Grenzübergangspreise für Koks vergleichbar mit den geschilderten Entwicklungen der Grenzübergangspreise für Kraftwerks- und Kokskohle an und erreichten im September 2008 mit 342,13 €/t ein nominales Allzeithoch. Der weltweit gestiegene Koksbedarf aufgrund der stetigen Ausweitung der Roheisenproduktion, Befürchtungen sowie tatsächliche Verzögerungen bei der Vergabe von chinesischen Koksexportlizenzen und die seit 2008 stark gestiegenen Kokskohlepreise stellen die vorrangigen Gründe für die Preisentwicklung dar. Der durchschnittliche Grenzübergangspreis für Koks erhöhte sich gegenüber dem Jahr 2007 um 60 % auf 281,20 €/t im Jahr 2008 (VDKI, 2003-2009).

Einhergehend mit kräftig sinkenden Ölpreisen und einer sich ausweitenden weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise verringerten sich ab Sommer 2008 die Grenzübergangspreise für Koks, Kraftwerks- und Kokskohle (Abb. 8.15).

8.5 Kernbrennstoffe in Deutschland

8.5.1 Vorkommen und Produktionsgeschichte von Uran

In beiden Teilen Deutschlands wurden bis zur Wiedervereinigung Uranexploration und -gewinnung betrieben. In der Deutschen Demokratischen Republik explorierte die sowjetische Aktiengesellschaft SAG Wismut von 1946 bis 1953. Diese Aktivitäten konzentrierten sich auf bekannte Gangvererzungen für Silber, Wismut, Kobalt, Nickel und andere Metalle im sächsischen Erzgebirge und im Vogtland. Dabei lag der Schwerpunkt des Uranabbaus zunächst auf kobalt- und wismutreichen Minen bei Johanngeorgenstadt und Oberschlema. In

dieser frühen Phase waren mehr als 100 000 Bergleute in der Exploration und dem Abbau beschäftigt. Das reiche Uraninit- und Pechblendeerz aus den hydrothermalen Ganglagerstätten wurde per Hand konzentriert und für die weitere Aufbereitung in die UdSSR gebracht. Niedriggradigeres Erz wurde lokal in kleinen Anlagen aufbereitet.

1954 wurde die SAG Wismut in die Sowjetisch-Deutsche Aktiengesellschaft (SDAG Wismut) umgewandelt, deren Anteile zu gleichen Teilen durch beide Regierungen gehalten wurden. Die gesamte Uranproduktion, manuell angereicherte, gravitative oder chemische Konzentrate, wurde für die weitere Verarbeitung in die UdSSR gebracht. Die Preisgestaltung für das finale Produkt wurde zwischen den beiden nationalen Partnern bestimmt.

Anfang der 1950er Jahre begann der Uranabbau im östlichen Thüringen. Die Minen in Ostthüringen lieferten etwa zwei Drittel der jährlichen Produktion der SDAG Wismut.

Von 1946 bis 1990 wurden insgesamt 231 000 t Uran aus den thüringischen und sächsischen Revieren durch die Wismut produziert. Das thüringische Revier im Raum Gera-Ronneburg bestand aus den Standorten Schmirchau, Paitzdorf, Beerwalde, Drosen und einzelnen Tagebauen und produzierte etwa 116 000 t Uran. Im Erzgebirge wurden etwa 90 000 t Uran aus den Lagerstätten Niederschlema/Alberoda und Pöhla gefördert. Aus der Lagerstätte Königstein bei Dresden stammen etwa 17 000 t Uran. Ab Mitte der 1960er bis Ende der 1980er Jahre waren etwa 45 000 Menschen bei der SDAG Wismut beschäftigt. Im Jahr 1990 waren noch immer etwa 32 000 Arbeitnehmer bei der Wismut, davon 18 000 Arbeitnehmer im Bereich des Uranabbaus und der Uranaufbereitung beschäftigt.

Für die Uranexploration wurde eine Vielzahl von bodennahen und luftgestützten Methoden vor allem im Süden der ehemaligen DDR eingesetzt. Diese Aktivitäten deckten ein weites Gebiet von etwa 55 000 km² ab. Die Aufwendungen für diese Uranexplorationsprogramme beliefen sich auf etwa 5,6 Milliarden Mark der DDR.

Die SDAG Wismut betrieb ab 1960 zwei Aufbereitungsanlagen. Die Anlage Crossen bei Zwickau in Sachsen startete 1950 mit der Erzverarbeitung. Das Erz wurde auf Straße und Schiene von verschiedenen Minen im Erzgebirge herantransportiert. Die Zusammensetzung der Erze aus den hydrothermalen Lagerstätten machte den Einsatz einer Aufbereitung durch Karbonatdrucklösung erforderlich. Die Anlage hatte eine maximale Kapazität von 2,5 Mt Erz pro Jahr. Crossen wurde am 31. Dezember 1989 endgültig geschlossen. Die zweite Aufbereitungsanlage bei Seelingstadt in Thüringen wurde 1960 für die an Schwarzschiefer gebundenen Uranlagerstätten in Ronneburg in Betrieb genommen. Die maximale Kapazität der Anlage belief sich auf 4,6 Mt Uranerz pro Jahr. Das silikatisch gebundene Erz wurde bis Ende 1989 durch Säurelösung gewonnen. Karbonatreiche Erze konnten mittels Karbonatdrucklösung behandelt werden.

In der Bundesrepublik Deutschland startete die Uranexploration 1956 in den herzynischen Kristallinmassiven im Schwarzwald, Odenwald, Frankenwald, Fichtelgebirge, Oberpfalz, Bayerischen Wald, Harz, in paläozoischen Sedimenten des Rheinischen Schiefergebirges, in Permischen Vulkaniten und kontinentalen Sedimenten der Saar-Nahe-Region sowie weiteren Gebieten mit geeigneten sedimentären Formationen. Im Zuge dieser Arbeiten wurden Übersichtsaufnahmen und detaillierte Untersuchungen in prospektiven Gebieten mit Hilfe hydrogeochemischer Studien, Strahlungsmessungen, Geländearbeiten, Bohrungen

und aerogeophysikalischen Befliegungen durchgeführt. Basierend auf dieser Erkundung wurden drei wirtschaftlich interessante Lagerstätten identifiziert: Die in Teilen hochgradige hydrothermale Lagerstätte bei Menzenschwand im südlichen Schwarzwald, die sedimentäre Lagerstätte Müllenbach im nördlichen Schwarzwald und die Lagerstätte Großschloppen im Fichtelgebirge. Diese Uranexploration wurde 1988 aufgegeben. Bis dahin wurden etwa 24 800 Bohrungen mit einer Gesamtlänge von 354 500 m abgeteuft. Die getätigten Explorationsausgaben belaufen sich auf rund USD 111 Millionen.

In Westdeutschland bestand eine Aufbereitungsanlage in Ellweiler, Baden-Württemberg, die ab 1960 durch die Gewerkschaft Brunhilde betrieben wurde. Die Anlage fungierte vor allem als Testanlage für unterschiedliche Erztypen und hatte eine Kapazität von lediglich 125 t pro Jahr. Sie wurde am 31. Mai 1989 nach einer Produktion von insgesamt etwa 700 t Uran geschlossen.

8.5.2 Uranproduktion und -verbrauch 2007

Der deutsche Bedarf an Natururan in Brennstoff berechnet sich auf jährlich etwa 3300 t. Im Jahr 2007 wurden 3191 t U_{nat} importiert. Eine eigene kommerzielle Uranproduktion existiert nicht. Seit 1990 finden in Deutschland auch keine Explorationsaktivitäten mehr statt. Verschiedene deutsche Minengesellschaften setzten ihre Explorationsstätigkeiten in Übersee, vor allem in Kanada, bis ins Jahr 1997 fort. Seit 1998 gibt es keine kommerzielle deutsche Uranindustrie mehr. Seit 1991 fällt Uran nur noch im Rahmen der Sanierungsmaßnahmen im Bereich ehemaliger Lagerstätten und Produktionszentren der Wismut GmbH an (Abb. 8.16). Zwischen 1991 und 2008 waren das insgesamt 2471 t Uran.

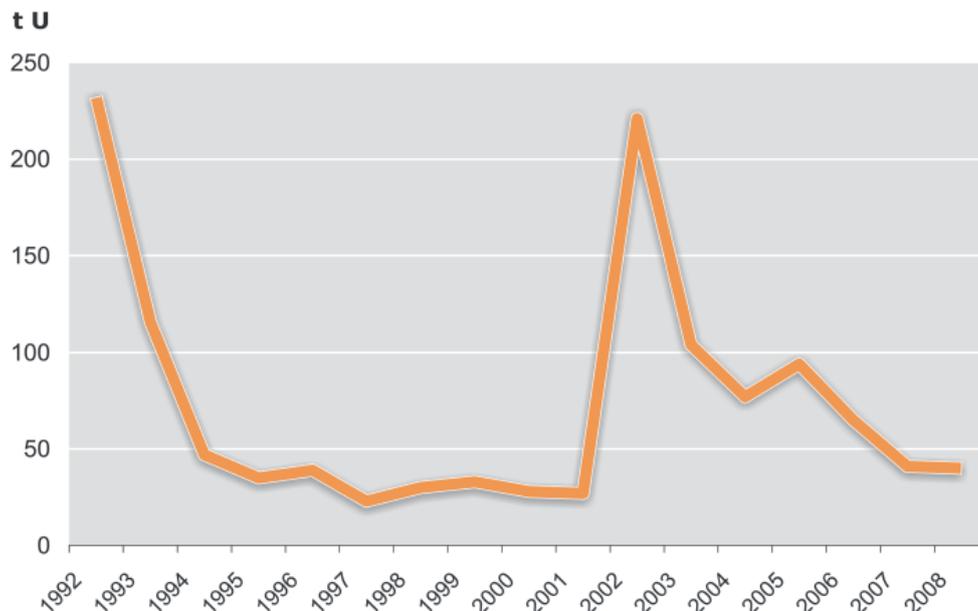


Abbildung 8.16: Entwicklung der Uranmengen zwischen 1992 und 2008 aus der Sanierungstätigkeit der Wismut GmbH (in Tonnen Natururan).

In der Folge hoher Rohstoffpreise auf den internationalen Märkten sind allerdings auch die verbliebenen Uranressourcen in Deutschland in den Fokus ausländischer Explorationsfirmen gerückt. Mehrere Anfragen nationaler Rohstoffberater sowie kanadischer und skandinavischer Firmen für die Lagerstätte Großschloppen im Fichtelgebirge wurden verzeichnet. Bisher existieren jedoch keine Berichte oder Pläne über Explorationsvorhaben und -bohrungen. Für die uranföhrende Grube Pöhla im Erzgebirge wurden Vorbereitungen für eine Exploration für die Metalle Wolfram und Zinn eingeleitet.

8.5.3 Reserven und Ressourcen von Uran

Deutsche Uranreserven und -ressourcen wurden zuletzt 1993 bewertet. Insgesamt liegen identifizierte Uranreserven gewinnbar in der Preiskategorie <USD 130/kg Uran danach bei etwa 7000 t. Die bekannten konventionellen Reserven und Ressourcen treten hauptsächlich in geschlossenen Minen der ostdeutschen Abbaureviere auf, die seit 1991 rückgebaut und saniert werden. Die künftige Erschließung und Verfügbarkeit ist unsicher und unterliegt den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Deutschland verfügt darüber hinaus über spekulative Uranressourcen von 74 000 t Uran mit Gewinnungskosten oberhalb USD 130/kg Uran.

8.5.4 Versorgung Deutschlands mit Kernbrennstoffen

Mit der Atomgesetznovelle aus dem Jahr 2002, die die Umsetzung der Vereinbarung vom 14. Juni 2000 zwischen Bundesregierung und Energieversorgungsunternehmen darstellt, wurde der Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie in Deutschland gesetzlich geregelt. Basierend auf einer durchschnittlichen Betriebslaufzeit von 32 Jahren wurde für jedes Kernkraftwerk eine Reststrommenge festgelegt. Ist diese produziert, muss das entsprechende Kernkraftwerk vom Netz genommen werden. Hiernach wird voraussichtlich um das Jahr 2022 das letzte Kernkraftwerk in Deutschland abgeschaltet werden. Entsprechend verringert sich der künftige Uranbedarf in Deutschland.

Der deutsche Bedarf an Natururan beschränkt sich auf die Brennstoffversorgung der deutschen Kernkraftwerke. Im Jahr 2008 waren insgesamt 17 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 20 339 MW_e installiert. Der Beitrag der Kernenergie zum Primärenergieverbrauch hatte 2007 mit 52,3 Mt SKE einen Anteil von 11,1 %. In der öffentlichen Stromversorgung lag die Kernenergie mit einem Anteil von 22 % hinter der Braunkohle (25 %) und der Steinkohle (23 %) an dritter Stelle und an zweiter Stelle mit 45 % bei der Grundlaststromversorgung. Bei einer insgesamt leicht gestiegenen Bruttostromerzeugung erreichte die Kernenergie aufgrund einer unverändert hohen Auslastung der Kraftwerke 141 TWh. Die Nettostromerzeugung betrug 133 TWh.

Der Bedarf an Natururan in Brennstoff berechnet sich auf 3332 t. Er wird durch Importe und aus Lagerbeständen gedeckt. Die 2007 für die Brennstoffherstellung benötigte Natururanmenge von 3191 t U_{nat} wurde fast ausschließlich über langfristige Verträge von Produzenten in Frankreich, Kanada, den USA und Großbritannien bezogen.

8.5.5 Sanierung des Uranbergbaus

Die Stilllegung und Sanierung der ehemaligen Produktionsstätten der SDAG Wismut befand sich 2007 im 17. Jahr der Sanierungsarbeiten. Die Arbeiten werden im Auftrag des BMWi von der Wismut GmbH durchgeführt. Von den 1991 für das Großprojekt zur Verfügung gestellten 6,4 Mrd. € waren Ende 2008 mit 5,1 Mrd. € 80 % verausgabt. Bis Ende 2008 war das Budget hauptsächlich für die Haldensanierung im Raum Ronneburg, die Verfüllung des Tagebaues Lichtenberg, die Flutung der Untertagegruben und die Tailingssanierung der Aufbereitungsanlagen Crossen und Seelingstädt ausgegeben worden. Etwa 99 % der untertägigen Verwahrungsarbeiten sind abgeschlossen. Neben den Tätigkeiten in den Bereichen Halden- und Flächensanierung sowie der Verwahrung der industriellen Absetzanlagen liegen die verbleibenden Schwerpunkte in der Behandlung der kontaminierten Wässer aus der Grubenflutung und den industriellen Absetzanlagen. Eine besondere Herausforderung stellt die Auffahrung einer Wasserlösestrecke, dem WISMUT-Stolln, mit einer Gesamtlänge von etwa 2 900 m von den Grubenfeldern in Dresden-Gittersee zum Elbestolln dar. Diese Arbeiten sollen im Jahr 2011 abgeschlossen werden.

8.6 Geothermische Energie in Deutschland

8.6.1 Ressourcen geothermischer Energie

In Deutschland gibt es keine Heißdampfressourcen an aktiven Vulkanen, die direkt und mit geringem Aufwand zur Erzeugung von geothermischem Strom verwendet werden könnten. Deutschland verfügt aber über Heißwasserreservoirs, deren Wärmeenergie zu Heizzwecken, bei entsprechend hoher Temperatur auch zur geothermischen Stromerzeugung genutzt werden können. Während die Wärmegewinnung insbesondere aus oberflächennaher Geothermie bereits etabliert ist, steckt die geothermische Stromerzeugung in Deutschland noch in den Kinderschuhen. Ende 2003 wurde in Deutschland mit einem Demonstrationsprojekt in Neustadt-Glewe erstmals Strom mit geothermischer Energie gewonnen. Aktuelle Forschungsbemühungen und Pilotprojekte drängen auf einen Ausbau der Geothermienutzung in Deutschland.

8.6.2 Oberflächennahe Geothermie

Die Nutzung von Erdwärme aus dem oberflächennahen Untergrund für Heizungszwecke und Warmwasserbereitung ist in Deutschland in sehr vielen Fällen wirtschaftlich. Erfahrungen mit dieser Technologie bestehen seit den 1970er Jahren. Das Erschließungsrisiko ist gering und die Kosten für den Bau kleiner Anlagen sind überschaubar. Aus diesen Gründen eignet sich der Einsatz von dezentralen Anlagen in kleinen Wohneinheiten gut für die Substitution von fossilen Energieträgern.

Nach Kaltschmitt & Wiese (1997) können in Deutschland aus den oberflächennahen Bodenschichten durchschnittlich rund 360 MJ pro m² und Jahr gewonnen werden. Das technisch sinnvoll erschließbare Potenzial (Abschnitt 7) ist wesentlich geringer, da die gewonnene Wärme in unmittelbarer Nähe zu beheizender Gebäude erschlossen werden muss und Beschränkungen der Flächennutzbarkeit zu berücksichtigen sind. Die nutzbare Fläche redu-

ziert sich dadurch auf etwa 7 ‰ der Gesamtfläche Deutschlands, die sinnvoll gewinnbare Energiemenge auf 940 PJ/a (Kaltschmitt & Wiese, 1997).

Die Anzahl und Leistung der derzeit in Deutschland installierten Kleinanlagen kann nur geschätzt werden, da keine zentrale Erfassung existiert. Seit Kurzem werden vom Bundesverband für Wärmepumpen e.V. (BWP, 2007) Verkaufszahlen von Wärmepumpen veröffentlicht (Abb. 8.17), die eine Verdoppelung der Verkaufszahlen für 2006 gegenüber dem Vorjahr belegen. Diese Verkaufszahlen treffen aber keine Aussagen zum Ersatz älterer Anlagen durch neue Technik. Konservative Schätzungen ergeben für Deutschland 2006 etwa 65 000 Kleinanlagen mit einer Gesamtleistung von 740 bis 810 MW_{th} (Schellschmidt et al., 2007). Die installierte Leistung dieser Heizungsanlagen beträgt üblicherweise jeweils 8 bis 15 kW_{th}.

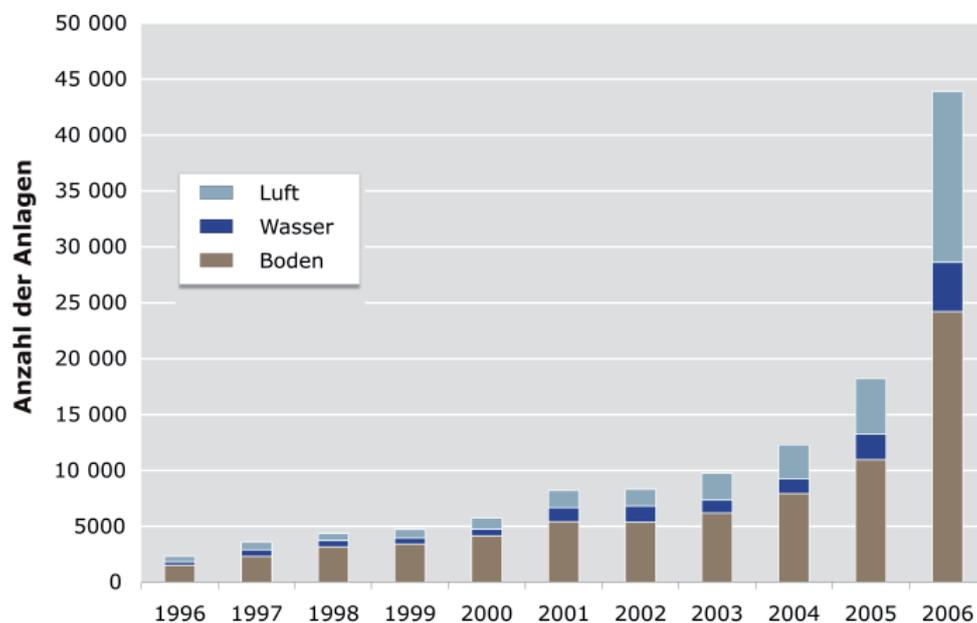


Abbildung 8.17: Verkaufsstatistik für Erdwärmepumpen in Deutschland von 1996 bis 2006 (BWP, 2007).

8.6.3 Hydrothermale Ressourcen

Hydrothermale Ressourcen hoher Temperatur sind hauptsächlich auf Gebiete mit rezentem Vulkanismus beschränkt, in denen aufgestiegene Magmenkörper den Untergrund in vergleichsweise geringen Tiefen stark aufheizen. Aktive Vulkane gibt es in Deutschland nicht, deshalb werden hier überwiegend Untergrundtemperaturen angetroffen, die nicht weit von dem normalen geothermischen Gradienten abweichen. Schließt man den Tiefenbereich unterhalb 5000 m aus, so sind in Deutschland also im Wesentlichen hydrothermale Ressourcen niedriger Temperatur (bis 150 °C) zu betrachten. Diese Ressourcen befinden sich in Gebieten, in denen potenziell Wasser führende Gesteine in Teufen anzutreffen sind, die für die Erdwärmennutzung in Frage kommen. Die wichtigsten dieser Gebiete sind das Süddeutsche Molassebecken, der Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken (Abb. 8.18).

Im Norddeutschen Becken werden bis 5000 m Teufe in der Regel normale Temperaturgradienten von etwa 30 °C/km angetroffen. Als hydrothermale Ressourcen sind hier potenziell Wasser führende Schichten der Unterkreide, des mittleren und unteren Jura, des oberen

Keuper, des mittleren Buntsandsteins und des Rotliegend zu beachten. Im süddeutschen Molassebecken bildet der hydraulisch relativ gut durchlässige Malmkarst die wichtigste geothermische Ressource. Sein Potenzial für die Wärmegewinnung wurde Ende der 1980er Jahre in einem umfangreichen Forschungsvorhaben abgeschätzt (Frisch et al., 1992; Schulz & Jobmann, 1989). Die dabei gewonnenen Ergebnisse liefern Vorstellungen über die Größenordnung der regional gewinnbaren Energie und sind durch eine Reihe von Bohrungen bestätigt worden.

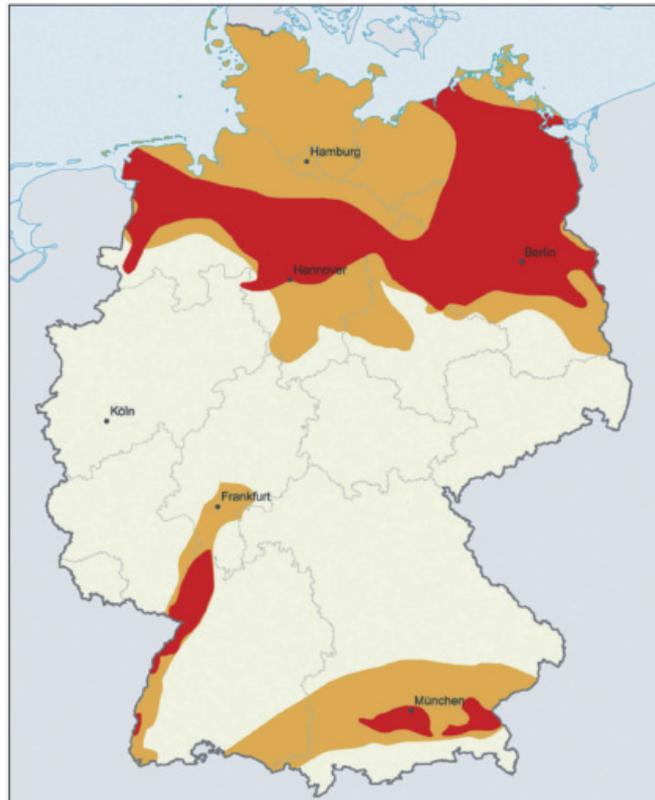


Abbildung 8.18: Hydrothermale Ressourcen in Deutschland (Schulz et al., 2007). Rote Bereiche kennzeichnen Gebiete mit Temperaturen über 100 °C, während gelbe Flächen Temperaturen über 60 °C bezeichnen.

Im Oberrheingraben liegen die Gebiete Deutschlands mit den höchsten Temperaturgradienten. Im südlichen Bereich kann der Gradient fast 110 °C/km erreichen, im nördlichen Bereich werden bis 3000 m Tiefe noch bis zu 44 °C/km angetroffen. Im Oberrheingraben kommen hauptsächlich der Obere Muschelkalk, der Buntsandstein und das kristalline Grundgebirge als geeignete Aquifere und hydrothermale Ressourcen in Betracht. Neben den genannten Gebieten kommen grundsätzlich noch weitere Beckenstrukturen wie die Subherzynische Senke, das Thüringer Becken und die Süddeutsche Senke als mögliche hydrothermale Lagerstätten in Frage.

Nach Tabelle 8.3 ist der potenzielle nutzbare Energiegehalt des Norddeutschen Beckens hauptsächlich wegen seiner großen Fläche mit 293 EJ am größten. Die Abschätzungen dort sind jedoch mit großen Unsicherheiten belegt, da bei der Ermittlung von Werten der aus Geothermie gewinnbaren Energiemengen die Verteilung der hydraulischen Durchlässigkeit und Porosität in den Zielformationen in der Regel nicht ausreichend bekannt ist.

Tabelle 8.3: Abschätzung der maximalen Mengen an gewinnbarer thermischer Energie nach Regionen (Hurter & Haenel, 2002) und der zur Stromerzeugung maximal gewinnbaren thermischen Energie (Jung et. al., 2002).

| Region | gewinnbare thermische Energie (EJ) | zur Stromerzeugung nutzbare Energie (EJ) |
|----------------------|--------------------------------------|--|
| Norddeutsches Becken | 293 | 59 |
| Molassebecken | 64 | 13 |
| Oberreingraben | 156 | 18 |
| <i>insgesamt</i> | <i>513</i> <i>etwa 16 300 GWh</i> | <i>90</i> <i>etwa 2900 GWh</i> |

Für die Stromerzeugung kommt von den in Tabelle 8.3 angegebenen insgesamt nutzbaren Energiemengen nur der Teil in Betracht, bei dem die Temperatur der Thermalwässer einen Mindestwert übersteigt und bei dem die Resttemperatur nach der Nutzung eine technisch bedingte Untergrenze nicht unterschreitet. Jung et al. (2002) beziehen dabei potenziell wasserführende Formationen mit Temperaturen oberhalb 100 °C ein und setzen für die Stromerzeugung ohne anschließende Wärmenutzung eine Resttemperatur von 70 °C an. Für die Auswahl bevorzugter Erschließungsgebiete sind die Zahlenangaben in Tabelle 8.3 jedoch nicht ausschlaggebend. Von Bedeutung ist hier vielmehr die Frage, in welchen Gebieten die höchsten Ergiebigkeiten und thermischen Leistungen pro Bohrungspaar erzielbar sind und wie hoch das Fündigkeitsrisiko für hydraulisch günstige Strukturen ist.

Das derzeit größte Geothermiekraftwerk Deutschlands wurde 2007 in Landau, Rheinland-Pfalz, in Betrieb genommen. Über eine rund 3300 m tiefe Förderbohrung wird hier mit einer Fließrate von 50 bis 70 l/s etwa 150 °C heißes Wasser an die Erdoberfläche gebracht und in zwei Stufen abgekühlt (Abb. 8.19). Im ersten Schritt wird der Temperaturbereich zwischen 150 und 70 °C in einem ORC-Kraftwerk genutzt, um Strom für rund 6000 Haushalte zu erzeugen. Die installierte elektrische Leistung beträgt damit 3 MW_e. Die Restwärme des Thermalwassers wird in einem zweiten Schritt zur Fernwärmeversorgung für etwa 200 bis 300 Haushalte genutzt, was einer thermischen Leistung der Restwärme von 3 bis 6 MW_{th} entspricht.

Das derzeit größte geothermische Heizwerk in Deutschland wurde 2005 in Unterschleißheim bei München in Betrieb genommen. Hier wird 81 °C heißes Thermalwasser mit einer Förderate von 90 l/s aus rund 1960 m Teufe gefördert. Mit der Energie des Thermalwassers werden Wohngebiete und öffentliche Gebäude über ein Fernwärmenetz versorgt. Die geothermische Jahresproduktion beträgt 28,25 GWh. Nur in Spitzenlastzeiten ist eine zusätzliche Wärmeerzeugung mit Erdgas und leichtem Heizöl erforderlich, der Geothermieanteil soll aber mindestens 61 % betragen.

