

Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen

– Zusammenfassung –

Reserves, Resources and Availability of Energy Resources

– Summary –

Herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- Referat Öffentlichkeitsarbeit -

Stand: September 1999

ISSN 0342-9288 (BMWi-Dokumentation)

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE

HANNOVER

**Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen 1998**

Zusammenfassung*

* Die komplette Studie erscheint bei: E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung (Nägele u. Obermiller) Johannesstraße 3A, D 70176 Stuttgart

VORWORT

Die Untersuchung der „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998“ setzt die Reihe der Energiestudien der BGR fort. Die erste Studie war 1976 unter der Bezeichnung „Das Angebot von Energie-Rohstoffen“ als Abschnitt III der Untersuchung „Die künftige Entwicklung der Energienachfrage und deren Deckung - Perspektiven bis zum Jahr 2000“ erstellt worden. 1980 folgten „Energierohstoffe der Welt - Bestandsaufnahme 1980“ für die 11. Weltenergiekonferenz in München. 1989 begann die Reihe „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen“. Die Studie von 1989 betrachtete neben den Kohlen, Kohlenwasserstoffen und dem Uran auch die Geothermische Energie, Biomasse, Hydraulische Energie, Sonnen-, Wind- und Meeresenergie. 1995 wurden Kohlenwasserstoffe, Kohle und Kernbrennstoffe weltweit sowie Geothermische Energie in Europa untersucht. In der vorliegenden Studie werden die Untersuchungen von 1995 mit Stand zum Jahreswechsel 1997/98 fortgeschrieben, mit einer ausführlicheren Betrachtung der Geothermischen Energie weltweit. Einige Detaildarstellungen der Energiestudie 1995 wurden nicht wiederholt oder auf ein notwendiges Maß gekürzt.

Seit der Energiestudie 1995 (Stand 31.12.1993) haben in der Weltwirtschaft regional unterschiedliche Entwicklungen stattgefunden, die z.T. dramatische Einschnitte für die jeweiligen Volkswirtschaften zur Folge hatten. Ihre Einflüsse auf die Verfügbarkeit der Energierohstoffe lassen sich in allen Bereichen noch nicht klar erkennen, jedoch sind für die Räume Südost/Ostasien und die GUS deutliche Rückgänge des Energieverbrauchs zu verzeichnen.

Voraussagen über künftige Entwicklungen sind mit größeren Ungewißheiten behaftet. Die International Energy Agency beginnt den World Energy Outlook 1998 mit der Feststellung: „our aim is not to foretell the future - the uncertainties are too great for that“.

Die meisten verfügbaren Prognosen über die Entwicklung des Energieverbrauches wurden zeitlich vor der Wirtschaftskrise in Asien erstellt. Sie gehen i.a. von einem Verbrauchsanstieg von derzeit ca. 12,6 Mrd. t SKE auf 17 bis 19 Mrd. t SKE im Jahr 2010 aus. Der Weltenergiekongreß in Houston stellte im September 1998 in den „Global Energy Perspectives“ des Weltenergierates fest, daß die Nachfrage nach Primärenergie in den nächsten 20 Jahren auf ca. 19 Mrd. t SKE (pro Jahr) steigen wird. Das ist eine Zunahme um 6 Mrd. t SKE gegenüber 1997. Für das Jahr 2050 erwartet der Weltenergierat eine Steigerung auf 28 Mrd. t SKE. Die Rolle der fossilen Energierohstoffe wird sich in absehbarer Zukunft nicht grundsätzlich ändern. Derzeit decken Erdöl ca. 40 %, Kohle ca. 27 % und Erdgas ca. 23 % des kommerziellen Weltenergieverbrauchs (s. Abb. 1 und 2).

Die bemerkenswerten regionalen Wachstumsunterschiede z.B. in Asien beruhen überwiegend auf dem Bevölkerungswachstum und der Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes (BIP). Mit Ausnahme Japans wird zumeist noch keine Entkoppelung des Primärenergieverbrauchs (PEV) vom BIP gesehen, die kennzeichnend für die Industrieländer ist. Für China, Ost-Asien und Süd-Asien wurden jährliche Wachstumsraten des BIP zwischen > 7 % (China) und fast 6 % (Süd-Asien) angenommen, die mit Steigerungen des PEV von jährlich ca. 4 bis 5 % einhergehen. Trotz dieser Verbrauchszunahmen werden die hohen Mengen der Industriestaaten den weltweiten Energiebedarf steuern.

Der Primärenergieverbrauch Deutschlands tendiert in den letzten Jahren rückläufig; vorwiegend auf Witterungseinflüsse zurückzuführen. 1997/98 lag er bei 494 bzw. 489 Mio. t SKE. Daran waren Erdöl mit rund 40 %, Kohle mit 25 %, Erdgas mit 21 % und Kernenergie mit rund 12 % beteiligt.

Die Verlangsamung der Wirtschaftsentwicklung seit 1996 hatte für den PEV der einzelnen Länder unterschiedliche Auswirkungen. In einigen Ländern nahm 1996 der PEV trotz Verlangsamung des BIP-Wachstums noch zu (z.B. Thailand). In China hinkten die Zuwachsraten der Gesamtenergieerzeugung deutlich hinter dem BIP-Zuwachs her.

Trotz lokal erfolgreicher Maßnahmen zur effizienteren Energienutzung liegt der Energieeinsatz in den Entwicklungsregionen deutlich über dem Weltdurchschnitt. Die Rückschläge der Wirtschaftsentwicklung haben kaum Kapital zur rationellen Energienutzung freigesetzt, so daß vorhandene Sparpotentiale noch weitgehend brach liegen. Eine zahlenmäßige Aussage, in welcher Weise die Entwicklung des Energieverbrauches durch die Wirtschaftskrise nachhaltig beeinträchtigt wird, kann aufgrund vorliegender Daten zunächst nur angenommen, aber noch nicht eindeutig belegt werden. Der Rückgang in Japan wird wahrscheinlich zu einer Revision der mittelfristigen Energieprognosen führen, dem andere Volkswirtschaften des asiatischen Raumes folgen werden.

Der Weltenergiearat stellt die ausreichende und bezahlbare Energieversorgung bei gleichzeitiger Beachtung der Umweltverträglichkeit in den Mittelpunkt.

Die Einhaltung der in Kyoto vereinbarten Ziele der Reduzierung von CO₂-Emissionen stellt für die Energiewirtschaft speziell und die weltweiten Volkswirtschaften eine große Herausforderung dar.

RESERVEN, RESSOURCEN UND VERFÜGBARKEIT VON ENERGIEROHSTOFFEN 1998

Die vorliegende Ausarbeitung „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998“ (Arbeitstitel: Energiestudie 1998) wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (Referat III C1, jetzt Referat III A 2) im Laufe des Jahres 1998 von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe erstellt. Sie ist eine Aktualisierung der gleichlautenden Studie des Jahres 1995. Der Rahmen der betrachteten Energierohstoffe wurde zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer abgestimmt.

An der Erstellung der Energiestudie 1998 waren beteiligt:

Konventionelles Erdöl	Hilmar Rempel
Nicht-konventionelles Erdöl	Karl Hiller, Heinz Hufnagel
Verfügbarkeit von Erdöl	Karl Hiller
Konventionelles Erdgas	Günther Eickhoff
Nicht-konventionelles Erdgas	Günther Eickhoff, Peter Gerling, Bernhard Cramer
Verfügbarkeit von Erdgas	Günther Eickhoff
Kohle und Torf	Dietmar Kelter, Reinhard Lenz, Robert Ehrhardt
Uran und Thorium	Fritz Barthel
Geothermische Energie	Karsten Heinemeyer, Reinhard Jung, Rüdiger Schulz
Layout, Grafiken	Gabriele Ebenhöch, Hans-Jürgen Hildebrand, Robert Ehrhardt
Koordination	Fritz Barthel

Die Untersuchungen über Geothermische Energie wurden als Auftrag vergeben (Karsten Heinemeyer) und in die vorliegende Studie eingearbeitet.

ZUSAMMENFASSUNG

In der Studie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998“ wird der Stand der Reserven und Ressourcen zum Jahreswechsel 1997/98 beschrieben. Grundlage hierfür bilden publizierte Daten in Fachzeitschriften bzw. Publikationen, Berichte nationaler Organisationen, Botschaften und eigene Bewertungen. Größere Abweichungen von anderweitig publizierten Daten werden, wo angebracht, erläutert.

Eine strenge Trennung zwischen Reserven und Ressourcen und eine Erläuterung der Begriffe soll früher aufgetretene Mißverständnisse helfen zu vermeiden (siehe Anhang Definitionen). Die Anzahl der Länder, für die zuverlässige Reserven- und Ressourcenzahlen vorliegen, hat gegenüber der letzten Studie nochmals zugenommen, so daß die getroffenen Aussagen auf einer breiteren Basis ruhen. Die größere Ausführlichkeit wird dazu beitragen, Aussagen der künftigen Verfügbarkeit, auch vor dem Hintergrund der geänderten Wirtschaftssituation, zu treffen. Unsicherheiten in den Reservenangaben bestehen bei anhaltend niedrigen Preisen. Nach der Definition sind Reserven die mit verfügbaren technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewinnbaren Mengen. Das bedeutet, daß die Höhe der Reserven von den Preisen abhängt.

Die in der Studie vorgestellten Reservenzahlen lassen eine ausreichende Versorgung mit Energierohstoffen für mittelfristige Zeiträume erkennen, unterstellt man ein gleichbleibendes Preisgefüge.

Die Abhängigkeit der Höhe der Reserven vom Preis wird bes. beim Uran deutlich, dem einzigen Energierohstoff, dessen Reserven und Ressourcen seit langer Zeit nach Gewinnungskosten unterteilt werden. Die bei Uran darstellbaren Fluktuationen der Reserven und Ressourcen würden sich in ähnlicher Weise bei den anderen Energierohstoffen auswirken, wenn man über entsprechendes belastbares Zahlenmaterial weltweit verfügen würde.

Die Abhängigkeiten von Kenntnisstand und wirtschaftlichen Einschätzungen kommen noch stärker bei den Ressourcen zum Ausdruck. Waren nach unserer Einschätzung 1995 noch gewisse aus Ölschiefern gewinnbare Ölmengen unter den Vorräten (= Reserven) eingestuft, wurden diesmal, in strenger Anwendung der Reservendefinition, alle aus Ölschiefern gewinnbaren Mengen zu den Ressourcen gestellt, da ihre Gewinnungskosten oberhalb des derzeitigen Preisniveaus liegen.

Die Problematik der Einstufung in die Kategorie Reserven kommt auch bei den übrigen nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen zum Ausdruck. Hier hat eine Neubewertung zur Revision der Reservenzahlen geführt.

ÜBERSICHT ÜBER DIE ENERGIEROHSTOFFE 1997

Die Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe waren Ende 1997 größer als in der BGR-Energiestudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1995“, die den Erfassungsstand Ende 1993 wiedergab. Seither haben sich die Preise für fast alle Energierohstoffe auf einem moderaten bis niedrigen Niveau bewegt. Dadurch waren wenig Anreize für Explorationstätigkeiten weltweit gegeben; spektakuläre Neufunde waren nicht zu verzeichnen, die Zuwächse bei den Reserven und Ressourcen sind weitgehend anderen Faktoren zuzurechnen. Die Energiestudie 1998 beschreibt die Situation bei den einzelnen Energieträgern, wobei den früher gewählten regionalen Aufteilungen gefolgt und die eingetretenen Veränderungen bei Reserven, Ressourcen und der Förderung erläutert werden.

Zum besseren Verständnis werden, soweit wie möglich, einheitliche Begriffe für Reserven und Ressourcen bei allen Energierohstoffen angewandt. Die weltweite Verwirrung in der Begriffsdefinition wird dadurch gemindert, gewisse Unsicherheiten werden unvermeidlich bleiben. Es ist jedoch zu hoffen, daß sich alle Länder der jüngst beschlossenen Vereinheitlichung der Begriffe durch die UN-Rahmenrichtlinie, an der die BGR maßgeblich mitgearbeitet hat (s. Kap. Kohle im vollständigen Bericht) und der Klassifikation der Bergbaugesellschaften im Bereich der Kohle anschließen werden. Dieser Begriffsdefinition wird in dieser Studie gefolgt (s. Definitionen). Für die Kohlenwasserstoffe sind die Definitionen des Welterdölkongresses (WPC) und der Society of Petroleum Engineers (SPE) weltweit in Anwendung, die der Vereinheitlichung unterzogen werden und sich nicht ganz mit denen für Kohle decken werden.

Die Reserven, d.h. die derzeit technisch und wirtschaftlich gewinnbare Menge, an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen betrugen Ende 1997 insgesamt etwa 36.200×10^{18} J bzw. 1.236×10^9 t SKE (s. Tabelle 1). Sie waren um rund 11 % größer als Ende 1993 (Energiestudie 1995). Eine Reservenzunahme ist nicht bei allen Energierohstoffen zu beobachten. Am deutlichsten ist sie bei den konventionellen und nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen. Die konventionellen Erdöl- und Erdgasreserven nahmen um 11 % bzw. 4 % zu. Berücksichtigt man die Förderung seit dem Stichtag unserer letzten Energiestudie, so haben die Erdölreserven einen Zuwachs von ca. 27 Mrd. t und die des Erdgases von ca. 15 Mrd. m³ gehabt. Das entspricht beim Erdöl einem jährlichen Zuwachs von ca. 6,7 Mrd. t und beim Erdgas von ca. 3,7 Mrd. m³.

Rückblickend ist festzustellen, daß der kommerzielle Primärenergieverbrauch der Welt in den letzten 25 Jahren rund um die Hälfte gestiegen ist.

In den Abbildungen 1 und 2 ist die Entwicklung des Primärenergieverbrauches seit 1950 für die einzelnen Energieträger dargestellt.

In der Tabelle 1 werden die Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe von Ende 1997 denen von 1993 gegenübergestellt. Dabei wurden die Mengen in den bei den einzelnen Rohstoffen gebräuchlichen Einheiten, sowie umgerechnet in t SKE bzw. Exa-Joule angegeben.

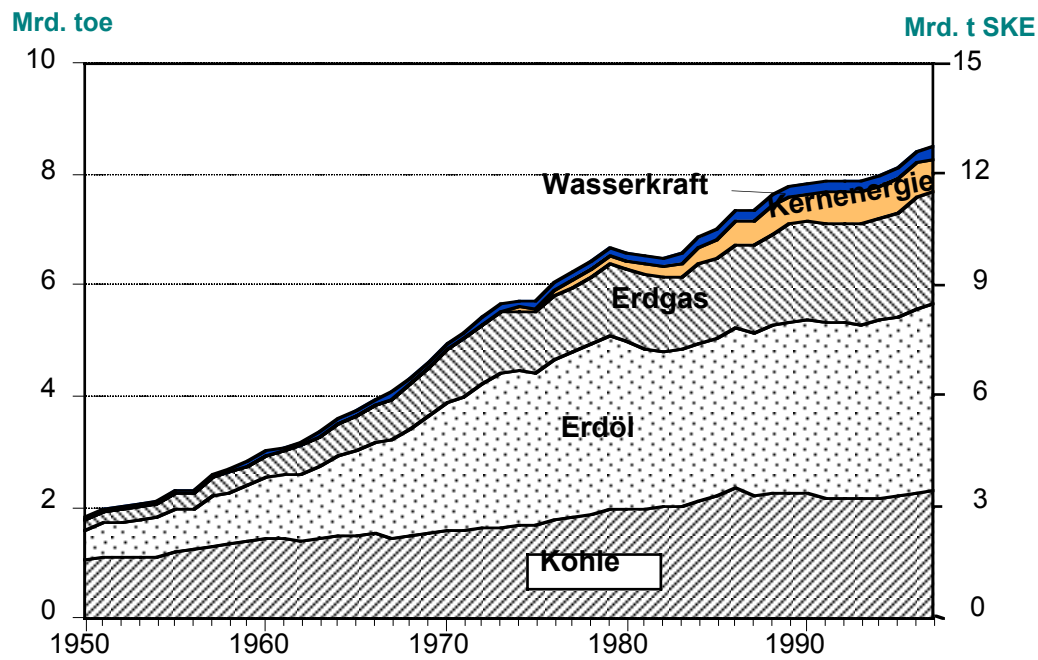


Abb. 1: Entwicklung des PEV weltweit (einzelne Energieträger kumuliert)

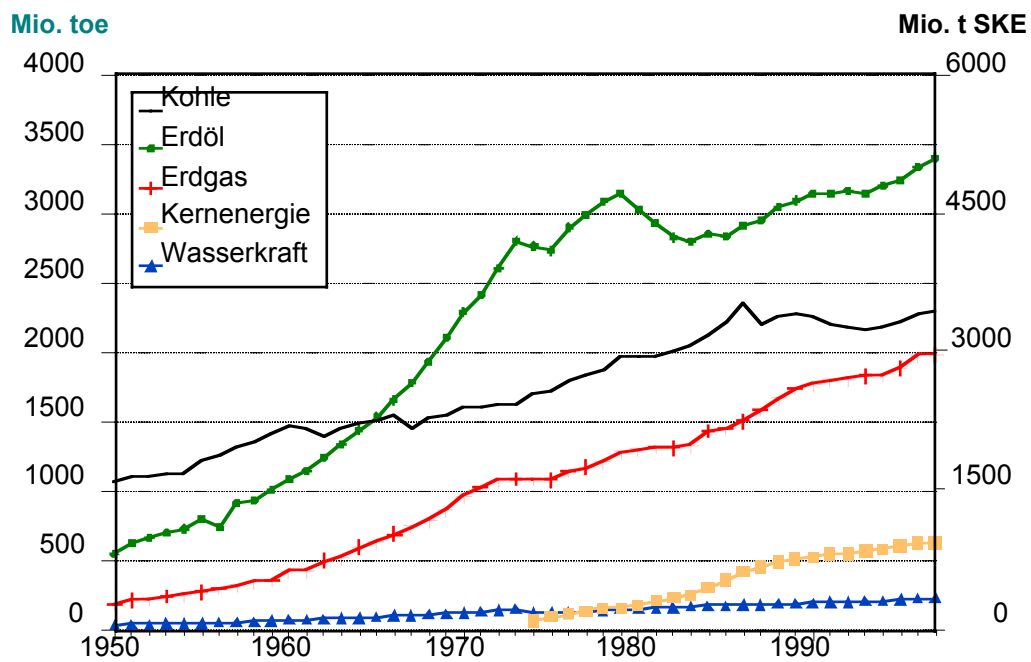


Abb. 2: PEV weltweit nach einzelnen Energieträgern

**Tab. 1: Reserven und Ressourcen von nicht-erneuerbaren Energierohstoffen
Vergleich 1993 und 1997**

Energieträger	Reserven *		Ressourcen *	
	1993	1997	1993	1997
Erdöl	136 Mrd. t	151 Mrd. t	76 Mrd. t	76 Mrd. t
Erdgas	147 Bill. Nm ³	153 Bill. Nm ³	222 Bill. Nm ³	226 Bill. Nm ³
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	252 Mrd. toe	272 Mrd. toe	251 Mrd. toe	254 Mrd. toe
Schweröl	43 Mrd. t	33 Mrd. t	17 Mrd. t	77 Mrd. t
Ölsand / Schwerstöl	25 Mrd. t	100 Mrd. t	65 Mrd. t	15 Mrd. t
Ölschiefer	12 Mrd. t	1 ⁸⁾	158 Mrd. t	481 Mrd. t ⁹⁾
Nicht-konventionelles Erdöl	80 Mrd. toe	134 Mrd. toe	240 Mrd. toe	574 Mrd. toe
Gashydrate	-	-	1.500 Bill. Nm ³	1.540 Bill. Nm ³
Kohle-Flözgas	0 Bill. Nm ³	2 Bill. Nm ³	130 Bill. Nm ³	85 Bill. Nm ³
Dichte Speicher	1 Bill. Nm ³	1 Bill. Nm ³	170 Bill. Nm ³	113 Bill. Nm ³
Aquifere	-	-	-	1.500 Bill. Nm ³
Nicht-konventionelles Erdgas	2 Bill. Nm ³	ca. 3 Bill. Nm ³	1.800 Bill. Nm ³	3.237 Bill. Nm ³
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	81 Mrd. toe	137 Mrd. toe	1.660 Mrd. toe	3131 Mrd. toe
Kohlenwasserstoffe gesamt	333 Mrd. toe	409 Mrd. toe	1.864 Mrd. toe	3.385 Mrd. toe
Hartkohle	494 Mrd. t SKE	487 Mrd. t SKE	6.665 Mrd. t SKE	5.021 Mrd. t SKE
Weichbraunkohle	72 Mrd. t SKE	71 Mrd. t SKE	379 Mrd. t SKE	1.089 Mrd. t SKE
Kohle gesamt	566 Mrd. t SKE	558 Mrd. t SKE	7.044 Mrd. t SKE	6.110 Mrd. t SKE
Fossile Energieträger				
Uran	2,93 Mio. tU ¹⁾ 6,24 Mio. tU ²⁾	2,315 Mio. tU ⁶⁾ ⁷⁾	2,4 Mio. tU ³⁾ 20,7 Mio. tU ⁴⁾	5,94 Mio. tU ³⁾ 18,3 Mio. tU ⁴⁾
Thorium	2,16 Mio. t Th	2,16 Mio. t Th	2,35 Mio. t Th	2,35 Mio. t Th
Kernbrennstoffe				
Nicht erneuerbare Energierohstoffe				

