

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).

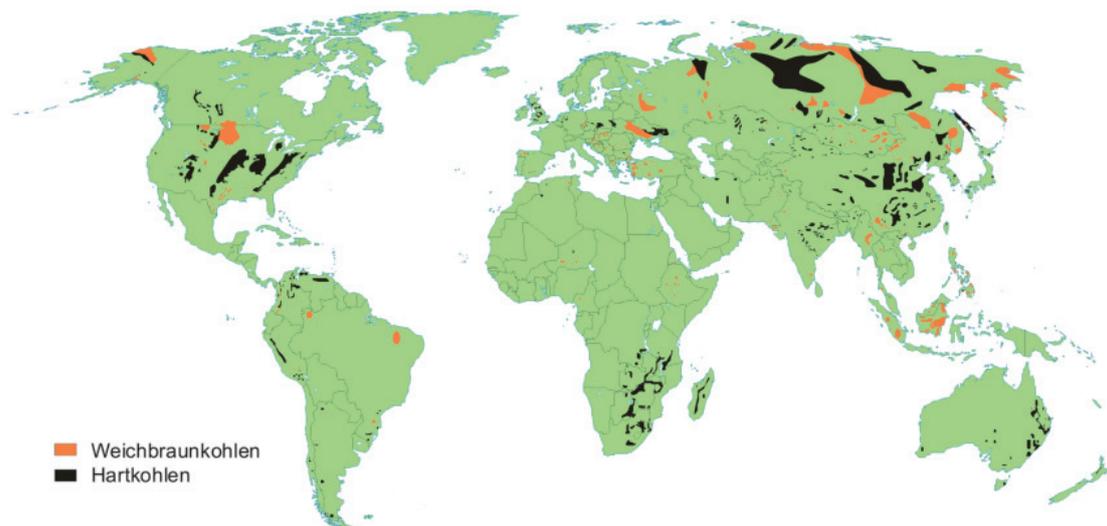


Abbildung 5.1: Geographische Lage der bedeutendsten Kohlevorkommen der Welt.

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).

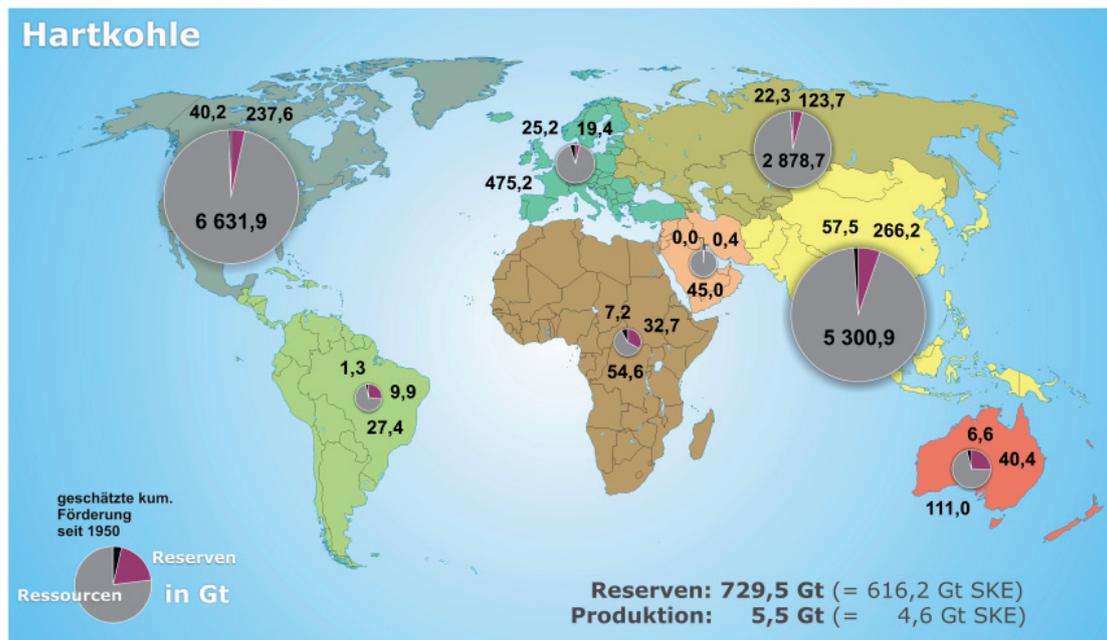


Abbildung 5.3: Regionale Verteilung der Reserven, Ressourcen und der geschätzten kumulierten Förderung seit 1950 von Hartkohle Ende 2007.

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.

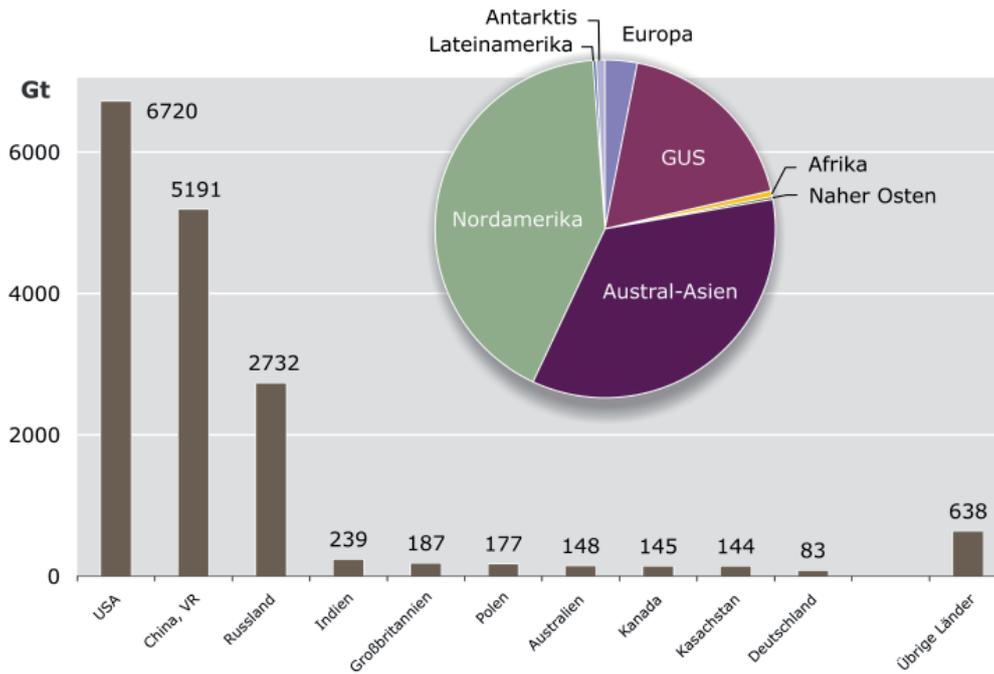


Abbildung 5.4: Gesamtrössourcen an Hartkohle (insgesamt 16 404 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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 Ressourcen, 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 Ressourcen. 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 Ressourcen. In den

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

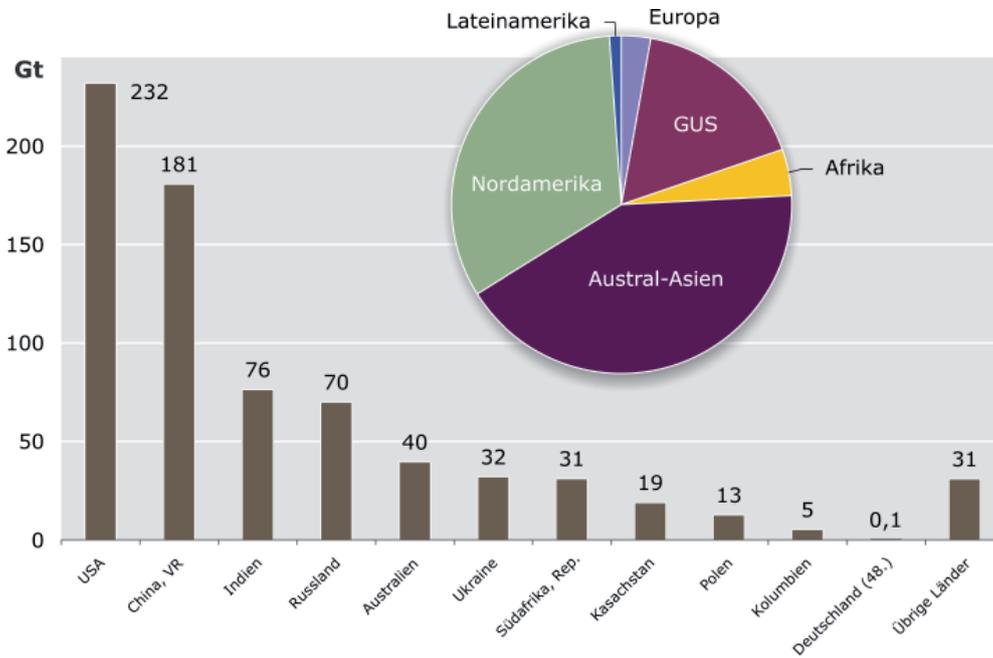


Abbildung 5.5: Hartkohlereserven (insgesamt 729,5 Gt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

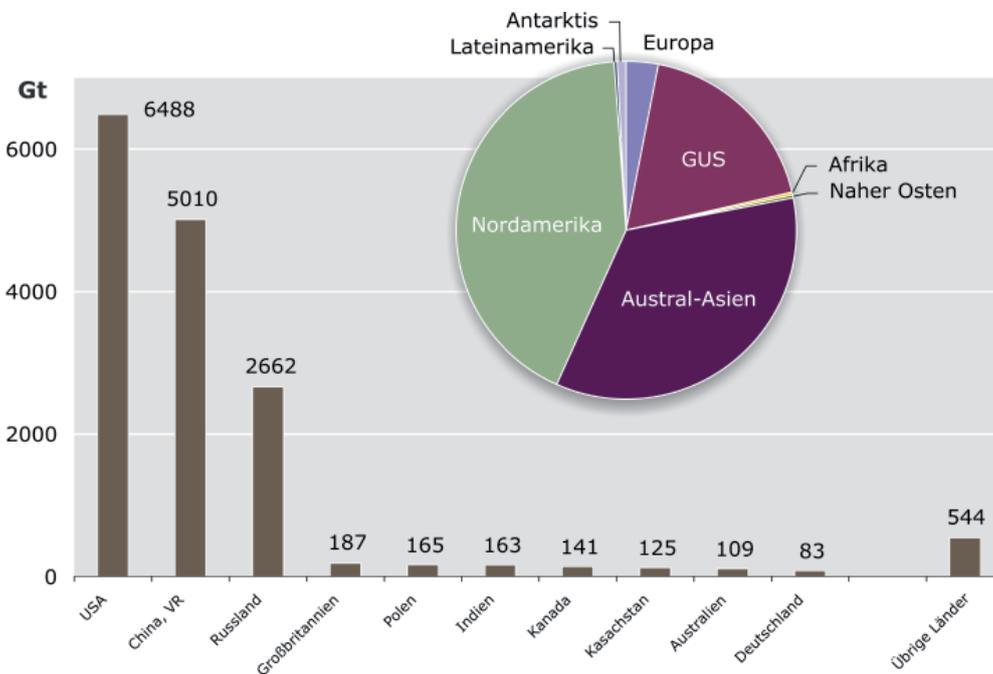


Abbildung 5.6: Hartkohleressourcen (insgesamt 15 675 Gt) der zehn wichtigsten Länder und Verteilung nach Regionen 2007.

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.