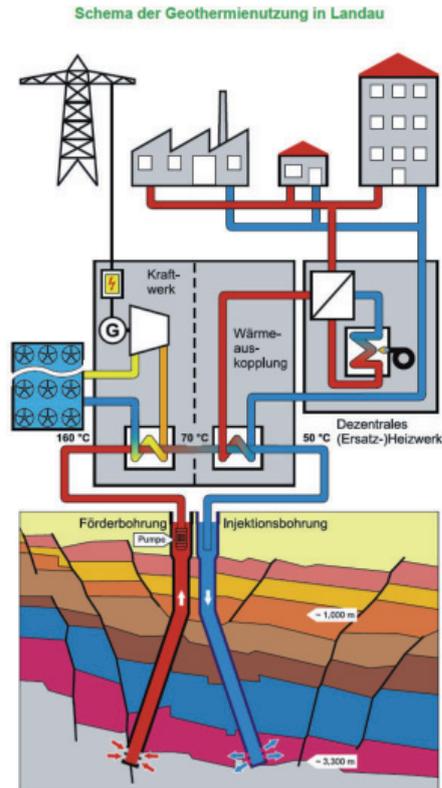


Abbildung 8.19: Geologische Situation und technische Umsetzung des größten Geothermiekraftwerks in Deutschland, Landau (www.geox-gmbh.de).

8.6.4 Hot-Dry-Rock-Ressourcen

Hot-Dry-Rock-Lagerstätten für geothermische Energie umfassen Gesteine, in denen die Temperatur hoch genug ist, aus denen aber ohne zusätzliche Behandlung keine ausreichenden Mengen Heißwasser gewonnen werden können (Abschnitt 7.2.4). Als potenziell für die Stromerzeugung mit Hot-Dry-Rock-Technologie nutzbare Gebiete in Deutschland werden das mittel- und süddeutsche Kristallingebiet, das Kristallin im Oberrheingraben und die Verbreitung der Rotliegend-Vulkanite im Norddeutschen Becken angesehen (Abb. 8.20). Ausgehend von der Annahme einer optimalen Funktionstüchtigkeit und Einsetzbarkeit der HDR-Technologie erhält man die in Tabelle 8.4 angegebenen maximal gewinnbaren thermischen Energiemengen für die Stromerzeugung. Jung et al. (2002) beziehen dabei kristalline Gesteine im Teufenbereich zwischen 3000 m und 7000 m ein und setzen für die Stromerzeugung ohne anschließende Wärmenutzung eine Resttemperatur von 70 °C an. Sie schätzen so die zur Stromerzeugung bei optimaler Nutzbarkeit der HDR-Technologie maximal gewinnbare Energiemenge in Deutschland auf 8620 EJ (Tab. 8.4).

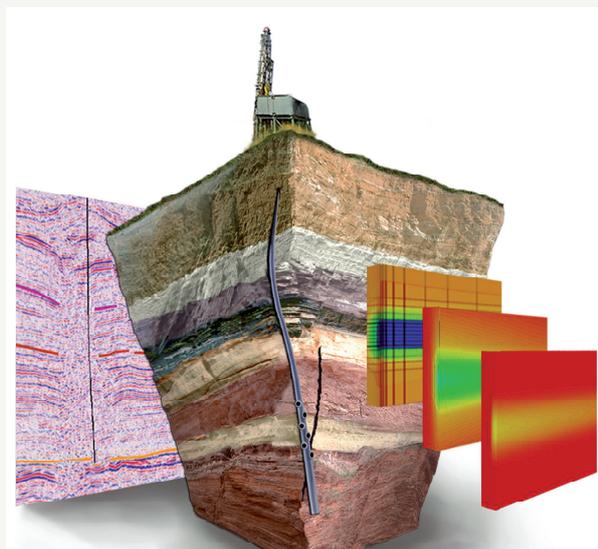
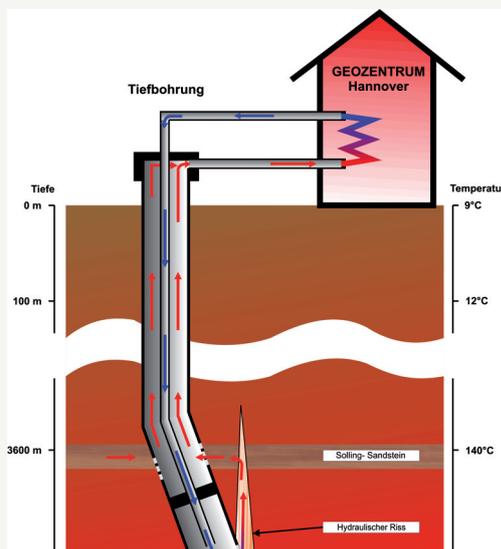
Tabelle 8.4: Maximal gewinnbare thermische Energie zur Stromerzeugung bei optimaler Nutzbarkeit der HDR-Technologie (JUNG et al., 2002).

| Region | zur Stromerzeugung nutzbare Energie (EJ) |
|---|--|
| Norddeutsches Becken | 540 EJ |
| Oberrheingraben | 480 EJ |
| Mittel- und Süddeutsches Kristallingebiet | 7 600 EJ |
| <i>Insgesamt</i> | <i>8 620 EJ = ca. 274 000 GWh</i> |



GeneSys – Wärmegewinnung mit Ein-Bohrloch-Verfahren

Mit dem Projekt GeneSys (Generierte Geothermische Energie Systeme) der BGR und des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik (LIAG) in Hannover werden neuartige Konzepte für die Erdwärmegewinnung aus großen Tiefen entwickelt und umgesetzt. Im Vordergrund steht dabei die Wärmegewinnung für Abnehmer mittlerer Größe (einige Megawatt thermische Leistung) unabhängig vom Standort auch aus gering durchlässigen Sedimentgesteinen. Geplant ist die Umsetzung einer Ein-Bohrloch-Technik zur Reduzierung der Erschließungskosten am Beispiel der Wärmeversorgung der Büro- und Laborgebäude des Geozentrums Hannover. Dazu wird neben dem Geozentrum eine Bohrung bis in die Gesteine des mittleren Buntsandsteins in etwa 3800 m abgeteuft. Mit Hilfe eines vorher in einem Forschungsprojekt an der bestehenden Erdgas-Erkundungsbohrung Horstberg Z1 entwickelten Ein-Bohrloch-Konzeptes muss dann Wasser bei einer Temperatur von etwa 130 °C mit einer mittleren Fließrate von 25 m³/h zur Nutzung verfügbar gemacht werden. Dazu muss eine Wasserzirkulation zwischen dem Wärmereservoir im Untergrund und der technischen Wärmenutzung etabliert werden. Dies geschieht durch Aufbrechen der Gesteinsschichten (*Frac*) durch Einpressen von Wasser unter hohem Druck. Die gute hydraulische Leitfähigkeit eines derartigen künstlich erzeugten Risses im Gestein und dessen hohe Speicherfähigkeit konnten in Horstberg Z1 in einem sogenannten zyklischen Test für die Wärmegewinnung nachgewiesen werden. Kaltes Frischwasser wurde in den Riss verpresst und nach einer Verweilzeit als Heißwasser wieder rückgewonnen. Durch Wiederholung dieses Prozesses konnte die zyklische Energiegewinnung aus dem Riss grundsätzlich demonstriert werden. In einem weiteren Verfahren wurde die durch den Riss geschaffene hydraulische Kommunikation zwischen zwei Sandsteinschichten ausgenutzt, um eine Wasserzirkulation zu realisieren. Das Abteufen der GeneSys Bohrung soll noch 2009 beginnen.



Die Nutzungsmöglichkeiten des Hot-Dry-Rock-Verfahrens sind generell noch schwer einzuschätzen. Erst 2008 wurde erstmals in dem **Pilotprojekt in Soultz-sous-Fôrets** im Elsass Strom aus einem Hot-Dry-Rock-System produziert. Zur Vorbereitung war hier 20 Jahre lang in dem europäischen Forschungsvorhaben die Gewinnung von Erdwärme aus tiefen, dichten Gesteinsformationen mittels künstlicher Risserzeugung untersucht worden. Zur Erschließung des Reservoirs war eine Bohrlochtriplette bestehend aus einer Injektions- und

zwei Produktionsbohrungen bis auf 5000 m in den Granit abgeteuft (Abb. 8.21) und durch massive Injektion von Wasser mit einem Kluftnetzwerk von mehreren Quadratkilometern Ausdehnung verbunden worden. Das so geschaffene künstliche geothermische Reservoir erlaubt die Zirkulation von Wasser in einem geschlossenen Kreislauf zwischen mehreren Bohrungen (Schindler et al., 2008). Nach einem erfolgreichen Zirkulationstest im Jahr 2005 startete im Sommer 2008 der Testbetrieb zur Stromerzeugung. Die thermische Leistung von $13 \text{ MW}_{\text{th}}$ wird mittels eines ORC-Kraftwerks in eine elektrische Leistung von maximal $2,1 \text{ MW}_e$ umgesetzt.

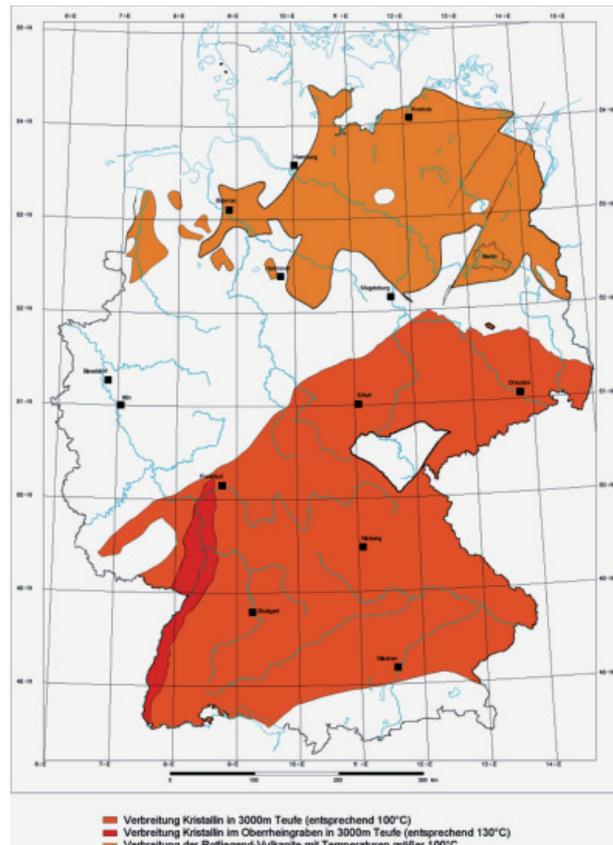


Abbildung 8.20: Verbreitung kristalliner Gesteine in Deutschland die für die geothermische Stromerzeugung nach dem Hot-Dry-Rock Verfahren in Frage kommen (Jung et al., 2002).

Trotz der Erfolge im HDR-Projekt Soultz reichen die derzeit vorliegenden Erfahrungen noch nicht aus, um Erfolge der Hot-Dry-Rock-Technologie an beliebigen Standorten zu garantieren. Die Standortbedingungen, insbesondere Gesteinseigenschaften, tektonische Spannungen, Kluftgitter und Existenz von Störungen haben einen erheblichen Einfluss auf Ausbildung und Eigenschaften der geschaffenen oder stimulierten Riss-Systeme. Es ist daher zurzeit noch nicht sicher, ob das Hot-Dry-Rock-Verfahren an allen Standorten in den ausgewiesenen Kristallingebieten anwendbar ist und welcher Anteil des riesigen Potenzials tatsächlich nutzbar wird.

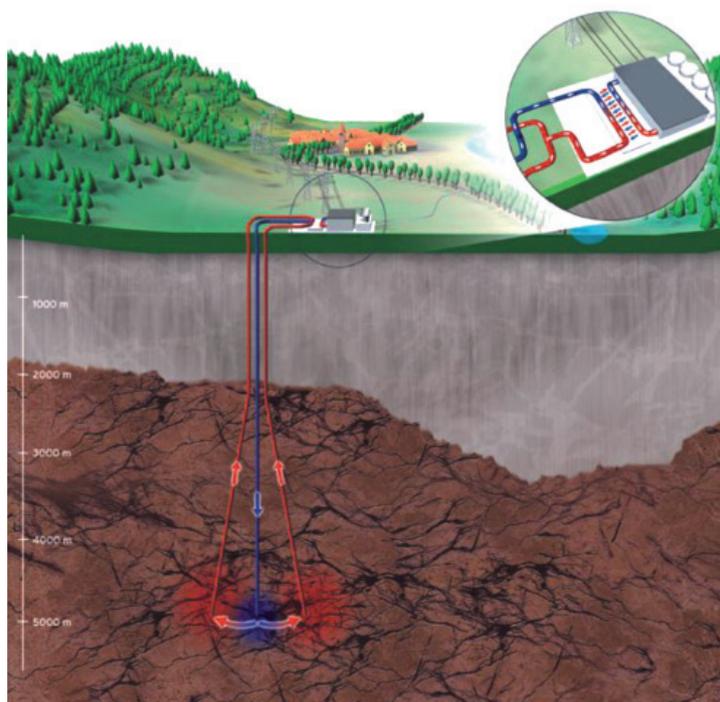


Abbildung 8.21: Geologische Situation und technische Umsetzung des Hot-Dry-Rock-Projektes Soutz-sous-Fôrets. Quelle: GEIE „Exploitation Minière de la chaleur“.

8.6.5 Die Zukunft der Geothermie in Deutschland

Die Entwicklung der Nutzung von Geothermie in Deutschland hat stark von den durchgeführten Gesetzesänderungen und Maßnahmen des integrierten Energie- und Klimapakets der Bundesregierung profitiert. Im Zusammenhang mit der ökologischen Steuerreform legte die Bundesregierung ein Förderprogramm für *Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien* auf. 2004 wurde die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verabschiedet und 2008 modifiziert. Damit werden für Strom aus Geothermiekraftwerken bis 10 MW 16 ct/kWh und aus Anlagen größer als 10 MW 10,5 ct/kWh vergütet. Zusätzliche Vergütungen ergeben sich für Anlagen, die vor 2015 in Betrieb gehen, für die Nutzung von Restwärme und den Einsatz von petrothermaler Technik zur künstlichen Risserzeugung.

Die rasante Entwicklung der thermischen Nutzung der Geothermie hat dazu geführt, dass bis 2004 in Deutschland 30 geothermische Anlagen größer 100 kW_{th} (Abb. 8.22) mit einer gesamt installierten Leistung von 104,6 MW_{th} betrieben wurden (Schellschmidt et al., 2005). Weitere 15 Projekte sollen bis 2010 fertiggestellt sein. Damit wären insgesamt 231 MW_{th} installiert, die elektrische Leistung aus geothermischen Anlagen betrüge dann 18 MW_e.

Eine Übersicht über Standorte und Details der sich derzeit in Planung oder Umsetzung befindlichen Geothermieprojekte bietet das geothermische Informationssystem für Deutschland. Dieses wird vom Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) im Geozentrum Hannover entwickelt und kann über das Internet recherchiert werden (www.geotis.de).

Die Forschung zur tiefen Geothermie in Deutschland zielt vor allem darauf ab, durch technische Innovationen die Kosten für Exploration und Nutzung geothermischer Ressourcen zu

mindern. Beispiele für Forschungsprojekte sind die gerade in Betrieb genommene Hot-Dry-Rock-Anlage in Soultz-sous-Fôrets und das GeneSys-Projekt, das Büro- und Laborräume für rund 1000 Bedienstete des Geozentrums Hannover mit Wärme aus einer Geothermieanlage mit innovativer Ein-Bohrloch-Technologie versorgen soll (Infobox 11).

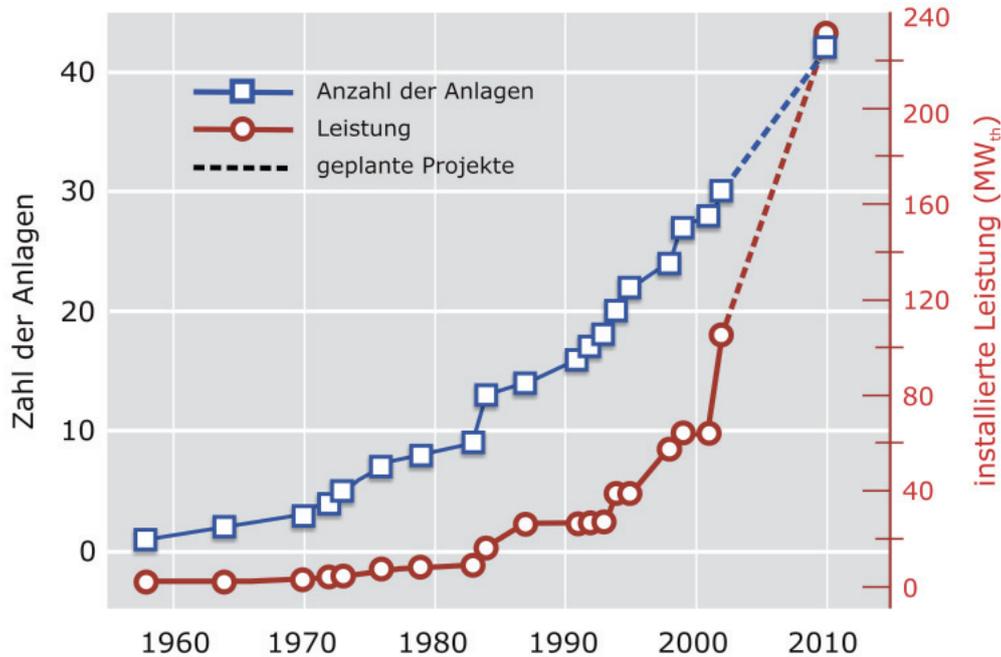


Abbildung 8.22: Installierte geothermische Anlagen mit mehr als 100 kW_{th} und deren Leistung in Deutschland seit 1955 sowie ein Szenario der Entwicklung bis 2010 (Schellschmidt et al., 2005).

8.7 Energierohstoff-Lieferanten Deutschlands

Deutschland ist bei allen Energierohstoffen mit Ausnahme von Braunkohle in hohem Maße von Importen abhängig. Annähernd 90 % des Urans bezieht Deutschland aus Frankreich, Kanada, Großbritannien und den USA. Daher und mit Blick auf die gute Vorratssituation sind Lieferengpässe für Uran nicht absehbar. Die Situation der wichtigsten Lieferländer für die einzelnen fossilen Energierohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle wird im Folgenden näher beleuchtet. Dabei werden die Entwicklung der Reserven und der Förderung sowie die noch geschätzten Ressourcen analysiert. Des Weiteren erfolgt ein Ausblick auf weitere potenzielle Lieferanten.

8.7.1 Erdöl-Lieferländer

Einer näheren Betrachtung werden die sieben führenden Lieferländer unterzogen, die im Jahr 2007 jeweils mehr als 2,5 Mt geliefert haben und auf die gemeinsam über 83 % der Importe entfielen (Tab A 8-1). Die Entwicklung der Reserven und der Förderung ab 1960 beziehungsweise 1970 ist in Abbildung 8.23 in der Reihenfolge der im Jahr 2007 nach Deutschland gelieferten Menge an Erdöl dargestellt. Für Russland, Kasachstan und Aserbaidschan liegen separate Reservenangaben erst seit 1990 vor. Zusätzlich sind die Ressourcen Ende 2007 angeführt.

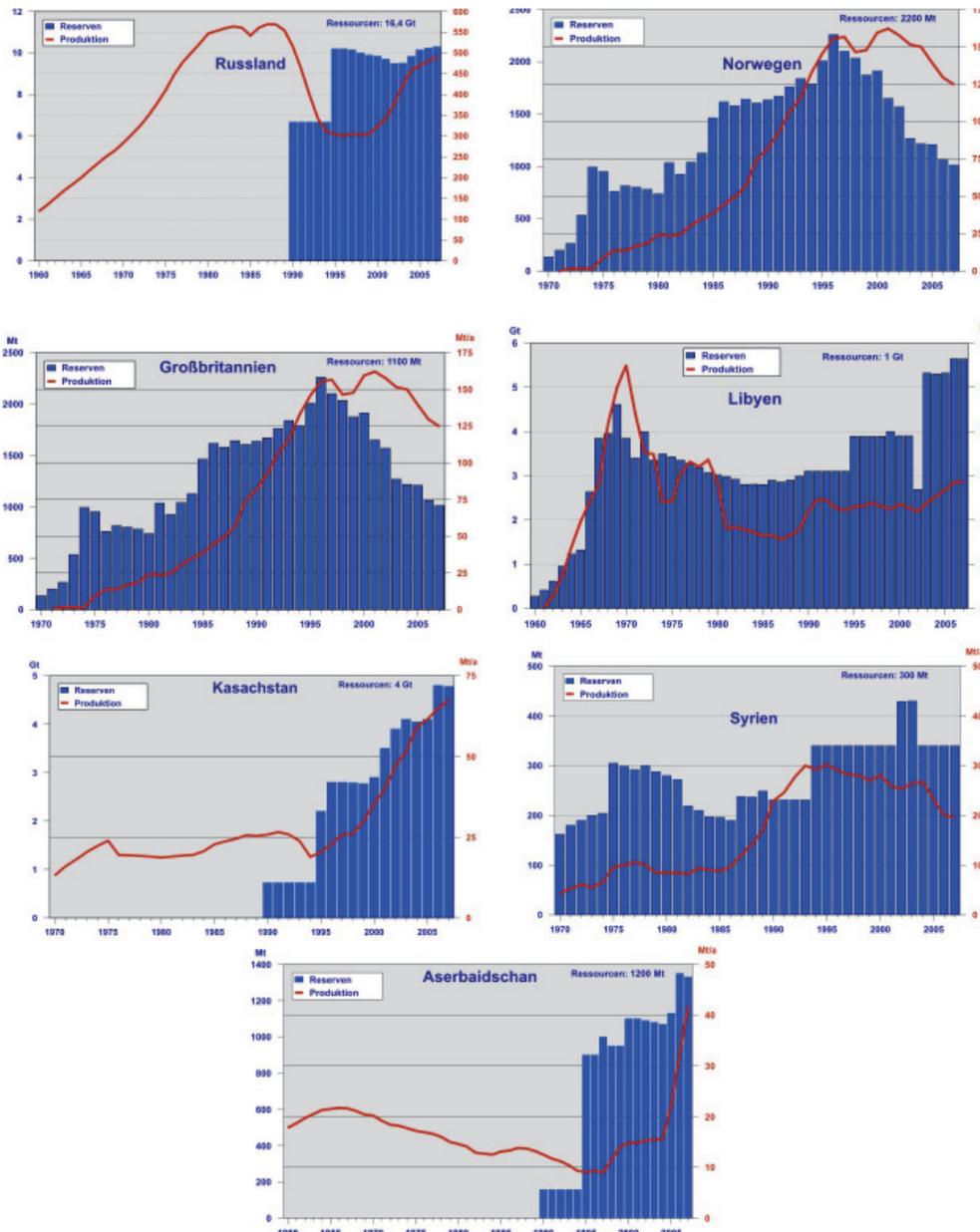


Abbildung 8.23: Entwicklung der Reserven und der Förderung sowie geschätzte Ressourcen Ende 2007 bedeutender Rohöllieferländer Deutschlands.

Ausgehend von den vorliegenden Darstellungen können die Länder generell in zwei Kategorien untergliedert werden:

1. Länder mit rückgängigen Reserven und fallender Förderung. Hierzu zählen Norwegen, Großbritannien und Syrien, das zukünftig auch mit sinkender Förderung rechnet.
2. Länder mit steigenden beziehungsweise konstanten Reserven und steigender Förderung. Hierzu zählen insbesondere Kasachstan und Aserbaidschan aber auch Libyen und Russland.

Entsprechend dieser Zuordnung wird sich die Bedeutung letzterer Länder für die zukünftigen deutschen Erdölimporte ändern. Während die Anteile des Nordseeöls, das gegenwärtig zusammen mit den dänischen Lieferungen etwa 30 % erreicht, zurückgehen werden, dürfte

der Anteil aus Ländern wie Kasachstan und Aserbaidschan aber auch Libyens steigen. Die Höhe der russischen Lieferungen hängt dagegen von weiteren Faktoren ab. Entscheidend sind einerseits die weitere Entwicklung der Förderung, die 2008 leicht rückgängig war, andererseits die Entwicklung der Exporte in andere Regionen, insbesondere in den asiatischen Markt.

Da Erdöl ein weltweit gehandeltes Produkt ist, können auch andere Anbieter für die Versorgung Deutschlands in Frage kommen. Entsprechend der Lage beim verbleibenden Potenzial (Abb. 3.3) bieten sich hierfür die OPEC-Staaten am Persischen Golf, Nigeria, Angola, Brasilien und Venezuela an, allerdings mit der Konsequenz, dass die OPEC-Anteile an den deutschen Importen zunehmen. Die Verfügbarkeit am Weltmarkt hängt von der globalen Situation von Angebot und Nachfrage ab. Unter diesem Gesichtspunkt erscheint das Engagement deutscher Erdölfirmen im Ausland zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wichtig.

8.7.2 Erdgas-Lieferländer

Einer näheren Betrachtung werden die drei führenden Lieferländer unterzogen, auf die im Jahr 2007 über 96 % der Importe entfielen (Tab A 8-2). Die Entwicklung der Reserven und der Förderung ab 1950 ist in Abbildung 8.24 in der Reihenfolge der im Jahr 2007 gelieferten Menge an Erdgas dargestellt. Zusätzlich ist die geschätzte Größe der Ressourcen Ende 2007 angeführt.

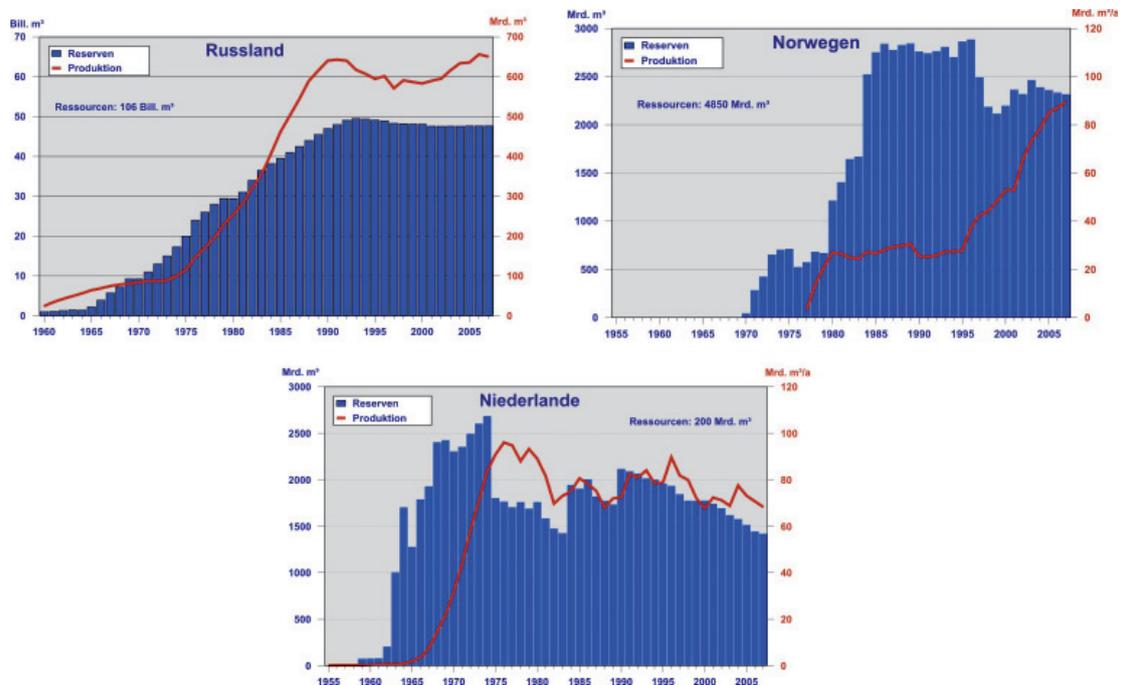


Abbildung 8.24: Entwicklung der Reserven und der Förderung sowie geschätzte Ressourcen Ende 2007 bedeutender Erdgaslieferländer Deutschlands.

Ausgehend von diesen Darstellungen können die Lieferländer auch für Erdgas in zwei Kategorien untergliedert werden:

1. Länder mit rückgängigen Reserven und fallender Förderung. Hierzu zählen die Niederlande, die auch nur geringe Ressourcen aufweisen.
2. Länder mit konstanten Reserven und steigender Förderung. Hierzu zählen Russland und Norwegen, die zudem noch über bedeutende Mengen an Ressourcen verfügen. Diese beiden Länder werden auch in Zukunft eine wichtige Rolle bei der Versorgung Deutschlands mit Erdgas spielen. Bei Russland ist zu berücksichtigen, dass in absehbarer Zeit insbesondere die bisher noch nicht entwickelten Reserven in den arktischen Regionen, insbesondere der Jamal-Halbinsel und des Shtokman-Feldes, erschlossen werden müssen, um den langfristigen Lieferverpflichtungen nachzukommen (Bittkow & Rempel, 2009).