Rundungen bei der Umrechnung in J, daher Abweichungen bei den Summen möglich

* s. Definitionen

1) gewinnbar bis 130 \$/kgU

2) bekannte Vorräte einschl. Reserven (Def. s. Text)

3) ohne und ⁴⁾ mit spekulativen Ressourcen

5) 1 tU = 14.000 - 23.000 t SKE, unterer Wert gewählt, bzw. 1 tU = 0,5 x 10¹⁵ J

6) gewinnbar bis 80 \$/kgU

7) in Ressourcen enthalten

8) bauwürdige, nichtwirtschaftliche Ölschiefer: 6,4 Mio. toe

9) Gesamtressourcen, davon ca. 26,5 Mrd. t nachgewiesene Ressourcen mit ca. 13 Mrd. t gewinnbarem Öl (WEC 1998)

Tab. 1: Fortsetzung

Energieträger	Reserven * in Mrd. t SKE		Ressourcen in Mrd. t SKE		Reserven * in EJ (10 ¹⁸ J)		Ressourcen in EJ (10 ¹⁸ J)	
	1993	1997	1993	1997	1993	1997	1993	1997
Erdöl	204	227	113	113	5.984	6.654	3.311	3.320
Erdgas	173	180	262	267	5.086	5.286	7.675	7.820
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	377	408	375	380	11.070	11.940	10.986	11.140
Schweröl	64	50	26	116	1.892	1.455	747	3.390
Ölsand / Schwerstöl	38	150	98	23	1.100	4.395	2.857	660
Ölschiefer	18	1 ⁸⁾	236	722 ⁹⁾	528	40	6.915	21.160
Nicht-konventionelles Erdöl	120	201	360	860	3.520	5.889	10.548	25.210
Kohle-Flözgas	-	2	150	100	10	69	4.395	2.940
Dichte Speicher	2	2	200	132	48	45	5.860	3.870
Aquifere	-	-	-	1.770	-	-	-	51.860
Gashydrate	-	-	1.780	1.817	-	-	52.154	53.250
Nicht-konventionelles Erdgas	2	4	2.130	3.820	58	114	62.409	111.920
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	122	205	2.490	4.680	3.578	6.004	72.957	137.130
Kohlenwasserstoffe gesamt	499	613	2.865	5.060	14.648	17.967	83.945	148.270
Hartkohle	494	487	6.665	5.021	14.474	14.269	195.285	147.115
Weichbraunkohle	72	71	379	1.089	2.110	2.080	11.105	31.908
Kohle gesamt	566	558	7.044	6.110	16.584	16.349	206.390	179.023
Fossile Energieträger	1.065	1.171	9.909	11.170	31.232	34.316	290.335	327.293
Uran	41 ⁵⁾ 87 ⁴⁾	33,6 ⁷⁾	34 ⁵⁾ 290 ⁴⁾	83 ³⁾ 256 ⁴⁾	1.201 2.549	996 7)	996 8.500	2.432 7.500
Thorium	n.a.	31 ¹⁰⁾	-	33	n.a.	908	n.a.	1.175
Kernbrennstoffe	41	65	290	289	1.201	1.905	8.500	8.675
Nicht erneuerbare Energierohstoffe	1.106	1.236	10.199	11.460	32.433	36.221	298.835	336.000

Rundungen bei der Umrechnung in J, daher Abweichungen bei den Summen möglich

* s. Definitionen

¹⁾ gewinnbar bis 130 \$/kgU

²⁾ bekannte Vorräte einschl. Reserven (Def. s. Text)

³⁾ ohne und ⁴⁾ mit spekulativen Ressourcen

⁵⁾ 1 tU = 14.000 - 23.000 t SKE, unterer Wert gewählt, bzw. 1 tU = 0,5 x 10¹⁵ J

⁶⁾ gewinnbar bis 80 \$/kgU

⁷⁾ in Ressourcen enthalten

⁸⁾ bauwürdige, nichtwirtschaftliche Ölschiefer: 6,4 Mio toe

⁹⁾ Gesamtressourcen, davon ca. 26,5 Mrd. t nachgewiesene Ressourcen mit ca. 13 Mrd. t gewinnbarem Öl (WEC 1998)

¹⁰⁾ 1 t Th gleicher SKE-Wert wie 1 tU angenommen

Die aus der Tabelle 1 ersichtlichen Veränderungen der Reserven und Ressourcen werden kurz vorgestellt und in der Zusammenfassung der einzelnen Rohstoffe ausführlicher betrachtet.

Reserven

Die Reservensteigerungen bei den konventionellen Kohlenwasserstoffen (Erdöl von 136 Mrd. t in 1993 auf 151,4 Mrd. t in 1997) sind weniger auf Neufunde als vielmehr auf Neubewertungen von bekannten Feldern und auf verbesserte Gewinnungsverfahren zurückzuführen. Letztere sind hauptsächlich auch für die Steigerungen bei Ölsand und Schwerstöl (Kanada, Venezuela) verantwortlich. Beim Erdgas stiegen die Reserven um ca. 4 %, wesentlich bedingt durch Neubewertung von offshore-Feldern und aufgrund dort geringerer Explorationskosten.

Die zahlenmäßig größten Steigerungen bei den nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen haben die Ölsand- und Schwerstölreserven gehabt. Dies beruht nicht auf zwischenzeitlichen großen Neufunden, sondern auf unterschiedlichen Bewertungskriterien. Im Gegensatz zur Energiestudie 1995 werden diesmal keine Reserven von Öl aus Ölschiefern angegeben. Die Gewinnungskosten liegen oberhalb der derzeitigen Ölpreise. Daher entsprechen die nachgewiesenen Mengen nicht der Reservendefinition und werden den Ressourcen zugeordnet.

Der Anteil des nicht-konventionellen Erdgases an den Reserven ist nach wie vor bescheiden. Große Mengen an leichter verfügbarem konventionellem Erdgas und niedrige Preise bieten nur geringe Anreize für umfangreiche Explorationstätigkeiten als Voraussetzung für Reservenzuwächse. Die Weltkohlereserven sind gegenüber 1993 um knapp 1,5 % geschrumpft; angesichts der Förderung von 13 Mrd. t SKE seit 1993 erscheint der Rückgang von ca. 8 Mrd. t SKE moderat. Er ist i.w. auf die strengere Bewertung und Abgrenzung von Reserven zurückzuführen. Auch wirtschaftliche Gründe haben zu einer Abnahme der Kohlereserven in einigen Ländern geführt, z.B. Neubewertungen in Deutschland, Großbritannien und Rep. Südafrika. Davon sind Hartkohle und Weichbraunkohle gleichermaßen betroffen gewesen.

Der quantitativ beherrschende Energierohstoff ist nach wie vor die Kohle, deren Reservenanteil gegenüber 1993 jedoch von ca. 51 % auf ca. 45 % gesunken ist. Mit ca. 1/3 rangieren die Reserven des konventionellen und nicht-konventionellen Erdöls (18,5 % bzw. 16,3 %) an zweiter Stelle. Das Erdgas folgt mit ca. 15 % an dritter Stelle. Die Kernbrennstoffe machen zusammen ca. 5 % aus. Die Abnahme der Kohlereserven um knapp 1,5 % konnte durch höhere Anteile des nicht-konventionellen Erdöls ausgeglichen werden, dessen Anteil gegenüber 1993 um ca. 5 % zunahm, so daß die Reserven insgesamt gestiegen sind.

Die Uranreserven sind gegenüber 1993 um ca. 620.000 tU gesunken, hervorgerufen durch die Begrenzung der Reserven auf Gewinnungskosten bis 80 \$/kgU (vorher 130 \$/kgU). Außerdem wurden seit der letzten Erfassung ca. 137.000 tU gefördert.

Im Gegensatz zur Energiestudie 1995 wurden die Thoriumreserven von 2,16 Mio. t bei der Berechnung der gesamten Energiereserven mit berücksichtigt, wobei für die Umrechnung in t SKE bzw. EJ der Wert für Uran eingesetzt wurde.

Ressourcen

Die Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe betragen ca. 11.460 Mrd. t SKE bzw. ca. 336.000×10^{18} J (336.000 EJ). Sie sind um ca. 12 % (ca. 1.261 Mrd. t SKE bzw. 37.000 EJ) größer als 1993. Ähnlich wie bei den Reserven sind an den Veränderungen der Ressourcen die einzelnen Energierohstoffe unterschiedlich beteiligt. Bei den konventionellen Kohlenwasserstoffen sind keine nennenswerten Veränderungen eingetreten. Dagegen sind die Ressourcen beim nicht-konventionellen Erdöl um ca. 140 % höher bewertet. Die Zunahme ist durch eine Neubewertung der Ölschiefer bedingt, wobei die Gesamtmenge des gewinnbaren Schwelöls auf 482 Mrd. t geschätzt wird. Die als nachgewiesene Ressourcen quantifizierbaren Mengen werden mit nur ca. 27 Mrd. t errechnet. Gegenüber 1993 wurden die damals mit ca. 12 Mrd. t veranschlagten Reserven an Öl aus Ölschiefern in dieser Studie den Ressourcen zugerechnet, da sie unter derzeitigen Bedingungen nicht wirtschaftlich förderbar sind. Die Ressourcen von nicht-konventionellem Erdgas werden um ca. 80 % höher veranschlagt, i. w. durch die Einbeziehung von ca. 1500 Bill. m³ Gas aus Aquiferen.

Zu berücksichtigen ist, daß die großen Mengen an theoretisch verfügbaren Schwelöl aus Ölschiefern sowie die mit je ca. 1500 Bill m³ veranschlagten Gasressourcen aus Gashydraten und Aquiferen Schätzmengen darstellen, deren Gewinnbarkeit erst weit oberhalb der derzeitigen Preise oder aus Umweltschutzgründen nur begrenzt in Betracht zu ziehen ist. Der Abbau von Ölsanden und Ölschiefern erfolgt im Gegensatz zur konventionellen Erdölförderung überwiegend mit bergmännischen Methoden im Tagebau. Lokale Gegebenheiten, u.a. auch Mangel an anderen Energierohstoffen, haben ihre Nutzung ermöglicht. Der Abbau der kanadischen Ölsande konnte soweit rationalisiert werden, daß das hergestellte Öl (Syncrude) mit konventionellem Öl wettbewerbsfähig ist. Die Gewinnung von Öl aus Ölschiefern ist derzeit wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig, allerdings erfolgt lokale Ölschiefernutzung z.B. durch dessen Verbrennung (Estland). Die Nutzung beider Rohstoffe zur Ölgewinnung ist i.a. mit einem großen Flächenbedarf verbunden. Dieses und andere Probleme der Umweltverträglichkeit schränken die Nutzung stark ein. Die zahlenmäßige Erfassung der unter den Gesichtspunkten des Umweltschutzes nutzbaren Lagerstätten ist nur nach umfangreichen Einzelrecherchen möglich. Eine umweltbedingte Vorratsdiskontierung ist, wie in unserer Studie 1995 bereits erwähnt, äußerst spekulativ und wird daher hier nicht vorgenommen.

Die Ressourcen der Kohle sind gegenüber 1993 um ca. 13 % gesunken. Die Ressourcen der Hartkohle waren 1997 um ca. 1600 Mrd. t SKE niedriger als 1993, während die der Weichbraunkohle um ca. 700 Mrd. t SKE höher waren. Die Unterschiede sind auf Neubewertungen und Änderungen aufgrund der nationalen Erfassungen und Korrekturen seit 1993 zurückzuführen.

Bei Uran wurden die Reserven auf diejenigen mit Gewinnungskosten unterhalb von 80 \$/kgU (1993 Grenze 130 \$/kgU) begrenzt. Daher erhöhten sich die Ressourcen geringfügig. Die Thorium-Ressourcen blieben gegenüber 1993 unverändert.

Die Verteilung der Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe ist in Abb. 3 dargestellt.

Neu ist die weltweite Betrachtung der Geothermischen Energie. Wegen der Begriffsdefinitionen ist eine Trennung in Reserven und Ressourcen hierbei nicht immer möglich.

Die globalen Reserven an Energierohstoffen lassen, insgesamt betrachtet, langfristig eine ausreichende Deckung des Energiebedarfes erwarten. Bei der Beurteilung des künftigen Bedarfs und seiner Deckung spielen mehrere Einflußgrößen eine Rolle. Auf sie soll im Folgenden näher eingegangen werden.

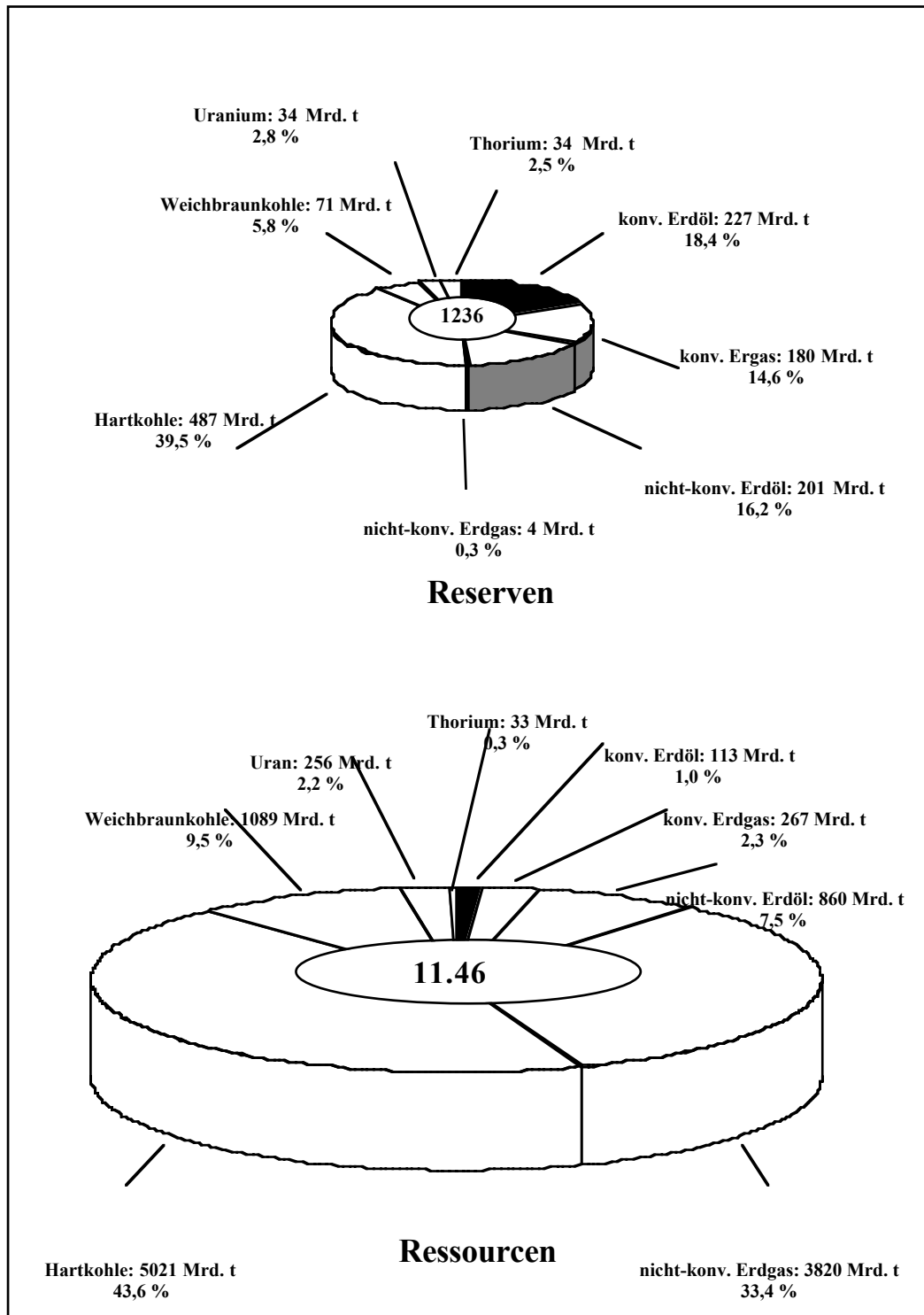


Abb. 3: Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe in Mrd. t SKE bzw. Prozent

Regionale Merkmale

Wie bereits ausgeführt, sind die Energierohstoffe nicht gleichmäßig auf der Welt verteilt (s. Tabelle 2 und 3). Allgemein bekannt ist die große Rolle, die die Reserven der OPEC bzw. der Länder des Nahen Ostens (als Teil der OPEC) für die künftige Versorgung mit Erdöl spielen. Bei einem derzeitigen Verhältnis von über 40 % Förderanteil der OPEC und fast 77 % Reservenanteil wird deren künftig noch bedeutendere Rolle erkennbar. Nach dem Verfahren des depletion mid-point haben einige klassische Erdölförderländer (z.B. USA, Deutschland, Rumänien) ihren Förderhöhepunkt längst hinter sich. Ihre Förderung befindet sich auf dem absteigenden Ast. Die meisten OPEC-Länder haben den depletion mid-point noch nicht erreicht, können daher zunehmende Förderraten vertragen und das Marktgeschehen maßgeblich beeinflussen.

Auch von Kritikern des depletion mid-point-Verfahrens wird die weltweite Abhängigkeit vom OPEC-Öl anerkannt. Diese wird nach bisheriger Kenntnis so lange fortbestehen, wie niedrige Ölpreise einen weltweiten Durchbruch des meist teureren nicht-konventionellen Öls verzögern. Ein Fortbestand der niedrigen Preise verhindert umfangreichere Anstrengungen in der Exploration, u.a. um Ressourcen in Reserven zu überführen.

In mehreren Ländern mit großen nicht-konventionellen Erdölvorkommen (z.B. Ölsande in Kanada, Orinoco-Schwer-/Schwerstöl in Venezuela) nimmt deren wirtschaftliche Nutzung zu. Daher ist abzusehen, daß bei abnehmenden konventionellen Erdölreserven der Anteil des nicht-konventionellen Erdöls steigt, bes. wenn die Preise ihr derzeit niedriges Niveau verlassen und der Bedarf an Erdöl weiter steigt. Eine andere Einflußgröße stellt der Energiebedarf der wachsenden Bevölkerung der Erde dar. Nach bisherigen Untersuchungen ist die Zunahme des Energiebedarfs besonders groß in den Entwicklungsregionen Asiens und dort häufiger schneller wachsend als die Bevölkerung. Zur Zeit ist noch nicht erkennbar, wann die in den Industrieländern bestehende Entkoppelung des Energiebedarfs vom Bruttoinlandsprodukt auch in den Schwellenländern einsetzen und ein geringeres Wachstum des Energiebedarfes einleiten wird. Der wirtschaftliche Rückgang Südost-Asiens in den letzten Jahren hat noch keine so gravierenden Auswirkungen gezeigt, als daß zuverlässige Prognosen für den Energieverbrauch abgeleitet werden können. Die Internationale Energie-Agentur in Paris schätzte, daß 1998 eine Stagnation bzw. ein leichter Rückgang des weltweiten Ölverbrauches eintreten wird und 1999 nur mit einem schwachen Anstieg zu rechnen ist. Die wirtschaftlichen Probleme in den Transformländern, bes. in der GUS, hat zunächst zu einer Verlangsamung bzw. Stillstand beim Wachstum des Energieverbrauchs geführt. Insgesamt gesehen kann von einer Verflachung des Verbrauchsanstiegs ausgegangen werden.

Die Förderdaten für Erdöl der letzten 4 Jahre zeigen, daß weltweit eine Steigerung von rund 3 % zu verzeichnen ist. Die Erdgasförderung stieg weltweit in diesem Zeitraum um 7,5 % an, sank in der GUS dagegen um diesen Betrag. Die Weltkohleförderung blieb über die letzten 3 Jahre praktisch konstant, zeigte jedoch Fluktuationen in beide Richtungen bei den wichtigsten Kohleländern. Die Uranproduktion war bes. in der GUS rückläufig.

Der Primärenergieverbrauch weltweit wird weiterhin von den fossilen Energierohstoffen Erdöl, Kohle und Erdgas dominiert, die zusammen 90 % des Verbrauches decken. Erdöl steht dabei mit ca. 40 % an erster Stelle, gefolgt von Kohle mit ca. 27 % und Erdgas mit ca. 23 %. Wie bereits in der Energiestudie 1995 beschrieben, werden sich diese Verhältnisse weltweit in der Zukunft zunächst nicht grundlegend ändern.

Regional bestehen allerdings unterschiedlich ausgeprägte Versorgungsdeckungen.