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

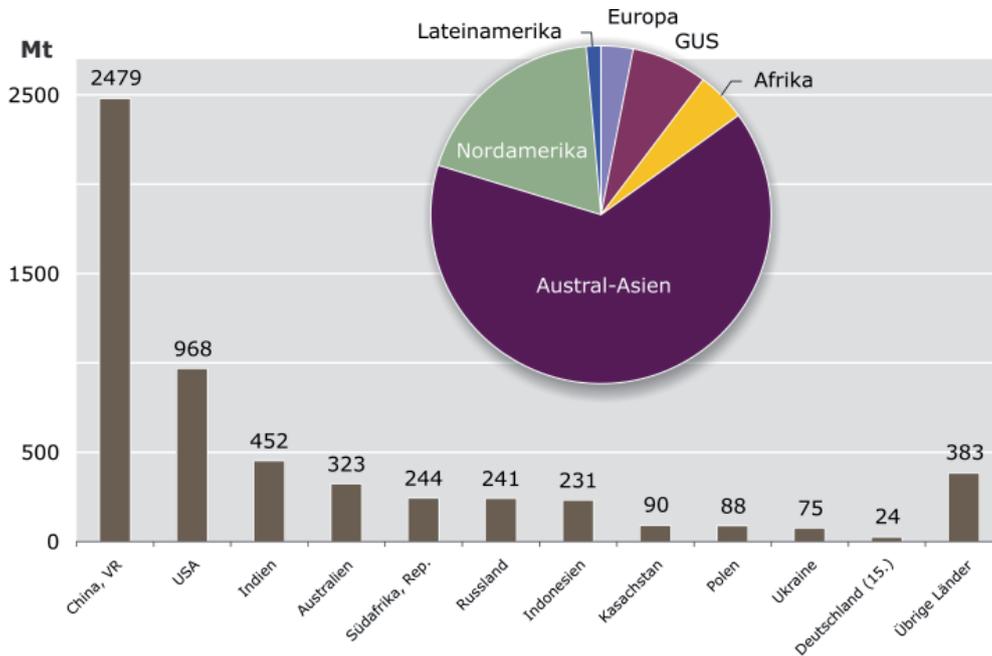


Abbildung 5.8: Hartkohleförderung (insgesamt 5523 Mt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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 Kokserzeugung 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).

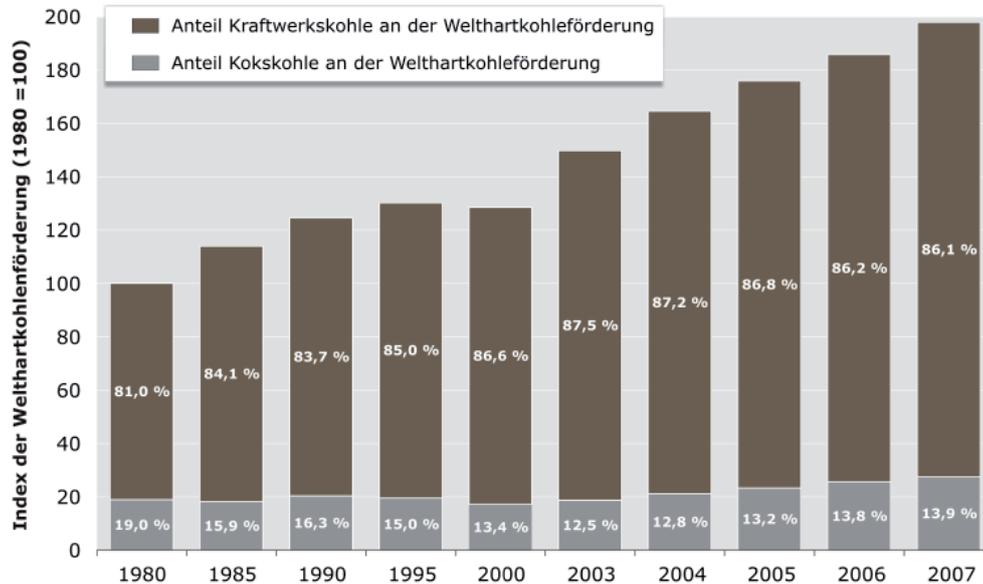


Abbildung 5.9: Entwicklung der Welt-Hartkohleförderung untergliedert nach Koks- und Kraftwerkskohle von 1980 bis 2007 (IEA, 2008b).

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 Kraftwerksteinkohle. 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

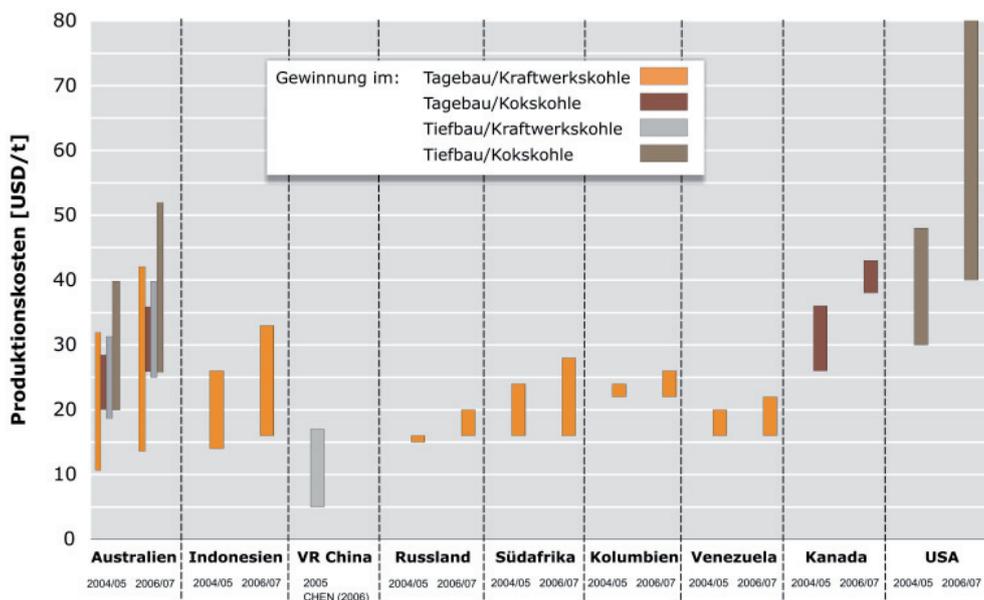


Abbildung 5.11: Produktionskosten von Hartkohle in ausgewählten Ländern im Vergleich der Jahre 2004/2005 und 2006/2007 (Chen, 2006; Ritschel et al., 2005, 2007).

Spannweite der Produktionskosten. In einigen australischen Tagebauen kann Kraftwerksteinkohle 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)		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	
		vorrangig Tiefbau; KWK ²⁾ und KK ¹⁾	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.

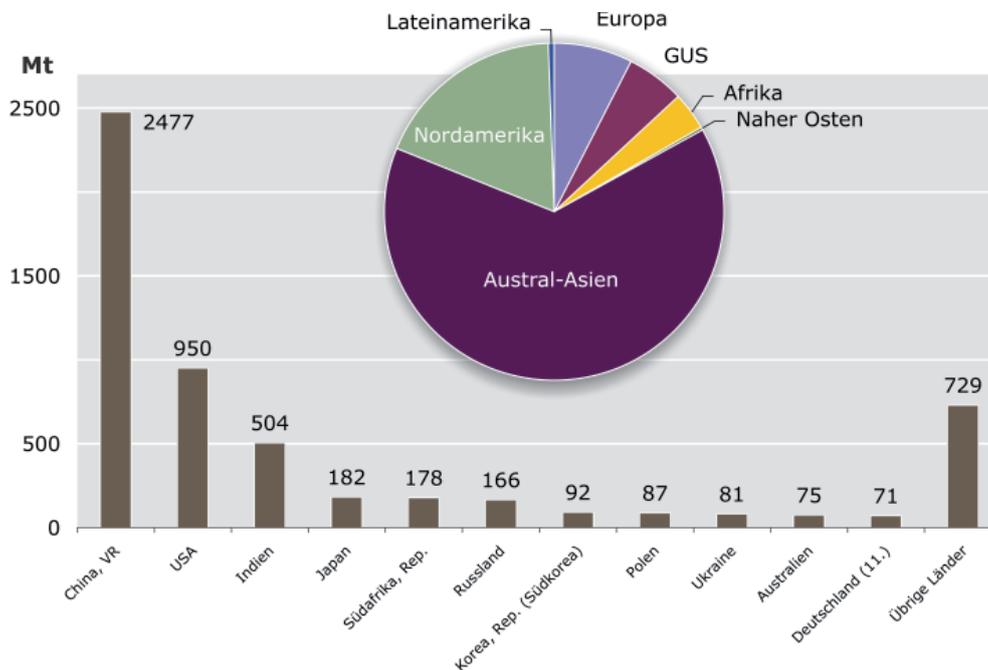


Abbildung 5.12: Hartkohleverbrauch (insgesamt 5520 Mt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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 Kokskohle (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 Gegensatz dazu orientiert sich der Bedarf und somit die Rangfolge der Kokskohle verbrauchenden Länder größtenteils an der Roheisenproduktion eines Landes, die unter Einsatz von Koks erfolgt.

Rund die Hälfte des weltweiten Kokskohleverbrauchs 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 Kokskohle, 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 Kokskohlen prinzipiell nicht von der Hartkohleförderung unterscheidet, wird auf eine gesonderte Betrachtung verzichtet.

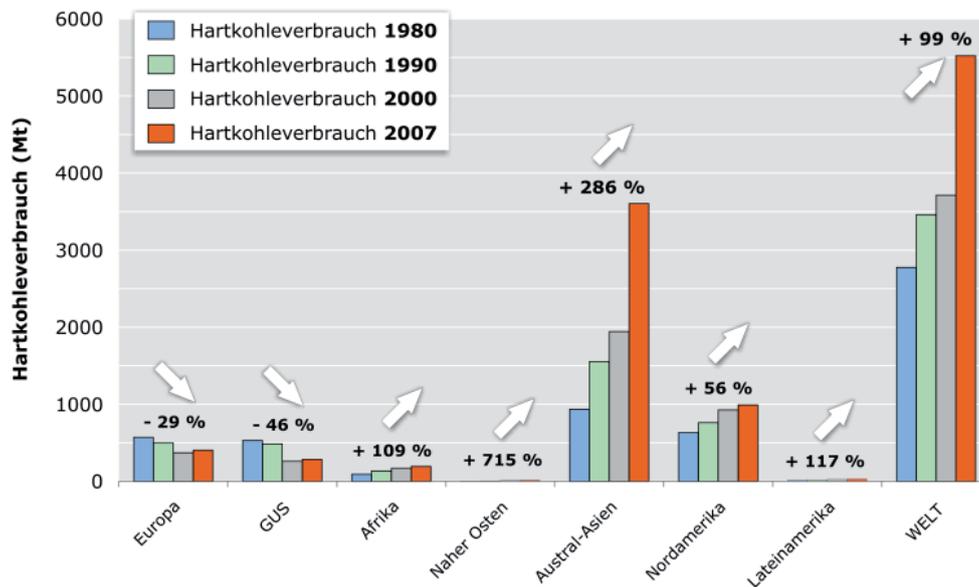


Abbildung 5.13: Entwicklung des weltweiten Hartkohleverbrauchs von 1980 bis 2007 nach Regionen (IEA, 2008b).

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.