Als potenzielle Lieferländer kommen ausgehend vom verbleibenden Potenzial (Abb. 4.3) die erdgasreichen Länder des Nahen Ostens (Iran, Katar, Irak), Nordafrikas (Algerien, Libyen, Ägypten), der Kaspischen Region (Kasachstan, Turkmenistan, Aserbaidshan) und Nigeria in Frage. Eine entsprechende Diversifizierung der Erdgasimporte setzt allerdings die Schaffung der erforderlichen Infrastruktur voraus. Neben dem Bau neuer, beziehungsweise der Erweiterung vorhandener Pipelines müssten in Deutschland auch die Voraussetzungen für die Anlandung von verflüssigtem Erdgas geschaffen werden.

8.7.3 Hartkohle-Lieferländer

Die in Deutschland verbrauchte Braunkohle stammt fast ausschließlich aus heimischer Förderung (Abschnitt 8.3.4). Im Gegensatz dazu wurde die sinkende heimische Förderung von Hartkohle in den vergangenen Jahren größtenteils durch steigende Hartkohleimporte ausgeglichen. Beliefen sich die deutschen Hartkohleimporte 1990 auf 11,7 Mt, so fielen sie 2007 mit 47,5 Mt bereits viermal so hoch aus und deckten rund zwei Drittel des deutschen Hartkohlebedarfs. Auf die fünf führenden Lieferländer von Hartkohle (Abb. 8.12), zu denen Russland, Südafrika, Kolumbien, Australien und Polen zählen, entfielen 2007 knapp 74 % der Importe. Durch die seit der Jahrtausendwende zu beobachtende ständige Erhöhung der russischen Einfuhren avancierte Russland in den Jahren 2006 und 2007 zum größten Kohlelieferanten Deutschlands. Nahezu parallel dazu verringerten sich die Einfuhren aus Polen, was primär auf den Rückgang der dortigen Förderung zurückzuführen ist. Alle diese Länder verfügen für viele Jahrzehnte über ausreichend Reserven für die Aufrechterhaltung der gegenwärtigen Förderung. Zusätzlich sind für diese Länder bedeutende Ressourcen ausgewiesen.

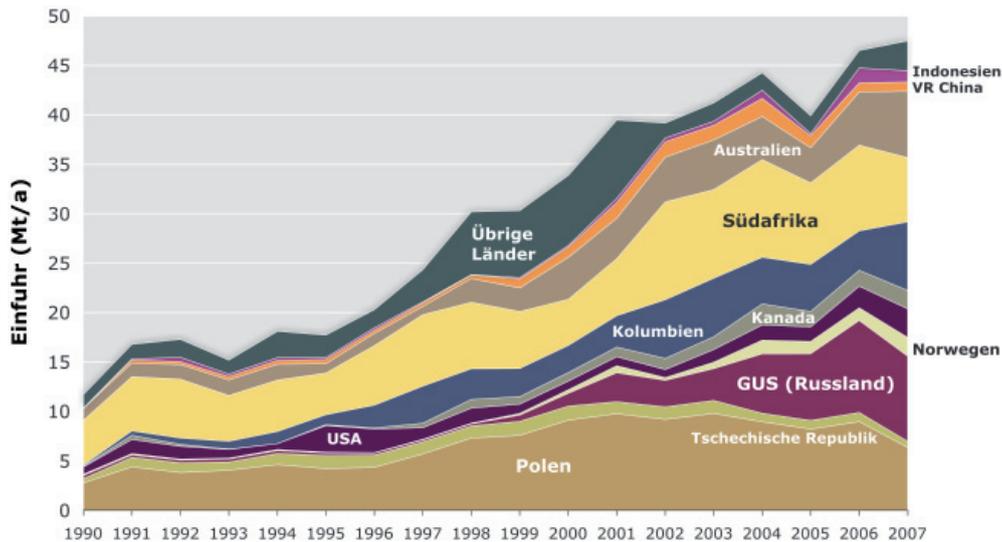


Abbildung 8.25: Entwicklung der Einfuhr von Hartkohle und Hartkohleprodukten wie Steinkohle, Steinkohlekoks und Steinkohlebriketts nach Deutschland seit 1991 (nach verschiedenen VDKI-Jahresberichten).

8.8 Literatur zu Energierohstoffe in Deutschland

- AGEB (2008): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007. 30 S., Berlin. http://www.agenergiebilanzen.de/cms/verwaltung/files.php?path=../../daten/1203946104_91.0.94.131.pdf&name=jahresbericht_ageb_25_2_2008.pdf&mime=application/pdf
- BAFA (2009): Statistiken – Mineralöl/Rohöl: Entwicklung der Einfuhr 1991 – 2007 und Entwicklung der Einfuhr 2007 – 2008. <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/rohoel/statistiken/index.html>
- Statistiken – Kraftwerkssteinkohlebezug aus Drittländern: Mengen und Preisübersicht. <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/statistiken/index.html>
- BGR (2008): Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien Heft XXXVII: Bundesrepublik Deutschland - Rohstoffsituation 2007. - 252 S.; Hannover.
- Bittkow, P. & Rempel, H. (2009): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (2). *Erdöl Erdgas Kohle* 125, 1: 11-19.
- BMWi (2009): Monatliche Erdgasbilanz und Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. - <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=53736.html>.
- Boigk, H. (1981): Erdöl und Erdölgas in der Bundesrepublik Deutschland. Erdölprovinzen, Felder, Förderung, Vorräte, Lagerstättentechnik, 313 S.; Ferdinand Enke Verlag, Stuttgart.
- Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. (2007): basic sales data, Bundesverband Wärmepumpe e. V Elisabethstr. 34, D80796 München, <http://www.waermepumpe-bwp.de>
- Debriv (2000): Braunkohle - Ein Industriezweig stellt sich vor. - 56 S.; Köln.
- (2007): Braunkohle in Deutschland 2007 - Profil eines Industriezweiges. - 72 S.; Köln.
- Dehmer, J. (2004): A short report of the investigations made on the facies of German coal deposits. - *International Journal of Coal Geology*, 58: 41-51.

- DGMK, Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V. (2009): http://www.dgmk.de/upstream/abstracts/projects/TightGas_final.html.
- Drozdowski, G. (1993): Geologie der Steinkohlevorkommen in Deutschland – Tektonische Situation, Voraussetzung für die Rohstoffgewinnung, Vorräte. – In: Wiggering, H. [Hrsg.]: Steinkohlenbergbau – Steinkohle als Grundstoff, Energieträger und Umweltfaktor: 43 – 53, 4 Abb., 1 Tab.; Berlin (Ernst & Sohn Verlag).
- EID (2009): RWE: LNG-Anlandestation in Wilhelmshaven braucht Anschluss an Speicher Etzel. – Energie Informationsdienst, Heft 11/09: 15, Hamburg.
- Einecke, E.-J. (1995): Grube Messel-Ölschiefervorkommen. In: Bergbehörden und Bergbau in Hessen: S. 68-71; -ISBN 3-87455-139-3.
- Frisch, H., Schulz, R. & Werner, J. (1992): Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken. – In: Schulz, R., Werner, R., Ruhland, J. & Bußmann, W. (Hrsg.): Geothermische Energie, Forschung und Anwendung in Deutschland : 99–118; Karlsruhe (C.F. Müller).
- Füchtbauer, H. (1993): Geologie der Steinkohlevorkommen in Deutschland – Aufbau und Entstehung des kohleführenden Oberkarbons. – In: Wiggering, H. [Hrsg.]: Steinkohlenbergbau – Steinkohle als Grundstoff, Energieträger und Umweltfaktor: 35 – 43, 4 Abb., 1 Tab.; Berlin (Ernst & Sohn Verlag).
- Juch, D., Roos, W.-F. & Wolff, M. (1994): Kohleninhalts erfassung in den westdeutschen Steinkohlenlagerstätten. –In: Geologisches Landesamt Nordrhein-Westfalen [Hrsg.]: Das Subvariscikum Norwestdeutschlands, Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen, 38: 189-307; Krefeld.
- Jung, R., Röhling, S., Ochmann, N., Rogge, S., Schellschmidt, R., Schulz, R. & Thielemann, T. (2002): Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraftwärmekopplung (KWK) in Deutschland, Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung am Dt. Bundestag (TAB).
- Kaltschmitt, M. & Wiese, A. (Hrsg.) (1997): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2. Aufl., Berlin usw. (Springer).
- LBEG (2008): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007 - Jahresbericht des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie, 54 S.; Hannover.
- McCloskey (2003 - 2009): McCloskey Coal Report, Issue 74 – 204; zweiwöchentliche Ausgabe.
- MWV (Mineralölwirtschaftsverband) (2007): Jahresbericht Mineralölzahlen 2006 – 80 S.; Hamburg.
- Pätz, H., Rascher, J. & Seifert A. (1989): Kohle – ein Kapitel aus dem Tagebuch der Erde. – 150 S.; Leipzig.
- Pohl, W. (1992): W. & W. E. Petrascheck´s Lagerstättenlehre. Eine Einführung in die Wissenschaft von den mineralischen Bodenschätzen. – 504 S.; Stuttgart (E. Schweizerbart´sche Verlagsbuchhandlung).
- Porth, H. et al. (1997): Erdgas, Reserven – Exploration – Produktion. – Geol. Jb., Reihe D, Heft 109, 86 S.; Hannover.
- Schellschmidt, R., Sanner, B., Jung, R. & Schulz, R. (2005): Geothermal Energy Use in Germany, Proceedings World Geothermal Congress 2005.
- (2007): Geothermal Energy Use in Germany, Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching.
- Schindler, M., Nami, P., Szablinski, D., Teza, D., Tischner, T. & Schellschmidt, R. (2008): Von der Reservoirentwicklung zur Stromproduktion im Geothermieprojekt Soultz. Der Geothermiekongress 2008, Karlsruhe.

- Schulz, R. & Jobmann, M. (1989): Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken – Teilgebiet: Hydrogeothermik. – Abschlußbericht, LIAG Archiv-Nr. 105 040; Hannover.
- Schulz, R., Agemar, T., Alten, J.-A., Kühne, K., Maul, A.-A., Pester, S. & Wirth, W. (2007): Aufbau eines geothermischen Informationssystems für Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle, 123/2.
- SdK (Statistik der Kohlenwirtschaft) (2008): Zahlen zur Kohlenwirtschaft. Heft Nr. 155. - 71 S.; Essen und Köln.
- Thielemann, T., Cramer, B. & Schippers, A. (2004): Coalbed methane in the Ruhr Basin, Germany: a renewable energy resource?- Organic Geochemistry, 35: 1537-1549.
- Thielemann, T. (2005): Geowissenschaftliche Karte der Bundesrepublik Deutschland 1:2 000 000; Kohlereviere, Kohle-Infrastruktur sowie Torf- und Ölschieferlagerstätten. – BGR, 1 Karte; Hannover.
- VDKI (2008): Verein der Kohlenimporteure – Jahresbericht 2008 – Fakten und Trends 2007/2008. - 99 S.; Hamburg. <http://www.verein-kohlenimporteure.de/wDeutsch/download/VDKI-Geschaeftsbericht-2008.pdf?navid=14>.
- VDKI (2003-2009): Monatsstatistiken zu den Grenzübergangspreisen für Steinkohlen sowie Übersichten zu den Einfuhren; zusätzlich auf der Homepage des VDKI: Marktinformationen - Preise (für Steinkohlen): <http://www.verein-kohlenimporteure.de>.
- Vulpus, R. (1993): Die Braunkohlelagerstätten in den fünf neuen Bundesländern. - Zeitschrift für angewandte Geologie, 39(2): 96; Stuttgart.

9 Verfügbarkeit der Energierohstoffe

9.1 Dynamik der Erschöpfung endlicher Ressourcen

In der Diskussion um die Endlichkeit von Rohstoffen, insbesondere von Energierohstoffen, sollen verschiedene Begriffe wie *Reichweite*, *Statische Reichweite*, *Fördermaximum*, *Peak Oil* oder *Verfügbarkeit* Aussagen oder Richtwerte über das Maß an Erschöpfung der Vorräte ermöglichen. Dabei impliziert gerade der Begriff *Reichweite* direkt die Frage, *wie lange der Rohstoff noch reicht*. Ob sich das Reichen des Rohstoffes darauf bezieht, bis wann sämtliche Bedürfnisse aus der Nutzung des Rohstoffes befriedigt werden können, oder auf die letzte Produktion vor der absoluten Erschöpfung aller Lagerstätten oder eine andere Situation zwischen diesen Extremen, ist in aller Regel nicht definiert.

9.1.1 Statische Reichweite

Eine gewisse Schärfung des Begriffes *Reichweite* stellt die *Statische Reichweite* dar. Diese *Statische Reichweite* wird berechnet als Verhältnis der Reserven zu der aktuellen Jahresproduktion. Im Ergebnis steht eine Jahreszahl, beispielsweise 40 Jahre für Erdöl, die besagt, ab wann kein Erdöl aus den heute bekannten Mengen mehr da wäre, wenn von jetzt an jedes Jahr konstant, also statisch, produziert würde. Da bisher in keinem Jahr die gleiche Menge an Erdöl produziert wurde wie im Vorjahr und sich auch die bekannte Menge an produzierbarem Erdöl jährlich ändert, ließe diese *Statische Reichweite* bereits für das Folgejahr keine Vorhersage zu. Tatsächlich werden bei vielen Rohstoffen, darunter auch Erdöl, über die Jahre relativ konstante *Statische Reichweiten* beobachtet (Abb. 9.1). So bewegte sich die *Statische Reichweite* von Erdöl von 1945 bis heute zwischen 20 und 45 Jahren. Seit über 20 Jahren schwankt dieser Wert nur noch zwischen 40 und 45 Jahren. Grund hierfür ist, dass die Ölindustrie fortwährend exploriert, neue Lagerstätten entdeckt und durch technische Maßnahmen das Potenzial bereits in Produktion befindlicher Lagerstätten erweitert. Dadurch bekommt die *Statische Reichweite* eher den Charakter einer Art Zustandsbeschreibung der betreffenden Rohstoff extrahierenden Industrie. Wenn also die *Statische Reichweite* plötzlich deutlich sinken würde, könnte das bedeuten, dass im besagten Verhältnis die Menge an noch produzierbarem Erdöl, also die Reserven und Ressourcen, stärker nachlassen, als der Bedarf es erfordert. Das könnte als Zeichen gewertet werden, dass in der Industrie ein nachlassendes wirtschaftliches Interesse an der Erschließung neuer Vorkommen herrscht oder aber die Exploration und Erschließung mit der notwendigen Steigerung der Produktion nicht mehr Schritt halten.

Aus den geschilderten Sachverhalten ergibt sich, dass die *Statische Reichweite* nicht dazu geeignet ist, Aussagen über die künftige Entwicklung der Produktion von Energierohstoffen zu treffen. Name und Aussagewert der *Statischen Reichweite* stehen somit in keinem Zusammenhang. Dadurch ist die Verwendung der *Statischen Reichweite* immer missverständlich. In der vorliegenden Studie wird die *Statische Reichweite* daher nicht für die Charakterisierung der Rohstoffverfügbarkeit genutzt.

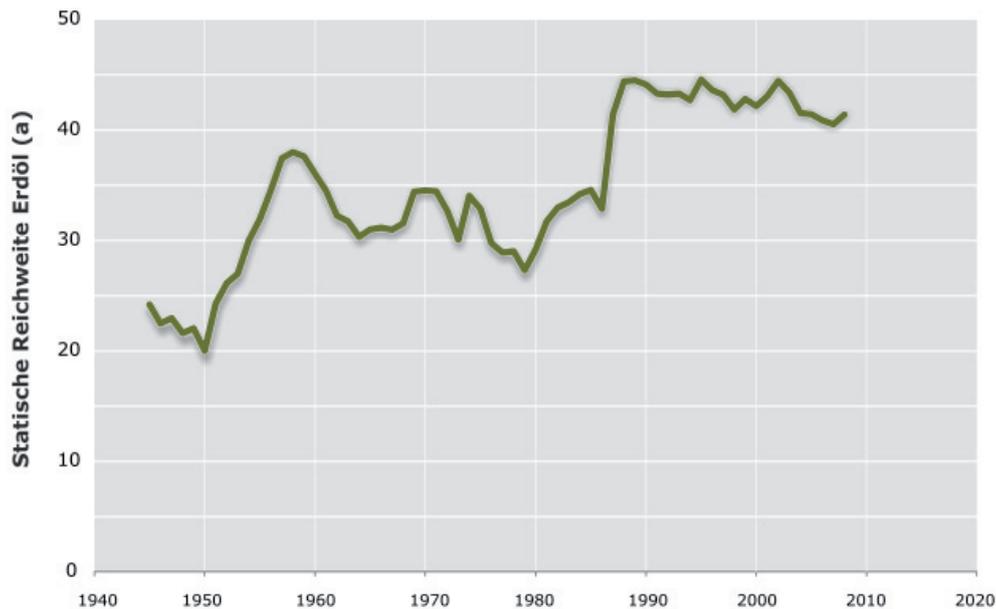


Abbildung 9.1: Statische Reichweite von Erdöl zwischen 1945 und 2008.

9.1.2 Peak Oil

Als *Peak Oil* wird allgemein das Allzeit-Fördermaximum an Erdöl, also die maximal pro Jahr jemals geförderte Menge an Rohöl verstanden. Ursprünglich für die Vorhersage des Förderverlaufs von Erdöl entwickelt, wird dieses Modell inzwischen von einigen Autoren ebenso für Erdgas (*Peak Gas*) und sogar für Kohle (*Peak Coal*) verwendet. Die Theorie von *Peak Oil* leitet sich aus den Annahmen der vom amerikanischen Geologen Marion King Hubbert (1903 bis 1989) entwickelten Hubbertkurve her. Danach wird die weltweite Förderung von Erdöl zunächst stetig ansteigen und dann, sobald die Hälfte des Erdöls gefördert wurde, irreversibel zurückgehen. Da nach dieser Theorie bei *Peak Oil* die Hälfte der Erdölmenge verbraucht sein wird, wird dieser Punkt auch *Depletion Midpoint* genannt. Die Richtigkeit der Annahmen zu *Peak Oil* wird einerseits damit begründet, dass Vorhersagen von Hubbert zum Verlauf der Erdölförderung in den USA tatsächlich zutrafen

Nach der *Peak-Oil*-Theorie kann im Idealfall der künftige Verlauf der weltweiten Erdölproduktion einschließlich des *Peak Oil* schon frühzeitig aus der bisherigen Produktion und der Entdeckungsgeschichte der Ölfelder durch Anpassung von Typkurven vorhergesagt werden. Allerdings sind Berechnungen, Darstellungen, Definitionen und Ausgangsdaten verschiedener *Peak-Oil*-Modelle uneinheitlich, wodurch sich aus dieser Theorie ein großes Spektrum an möglichen Produktionsverläufen ergibt (Abb. 9.2, 9.3). Während zu Beginn der *Peak-Oil*-Diskussion vor allem sogenannte *Hubbertkurven* als Grundlage genommen wurden, nutzen jüngere Einschätzungen auch Ansätze wie *Backdating*-Methode, *Creaming Curves*, das *Hotelling*-Modell und probabilistische Modelle.

Die Szenarien der möglichen Entwicklung der Erdölförderung in den Abbildungen 9.2 und 9.3 weisen *Peak Oil* zwischen 2007 und 2070 aus. Unterschiede ergeben sich unter anderem aus der Berücksichtigung von nicht-konventionellem Erdöl. Bemerkenswert ist, dass die Mengen an insgesamt förderbarem Erdöl in den verschiedenen Modellen, erkennbar an den Flächen unter den Förderkurven, stark voneinander abweichen. Hier gehen unterschiedliche Annahmen über das Gesamtpotenzial in die Betrachtungen ein. In die Darstellung nach

ASPO (2008) wurden zur besseren Vergleichbarkeit die Förderung von NGL und Erdöl aus der Arktis und der Tiefsee mit einbezogen, obwohl diese im Sinne von Campbell zum nicht-konventionellen Erdöl zu rechnen sind. Insgesamt zeigt sich, dass gerade das zu Grunde gelegte Gesamtpotenzial ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor bei der Prognose künftiger Förderentwicklungen ist. Bei der Kombination aus konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl (Abb. 9.3) ist mit Ausnahme der Kurve von Odell (2000), deren Maximum bei 2070 liegt, nur eine geringfügige Verschiebung des *Peak Oil* zu erkennen.

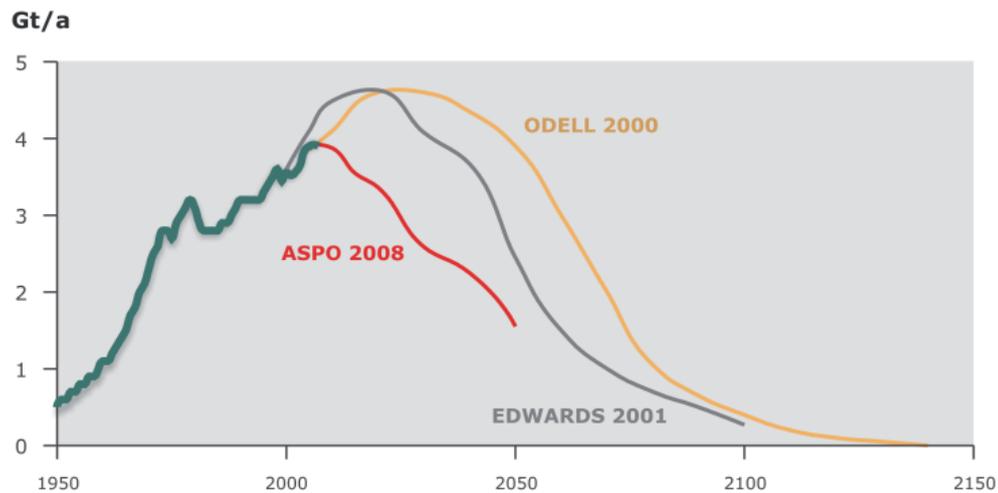


Abbildung 9.2: Beispiele für prognostizierte Förderverläufe mit Peak Oil von konventionellem Erdöl.

Im Gegensatz zu den *Peak-Oil*-Modellen, die per se darauf ausgerichtet sind, den Zeitpunkt des Maximums der Erdölförderung vorherzusagen, weisen Bedarfsszenarien einhergehend mit den zu Grunde liegenden Wachstumsprognosen in der Regel stetige Anstiege des Erdölverbrauchs bis in weite Zukunft aus. Diese Szenarien berücksichtigen allerdings nicht die Vorratssituation.

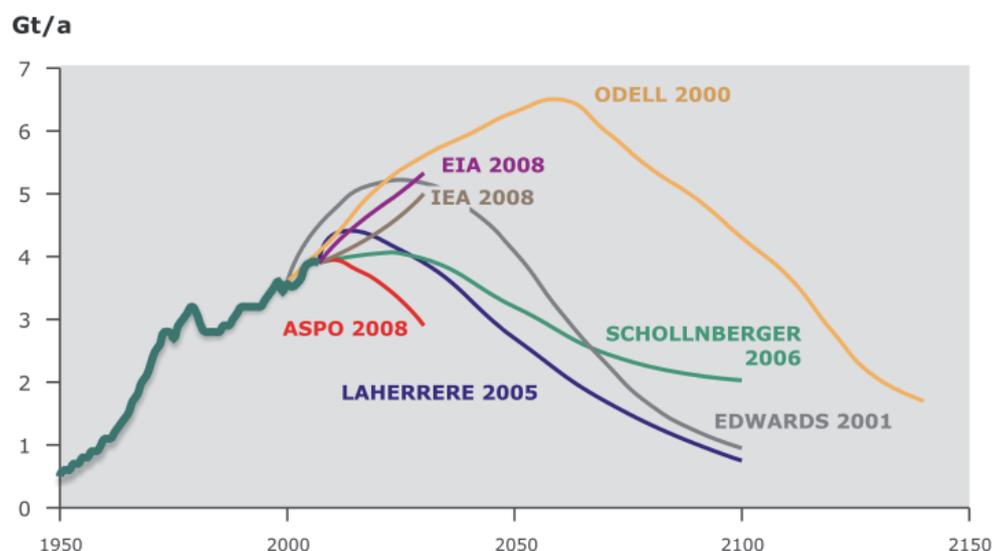


Abbildung 9.3: Beispiele für prognostizierte Förderverläufe mit Peak Oil von konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl.

9.1.3 Verfügbarkeit

Die Geschichte der Förderung fossiler Energieträger bis heute zeigt, dass bisher nicht primär die geologische Verfügbarkeit für die Produktion ausschlaggebend war. Vielmehr entwickelte sich eine steigende Nachfrage als Folge technologischen Fortschritts, gesamtwirtschaftlicher und geopolitischer Prozesse, der hohen Wertschöpfung und des jeweiligen Investitionsklimas. Diese Nachfrage und die hohen Gewinne waren ein steter Anreiz, neue Lagerstätten zu suchen und zu erschließen. Das mag sich angesichts der Endlichkeit der fossilen Rohstoffe künftig ändern, in der Vergangenheit jedoch war das Wechselspiel von Angebot und Nachfrage die treibende Kraft sowohl für die Erschließung neuer Felder und neuer Gebiete, wie auch für die Aufgabe nicht mehr rentabler Felder.

So ist auch der Begriff Reserve nicht allein durch geologische Kriterien definiert, sondern setzt voraus, dass der Abbau wirtschaftlich profitabel ist (Abschnitt 2.4.2). Durch den technischen Fortschritt und in Ermangelung von kostengünstigeren Alternativen konnten in der Vergangenheit immer mehr Lagerstätten als wirtschaftlich eingestuft werden und damit zur Erhöhung der Reserven beitragen. In welchem Umfang diese Entwicklung fortgesetzt werden kann, hängt wesentlich davon ab, ob Wirtschaft und Politik die Herausforderungen, die mit einem größeren Explorations- und Förderaufwand in Frontiergebietern verbunden sind, annehmen. So gesehen stellt die geologische Verfügbarkeit keine unabhängige Größe dar, sondern kann nur im Kontext mit dem wirtschaftlichen Umfeld gesehen werden.

Das Zusammenspiel geologischer, politischer und wirtschaftlicher Faktoren zusammen mit der technologischen Entwicklung kann zu unvorhersehbarer Dynamik bei der Verfügbarkeit von Energierohstoffen führen. So bedeuten Phasen mit starken Erhöhungen des Ölpreises zusätzliche Belastungen für die Erdölimportländer, mit dem positiven Effekt, dass das Bedürfnis zum sparsamen Umgang mit dem endlichen Rohstoff wächst. Mit steigenden Energierohstoffpreisen erhöht sich zudem die Bereitschaft zur verstärkten Exploration und Erschließung von Lagerstätten, die bislang als nicht wirtschaftlich galten. Ein starker Ölpreisverfall, der für den Verbraucher zunächst lukrativ erscheint, führt zu starken Einnahmeverlusten bei den Erdölproduzenten und -exporteuren und langfristig zu einem Rückgang der Explorationsaktivitäten. Der daraus resultierende Rückgang der Reserven kann wiederum Auswirkungen auf das künftige Energierohstoffangebot und das Preisniveau haben, indem er infolge der Angebotsverknappung die Preise wiederum in die Höhe treibt.

Zwischenzeitliche Einnahmeverluste bei den Erdölexportländern können bei einer starken Erdölabhängigkeit der jeweiligen Wirtschaft zu einem Konjunkturabschwung führen. So sanken die Staatseinnahmen Nigerias, die zu etwa 85 % aus der Erdölbranche stammen, von USD 4,4 Mrd. im Oktober 2008 auf rund USD 2,9 Mrd. im November 2008. Als Folge der Asienkrise mit dem Rückgang der Erdölnachfrage und der Uneinigkeit innerhalb der OPEC verzeichneten die OPEC-Länder 1998 Einnahmeverluste von rund USD 50 Mrd., was etwa einem Drittel der geplanten Einnahmen aus dem Ölgeschäft entsprach. Diese Erfahrung war wichtiger Beweggrund für die OPEC-Länder, die selbst auferlegte Förderdisziplin strenger einzuhalten.

Im Laufe der Geschichte gab es aus unterschiedlichen Gründen immer wieder Störungen im Energiemarkt, die die Verfügbarkeit der Rohstoffe beeinflussten (Fattouh, 2007 b). Hier spielen komplementäre Interessen von Produzenten und Konsumenten, staatliche Einfluss-

nahme und Unsicherheiten für das Investitionsverhalten durch wirtschaftliche, finanzielle und politische Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle.