Tab.2: Regionale Verteilung der Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe in Milliarden t SKE

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Westeuropa	5,7	1,1	8,3	0,5	24,6	15,6	0,4	8,6	64,8
Osteuropa	0,5	0,9	0,9	0,1	17,0	8,4	0,7	n.b.	28,5
GUS	22,2	23,9	66,5	0	28,9	5,0	8,1	n.b.	154,6
Naher Osten	141,0	24,8	60,0	0	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	225,8
Afrika	14,3	1,4	11,7	0,2	38,4	< 0,1	6,8	0,7	73,5
Nordamerika	16,9	71,6	9,4	2,7	189,9	18,1	6,0	3,7	318,3
Lateinamerika	18,0	72,4	7,3	0	17,2	< 0,1	2,0	8,7	125,6
Asien (ohne GUS)	8,3	4,8	12,9	0,4	126,5	10,0	0,8	4,9	168,6
Australien/Ozeanien	0,5	0	3,6	0,1	44,4	13,8	8,8	4,3	75,5
Welt	227,1	201	180,5	3,9	486,9	71,0	33,6	30,9	1235,2
Europa	6,1	2,0	9,2	0,6	41,6	24,0	1,2	8,6	93,3
EU	2,4	0,9	4,9	0,5	24,1	13,2	0,4	0	46,4
OECD	23,0	72,8	21,0	3,4	274,3	49,3	15,4	17,0	476,2
OPEC	165,6	94,9	76,3	0	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	336,8

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

Tab.3: Regionale Verteilung der Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe in Milliarden t SKE

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt (gerundet)
	konventionell	nicht-konventionell ¹	konventionell	nicht-konventionell ²	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Westeuropa	5,9	18,1	6,2	9,1	337,3	10,8	7	10	404
Osteuropa	0,4	3,6	0,9	1,9	106,1	14,0	3	n.b.	130
GUS	38,0	43,3	118,7	101,5	3025,1	751,1	41	n.b.	4119
Naher Osten	22,4	14,7	39,4	26,4	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	103
Afrika	8,5	32,2	12,2	7,3	181,3	0,1	29	6	277
Nordamerika	18,5	538,3	25,5	31,3	675,5	200,9	68	6	1564
Lateinamerika	8,6	109,6	13,1	5,0	35,3	2,3	17	10	201
Asien (ohne GUS)	10,2	33,7	49,2	42,5	521,2	42,7	51	1	752
Australien/ Ozeanien	0,9	66,8	1,6	7,6	139,4	66,9	40	1	324
Welt	113	861	266,8	232,6	5021,2	1088,8	256	34	7874²
Europa	6,3	21,7	7,1	11,0	443,4	24,8	10	10	535
EU	3,1	17,8	2,9	7,1	337,0	10,4	4	< 0,1	382
OECD	25,3	690,7	33,1	60,8	1256,5	289,2	119	16	2490
OPEC	29,4	88,9	54,8	35,4	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	208

¹ Ölschiefer bzw. Öl aus Ölschiefern bedingt hauptsächlich (zu fast 84 %) die Höhe der nicht-konventionellen Ressourcen.

² nicht enthalten sind die Ressourcen für Aquifergas und Gashydrate, die von ihrer Abschätzung her nicht auf einzelne Regionen aufgeschlüsselt werden können. Für die Welt werden Ressourcen an Aquifergas und Hydraten in Höhe bis 3.800 Mrd. t SKE angenommen.

Der Verbrauch in Europa, Nordamerika, Afrika und im asiatisch-pazifischen Raum wird jeweils zu ca. 30 % vom Erdöl gedeckt, während der Erdölanteil in Lateinamerika und im Nahen Osten um 60 % liegt.

In der GUS und im Nahen Osten deckt das Erdgas ca. 50 % bzw. 40 % des Primärenergieverbrauchs. Dagegen erreicht die Kohle im asiatisch-pazifischen Raum ca. 45 %, in Afrika mehr als 35 % und in Nordamerika ca. 25 % sowie in Europa und in der GUS je ca. 20 %. Den stärksten Anteil erreicht die Kernenergie mit ca. 15 % am PEV in Europa, weltweit ca. 7,5 %.

Die regionale Verteilung der Energierohstoffe ist von den geologischen Gegebenheiten abhängig. Vereinfacht gesagt, haben Länder mit einer großen Fläche in der Regel auch eine größere geologische Vielfalt, was das Vorkommen von Energierohstoffen begünstigt. Die Dominanz der Flächenstaaten, mit Ausnahme von Kanada, ist bemerkenswert. Die Vormachtstellung des Nahen Ostens bei den Kohlenwasserstoffen ist geologisch bedingt, aufgrund der dortigen Sedimentationsbecken mit entsprechenden Voraussetzungen zur Bildung und Konservierung von Erdöl und Erdgas. Dagegen fehlen dort die geologischen Voraussetzungen zur Bildung von Kohlelagerstätten, wie sie z.B. in Europa, Nord-Amerika vorhanden sind. Die regionale Verteilung der Reserven der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe ist in Tab. 2 dargestellt. Im Vergleich dazu gibt die Tab. 3 die Verteilung der Ressourcen wieder.

Die Reihenfolge der energiereichsten Länder wird weitgehend von den Kohlereserven bestimmt, wie die Tabelle 4 zeigt. Die USA sind aus diesem Grunde das Land mit den größten Energiereserven. China mit seinen geschätzten großen Reserven an Kohle folgt an 3. Stelle, wogegen die hohen Erdgasreserven Rußlands dieses Land an zweiter Stelle weltweit rangieren lassen. Die Kohle ist auch für die Plätze 4 und 6 von Australien und Indien verantwortlich, während das größte Erdölland, Saudi Arabien dadurch auf Platz 5 zu finden ist. Die Kohlereserven Deutschlands wiederum sind verantwortlich für den Rang 9.

Tab. 4: Rangfolge der an Primärenergierohstoffen reichsten Länder

Land	Erdöl		Erdgas		Kohle	Uran	Gesamt
	Mio. t	Mrd t SKE	Mrd. m ₃	Mrd. t SKE	Mrd. t SKE	Mrd. t SKE	Mrd. t SKE
1. USA	3.876	5,8	4340	5,1	200,1	1,4	212,4
2. Rußland	10.150	15,2	48320	57,0	20,1	1,5	93,8
3. China	3.288	4,9	2060	2,4	76,5	0	83,9
4. Australien	245	0,4	2380	2,8	57,4	8,2	68,8
5. Saudi Arabien	35.877	53,8	5780	6,8	0	0	60,6
6. Indien	583	0,9	650	0,8	52,3	0	53,9
7. Iran	12.714	19,1	23100	27,3	0	0	46,3
8. Rep. Südafrika	4	0	23	0	33,6	2,9	36,5
9. Deutschland	53	0,1	378	0,4	35,0	0	35,5
10. V. Arab. Emirate	13.605	20,4	6240	7,4	0	0	27,8
11. Irak	15.095	22,6	3360	4,0	0	0	26,6
12. Kuwait	13.391	20,1	1480	1,7	0	0	21,8
13. Venezuela	10.024	15,0	3990	4,7	0	0	19,7
14. Kasachstan	2.800	4,2	1800	2,1	6,5	4,7	17,5
15. Kanada	651	1,0	1841	2,2	6,9	4,2	14,2
16. Mexiko	6.715	10,1	1797	2,1	0,9	0	13,1
17. Katar	1.660	2,5	8970	10,6	0	0	13,1
18. Brasilien	640	1,0	150	0,2	9,6	1,7	12,4
19. Polen	23	0	160	0,2	10,6	0	10,8
20. Ukraine	160	0,2	1100	1,3	6,6	0	8,1
21. Indonesien	667	1,0	3500	4,1	2,3	0	7,4
22. Libyen	3.888	5,8	1310	1,5	0	0	7,4
23. Kolumbien	381	0,6	400	0,5	6,3	0	7,3
24. Nigeria	2.278	3,4	2940	3,5	0	0	6,9
25. Norwegen	2.100	3,2	2921	3,4	0	0	6,6
26. Algerien	1.172	1,8	3800	4,5	0	0	6,2
27. Jugoslawien	12	0	50	0,1	5,9	0	6,0
28. Großbritannien	1.300	2,0	1400	1,7	1,0	0	4,6
29. Turkmenistan	350	0,5	2900	3,4	0	0	3,9
30. Tschechische Rep.	0	0	4	0	3,7	0	3,7

Erdöl

Angesichts der derzeitigen und auch zukünftigen Bedeutung des Erdöls für die Energieversorgung werden die wichtigsten Reserven- und Ressourcenaspekte ausführlicher zusammengefaßt.

Die Reserven von konventionellem Erdöl haben mit 151,4 Mrd. t den bisher höchsten Stand erreicht; das sind ca. 13,3 Mrd. t oder 9,7 % mehr als 1993. Zwischen 1.1.1994 und 31.12.1997 wurden ca. 13,4 Mrd. t Erdöl gefördert. An der regionalen Verteilung hat sich seit 1993 nichts Grundsätzliches geändert. Rund 90 % der Reserven liegen in den Ländern der Dritten Welt. Ca. 62 % der Weltreserven sind im Nahen Osten konzentriert, ca. 10 % in der GUS. Auf Europa entfallen trotz der reichen Vorkommen in der Nordsee nur ca. 2,5 %, überwiegend in Norwegen, so daß für die EU (15) nur ein Anteil von 1,1 % bleibt. In der OECD sind ca. 10 % der Reserven vorhanden; sie verbrauchte aber 63 % des weltweit geförderten Öls. Abb. 4 zeigt die regionale Verteilung des verbleibenden Potentials, das weltweit 227 Mrd. t Erdöl ausmacht.

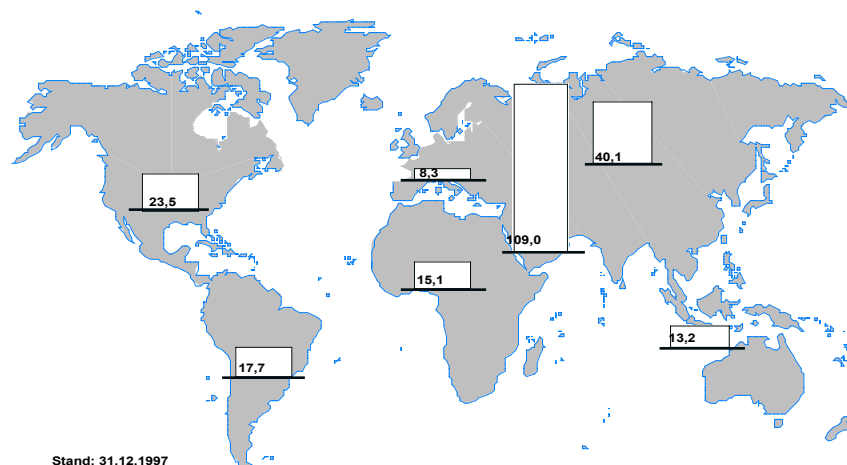


Abb. 4: Konventionelles Erdöl; verbleibendes Potential: 227 Mrd. t (Reserven plus Ressourcen)

Die Weltförderung von Erdöl hat 1997 mit ca. 3,5 Mrd. t einen neuen Höchststand erreicht. Mit Ausnahme der GUS waren davon alle Regionen beteiligt. Die stärksten Zuwächse verzeichneten Amerika (+ 132 Mio. t) und der Nahe Osten (+ 119 Mio. t). Ca. 3/4 des amerikanischen Zuwachses entfallen auf Venezuela (+ 52,5 Mio. t) und Kanada (+ 22,1 Mio. t). In Europa sind Zunahmen von 40,9 Mio. t in Norwegen und 25,6 Mio. t in Großbritannien zu verzeichnen; die Nordsee war 1997 weiterhin mit 285 Mio. t das weltweit ergiebigste offshore-Fördergebiet. Der Anteil der weltweiten offshore-Förderung (ca. 1,2 Mrd. t) lag bei ca. 34 %. Die Weltförderung entstammte aus rund 924.000 Bohrungen; gegenüber 1993 hat sich die durchschnittliche Förderleistung pro Bohrung von 3400 t auf 3780 t erhöht. Die Förderzahlen für 1997 sind in Tab. 5 regional zusammengefaßt.

Der Anteil verbesserter Gewinnungsverfahren erreichte mit ca. 115 Mio. t etwa 3,5 % der Weltförderung. Er lag um 15-20 Mio. t höher als 1993. Die Förderkosten lagen 1996 (für 1997 noch keine vollständigen Angaben) zwischen weniger als 2\$/Faß (Saudi-Arabien) und um 10\$/Faß (GUS, Kanada). Die Förderkosten des für die europäische Versorgung

bedeutenden Nordsee-Öls liegt bei 9\$/Faß. Etwa die Hälfte des geförderten Öls konnte zu Kosten unter 7\$/Faß gewonnen werden.

Die jährlichen Reservenzuwächse haben seit Beginn der industriellen Erdölförderung bis auf wenige Ausnahmen die jährliche Förderung übertroffen. Die mengenmäßig höchsten Neufunde wurden 1962 erzielt; sie entsprachen der fünffachen damaligen jährlichen Förderung. Seit Anfang der achtziger Jahre ist die jährliche Förderung größer als die Summe der jährlichen Neufunde; derzeitig machen Neufunde nur noch rund 25 % der jährlichen Förderung aus, und seit Anfang der achtziger Jahre überwiegt der Reservenzuwachs in fördernden Ölfeldern („field growth“) die Neufunde.

Die Betrachtungsweise mit dem Verfahren des depletion mid-point wird durch neuere Veröffentlichungen als wenig wahrscheinliches Szenario erneut kritisiert. MACKENZIE (1998) hingegen weist wie auch HILLER (1997) darauf hin, daß unter der Annahme der Richtigkeit der Berechnungen und eines steigenden Verbrauches die Weltförderung fallen wird. Er fordert zu Maßnahmen auf, um einem Mangel durch Entwicklung alternativer Energiequellen zu begegnen. Einer angespannten Verfügbarkeit könnte durch Nutzung, der nicht-konventionellen Erdölreserven begegnet werden. Diese liegen in der Größenordnung der konventionellen Reserven. Nach Expertenschätzungen scheint das nicht-konventionelle Erdöl größere Bedeutung zu besitzen als die mit ca. 77 Mrd. t geschätzten Ressourcen an konventionellem Erdöl. Die bereits genutzten nicht-konventionellen Ölsandvorkommen Kanadas zeigen in diese Richtung.

Zukunftstrends

Das Gesamtpotential an konventionellem Erdöl wird bis zu einem Schwellenpreis von 25 - 30 US\$/Faß auf rund 350 Mrd. t geschätzt; davon sind rund 115 Mrd. t gefördert, rund 150 Mrd. t Reserven und rund 85 Mrd. t Ressourcen. Es fällt auf, daß die Ressourcen nur gut halb so groß sind wie die Reserven. Der Grund hierfür liegt in der sehr langen Explorationsgeschichte des Erdöls. Mit einer leicht dynamischen Förderentwicklung von 1 - 2 % pro Jahr werden somit nicht nur zwischen 2010 - 2020 der depletion mid-point für dieses Gesamtpotential, sondern wohl auch die maximale Förderleistung erreicht bzw. erwartet. Da auch über 2020 hinaus eine Zunahme des Erdölverbrauches bzw. -bedarfs angenommen werden muß, wird eine im Vergleich zu heute großangelegte Nutzung der nicht-konventionellen Schweröl-, Schwerstöl- und Ölsandvorkommen imperativ. Dies setzt aus heutiger Sicht aber ein Preisniveau von 20 - 30 US\$/Faß oder darüber voraus, zumindest in der Anfangsphase. Das Gesamtpotential dieser drei nicht-konventionellen Erdöllagerstättentypen liegt bei rund 240 Mrd. t (davon: 15 Mrd. t gefördert, 133 Mrd. t Reserven, 92 Mrd. t Ressourcen). Das kombinierte Gesamtpotential von konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl (ohne Ölschiefer) beläuft sich somit auf rund 590 Mrd. t. Der depletion mid-point würde - je nachdem ob ± Förderkonstanz oder eine weitere leichte Zunahme unterstellt wird - sich dadurch allerdings nur um ca. 20 - 25 Jahre zeitlich hinausschieben. Diese Betrachtung bzw. Annahme steht aus heutiger fördertechnischer Sicht allerdings auf schwachen Beinen, da der Förderabfall des konventionellen Erdöls durch Produktion aus nicht-konventionellen Vorkommen wohl kaum kompensiert, sondern lediglich abgeschwächt werden kann. Völlig unabhängig davon wird die OECD-Abhängigkeit vom OPEC-(Golf-)Erdöl ebenfalls ab 2010/20 immer größer werden. Die aus Ölschiefen gewinnbaren Mengen blieben bei dieser Betrachtung unberücksichtigt, obwohl sie nach Schätzungen ca. 13 Mrd. t gewinnbares Öl beinhalten. Das derzeitige Preisniveau und besonders Umweltbeeinträchtigungen (u.a. großer Flächenverbrauch) lassen dieses Potential weltweit erst bei neuen Gewinnungstechnologien Bedeutung erlangen.

Erdgas

Nachdem in den 60er Jahren die technischen Voraussetzungen für den Transport von Erdgas über große Entfernungen in gasförmigem oder verflüssigtem Zustand entwickelt worden waren, setzte es sich als Primärenergiequelle und als Rohstoff für die petrochemische Industrie auch außerhalb der klassischen Nutzungsregionen (Nord-Amerika und Ost-Europa) zunehmend durch. 1997 erreichte Erdgas weltweit einen Anteil von 23 % am Primärenergieverbrauch (Deutschland ca. 21 %), mit steigender Tendenz. Die Anteile wuchsen auf Kosten der Kohle und auch des Erdöls (s. Abb. 2).

Die Weltreserven an konventionellem Erdgas betrugen Ende 1997 ca. 153 Bill. m³ (ca. 2/3 des Energieinhaltes der weltweiten Reserven an konventionellem Erdöl). Sie haben seit 1993 - trotz einer zwischenzeitlichen, kumulierten Förderung von fast 9 Bill. m³ - um ca. 6 Bill. m³ (ca. 4 %) zugenommen.

Wie beim Erdöl zeigt sich auch beim Erdgas eine regionale Häufung der Reserven in wenigen Räumen. Mit ca. 37 % dominiert die GUS (31,6 % in Rußland). Ca. 33 % sind im Nahen Osten konzentriert. Alle OPEC-Länder zusammen vereinigen ca. 42 %. In der OECD, der Wirtschaftsgruppe mit dem größten Energieverbrauch, sind nur knapp 12 % der Weltreserven zu finden, in der EU sind es nur knapp 3 %. Erdgasreichstes Land West-Europas ist Norwegen mit ca. 2 % der Weltreserven.

Die Weltförderung erreichte 1997 mit 2,32 Bill. m³ (Tab. 5) einen Höchststand; sie lag um ca. 7 % über der von 1993. Seit 1975 hat sie sich verdoppelt. Dieser Verdoppelung steht eine Steigerung der Reserven um das 2,4-fache in diesem Zeitraum gegenüber. Ca. 1/4 der Reserven liegen offshore.

Rußland war 1997 mit 571 Mrd. m³ (1/4 der Weltförderung) produktionsstärkstes Land gefolgt von den USA mit 565 Mrd. m³, die zusammen mit Kanada und Mexiko fast 1/3 der Weltförderung erbrachten. Die Nordsee mit den onshore-Gebieten ihrer Anrainer folgte als drittgrößte Region mit knapp 11%. Im asiatisch-australischen Raum wurden ca. 7% gefördert. Diese Regionen bestritten zusammen 3/4 der Welt-Erdgasförderung. Der Nahe Osten hat trotz seiner großen Reserven nur einen Anteil von 4 % an der Welt-Erdgasförderung.

Weltweit bestehen drei großregionale Erdgasmärkte, innerhalb derer sich Produzenten und Abnehmer durch langfristige Lieferverträge aneinander gebunden haben. Es sind dies: Der europäische Markt mit den Hauptexporteuren Rußland, Nord-Afrika, Norwegen und den Niederlanden, der nordamerikanische Markt aus den NAFTA-Staaten und der asiatische Markt, der durch große Entfernungen der Hauptverbraucher (Japan, S-Korea, Taiwan) und der Lieferländer (i.w. Indonesien, Malaysia, Brunei) gekennzeichnet ist. Seit einigen Jahren beginnen sich die Länder Süd-Amerikas südlich des Äquators zu einem weiteren Erdgasmarkt zusammenzuschließen.

Wegen der Überkapazitäten bei einigen Förderländern, geringerer Bedarfszuwächse bei einigen Verbraucherländern und der Liberalisierung der Erdgasmärkte dürfte der derzeit relativ sehr geringe Umfang des Erdgashandels auf dem Spot-Markt künftig zunehmen, aber nicht zu einer Auflösung der bestehenden Märkte führen.

Die Ressourcen des konventionellen Erdgases lagen Ende 1997 mit ca. 226 Bill. m³ um ca. 4 Bill. m³ über den Mengen, die für 1993 geschätzt wurden. Zusammen mit den Reserven ergibt sich also ein verbleibendes Potential von weltweit nahezu 380 Bill. m³; seine regionale Verteilung ist in Abb. 5 dargestellt.