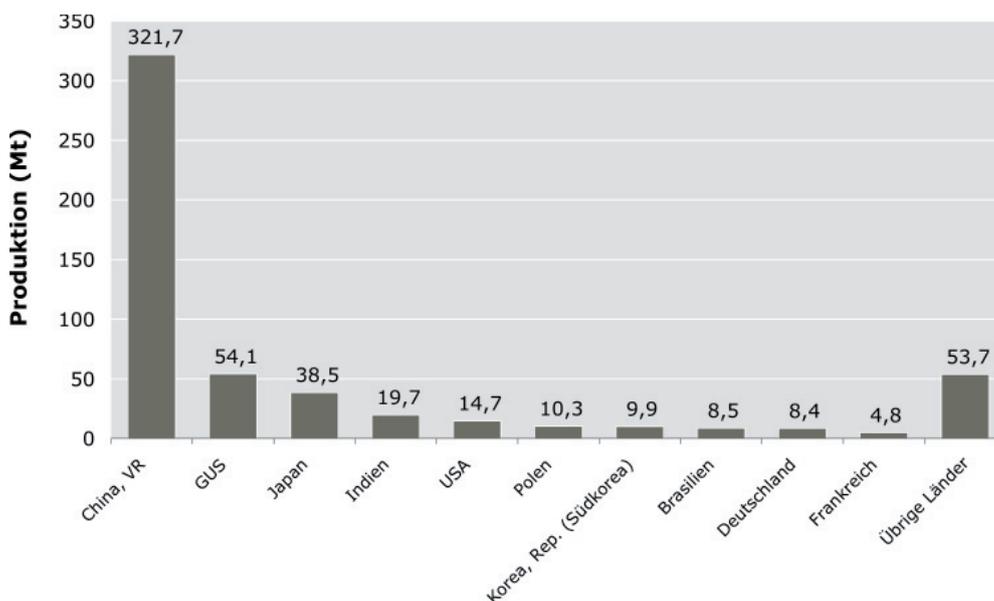


Abbildung 5.14: Koksproduktion (insgesamt 544,4 Mt) der zehn wichtigsten Länder 2007 (SdK, 2008a).

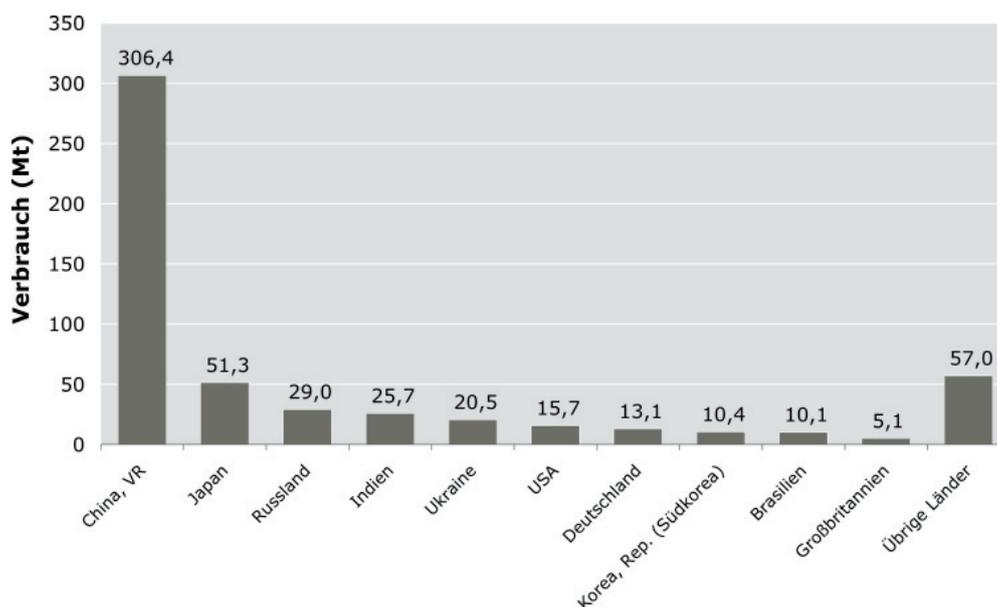


Abbildung 5.15: Koksverbrauch (insgesamt 544,3 Mt) der zehn wichtigsten Länder 2007 (IEA, 2008b; Interfax, 2003-2009; SdK, 2008a).

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.

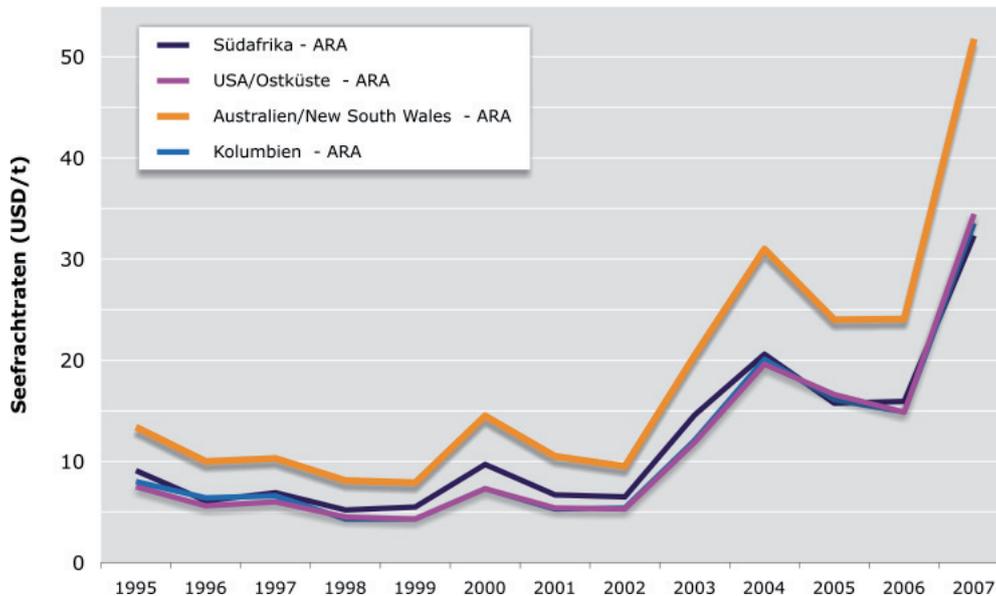


Abbildung 5.16: Entwicklung der Capesize-Frachtraten von 1995 bis 2007 aus verschiedenen Lieferländern zu den großen europäischen Häfen Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen (ARA) (VDKI, 2006, 2008).

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 Binnenschifffahrt (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 Dampfschifffahrt 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 Kokssteinkohle seewärtig gehandelt. Seit Anfang der 1990er Jahre dominiert hier die Kraftwerkssteinkohle. Nach der Überwindung der Asienkrise Ende der 1990er Jahre erfuhr der seewärtige Hartkohlehandel und dabei vor allem bei Kraftwerkssteinkohle einen signifikanten Zuwachs von durchschnittlich rund 9 %/a. So verdoppelte sich der seewärtige Kraftwerkssteinkohlehandel zwischen 1999 und 2007 von 309 auf 618 Mt, während der seewärtige Kokssteinkohlehandel 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).

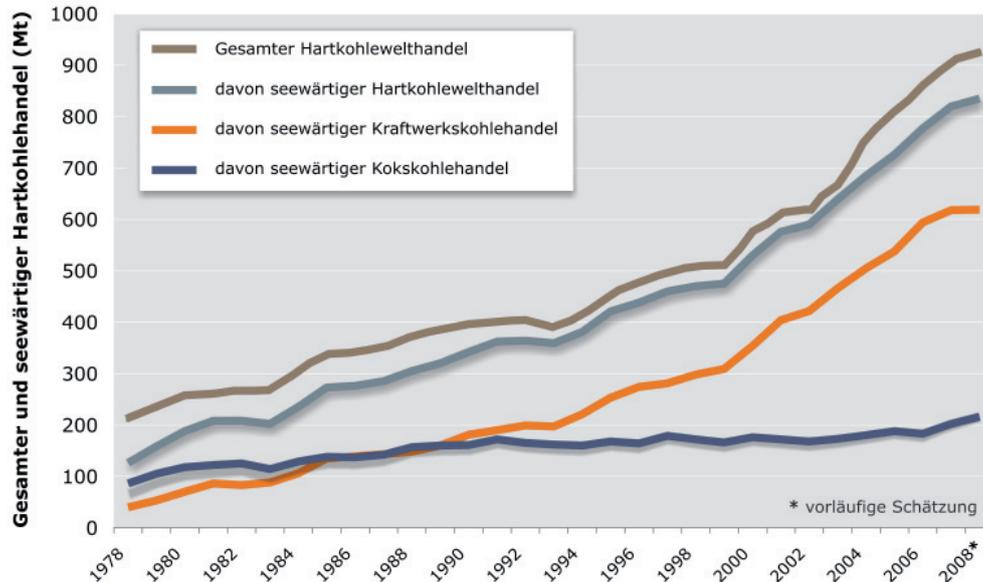


Abbildung 5.17: Entwicklung des weltweiten Hartkohlehandels seit 1978 (VDKI-Jahresberichte seit 1986).

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 Kokssteinkohle 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 Kokssteinkohlen. 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 Kraftwerkskohleexporteure rund 81 % der seewärtigen Hartkohleexporte in Höhe von insgesamt 618 Mt (VDKI, 2008).

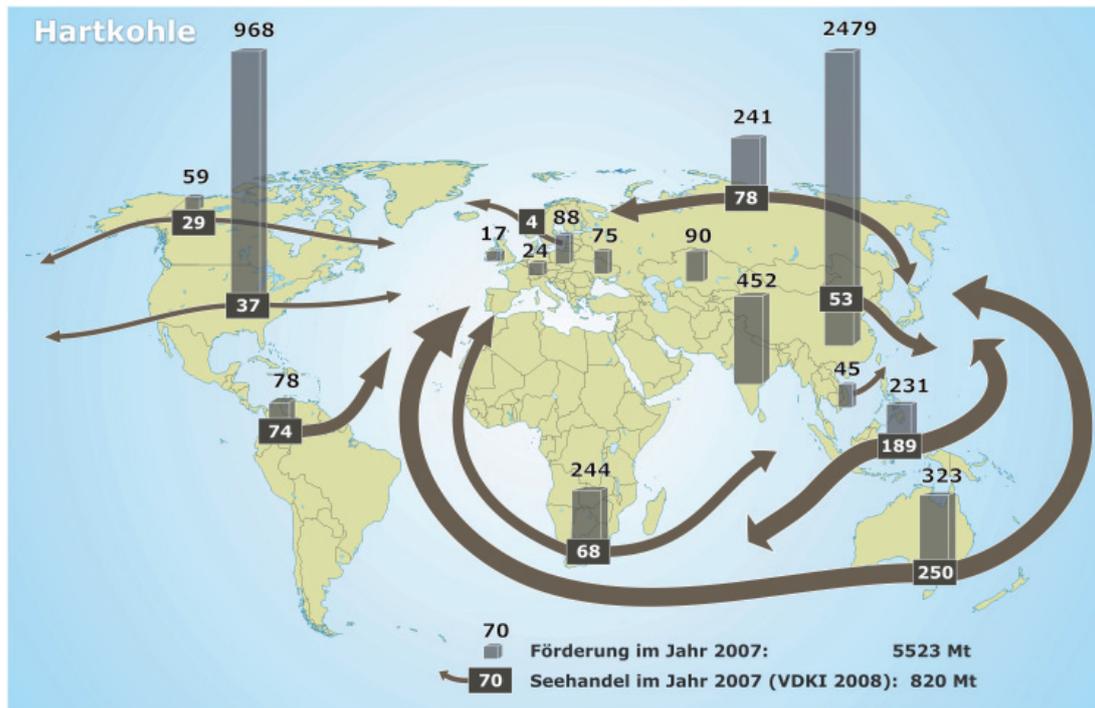


Abbildung 5.18: Die größten Hartkohleproduzenten und seewärtiger Handel (insgesamt 820 Mt) 2007 (BGR, 2008; VDKI, 2008).



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.