Komplementäre Interessen von Produzenten und Konsumenten zeigen sich beispielsweise in dem Verhalten von OPEC und IEA. Die OPEC besitzt mit der Möglichkeit der Festlegung von Förderquoten ein wirkungsvolles Instrument zur Beeinflussung des Erdölmarktes. Ziel dieser Organisation ist es, so viel Erdöl fördern zu können, dass sie die Nachfrage bei einem konstant hohen Preis befriedigen kann. Überangebote aber auch Verknappungen sind ungünstig für den Handel. Um sich gegen unerwartete Störungen zu schützen, wird angestrebt, die Förderkapazität stets um einige Prozentpunkte über der tatsächlichen Förderung zu halten (Abb. 9.4). Die Differenz zwischen Kapazität und Förderung, die sogenannte Ersatzkapazität, wird als möglicher Indikator für das Risiko kurzfristiger Lieferengpässe angesehen und hat Einfluss auf den Spotpreis (Fattouh, 2007 a).

Als Gegengewicht zum OPEC-Kartell haben die OECD-Länder 1974 die IEA gegründet. Sie schätzt die kurz- und langfristige Nachfrage nach fossilen Rohstoffen ab. Diese im jährlichen World Energy Outlook 2008 (IEA, 2008 a) veröffentlichte Analyse dient auch den produzierenden Ländern als Anhaltspunkt für Investitionen. Durch die rasche wirtschaftliche Entwicklung in Ländern außerhalb der OECD ist in den letzten Jahren die globale Nachfrage in einem unerwarteten Ausmaß angestiegen, so dass die Ersatzkapazität schrumpfte. Diese geringe Ersatzkapazität wird als ein möglicher Grund für die steigenden Preise der vergangenen Jahre bis 2008 angesehen (Abb.9.4).

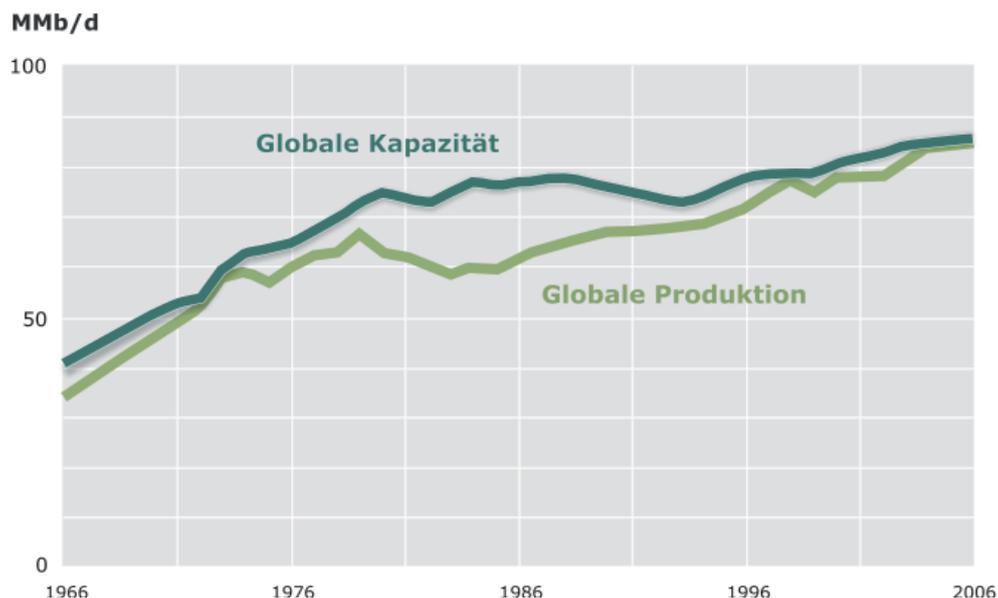


Abbildung 9.4: Entwicklung der weltweiten Förderkapazität und der Produktion zwischen 1966 und 2006. Die Differenz wird als Ersatzkapazität bezeichnet (Kloppers & Yaeger, 2008).

Analog zur Ersatzkapazität auf Produzentenseite existiert auf Verbraucherseite die nationale Bevorratung. Sie hat die Funktion, unvorhergesehene Versorgungsengpässe abzufedern. Die nationalen Krisenvorräte dürfen nur bei physischen Störungen und keinesfalls zur Preisbeeinflussung eingesetzt werden. Diese strategische Reserve wird von der IEA beaufsichtigt und kann die aktuelle Versorgung für die OECD etwa 52 Tage lang aufrechterhalten. In

Deutschland ist es die Aufgabe des Erdölbevorratungsverbands (EBV), Vorräte an Erdöl und Erdölzeugnissen im Umfang von mindestens 90 Verbrauchstagen zu halten. Alle Unternehmen, die die betreffenden Produkte im Inland herstellen oder nach Deutschland importieren, sind Pflichtmitglieder des EBV. Entsprechend existieren auch für den Gasmarkt Pufferkapazitäten, die jedoch nicht per Gesetz vorgeschrieben sind, sondern tages- oder jahreszeitliche Schwankungen in Angebot und Nachfrage ausgleichen (Abschnitt 8.2.4) und damit bislang eher ein betriebswirtschaftliches als ein politisches Instrument darstellen.

Ein zunehmendes Maß an **staatlicher Einflussnahme** auf die Gewinnung von Energierohstoffen lässt sich beispielhaft für Erdöl und Erdgas an dem Verhältnis der großen internationalen (IOC) zu den nationalen Öl- und Gasfirmen (NOC) erkennen (Infobox 1). Bis zum Beginn der siebziger Jahre wurde der Internationale Ölmarkt durch die IOCs beherrscht, bevor die *Ära der sieben Schwestern* durch die *Ära der OPEC* abgelöst wurde (Abb. 9.15). Auch heute, in der *Ära des globalen Marktes* ist der Einfluss der IOCs und der Independents noch erheblich (Infobox 1). Mit zunehmendem Einfluss der NOCs stellt sich die Frage, ob und in welchem Maße eine NOC als Regierungsinstitution anzusehen ist und wie weit sich politische Ziele von Regierungen auf Firmenstrategien auswirken. Durch die Verankerung nationaler, sozialer oder militärischer Prioritäten im Handeln von NOCs kann die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit absinken. Zudem können fallweise Gewinne der NOCs nur unzureichend unternehmerisch genutzt werden. Nach Jaffe (2007) hinken NOCs den IOCs in ihrer Wirtschaftlichkeit mehrheitlich hinterher, weil sie Ölprodukte subventionieren und technisch nicht so effizient arbeiten wie die IOCs. Durch die fehlenden Gewinne muss mit größeren Schwierigkeiten bei der Erschließung neuer Lagerstätten und bei der Ausweitung der Produktion gerechnet werden, als dies in der Vergangenheit bei den IOCs der Fall war.

Weitere staatliche Einflussnahme auf die Verfügbarkeit der Energierohstoffe kann zudem durch Subventionen oder Gesetzgebung erfolgen. So fördern einige Nationen wie China und Indien aber auch Länder der OPEC durch massive Subventionen den Konsum fossiler Energieträger, um ihre nationale Wirtschaft an zentraler Stelle zu beleben. Laut IEA betragen die Subventionen 2007 im asiatischen Raum rund USD 100 Mrd. Angesichts des hohen Ölpreises mussten Asiens Regierungen Mitte 2008 die Subventionen allerdings kürzen (EID, 2008). Andere Länder versuchen, die Nutzung einzelner Energierohstoffe mit Hilfe der Gesetzgebung zurückzufahren. Angeführte Motive sind hier beispielsweise der Umweltschutz, die Reduzierung von CO₂-Emissionen, die angestrebte Unabhängigkeit von endlichen Energierohstoffen und Marktvorteile durch technische Innovationen. Begleitet werden diese Entwicklungen häufig durch unterstützende Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, der Belebung der Nutzung anderer Energierohstoffe und der Entwicklung und Markteinführung umweltfreundlicher, nachhaltiger, regenerativer Energieformen.

Investitionen sind der zentrale Faktor dafür, dass neue Lagerstätten entdeckt, Techniken zum Abbau der Energierohstoffe entwickelt und Infrastruktur zu Produktion, Verarbeitung und Transport verfügbar gemacht werden. Dabei ist bekannt, dass Investitionen den Rohstoffpreisen zeitlich nachhängen. Bei der in Abbildung 9.5 ersichtlichen zeitversetzten Korrelation zwischen Ölpreis und Investitionen muss berücksichtigt werden, dass in Zeiten hoher Ölpreise auch die Explorationskosten, beispielsweise durch die Kosten für Tiefwasserbohrschiffe oder Rohstoffpreise für Rohre, steigen. Hohe Preise für Eisenerz, Stahl und andere Rohstoffe sind damit sowohl Ursache als auch Folge von hohen Preisen für Öl und Erdölprodukte. Der *IHS/CERA Upstream Capital Cost Index* (Yergin, 2008) zeigt, dass sich die

Kosten für Exploration und Produktion zwischen 2005 und 2008 weltweit nahezu verdoppelt haben. Ein Zusammenhang zwischen Investitionen und Erdölproduktion ist indessen nicht unmittelbar erkennbar, da von der Exploration über die Erschließung bis zur Förderung aus einem Erdölfeld bis zu einem Jahrzehnt oder länger vergehen kann. Diese Zeit verlängert sich noch einmal erheblich bei der Erkundung und Erschließung von Frontiergebietern. Umso bedeutender ist die Einsicht, dass Versorgungssicherheit nur dann gegeben ist, wenn Investitionen frühzeitig und unabhängig von kurzfristigen Wirtschaftsentwicklungen getätigt werden.

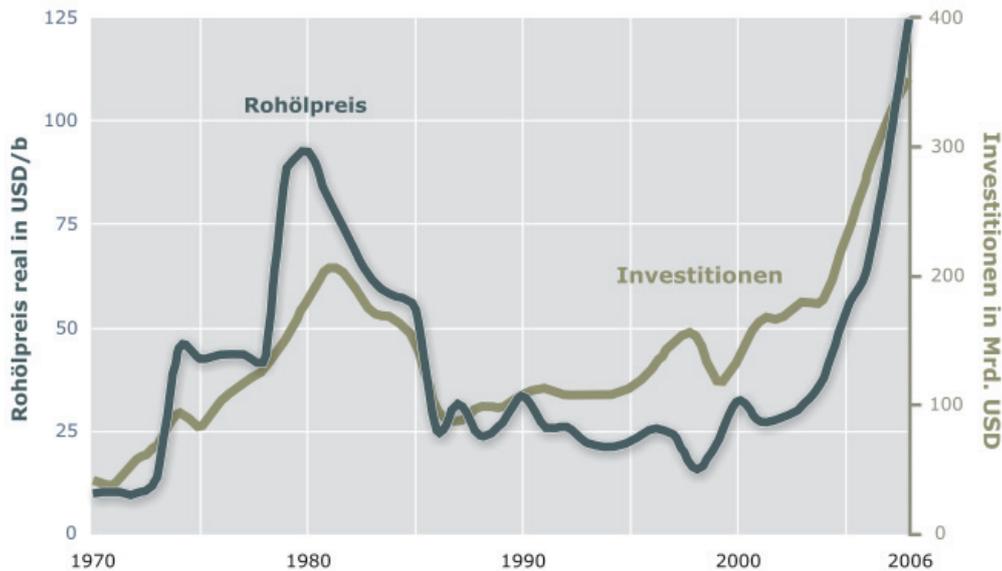


Abbildung 9.5: Vergleich der Entwicklung von Rohölpreis und Investitionen im Erdölsektor seit 1970 (NPC, 2008).

Dieser Einsicht steht in gewisser Hinsicht die Situation der Energierohstoffmärkte entgegen. Unsicherheiten, ob künftige Investitionen zum richtigen Zeitpunkt und in ausreichendem Maße getätigt werden, ergeben sich daraus, dass der weitaus größte Teil der zukünftigen Zuwächse von Öl- und Gaslagerstätten unter der Kontrolle von NOCs in Nicht-OECD-Ländern zu erwarten ist. Zudem werden in Zeiten niedriger Ölpreise nur zögerlich Kredite für Investitionen aufgenommen und vergeben. Ausreichende und rechtzeitige Investitionen sind insbesondere bei langfristig berechenbaren, stabilen Energie- und Finanzmärkten möglich. Investitionen, die zu früh erfolgen, können zu einem Überangebot mit Preisverfall und Verlusten führen. Bleiben jedoch Prospektion, Exploration und Entwicklung von Erdöllagerstätten in den Frontiergebietern aus, so können Versorgungsengpässe in den Erdölimportländern die Folge sein.

Der Begriff der Verfügbarkeit von Energierohstoffen hat also an jedem Punkt der Prozesskette von der Lagerstätte bis zum Endverbrauch eine andere Bedeutung. So wird ein an Erdölvorkommen reiches Land unter der Verfügbarkeit etwas anderes verstehen als ein Erdöl produzierendes Unternehmen, ein Raffineriebetrieb oder der Autofahrer an der Tankstelle. Die Verfügbarkeit von Energierohstoffen mit Blick auf die gesamte Prozesskette kann durch geologische Bedingungen, durch die technische Machbarkeit der Produktion, durch Transportbeschränkungen, durch Infrastrukturegebenheiten, durch politische Rahmenbe-

dingungen und Besonderheiten der wirtschaftlichen Situation der Märkte beeinflusst werden. Schwerpunkt der folgenden Ausführungen zu der Verfügbarkeit der einzelnen Energierohstoffe wird die geologische Verfügbarkeit sein. Dabei wird gegebenenfalls auch auf ableitbare Konsequenzen in den übrigen Einflussgrößen der Verfügbarkeit eingegangen.

9.2 Verfügbarkeit geothermischer Energie

Die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung beschränkte sich in den letzten Jahrzehnten weitgehend auf Länder, in denen aufgrund günstiger geologischer Bedingungen Hochtemperatur-Lagerstätten ausgebeutet werden konnten. Die Stromerzeugung aus Hydrothermal-Lagerstätten mit niedriger Temperatur und aus undurchlässigen Gesteinen mit Hilfe der HDR-Technik ist weltweit noch in der Erprobungsphase, so dass die künftige Entwicklung erst nach einer Bewährung der eingesetzten Methoden abgeschätzt werden kann. Bedeutsame Einflussgrößen für die Entwicklung und Prognosen geothermischer Energienutzung sind vor allem die Entwicklung der Energiekosten vor allem bei Kohle und Erdgas, Fortschritte der technischen Entwicklung der Erdwärmennutzung und politische Vorgaben und Fördermaßnahmen für die Geothermie.

Zwischen 1975 und 1980 stieg die installierte geothermische Leistung weltweit stark an. Von 1980 bis 2005 blieb die Steigerung annähernd konstant bei etwa 200 bis 250 MW_e pro Jahr und setzte sich bis 2007 fort (Bertani, 2008). Extrapoliert man diesen Trend bis 2010, erhält man mit 11 GW_e in etwa die Prognose der *International Geothermal Association* (IGA) (Abb. 9.6; IGC, 2007).

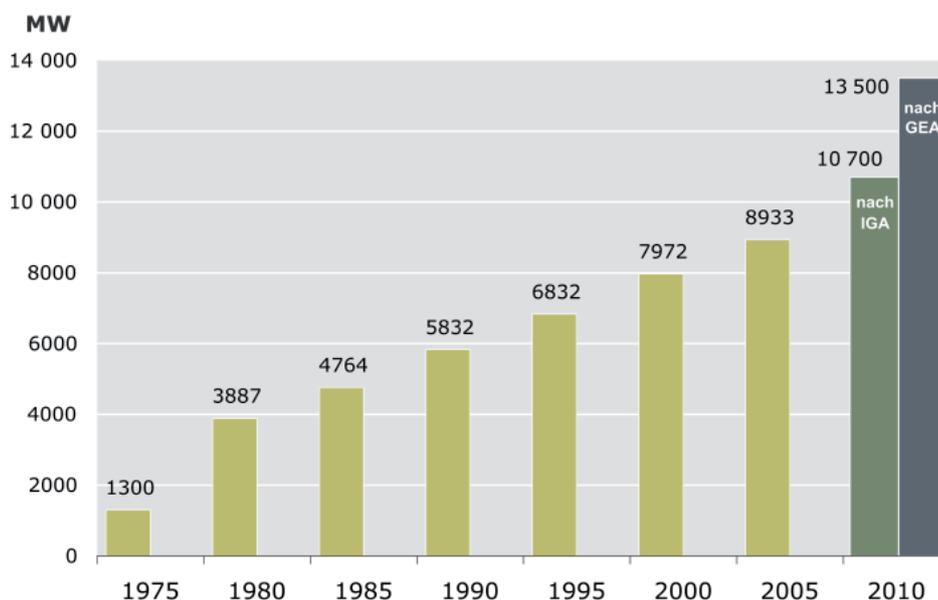


Abbildung 9.6: Entwicklung der weltweit installierten Leistung zur geothermischen Stromproduktion von 1975 bis 2005 sowie zwei Prognosen für das Jahr 2010 (Daten aus Lund et al., 2005; Bertani, 2005; Prognosen für das Jahr 2010: International Geothermal Association (IGA); US Geothermal Energy Association (GEA); Gawell & Greenberg, 2007).

Die Wirtschaftlichkeit einer geothermischen Stromerzeugung wird wesentlich durch Bohrkosten und Reservoirqualität beeinflusst. Je höher der Energiegehalt des Reservoirs ist, desto weniger Bohrungen werden für die gleiche Kraftwerksleistung benötigt. In diesem Zusammenhang spielt auch die binäre Kraftwerkstechnik mit Hilfe der ORC- und Kalina-Verfahren (Abschnitt 7.2.2) eine Rolle. Auch kann die Wirtschaftlichkeit eines Standard-Dampf-Kraftwerkes in vielen Fällen durch ein nachgeschaltetes Binärkraftwerk erheblich gesteigert werden. Normalerweise wird die kondensierte Flüssigkeit nach Durchlaufen der Dampfturbine mit hoher Temperatur wieder in die Lagerstätte injiziert. Die Restenergie dieser Flüssigkeit bleibt dadurch ungenutzt. Ohne zusätzliche Bohrkosten könnte man dieser Flüssigkeit in einer ORC- oder Kalina-Anlage weitere Energie entziehen. In vielen Fällen wäre diese Kaskadennutzung eine sehr effektive und heute bereits einsetzbare Möglichkeit zur zusätzlichen Energiegewinnung und Effizienzsteigerung.

Ein weiterer Gesichtspunkt, der aktuell zunehmend diskutiert wird, ist die sogenannte Erdöl-Koproduktion. Viele seit Jahren existierende Erdölbohrungen fördern erhebliche Mengen an Wasser mit einer Temperatur bis 200 °C. Die Energie dieser Wässer wird derzeit nicht zur Energiegewinnung genutzt. Im Gegenteil müssen diese Wässer oft mit erheblichen Kosten entsorgt werden. Nach der Trennung des Öls vom Wasser in Separatoren wäre eine Energienutzung in ORC- oder Kalina-Anlagen heute bereits ohne zusätzlichen Entwicklungsaufwand wirtschaftlich machbar. Daraus werden 1000 bis 5000 MW_e geothermischer Leistung für möglich gehalten (Forseo, 2008).

Die Weiterentwicklungen bereits vorhandener Methoden, wie der Einsatz superkritischer Fluide, Transmissivitätsverbesserungen in HDR-Bohrungspaaren, bessere und kostengünstigere Bohr- und Kraftwerkstechnik könnten in naher Zukunft die Steigerungsraten der geothermischen Stromproduktion weltweit forcieren. Sowohl Gawell & Greenberg (2007) als auch der World Energy Outlook (IEA, 2006) gehen von erheblichen Steigerungen aus. Letztere halten im Jahr 2030 eine jährliche geothermische Stromproduktion von 185 TWh für möglich. Für 2050 prognostizieren die erstgenannten Autoren eine installierte Leistung von 140 GW_e, beziehungsweise 1400 TWh pro Jahr (Abb. 9.7). Unter Verwendung künstlicher geothermischer Systeme (HDR oder *Enhanced Geothermal System*, EGS) wird bis ins Jahr 2050 eine geothermische Kapazität von bedeutend mehr als 150 GW_e prognostiziert (Rybach, 2008).

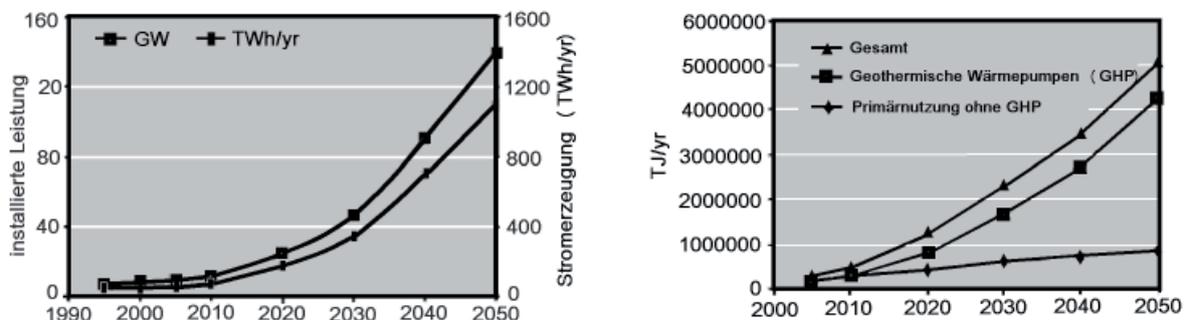


Abbildung 9.7: Prognosen zur Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung (links, Bertani, 2008) und der direkten Wärmenutzung (rechts, Friedleifsson et al., 2008).

Ein weiterer Gesichtspunkt bei der Nutzung geothermischer Energie ist die Einsparung von CO₂-Emissionen (Rybach, 2008). Geothermische Verfahren arbeiten ohne Verbrennung und verursachen damit wenig bis keine Treibhausgasemission. Der CO₂-Ausstoß heutiger Geothermiekraftwerke liegt bei etwa 120 g/kWh. Es wird erwartet, dass dieser mit verbesserter Technologie auf 10 g/kWh reduziert werden kann (Rybach, 2008). Bei einer für 2050 geschätzte Stromproduktion aus Geothermie von 1000 TWh/a könnte die Emission von mehreren Hundert Millionen Tonnen CO₂ eingespart werden, abhängig davon welcher fossile Energieträger substituiert wird. Wärmeproduzierende Erdwärmeanlagen, deren Wärmepumpen mit Elektrizität aus fossilbefeuerten Kraftwerken betrieben werden, reduzieren die CO₂-Emission verglichen mit Ölbrennern um 50 %. Falls der Wärmepumpen-Strom aus erneuerbaren Quellen wie Wasserkraft stammt, beträgt die Reduktion 100 %. Aufgrund des erwarteten Wachstums der Direktnutzung einschließlich Erdwärmepumpen könnte pro Jahr die Emissionsvermeidung durch Geothermie nach Friedleifson et al. (2008) mehr als 300 Millionen Tonnen CO₂ betragen.

9.3 Verfügbarkeit Uran

Trotz einer nachhaltigen Marktbelegung, die höhere Kostenkategorien wirtschaftlich abbaubar gemacht hat, werden als Reserven für Uran konservativ und aus Gründen der Vergleichbarkeit die bis USD 40/kg U wirtschaftlich gewinnbaren Mengen definiert. Das waren 2007 etwa 1,77 Mt U an Gesicherten Reserven (*Reasonably Assured Resources, RAR*). Der Vergleich dieser Uranreserven mit dem derzeitigen jährlichen Verbrauch von 0,041 Mt U zeigt auf, dass selbst wenn keine sekundären Versorgungsquellen genutzt würden, sogar für mehrere Jahrzehnte ausreichend Uran zur Verfügung steht. In der Vergangenheit wurden bei höheren Uranpreisen die Reserven mit Gewinnungskosten bis USD 80/kg U betrachtet und im Hinblick auf noch höhere Preise sogar die Kategorie gewinnbar bis USD 130/kg U und darüber hinaus in Betracht gezogen. Die derzeitige Marktlage erlaubt diese Einbeziehung höherer Kostenkategorien. Die Reserven (RAR), gewinnbar bis USD 80/kg U, belaufen sich auf 2,60 Mt U, die bis USD 130/kg U auf 3,34 Mt U jeweils einschließlich der RAR zu niedrigeren Gewinnungskosten. Dadurch wäre bei geänderter Nachfrage und damit wahrscheinlich verbundenen höheren Preisen noch einmal eine erhebliche Verlängerung der Lebensdauer von konventionellem Uran als Energierohstoff erreicht.

In die Analyse der Verfügbarkeit können auch die Vorräte der Kategorie der Vermuteten Ressourcen (*Inferred Resources, IR*) mit einbezogen werden, da diese mit geringem Aufwand zu Reserven überführt werden können. So kann damit gerechnet werden, dass die großen Mengen Vermuteter Ressourcen gewinnbar bis USD 40/kg U erschlossen werden, bevor die RAR zu Gewinnungskosten über USD 40/kg U abgebaut werden. Alle bekannten Vorräte (RAR + IR) sind in der folgenden Übersicht zusammengestellt (Tab. 9.1).

Tabelle 9.1: Bekannte Uranvorräte nach Gewinnungskosten (IAEA/NEA, 2008).

| Reserven/Ressourcen | Vorratskategorie | Menge (t U) |
|--|-------------------|------------------|
| RAR | < USD 40/kg U | 1 766 400 |
| Vermutete Ressourcen | < USD 40/kg U | 1 203 600 |
| RAR | 40 – USD 80/kg U | 831 600 |
| Vermutete Ressourcen | 40 – USD 80/kg U | 654 800 |
| RAR | 80 – USD 130/kg U | 740 300 |
| Vermutete Ressourcen | 80 – USD 130/kg U | 272 200 |
| <i>Bekannte Vorräte gewinnbar bis USD 130/kg U</i> | | <i>5 468 900</i> |

Die bekannten Vorräte von über 5,4 Mt Uran in konventionellen Lagerstätten können als planbare Größe der künftigen Versorgung angesehen werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Gewinnungskosten keine entscheidende Rolle spielen und bei entsprechendem Bedarf diese Vorräte tatsächlich in den Kreislauf gelangen, da die Kosten der bergmännischen Urangewinnung nur mit 6 bis 10 % in die Stromerzeugungskosten eingehen.

Weltweit waren 2007 2598 Mio. t U als sichere Vorräte, gewinnbar zu Kosten bis USD 80/kg U, bekannt. Bei dem derzeitigen Deckungsgrad des weltweiten Jahresbedarfs von rund 60 % durch die Bergbauproduktion würden die heute bekannten weltweiten sicheren Reserven etwa 63 Jahre den Bedarf decken können, bei Deckung des gesamten Bedarfs von 64 615 t U lediglich 40 Jahre. Die zusätzlich identifizierten Reserven belaufen sich auf 4456 Mio. t U (bis USD 80/kg U) bzw. 5468 Mio. t U (bis USD 130/kg U). Hinzu kommen Ressourcen von insgesamt 7771 Mio. t U (prognostiziert 2769 Mio. t U, bis USD 130/kg U; spekulativ 2973 Mio. t U). Diese Zahlen repräsentieren den aktuellen Stand 2008 und berücksichtigen nicht die derzeitige und zukünftige Explorationstätigkeit. Auf der Basis der vorliegenden Zahlen existiert eine rechnerische Verfügbarkeit von mehr als 200 Jahren.

Seit mehreren Jahren tragen die zusätzlichen Versorgungsquellen (Abschnitt 6.1.5) dazu bei, dass weniger Uran produziert als verbraucht wird. Es ist absehbar, dass diese auch künftig eine Rolle spielen werden. Nach einer Analyse der IAEA (2001) über die Uranverfügbarkeit bis 2030 und darüber hinaus wird damit gerechnet, dass bis zum Jahr 2050 Plutonium als Mischoxid (MOX) mit bis zu 3600 t U jährlich und wieder aufbereitetes Uran (REPU) mit bis zu 2500 t U jährlich verfügbar sind. Ihr Anteil am jeweiligen Jahresbedarf liegt danach zwischen 6 und 8 %.