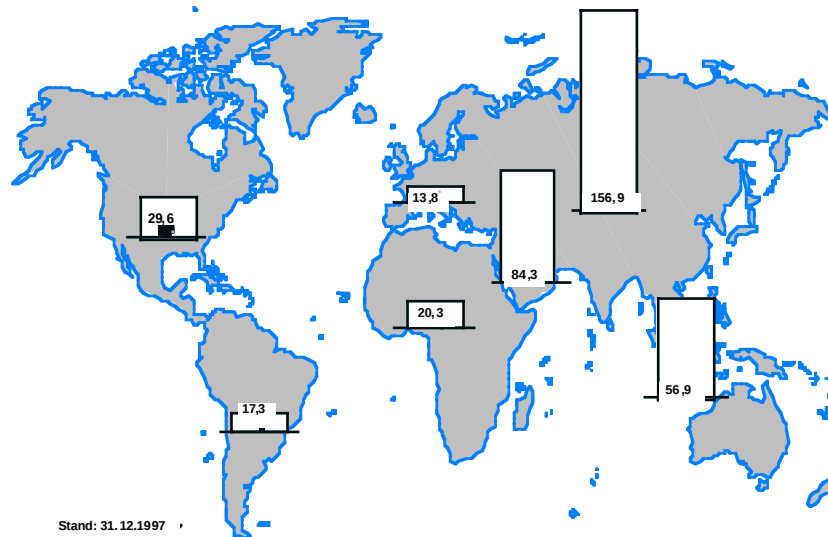


Abb.5: Konventionelles Erdgas; verbleibendes Potential: 379 Bill. m³ (Reserven plus Ressourcen)

Abschätzungen der aus nicht-konventionellen Vorkommen gewinnbaren Erdgasmengen sind noch immer mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die Reserven werden weltweit derzeit mit nur 3,3 Bill. m³ angegeben, da bislang die Technologien lediglich für eine Gewinnung von Erdgas aus Kohleflözen und dichten Speichergesteinen vorhanden sind, zudem sind die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Förderung nur regional gegeben. Aufgrund unserer - konservativen - Schätzung sind Ressourcen in Höhe von knapp 200 Bill. m³ zu erwarten. Das Verhältnis von ursprünglichen Reserven zu Ressourcen von etwa 1 zu 60 spiegelt den unvollkommenen Explorationsstand wider. (Er beträgt beim konventionellen Erdgas etwa 1 zu 1 und beim konventionellen Erdöl etwa 3,5 zu 1.)

Sehr ungenaue und in weiten Grenzen schwankende Abschätzungen liegen über die weltweit in Hydraten und Aquiferen enthaltenen Erdgasmengen vor. Bislang erfolgte eine Produktion nur in wenigen Anlagen mit zumeist Pilotcharakter. Eine nennenswerte kommerzielle Förderung ist in absehbarer Zukunft nicht wahrscheinlich trotz der riesigen, künftig eventuell gewinnbaren Mengen, die im Bereich von jeweils 1.500 Bill. m³ liegen könnten.

Die nachgewiesenen Welt-Erdgasreserven reichen - eine gleichbleibende Förderung vorausgesetzt - bis über die Mitte des nächsten Jahrhunderts hinaus. Es ist zu erwarten, daß innerhalb dieses Zeitraumes ein Teil der konventionellen Ressourcen erschlossen wird und auch die Technologien zur Gewinnung von Erdgas aus Kohleflözen und dichten Speichergesteinen weiter verbessert werden, so daß auch ein steigender Bedarf bis über die Mitte des nächsten Jahrhunderts hinaus gedeckt werden kann.

Kohle

Sowohl bei den Reserven wie auch bei den Ressourcen ist die Kohle der Energierohstoff mit den weltweit größten Mengen. Die gewählte Einteilung in Hartkohle (Steinkohle, Anthrazit, Hartbraunkohle) und Weichbraunkohle basiert auf wirtschaftlichen Überlegungen. Hartkohlen mit einem Energieinhalt von $> 16.500 \text{ KJ/kg}$ sind wenig Transportkosten-empfindlich und werden weltweit gehandelt. Dagegen sind die Weichbraunkohlen überwiegend nur für lokale Verwendung (Kraftwerke in Lagerstättennähe) geeignet.

Weltweit waren 1997 Reserven in Höhe von 558 Mrd. t SKE vorhanden, davon 487 Mrd. t SKE Hartkohle und 71 Mrd. t SKE Weichbraunkohle. Die um ca. 8 Mrd. t SKE geringere Zahl gegenüber 1993 ergibt sich aufgrund von Neuberechnungen. Mit Reserven von ca. 200 Mrd. t SKE sind die USA größtes Kohleland (ca. 36 % der Welt). China folgt mit ca. 76 Mrd. t SKE (13,7 %). Australien und Indien haben je ca. 10 %-Anteile an den Weltreserven. Die Reserven Deutschlands mit ca. 35 Mrd. t SKE basieren auf ca. 22,5 Mrd. t SKE Hartkohle und ca. 12,5 Mrd. t SKE Weichbraunkohle. Angesichts der hohen Gewinnungskosten der deutschen Steinkohle ist diese nur bedingt als Reserve anzusehen.

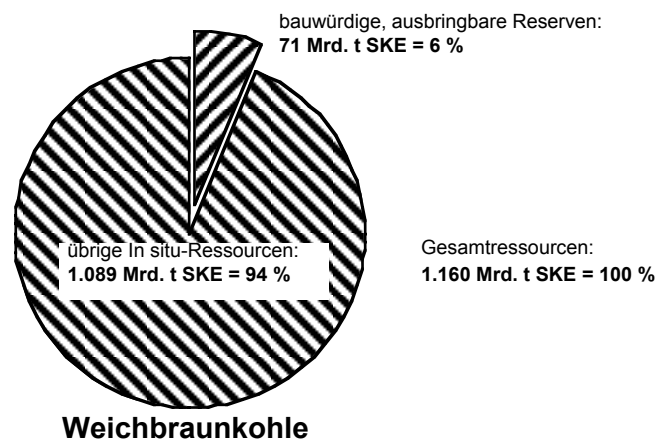
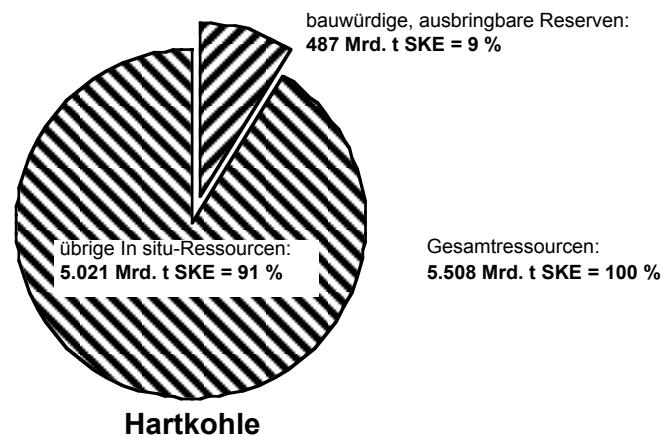
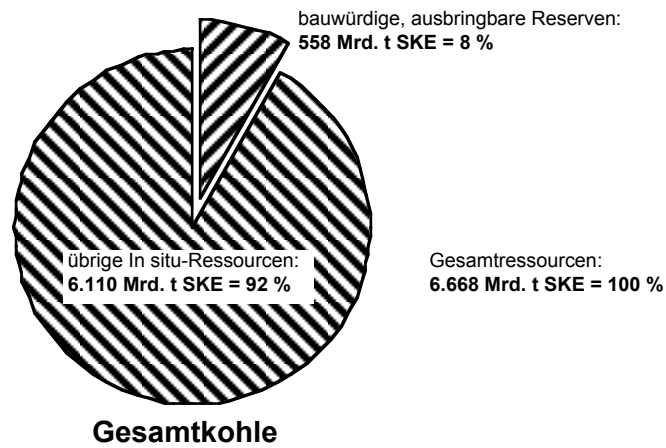
Bezogen auf die Förderung von 1997 (Tab. 5) beträgt die Lebensdauer der weltweiten Hartkohlereserven ca. 162 Jahre, die der Weichbraunkohle ca. 241 Jahre.

Kohle ist in 96 Länder der Erde vorratsmäßig erfaßt worden. Diese weite Verbreitung täuscht eine weltweite Verfügbarkeit vor. In 14 Ländern sind ca. 90 % der Reserven konzentriert. Diese 14 Länder erzeugten 1997 mit 3038 Mio. t SKE ca. 92 % der Weltkohleförderung (3304 Mio. t SKE). Die Hartkohle stellt mit 3009 Mio. t SKE den überwiegenden Anteil und steigerte sich seit 1993 um 256 Mio. t SKE. Die Relationen zwischen Kohleförderung, Verbrauch und Export sind je nach Land unterschiedlich. China als größtes Förderland (953 Mio. t SKE) exportierte nur ca. 3 % seiner Förderung. Die USA, als zweitgrößter Produzent (825 Mio. t SKE) exportierten 65 Mio. t SKE (ca. 8 %). Dagegen stellte Australien, Nr. 4 unter den Förderländern (209 Mio. t SKE), ca. 142 Mio. t SKE dem Export zur Verfügung (ca. 68 %). Der südafrikanische Kohleexport macht ca. 37 % seiner Förderung aus (172 Mio. t SKE). Dagegen verbraucht Indien, drittgrößtes Förderland (213 Mio. t SKE) fast seine gesamte Produktion im Lande.

Wichtigstes europäisches Exportland ist Polen, dessen Förderung von 136 Mio. t SKE zu ca. 18 % exportiert wurde. Nennenswerte Exporteure sind weiterhin Kanada, Kolumbien und Indonesien. Mehr als 50 % des Weltkohlehandels werden im südostasiatischen Raum abgewickelt, ca. 33 % entfallen auf die Europäische Union. Deutschland importierte 1997 ca. 23 Mio. t bei einer Eigenförderung von knapp 44 Mio. t SKE Hartkohle. Bei der Weichbraunkohle rangierte Deutschland mit ca. 51 Mio. t SKE an erster Stelle (17,4 % der Weltförderung).

Der internationale Kohlemarkt wuchs seit 1985 um jährlich durchschnittlich 3 % (Steinkohleexport 1997: ca. 450 Mio. t SKE).

Abb. 3.4: Die Weltkohlevorräte (1997, Mrd. t SKE)



Gesamtressourcen enthalten: - bauwürdige, ausbringbare Reserven +
- übrige In situ-Ressourcen

Abb. 6: Die Weltkohlevorräte (1997, Mrd. t SKE)

Uran

Mit Reserven von 2,31 Mio. t Uran (Gewinnungskosten bis 80 \$/kgU) steht ein ausreichendes Potential zur Versorgung der weltweiten Kernkraftwerke zur Verfügung. Diese verbrauchten 1997 ca. 63.000 tU. Selbst bei einem Anwachsen des Verbrauches auf kumuliert ca. 1,5 bis 1,6 Mio. t bis 2020 würde keine Verknappung eintreten. Die bis 40\$/kgU gewinnbaren Uranreserven wurden 1997 mit ca. 1,37 Mio. tU berechnet.

Die Reserven (gewinnbar bis 80 \$/kgU) sind zu 92 % in 10 Ländern konzentriert, angeführt von Australien (615.000 tU, ca. 27 %), gefolgt von Kasachstan (350.000 tU, ca. 15 %), Kanada (312.000 tU, ca. 14 %) und Südafrika (217.000 tU, ca. 9 %). In diesen 4 Ländern sind ca. 2/3 dieser Reserven vorhanden. Bei den bis 40 \$/kgU gewinnbaren Reserven sind 2/3 in Australien (402.000 tU), Kasachstan (258.000 tU) und Kanada (235.000 tU) ausgewiesen. Bei Uran besteht seit mehreren Jahren eine Lücke zwischen der Förderung und dem Verbrauch. Die Weltförderung (Tab. 5) lag in den letzten 3 Jahren zwischen 33.000 und 36.000 tU, bei einem Verbrauch um 60.000 tU jährlich. Die Lücke wurde aus früher angelegten zivilen und militärischen Lagerbeständen, bes. Rußlands, gedeckt. Diese Lager sind nicht mehr im früheren Umfang notwendig (Abrüstung, geringerer ziviler Bedarf). Für den künftigen Verbrauch spielen aus der Abrüstung von Kernwaffen verfügbares Uran sowie Uran und Plutonium aus der Wiederaufarbeitung von Brennelementen eine gewisse Rolle, die jedoch von politischen Entscheidungen abhängig sind.

Den Hauptanteil der Bergwerksförderung stellen wenige Länder. 1997 lieferten Kanada mit ca. 12.000 tU ca. 33 %, Australien, Niger und Namibia, (Länder ohne Eigenbedarf) mit ca. 5500, 3460 und 2920 tU insgesamt weitere 33 % der Weltförderung. Die Großverbraucher USA, Frankreich, Japan, Deutschland und Großbritannien haben eine beschränkte Eigenförderung (USA, Frankreich) oder sind ganz auf Importe angewiesen. Bei niedrigen Preisen wird sich die Förderkonzentration auf wenige Länder mit kostengünstigen Lagerstätten (Kanada, Australien, Kasachstan, Usbekistan) fortsetzen. Die Preise für kurzfristige Lieferungen waren 1997 bei 27 bis 28 \$/kgU auf niedrigem Niveau, lediglich langfristige Lieferungen wurden zu über 30 \$/kgU (EURATOM ca. 39 \$/kgU) abgeschlossen.

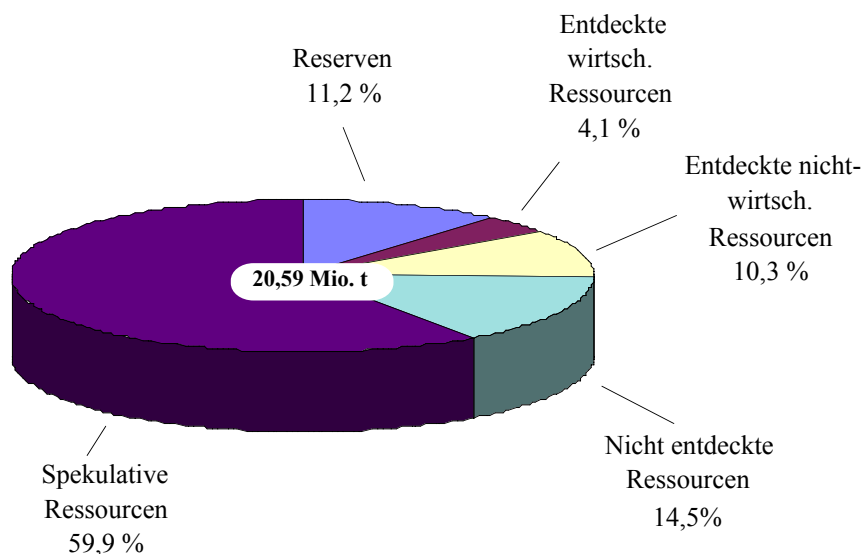


Abb.7: Konventionelle Gesamtressourcen von Uran

Thorium

Thorium spielt wirtschaftlich bei der Energieerzeugung keine Rolle, da keine entsprechenden Reaktoren in Betrieb sind. Reserven von mehr als 2 Mio. t Th sind als Zukunftsbasis anzusehen.

Tab. 5: Förderung von Primärenergierohstoffen 1997

Erdöl konventionell			Schweröl		
	Mio. t	%		Mio. t	%
Naher Osten	1037	29,7	Amerika	165	61,6
Amerika	1034	29,6	Naher Osten	46	17,2
Afrika	372	10,6	Austral-Asien	22	8,2
Austral-Asien	369	10,6	GUS	16	6,0
GUS	359	10,3	Europa	13	4,9
Europa	324	9,3	Afrika	6	2,2
Welt	3495	100,0	Welt	268	100,0
- Deutschland	2,8	0,08	- Deutschland	0,02	0,1
Erdgas					
	Mrd m³	%			
Amerika	835	36,0			
GUS	669	28,8			
Europa	305	13,1			
Austral-Asien	243	10,5			
Naher Osten	169	7,3			
Afrika	101	4,3			
Welt	2322	100,0			
- Deutschland	22,5	1,0			
Hartkohle			Weichbraunkohle		
	Mio. t SKE	%		Mio. t SKE	%
Asien	1471	48,9	Europa	147	49,8
Amerika	895	29,7	Asien	86	29,2
Europa	270	9,0	Amerika	46	15,6
Australien	196	6,5	Australien	16	5,4
Afrika	176	5,9	Afrika	n.b.	-
Welt	3008	100,0	Welt	295	100,0
- davon GUS	231	7,7	- davon GUS	34	11,5
- Deutschland	44	1,5	- Deutschland	51	17,3
Uran					
	tU	%			
Amerika	14237	39,4			
Afrika	7955	22,0			
Australien	5489	15,2			
Europa	4777	13,2			
Asien	3646	10,1			
Welt	36104	100,0			
- davon GUS	5823	16,1			

Geothermische Energie

Der mit kommerzieller Bohrtechnik erschließbare Wärmehalt der oberen Erdkruste (bis 7 km) übertrifft den Energieinhalt aller nichtregenerativen Energieträger um ein Vielfaches. Erdwärme zählt zu den erneuerbaren Energiequellen, mit einer Regenerationszeit über längere Zeiträume. Gemessen an ihrem Potential steht die Erdwärmennutzung noch in den Anfängen, obwohl ihr Einsatz für balneologische Zwecke eine jahrhundertealte Tradition hat und bereits 1905 in Larderello in der Toskana Strom aus geothermischer Energie gewonnen wurde. Die Erdwärmegewinnung beschränkt sich derzeit auf den Tiefenbereich bis 3 km, wobei 3 Nutzungsarten unterschieden werden: Die Stromerzeugung aus Heißdampf- oder Heißwasserreservoirs (hydrothermale Hochenthalpievorkommen, $> 150\text{ }^{\circ}\text{C}$), die Direktwärmennutzung von Warm- und Heißwasseraquiferen (hydrothermale Niedrigenthalpie-Vorkommen, $< 150^{\circ}\text{C}$) und die Wärmennutzung aus der oberflächennahen Bodenschicht mittels erdgekoppelter Wärmepumpen.

Die weltweit installierte Kraftwerksleistung aus hydrothermalen Hochenthalpie-Vorkommen betrug 6822 MW_{el}, die Jahresstromproduktion 38 TWh (Stand 1995). Der größte Stromproduzent waren die USA (2817 MW_{el}), gefolgt von den Philippinen (1227 MW_{el}), Mexiko (753 MW_{el}), Italien (632 MW_{el}), Japan (414 MW_{el}), Indonesien (310 MW_{el}) und Neuseeland (286 MW_{el}). Die weltweite mittlere Steigerungsrate im Zeitraum 1990 bis 1995 betrug ca. 3%. Nach realistischen Schätzungen könnte die weltweite Gesamtleistung auf mindestens 80 000 MW ausgebaut werden. Die weltweiten Hochenthalpie-Ressourcen werden auf mindestens 1000 EJ geschätzt. Die größten Vorkommen gibt es entlang des zirkumpazifischen Vulkangürtels. Ein großer, jedoch nicht näher zu quantifizierender Teil der Ressourcen, kann als Reserven angesehen werden. Die geothermalen Stromgestehungskosten können bei den heutigen niedrigen Energiepreisen wettbewerbsfähig sein. In Europa wird nur in Italien und Island Strom aus Erdwärme produziert, die Möglichkeiten besonders in Island sind noch nicht ausgeschöpft. In Deutschland kann mittelfristig mit einer Stromproduktion aus heißen Tiefengesteinen nach dem Hot-Dry-Rock-Verfahren gerechnet werden.

Die geothermale Direktwärmennutzung erreichte 1995 eine Jahreswärmeproduktion von 106 302 TJ/a bei einer installierten Leistung von 8326 MW. Den größten Anteil (rund 90 %) hatte die Wärme aus hydrothermalen Niedrig-Enthalpievorkommen. Die größten Zuwachsraten verzeichnet die Wärmegewinnung aus der oberflächennahen Bodenschicht mittels Wärmepumpen besonders in den USA, der Schweiz aber auch Deutschland. Hauptförderländer waren China (1915 MW), die USA (1874 MW) und Island (1443 MW), das 85 % seines Gesamtwärmebedarfs für Heizzwecke aus Erdwärmevorkommen deckt. In Europa gibt es eine bedeutende geothermale Wärmeproduktion außer in Island noch in den Ländern Ungarn, Frankreich und Italien. Der Großteil der noch geringen geothermalen Wärmeproduktion in Deutschland (300 MW) entfällt auf rund 15 000 dezentrale erdgekoppelten Wärmepumpen. Etwa 25 geothermische Heizzentralen nutzen mit einer installierten Gesamtleistung von 48 MW Wärme aus hydrothermalen Vorkommen.

Die geothermale Direktwärmennutzung ist vielfältig. Rund 50 % der weltweit gewonnenen Erdwärme wurden für Raumheizung, 15 % für balneologische Zwecke, 13 % für die Fischzucht, 12 % für Gewächshäuser, 10 % für industrielle Prozesswärme und ein geringer Rest für sonstige Zwecke verwendet.

Die weltweiten hydrothermalen Niedrigenthalpie-Ressourcen stellen mit einem geschätzten Wert von 100 000 EJ eine bedeutende Energiequelle dar, deren wirtschaftliche Nutzung aber durch die hohen Investitionskosten, die hohen Wärmeverteilungskosten und das Fündigkeitsrisiko z.Z. noch eingeschränkt ist.