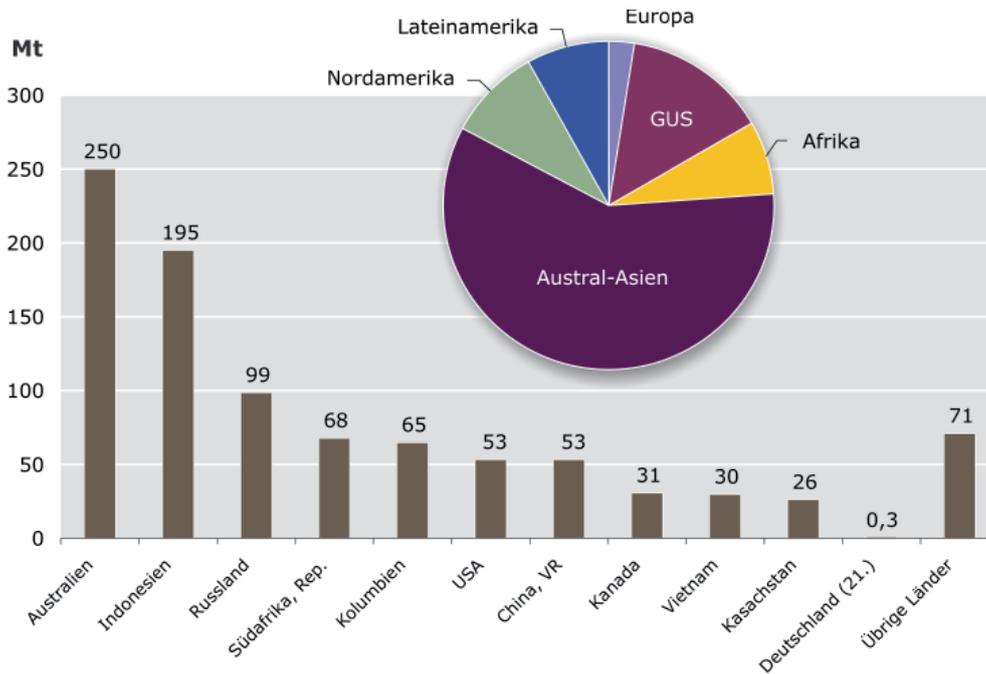


Abbildung 5.19: Hartkohleexport (insgesamt 914 Mt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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 Kokscohlenmarkt ein einheitlicher Weltmarkt, da aufgrund der geringeren Anzahl der Anbieterländer und der weltweit verteilten Nachfrager für Kokscohlen höhere Erlöse als für Kraftwerkskohle erzielt werden. Dadurch ist der Frachtkostenanteil an der Kostenkette von der Grube bis zum Verbraucher geringer als bei Kraftwerkskohle.

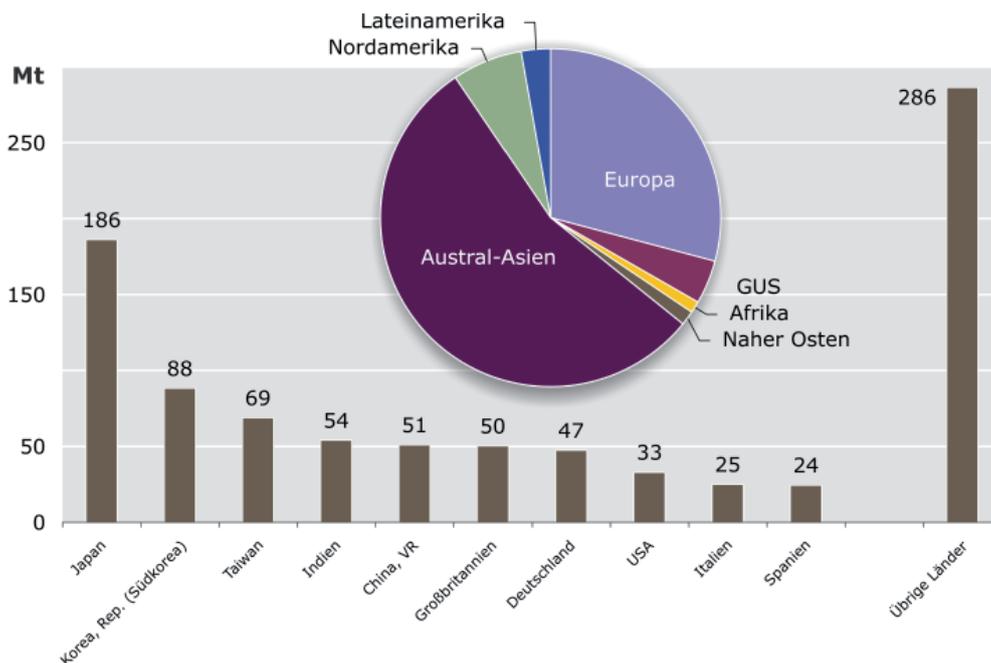


Abbildung 5.20: Hartkohleimport (insgesamt 915 Mt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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 Kokscohlen. 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.

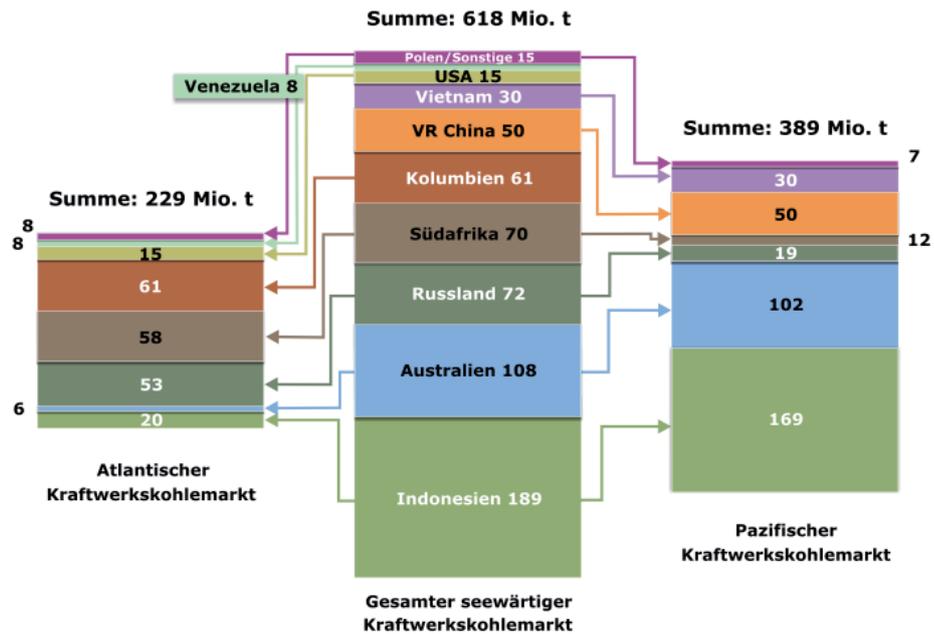


Abbildung 5.21: Liefer- und Empfängerländer des seewärtigen Kraftwerkskohlehandels (VDKI, 2008).

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

gewaltigen nominalen Preiserhöhungen seit 2003 der reale Kraftwerkskohle-Importpreis erst 2007 das inflationsbereinigte Niveau der Jahre 1986 bis 1990 erreichte. Bei der Koks Kohle führten hingegen die Preissprünge zu einem Anstieg der realen Preise um 18 beziehungsweise 14 % zwischen 2006 und 2007 gegenüber dem inflationsbereinigten Höchstpreis von 1986 mit USD 109,7/t.

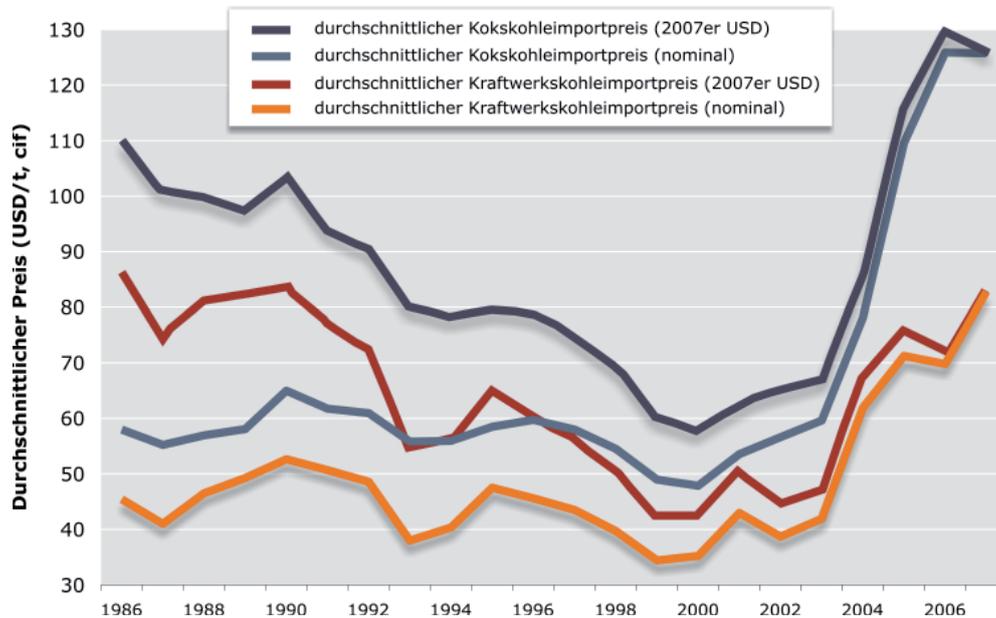


Abbildung 5.22: Preisentwicklung für in die EU importierte Kraftwerks- und Koks Kohle von 1986 bis 2007 (IEA, 2007, 2008b).

Durch die in den vergangenen Jahren zunehmende Veröffentlichung von aktuellen Tages-, Wochen- und Monatspreisen für auf dem Kohleweltmarkt gehandelte Hartkohle haben sich der **Kraftwerkskohle-Sporthandel und dessen Preisentwicklungen** nachhaltig verändert. McCloskey, neben Platts der wohl bekannteste Informationsdienst auf dem Hartkohlesektor, veröffentlicht dazu zwei Preisindizes, den *MCIS NW Europe steam coal marker* für Nordwest-Europa und den *MCIS Asian steam coal marker* für Asien. Im Folgenden soll nur auf den europäischen Preisindex eingegangen werden, der auf cif-Preisen frei Nordwesteuropa (ARA-Häfen) mit einer Standardqualität für den unteren Heizwert von 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg) und einem Schwefelgehalt von maximal 1 % beruht. Der VDKI veröffentlicht die *MCIS NW Europe steam coal marker*-Preise regelmäßig auf seinen Internetseiten, allerdings bezogen auf einen Heizwert von 7000 kcal/kg (29,3 MJ/kg; entspricht 1 SKE - Steinkohleeeinheit), wodurch der Preis in USD/t SKE angegeben wird, was eine insbesondere in Deutschland gebräuchliche Angabe ist. Im Vergleich zu den jährlichen EU-Importpreisen (Abb. 5.22) wird bei den auf Monatsbasis angegebenen Spotmarktpreisen die aktuelle Angebots- und Nachfragesituation wesentlich besser deutlich.

In den 1990er Jahren bis Mitte 2003 schwankte der *MCIS NW Europe steam coal marker*-Preis ungefähr in Fünfjahreszyklen relativ gleichmäßig zwischen USD 25 und 45/t (cif). Von Mai 2003 bis Juli 2004 stieg der Preis aufgrund stark erhöhter Nachfrage bei gleichzeitiger Verknappung der Frachtkapazitäten um rund 140 % auf USD 78,70/t (cif) (Abb. 5.23). Im Jahr 2005 fielen die Preise um rund 20 % auf knapp USD 50/t (cif). Anschließend, verursacht insbesondere durch den kalten Winter in Europa und die weiterhin gestiegenen Preise für die anderen Energierohstoffe, zogen die Spotmarktpreise wieder an und lagen

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.