Der Anteil der Lagerbestände könnte bis 2013 auf Null zurückgehen. Eine wichtige Rolle wird dem Kernwaffenuran (HEU) zugeschrieben, das jährlich bis etwa 15 % des Verbrauches decken kann und gemäß derzeitiger Vertragslage bis Anfang der 2020er Jahre verfügbar ist. Die Wiederanreicherung von *Tails* soll bis 2011 Anteile zwischen 3 und 8 % ausmachen. In Fünfjahresschritten betrachtet, könnte der Versorgungsbeitrag der zusätzlichen Quellen damit folgende Mengen ausmachen (Tab. 9.2):

Tabelle 9.2: Abschätzung der verfügbaren jährlichen Mengen an Uran aus zusätzlichen Quellen bis 2050.

| Jahr | Uran aus zusätzlichen Quellen |
|---------------|-------------------------------|
| 2007 | 23 336 t U |
| 2010 | 22 500 t U |
| 2015 | 17 500 t U |
| 2020 | 18 000 t U |
| 2025 bis 2050 | 6 100 t U |

Nach der Analyse 2007 der NEA und IAEA wird für die Entwicklung des Uranbedarfs bis 2030 ein *Low*- and *High*-Szenario aufgestellt, wonach der Verbrauch von 2007 bis 2030 kumulativ 1,98 beziehungsweise 2,35 Mt U betragen kann. Nach der Analyse der IAEA wird im *Middle*-Szenario zwischen 2007 und 2030 mit rund 2,15 Mt U gerechnet. Die Modellbetrachtungen der IAEA gehen nach einer älteren Studie bis 2050 von kumulativ 3,27 Mt U (*Low*), 5,27 Mt U (*Middle*) und 7,45 Mt U (*High*) aus.

Die World Nuclear Association (2001) hat auf der Basis von Umfragen bei kommerziellen Einrichtungen eine Projektion des Uranbedarfs bis 2020 in drei Szenarien (*Lower*, *Reference*, *Upper*) vorgelegt. Im *Lower*-Szenario wird ein kumulierter Bedarf von 1,16 Mt U bis 2020 erwartet, im *Reference*-Szenario sind es 1,3 Mt U und im *Upper*-Szenario rund 1,5 Mt U.

Aus den Analysen der IAEA und WNA kann abgeleitet werden, dass bis 2030 bis zu 450 000 t U aus zusätzlichen Quellen (Lagerbestände, HEU, MOX, REPU, Wiederanreicherung) verfügbar sein können. Diese Mengen müssten in diesem Zeitraum nicht produziert werden und würden unter optimalen Voraussetzungen der Bedarfsdeckung zugeführt. Je nach Szenario ergibt sich zwischen 2007 und 2030 ein gesamter Bedarf an Uran aus der Bergbauproduktion von 1,5 bis 1,9 Mt U. Das wären im Schnitt jährlich rund 65 000 bis 82 000 t U. Angesichts der Reserven von 1,77 Mt U ist dies möglich. Allerdings müssen in dieser Zeit ausreichend Produktionseinrichtungen betrieben und gegebenenfalls neue errichtet werden. Bei den derzeitigen Produktionsbetrieben ergibt sich folgendes Bild:

Die von NEA und IAEA 2008 vorgelegte Analyse der Produktionsmöglichkeiten legt als Vorratsbasis die RAR- + IR-Vorräte gewinnbar bis USD 80/kg U zugrunde. Die 2007 betriebenen Einrichtungen haben eine Bruttokapazität von etwa 54 370 t U jährlich. Aufgrund des Ausbaus bekannter Lagerstätten und der Erschließung neuer Produktionskapazitäten werden sich die Kapazitäten bis 2015 auf mehr als 95 630 t U pro Jahr erhöhen. Bei etwa 80%iger Auslastung stünden 2015 etwa 76 500 t U zur Verfügung. Insgesamt könnten von 2007 bis 2030 1,57 Mt U erzeugt werden. Unter Einschluss geplanter Betriebe könnten zwischen 2007 und 2030 etwa 101 200 t U jährlich produziert werden. Die daraus bis 2030 produzierbare Menge würde bei 80%iger Auslastung knapp 1,86 Mt U erreichen.

Aus diesen Betrachtungen wird erkennbar, dass die Versorgung aus Produktion und zusätzlichen Quellen auch bei einem deutlichen weltweiten Ausbau der Kernenergie auch über 2030 hinaus gesichert ist. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass nur ein Teil der Reserven durch bestehende Betriebe erschlossen ist und Uranressourcen höherer Kostenkategorien

und eines niedrigeren Explorationsstadiums nicht in diese Berechnungen eingegangen sind, die das potenzielle Angebot gegebenenfalls zusätzlich erhöhen.

Als weiterer Faktor bei der Analyse der Verfügbarkeit ist zu berücksichtigen, dass die zusätzlichen Versorgungsquellen nicht konstant sind. 2007 waren hieraus rund 23 300 t U verfügbar. Diese Menge wird bis 2015 voraussichtlich auf 17 500 t U jährlich zurückgehen. Danach sinkt der Beitrag über 2030 hinaus voraussichtlich auf unter 10 000 t U ab. Aus den sich daraus ergebenden, aus der Produktion theoretisch benötigten Mengen (Tab. 9.3) ist ersichtlich, dass bei 100%iger Kapazitätsauslastung bis 2025 der Bedarf (hoch) durch die Kapazität (hoch) gedeckt werden kann. Eine sich möglicherweise in den Folgejahren entwickelnde Differenz muss aus neu zu erschließenden Lagerstätten und möglichen zusätzlichen Quellen kommen. Für die Entwicklungen über 2030 hinaus liegt eine Modellrechnung der IAEA vor, die bis 2050 reicht. Für 2040 wird im *Middle Demand Case* ein Bedarf von 128 000 t U angenommen. Bei dem angenommenen Bedarfsanstieg müsste die Produktion 2050 in etwa 160 000 t U erreichen. Als Konsequenz wird festgestellt, dass bei diesen Annahmen eine angemessene Bedarfsdeckung für 2050 nur erreicht werden kann, wenn neue Produktionseinrichtungen auf der Basis von prognostizierten und spekulativen Ressourcen errichtet werden. Das setzt voraus, dass erhebliche Explorationsanstrengungen nötig sind, um diese nur ungenau erfassten Mengen in Reserven umzuwandeln.

Tabelle 9.3: Vergleich von prognostiziertem Uranbedarf und angenommenen vorhandenen Produktionskapazitäten (t U/a) bis 2030.

| Jahr | Bedarf | | | vorhandene Kapazitäten | | |
|------|---------|---------|---------|------------------------|---------|---------|
| | niedrig | mittel | hoch | niedrig | mittel | hoch |
| 2010 | 70 395 | 72 700 | 75 020 | 80 685 | 83 700 | 86 720 |
| 2015 | 76 870 | 81 600 | 86 385 | 95 630 | 106 500 | 117 420 |
| 2020 | 85 390 | 92 000 | 98 600 | 88 525 | 105 550 | 122 620 |
| 2025 | 90 935 | 100 700 | 110 510 | 83 840 | 100 950 | 118 060 |
| 2030 | 93 775 | 107 850 | 121 955 | 83 130 | 100 500 | 117 850 |

Eine große Anzahl von Ländern hat sich aufgrund des deutlich steigenden Energiebedarfs, der künftigen Energiesicherheit und der diskutierten weltweiten Klimaentwicklung der Nutzung der Kernenergie zugewandt. Hierdurch wird der Bedarf an Uran in der Zukunft ansteigen. Andererseits können neue Reaktortypen künftig auch die Effizienz der Nutzung der Kernbrennstoffe verbessern, wodurch die geologische Verfügbarkeit der Rohstoffe weiter gesteigert würde.

9.4 Verfügbarkeit Kohle

Kohle ist der nicht-erneuerbare Energierohstoff, der weltweit am reichlichsten vorhanden ist. Selbst bei deutlicher Steigerung des Verbrauchs ist weder bei der Versorgung mit Hartkohle noch bei Weichbraunkohle in den kommenden Jahrzehnten mit einer Einschränkung der geologischen Verfügbarkeit zu rechnen. Deutlich wird dies im Vergleich der weltweiten Verbrauchszahlen 2007 von rund 5,5 Gt Hartkohle und 0,9 Gt Weichbraunkohle mit den ausgewiesenen Reserven in Höhe von 729 Gt Hartkohle und 269 Gt Weichbraunkohle. Wird auch nur ein geringer Anteil der Ressourcen in Höhe von 15 675 Gt Hartkohle und 4076 Gt

Weichbraunkohle in Reserven überführt, ist die geologische Verfügbarkeit von Kohle noch über viele weitere Jahrzehnte gewährleistet.

Im Gegensatz zu Weichbraunkohle, die nur in sehr geringem Umfang grenzüberschreitend gehandelt wird, wird Hartkohle weltweit gehandelt und unterliegt dadurch den Beschränkungen des Weltmarktes. So war die Verfügbarkeit von Hartkohle auf dem Weltmarkt zwischen 2004 und 2008 zeitweise recht angespannt, was insbesondere an den volatilen Kohlepreisen erkennbar ist (Abb. 5.22). Dies lag an dem überdurchschnittlichen Verbrauchsanstieg und den dazu im Verhältnis unzureichenden Kapazitätserweiterungen sowohl bei der Förderung als auch bei der Transportinfrastruktur. Derartige zyklische Nachfrage- und Preisschwankungen sind typisch für alle Rohstoffmärkte, haben aber keine Relevanz für die langfristige Verfügbarkeit, sondern lediglich für kurzfristige Betrachtungen.

Die Befürchtungen hinsichtlich Verfügbarkeitsengpässen auf dem Weltmarkt bezogen sich dabei vorrangig auf Kraftwerkskohle, da hier die größten absoluten Zuwächse auftraten. Vor allem China, das derzeit rund 45 % der weltweiten Hartkohle produziert und selbst konsumiert, verdoppelte seinen Hartkohleverbrauch 2007 gegenüber 2000. Auch Indien, mit rund 8 % weltweit drittgrößter Hartkohleproduzent und mit 9 % Anteil drittgrößter Verbraucher, steigerte seinen Verbrauch in diesem Zeitraum um fast 50 %. Der weltweite Anstieg beim Verbrauch von Hartkohlen belief sich in diesem Zeitraum insgesamt auf etwa 49 %, ohne Berücksichtigung Chinas und Indiens auf knapp 15 % (IEA, 2008b). Gleichzeitig erhöhten in den vergangenen Jahren vor allem Indien und die VR China neben der einheimischen Förderung ihre Importe und gehörten 2007 erstmals zu den fünf größten Hartkohleimporteuren. Zudem kündigten für den pazifischen Kohlemarkt wichtige Exporteure wie Indonesien, Vietnam aber auch Russland mit nationalen Energiestrategien einen zukünftig erhöhten Eigenbedarf an Kohle an, der zu einer Verringerung der Exportkapazitäten führen würde.

Da derzeit nur 16 bis 17 % der weltweit geförderten Hartkohle auf dem Weltmarkt gehandelt werden, beeinflusst die Entwicklung des asiatischen Hartkohleverbrauchs und die damit verbundenen asiatischen Im- und Exporte in besonderem Maße die Verfügbarkeit von Hartkohle auf dem Weltmarkt. 2007 deckte Europa nur knapp 41 % des Hartkohleverbrauchs durch Eigenförderung. Vor dem Hintergrund einer auch weiterhin abnehmenden Hartkohleförderung in Europa und der damit verbundenen Zunahme der Exportabhängigkeit würde eine Verknappung den europäischen Raum besonders hart treffen. Während der derzeitigen Finanz- und Wirtschaftskrise, in der (Stand Ende 2008/Anfang 2009) bereits Investitionen zur Erhöhung der Kapazitäten gestoppt und erste Kohlegruben aufgrund verringerter Kohlenachfrage geschlossen wurden, stellt sich die Versorgungssituation auf dem Weltkohlemarkt entspannt dar. Auch könnte sich im Aufschwung, bei wachsender Nachfrage und steigenden Preisen, diese Entwicklung rasch wieder umkehren. Mit Blick auf den im Vergleich zu Industriestaaten häufig viel geringeren Pro-Kopf-Verbrauch an Hartkohle von Schwellen- und Entwicklungsländern (Tab. 9.4) in Verbindung mit dem auch künftig weiter steigenden Energiebedarf vor allem in der asiatischen Region ist aber weiterhin mit einer Erhöhung des weltweiten Kohleverbrauchs zu rechnen. Offen ist auch, inwiefern der künftige Bedarf insbesondere in Asien durch die dortige Eigenförderung gedeckt werden kann.

Tabelle 9.4: Pro-Kopf-Verbrauch an Hartkohle ausgewählter Industriestaaten sowie Schwellen- und Entwicklungsländer 2007.

| Land | Industriestaaten | | | | Schwellen- und Entwicklungsländer | | | |
|---|------------------|----------------|-------|-----|-----------------------------------|------------|---------|----------|
| | Deutschland | Großbritannien | Japan | USA | Indien | Indonesien | Vietnam | VR China |
| Pro-Kopf-Verbrauch an Hartkohle (t/Einwohner) | 0,8 | 1,4 | 1,4 | 3,1 | 0,4 | 0,1 | 0,4 | 1,9 |

9.5 Verfügbarkeit Erdgas

Das für 2007 geschätzte globale Gesamtpotenzial an konventionellem Erdgas betrug 509 Bill. m³. Rund 86,8 Bill. m³ gefördertem konventionellem Erdgas stehen rund 182 Bill. m³ Reserven und 239 Bill. m³ Ressourcen gegenüber (Abb. 9.8). Selbst bei erwarteten deutlichen Steigerungsraten im Erdgasverbrauch ist damit aus geologischer Sicht in den kommenden Jahrzehnten keine Einschränkung der Erdgasverfügbarkeit zu erwarten.

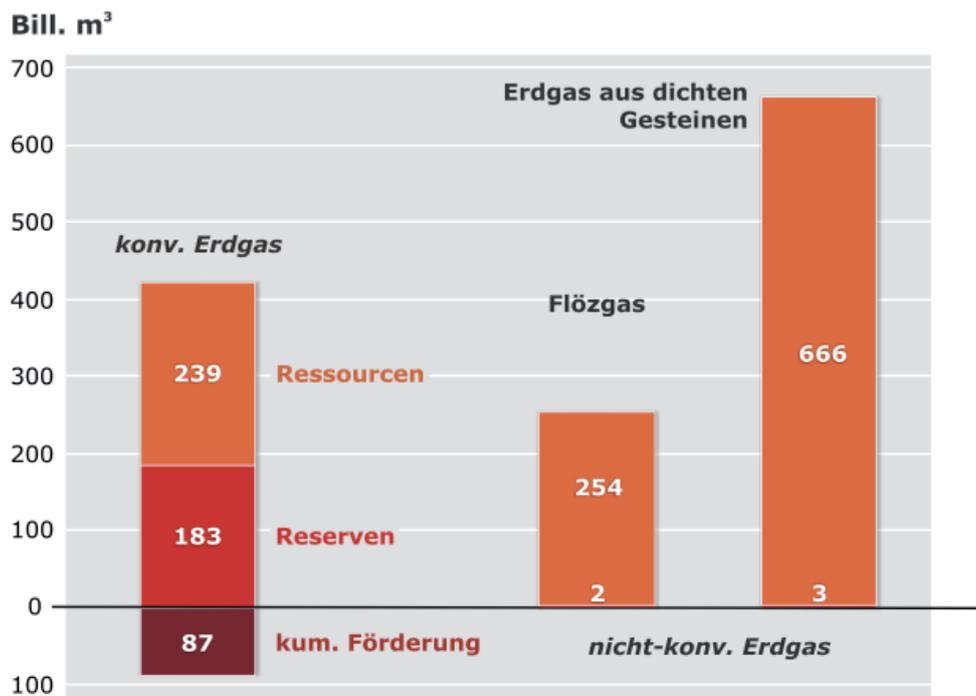


Abbildung 9.8: Weltweites Gesamtpotenzial von konventionellem Erdgas mit Reserven, Ressourcen und kumulativer Förderung sowie Flözgas und Erdgas aus dichten Gesteinen für 2007.

Trotz der derzeitigen Entwicklung des LNG-Marktes wird der globale seewärtige Handel mit Erdgas auch künftig nur eine dem Pipelinetransport nachgeordnete Rolle spielen (Abschnitt 4.2.6). Insofern könnte die Versorgung regionaler Erdgasmärkte mit nicht ausreichender Eigenversorgung künftig problematisch werden. Während sich der europäische Markt mit seiner Nähe zu großen Produktionsregionen in einer komfortablen Situation befindet (Abschnitt 4.2.8), könnte es beispielsweise auf dem nordamerikanischen Markt zu Verknappungen kommen.

Schwer abschätzbar ist die weitere Entwicklung bei der Erschließung von nicht-konventionellem Erdgas. Die Produktion von Flözgas und Erdgas aus dichten Gesteinen ist weltweit aber auch in Deutschland angelaufen und schreitet voran. Inwieweit ihr Anteil an der Gesamtförderung weltweit das gegenwärtige Niveau der USA mit etwa einem Drittel erreichen wird, bleibt abzuwarten. Ein Nachweis der Nutzbarkeit des riesigen Erdgaspotenzials in Gashydrat in technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht steht hingegen noch aus. Hier werden die kommenden Jahre Klarheit bringen, in wie weit Erdgas aus Gashydrat als Energierohstoff nutzbar gemacht werden kann. Auch für die wirtschaftliche Gewinnung von Erdgas aus Aquiferen sind weitere Innovationen notwendig. Diese könnten einerseits auf einer gewünschten Weiternutzung der bereits bestehenden Infrastruktur der Kohlenwasserstoffindustrie gegründet sein oder andererseits auf technischen Kombinationen mit geothermischen Anlagen basieren.

Da die kumulative Produktion von Erdgas bislang nur einen vergleichsweise geringen Anteil des tatsächlichen Gesamtpotenzials beträgt (Abb. 9.8), ist davon auszugehen, dass die Angaben zu tatsächlich gewinnbaren Mengen bei Erdgas – insbesondere im Vergleich mit Erdöl – noch unterbewertet sind. Damit werden Prognosen über die künftige Produktionsentwicklung schwierig, denn ein möglichst exaktes Wissen um das Gesamtpotenzial ist wichtigste Ausgangsgröße für derartige Modelle. Die Zusammenstellung verschiedener publizierter Prognosen zum Produktionsverlauf von Erdgas in Abbildung 9.9 zeigt auf, wie stark sich die Annahmen über die gewinnbaren Mengen, erkennbar an der Fläche unter den Produktionstrends, unterscheiden. Die meisten der Szenarien beziehen sich auf konventionelles Erdgas und erwarten ein Maximum der weltweiten Gesamtförderung nach 2025, teilweise 2050 oder später.

Das Szenario von Edwards (2001) scheint auf zu niedrigen Schätzwerten des Gesamtpotenzials und der Wachstumsmöglichkeiten der Produktion zu beruhen (Abb. 9.9). Das Szenario von Campbell (2002) zeigt bis 2030 vergleichsweise hohe Produktionswerte, was darauf zurückzuführen ist, dass hier mit einem Rückgang der Erdölförderung ab 2005 gerechnet und Erdgas als Substitut angenommen wurde. Nach 2030 zeigt das Szenario von Campbell (2002) einen sehr steilen Abfall der Förderung. Das Szenario der ASPO erscheint sehr verhalten, insbesondere, da in ihm der Einsatz von nicht-konventionellem Erdgas berücksichtigt wurde. Im Gegensatz dazu prognostiziert Odell (2000), der ebenfalls den Einsatz von nicht-konventionellem Erdgas, inklusive einer bedeutenden Förderung von Erdgas aus Gashydrat ab 2025, einbezieht ein sehr optimistisches Bild der Produktionsentwicklung.

Zusammenfassend stellen sich die aus den Vorratsdaten herleitbaren Aspekte der künftigen Verfügbarkeit von Erdgas wie folgt dar:

Aus geologischer Sicht ist Erdgas in ausreichender Menge vorhanden, um noch über Jahrzehnte den absehbaren Bedarf zu decken. Auch ein moderat steigender Bedarf kann für die meisten Erdgasmärkte durch zusätzliche Lieferungen gedeckt werden. Mögliche künftige Engpässe, beispielsweise auf dem nordamerikanischen Erdgasmarkt, müssten durch LNG-Lieferungen aus anderen Märkten kompensiert werden. Der Erdgaspreis kann maßgeblich durch die im Vergleich zu Erdöl und Kohle deutlich höheren spezifischen Transportkosten und die zum Teil großen Entfernungen zwischen Produzenten und Verbrauchern beeinflusst werden. Dabei wird der Transport von Erdgas auch in Zukunft zum größten Teil durch Pipelines erfolgen, obwohl ein überproportionaler Anstieg des LNG-Transports und die Etablierung

eines Spotmarktes für Erdgas wahrscheinlich sind. Die IEA (2004) schätzt den LNG-Anteil am globalen Erdgashandel für 2030 auf über 50 %. Die wachsenden LNG-Kapazitäten werden dabei zu einer Entspannung des Erdgasmarktes beitragen, da auf diese Weise auch infrastrukturferne Erdgaslagerstätten für den Weltmarkt erschlossen werden können. Die zunehmenden Aktivitäten zur Produktion synthetischer Kraftstoffe aus Erdgas (*Gas to Liquid*, GTL) könnten dem Erdgasmarkt künftig Volumina entziehen. Insgesamt erfordert die Schaffung notwendiger neuer Kapazitäten für die Erdgasförderung und für den Erdgastransport eine langfristige Bindung großer Finanzvolumina ebenso wie enge Bindungen zwischen Produzenten und Verbrauchern.

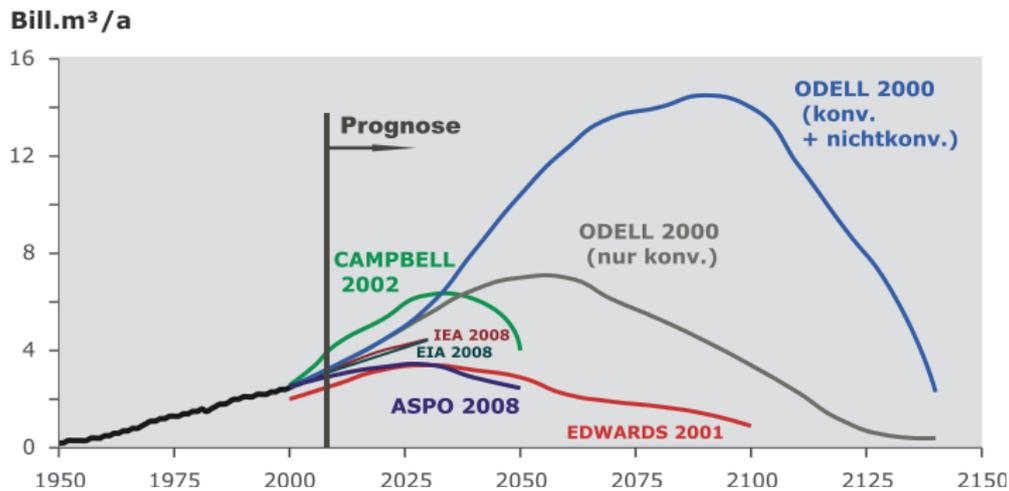


Abbildung 9.9: Entwicklung der Erdgasförderung 1950 bis 2007 und einige publizierte Szenarien bis 2150.

9.6 Verfügbarkeit Erdöl

9.6.1 Geologische Verfügbarkeit Erdöl

Jährlich wird derzeit etwa soviel Erdöl verbraucht, wie in einer halben bis einer Million Jahre in der Erdkruste gebildet wurde. Dieser Vergleich macht die Endlichkeit des Rohstoffes Erdöl deutlich und wirft damit die Frage auf, wie lange unsere Wirtschaft auf die an der Nachfrage ausgerichtete jährliche Steigerung der Erdölproduktion bauen kann.

Hierzu gibt es unterschiedliche, teilweise stark divergierende Auffassungen, die von einem Ende des Erdölzeitalters in nur wenigen Jahren bis dahin reichen, dass Erdöl noch für einige Jahrhunderte zur Verfügung stehen wird. In jedem Fall wird die als Erdölzeitalter benannte Zeit vom Beginn der Nutzung des Rohstoffes bis in die Zeit, in der die Massennutzung von Erdöl durch andere Energien ersetzt sein wird, nur eine Episode in der Geschichte der Menschheit sein.

Bereits heute ist Erdöl derjenige Energierohstoff, dessen Erschöpfung am weitesten vorangeschritten ist. Von dem bekannten Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl in Höhe von 400 Gt wurden bis heute mit 151 Gt schon knapp 38 % produziert (Abb. 9.10). Bei ausgewiesenen Reserven von 157 Gt bedeutet dies, dass bereits 49 % der initialen Reserven (Abb. 2.5) aus Lagerstätten extrahiert wurden. Bezogen auf diese heute bekannten initialen

Reserven in Höhe 308 Gt wäre sogar bei ausbleibender Steigerung der Produktion bereits in wenigen Jahren der *Depletion Midpoint* überschritten, bei dem die Hälfte der bekannten Vorräte verbraucht ist (Abschnitt 9.1.2). Bezieht man zusätzlich die Ressourcen konventionellen Erdöls mit ein, so könnte dieser Zeitpunkt in 10 bis 20 Jahren erreicht sein. Bei einer jährlichen Steigerung der Produktion um 1 bis 2 %, die im Bereich der IEA-Prognose (IEA, 2007) liegt, würden innerhalb der nächsten 20 bis 25 Jahre etwa die Hälfte des verbleibenden konventionellen Erdöls gefördert und ein Großteil der jetzt bekannten Reserven aufgebraucht sein. Mit Förderprognosen befassten sich verschiedene Autoren. Ein unterschiedlicher Verlauf der Förderung resultiert dabei meist aus einer unterschiedlichen Bewertung des zur Verfügung stehenden Gesamtpotenzials an Erdöl und aus unterschiedlichen Modellansätzen. (Abb. 9.2, 9.3). Im Rahmen der BGR-Studie wird auf Basis der Daten der BGR eine eigene Projektion der künftigen Erdölförderung präsentiert (Abschnitt 9.6.3).

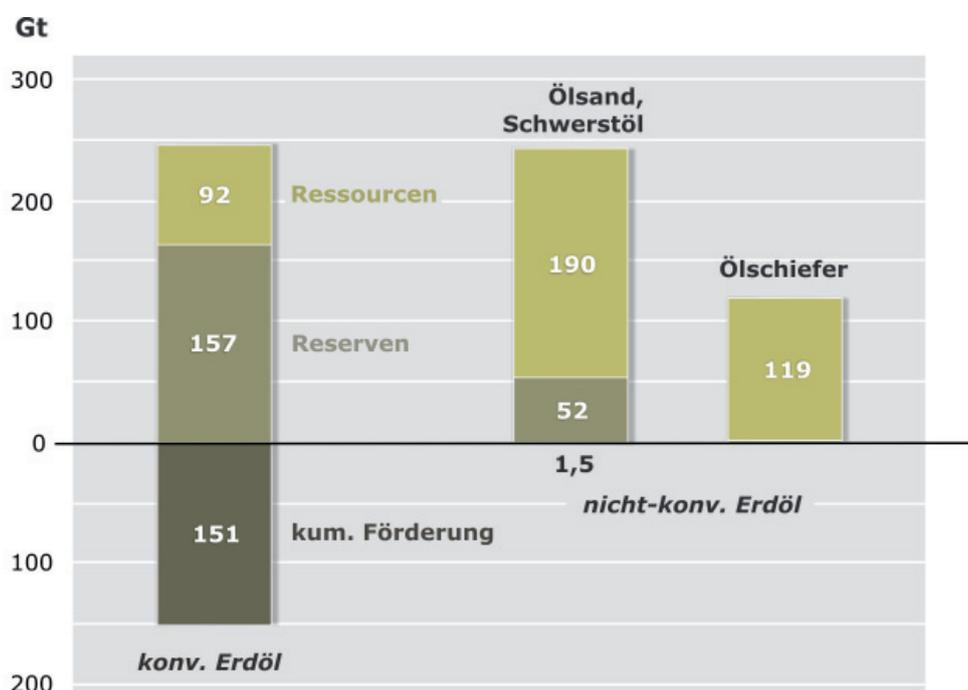


Abbildung 9.10: Weltweites Gesamtpotenzial von konventionellem Erdöl mit Reserven, Ressourcen und kumulativer Förderung sowie Ölsanden, Schwerstöl und Ölschiefer für 2007.