Tab. 6: Weltweite geothermale Wärmeproduktion, Stand 1995.

	Installierte Leistung [MWth]	Jahreswärmeproduktion [TJ/a]
China	1915	16981
USA	1874	13890
Island	1443	21158
Ungarn	340	5861
Frankreich	337	3190
Japan	**318	6978
Italien	307	3629
Neuseeland	264	6614
Georgien	245	7689
Rußland	210	2422
Schweiz	110	3470
Türkei	140	1987
Rumänien	130	1230
Algerien	100	1657
Slowakei	99,7	1808
Serbien	80	2375
Mazedonien	69,5	510
Polen	63	740
Bulgarien	60	488
Schweden	47	960
Israel	44,2	1196
Slowenien	39,1	780
Deutschland	*38	342
Griechenland	23,2	133
Österreich	19,5	184
Belgien	3,9	102
Dänemark	3,5	45
Guatemala	2,64	83
Summe	52,74	106502

* ohne Wärmepumpen

** ohne Bäder

Definitionen

Zur Vermeidung von Mißverständnissen bei der Angabe von Vorratsmengen wurde für diese Studie eine einheitliche Definition der Begriffe Reserven und Ressourcen erstellt, die alle behandelten Energierohstoffe umfaßt. Der Vergleich der einzelnen Termini ist unten dargestellt.

Auf die Verwendung des Begriffes „Vorräte“ als Terminus wurde in diesem Bericht weitgehend verzichtet und er wurde nur dort benutzt, wo unumgänglich.

Reserven: Teil der Gesamtressourcen, der mit großer Genauigkeit erfaßt wurde und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden kann. Synonym sind gebräuchlich: bauwürdig ausbringbare Reserven, sicher und wahrscheinlich gewinnbare Vorräte.

Bei Uran wird die eingeführte Bezeichnung „reasonably assured resources“ verwandt, wobei die Kostenklassen gewinnbar bis 40 \$/kgU bzw. gewinnbar bis 80\$/kgU, Reserven sind.

Ressourcen: Teil der Gesamtressourcen, der entweder nachgewiesen, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewinnbar ist, geologisch indiziert wurde, als In situ-Menge erfaßt oder sonstig nicht dem Reservenbegriff zuzuordnen ist. Bei der Kohle sind es die übrigen in situ Ressourcen.

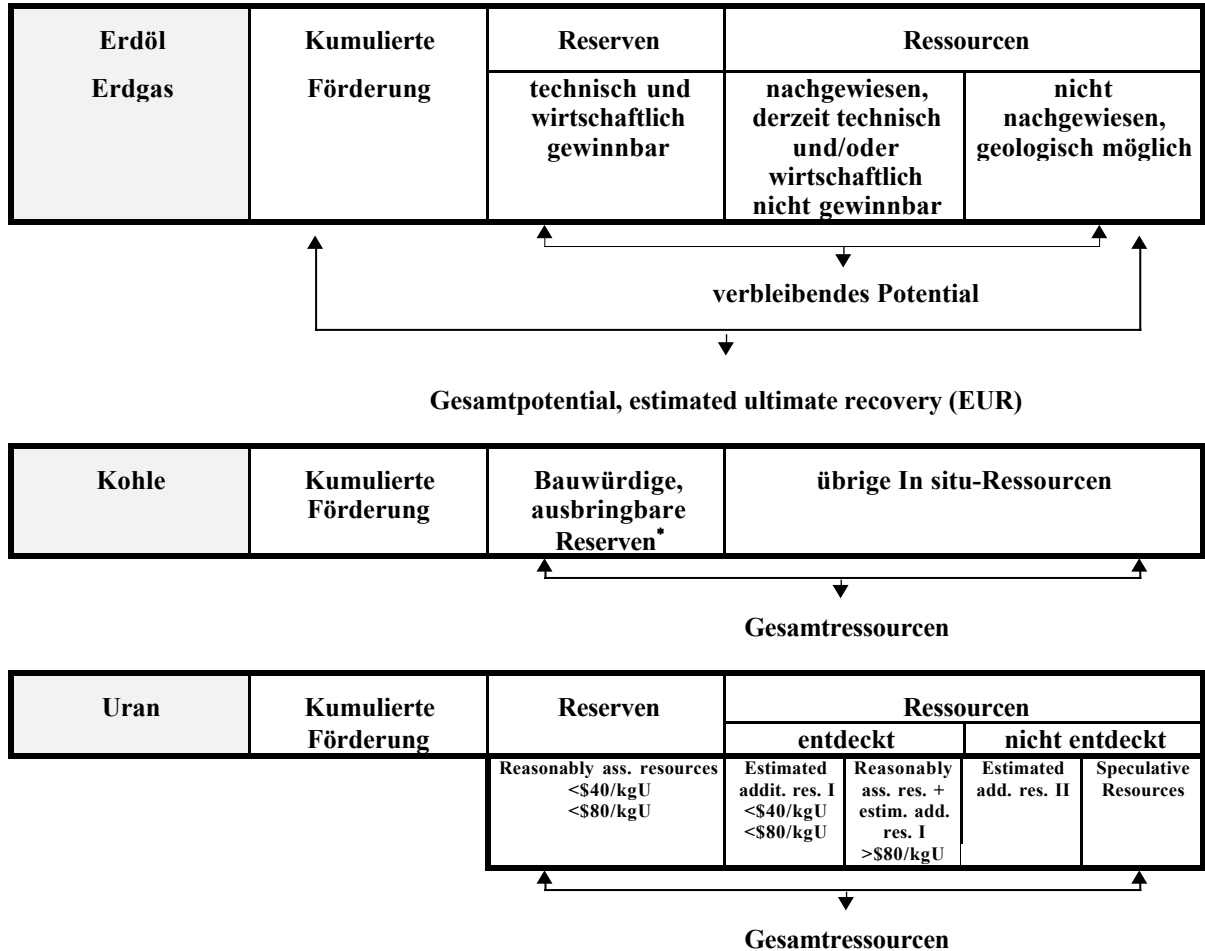
Gesamtressourcen: (Bei Kohlenwasserstoffen: verbleibendes Potential) Reserven plus Ressourcen. Zu beachten ist, daß jeweils Reserven nicht in den Ressourcen enthalten sind.

Die Bezeichnung Gesamtpotential, estimated ultimate recovery (EUR), ist nur bei den Kohlenwasserstoffen gebräuchlich. Sie schließt die bisherige kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen ein. Da diese Bezeichnung bei anderen Energierohstoffen nicht gebräuchlich ist, wurde auf eine Übertragung verzichtet.

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen

für die Studie

„Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998“

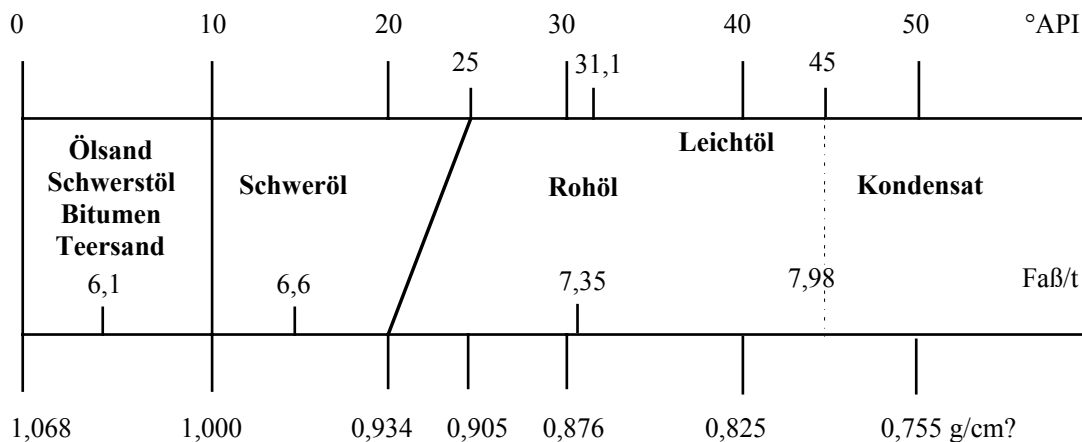


* unter derzeitigen landesüblichen Bedingungen

Glossar, Erläuterungen von Abkürzungen

°API	Dichte/spez. Gewicht flüssiger Kohlenwasserstoffe (API-American Petroleum Institute)
Aquifer	Grundwasserleiter
BIP	Bruttoinlandsprodukt
depletion mid-point	Zeitpunkt, zu dem die Hälfte der ursprünglichen Reserven bzw. des Gesamtpotentials gefördert worden ist
Erdöl, konventionell	fließfähiges Erdöl, API-Grade > 20 - 25 °
Erdöl, nicht-konventionell	Nicht fließfähig, Schweröl, Schwerstöl, Ölsande, Ölschiefer
EU(15)	Europäische Union: Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Finnland, Großbritannien, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweden, Spanien
EURATOM	Europäische Atomgemeinschaft
Faß	159 Liter
Field growth	Zunahme der Reserven von Öl/Gas durch erhöhte Ausbeute, neue Bohrergebnisse
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (vormals UdSSR, ohne Estland, Lettland, Litauen)
Hartkohle	Energieinhalt > 16.500 KJ/kg
Hochenthalpie-Lagerstätten	Dampf- oder Heißwasservorkommen > 150°C
NAFTA	North American Trade Association (Kanada, Mexiko, USA)
Nm ³	Norm-Kubikmeter, Gasmenge bei 0° und 1013 mbar
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries: Algerien, Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate
OECD	Organization of Economic Cooperation and Development: EU, Island, Norwegen, Polen, Schweiz, Tschechien, Türkei, Ungarn, Australien, Japan, Kanada, Mexiko, Neuseeland, Süd-Korea, USA
PEV	Primärenergieverbrauch
t SKE	Tonne Steinkohleeinheiten (7 Gcal)
toe	Tons of oil equivalent
WEC	World Energy Council
Weichbraunkohle:	Energieinhalt < 16.500 KJ/kg

Physikal.-chemische Definitionen von Kondensat, Rohöl, Schweröl, Schwerstöl und Ölsand etc.



10.000 mPas. (cp)

Schweröl, Schwerstöl < Viskosität > Bitumen, Öl-/Teersand

Maßeinheiten, Umrechnungsfaktoren*

J:	Joule	1 J = 1Ws
GJ:	Gigajoule	1GJ = 10 ⁹ J = 278 kWh = 0,0341 t SKE
TJ:	Terajoule	1 TJ = 10 ¹² J = 278·10 ³ kWh = 34,1 t SKE
PJ:	Petajoule	1 PJ = 10 ¹⁵ J = 278·10 ⁶ kWh = 34,1·10 ³ t SKE
EJ:	Exajoule	1 EJ = 10 ¹⁸ J = 278·10 ⁹ kWh = 34,1·10 ⁶ t SKE
kWh:	Kilowatt-Stunde	1 kWh = 3,6·10 ⁶ J
MWh:	Megawatt-Stunde	1 MWh = 3,6·10 ⁹ J
TWh:	Terawatt-Stunde	1 TWh = 3,6·10 ¹² J
MWa:	Megawatt-Jahr	1 MWa = 3,15·10 ¹³ J
W:	Watt	
kW:	Kilowatt	1 kW = 10 ³ W
MW:	Megawatt	1 MW = 10 ⁶ W
GW:	Gigawatt	1 GW = 10 ⁹ W
MW _{th} :	thermische Leistung in MW	
MW _{el} :	elektrische Leistung in MW	
GJ/a:	Gigajoule pro Jahr	
1 t Erdöl:	1 toe = 7,35 bbl = 1,50 t SKE = 1270 Nm ³ Erdgas = 44,0 x 10 ⁹ J	
1 t LNG:	1400 Nm ³ Erdgas = 1,10 toe = 1,65 t SKE = 48,3 x 10 ⁹ J	
1000 Nm ³ Erdgas:	35,31 cuft = 0,79 toe = 1,18 t SKE = 0,71 t LNG = 34,6 x 10 ⁹ J	
1 t SKE:	0,67 toe = 850 Nm ³ Erdgas = 29,3 x 10 ⁹ J	
1 EJ (10 ¹⁸ J):	34,1 Mio. t SKE = 22,8 Mio. t Erdöl = 28,9 Mrd. Nm ³ Erdgas = 278 Mrd. kWh	
1 t Uran (nat.):	14.000 - 23.000 t SKE, je nach Ausnutzungsgrad	
1 kg Uran (nat.):	2,6 lb U ₃ O ₈	

* Die fossilen Energierohstoffe sind als Naturprodukte Schwankungen in ihren Energieinhalten unterworfen; die angegebenen spezifischen Energieinhalte stellen Durchschnittswerte dar, von denen im Einzelfall auch deutliche Abweichungen möglich sind.

**FEDERAL INSTITUTE FOR GEOSCIENCES AND NATURAL RESOURCES
HANNOVER**

**Reserves, Resources and Availability of
Energy Resources 1998**

Summary*

* Commissioned by: E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung (Nägele u. Obermiller)
Johannesstraße 3A, D 70176 Stuttgart

PREFACE

‘Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 1998’ is the most recent in the series of BGR publications on energy studies. The first study in the series was issued in 1976 with the title ‘The Supply of Energy Resources’; it comprised part III of the study ‘Future Energy Supply and Demand – Perspectives up to the Year 2000’. In 1980, ‘World Energy Resources – Inventory for 1980’ was published for the 11th World Energy Conference in Munich. In 1989, the series was renamed ‘Reserves, Resources and Availability of Energy Resources’. The 1989 study dealt – as usual with coal, hydrocarbons and uranium, but also with geothermal energy, biomass, hydroelectric power as well as solar, wind, wave and tidal energy. The 1995 issue comprised a worldwide study of hydrocarbons, coal and nuclear fuels, as well as geothermal energy in Europe. The present volume continues the study of 1995 up to the end of 1997 and includes a detailed consideration of geothermal energy. Some of the details of the energy study of 1995 have not been repeated or are shortened to the minimum necessary.

Since the publication of the 1995 energy study (containing data from up to 31 December 1993), the different regions of the world have undergone different types of economic development, which represented drastic down turns for the corresponding economies. The effects of these changes on the supply of energy resources are not yet all perceptible. A clear decrease in energy consumption is observed, however, in Southeast Asia, the Far East and the Commonwealth of Independent States (CIS).

Predictions about future developments are very uncertain. At the beginning of its World Energy Outlook 1998, the International Energy Agency states that ‘our aim is not to foretell the future – the uncertainties are too great for that’.

Most of the predictions of future energy consumption were made before the Asian economic crisis and foresaw an increase in consumption from c. 12.6×10^9 tce in 1998 to $17 - 19 \times 10^9$ tce in 2010. It was stated at the World Energy Congress in Houston in September 1998 that the annual demand for primary energy would rise to c. 19×10^9 tce in the next 20 years (see ‘Global Energy Perspectives’ published by the World Energy Council). This is an increase of 6×10^9 tce compared with 1997. The World Energy Council expects that demand will rise to 28×10^9 tce in 2050. The role of fossil energy resources will not basically change in the near future. At present, c. 40 % of commercial world energy demand is met by oil, c. 27 % by coal, and c. 23 % by natural gas (Figs. 1 and 2).

The considerable regional differences in increase in energy demand, e.g., in Asia, are mainly a reflection of population growth and the increase in gross domestic product (GDP). Except in the case of Japan, consumption of primary energy (PEC) is generally not decoupled from GDP, as is characteristic of the industrial countries. China, East Asia and South Asia were inferred to have an annual GDP growth rate between nearly 6 % (South Asia) and > 7 % (China), and an annual increase in PEC of about 4 to 5 %. In spite of this increase, the high level of consumption in the industrial countries will continue to govern worldwide energy demand.

RESERVES, RESOURCES AND AVAILABILITY OF ENERGY RESOURCES 1998

The present report 'Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 1998' (Working title: Energy Study 1998) was prepared in 1998 by the Federal Institute for Geosciences and Natural Resources on behalf of the Federal Ministry of Economics and Technology (Section III C1, now Section III A 2). It is an update of the 1995 report. The scope of the study on energy resources was agreed upon by BGR and the Federal Ministry of Economics.

The following were involved in the preparation of this report:

Conventional crude oil:	Hilmar Rempel
Non-conventional crude oil:	Karl Hiller, Heinz Hufnagel
Availability of crude oil:	Karl Hiller
Conventional natural gas:	Günther Eickhoff
Non-conventional natural gas:	Günther Eickhoff, Peter Gerling, Bernhard Cramer
Availability of natural gas:	Günther Eickhoff
Coal and peat:	Dietmar Kelter, Reinhard Lenz, Robert Ehrhardt
Uranium and thorium:	Fritz Barthel
Geothermal energy:	Karsten Heinemeyer, Reinhard Jung, Rüdiger Schulz
Layout, graphics:	Gabriele Ebenhöch, Hans-Jürgen Hildebrand, Robert Ehrhardt
Coordination:	Fritz Barthel

Karsten Heinemeyer was commissioned to prepare a study on geothermal energy, which has been included in this report.

SUMMARY

The study 'Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 1998' describes the state of the reserves and resources up to the end of 1997. It is based on published data from professional journals and other publications, reports from national organizations, embassies and our own research. Marked differences from other published data are discussed where necessary.

Care has been taken to make a clear distinction between reserves and resources and definitions of the terms are given in Appendix in order to avoid any misunderstanding. The number of countries for which we have reliable figures has once again increased in comparison with the previous study. The evaluation is, therefore, based on a even wider data base. The increased amount of detail permits conclusions to be drawn about future availability, especially important in view of the changed economic situation. The reserve data are somewhat uncertain because of the current persistently low price level. According to the definition, reserves are the quantity that can be recovered economically with the available technology. This means that the quantity of reserves is a function of price.

The reserves figures shown in the study indicate that there are sufficient energy resources to meet demand in the medium term – provided the price structure remains constant.

The dependence of the amount of reserves on the price becomes especially clear in the case of uranium, the only fuel whose reserves and resources have been rated for a long time according to production costs. The fluctuations shown for uranium reserves and resources would be visible in the data for other energy resources if corresponding figures existed worldwide.

The dependence of an economic assessment on the available information becomes even more evident in the case of the resources. In our 1995 report, some oil (from oil shale) was classified under reserves. In the present report, however, in strict accordance with the definition of reserves, oil recoverable from oil shale is classified under resources because the production costs are above the current price level.

The problematic nature of the reserves category in the energy resources classification also becomes evident with all other non-conventional hydrocarbons. The reserve figures for non-conventional hydrocarbons quoted in this study result from a re-evaluation based on new information, the current prices and revised definitions.

GENERAL SURVEY OF ENERGY RESOURCES IN 1997

The non-renewable energy reserves and resources were much larger at the end of 1997 than given in the BGR energy study 'Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 1995' for the end 1993. Since that time, the prices of nearly all energy resources have been at a moderate to low level. Thus, there has been little incentive for exploration activities worldwide; no spectacular new discoveries have been made, and the increase in reserves and resources is mostly based on other factors. The 1998 energy study describes the situation for each energy resource separately; the regional divisions used in the previous issue have been retained and the changes in the reserves, resources and production figures are discussed.

As far as possible the same terms are used for all energy reserves and resources. This helps reduce the considerable terminological confusion in this field worldwide; however, some ambiguities remain and are unavoidable. It is to be hoped that the recently agreed terms set out in the UN guidelines will be widely adopted internationally and that the metal mining companies' classification system will be modified so that it is compatible with the UN classification system. The definitions of terms used in this study are given in the appendix. As far as hydrocarbons are concerned, the definitions drawn up by the World Petroleum Congress (WPC) and the Society of Petroleum Engineers (SPE) are used worldwide. These will ultimately be harmonized with those of the UN classification system. At present they are not quite compatible.

The reserves, i.e., the amount currently technologically and economically recoverable, of non-renewable energy resources rose to c. $36,200 \times 10^{18}$ J or 1236×10^9 tce at the end of 1997 (see Table 1). This is about 11 % higher than at the end of 1993 (1995 Energy Study). Not all energy resources, however, show an increase in reserves. The largest increases are displayed by conventional and non-conventional hydrocarbons. The reserves of conventional crude oil and natural gas increased by about 11 % and 4 %, respectively. Taking production since the end of 1993 into consideration, crude oil reserves increased during the period covered by this report by c. 27×10^9 t, and natural gas reserves by c. 15×10^9 m³. This means an annual increase of c. 6.7×10^9 t for crude oil and c. 3.7×10^9 m³ for natural gas.

World consumption of commercial primary energy increased in the last 25 years by about 50 %.

Figures 1 and 2 show the primary energy consumption for each energy resource since 1950.

In Table 1 the reserves and resources of the non-renewable energy resources from end 1997 are compared with those from 1993. The quantities are given in the conventional units for each resource and also converted into tce and exajoules.