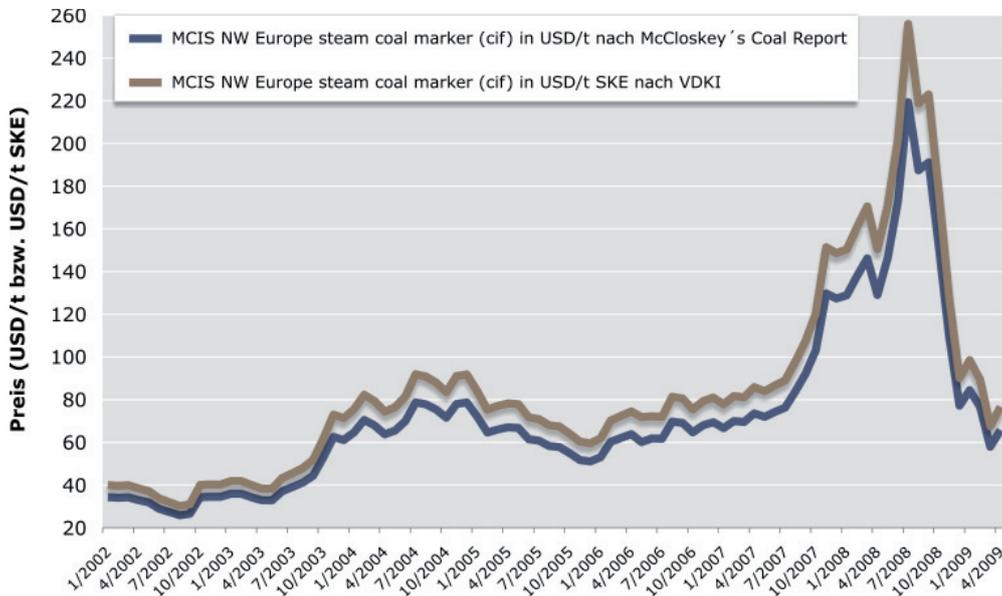


Abbildung 5.23: Entwicklung des MCIS NW Europe steam coal marker-Preises von Januar 2002 bis April 2009 (McCloskey, 2003 – 2009; VDKI, 2003 – 2009).

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

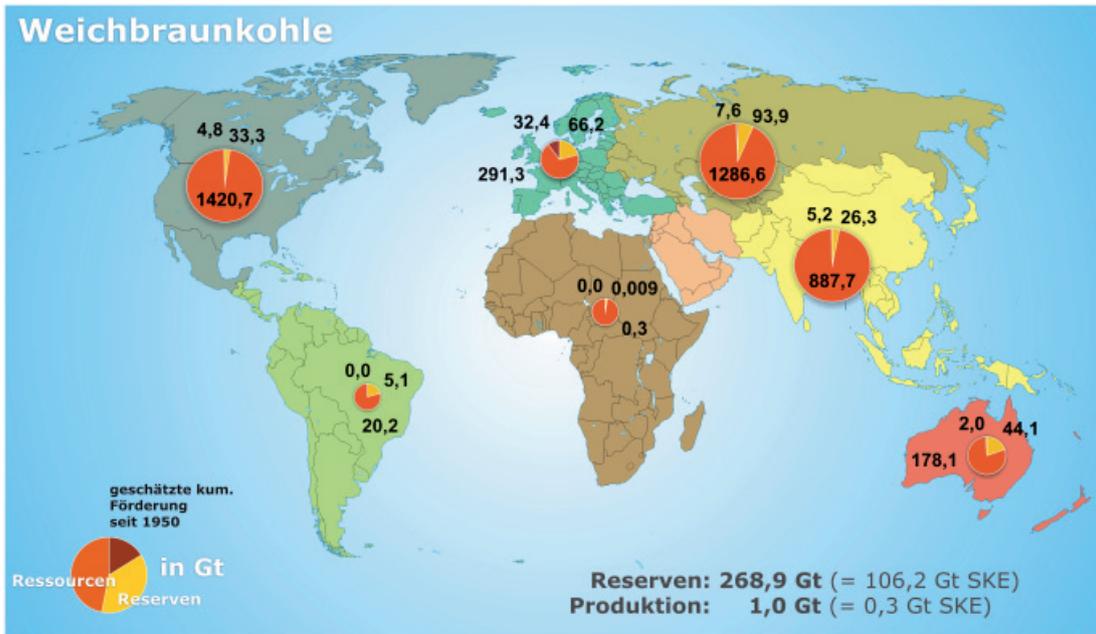


Abbildung 5.24: Regionale Verteilung der Reserven, Ressourcen und der geschätzten kumulierten Förderung seit 1950 von Weichbraunkohle Ende 2007.

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.

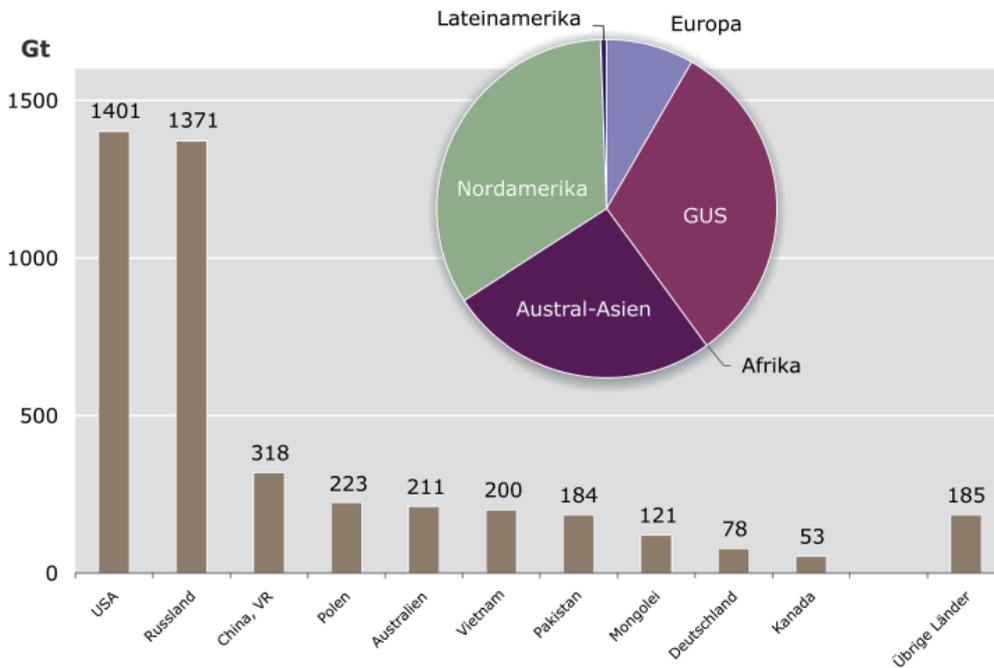


Abbildung 5.25: Gesamtressourcen an Weichbraunkohle (insgesamt 4345 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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).

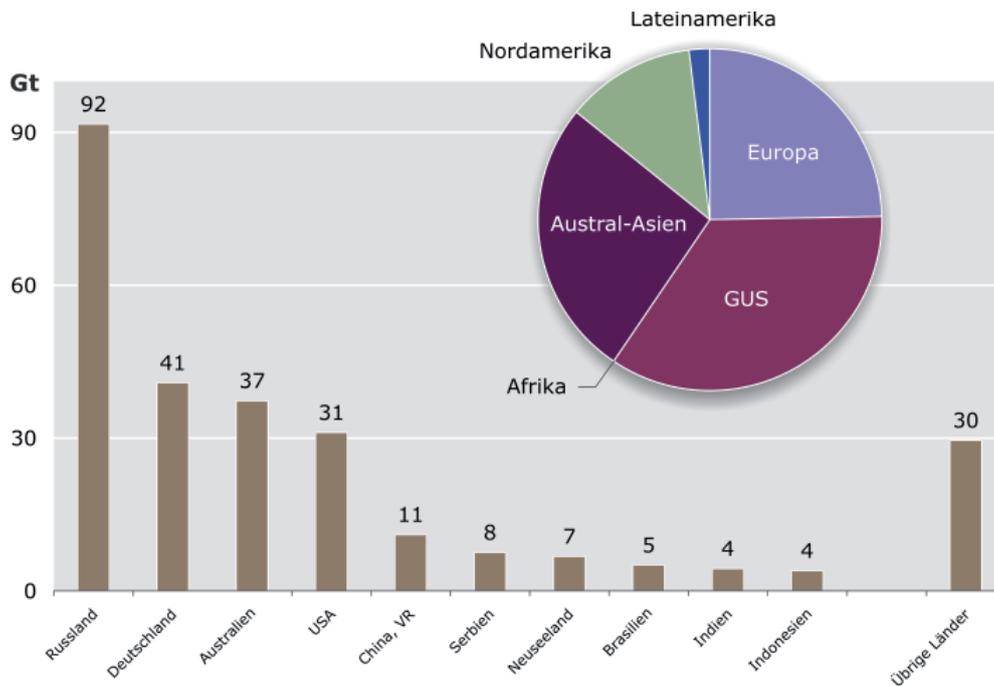


Abbildung 5.26: Weichbraunkohlereserven (insgesamt 269 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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).

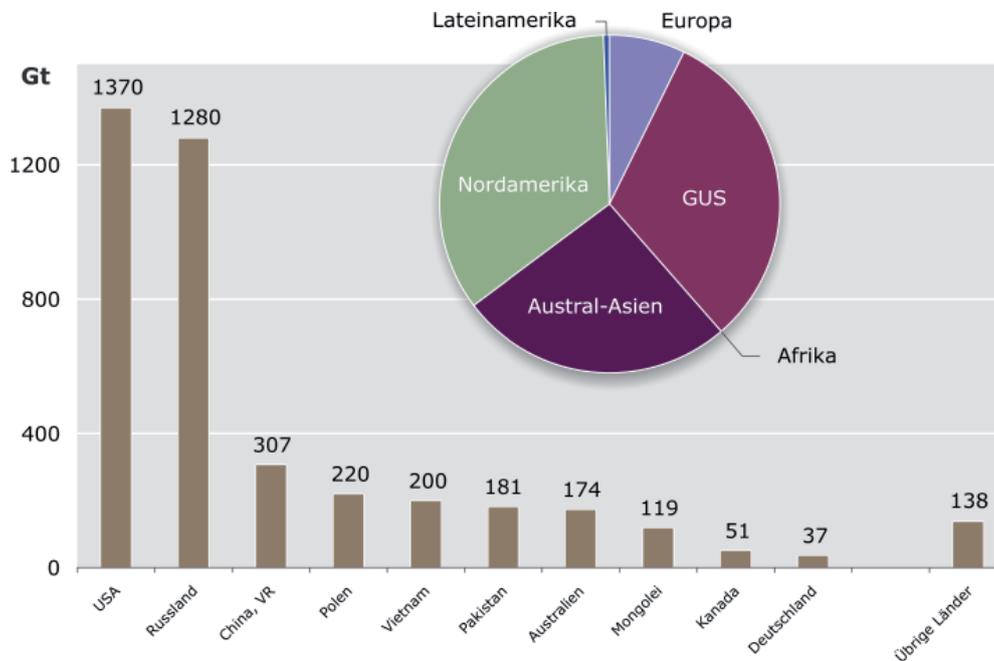


Abbildung 5.27: Weichbraunkohleressourcen (insgesamt 4076 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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.