Neben der nicht vorhersehbaren Dynamik in der Bedarfsentwicklung und Änderungen des Weltmarktes für Erdöl werden verschiedene geologische und geotechnische Faktoren die künftige Förderentwicklung beeinflussen. So wird neben dem Gesamtpotenzial an gewinnbarem Erdöl und seiner regionalen Verteilung (Abschnitt 3.2.1) auch der Verteilung der Lagerstätten, hier insbesondere der verbliebenen und neu zu findenden großen Felder, der sogenannten *Giants*, *Supergiants* und *Megagiants*, eine besonders wichtige Rolle zukommen. Zum einen hat die Anzahl der Neufunde an großen Feldern in den zurückliegenden Jahren immer weiter abgenommen. In den vergangenen zehn Jahren wurde nur eine Menge an Erdölreserven in neu gefundenen *Giants* ausgewiesen, die einer derzeitigen weltweiten Jahresförderung an Erdöl entspricht. Zum anderen wird sich die Last der Erdölversorgung mit zunehmender Erschöpfung der größten Felder auf die wenigen großen Felder konzentrieren. Diese großen Felder befinden sich insbesondere in den wichtigen Förderregionen des Nahen Ostens und Russlands. Zusammengenommen lagern in dieser Region heute rund 70 % der

Reserven an konventionellem Erdöl und ebenfalls 70 % der Reserven an konventionellem Erdgas (Abb. 9.11). Diese regionale Konzentration der wichtigen Reserven lässt eine weiter fortschreitende Polarisierung der Welt in Produzenten- und Verbraucherländer erwarten (Abschnitt 3.2). Wegen ihrer strategischen Bedeutung für die künftige Versorgung der Welt mit Energierohstoffen und den daraus ableitbaren politischen Konsequenzen, wird diese Region als *Strategische Ellipse* bezeichnet.



Abbildung 9.11: Weltweite Verteilung von Ländern mit Reserven an konventionellem Erdöl größer als 1 Gt und Lage der *Strategischen Ellipse*, in der mehr als jeweils zwei Drittel der weltweiten Reserven an konventionellem Erdöl und Erdgas lagern.

Weitere Einflussgrößen auf die künftige Produktionsentwicklung weltweit sind die Förderverläufe großer Erdölfelder und wichtiger Förderregionen. Beschränkungen können zudem durch eine eingeschränkte Entwicklung von Feldern, beispielsweise aus Gründen des Umweltschutzes, oder eine Begrenzung der Fördermenge, beispielsweise im Rahmen der Quotierung von Förderraten durch die OPEC zur Stabilisierung des Ölpreises, eintreten.

Zusammenfassend ergeben sich für die geologische Verfügbarkeit von Erdöl und daraus ableitbare Konsequenzen folgende Aussagen:

Das verbleibende Potenzial an konventionellem Erdöl kann aus geologischer Sicht bei moderatem Anstieg des Erdölverbrauchs die Versorgung für das kommende Jahrzehnt gewährleisten. Dabei nimmt der Anteil des Erdöls aus den OPEC-Ländern insbesondere in der Golfregion zu, die noch über bedeutende Reserven zur Ausweitung der Förderkapazitäten verfügen. Der Anteil an nicht-konventionellem Erdöl wird in den nächsten Jahren bei einem relativ hohen Ölpreisniveau zunehmen, vermutlich aber einen Anteil von 5 bis 10 % an der Gesamtförderung bis 2020 nicht übersteigen.

Zahlreiche Unsicherheitsfaktoren können die Verfügbarkeit von Erdöl zusätzlich beeinflussen. So könnte die Verfügbarkeit von Erdöl infolge einer Revision der Reserven durch die OPEC

(politisch motivierte Erhöhung zur Sicherung der Förderquoten in den Jahren 1986/88) verkürzt werden. Zu einer Erhöhung der Verfügbarkeit könnte eine Grauzone bei der Reservenbewertung beitragen. So sind in der Regel in den Reservenzahlen die wahrscheinlichen und möglichen Reserven nicht enthalten. Selbst bei einer Diskontierung ergäbe sich ein größeres Potenzial an Erdöl als in dieser Studie ausgewiesen. Die Erfahrungen der zurückliegenden Jahre zeigen, dass Prognosen der Förderung ausgehend vom jeweils aktuellen Förderpotenzial zu niedrig angesetzt waren und in der Regel später nach oben revidiert werden mussten. Hier bewirkt der Reservenzuwachs (*Reserve Growth*) insbesondere durch verbesserte Fördertechnologien eine Erhöhung der produzierbaren Mengen über die heute ausgewiesenen Reserven hinaus (Abschnitt 9.6.3).

Trotz der aufgezeigten Optionen ist erkennbar, dass in absehbarer Zukunft die Produktion von Erdöl nicht mehr beliebig gesteigert werden kann. Deshalb ist es angesichts der langen Zeiträume, die für eine Umstellung auf dem Energiesektor erforderlich sind, notwendig, bereits heute Alternativen für Erdöl zu untersuchen und die Entwicklung entsprechender neuer Technologien zu fördern.

9.6.2 Zukunftspotenziale von Erdöl

Neben den nicht-konventionellen Erdölvorkommen gibt es weitere Optionen, die Vorrats-situation bei Erdöl künftig zu verbessern. Neben der Ausweitung der Nutzung von technischen Maßnahmen zur effektiveren Entölung von Erdölfeldern (EOR, Infobox 2) wird ein erhebliches zusätzliches Erdöl- aber auch Erdgaspotenzial in Frontiergebietern der Arktis und im Tiefwasserbereich an den Kontinenträndern erwartet. Hier ist die Exploration auf Erdöl heute gerade erst angelaufen.

Die Erkundung und Erschließung von Erdöl- und Erdgasfeldern im Tiefwasserbereich schreitet in dem Maße voran, wie es die Entwicklung der speziellen Tiefwassertechniken erlaubt. Dabei wird in diesem Zusammenhang unter Tiefwasser im Allgemeinen die Wassertiefe verstanden, in der ein normaler Bohrturm nicht mehr eingesetzt werden kann, entsprechend etwa 500 m. Bei Wassertiefen größer 1500 m wird üblicherweise von Tiefstwasser (*ultra deep water*) gesprochen. Für die Bildung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten sind ausreichende Sedimentmächtigkeiten (größer 2000 bis 3000 m) erforderlich. Diese Mächtigkeiten werden in der Regel nur in unmittelbarer Umrandung der Kontinente erreicht. Die weiten Tiefsee-ebenen zwischen den Kontinenten entfallen damit.

An einigen Kontinenträndern sind die geologischen Voraussetzungen jedoch ausgezeichnet und nur die große Wassertiefe hat bislang eine effektivere Erschließung von Lagerstätten verhindert. Von besonderer Bedeutung sind dabei die Kontinentränder des Atlantiks, wobei derzeit die Tiefwassergebiete vor der brasilianischen Küste und am konjugierenden angolanischen Schelf im Mittelpunkt der Aktivitäten stehen. Aus erdölgeologischer Sicht herrschen hier außergewöhnlich günstige Bedingungen. Ein exzellentes Erdölmuttergestein mit über 400 m Mächtigkeit lagert unter einer mächtigen Salzschiefer. Zu Beginn der Entstehung des Atlantiks bildeten sich hier unter besonderen klimatischen Bedingungen ausgedehnte Flachseen, die die Ablagerung des Muttergesteins als lakustriner Schwarzschiefer und Bildung mächtiger Karbonate als Speichergesteine ermöglichten. Durch die daran anschließende

Überdeckung mit einer mächtigen Salzschieht wurde eine sehr effektive Abdeckung für das später gebildete Erdöl geschaffen.

Im Santosbecken hat die staatliche brasilianische Ölgesellschaft Petrobras bereits mit der Erschließung von sehr großen Feldern begonnen. In einer Wassertiefe von rund 2000 m und unter Gesteins- und Salzschiehten von weiteren 4000 m wurden dort Erdöl- und Erdgasvorräte angetroffen, die zusammen auf 7 bis 15 Gtoe geschätzt werden. Aufgrund der großen Tiefe und der Herausforderung im Tiefwasser wird mit einer regulären Förderung nicht vor dem nächsten Jahrzehnt gerechnet. Allerdings beginnt voraussichtlich bereits 2009 eine Probeförderung im Tupi-Feld. Die Kosten für die Erschließung und spätere Förderung mit Bohrschiffen, halbtauchenden Bohrinselfen und Produktionssystemen sind immens. So werden Kosten für ein einziges der sieben geplanten Produktionssysteme auf mindestens USD 7 Mrd. veranschlagt.

Möglich und wirtschaftlich interessant wurden die Tiefwasserfunde erst durch bedeutende wissenschaftliche und technologische Entwicklungen. So wurden gerade in den vergangenen Jahren die Methoden zur Abbildung von geologischen Strukturen im Untergrund (Infobox 5) erheblich verbessert. Dadurch konnten das Bohrrisiko vermindert, neue Explorationskonzepte entwickelt und eine effektivere Ausbeute einzelner Felder erreicht werden. Ein Durchbruch im Verständnis von Tiefwasserablagerungssystemen ging insbesondere einher mit der Entwicklung der dreidimensionalen Reflexionsseismik und Weitwinkelseismik und den sich daraus ergebenden Möglichkeiten, bislang für akustische Methoden *undurchsichtige* Gesteinsschichten wie Salzgestein transparent zu machen. Derartige Datensätze in Verbindung mit Fächerecholotdaten bieten tiefe Einsichten in komplexe Sedimentationssysteme, die typisch sind für Tiefwassergebiete. Zudem wurden und werden den Gegebenheiten im Tiefwasserbereich angepasste Bohr- und Produktionstechniken wie Förderinstallationen am Meeresboden, schwimmende Plattformen (*Floating Production, Storage and Offloading Vessel, FPSO*) und spezielle Richt- und Horizontalbohrverfahren entwickelt. In offshore-Feldern ist das Richtbohren heute die übliche Form der Erschließung. Angesichts dieser rasanten technologischen Fortschritte können die Tiefwasser- und Ultratiefwasserregionen künftig ein großes, bislang nicht abschätzbares Potenzial an Erdöl aber auch an Erdgas liefern. Auf Grund des notwendigen technologischen Aufwandes werden die Gewinnungskosten für Energierohstoffe aus den Tiefwasserregionen jedoch deutlich höher sein als für die meisten konventionellen Lagerstätten.

Die Arktis gilt als das wichtigste Frontiergebiet für die Exploration auf Erdöl und Erdgas. Die höffigen Sedimentbecken erstrecken sich insbesondere entlang der riesigen Schelfgebiete des Polarmeeres, an den Nordküsten des nordamerikanischen und des eurasischen Kontinents (Abb. 9.12). Auf der eurasischen Landmasse werden auch einige onshore-Sedimentbecken zu den arktischen Provinzen gezählt. Besonders erwähnenswert ist hier das Westsibirische Becken, dessen Nordteil als weltweit größte Erdgasprovinz bekannt ist und dessen südlicher Teil seit Jahrzehnten die ergiebigste Erdöl produzierende Region Russlands ist. Westsibirien ist auch Hauptliefergebiet für die Versorgung Deutschlands mit Erdgas. Etwa ein Drittel des in Deutschland verbrauchten Erdgases stammt aus dieser Region. Die Erkundung der arktischen Sedimentbecken im europäischen Norden Russlands — Karasee, Timan-Petschora-Becken und Barentssee — ist bereits weit fortgeschritten. Neben den bereits nachgewiesenen Reserven ist ein erhebliches Potenzial insbesondere für Erdgas aber

auch für Erdöl zu erwarten. Beispielsweise wird das riesige Shtokman-Feld in der nördlichen Barentssee voraussichtlich in wenigen Jahren in Produktion gehen.



 **Arktische Erdöl-
Erdgasprovinzen**

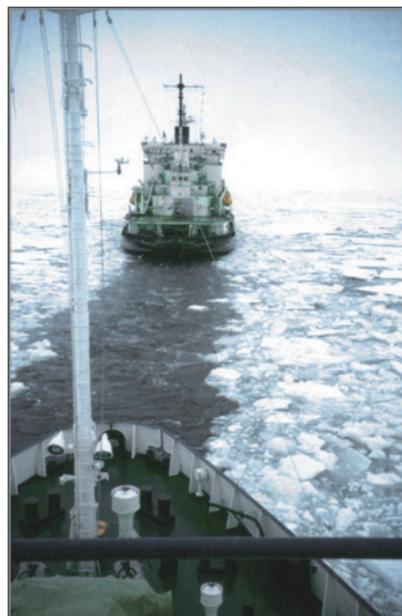


Abbildung 9.12: Links: Erdöl- und Erdgasprovinzen der Arktis (nach Daten des USGS); rechts: Forschungsschiff in Eisbrecherbegleitung bei einer seismischen Erkundung der sibirischen Laptev See durch die BGR.

Je weiter die höffigen arktischen Regionen von den großen Verbrauchszentren in Europa, Asien und Nordamerika entfernt sind, desto geringer ist ihr Erkundungsgrad. So sind weite Teile der sibirischen Küste im asiatischen Norden Russlands bislang kaum erdölgeologisch untersucht. In der ersten Abschätzung der Erdöl- und Erdgas-Höffigkeit des gesamten arktischen Raumes nördlich des Polarkreises weist der USGS (2008) ausdrücklich darauf hin, dass die Arktis, insbesondere der offshore-Bereich vom Standpunkt der Kohlenwasserstoffexploration aus, weitgehend unerforscht ist. Die Abschätzungen in der Studie resultieren weitgehend aus Analogieschlüssen mit bekannten, geologisch vergleichbaren Erdölprovinzen und sind nicht durch konkrete Funde belegt. Entsprechend gering ist der angegebene Grad der Aussagesicherheit. Außerdem enthält diese Bewertung der Arktis keine Prognose darüber, wie viele der möglicherweise vorhandenen Vorkommen letztlich tatsächlich entdeckt und gefördert werden können. Im Ergebnis werden für die Arktis im statistischen Mittel insgesamt 12 Gt Erdöl und 47 Mrd. m³ Erdgas prognostiziert. Das entspricht etwa 30 % der Ressourcen an Erdgas und 13 % der Erdölressourcen. Zusammen mit dem Erdgas werden in der Arktis wirtschaftlich sehr bedeutende Mengen an Kondensat (NGL) vermutet. Der weitaus größere Teil der arktischen Erdöl- und Erdgasressourcen wird mit 84 % unter dem Polarmeer vermutet.

Die BGR führt geologische Forschungsarbeiten in verschiedenen Regionen der Arktis durch. Diese ermöglichen eigenständige Bewertungen einzelner Provinzen, die für die Westarktis und die westliche Barentssee im Wesentlichen mit den Einschätzungen des USGS übereinstimmen. Dagegen lassen die BGR-Daten Zweifel an der Aussage des USGS zu, dass die

tiefen Ozeanbecken des eurasischen Beckens und des amerasischen Beckens sowie das versunkene kontinentale Fragment des Lomonosov-Rückens höffiger sind als etwa die Kontinentschelfe der Ostsibirischen See oder der Tschuktschensee. Bei den Tiefwasserbecken kommen lediglich deren äußerste Bereiche, die Schelfregionen, als Kohlenwasserstoffprovinzen in Frage. Nach bisheriger Datenlage ist die Sedimentbedeckung des Lomonosov-Rückens kaum ausreichend zur Bildung von Kohlenwasserstoffen. Die russischen Randmeere jedoch und insbesondere die Ostsibirische See gelten auf Grundlage des geologischen Baus als durchaus prospektive Provinzen.

Insgesamt bleibt aber fraglich, in wie weit und wann die infrastrukturfernen offshore Erdöl- und Erdgasprovinzen der Arktis, insbesondere diejenigen, denen überwiegend ein Erdgaspotenzial angedacht ist, jemals in Produktion gehen. Die extremen Umweltbedingungen mit Kälte, Pack- und Treibeis während der überwiegenden Zeit des Jahres stellen eine sehr große Herausforderung an die Bohr-, Produktions-, Verarbeitungs- und Transporttechnologie dar. Eisdrift, Eisberge und die witterungsbedingte Vereisung von technischen Anlagen macht die Nutzung schwimmender oder an der Wasseroberfläche fest montierter Anlagen sehr aufwändig oder gar unmöglich. Eine Möglichkeit, diese Probleme zu umgehen, ist die Montage von Produktionsanlagen am Meeresboden, wie auf dem Snøhvit-Feld in der norwegischen Barentssee angewandt. In weiten Teilen des arktischen Schelfes sind aber auch derartige Installationen von der Zerstörung durch Eisberge bedroht. Aufgrund der großen Entfernungen zu den Verbrauchszentren muss auch Infrastruktur für den Transport bereit gestellt werden. Bei Erdgas wird dies voraussichtlich im Wesentlichen auf den Transport als LNG hinauslaufen. Russland erwägt in seiner Planung auch die Nutzung der Nordostpassage zur Erschließung der Erdöl- und Erdgasfelder der Arktis. Ein mögliches Rückweichen des polaren Meereises würde dieses Ansinnen erleichtern.

Um diese technischen Herausforderungen zu meistern, muss noch erhebliche Entwicklungsarbeit geleistet werden. Die IEA schätzt die Gewinnungskosten für arktisches Erdöl auf Grund des hohen technologischen Einsatzes auf bis zu USD 100/b (IEA, 2008). Entsprechende Investitionen in die Erschließung ferner arktischer Regionen würden danach erst bei einem über längere Zeit hohen Preisniveau für Erdöl getätigt. Sollte arktisches Erdöl vorgesehen sein, künftig eine sich öffnende Lücke in der Versorgung zu schließen, müssen entsprechende Investitionen jedoch sehr lange im Vorfeld angegangen werden.

9.6.3 Künftige Entwicklung der Erdölproduktion

Aus den in Abschnitt 9.1.3 dargestellten Zusammenhängen zwischen Stand der Produktion und Wissen um die Rohstoffvorräte ergibt sich, dass bei Erdöl die Abschätzung des Gesamtpotenzials im Vergleich mit den übrigen fossilen Energierohstoffen am besten abgesichert ist. Unter diesen Voraussetzungen können mit Hilfe einer Massenbilanz der Ressourcen, Reserven und kumulierten Förderung mögliche künftige Entwicklungen der Produktion von Erdöl untersucht werden.

Mit diesem Ansatz können zwei Schwierigkeiten bisheriger Modelle der Produktionsentwicklung von Erdöl umgangen werden: Durch die Vermeidung der Peak-Oil-Prämisse wird das Modell nicht primär auf ein baldiges Fördermaximum fixiert. Zudem bleiben durch die Konzentration auf vorratspezifische Größen und den historischen Produktionsverlauf di-

rekte wirtschaftliche Einflussgrößen wie die globale Bedarfsentwicklung unberücksichtigt. Somit wird die resultierende Projektion in ihrer Aussage unabhängig von der Entwicklung der Weltwirtschaft, kann aber natürlich im Lichte der erwarteten Wirtschaftsentwicklungen interpretiert werden.

Die grundsätzliche Vorgehensweise ist eine kontinuierliche Überführung von Ressourcen zu Reserven und die Produktion von Erdöl aus den Reserven auf jeweils jährlicher Basis. Reserven und Ressourcen basieren dabei auf den Daten dieser Studie. Die jeweiligen Übergänge werden nicht erzwungen und nicht konstant gesetzt, sondern ergeben sich durch die Berücksichtigung von Parametern, die das System Erdölproduktion und Vorratsdynamik in den vergangenen Jahrzehnten geprägt haben. So wird das als *Statische Reichweite* bekannte Verhältnis aus bekannten Vorräten zu aktueller Jahresproduktion (Abschnitt 9.1.1) von konventionellem Erdöl ohne Kondensat entsprechend der bekannten Entwicklung dieser Kenngröße (Abb. 9.1) für die Projektion mit 38 Jahren fest geschrieben. Aus geowissenschaftlicher Sicht besagt ein Quotient von 38 Jahren, dass ein optimaler Förderverlauf dann gegeben ist, wenn pro Jahr $1/38$ der abbaubaren Reserven gefördert wird. In der Projektion wird der Wert als aus heutiger Sicht unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimales Förderverhältnis definiert. Durch diese Festlegung wird die Projektion eingeschränkt auf die aktuellen Rahmenbedingungen in einem offenen Weltmarkt, in dem die Erdölfirmen durch Investitionen die zur Deckung des Bedarfs notwendigen Reserven erschließen und produzieren können. Weitere in diesem Sinne definierte Parameter sind der Übergang von Ressourcen zu Reserven und Zuwächse an den bestehenden Reserven (*Reserve Growth*).

Dieser Prozess der Reservenzuwächse beschreibt die Beobachtung, dass Reserven von erschlossenen Lagerstätten im Verlauf der Produktionsgeschichte anwachsen. Ursache hierfür sind Neubewertungen der Lagerstätten, die auf Grund von besseren und effizienteren Explorations- und Gewinnungstechniken und fortgeschrittenem Kenntnisstand entweder mehr Erdöl in den Reservoirs als extrahierbar einstufen oder in der Lagerstätte neue Reserven an Erdöl zur Produktion lokalisieren. Offensichtlich wird dieser Prozess aus dem Vergleich des Verlaufs der globalen Jahresproduktion von Erdöl mit den durch Neufunde von Lagerstätten neu gemeldeten Reserven. In Abbildung 9.13 sind die Entdeckungen neuer Felder zwischen 1945 und 1994 mit ihren zurückdatierten, jahresbezogenen, ursprünglichen Reserven dargestellt (Robelius, 2007). Dabei wurden die Reservenzuwächse und andere Revisionen auf das Fundjahr der Lagerstätte zurückdatiert (*Back Dating*). Nur die Reserven aus Neuentdeckungen werden dem aktuellen Jahr zugeschrieben. Während die Jahresproduktion mit kurzen Unterbrechungen bis heute ansteigt, nehmen die Meldungen von Neufunden seit Anfang der 1960er Jahre ab. Ein Vergleich dieser Zeitreihe mit der in Abbildung 9.13 ebenfalls dargestellten Jahresproduktionen legt die Interpretation nahe, dass seit den 1980er Jahren mehr Erdöl verbraucht als neu hinzugefunden wird. Tatsächlich wachsen aber auch die Reserven bis heute an.

Der scheinbare Widerspruch löst sich bei dem Vergleich kumulierter, auf unterschiedliche Jahre rückdatierter Reservenzahlen auf (Abb. 9.14). Dabei wird deutlich, dass durch Neubewertung die ursprünglichen Reserven von Erdölfunden auch aus weiter zurückliegenden Jahren jährlich nach oben korrigiert werden. Wollte man die Entwicklung der ursprünglichen Reserven nach diesem differenzierten Verfahren analysieren, müsste für jede jährliche Revision eine neue Kurve zur Kurvenschar in Abbildung 9.14 hinzugefügt werden. Der USGS (2000) gab für die künftig zu erwartenden Reservenzuwächse (*Reserve Growth*) einen

Wert von insgesamt 46,1 Gt Erdöl an. Bis 2003 war davon mit gut 23 Gt bereits die Hälfte verwirklicht (Klett et al., 2005).

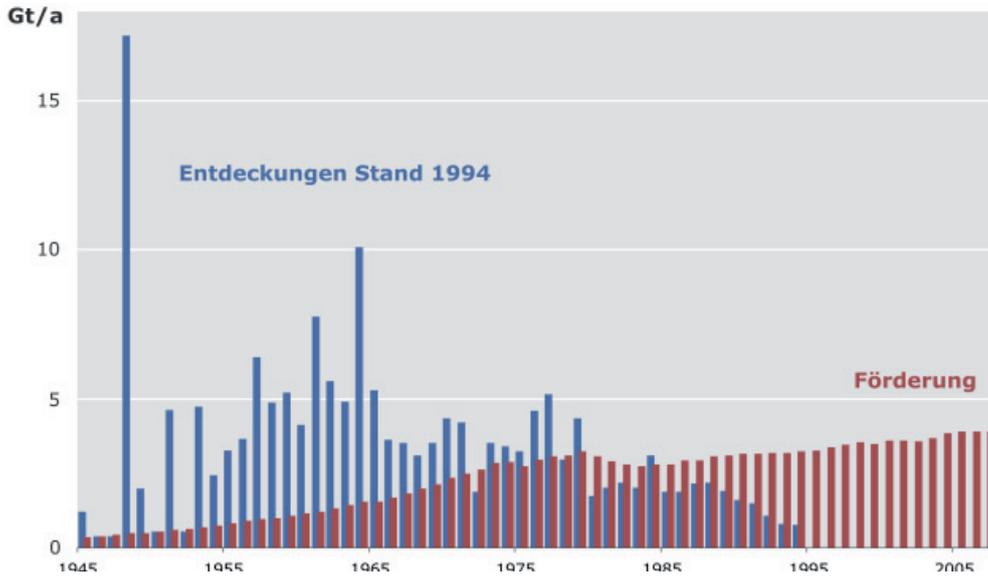


Abbildung 9.13: Jahresproduktion und auf das Jahr der Entdeckung der Felder rückdatierte Reserven der Neufunde von Erdöl (BGR-Datenbank; Robelius, 2007).

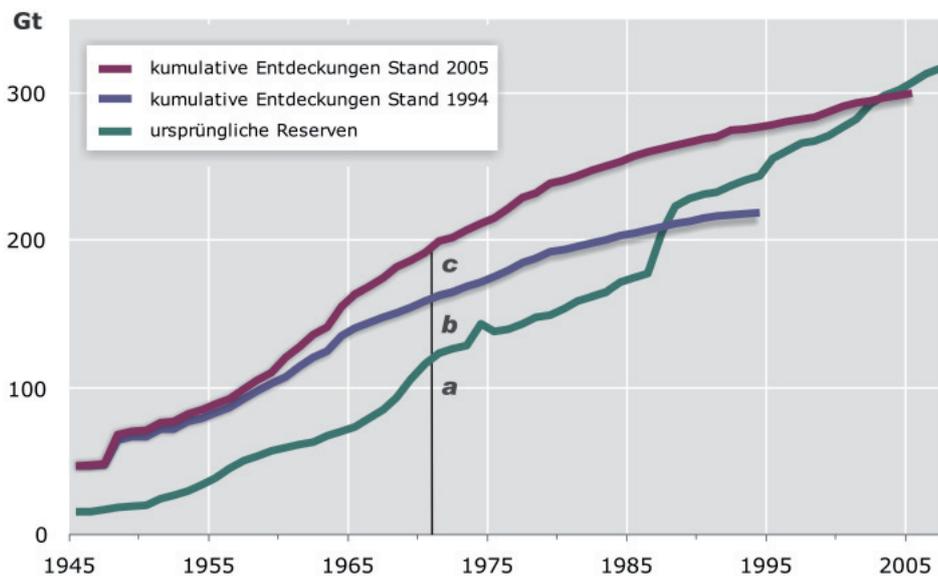


Abbildung 9.14: Vergleich der ursprünglichen kumulierten Reserven für Erdöl bis 2007 (grün) mit den rückdatierten Reserven mit Kenntnisstand 2005 (rot) und 1994 (blau), Daten aus (Robelius, 2007). Beispiel: 1971 betrug die ursprünglichen Reserven 123 Gt (a). Bis 1994 wurde diese Einschätzung über die bis 1971 entdeckten Lagerstätten auf 163 Gt korrigiert (b); 2005 wurden die bis 1971 entdeckten Lagerstätten erneut auf 200 Gt (c) revidiert.

Reservenangaben stellen also immer nur Momentaufnahmen dar, die sich definitionsgemäß im Verlauf der Zeit ändern. Damit sind sie allein gesehen nicht geeignet, Prognosen über die künftige Produktion zu erstellen. Hier muss das Gesamtpotenzial als ultimativ förderbare Menge herangezogen werden. Die Teilmengen des Gesamtpotenzials — Reserven, Ressourcen und kumulierte Förderung — entwickeln sich über den Lebenszyklus des Rohstoffes Erdöl dynamisch.

Basierend auf dem gewählten Ansatz kann die folgende Projektion andeuten, wie sich die Förderung unter Beibehaltung der bisherigen Dynamik entwickeln könnte, aber nicht wie sie später tatsächlich aussehen wird. Diese Einschränkung ist dringend geboten, da es im Erdölmarkt in der Vergangenheit wiederholt zu drastischen Veränderungen kam, die auch mit Hilfe der hier präsentierten Projektion nicht vorhersehbar gewesen wären. Ersichtlich sind diese Veränderungen aus dem historischen Produktionsverlauf von Erdöl. Dabei lassen sich drei Epochen unterscheiden: Die Epoche der internationalen Ölkonzerne mit einem beschleunigten Anstieg der Produktion, die Epoche der OPEC zu Zeiten der Ölkrisen mit wiederholten Einbrüchen der globalen Produktion und die gegenwärtige Epoche der Globalisierung mit einem annähernd linearen Anstieg (Abb. 9.15). Jeder dieser Epochen liegen spezifische Rahmenbedingungen zu Grunde, deren Änderungen in der Projektion nicht erfassbar sind. Die Grundlage der Projektion bilden ableitbare Gesetzmäßigkeiten der andauernden Epoche der Globalisierung.