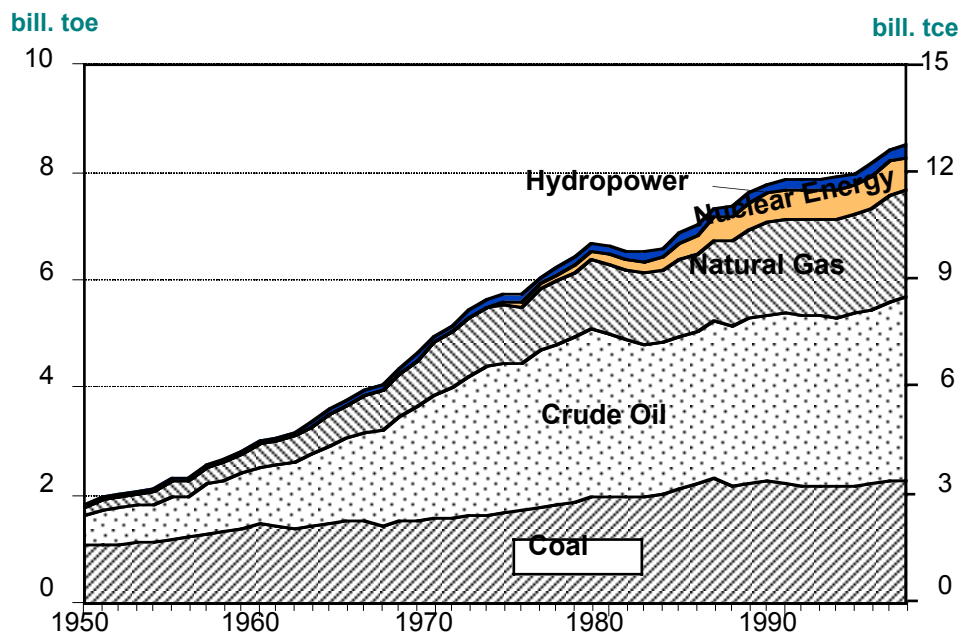


Fig. 1: Global cumulative PEC by energy resource

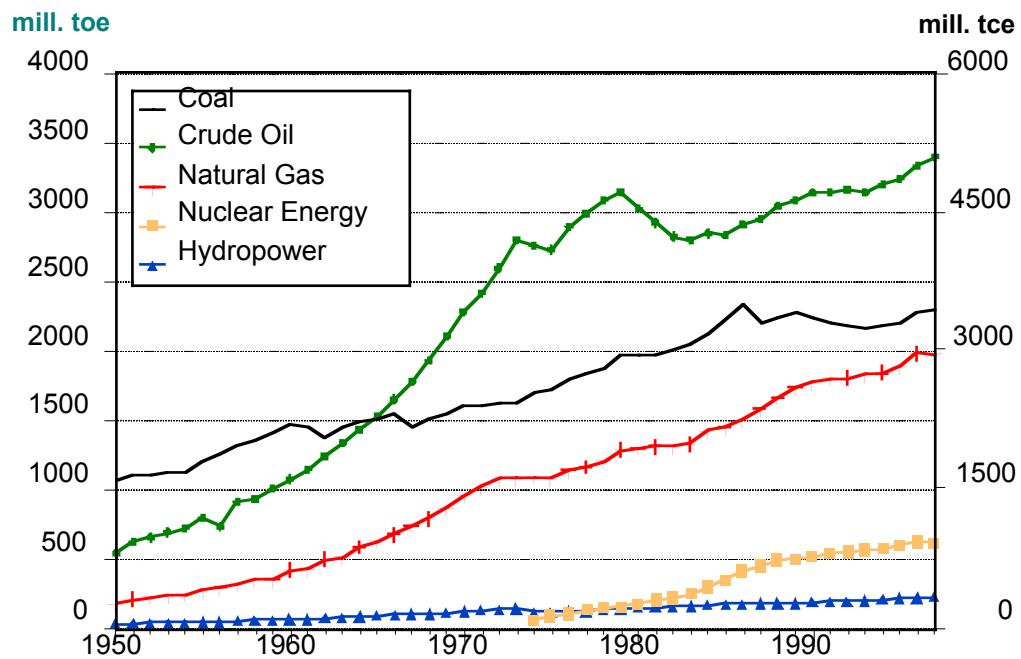


Fig. 2: Global PEC by energy resource

Table 1: Reserves and resources of non-renewable energy resources, a comparison of 1993 and 1997

Energy resource	Reserves *		Resources *	
	1993	1997	1993	1997
Crude oil	136×10 ⁹ t	151×10 ⁹ t	76×10 ⁹ t	76×10 ⁹ t
Natural gas	147×10 ⁹ Nm ³	153×10 ⁹ Nm ³	222×10 ⁹ Nm ³	226×10 ⁹ Nm ³
Conventional hydrocarbons	252×10 ⁹ toe	272×10 ⁹ toe	251×10 ⁹ toe	254×10 ⁹ toe
Heavy oil	43×10 ⁹ t	33×10 ⁹ t	17×10 ⁹ t	77×10 ⁹ t
Oil sands / extra heavy oil	25×10 ⁹ t	100×10 ⁹ t	65×10 ⁹ t	15×10 ⁹ t
Oil shale	12×10 ⁹ t	1 ⁸⁾	158×10 ⁹ t	481×10 ⁹ t ⁹⁾
Non-conventional crude oil	80×10 ⁹ toe	134×10 ⁹ toe	240×10 ⁹ toe	574×10 ⁹ toe
Gas hydrates	-	-	1500×10 ¹² Nm ³	1540×10 ¹² Nm ³
Coal bed gas	0×10 ¹² Nm ³	2×10 ¹² Nm ³	130×10 ¹² Nm ³	85×10 ¹² Nm ³
Tight reservoirs	1×10 ⁹ Nm ³	1×10 ⁹ Nm ³	170×10 ¹² Nm ³	113×10 ¹² Nm ³
Aquifer gas	-	-	-	1500×10 ¹² Nm ³
Non-conventional natural gas	2×10 ¹² Nm ³	c. 3×10 ¹² Nm ³	1800×10 ¹² Nm ³	3237×10 ¹² Nm ³
Non-conventional hydrocarbons	81×10 ⁹ toe	137×10 ⁹ toe	1660×10 ⁹ toe	3131×10 ⁹ toe
Hydrocarbons, total	333×10 ⁹ toe	409×10 ⁹ toe	1864×10 ⁹ toe	3385×10 ⁹ toe
Hard coal	494×10 ⁹ t tce	487×10 ⁹ t tce	6665×10 ⁹ t tce	5021×10 ⁹ t tce
Soft brown coal	72×10 ⁹ t tce	71×10 ⁹ t tce	379×10 ⁹ t tce	1089×10 ⁹ t tce
Coal, total	566×10 ⁹ t tce	558×10 ⁹ t tce	7044×10 ⁹ t tce	6110×10 ⁹ t tce
Fossil energy resources				
Uranium	2.93×10 ⁶ t U ¹⁾ 6.24×10 ⁶ t U ²⁾	2.315×10 ⁶ t U ⁶⁾ 7)	2.4×10 ⁶ t U ³⁾ 20.7×10 ⁶ t U ⁴⁾	5.94×10 ⁶ t U ³⁾ 18.3×10 ⁶ t U ⁴⁾
Thorium	2.16×10 ⁶ t Th	2.16×10 ⁶ t Th	2.35×10 ⁶ t Th	2.35×10 ⁶ t Th
Nuclear fuels				
Non-renewable energy resources				

Owing to rounding in the conversion to joules, differences may occur in the totals.

* s. definitions

1) minable up to \$130/kg U

2) known resources including reserves (Def. s. text)

3) not including speculative resources and 4) including speculative resources

5) 1 t U = 14,000 – 23,000 tce (the lower value is used in this report) or 1 t U = 0.5×10¹⁵ J

6) minable up to \$80/kgU

7) classified as resources

8) minable, non-economic oil shale: 6.4 million toe

9) Total resources, including c. 26.5×10⁹ t demonstrated resources containing ca. 13×10⁹ t recoverable oil (WEC 1998)

Table 1: (con.)

Energy resource	Reserves * [10 ⁹ tce]		Resources [10 ⁹ tce]		Reserves * [EJ (10 ¹⁸ J)]		Resources [EJ (10 ¹⁸ J)]	
	1993	1997	1993	1997	1993	1997	1993	1997
Crude oil	204	227	113	113	5,984	6,654	3,311	3,320
Natural gas	173	180	262	267	5,086	5,286	7,675	7,820
Conventional hydrocarbons	377	408	375	380	11,070	11,940	10,986	11,140
Heavy oil	64	50	26	116	1,892	1,455	747	3,390
Oil sands / extra heavy oil	38	150	98	23	1,100	4,395	2,857	660
Oil shale	18	1 ⁸⁾	236	722 ⁹⁾	528	40	6,915	21,160
Non-conventional crude oil	120	201	360	860	3,520	5,889	10,548	25,210
Coal bed gas	-	2	150	100	10	69	4,395	2,940
Tight reservoir	2	2	200	132	48	45	5,860	3,870
Aquifer gas	-	-	-	1,770	-	-	-	51,860
Gas hydrates	-	-	1,780	1,817	-	-	52,154	53,250
Non-conventional natural gas	2	4	2,130	3,820	58	114	62,409	111,920
Non-conventional hydrocarbons	122	205	2,490	4,680	3,578	6,004	72,957	137,130
Hydrocarbons, total	499	613	2,865	5,060	14,648	17,967	83,945	148,270
Hard coal	494	487	6,665	5,021	14,474	14,269	195,285	147,115
Soft brown coal	72	71	379	1,089	2,110	2,080	11,105	31,908
Coal, total	566	558	7,044	6,110	16,584	16,349	206,390	179,023
Fossil energy resources	1,065	1,171	9,909	11,170	31,232	34,316	290,335	327,293
Uranium	41 ⁵⁾ 87 ⁴⁾	33.6 ⁷⁾	34 ⁵⁾ 290 ⁴⁾	83 ³⁾ 256 ⁴⁾	1,201 2,549	996 ⁷⁾	996 8,500	2,432 7,500
Thorium	n.a.	31 ¹⁰⁾		33	n.a.	908	n.a.	1,175
Nuclear fuels	41	65	290	289	1,201	1,905	8,500	8,675
Non-renewable energy resources	1,106	1,236	10,199	11,460	32,433	36,221	298,835	336,000

Owing to rounding in the conversion to joules, differences may occur in the totals.

* s. definitions

¹⁾ minable up to \$130/kg U

²⁾ known resources including reserves (Def. s. text)

³⁾ not including speculative resources and ⁴⁾ including speculative resources

⁵⁾ 1 t U = 14,000 – 23,000 t tce (the lower value is used in this report) or 1 t U = 0.5×10¹⁵ J

⁶⁾ minable up to \$80/kg U

⁷⁾ classified as resources

⁸⁾ minable, but non-economic oil shale: 6.4 million toe

⁹⁾ Total resources, including c. 26.5×10⁹ t demonstrated resources containing ca. 13×10⁹ t recoverable oil (WEC 1998)

¹⁰⁾ It is assumed that 1 t Th has the same tce value as 1 t U.

The changes in reserves and resources (Table 1) are briefly discussed and then elaborated for each of the individual resources.

Reserves

The increase in reserves of conventional hydrocarbons is not attributed to new discoveries but to re-evaluation of known fields and improved production methods. Crude oil increased from 136×10^9 t in 1993 to 151.4×10^9 t in 1997. Reserves of natural gas rose by about 4 %, which was chiefly due to re-evaluation of offshore fields and the lower exploration costs. Improved production methods are also mainly responsible for increases in the case of the non-conventional hydrocarbons oil sands and heavy oil in Canada and Venezuela.

The largest increases in the reserves of non-conventional hydrocarbons can be observed for oil sand and extra heavy oil. These increases are not based on important new discoveries but on changes in the evaluation criteria. In contrast to the 1995 energy study, the 1998 study contains no mention of reserves of oil shale. This is because production costs are higher than the current oil prices. These quantities are no longer reserves since they do not fall under the new definition of reserves, but are designated resources.

The proportion of non-conventional natural gas in the reserves is still low. Large quantities of conventional natural gas, which is readily accessible, and relatively low prices provide little incentive for extensive exploration, which would be necessary to increase reserves.

Worldwide coal reserves decreased by just under 1.5 % relative to 1993, and, considering that production since 1993 was 13×10^9 tce, the decrease in reserves of c. 8×10^9 tce seems moderate. This can be attributed chiefly to more stringent definition and assessment of the reserves. But economic reasons, too, led to a decrease in coal reserves in some countries, e.g., in Germany, Great Britain and the Republic of South Africa. Both hard coal and soft brown coal (see chapter on coal for definitions) were affected.

Coal is still the dominant energy resource. Coal reserves account for about 45 % of all energy resources, a decrease from c. 51 % at the end of 1993. Conventional and non-conventional crude oil, the second most important energy resources, account for about 33 % (18.5 % and 16.3 %, respectively) of the reserves of all energy resources. Natural gas follows in third place with c. 15 %. Nuclear fuels account for c. 5 %. The decrease in coal reserves of just under 1.5 % were compensated for by a higher proportion of non-conventional crude oil, which increased by about 5 % relative to 1993.

Uranium reserves decreased by about 620,000 t U relative to 1993. This is because reserves were limited to a production cost of \$80/kg U instead of the previous \$130/kg U. Moreover, c. 137,000 t U have been produced since the last energy study.

In contrast to the 1995 energy study, thorium reserves of 2.16 million t have been included in the total energy reserves; for conversion to tce and EJ the conversion factor for uranium was used.

Resources

The resources of the non-renewable sources of energy amount to $11,460 \times 10^9$ tce or c. $336,000 \times 10^{18}$ J (336,000 EJ). This represents a rise of about c. 1261×10^9 tce (37,000 EJ) or

12 % since the end of 1993. As with the reserves, the change in resources since the 1993 report is different for each energy resource. Conventional hydrocarbons show little change. In contrast, the resources of non-conventional oil increased by about 140 %. This increase is based on a re-evaluation of oil shale, bringing the total amount of oil recoverable from oil shale to an estimated 482×10^9 t. The resources are estimated as only about 27×10^9 t. The c. 12×10^9 t reserves of oil from oil shale reported in 1993 are assigned in the 1998 study to the resources because they are not economically exploitable under the present conditions. The resources of non-conventional natural gas show an increase of about 80 %, which can be attributed mainly to incorporation of 1500×10^{12} m³ resources of aquifer gas.

It should be mentioned, however, that the large amount of theoretically available oil from oil shale and the gas resources in gas hydrates and aquifers amounting to c. 1500×10^{12} m³ are only estimated quantities, for which the cost of exploitation would far exceed current prices and in some cases may, for environmental reasons, not be exploitable at all. In contrast to the conventional methods of producing oil, oil sands and oil shale are generally exploited by opencast mining. Local conditions, including the lack of sufficient energy resources, have made their exploitation worthwhile in some cases. In Canada, the cost of mining oil sand has been reduced sufficiently to produce oil (syncrude) that is competitive with conventional oil. Exploitation of oil shale is currently not competitive. Oil shale is, however, exploited locally, e.g., in Estonia, where it is fired directly. Exploitation of these two resources for oil production generally involves large areas of land. This and other environmental conservation problems represent extreme restrictions on their exploitation. Extensive research will be necessary, taking environmental conservation aspects into account, before a quantitative compilation can be made of mineable deposits of these non-conventional energy resources. As in the 1995 study, environmental constraints were not taken into consideration for the determination of reserves owing to the great uncertainties involved.

Total coal resources dropped by about 13 % relative to 1993. Hard coal resources were about 1600×10^9 tce lower in 1997 than in 1993, while soft brown coal was higher by about 700×10^9 tce. The changes are due to re-evaluation since 1993.

Uranium reserves were defined as being recoverable at a cost of less than \$80 per kg U (in 1993 the limit was \$130 per kg U). For this reason the resources increased slightly. Thorium resources remained unchanged relative to 1993.

The distribution of the reserves and resources of non-renewable energy resources is shown in Figure 3.

Geothermal energy represents a new field worldwide. It is not always possible to quote figures for reserves and resources separately.

Seen as a whole, the global reserves of energy resources are expected to be sufficient to meet energy demand in the long term. Several factors have to be considered when estimating future supply and demand. They are discussed in the following section.

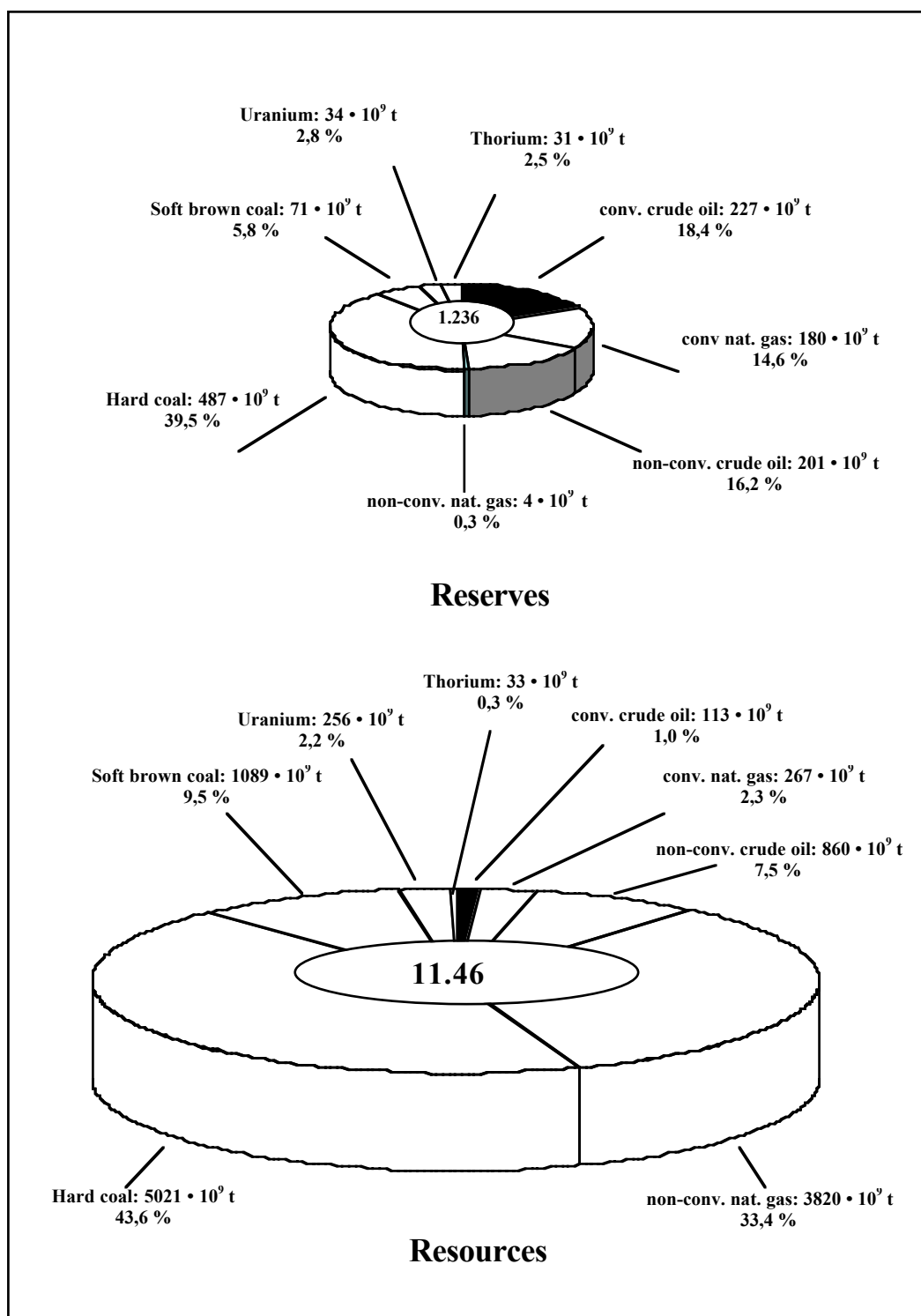


Fig. 3: Reserves and resources of non-renewable energy resources 10^9 tce or percent

Regional characteristics

As already mentioned, energy resources are not evenly distributed in the world (see Tables 2 and 3). It is generally known that the reserves of the OPEC countries and especially the countries in the Near East (as part of the OPEC) play an important role with respect to future supplies of crude oil. The fact that the OPEC countries account for more than 40 % of world production and nearly 77 % of world reserves shows that its importance will be even greater in the future. Some of the traditional oil-producer countries (e.g., the USA, Germany, Romania) have already passed the depletion mid-point and thus have passed their production maximum. Most of the OPEC countries have not reached the depletion mid-point yet; they can afford to increase production if necessary and can exert considerable influence on the market.

Even those who do not accept the depletion mid-point process as a yardstick acknowledge the worldwide dependence on OPEC oil. The current view is that this dependence will continue as long as low oil prices preclude a worldwide breakthrough of non-conventional oil, which is normally more expensive. A continuation of low prices will prevent extensive exploration, particularly exploration aimed at converting resources to reserves.

Commercial production of non-conventional crude oil is increasing in several countries with large deposits of the relevant source rocks (e.g., oil sands in Canada, heavy and extra heavy oil in the Orinoco region of Venezuela). For this reason it is probable that, with falling conventional crude oil reserves, the share of non-conventional oil will rise, especially if prices rise from their present low level and demand for oil increases. Another influencing factor is the energy demand of the growing world population. According to recent studies, the rise in energy demand is especially high in the developing regions of Asia and, moreover, it is often increasing faster than population growth. It is not yet possible to predict when energy demand in the threshold countries will become decoupled from the gross domestic product – as is the case in the industrial countries. When this takes place, the rate of growth in energy demand will begin to drop. The economic depression in Southeast Asia in the last several years has not yet been serious enough that reliable predictions can be made about its effect on energy consumption in that region. The International Energy Agency in Paris estimated that worldwide oil consumption would stagnate or decrease slightly in 1998 and that there would be only a small increase in 1999. Economic problems in the countries of economic transition, especially in the CIS, first led to a slowing down or stagnation of the growth of energy consumption. On the whole we infer a slowed increase in consumption.