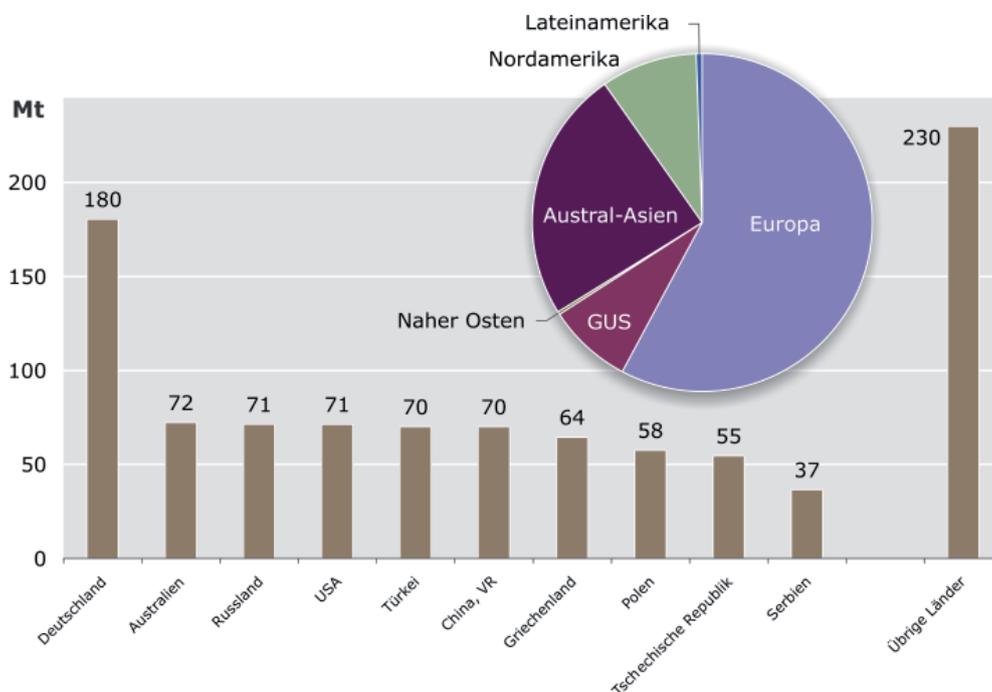


Abbildung 5.28: Weichbraunkohleförderung (insgesamt 978 Mt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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).

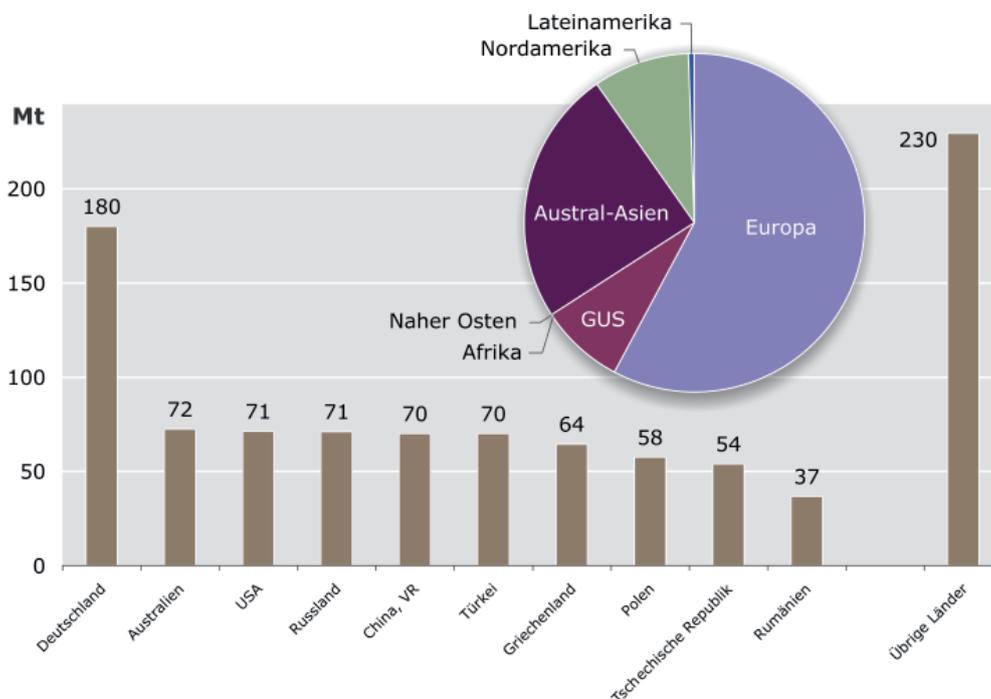


Abbildung 5.29: Weichbraunkohleverbrauch (insgesamt 977 Mt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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).

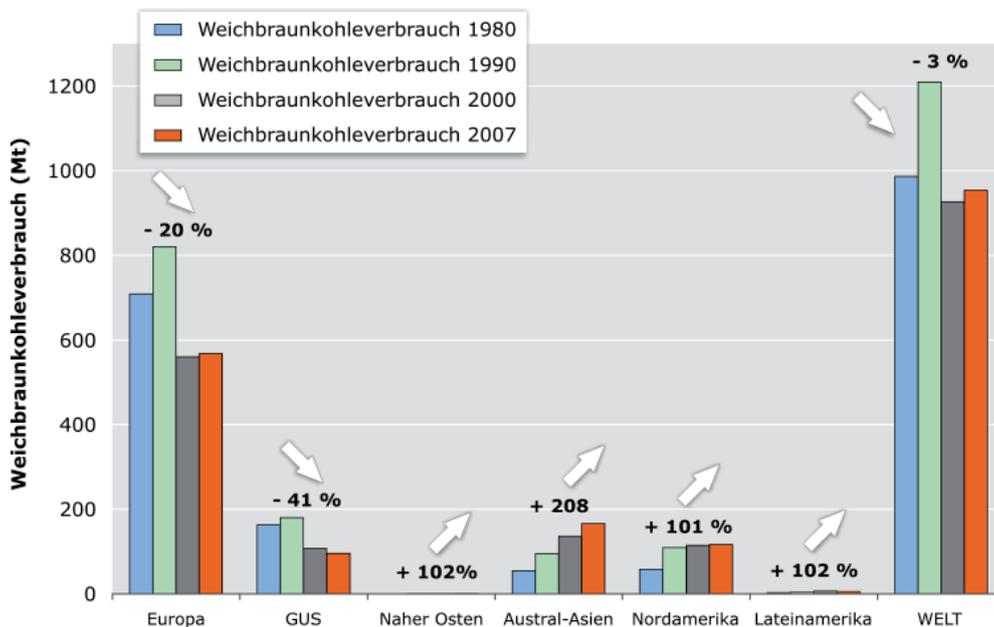


Abbildung 5.30: Entwicklung des weltweiten Weichbraunkohleverbrauchs nach Regionen von 1980 bis 2007 (IEA, 2008b).

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.

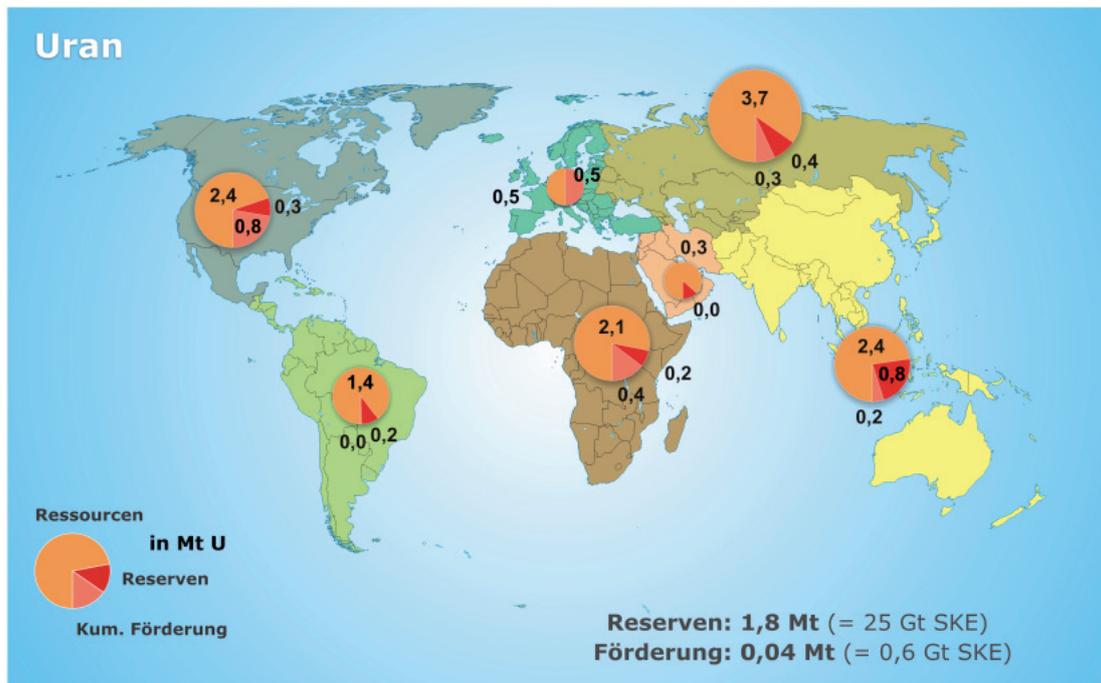


Abbildung 6.1: Verbreitung des Gesamtpotenzials von Uran 2007 nach Regionen.

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.

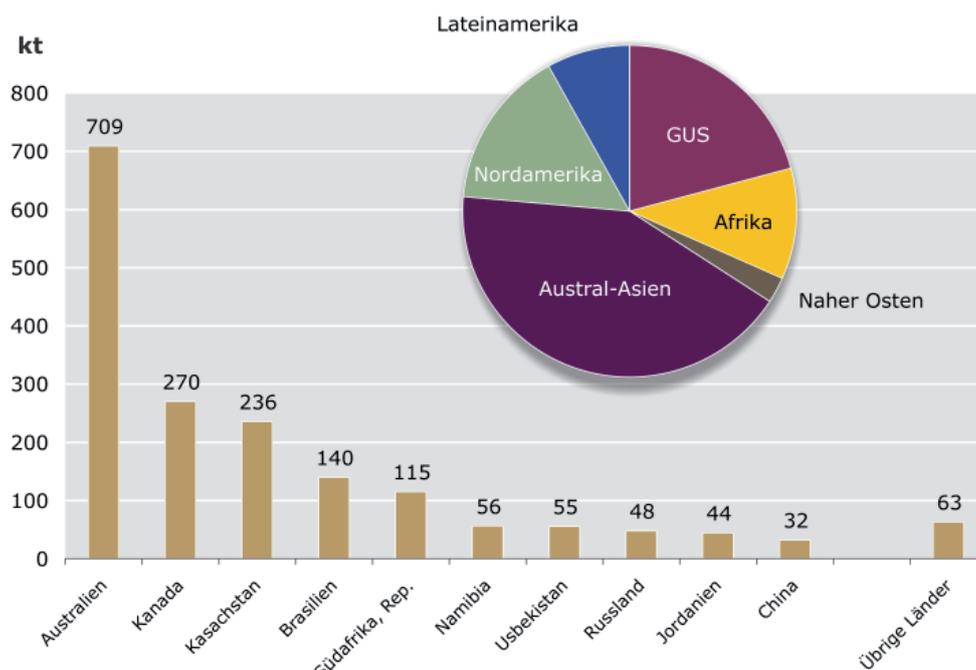


Abbildung 6.2: Uranreserven 2007 (insgesamt 1,766 Mt U) gewinnbar bis USD 40/kg U der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen 2007. Die Vorratsangaben der Länder mit in situ-Reserven sind auf gewinnbare Mengen umgerechnet.

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.