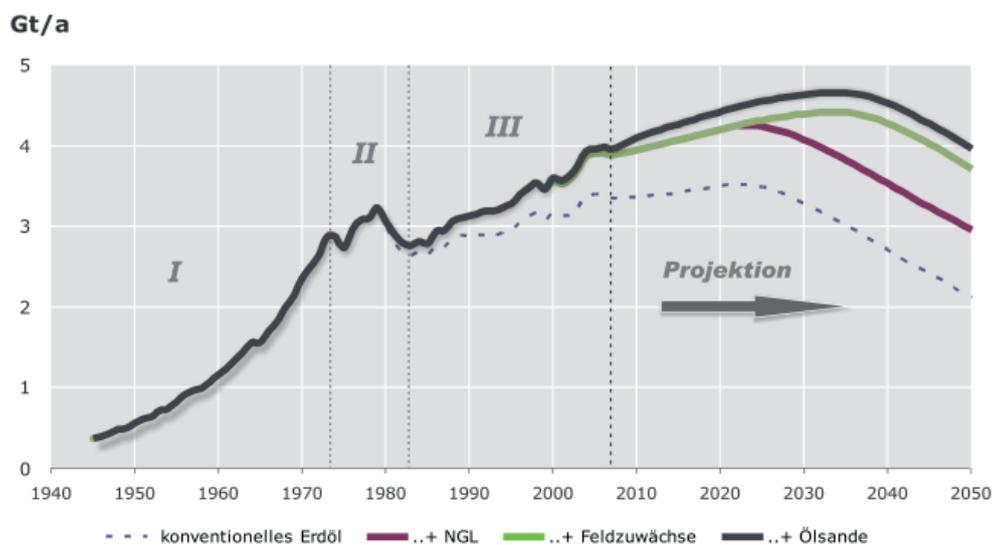


Abbildung 9.15: Historische Entwicklung der Erdölproduktion und projizierter Produktionsverlauf für konventionelles Erdöl mit und ohne Kondensat (NGL) und mit Kondensat und Ölsanden unter Berücksichtigung von Reservenzuwächsen (*Field Growth*). Dargestellte Epochen der historischen Erdölproduktion: Epoche der internationalen Ölkonzerne (I), Epoche der OPEC (II), Epoche der Globalisierung (III).

Im Ergebnis bestätigt die Projektion im Wesentlichen die bisherige, auf den aktuellen Vorratsdaten basierende Aussage, dass bis 2020 mit einem Fördermaximum bei konventionellem Erdöl gerechnet werden kann (BGR, 2008). Danach ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen eine Steigerung der Produktion aus den heute bekannten Vorräten über 2023 hinaus nicht möglich (Abb. 1.3). Bei Berücksichtigung von Reservenzuwächsen, eines einhergehend mit der erwarteten Steigerung der Erdgasproduktion wachsenden Anteils

von Kondensat an der Erdölproduktion und der Entwicklung der Produktion von Erdöl aus Ölsanden und Schwerstölen (Abschnitt 3.3) ändert sich dieses Bild: Die Reservenzuwächse führen zu einer Verschiebung der maximalen Erdölförderung in die Zeit zwischen 2030 und 2035 (Abb. 9.15). Damit erwächst aus den Reservenzuwächsen das Potenzial, die Produktion von Erdöl um 10 bis 15 Jahre länger zu steigern.

Im Gegensatz dazu übt der Einfluss der Steigerung der Kondensatproduktion und der Produktion von Erdöl aus Ölsanden kaum einen Einfluss auf die projizierte zeitliche Lage des Maximums der Erdölförderung aus. Allerdings werden die nach der Projektion möglichen Wachstumsraten der Erdölförderung durch Kondensat (NGL) und Ölsandnutzung maßgeblich gesteigert. Ohne Kondensat und Ölsande werden in der Projektion maximal jährliche Förderraten von etwa 3,6 Gt erreicht. Bereits heute macht Kondensat aber schon mehr als 500 Mt der Jahresproduktion an Erdöl aus. Mit dem erwarteten Wachstum der Erdgasproduktion wird dieser Anteil weiter steigen. Laut Projektion wird 2030 ein Anteil von Kondensat von 800 Mt an der Jahresproduktion von Erdöl möglich. Mit der erwarteten Steigerung der Kondensatproduktion ließe sich die maximale Erdölförderung auf etwa 4,4 Gt steigern. Bei zusätzlicher Berücksichtigung von Erdöl aus Ölsand wird in der Projektion eine maximale Produktion von etwa 4,7 Gt erreicht (Abb. 9.15).

Die Projektion erlaubt keine Aussage über die Entwicklung der Erdölpreise, da diese im Wesentlichen von wirtschaftlichen Entwicklungen und weniger von der Vorratssituation abhängen. Wie geschildert stehen die Ergebnisse der Projektion zudem unter den Vorbehalten, die sich aus den definierten Randbedingungen ergeben. Die tatsächliche Produktionsentwicklung von Erdöl kann schon in den kommenden Jahren deutlich von dem projizierten Verlauf abweichen, wenn sich beispielsweise der durch die globale Wirtschaftskrise bedingte geringere Nachfrageanstieg bemerkbar macht. Zudem setzt die Projektion voraus, dass technologische Entwicklungen derart fortschreiten, dass die immer schwieriger zu lösenden Aufgaben bei der Erschließung und Produktion von Erdöl gemeistert werden können. Ebenso müssen die Voraussetzungen für die rechtzeitige Tüchtigkeit notwendiger Investitionen in Forschung, Entwicklung, Erschließung, Produktion und Infrastruktur gegeben sein. Wenn sich hier im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren wesentliche Einschränkungen ergeben, wird der projizierte Förderverlauf von Erdöl nicht eintreten.

Insgesamt ergibt die Projektion einen maximal möglichen Verlauf der Erdölförderung, wie er sich aus heutiger Sicht unter realistischen Annahmen entwickeln könnte. Alle oben angedeuteten vorstellbaren Änderungen im Erdölmarkt würden ein Unterschreiten dieser Projektion bewirken.

9.7 Energierohstoffe 2030, 2050

Die in dieser Studie bereitgestellten Daten zur Vorrats- und Verfügbarkeitssituation der Energierohstoffe und die zur künftigen Erdölproduktion erstellte Projektion (Abschnitt 9.6.3) ermöglichen einige Aussagen zu Trends für die kommenden Jahrzehnte, die im Folgenden für die Horizonte 2030 und 2050 zusammengefasst werden:

2030

Die Nutzung **geothermischer Energie** wird sich bei einem ausreichend hohen Energiepreisniveau bis 2030 voraussichtlich vervielfachen. Von entscheidender Bedeutung für die Entwicklung der Geothermie wird dabei das Ergebnis der derzeit laufenden Pilotvorhaben zur breiteren Nutzung von tiefer Geothermie beispielsweise durch Einbohrloch-Verfahren und die HDR-Technologie sein.

Bei den **Kernbrennstoffen** wird bis 2030 kein Engpass in der geologischen Verfügbarkeit erwartet. Weitaus größeren Einfluss als die geologische Verfügbarkeit der Brennstoffe werden politische Entscheidungen darüber haben, ob und in welchem Umfang Kernenergie künftig zur Energieversorgung beiträgt. Bei einer Ausweitung der weltweiten Nutzung von Kernenergie werden bis 2030 neue Reaktortypen die Kernbrennstoffe effektiver nutzen. Auch eine Nutzung von Thorium könnte in diesem Fall anlaufen.

Für **Kohle** insgesamt wird von der IEA in ihrem Referenzszenario (IEA, 2008) eine Steigerung des Bedarfs um durchschnittlich 2 % pro Jahr von rund 5 Mrd. t SKE für 2007 auf 7 bis 7,3 Mrd. t SKE für 2030 erwartet. Weder bei Weichbraunkohle noch bei Hartkohle werden derartige Steigerungsraten in den kommenden Jahrzehnten zu Einschränkungen in der geologischen Verfügbarkeit führen. Abzusehen ist, dass die Ergebnisse der derzeit laufenden Pilotvorhaben zu CCS (Infobox 7) einen Einfluss auf die künftige Nutzung der Kohle ausüben werden. Sollte das Preisniveau bei Erdöl in den kommenden Jahren ausreichend hoch sein, würden wahrscheinlich zudem einige Großprojekte zur Kohleverflüssigung (Infobox 8) verwirklicht. Kohle würde dann, wenn auch global gesehen noch in geringem Ausmaß, als Substitut für Erdöl genutzt werden.

Bei **Erdgas** ist bis 2030 auch bei Bedarfssteigerung aus geologischer Sicht kein Engpass absehbar. Offen ist, in wie weit 2030 bereits die Konzentration der Erdgasreserven in der *Strategischen Ellipse* zu spürbaren Konsequenzen führen wird. Ein wichtiger Meilenstein für die Entwicklung der Erdgasproduktion bis dahin wird das Ergebnis der laufenden Forschungs- und Entwicklungsprogramme sein, die auf eine Förderung von Erdgas aus den großen offshore-Vorkommen an Gashydrat abzielen. Sollten diese Arbeiten erfolgreich sein und ausreichend hohe Energiepreise notwendige Investitionen in die Erschließung dieser Ressource ermöglichen, könnte die Erdgasförderung aus Gashydrat 2030 bereits angelaufen sein.

Ob die Produktion von **Erdöl** bis 2030 mit den Raten der vergangenen 20 Jahre gesteigert werden kann, hängt von einer Reihe von Faktoren ab, die aber nicht auf der geologischen Verfügbarkeit beruhen. Nach den Ergebnissen der Projektion dieser Studie wird bis 2030 eine derartige Steigerung möglich, wenn unter den derzeitigen Marktbedingungen eine optimale Nutzung der Vorräte, inklusive nicht-konventioneller Vorkommen erfolgt. Als maximale jährliche Erdölproduktion für 2030 ergeben sich etwa 4,6 Gt. Diese Projektion ist allerdings als optimistisch einzustufen, da viele Einflussfaktoren ein Unterschreiten der in der Projektion dargestellten Entwicklung bewirken würden. Mit Blick auf 2030 ist es daher wahrscheinlich, dass trotz der bereits jetzt anlaufenden Maßnahmen zur Substitution von Erdöl eine physische Verknappung spürbar sein wird. Eine höhere als die in der Prognose aufgezeigte Jahresförderung 2030 würde sich ergeben, wenn beispielsweise die Erdölindustrie in den

kommenden Jahrzehnten die Reservenbasis unverhältnismäßig rasant erhöhen würde. Dazu wären immense Investitionen in derzeit nicht absehbare Projekte notwendig.

2050

Begründbare Aussagen zur Verfügbarkeit von Geothermie, Kernbrennstoffen, Kohle und Erdgas für 2050 über die für 2030 gemachten Angaben hinaus sind auf Basis der vorliegenden Vorratsdaten und der absehbaren Entwicklungen nicht zu treffen.

Für **Erdöl** wird nach derzeitigen Erkenntnissen allerdings keine Möglichkeit der Steigerung bis 2050 gesehen (Abb. 9.15). Möglich und wahrscheinlich ist hier ein Bedarfsmaximum (*Peak Demand*) deutlich vor 2050 durch Substitution von Erdöl. Dazu muss die Hauptlast der heutigen Säule der Energieversorgung der Welt von Erdöl auf andere Energieträger umverteilt werden. In dem dann neuen Energiemix sollten ökonomisch sinnvolle regenerative Energien eine wichtige Rolle spielen. Erdöl wird voraussichtlich trotzdem für spezielle Anwendungen und insbesondere für die chemische Industrie weit über das Jahr 2050 hinaus produziert werden.

9.8 Literatur zu Verfügbarkeit der Energierohstoffe

- ASPO (The Association for Study of Peak Oil and Gas) (2008): Oil & Gas Production Profiles: 2008 Base Case. ASPO Newsletter No. 96. December 2008: 2.
- Bertani R. (2008): Geothermal Power Plants Commissioned in the Third Millenium, IGA News No. 72.
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2008):): Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007. 92 S. Hannover.
- Campbell, C.J (2002): Conventional Oil Endowment.- ASPO Newsletter No. 13: 8.
- Edwards, J.D. (2001): Twenty-first-century Energy: Decline of Fossil Fuel, Increase of Renewable Nonpolluting Energy Sources.- In: Downey, M.W., Threet, J.C., Morgan, W.A. (Eds.): Petroleum Provinces of the Twenty-first Century.- AAPG Memoir 74: 21-34.
- EID (2008): Energieinformationsdienst 24/08.
- Fattouh, B. (2007a): The Drivers of Oil Prices: The Usefulness and Limitations of Non-Structural Model, the Demand-Supply Framework and Informal Approaches. Oxford Institute for Energy Studies, WPM 32.
- (2007b): How Secure are Middle East Oil Supplies? Oxford Institute for Energy Studies, WPM 33.
- Forseo GmbH (2008): The Investor's Guide to Geothermal Energy. How to capitalize on the Heat beneath your Feet. www.forseo.eu.
- Friedleifsson, I.B.; Bertani, R.; Huenges, E.; Lund, J.; Rangnarsson, A. & Rybach, L. (2008): The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change. In: O. Hohmeyer and T. Trittin (Eds.) IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources, Proceedings, Lübeck, Germany, 20-25 January 2008: 59-80.
- Gawell K. & Greenberg G. (2007): Update on World Geothermal Development. 2007 Interim Report.
- GEA Updates, US Geothermal Energie Association. www.geo-energy.org.

- IEA (2008a): World Energy Outlook 2008.
- (2008b): World Energy Model-Methodology and Assumptions. http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2008/WEM_Methodology_08.pdf.
 - (2007): Renewables in Global Energy Supply, An IEA Fact Sheet.
 - (2006): World Energy Outlook 2006.- International Energy Agency, Paris.
- IEA (International Energy Agency) (2004): World Energy Outlook 2004. 570 S.- International Energy Agency, Paris.
- Jaffe A. (2007): The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets. A comprehensive study providing an effective framework to analyze strategies, objectives and performance of NOCs. Baker Institute Policy Report 35: <http://www.rice.edu/energy/publications/nocs.html>.
- Klett, T.R.; Gautier, D.L. & Ahlbrandt, T.S. (2005): An evaluation of the U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000. AAPG Bull. 89: 1033-1042.
- Kloppers, M. & Yaeger, J.M. (2008): Petroleum Customer Sector Group Briefing. Commission File No.: 001-10533 <http://newsstore.smh.com.au/apps/previewDocument.ac?docID=GCA00840163BHP&f=pdf>.
- Laherrere, J. (2005): Fossil fuels future production. Vortrag auf dem „Romania Oil & Gas Congress“. Bukarest, März 2005.
- NPC (2008): Update to the National Petroleum Council Report. Hard Truths: A Comprehensive View to 2030 of Global Oil and Natural Gas.
- Odell, P.R. (2000): The global energy market in long term: The continuing dominance of affordable non-renewable resources. Energy Exploration & Exploitation, 19, 2-3: 131-145.
- OPEC (2007): <http://www.opec.org/home/Production/ProductionLevels.pdf>.
- Robelius, F. (2007): Giant Oil Fields - The Highway to Oil. Giant Oil fields and their Importance for Future Oil Production. Acta Universitatis Upsaliensis. 168 pp - Uppsala.
- Rybach L. (2008): Geothermie weltweit – Stand und Perspektiven. Der Geothermiekongress 2008, Karlsruhe.
- Schollnberger, W. (2006): Who Shapes the Future Mix of Primary Energy? What Might It Be? OIL GAS European Magazine 1/2006, pp. 8-20.
- Uranium (2001): Resources, Production and Demand. OECD-NEA/IAEA.
- USGS (2008): Circum-arctic resource appraisal: estimate of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle. Fact Sheet 2008 – 3049, <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049>.
- (2000): World Petroleum Assessment 2000 - Description and Results.- USGS Digital Data Series DDS-60.
- World Nuclear Association (WNA) (2008): www.world-nuclear.org.

A

| | |
|----------------------------|--|
| AAPG | American Association of Petroleum Geologists |
| af | aschefrei |
| A : K Verhältnis | Verhältnis Abraum [m ³] zu Kohle [t] |
| angereichertes Uran | Uran, bei dem der Prozentsatz des spaltbaren Isotops U-235 über den Gehalt von 0,7205 % im Natururan gesteigert ist. Kernreaktoren verwenden Anreicherungsgrade von 3 bis 4 % U-235. |
| Antiklinale | Eine durch Faltung erzeugte Aufwölbung mit allseits abfallenden Flanken. |
| °API | Maßeinheit für die Dichte der flüssigen Kohlenwasserstoffe, niedrige Grade entsprechen schwerem Öl (API = American Petroleum Institute). |
| Aquifer | Grundwasserleiter; Teile der Erde, die Grundwasser enthalten und geeignet sind, es weiterzuleiten. |
| Aquifergas | im Formationswasser gelöstes Erdgas |
| Arbeitszahl | Quotient aus gewonnener thermischer Energie und aufgewendeter elektrischer Energie. |
| asso. Gas | assoziiertes Erdgas; Erdgas, das mit Erdöl zusammen vorkommt und gefördert wird (auch Erdölbegleitgas). |
| authigen | Bezeichnung für Gesteine, deren Bestandteile an Ort und Stelle entstanden sind (z. B. aus einem Magma). |

B

| | |
|---------------|--|
| biogen | von Lebewesen gebildet |
| BSR | (= bottom simulating reflector) seismischer Reflektor, der die Unterkante der Stabilitätszone der Gashydrate anzeigt |
| BTL | Biomass to Liquid (aus Biomasse hergestellte synthetische Kraftstoffe) |
| Btu | (= British thermal unit(s)) englische Energie-Maßeinheit → <i>s. Maßeinheiten</i> |

C

| | |
|------------|--|
| CBM | (= coalbed methane) Kohleflözgas; in Kohlen enthaltenes Erdgas |
|------------|--|

| | |
|------------|---|
| C/H | Verhältnis von Kohlenstoff zu Wasserstoff |
| cif | (cost, insurance, freight) Kosten, Versicherung und Fracht. Im Überseege­schäft übliche Transportklausel, zu der der Verkäufer zusätzlich zur fob-Klausel (s. u.) die Kosten der Lieferung, die Versicherung und die Fracht bis zum Bestimmungshafen trägt. |
| CTL | (Coal to Liquid) verflüssigte Kohle bzw. aus Kohle hergestellte synthetische Kraftstoffe. |

D

| | |
|----------------------------|--|
| depletion mid-point | Zeitpunkt, zu dem die Hälfte der ursprünglichen Reserven bzw. des Gesamtpotenzials gefördert worden ist. |
| depletion rate | Entnahmerate (in Prozent der Reservenmenge). |
| Direktwärmenutzung | direkte Nutzung der Erdwärme (z. B. für Heizzwecke; d. h. keine Umwandlung in elektrische Energie). → s. <i>Geothermie</i> |
| Diskordanz | Bezeichnung für das winkelige oder unregelmäßige Aneinanderstoßen von Gesteinsschichten; z. B. kann ein Speicher­gestein von einer undurchlässigen Schicht gekappt werden. |
| DOE | Department of Energy (Energieministerium der USA). |
| downstream | Aktivitäten ab Bohrlochkopf wie Aufbereitung, Transport, Verarbeitung, Verkauf. |
| dry gas | Erdgas aus reinen Erdgaslagerstätten, sehr hoher Anteil an Methan. |

E

| | |
|----------------------|---|
| EAR | (= estimated additional resources) Definition von Vorräten, die nicht Reserven sind. Nomenklatur der NEA/IAEA-Arbeitsgruppe "Uranium, Resources, Production, and Demand". → s. <i>Uran</i> |
| Enthalpie | Zustandsgröße idealer Gase, [J]; Maß für die technische Arbeit, die eine gegebene Gasmenge verrichten kann; Symbol: J; J hängt von der Temperatur und vom Druck ab. |
| Entölungsgrad | bzw. Ausbeutegrad, prozentuale Menge des geförderten Erdöls vom Gesamt­vorkommen einer Lagerstätte. |
| EOR | (= enhanced oil recovery) Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte, sekundäre und tertiäre Förderverfahren. |

| | |
|----------------------|--|
| Erdgas | <p>natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung; in diesem Kontext verstanden als brennbare Gase.</p> <p>konventionell: freies Erdgas und Erdölgas.</p> <p>nicht-konventionell: Erdgas in dichten Speichern, Flözgas, Aquifergas und Gashydrate.</p> |
| Erdöl | <p>natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen.</p> <p>konventionell: fließfähiges Erdöl in der Lagerstätte, API-Grad höher als 10°, Schweröl, Leichtöl, Kondensat.</p> <p>nicht-konventionell: in der Lagerstätte nicht fließfähig API-Grad geringer als 10°, Schwerstöl, Rohöl aus Ölsand (Bitumen, Asphalt), Rohöl oder Schwelöl aus Ölschiefer.</p> |
| Erdsonde | <p>ein in ein Bohrloch eingebrachtes Rohr oder Rohrsystem, in dem eine Flüssigkeit zirkuliert und das zur Extraktion von Wärme aus dem Untergrund dient.</p> |
| EU | <p>Europäische Union (EU-27). → s. <i>Wirtschaftspolitische Gliederungen</i></p> |
| EUR | <p>(= estimated ultimate recovery) geschätztes Gesamtpotenzial eines Energierohstoffes.</p> |
| Exploration | <p>Aufsuchung und Erschließung von Lagerstätten und Rohstoffvorkommen in der Erdkruste.</p> |
| F | |
| Faziesfalle | <p>Konfiguration einer Erdöl- oder Erdgaslagerstätte bei der das Speichergestein ausdünnt und in eine undurchlässige Schicht (z. B. Tonstein) übergeht.</p> |
| Feldesabgaben | <p>Proportional zur Fläche eines Erdölfeldes kann ein Staat sogenannte Feldesabgaben verlangen. Es wird hierbei zwischen Feldesabgaben für Explorationsgebiete (engl. exploration surface fees) und Fördergebiete (engl. exploitation surface fees) unterschieden.</p> |
| field growth | <p>Zunahme/Wachstum der Reserven in einem Öl-/Gasfeld durch erhöhte Ausbeutefaktoren, neue Bohrergebnisse.</p> |
| fob | <p>(= free on board) Lieferung frei Transportmittel. Im Übersee-geschäft übliche Transportklausel, bei der der Verkäufer verpflichtet ist, die Ware an Bord des Transportschiffes zu bringen. Ab hier ist der Käufer für die Ware verantwortlich.</p> |

| | |
|----------------------|--|
| Förderabgaben | oder Förderzins (engl. royalties), sind die bekanntesten und häufigsten Abgaben in der Rohstoffindustrie. Sie sind sowohl in PSCs als auch in Konzessionssystemen üblich. Förderabgaben werden meistens als Prozentsatz auf den Marktwert der geförderten Erdöl- bzw. Erdgasmenge erhoben (nach Abscheidung von Wasser und Gasen). |
| FPSO | (= floating production, storage and offloading) Produktions-, Lager- und Verladeschiffe für Erdöl (FPSO-Anlagen sind schwimmende Fabriken zur Nutzung von offshore-Feldern). |
| frac | von einem Bohrloch ausgehender, künstlich erzeugter Riss zur Steigerung der Permeabilität und damit der Förderung fracen: „fracs“ erzeugen. |
| frontier area | (= Frontiergebiet) Gebiet, in dem z. B. aus klimatischen oder logistischen geographischen Gründen bislang kaum Explorationsarbeiten durchgeführt worden sind. |
| FSR | (= financial reporting system) System der EIA, das rund 30 US-Ölgesellschaften umfasst, die für ihre weltweiten Operationen Daten liefern. |

G

| | |
|---|---|
| Gashydrat | feste (schneeartige) molekulare Verbindungen zwischen Gasen und Wasser, die unter bestimmten Druck/Temperatur-Bedingungen stabil sind. |
| Gesamtpotenzial | Kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen, engl.: estimated ultimate recovery |
| Gewinnungskosten | Kosten der bergmännischen Gewinnung und Erzaufbereitung bis zum Endprodukt (yellow cake). → s. Uran |
| GECF | (= gas exporting countries forum) Zusammenschluss von fünfzehn Erdgas exportierenden Länder (s. dazu Infobox 4). |
| giant, supergiant megagiant oilfield | Kategorien für Kohlenwasserstoff-Felder entsprechend ihrer Größe; mit Reserven größer 500, 5000 bzw. 50 000 Mb (68, 680, 6800 Mt) für Erdöl und größer 3, 30 bzw. 300 tcf (85, 850, 8500 Mr. m ³) für Erdgas. |
| GIP | (= gas in place) Gasmenge derzeit in der Lagerstätte |
| GIIP | (= gas initially in place) Gasmenge ursprünglich in der Lagerstätte. |

| | |
|--------------------|---|
| Grundwasser | der Teil des unterirdischen Wassers, der sich in der wasser-gesättigten Zone befindet. Diese wird nach oben durch die Grundwasseroberfläche vom Kapillarsaum getrennt. Die Grundwasserzone reicht nach unten bis in Krustenbereiche hinein, in denen praktisch keine zusammenhängenden Kluft- und Porensysteme mehr existieren. |
| GTL | (= gas to liquid) Gewinnung synthetischer Treibstoffe aus Erdgas mittels verschiedener Verfahren, u. a. Fischer-Tropsch. |
| GUS | Gemeinschaft Unabhängiger Staaten. → <i>s. Ländergruppen</i> |

H

| | |
|---|--|
| Hartkohle | Anthrazit, Steinkohlen, Hartbraunkohlen mit einem Energieinhalt der Kohle (aschefrei) > 16 500 kJ/kg. |
| HDR-Verfahren | (= Hot-Dry-Rock-Verfahren) In Gesteinen mit sehr geringer hydraulischer Durchlässigkeit und Temperaturen > ca. 150 °C werden zwischen Tiefbohrungen durch hydraulische Risserzeugung Fließwege geschaffen, die als Wärmetauscher dienen. Durch Wasserzirkulation wird Wärmeenergie gewonnen. |
| HEU | (= highly enriched uranium) hochangereichertes Uran (> 90 % U-235), vorwiegend für militärische Zwecke benutzt. |
| HK | Hartkohle (Anthrazit, Steinkohlen, Hartbraunkohlen), Energieinhalt der Kohle af > 16 500 kJ/kg. |
| Hochtemperatur-Lagerstätte | Geothermische Lagerstätte mit einer Temperatur von in der Regel über 150 °C. |
| hydrostatisch | dem Druck der darüber befindlichen Wassersäule entsprechend |
| hydrothermale Hochenthalpie-Lagerstätte | Dampf- oder Heißwasservorkommen mit einer Temperatur über 150 °C. → <i>s. Geothermie</i> |
| hydrothermale Niedrigenthalpie-Lagerstätte | Heiß- oder Warmwasservorkommen mit einer Temperatur unter 150 °C. → <i>s. Geothermie</i> |

I

| | |
|-------------|--|
| IAEA | International Atomic Energy Agency, UN-Behörde Sitz: Wien (= Internationale Atomenergie Organisation, IAEA). → <i>s. Wirtschaftspolitische Gliederungen und Uran</i> |
| IEA | International Energy Agency, zur OECD gehörend, Sitz: Paris. |

| | |
|-----------------------------|--|
| IGU | International Gas Union. |
| Inkohlung | Umwandlung von organischem Ausgangsmaterial durch Temperaturerhöhung im Laufe geologischer Zeiträume. |
| in place | insgesamt in einem Vorkommen/einer Lagerstätte enthaltener Rohstoff, auf Volumen bezogen. |
| in-situ | (= am Ort, am Platz) in der Lagerstätte befindlich; aber auch Bezeichnung einer Reaktion oder eines Prozesses am Entstehungsort, auch als Synonym für <i>in place</i> benutzt. |
| IOC | International Oil Companies, dazu zählen u. a. die Supermajors: Chevron Corp., ExxonMobil Corp., BP plc, Royal Dutch plc, Total. |
| IOR | (= improved oil recovery) Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte (umfassender als EOR), beinhaltet u. a. zusätzliche Stimulierungsmaßnahmen, Reservoir Management, Kostenreduzierung. |
| J | |
| J | Joule → s. <i>Maßeinheiten</i> |
| Jahresarbeitszahl | Quotient aus der pro Jahr gewonnenen thermischen Energie und der pro Jahr aufgewendeten elektrischen Energie. |
| K | |
| Kalina-Verfahren | Stromerzeugung durch Verdampfung eines Ammoniak-Wasser-Gemisches. → s. <i>Geothermie</i> |
| kcal | Kilokalorie → s. <i>Maßeinheiten</i> |
| kj | Kilojoule → s. <i>Maßeinheiten</i> |
| Kondensat | unter Lagerstättenbedingungen gasförmige, unter Oberflächenbedingungen flüssige (kondensierte) Kohlenwasserstoffe, die zusammen mit Erdgas gefördert werden (Dichte: > 45°API oder < 0,80 g/cm ³). |
| Kontinentalhang | die an den Schelf anschließenden Meeresgebiete mit Wassertiefen bis teilweise über 2000 m. |
| Konzession | einer Firma/Unternehmen zu Explorations- und Produktionszwecken für eine bestimmte Zeit zur Verfügung gestelltes Gebiet. |
| kumulierte Förderung | Summe aller Jahresförderungen seit Förderbeginn. |

KW Kohlenwasserstoffe: Chemische Verbindungen aus Kohlenstoff und Wasserstoff, in denen in geringen Mengen auch andere Elemente (z. B. Schwefel, Stickstoff, Sauerstoff, Metalle) chemisch gebunden sein können. Zu den KW gehören Erdöl, Kondensat und Erdgas.

höhere KW: KW mit mehr als einem Kohlenstoff-Atom

L

lb Pfund (1 lb = 453,59 g).