Production data for crude oil covering the last four years show that there has been a worldwide increase of about 3 %. The world natural gas production increased in this period by about 7.5 %; in the CIS, however, there was a decrease by the same amount. World coal production remained more or less constant in the last three years, but the most important coal-producing countries showed fluctuations in both directions. Uranium production dropped especially in the CIS.

Primary energy consumption is dominated worldwide by fossil energy resources, such as crude oil, coal and natural gas, which together account for 90 % of consumption. Crude oil accounts for c. 40 %, coal c. 27 % and natural gas c. 23 %. As already stated in the 1995 energy study, viewed globally this situation will not change basically in the near future. However, the supply of energy resources differs considerably from region to region.

Table2: Regional distribution of reserves of non-renewable energy resources (10⁹ tce)

Region	Crude oil		Natural gas		Coal		Uranium	Thorium	Total
	conventional	non-conventional	conventional	non-conventional	Hard coal	Soft brown coal			
Western Europe	5.7	1.1	8.3	0.5	24.6	15.6	0.4	8.6	64.8
Eastern Europe	0.5	0.9	0.9	0.1	17.0	8.4	0.7	n.a.	28.5
CIS	22.2	23.9	66.5	0	28.9	5.0	8.1	n.a.	154.6
Near East	141.0	24.8	60.0	0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	225.8
Africa	14.3	1.4	11.7	0.2	38.4	< 0.1	6.8	0.7	73.5
North America	16.9	71.6	9.4	2.7	189.9	18.1	6.0	3.7	318.3
Latin America	18.0	72.4	7.3	0	17.2	< 0.1	2.0	8.7	125.6
Asia (without CIS)	8.3	4.8	12.9	0.4	126.5	10.0	0.8	4.9	168.6
Australia/Oceania	0.5	0	3.6	0.1	44.4	13.8	8.8	4.3	75.5
World	227.1	201	180.5	3.9	486.9	71.0	33.6	30.9	1235.2
Europe	6.1	2.0	9.2	0.6	41.6	24.0	1.2	8.6	93.3
EU	2.4	0.9	4.9	0.5	24.1	13.2	0.4	0	46.4
OECD	23.0	72.8	21.0	3.4	274.3	49.3	15.4	17.0	476.2
OPEC	165.6	94.9	76.3	0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	336.8

Deviations possible owing to rounding

Table 3: Regional distribution of resources of non-renewable energy resources (10⁹ tce)

Region	Crude oil		Natural gas		Coal		Uranium	Thorium	Total
	conventional	non-conventional ¹	conventional	non-conventional ²	Hard coal	Soft brown coal			
Western Europe	5.9	18.1	6.2	9.1	337.3	10.8	7	10	404
Eastern Europe	0.4	3.6	0.9	1.9	106.1	14.0	3	n.a.	130
CIS	38.0	43.3	118.7	101.5	3025.1	751.1	41	n.a.	4119
Near East	22.4	14.7	39.4	26.4	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	103
Africa	8.5	32.2	12.2	7.3	181.3	0.1	29	6	277
North America	18.5	538.3	25.5	31.3	675.5	200.9	68	6	1564
Latin America	8.6	109.6	13.1	5.0	35.3	2.3	17	10	201
Asia (not including CIS)	10.2	33.7	49.2	42.5	521.2	42.7	51	1	752
Australia/Oceania	0.9	66.8	1.6	7.6	139.4	66.9	40	1	324
World	113	861	266.8	232.6	5021.2	1088.8	256	34	7874²
Europe	6.3	21.7	7.1	11.0	443.4	24.8	10	10	535
EU	3.1	17.8	2.9	7.1	337.0	10.4	4	< 0.1	382
OECD	25.3	690.7	33.1	60.8	1256.5	289.2	119	16	2490
OPEC	29.4	88.9	54.8	35.4	n.a.	n.b.	n.a.	n.a.	208.5

¹ Oil shale or oil from oil shale are the main (about 84 %) non-conventional resources.

² Resources of aquifer gas and gas hydrates are not included because they are not available according to region. Global resources of aquifer gas and gas hydrates are estimated to amount to 3800×10⁹ tce.

In each of the four regions, Europe, North America, Africa and the Asian-Pacific region, c. 30 % of energy consumption is accounted for by crude oil, whereas the share of crude oil in Latin America and the Near East is about 60 %.

In the CIS and the Near East, natural gas accounts for c. 50 % and 40 %, respectively, of primary energy consumption. Coal, however, accounts for c. 45 % in the Asian-Pacific region, more than 35 % in Africa, c. 25 % in North America and c. 20 % each in Europe and in the CIS. The highest share attained by nuclear energy is in Europe, where it accounts for c. 15 % of PEC; its share worldwide is about 7.5 %.

The regional distribution of the energy resources is a function of the geology. Very simply, this means that countries with a large area normally also have a wide geological diversity, which increases the probability that energy resources are present. The dominating role of the countries with a large area – with the exception of Canada – is significant. The dominance of the Near East countries in the case of hydrocarbons is attributed to the geological situation, i.e., sedimentary basins developed under conditions conducive to forming and preserving crude oil and gas. Although the geological conditions necessary to form coal deposits were not present in the Near East, they did exist, for example, in Europe, North America. The regional distribution of the reserves of non-renewable energy resources is shown in Table 2 and the distribution of the resources in Table 3.

The order of the countries rich in energy resources is largely determined by coal reserves (Table 4). For this reason, the USA is the country with the largest energy reserves. China has the third largest energy reserves owing to its large estimated coal reserves, and Russia has the second second largest due to its large natural gas reserves. Coal is also the reason why Australia is fourth in the list and India sixth. The most important oil country – Saudi Arabia – occupies fifth place. Germany's coal reserves are responsible for its ninth place.

Table 4: Primary energy resources according to country

Country	Crude oil		Natural gas		Coal	Uranium	Total
	million t	10 ⁹ tce	10 ⁹ m ³	10 ⁹ tce	10 ⁹ t tce	10 ⁹ tce	10 ⁹ tce
1. USA	3,876	5.8	4,340	5.1	200.1	1.4	212.4
2. Russia	10,150	15.2	48,320	57.0	20.1	1.5	93.8
3. China	3,288	4.9	2,060	2.4	76.5	0	83.9
4. Australia	245	0.4	2,380	2.8	57.4	8.2	68.8
5. Saudi Arabia	35,877	53.8	5,780	6.8	0	0	60.6
6. India	583	0.9	650	0.8	52.3	0	53.9
7. Iran	12,714	19.1	23,100	27.3	0	0	46.3
8. Rep. South Africa	4	0	23	0	33.6	2.9	36.5
9. Germany	53	0.1	378	0.4	35.0	0	35.5
10. U. Arab. Emirate	13,605	20.4	6,240	7.4	0	0	27.8
11. Iraq	15,095	22.6	3,360	4.0	0	0	26.6
12. Kuwait	13,391	20.1	1,480	1.7	0	0	21.8
13. Venezuela	10,024	15.0	3,990	4.7	0	0	19.7
14. Kazakhstan	2,800	4.2	1,800	2.1	6.5	4.7	17.5
15. Canada	651	1.0	1,841	2.2	6.9	4.2	14.2
16. Mexico	6,715	10.1	1,797	2.1	0.9	0	13.1
17. Qatar	1,660	2.5	8,970	10.6	0	0	13.1
18. Brazil	640	1.0	150	0.2	9.6	1.7	12.4
19. Poland	23	0	160	0.2	10.6	0	10.8
20. Ukraine	160	0.2	1,100	1.3	6.6	0	8.1
21. Indonesia	667	1.0	3,500	4.1	2.3	0	7.4
22. Libya	3,888	5.8	1,310	1.5	0	0	7.4
23. Colombia	381	0.6	400	0.5	6.3	0	7.3
24. Nigeria	2,278	3.4	2,940	3.5	0	0	6.9
25. Norway	2,100	3.2	2,921	3.4	0	0	6.6
26. Algeria	1,172	1.8	3,800	4.5	0	0	6.2
27. Yugoslavia	12	0	50	0.1	5.9	0	6.0
28. Great Britain	1,300	2.0	1,400	1.7	1.0	0	4.6
29. Turkmenistan	350	0.5	2,900	3.4	0	0	3.9
30. Czech Republic	0	0	4	0	3.7	0	3.7

Crude oil

In view of the role that crude oil plays, and will play in the future, with respect to the energy supply, the most important aspects of crude oil reserves and resources are discussed in more detail below.

The global reserves of conventional crude oil amount to 151.4×10^9 t, the highest level ever reached; this is about 13.3×10^9 t or 9.7 % more than in 1993. Between 1 January 1994 and 31 December 1997 about 13.4×10^9 t crude oil were produced. There have been no basic changes in its regional distribution since 1993. About 90 % of the reserves are in the countries of the Third World. Approximately 62 % of the world reserves are in the Near East, and about 10 % in the CIS. In spite of the rich oil fields in the North Sea, Europe has only 2.5 % of world reserves, most in Norway, so that the EU (15 countries) only accounts for 1.1 %. The OECD countries have c. 10 % of the world reserves of crude oil; however, they consumed 63 % of the oil produced. The regional distribution of the "remaining potential" for conventional crude oil (reserves plus resources) amounting to 227×10^9 t is shown in Figure 4.

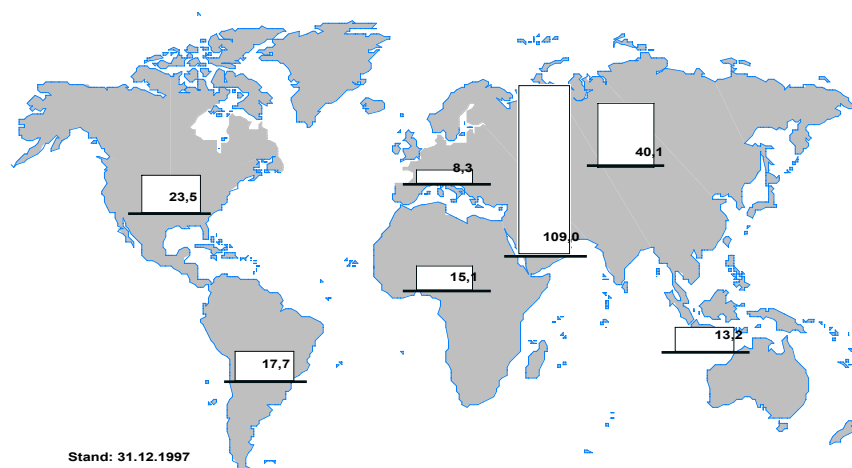


Fig. 4: Conventional crude oil; remaining potential: 227×10^9 t (reserves plus resources)

World production of crude oil in 1997 was c. 3.5×10^9 t, a new peak. With the exception of the CIS, all regions showed an increase. The Americas (+132 million t) and the Near East (+119 million t) recorded the largest increases. About three-quarters of the increase for the Americas were accounted for by Venezuela (+52.5 million t) and Canada (+22.1 million t). In Europe, Norway increased production by 40.9 million t and Great Britain by 25.6 million t; in 1997, the North Sea was still the most productive offshore area (285 million t). Offshore production worldwide was about 1.2×10^9 t, c. 34 %. About 924,000 wells accounted for global oil production in 1997; the average output per well increased from 3400 t in 1993 to 3780 t. The production figures for 1997 are listed by region in Table 5.

Enhanced oil recovery accounted for c. 115 million t in 1997, about 3.5 % of world production and 15 – 20 million t higher than in 1993. Production costs in 1996 (there is no complete list yet for 1997) varied from < \$2 per barrel (Saudi Arabia) to c. \$10 per barrel (CIS and Canada). The production costs for North Sea oil, important for the European

supply, averaged \$9 per barrel. About the half of the oil produced was recovered at a cost of < \$7 per barrel.

Since industrial production of crude oil began, the annual increase in reserves has exceeded annual production – with only a few exceptions. The largest new discoveries were made in 1962; these were equivalent to five times the annual production at that time. Since the beginning of the 1980s, annual production has been higher than the annual new discoveries. At present new discoveries amount to only 25 % of annual production and since the beginning of the 1980s the increase in reserves of producing oil fields (field growth) has exceeded new discoveries.

In Recent publications have again criticised the depletion mid-point concept as not being a very probable scenario. However, MACKENZIE (1998) and also HILLER (1997) emphasize that, assuming that the calculations are correct and that consumption increases, world production will decrease. MacKenzie (1998) calls for measures to counteract a scarcity of crude oil by developing alternative energy sources. A shortage could be overcome by exploiting non-conventional crude oil reserves, which are of the same order of magnitude as the conventional reserves. According to expert opinion, non-conventional oil will become of greater importance than conventional crude oil resources (77×10^9 t). The exploitation of non-conventional oil-sand deposits in Canada points in this direction.

Future trends

The estimated ultimate recovery (EUR) of conventional crude oil is – up to a threshold price of \$ 25 – 30 per barrel – estimated at c. 350×10^9 t. Of this figure, 115×10^9 t has been produced, c. 150×10^9 t is classified as reserves and 85×10^9 t as resources. It is significant that the resources amount to only about half the reserves; this is due to the very long history of oil exploration. Since production only increases by about 1 – 2 % per year, it likely that both the depletion mid-point and the maximum output will be reached between 2010 and 2020. Moreover, we assume that crude oil consumption will continue to increase after 2020. As a result, large-scale exploitation of non-conventional deposits of heavy and extra heavy oil as well as oil sand – in contrast to today – will become imperative. From the present view, however, this would require a price level of \$ 20 – 30 per barrel or even more, at least in the initial phase. The EUR of these three types of non-conventional crude oil deposits is about 240×10^9 t (15×10^9 t production, 133×10^9 t reserves and 92×10^9 t resources). The combined EUR of conventional and non-conventional crude oil (without oil shale), therefore, amounts to c. 590×10^9 t. The depletion mid-point might be delayed by 20–25 years – depending on whether production is more or less constant or increases slightly. This conclusion is, however, somewhat unreliable when current production technology is taken into consideration, as the shortfall in production of conventional crude oil will surely be compensated for only in part by exploitation of non-conventional deposits. Independently of this, OECD dependence on OPEC oil (especially Gulf oil) will also begin to increase between 2010 and 2020. The oil recoverable from oil shale is not considered in this analysis, although it is estimated to amount to about 13×10^9 t. In view of the current price level and particularly the on the environmental impact resulting, for example, from the vast areas of land involved, this potential will only gain in importance with the introduction of new production technologies.

Natural gas

Technological developments by the 1960s made it possible to transport natural gas over large distances. Natural gas then became increasingly important as a primary source of energy and as a raw material for the petrochemical industry outside North America and eastern Europe, where it had already been used for a long time. In 1997 natural gas accounted for 23 % of primary energy consumption worldwide (Germany c. 21 %), with an upward trend. Consumption of natural gas increased at the expense of coal and crude oil (see Fig. 2).

At the end of 1997, the global reserves of conventional natural gas amounted to c. $153 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (about two-thirds of the energy content of the global reserves of conventional oil). They have increased since 1993 by about $6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (c. 4 %), in spite of a cumulative production of nearly $9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ since 1993.

As with crude oil, natural gas reserves occur only in a few regions. The most natural gas reserves (c. 37 %) are in the CIS (31.6 % in Russia). About 33 % are in the Near East, and all OPEC countries together have c. 42 %. The OECD – the group of countries with the highest energy consumption – has about 12 % of the world reserves, and the EU accounts for just under 3 %. The country in Western Europe with the most natural gas is Norway, which has about 2 % of the world reserves.

World production in 1997 was $2.32 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (Table 5); this was a new high: about 7 % above the level of 1993. World production of natural gas has doubled since 1975, reserves have increased by a factor of 2.4. About one-quarter of the reserves are offshore.

In 1997, Russia had the highest natural gas production ($571 \times 10^9 \text{ m}^3$ = one-quarter of world production). It was followed by the USA ($565 \times 10^9 \text{ m}^3$), which together with Canada and Mexico accounts for nearly one-third of world production. The North Sea gas fields together with the onshore fields of those countries that border it follow in third place with nearly 11 %. About 7 % were produced in the Asian/Australian region. All these regions together account for three-quarters of the global natural gas production. In spite of its important reserves, the Near East produces only 4 % of the world's natural gas.

There are three large international natural gas markets in which producers and consumers are bound by long-term supply contracts; these are (i) the European market with its principal exporters Russia, North Africa, Norway and the Netherlands, (ii) the North American market of the NAFTA countries, and (iii) the Asian market, characterized by large distances between the principal consumers (Japan, S Korea and Taiwan) and the suppliers (mainly Indonesia, Malaysia and Brunei). The countries of South America south of the equator have also begun to establish another natural gas market.

Due to the over-capacity of some producer countries, slower growth of demand in some consumer countries and the liberalization of the natural gas markets, the volume of trade on the spot market, which is currently relatively small, is expected to increase, but not lead to a breakdown of the existing markets.

At the end of 1997 the global resources of conventional natural gas were c. $226 \times 10^{12} \text{ m}^3$, about $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ more than in 1993. Together with the reserves, there is a remaining global potential of nearly $380 \times 10^{12} \text{ m}^3$, the regional distribution of which is shown in Figure 5.

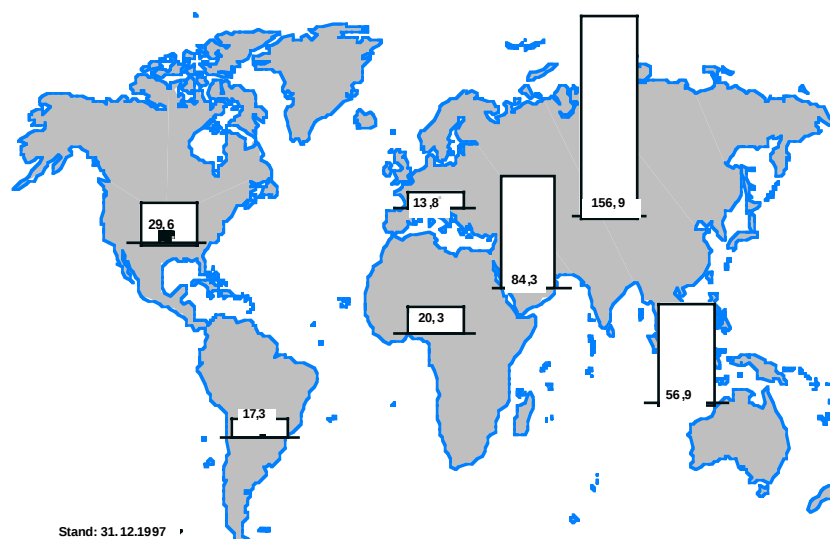


Fig. 5: Conventional natural gas; remaining potential: $379 \times 10^9 \text{ m}^3$ (reserves plus resources)

There is a large degree of uncertainty in estimates of the quantity of natural gas recoverable from non-conventional deposits. At present, the global reserves are quoted as only $3.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$, since production technologies exist only for coal-bed gas and "tight" reservoir rocks. Moreover, conditions for economic production exist only in a few regions. According to our conservative estimate the resources figure should be nearly $200 \times 10^{12} \text{ m}^3$. The reserves/resources ratio of about 1/60 reflects the incomplete state of exploration (for conventional natural gas the ratio is 1 to 1, and for conventional crude oil about 3.5 to 1).

Estimates of the quantity of natural gas in gas hydrates and aquifers differ considerably and have a high degree of uncertainty. A few production facilities for this kind of gas do exist, but they are mostly on a pilot scale. It is improbable that commercial production will commence on a significant scale in the near future, in spite of the large potentially recoverable amounts, roughly estimated to be $1500 \times 10^{12} \text{ m}^3$ from each of the above sources.

The global demonstrated reserves of natural gas will last beyond the middle of next century, assuming production remains at the present level. Within this period, some of the conventional gas resources will probably be developed as well as improved technologies to produce natural gas from coal seams and "tight" reservoir rocks, so that increased demand beyond the middle of the next century can be satisfied.

Coal

Coal is the energy resource with the largest quantities of reserves and resources worldwide. The dividing line chosen between hard coal (bituminous coal, anthracite, and hard brown coal) and soft brown coal is based on economic considerations. Hard coal with a gross calorific value of $> 16,500 \text{ kJ/kg}$ is traded worldwide – transportation costs are not an important factor. On the other hand, soft brown coal is generally more appropriate for local use, e.g., a power plant relatively near the deposit).