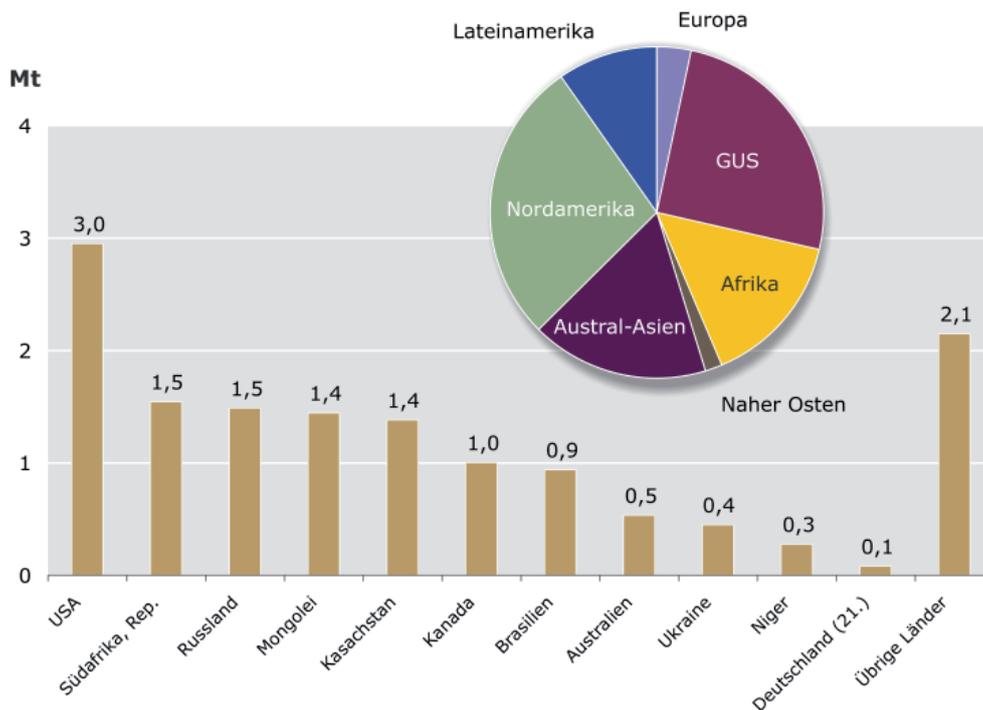


Abbildung 6.3: Uranressourcen (insgesamt 14,243 Mt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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

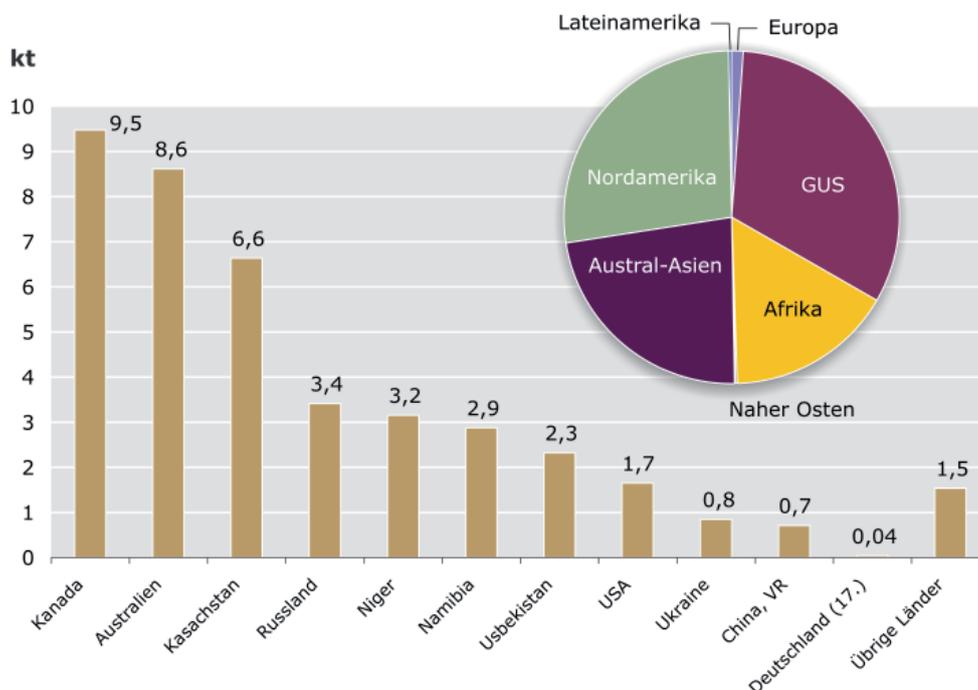


Abbildung 6.4: Uranförderung (insgesamt 41 279 t U) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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-

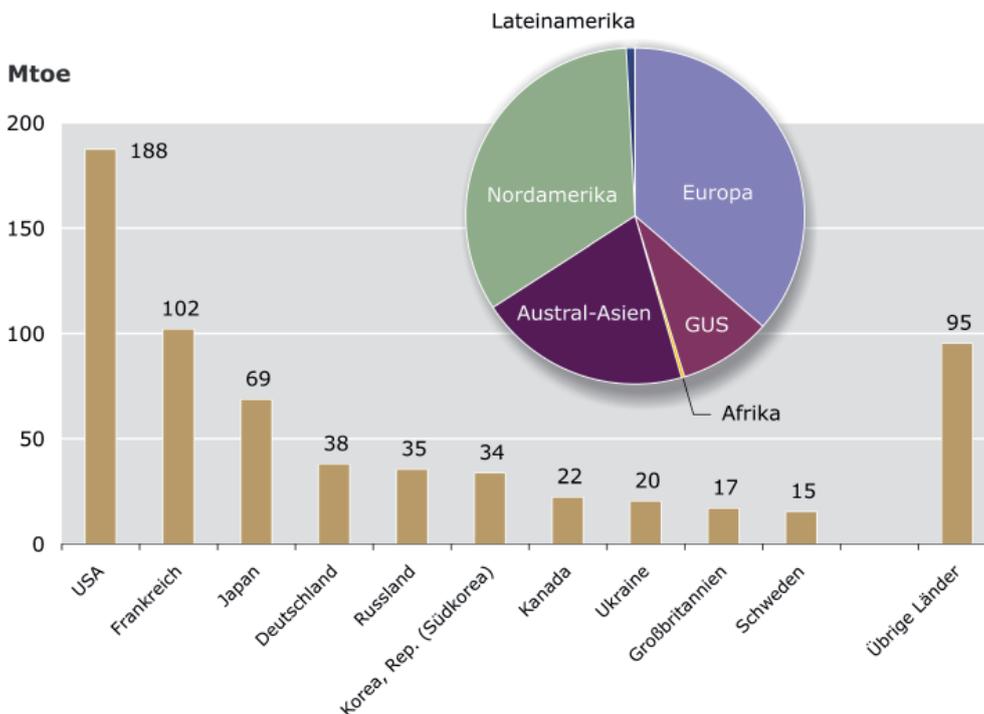


Abbildung 6.5: Uranverbrauch (insgesamt 636 Mtoe) der zehn wichtigsten Länder und Verteilung nach Regionen 2007.

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 °C/km . Ausgehend von der Oberflächentemperatur, die der örtlichen Jahresdurchschnittstemperatur, in Deutschland etwa 7 bis 11 °C entspricht, werden in 2000 m Tiefe daher im Allgemeinen Temperaturen um 70 °C angetroffen. In 5000 m Tiefe übersteigen diese in der Regel 160 °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 °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).

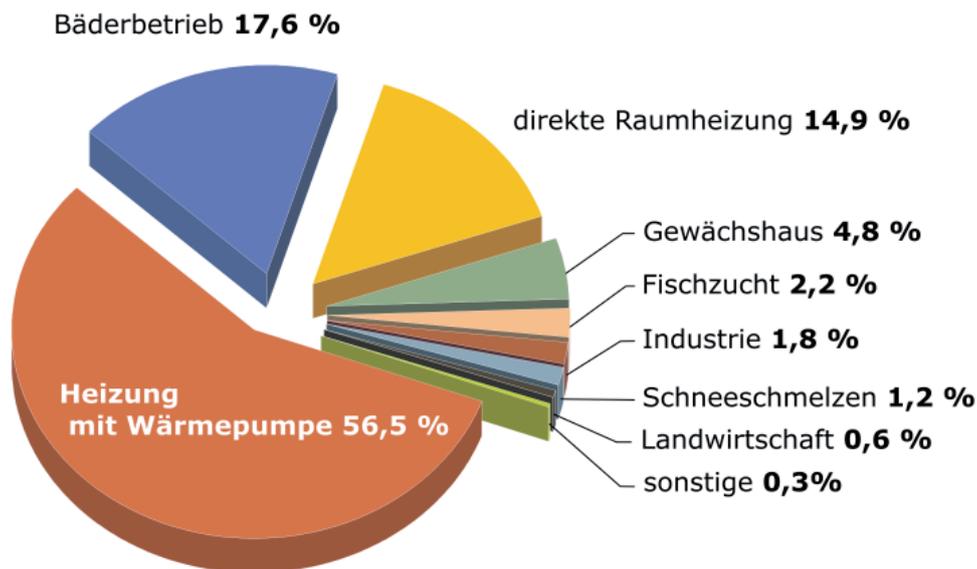


Abbildung 7.1: Verteilung der weltweit installierten nicht-elektrischen Nutzung geothermischer Energie von insgesamt 27 825 MWth im Jahre 2005 auf die verschiedenen Nutzungsarten (Lund et al., 2005).

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 Dampf-vorkommen 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 Dampf-lagerstätten 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 Dampf-lagerstätten 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 Dampf-temperaturen 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).

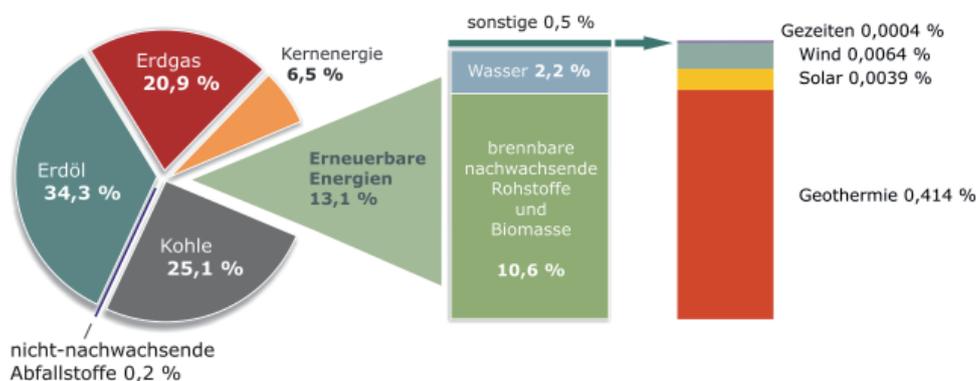


Abbildung 7.2: Anteil der Geothermie an der weltweiten Energieversorgung 2004 (IEA, 2007).

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.

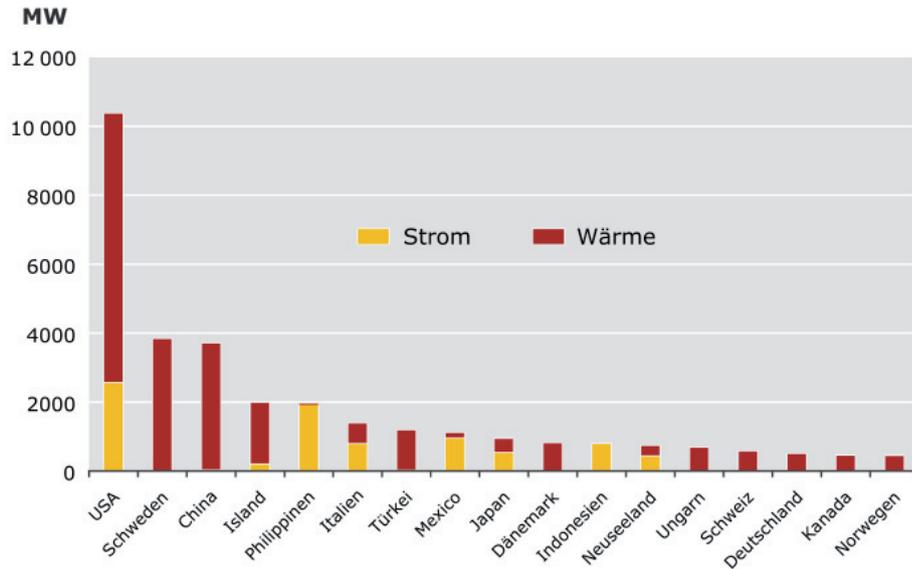


Abbildung 7.3: Installierte Leistung zur geothermischen Stromproduktion [MWe] und zur Direktwärmeeinutzung [MWth] für die 17 größten Nutzerländer 2005 (Lund et al., 2005; Bertani, 2005).