Leistungszahl Quotient aus gewonnener thermischer Leistung und aufgewendeter elektrischer Leistung.

lithostatisch dem Druck der darüber befindlichen Gesteinsschichten entsprechend.

Lizenzgebiet einer Gesellschaft zu Explorations- und Produktionszwecken für eine bestimmte Zeit zur Verfügung gestelltes Gebiet.

LNG (liquified natural gas) verflüssigtes Erdgas (für Transportzwecke)
(1 t LNG enthält ca. 1400 Nm³ Erdgas,
1 m³ LNG wiegt ca. 0,42 t).

LPG (= liquified petroleum gas) Bestandteile des Rohgases, die auch unter Oberflächenbedingungen gasförmig bleiben, sich aber unter geringem Druck (bis 25 Bar) verflüssigen lassen (im Handel als "Flaschengas", Bestandteile sind überwiegend Propan und Butan).

M

Methan einfachster Kohlenwasserstoff (CH₄).

Migration unterirdischer Vorgang bei der Erdöl- und Erdgasentstehung, wobei das Erdöl bzw. Erdgas vom Muttergestein zum Speichergestein wandert.

Mineralöl Erdöl und in Raffinerien hergestellte Erdölprodukte.

MOX Mischoxid; angereichertes Uranoxid mit Plutoniumoxid; wird als Kernbrennstoff eingesetzt.

MS Mann/Schicht, Bergleute pro Arbeitsschicht.

Muttergestein Gestein, mit hohem Anteil an organischem Material, in dem sich Erdöl bzw. Erdgas bilden kann.

MW_{th} thermische Leistung in MW.

MW_e elektrische Leistung in MW.

N

NAFTA North American Free Trade Association.
→ s. *Wirtschaftspolitische Gliederungen*

Natururan (U_{nat}) Uran in der Isotopenzusammensetzung, in der es in der Natur vorkommt. Natururan ist ein Gemisch von U-238 (99,2739 %), U-235 (0,7205 %) und U-234 (0,0056 %).

NEA Nuclear Energy Agency; zur OECD gehörend, Sitz: Paris.
→ s. *Uran*

NGL (= Natural Gas Liquids) Bestandteile des Rohgases, die in der Lagerstätte gasförmig sind und vom Rohgas durch Abkühlung separiert werden können; Bestandteile: Ethan, Propan, Butan, Pentan und Kondensat (Begriff nicht genau definiert; Kondensat ist jedoch meist mit eingeschlossen).

Niedrigtemperatur-Lagerstätte geothermische Lagerstätte mit einer Temperatur von in der Regel unter 150 °C.

NOC National Oil Companies. Überwiegend in staatlicher Hand befindliche Ölgesellschaften, dazu zählen u. a. Saudi Aramco, Petrobras, China National Petroleum Company.

O

OECD Organization for Economic Cooperation and Development
Sitz: Paris.
→ s. *Wirtschaftspolitische Gliederungen*

offshore vor der Küste liegende Gebiete, unter Meeresbedeckung.

OGJ Oil & Gas Journal (Fachzeitschrift).

OIP (= oil in place) Ölmenge derzeit in der Lagerstätte.
→ s. *Erdöl*

OIIP / OOIP (= oil initially in place/oil originally in place)
Ölmenge ursprünglich in der Lagerstätte.
→ s. *Erdöl*

OPEC Organization of Petroleum Exporting Countries, Sitz: Wien.
→ s. *Wirtschaftspolitische Gliederungen*

ORC-Anlage (= Organic-Rankine-Cycle-Anlage) Stromgeneratoren, deren Turbinen mit einem (organischen) Arbeitsmittel mit niedriger Siedetemperatur betrieben werden.

P

- Permeabilität** Maß für die hydraulische Durchlässigkeit eines Gesteins; Maßeinheit: Darcy [D] bzw. Millidarcy [mD], [$m^2 = 10^{12}$ Darcy]; Symbol: k.
- Plutonium** Spaltprodukt bei der Kettenreaktion; entsteht aus U-238, durch Neutroneneinfang wird Pu 239 gebildet.
→ s. *Uran*
- Porosität** Porenraum eines Gesteins; Maßeinheit: [%].
- Potenzial**
technisches Potenzial: pro Jahr unter Berücksichtigung aller technischen Restriktionen gewinnbare Wärmemenge eines geothermischen Lagerstättentyps in einem bestimmten Gebiet.
→ s. *Geothermie*
theoretisches Potenzial: pro Jahr dargebotene Wärmemenge eines geothermischen Lagerstättentyps in einem bestimmten Gebiet.
→ s. *Geothermie*
Gesamtpotenzial: kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen.
verbleibendes Potenzial: Reserven plus Ressourcen.
- Primärenergienutzung** direkte Nutzung der Erdwärme (z. B. für Heizzwecke, d. h. keine Umwandlung in elektrische Energie).
- Primärenergieverbrauch (PEV)** der PEV bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energiemenge.
- PSC** oder PSA (engl. production sharing contract oder -agreement). Vertrag zwischen einem Staat und Erdöl-/Erdgasunternehmen der die geförderte Erdöl- bzw. Erdgasmenge nach einem bestimmten Schlüssel aufteilt.

R

- RAR** (= reasonably assured resources) in der niedrigsten Kostenklasse: Reserven, sonst Ressourcen (s. *EAR*).
→ s. *Uran*
- Reichweite** statische Reichweite: Quotient aus Reserven und letzter Jahresförderung.
- Reingas** normiertes Erdgas mit einem Heizwert von 9,7692 kWh/Nm³.
- Reserven** nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Energierohstoff-Lagerstätte; ursprüngliche Reserven: kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven.

| | |
|--------------------------|--|
| „reserve growth“ | oder field growth = Reservenzuwachs. Während der Förderung und weiteren Entwicklung eines Erdöl- oder Erdgasfeldes erhöhen sich erfahrungsgemäß die geschätzten ursprünglichen Reserven bzw. das Gesamtpotenzial durch besseres Verständnis der Lagerstätte. |
| Ressourcen | nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Energierohstoffen. |
| rezykliertes Uran | nach dem Einsatz im Reaktor nicht verbrauchtes Uran; Rückführung in Brennelemente. |
| Rohgas | bei der Förderung gewonnenes, unbehandeltes Erdgas. |

S

| | |
|------------------------|--|
| scf | standard cubic foot (feet). |
| Schelf | die Kontinente umgebende Meeresgebiete bis etwa 200 m Wassertiefe. |
| SKE | Steinkohleeinheit → s. <i>Umrechnungsfaktoren</i> |
| SPE | Society of Petroleum Engineers. |
| Speichergestein | poröses und permeables Gestein (z. B. Sandstein, Kalkstein), in dessen Porenraum sich Flüssigkeiten (Erdöl, Wasser) oder Gase (Erdgas) befinden. |
| Spotmarkt | ein regionaler Markt (z.B. für Nordeuropa: Rotterdam), auf dem ein kurzfristiger Handel mit Mineralölprodukten und Rohölen erfolgt. |
| Stimulation | Verbesserung der Fördereigenschaften einer Bohrung durch technische Maßnahmen. |
| Stockpunkt | (engl.: pour point) Temperatur, bei der eine Flüssigkeit (hier: Erdöl) so viskos wird, dass sie gerade aufhört zu fließen. |
| swing producer | Produzent eines Rohstoffes, der aufgrund seiner großen Förderkapazität Nachfrageschwankungen ausgleichen kann. |

T

| | |
|-------------------|---|
| Temperatur | Kelvin (absolute Temperatur), [K]; $T [K] = T [^{\circ}C] + 273,2$; Symbol: T. |
| Therm | englische Energie-Maßeinheit, (1 Therm = 100 000 Btu = 1060 MJ; Pence/Therm etwa gleich 0,5 € cents/m ³). → s. <i>Geothermie</i> |

| | |
|--------------------------|--|
| thermogen | durch Temperatureinwirkung gebildet. |
| toe | (= ton(s) of oil equivalent) Tonne(n) Erdöläquivalent (ca. 1,428 t SKE). |
| Träger | (Trägergestein) Speichergestein. |
| Transmissibilität | Maß für die hydraulische Durchlässigkeit einer Gesteinsschicht; $1 \text{ m}^3 \cong 10^{12}$ Darcy m; Symbol: T. |

U

| | |
|------------------|---|
| UN-ECE | United Nations Economic Commission for Europe, Sitz: Genf. |
| upstream | alle Tätigkeitsbereiche bis zum Austritt der Kohlenwasserstoffe aus dem Bohrlochkopf: Aufsuchung (exploration), Erschließung (development) und Förderung/Produktion (exploitation). |
| upgrading | Qualitätsverbesserung, Erhöhung der API-Grade (bei Gewinnung von nicht-konventionellem Erdöl). |
| USGS | United States Geological Survey. |

V

| | |
|--------------------------------------|--|
| VAE | Vereinigte Arabische Emirate. → s. <i>Ländergruppen</i> |
| vertikaler Temperaturgradient | Änderung der Temperatur mit der Tiefe; [K/m] oder [°C/m]; Symbol: dT/dz. |

W

| | |
|---------------------------|--|
| waf | wasser- und aschefrei. |
| Wärmeleitfähigkeit | Maß für das Wärmeleitvermögen eines Stoffes; [W/(m · K)]; Symbol: λ . |
| Wärmekapazität | Maß für das Wärmespeichervermögen eines Stoffes; [J/(K · kg)]; Symbol: c. |
| Wärmepumpe | technische Anlage, die unter Einsatz zusätzlicher Arbeit einem Wärmespeicher niedriger Temperatur Wärme entzieht und sie einem Wärmespeicher höherer Temperatur zuführt. |
| Wärmestrom | Wärmemenge, die pro Zeiteinheit durch eine Fläche von einem Quadratmeter in der Erdkruste strömt; [J/s · m ²] = [W/m ²]; Symbol: q. |

| | |
|-------------------------|--|
| Wärmestromdichte | Wärmemenge, die durch eine Fläche von 1 m ² pro Sekunde fließt, [W/m ²]; (0,001 W/m ² = 1 mW/m ²); Symbol: q |
| WBK | Weichbraunkohle, Energieinhalt der Rohkohle aschefrei < 16 500 kJ/kg |
| WEC | World Energy Council, Sitz: London |
| WEK | Welt-Energie-Konferenz |
| Wirkungsgrad | ist das Verhältnis von abgegebener Leistung zu zugeführter Leistung. Wird im Bereich der Energiewandlung bzw. -übertragung verwendet |
| WGC | World Gas Conference |
| WPC | World Petroleum Council |

Ländergruppen (geographisch)

Gliederung der Staaten dieser Welt

Europa

Albanien, Andorra, Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Färöer Inseln (zu Dänemark), Finnland, Frankreich, Gibraltar (zu GB), Griechenland, Großbritannien, Irland, Island, Isle of Man (zu GB), Italien, Kanalinseln (zu GB), Kroatien, Lettland, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Malta, Mazedonien, Moldau (Moldawien), Monaco, Montenegro, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, San Marino, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vatikanstadt, Zypern

GUS (Gemeinschaft unabhängiger Staaten; 12 Länder)

Armenien, Aserbaidschan, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldawien, Russland (Russische Föderation), Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland (Belarus)

Afrika

Ägypten, Algerien, Angola (inkl. Cabinda), Äquatorialguinea, Äthiopien, Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Dschibuti, Côte d'Ivoire (Elfenbeinküste), Eritrea, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kap Verde, Kenia, Komoren, Kongo (Demokratische Republik, ehemals Zaire), Kongo (Republik), Lesotho, Liberia, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Marokko, Mauretanien, Mauritius, Mayotte/Mahore, Mosambik, Namibia, Niger, Nigeria, Ruanda, Sambia, Sao Tome & Principe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Somalia, St. Helena (zu GB), Sudan, Südafrika, Swasiland, Tansania, Togo, Tschad, Tunesien, Uganda, West-Sahara (Demokratische Arabische Republik), Zentralafrikanische Republik

Naher Osten

Bahrain, Irak, Iran, Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Oman, Saudi-Arabien, Syrien, Vereinigte Arabische Emirate

Ländergruppen (geographisch)

Gliederung der Staaten dieser Welt - Fortsetzung

Austral-Asien

Afghanistan, Bangladesch, Bhutan, Brunei, China (Republik; auch: Taiwan), China (Volksrepublik), Indien, Indonesien, Japan, Kambodscha, Korea (Demokratische Volksrepublik; auch Nordkorea), Korea (Republik; auch Südkorea), Laos, Malaysia, Malediven, Mongolei, Myanmar, Nepal, Neu-Kaledonien, Pakistan, Papua-Neuguinea, Philippinen, Singapur, Sri Lanka, Thailand, Vietnam

Australien, Belau (Palau Inseln, zu USA), Cook Inseln (zu Neuseeland), Fidschi, Französisch Polynesien, Guam (zu USA), Kiribati (Gilbert Inseln), Marshallinseln, Mikronesien, Nauru, Neukaledonien, Neuseeland, Norfolk Inseln (zu Australien), Nördliche Marianen, Palau, Pazifische Inseln (zu USA), Pitcairn Insel (zu GB), Ryukyu Inseln, Salomonen, Samoa (Westsamoa), Samoa (zu USA), Tokelau Inseln (zu Neuseeland), Tonga, Tuvalu (Ellice Inseln), Vanuatu (Neue Hebriden), Wallis & Futuna (zu Frankreich)

Nordamerika

Grönland, Kanada, Mexiko, USA

Mittel- und Südamerika (Lateinamerika ohne Mexiko)

Anguilla, Antigua & Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermudas, Bolivien, Brasilien, Caiman-Inseln, Chile, Costa Rica, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Falkland Inseln (zu GB), Französisch Guyana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Kolumbien, Kuba, Martinique, Montserrat, Nicaragua, Niederländische Antillen, Panama, Paraguay, Peru, Puerto Rico (zu USA), St. Kitts & Nevis, St. Lucia, St. Pierre & Miquelon, St. Vincent & die Grenadinen, Suriname, Trinidad & Tobago, Turks & Caicos Inseln, Uruguay, Venezuela, Virgin Inseln (zu GB), Virgin Inseln (zu USA)

Wirtschaftspolitische Gliederungen

Europäische Union (EU-27)

Belgien, Bulgarien², Dänemark, Deutschland, Estland¹, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Lettland¹, Litauen¹, Luxemburg, Malta¹, Niederlande, Österreich, Polen¹, Portugal, Rumänien², Schweden, Slowakei¹, Slowenien¹, Spanien, Tschechien¹, Ungarn¹, Zypern¹

IAEA (International Atomic Energy Agency; 129 Länder)

Ägypten, Äthiopien, Afghanistan, Albanien, Algerien, Angola, Argentinien, Armenien, Australien, Bangladesh, Belgien, Benin, Bolivien, Bosnien-Herzegowina, Brasilien, Bulgarien, Burkina Faso, Chile, China, Costa Rica, Dänemark, Deutschland, Dominikanische Republik, Ecuador, Elfenbeinküste, El Salvador, Estland, Finnland, Frankreich, Gabun, Georgien, Ghana, Griechenland, Großbritannien, Guatemala, Haiti, Indien, Indonesien, Iran, Irak, Irland, Island, Israel, Italien, Jamaika, Japan, Jemen, Jordanien, Jugoslawien (Serbien), Kambodscha, Kamerun, Kanada, Kasachstan, Katar, Kenia, Kolumbien, Kongo, Kroatien, Kuba, Kuwait, Lettland, Libanon, Liberia, Libyen, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Madagaskar, Malaysia, Mali, Malta, Marshall Inseln, Mauritius, Marokko, Mazedonien, Mexiko, Moldawien, Monaco, Mongolei, Myanmar, Namibia, Neuseeland, Nicaragua, Niederlande, Niger, Nigeria, Norwegen, Österreich, Pakistan, Panama, Paraguay, Peru, Philippinen, Polen, Portugal, Rumänien, Russland, Sambia, Saudi Arabien, Schweden, Schweiz, Senegal, Sierra Leone, Simbabwe, Singapur, Slowakei, Slowenien, Spanien, Sri Lanka, Sudan, Südafrika, Südkorea, Syrien, Tansania, Thailand, Tschechien, Türkei, Tunesien, Uganda, Ukraine, Ungarn, Uruguay, USA, Usbekistan, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate (VAE), Vietnam, Weißrussland, Zypern

NAFTA (North American Free Trade Association, 1994)

Kanada, Mexiko, USA

OECD (Organization for Economic Cooperation and Development, 1949; 30 Länder)

Australien (1971), Belgien (1949), Dänemark (1949), Deutschland (1949), Finnland (1969), Frankreich (1964), Griechenland (1964), Großbritannien (1964), Irland (1964), Island (1964), Italien (1964), Japan (1964), Kanada (1960), Luxemburg (1964), Mexiko (1994), Neuseeland (1973), Niederlande (1996), Norwegen (1996), Österreich (1996), Polen (1996), Portugal (1959), Schweden (1959), Schweiz (1959), Slowakei (2000), Spanien (1959), Südkorea (1996), Tschechien (1995), Türkei (1996), Ungarn (1996), USA (1960)

OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 11 Länder)

Algerien, Angola (seit 1.1.2007), Ecuador (seit 1.1.2007), Gabun (bis 10.06.1996), Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate (VAE)

¹ seit 2004 Mitglied

² seit 2007 Mitglied

Erdgasmärkte

Europäischer Erdgasmarkt

Europa, Russland (westlicher Teil bis Jenissei), andere europäische Länder der GUS, Ägypten, Algerien, Libyen, Marokko, Tunesien, Westsahara (Demokratische Arabische Republik)

Asiatischer Erdgasmarkt

Austral-Asien, Russland (östlicher Teil ab Jenissei)

Übergangsbereich Europäischer/Asiatischer Markt

Naher Osten, Zentralasiatische Länder der GUS (Kasachstan, Usbekistan, Turkmenistan, Tadschikistan, Kirgisistan)

Nordamerikanischer Erdgasmarkt

Nordamerika

Südamerikanischer Erdgasmarkt

Argentinien, Bolivien, Brasilien, Chile, Paraguay, Peru, Uruguay

Maßeinheiten

| | | |
|----------------------------|-------------------------|--|
| b, bbl | barrel, Fass | 1 bbl = 158,984 Liter |
| Btu | British thermal unit | 1 Btu = 1060 Joule |
| | | 1000 Btu = ca. 1 cf Erdgas |
| boe | Barrel(s) Öl Äquivalent | (= barrel(s) of oil equivalent) |
| bopd, b/d | Barrel(s) Öl pro Tag | (= barrel oil per day) |
| cal | Kalorie | 1 cal = 4,1868 J |
| kcal | Kilokalorie | 1 kcal = 10 ³ cal |
| bcf | Milliarden Kubikfuß | (= billion cf) 10 ⁹ cf |
| cf, cuft | Kubikfuß | 1 cf = 0,02832 m ³ |
| cf/d | Kubikfuß/Tag | 1 cf/d entspricht etwa 10 m ³ /Jahr |
| (m)mcf | Millionen Kubikfuß | (= million cubic feet) gelegentlich steht ein „m“ für 1000 und zwei „m“ für Millionen |
| tcf | Billionen Kubikfuß | (= trillion cubic feet) = 10 ¹² cuft |
| D | Darcy | Einheit zur Angabe der Permeabilität eines Gesteins. Auch in mD (milli Darcy) = 0,001 D |
| J | Joule | 1 J = 0,2388 cal = 1Ws |
| kJ | Kilojoule | 1 kJ = 10 ³ J |
| MJ | Megajoule | 1 MJ = 10 ⁶ J |
| GJ | Gigajoule | 1GJ = 10 ⁹ J = 278 kWh = 0,0341 t SKE |
| TJ | Terajoule | 1 TJ = 10 ¹² J = 278 x 10 ³ kWh = 34,1 t SKE |
| PJ | Petajoule | 1 PJ = 10 ¹⁵ J = 278 x 10 ⁶ kWh = 34,1 · 10 ³ t SKE |
| EJ | Exajoule | 1 EJ = 10 ¹⁸ J = 278 x 10 ⁹ kWh = 34,1 · 10 ⁶ t SKE |
| m³ | Kubikmeter | |
| Nm³ | Norm-Kubikmeter | Gasmenge in 1 m ³ bei 0°C und 1013 mbar [auch m ³ (Vn) abgekürzt] |
| Mio. m³ | Millionen Kubikmeter | 1 Mio. m ³ = 10 ⁶ m ³ |
| Mrd. m³ | Milliarden Kubikmeter | 1 Mrd. m ³ = 10 ⁹ m ³ |
| Bill. m³ | Billionen Kubikmeter | 1 Bill. m ³ = 10 ¹² m ³ |
| W | Watt | |
| kW | Kilowatt | 1 kW = 10 ³ W |
| MW | Megawatt | 1 MW = 10 ⁶ W |
| GW | Gigawatt | 1 GW = 10 ⁹ W |
| kWh | Kilowatt-Stunde | 1 kWh = 3,6 x 10 ⁶ J |
| MWh | Megawatt-Stunde | 1 MWh = 3,6 x 10 ⁹ J |
| GWh | Gigawatt-Stunde | 1 GWh = 3,6 x 10 ¹² J |
| MWa | Megawatt-Jahr | 1 MWa = 3,15 x 10 ¹³ J |

Maßeinheiten - Fortsetzung

| | | |
|-------------|-----------------------------|--|
| Pa·s | Pascal-Sekunde | = kg·m ⁻¹ ·s ⁻¹ Angabe zur Viskosität einer Flüssigkeit; z. B. Wasser hat bei 20°C eine Viskosität von 1 mPa·s |
| ppm | parts per million | = 10 ⁻⁶ = Teile pro Million = 0,0001 % |
| t | Tonne | 1 t = 10 ³ kg |
| t/a | metrische Tonne(n) pro Jahr | |
| tce | tons of coal equivalent | = Tonnen Steinkohleneinheiten = t SKE |
| kt | Kilotonne | 1 kt = 10 ³ t |
| Mt | Megatonne | 1 Mt = 10 ⁶ t |
| Gt | Gigatonne | 1 Gt = 10 ⁹ t |
| Tt | Teratonne | 1 Tt = 10 ¹² t |

Umrechnungsfaktoren¹

| | |
|-----------------------------------|--|
| 1 t Erdöl | 1 toe = 7,35 bbl = 1,428 t SKE = 1101 m ³ Erdgas = 41,8 x 10 ⁹ J |
| 1 t LNG | 1380 m ³ Erdgas = 1,06 toe = 1,52 t SKE = 44,4 x 10 ⁹ J |
| 1000 Nm³ Erdgas | 35 315 cf = 0,9082 toe = 1,297 t SKE = 0,735 t LNG = 38 x 10 ⁹ J |
| 1 t SKE | 0,70 toe = 770,7 m ³ Erdgas = 29,3 x 10 ⁹ J |
| 1 EJ (10¹⁸ J) | 34,1 Mio. t SKE = 23,9 Mio. toe = 26,3 Mrd. m ³ Erdgas = 278 Mrd. kWh |
| 1 t Uran (nat.) | 14 000 bis 23 000 t SKE; je nach Ausnutzungsgrad veränderliche Werte |
| 1 kg Uran (nat.) | 2,6 lb U ₃ O ₈ |

¹ Die fossilen Energierohstoffe sind als Naturprodukte Schwankungen in ihren Energieinhalten unterworfen; die angegebenen spezifischen Energieinhalte stellen Durchschnittswerte dar, von denen im Einzelfall auch deutliche Abweichungen möglich sind.
Für Erdgas wurden die Umrechnungskoeffizienten den internationalen Werten angepasst, die deutlich über den bisher benutzten Werten für Deutschland liegen. Damit wird ein realistischerer weltweiter Vergleich des Erdgases zu anderen Energierohstoffen gesichert. Als Umrechnungskoeffizient wurde der vom BMWi in den Energie Daten 2003 (s. 52) enthaltene Wert von 38 MJ pro m³ den in dieser Studie vorgenommenen Berechnungen zugrunde gelegt. Nach IEA Natural Gas Information 2006 (S. XXIX/XXX) liegen die Heizwerte je Kubikmeter Erdgas zwischen 33,32 MJ (Niederlande) und 43,717 (Tunesien). Deutschland liegt mit 33,337 MJ/m³ im unteren Bereich. Der durchschnittliche Heizwert aus der Produktion der Top Ten des Jahres 2006 liegt bei 38,3 MJ/m³. Andere Umrechnungsfaktoren schwanken zwischen 37,68 MJ/m³ (BP 2007) und 41,4 MJ/m³ (E.ON Ruhrgas). Damit liegt der Wert von 38 MJ/m³ im sicheren Bereich.

Stratigraphische Tabelle

| Ära | System | Serie | Stufe | Zeit (Ma) | | |
|---------------|--------------|-------------------------|---------------------|-------------|----|----|
| Känozoikum | Quartär | Holozän | | 2,6 | | |
| | | Pleistozän | | | | |
| | Tertiär | Neogen | Pliozän | Gelasium | 24 | |
| | | | | Piacenzium | | |
| | | | | Zanclium | | |
| | | | Miozän | Messinium | | |
| | | | | Tortonium | | |
| | | Serravallium | | | | |
| | | Langhium | | | | |
| | | Paläogen | Oligozän | Burdigalium | | 65 |
| | | | | Aquitanium | | |
| | | | Chattium | | | |
| | Rupelium | | | | | |
| | Eozän | | Priabonium | | | |
| | Bartonium | | | | | |
| Paleozän | Lutetium | 65 | | | | |
| | Ypresium | | | | | |
| | Thanetium | | | | | |
| Mesozoikum | Kreide | Ober | Seelandium | 142 | | |
| | | | Danimum | | | |
| | | | Maastrichtium | | | |
| | | | Campanium | | | |
| | | | Santonium | | | |
| | | Unter | Coniacium | | | |
| | | | Turonium | | | |
| | | | Cenomanium | | | |
| | | | Albium | | | |
| | | | Aptium | | | |
| | Jura | Ober (Malm) | Barrémium | 200 | | |
| | | | Hauterivium | | | |
| | | | Valanginium | | | |
| | | Mittel (Dogger) | Berriasium | | | |
| | | | Tithonium | | | |
| | | | Kimmeridgium | | | |
| | Unter (Lias) | Oxfordium | 200 | | | |
| | | Callovium | | | | |
| | | Bathonium | | | | |
| | Trias | Keuper | Bajocium | 251 | | |
| Aalenium | | | | | | |
| Toarcium | | | | | | |
| Muschelkalk | | Pliensbachium | | | | |
| | | Sinemurium | | | | |
| Buntsandstein | | Hettangium | | | | |
| Paläozoikum | Perm | Zechstein Rotliegend | Rhaetium | 296 | | |
| | | | Norium | | | |
| | | | Karnium | | | |
| | Karbon | Pennsylvanium | Ladinium | 358 | | |
| | | | Anisium | | | |
| | | | Olenekium | | | |
| | | Mississippium | Indusium | | | |
| | | | Gzhelium | | | |
| | | | Kasimovium (Stefan) | | | |
| | Devon | Ober | Moskovium (Westfal) | 418 | | |
| | | | Famennium | | | |
| | | | Frasium | | | |
| | | Mittel | Bashkirium (Namur) | | | |
| Givetium | | | | | | |
| Eifelium | | | | | | |
| Silur | Llandovery | Emsium | 443 | | | |
| | | Pragium (Siegen) | | | | |
| | | Lochkovium (Gedinne) | | | | |
| | | Tournaisium | | | | |
| Ordovizium | Ober | Serpukhovium | 495 | | | |
| | | Viséum | | | | |
| | Mittel | Tremadocium | | | | |
| | | Llandeiliium | | | | |
| | | Llanvirium | | | | |
| Kambrium | Ober | Arenigium | 545 | | | |
| | | Cradocium | | | | |
| | | Ashgillium | | | | |
| Prä-Kambrium | | | | >3800 | | |



Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Federal Institute for Geosciences and Natural Resources
Stilleweg 2
30655 Hannover
Germany

Tel.: +49 (0)511 – 643-0
Fax: +49 (0)511 – 643-23 04
e-mail: poststelle@bgr.de
Internet: <http://www.bgr.bund.de>
ISBN 978-3-9813373-1-0