In 1997 the global coal reserves amounted to $558 \times 10^9 \text{ tce}$ ($487 \times 10^9 \text{ tce}$ hard coal and $71 \times 10^9 \text{ tce}$ soft brown coal). The drop of about $8 \times 10^9 \text{ tce}$ compared with 1993 is attributed

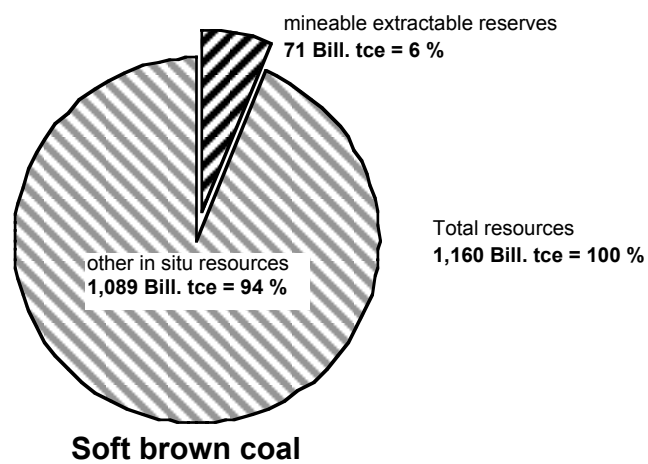
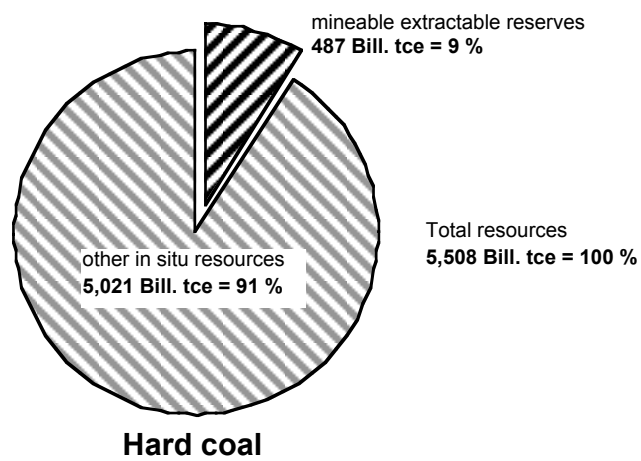
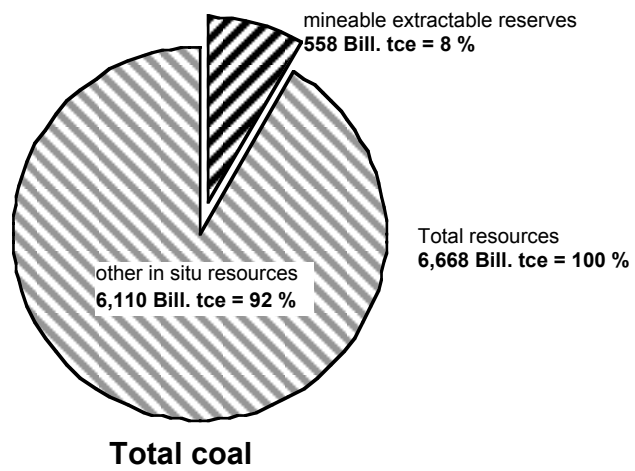
to re-evaluation. The USA has the largest coal reserves, about 200×10^9 tce (about 36 % of world coal reserves). China is next with about 76×10^9 tce (13.7), followed by Australia and India with about 10 % each. Germany has reserves of about 35×10^9 tce (about 22.5×10^9 tce hard coal and about 12.5×10^9 tce soft brown coal). In view of the high production costs, only part of the bituminous coal in Germany can be considered as reserves in the strict sense of the definition.

Taking the 1997 production figures as a yardstick (Table 5), the life expectancy of the worldwide hard coal reserves is c. 162 years and that of soft brown coal c. 241 years.

Coal reserves have been reported for 96 countries. The worldwide availability that this indicates is misleading, however, since about 90 % of the reserves are in only 14 countries. In 1997, these 14 countries produced 3038 million tce, about 92 % of the world coal production (3304 million tce). The bulk of the coal produced in 1997 was hard coal (3009 million tce), an increase since 1993 of 256 million tce. The relationship between coal production, consumption and export differs from country to country. China, as the largest producer country (953 million tce), exported only about 3 % of its production. The USA, the second largest producer (825 million tce), exported 65 million tce (about 8 %), whereas Australia, the fourth-place producer country (209 million tce), exported about 142 million tce (c. 68 %). South African coal exports accounts for about 37 % of its production (172 million tce), whereas India, the third-place producer country (213 million tce), consumed nearly its whole production itself.

In Europe, Poland exports the most coal: 18 % of its 1997 production of 136 million tce. Other major coal exporters are Canada, Columbia and Indonesia. More than 50 % of the world coal trade takes place in the Southeast Asian region, and about 33 % within the European Union. In 1997, Germany imported about 23 million t of hard coal and produced not quite 44 million tce. Germany is the largest exporter of soft brown coal (about 51 million tce or 17.4 % of world production).

The international coal market has grown since 1985 at an average annual rate of 3 % (c. 450 million tce of bituminous coal were exported in 1997).



Total resources: Mineable extractable reserves + other in situ resources

Fig. 6: Global coal resources (1997, 10^9 tce)

Uranium

The current uranium reserves of 2.31 million t (production costs up to \$80 per kg) are sufficient to supply the world's nuclear plants, which used c. 63,000 t U in 1997. Even if the cumulative consumption up to 2020 were c. 1.5 to 1.6 million t, there would be no shortage. In 1997, the uranium reserves recoverable at up to \$40 per kg U were c. 1.37 million t U.

Ten countries have 92 % of the reserves recoverable at up to \$80 per kg U, led by Australia (615,000 t U, c. 27 %), followed by Kazakhstan (350,000 t U, c. 15 %), Canada (312,000 t U, c. 14 %) and South Africa (217,000 t U, c. 9 %). These four countries together account for about two-thirds of the reserves. Of the reserves recoverable at up to \$40 per kg U, two-thirds are in Australia (402,000 t U), Kazakhstan (258,000 t U) and Canada (235,000 t U). For several years there has been a gap between production and consumption of uranium. In the last three years, annual world production (Table 5) has been between 33,000 and 36,000 t U, with an annual consumption of 60,000 t U. This deficit has been covered with uranium from civil and military stockpiles, especially in Russia. These stockpiles are no longer necessary to the same extent as previously, owing to disarmament and lower consumption of uranium for civilian purposes. Uranium from the decommissioning of nuclear weapons under disarmament pacts and uranium and plutonium from the reprocessing of fuel rods will continue to play a role in the future; which will be dependent on political decisions, however.

Most uranium mine production is accounted for by a small number of countries. In 1997 Canada accounted for about 33 % of world production (c. 12,000 t U), Australia, Niger and Namibia for another 33 % (c. 5500, 3460, and 2920 t U, respectively). The main consumers – the USA, France, Japan, Germany and Great Britain – have only a limited domestic production (the USA and France) or are completely dependent on imports. If prices remain low, production will continue to be concentrated in only a few countries (Canada, Australia, Kazakhstan, and Uzbekistan). In 1997 the prices for short-term supply were low (\$27 to \$28 per kg U); only long-term prices were over \$30 per kg U (EURATOM c. \$39 per kg U).

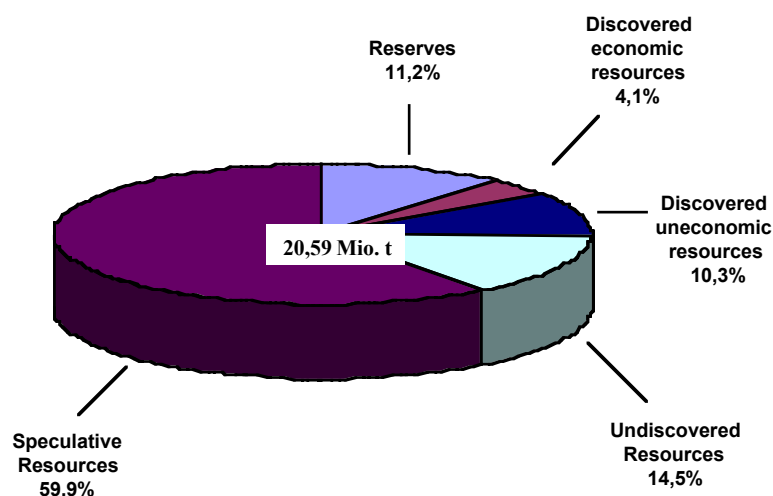


Fig. 7 Total conventional resources of uranium

Thorium

Thorium is not used for power generation as there are no operating thorium reactors. The reserves of more than 2 million t Th can be considered as a basis for the future.

Table 5: Production of primary energy resources 1997

Crude oil, conventional million t %			Heavy oil million t %		
Near East	1037	29.7	America	165	61.6
America	1034	29.6	Near East	46	17.2
Africa	372	10.6	Australia/Asia	22	8.2
Australia/Asia	369	10.6	CIS	16	6.0
CIS	359	10.3	Europe	13	4.9
Europe	324	9.3	Africa	6	2.2
World	3495	100.0	World	268	100.0
- Germany	2.8	0.08	- Germany	0.02	0.1
Natural gas billion m ³ %					
America	835	36.0			
CIS	669	28.8			
Europe	305	13.1			
Australia/Asia	243	10.5			
Near East	169	7.3			
Africa	101	4.3			
World	2322	100.0			
- Germany	22.5	1.0			
Hard coal million tce %			Soft brown coal million tce %		
Asia	1471	48.9	Europe	147	49.8
America	895	29.7	Asia	86	29.2
Europe	270	9.0	America	46	15.6
Australia	196	6.5	Australia	16	5.4
Africa	176	5.9	Africa	n.a.	-
World	3008	100.0	World	295	100.0
- CIS	231	7.7	- CIS	34	11.5
- Germany	44	1.5	- Germany	51	17.3
Uranium t U %					
America	14237	39.4			
Africa	7955	22.0			
Australia	5489	15.2			
Europe	4777	13.2			
Asia	3646	10.1			
World	36104	100.0			
- CIS	5823	16.1			

Geothermal energy

The thermal energy in the upper part of the Earth's crust (up to 7 km thick) that can be exploited using commercial drilling techniques considerably exceeds the energy content of all non-renewable energy sources. Geothermal energy is renewable energy with a long regeneration time. Compared with its potential, the utilization of geothermal energy is still in its infancy, although it has a centuries-old tradition in the field of balneology. In Laderello, Italy, electric power was produced from geothermal energy as early as 1905. Currently, geothermal energy is produced at depths of less than 3 km. There are three different kinds of systems: (i) Electric power generation using superheated steam or hot water (high enthalpy hydrothermal sources $> 150\text{ }^{\circ}\text{C}$), (ii) direct utilization of heat from warm and hot water aquifers (low-enthalpy hydrothermal sources $< 150\text{ }^{\circ}\text{C}$) and (iii) utilization of the heat in the ground at shallow depth by means of heat pumps.

The capacity of the power plants worldwide exploiting high-enthalpy hydrothermal fields was $6822\text{ MW}_{\text{et}}$ and the annual electric power production 38 TWh in 1995. The USA was the largest producer of geothermal power (2817 MW), followed by the Philippines (1227 MW), Mexico (753 MW), Italy (632 MW), Japan (414 MW), Indonesia (310 MW) and New Zealand (286 MW). The average rate of increase worldwide between 1990 and 1995 was c. 3 %. According to realistic estimates, the total output worldwide could be increased to at least $80,000\text{ MW}$. The high-enthalpy geothermal resources worldwide are estimated to be at least 1000 EJ . The most important geothermal areas are along the circum-Pacific volcanic belt. A large but still inexact known proportion of the resources should be considered as reserves. The cost of generating geothermal power could make this form of energy competitive even at the present low price of energy. In Europe, only Italy and Iceland generate electricity from geothermal sources; however, the possibilities are not exhausted, especially in Iceland. Germany is expected to generate electrical power from geothermal sources using the hot-dry-rock method in the medium-term future.

In 1995, $106,302\text{ TJ}$ were produced by direct utilization of geothermal energy with a capacity of 8326 MW . Most of this (c. 90 %) was from low-enthalpy hydrothermal sources. The largest growth rate was for the use of heat pumps to obtain energy from the ground; this is especially the case in the USA, Switzerland and Germany. The countries with the highest geothermal energy figures were China (1915 MW), the USA (1874 MW) and Iceland (1443 MW). Geothermal energy provides 85 % of the heating needs of Iceland. In Europe – apart from Iceland – Hungary, France and Italy are also major geothermal energy producers. Most of the geothermal energy used in Germany (300 MW), which is still very modest, comes from about 15,000 heat pumps. About 25 geothermal district heating plants with a total capacity of 48 MW use energy from hydrothermal sources.

Geothermal energy is used directly in many ways. About 50 % of the geothermal heat used worldwide was used for heating, 15 % for balneological purposes, 13 % for pisciculture, 12 % for heating greenhouses, 10 % for industrial processes and a small amount for other purposes.

Worldwide, the low-enthalpy hydrothermal resources represent an important source of energy – estimated to amount to $100,000\text{ EJ}$. Commercial use, however, is still limited due to the high investment and distribution costs as well as the exploration risks.

Table 6: Global geothermal energy production, status 1995

	Capacity [MWth]	Annual production [TJ/a]
China	1915	16,981
USA	1874	13,890
Iceland	1443	21,158
Hungary	340	5,861
France	337	3,190
Japan	**318	6,978
Italy	307	3,629
New Zealand	264	6,614
Georgia	245	7,689
Russia	210	2,422
Switzerland	110	3,470
Turkey	140	1,987
Romania	130	1,230
Algeria	100	1,657
Slovakia	99.7	1,808
Serbia	80	2,375
Macedonia	69.5	510
Poland	63	740
Bulgaria	60	488
Sweden	47	960
Israel	44.2	1,196
Slovenia	39.1	780
Germany	*38	342
Greece	23.2	133
Austria	19.5	184
Belgium	3.9	102
Denmark	3.5	45
Guatemala	2.64	83
Total	135	4469,135

* not including heat pumps

** not including balneological purposes

Definitions

To avoid misunderstandings, the terms 'reserves' and 'resources' are defined here for all energy resources dealt with in this report.

Reserves: That part of the total resources which are documented in detail and can be recovered economically using current technology. The following expressions are widely used as synonyms for the term 'reserves': 'exploitable reserves', and 'proved and probable reserves'.

For uranium the term 'reasonably assured resources' is used for reserves recoverable up to \$40 per kg U and/or recoverable up to \$80 per kg U.

Resources: That part of the total resources which are (i) proved but at present not economically recoverable, (ii) geologically indicated, (iii) recorded as '*in situ* quantity', or (iv) which for some other reason cannot be assigned to the reserves. For coal this term is used for all in situ resources.

Total resources: (for hydrocarbons: 'remaining potential') reserves plus resources. It is to be noted that the reserves are not included in the resources.

The term 'estimated ultimate recovery' (EUR) is only used for hydrocarbons and comprises the cumulative production, reserves and resources. It is not used for the other energy resources.

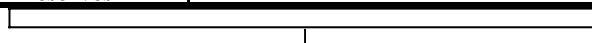
**Definitions of Reserves and Resources
for the Report
"Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 1998"**

Crude oil Natural gas	Cumulative production	Reserves	Resources	
		technologically and economically minable	demonstrated, not minable at present for technological and/or economic reasons	not demonstrated, geologically possible



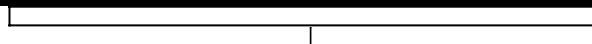
Total potential, estimated ultimate recovery (EUR)

Coal	Cumulative production	Recoverable reserves*	other in situ resources
------	--------------------------	--------------------------	-------------------------



Total resources

Uranium	Cumulative production	Reserves	Resources			
			discovered		undiscovered	
		Reasonably assured resources <\$40/kg U <\$80/kg U	Estimated additional resources I <\$40/kg U <\$80/kg U	Reasonably assured res. + est. add. resources I >\$80/kg U	Estimated additional resources II	Speculative Resources



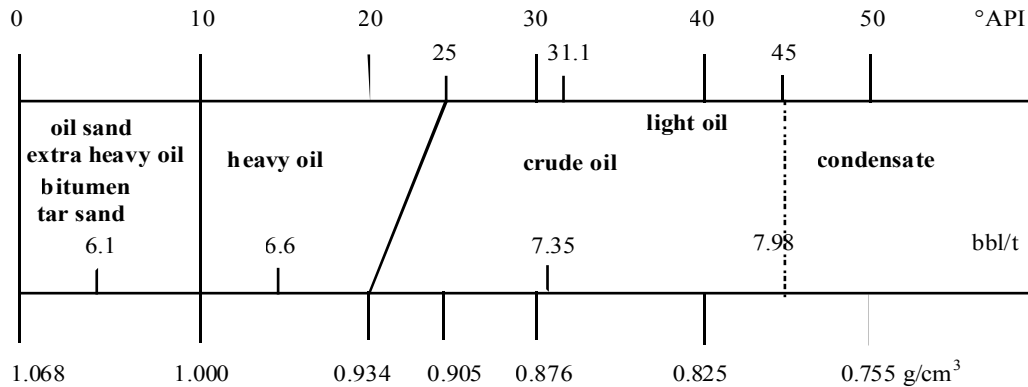
Total resources

* under the current conditions of the respective country

Glossary and Abbreviations

°API	unit of measure (standard measure) for the specific weight of oils (American Petroleum Institute)
GDP	gross domestic product
depletion mid-point	the time at which half of the original reserves or the total potential has been produced
conventional oil	crude oil (low viscosity, > 20 – 25°API)
non-conventional oil	heavy oil, very heavy oil, oil sand, oil shale (high viscosity)
EU	European Union: Austria, Belgium, Denmark, Germany, France, Finland, Great Britain, Greece, Ireland, Italy, Luxemburg, Netherlands, Portugal, Spain, and Sweden
EURATOM	European Atomic Agency
barrel (b or bbl)	159 litre
field growth	Increase in oil or gas reserves resulting from enhanced recovery or from recent drilling results
CIS	Community of Independent States (former USSR not including Estonia, Latvia, and Lithuania)
hard coal	calorific value > 16.500 kJ/kg
high-enthalpy geothermal resource	steam or hot water occurrence > 150 °C
NAFTA	North American Free Trade Association (Canada, Mexico, USA)
Nm ³	cubic meter of gas at STP (standard temperature and pressure: 0 °C and 1013 millibar)
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development (Australia, EU, Iceland, Japan, Canada, Czech Republic, Hungary, South Korea, Mexico, New Zealand, Norway, Poland, Switzerland, Turkey, USA)
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Algeria, Indonesia, Iraq, Iran, Kuwait, Libya, Nigeria, Qatar, Saudi Arabia, United Arab Emirates, Venezuela)
PEC	primary energy consumption
tce	tons coal equivalent (7 Gcal)
toe	tons oil equivalent
WEC	World Energy Council
soft brown coal	calorific value < 16.500 KJ/kg

Definitions of condensate, light oil, heavy oil, oil sand, etc.



10,000 mPa (cp)

heavy oil, extra heavy oil < viscosity > bitumen, oil sand, tar sand

Units, conversion factors*

J	joule	1 J = 1Ws
GJ	gigajoule	1GJ = 10 ⁹ J = 278 kWh = 0.0341 tce
TJ	terajoule	1 TJ = 10 ¹² J = 278·10 ³ kWh = 34.1 tce
PJ	petajoule	1 PJ = 10 ¹⁵ J = 278·10 ⁶ kWh = 34.1·10 ³ tce
EJ	exajoule	1 EJ = 10 ¹⁸ J = 278·10 ⁹ kWh = 34.1·10 ⁶ tce
GJ/a	gigajoule per year	
kWh	kilowatt hour	1 kWh = 3.6·10 ⁶ J
MWh	megawatt hour	1 MWh = 3.6·10 ⁹ J
TWh	terawatt hour	1 TWh = 3.6·10 ¹² J
MW _a	megawatt year	1 MW _a = 3.15·10 ¹³ J
W	watt	
kW	kilowatt	1 kW = 10 ³ W
MW	megawatt	1 MW = 10 ⁶ W
GW	gigawatt	1 GW = 10 ⁹ W
MW _e	electrical power in MW (electric capacity of power plant)	
MW _{th}	thermal power in MW (thermal capacity of power plant, which is transferred to the steam generator)	
1 t crude oil	1 toe = 7.35 bbl = 1.50 tce = 1270 Nm ³ natural gas = 44.0 x 10 ⁹ J	
1 t LNG	1400 Nm ³ natural gas = 1.10 toe = 1.65 tce = 48.3 x 10 ⁹ J	
1000 Nm ³ natural gas	35.31 cuft = 0.79 toe = 1.18 tce = 0.71 t LNG = 34.6 x 10 ⁹ J	
1 tce	0.67 toe = 850 Nm ³ natural gas = 29.3 x 10 ⁹ J	
1 EJ (10 ¹⁸ J)	34.1·10 ⁶ tce = 22.8·10 ⁶ t crude oil = 28.9·10 ⁹ Nm ³ natural gas = 278·10 ⁹ kWh	
1 t uranium (natural)	14,000 – 23,000 tce, without or with recycling of reprocessed uranium and plutonium, respectively	
1 kg uranium (natural)	2.6 lb U ₃ O ₈	

* Because they are natural products, fossil energy sources are subject to variation; the specific energy contents given here represent average values, which might in some cases deviate considerably.