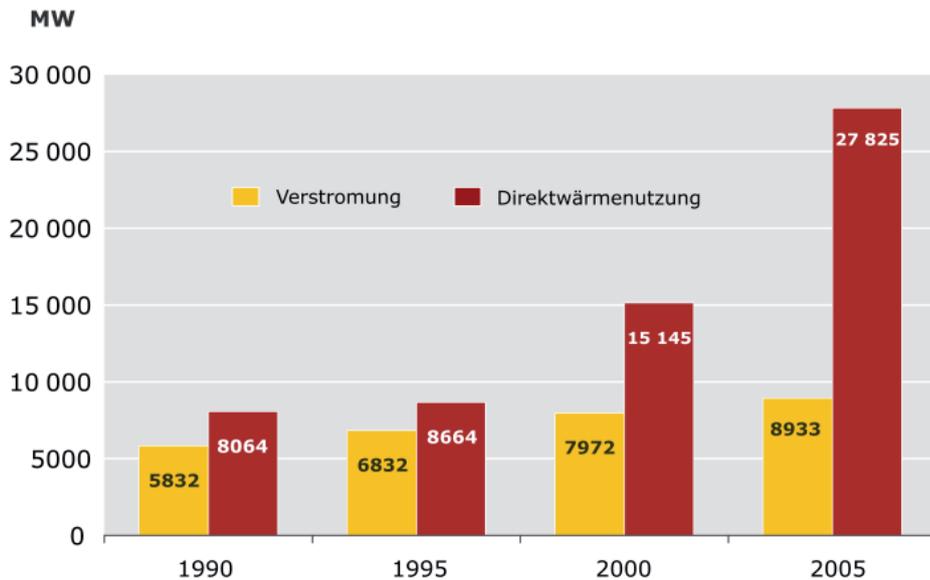


Abbildung 7.4: Weltweite Entwicklung der direkten Wärmeeinutzung und der installierten Leistung zur geothermischen Stromerzeugung zwischen 1990 bis 2005.

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 Direktwärmennutzer 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}.

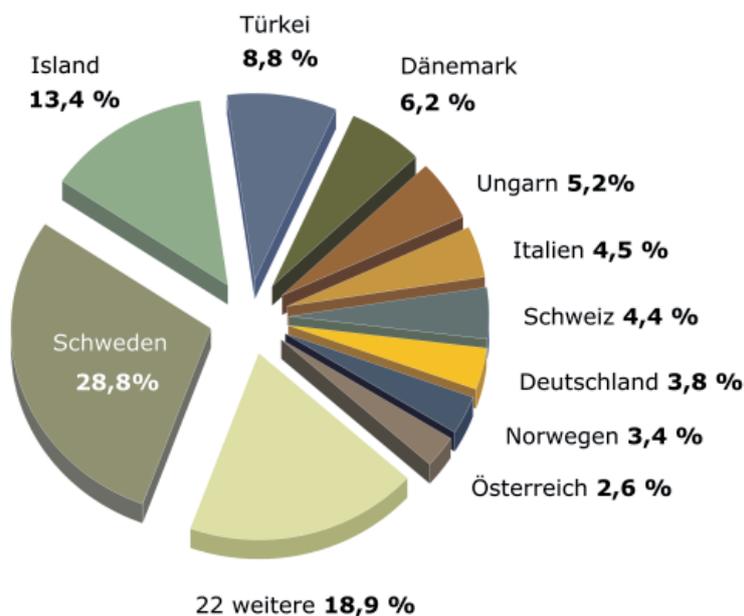


Abbildung 7.5: Verteilung der in Europa installierten direkt genutzten Erdwärme, einschließlich oberflächennaher Erdwärme (insgesamt 13 344 MW_{th}) nach Ländern (Lund et al., 2005).

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.

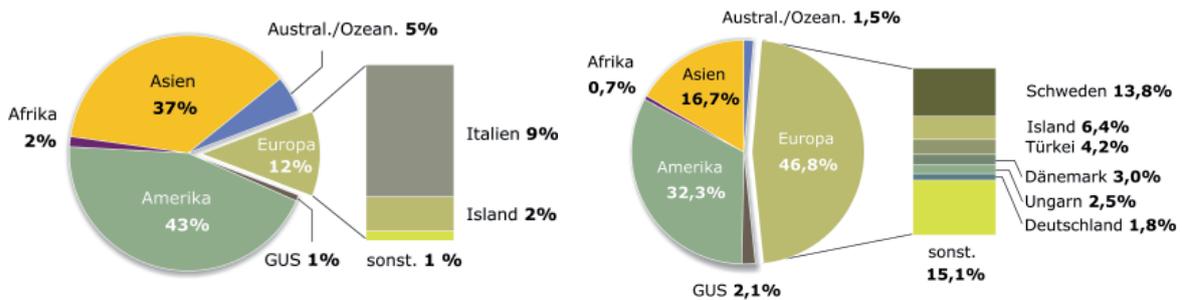


Abbildung 7.6: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil einzelner europäischer Länder 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

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.

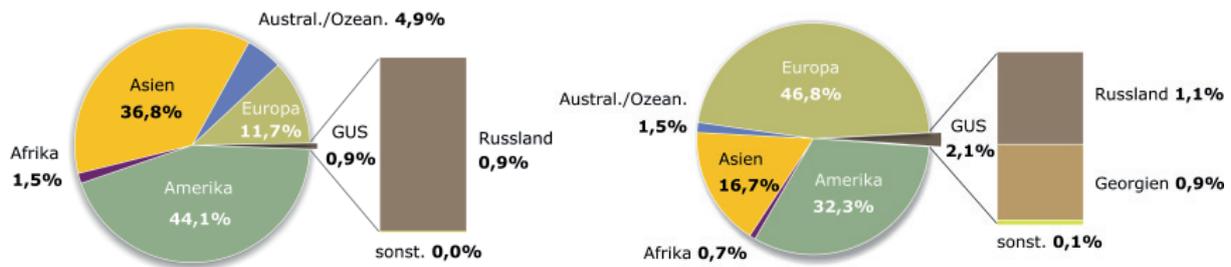


Abbildung 7.7: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der GUS Staaten 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

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).

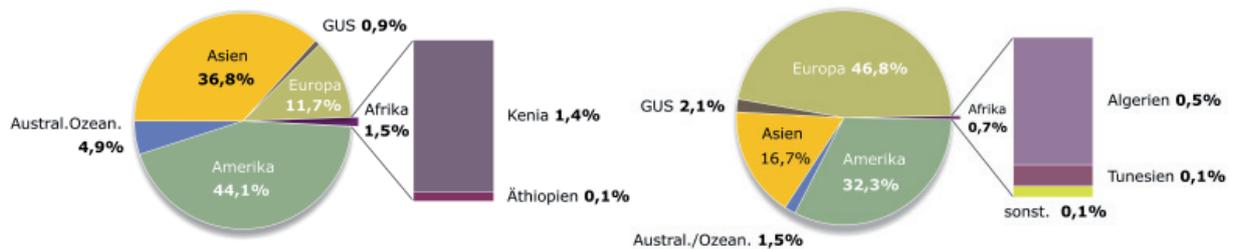


Abbildung 7.8: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der Länder Afrikas 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

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).

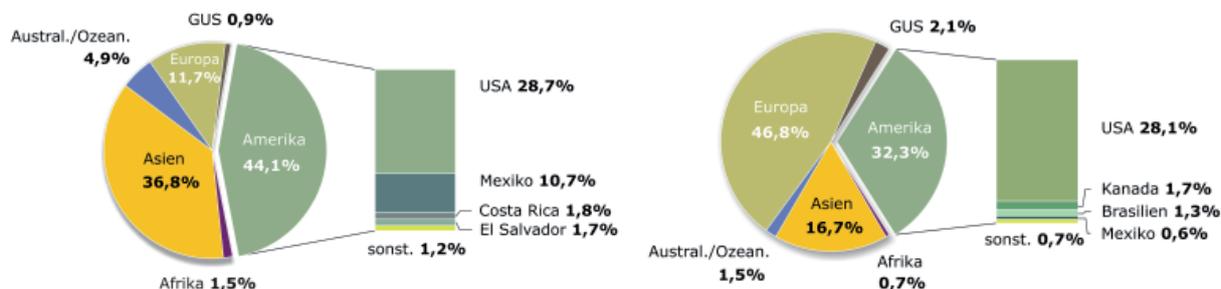


Abbildung 7.10: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der Länder Amerikas 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

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).

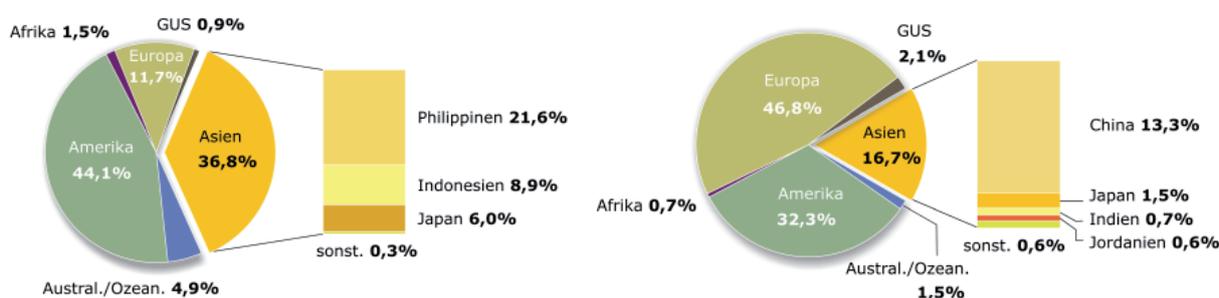


Abbildung 7.11: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der Länder Asiens 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

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.

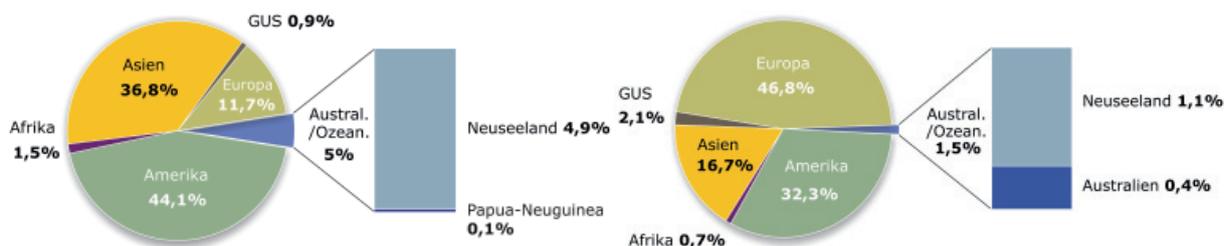


Abbildung 7.12: Regionale Verteilung der weltweit installierten geothermischen Leistung zur Stromproduktion (links) und zur Direktwärmenutzung (rechts) und jeweiliger Anteil der Länder der Region Australien/Ozeanien 2005 (Bertani, 2005; Lund et al., 2005).

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.