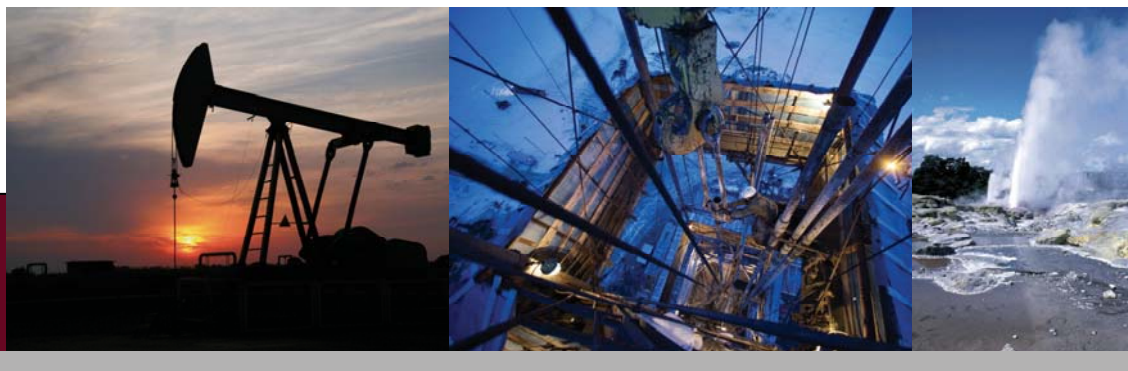


ENERGIEROHSTOFFE 2009



Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit



Energierohstoffe 2009

Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit

Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie

Stand 10.11.2009

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

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

ISBN 978-3-9813373-1-0

An der Erstellung der Studie waren beteiligt:

Koordination

Bernhard Cramer, Harald Andruleit

Energierohstoffe – Definitionen und Klassifikationen

Bernhard Cramer und Fachautoren

Erdöl

Hilmar Rempel (konventionelles Erdöl)

Hans-Georg Babies (nicht-konventionelles Erdöl)

Erdgas

Hilmar Rempel (konventionelles Erdgas)

Stefan Schlömer (Erdgas aus dichten Lagerstätten)

Sandro Schmidt (Kohleflözgas)

Harald Andruleit (Aquifergas, Gashydrat)

Kohle

Sandro Schmidt

Kernbrennstoffe

Ulrich Schwarz-Schampera

Geothermie

Norbert Ochmann

Energierohstoffe in Deutschland

Jürgen Meßner (LBEG) und Fachautoren

Verfügbarkeit der Energierohstoffe

Sönke Rehder, Bernhard Cramer und Fachautoren

Layout

Gabriele Ebenhöch, Elke Westphale

Grafiken

Uwe Benitz

Umschlagfotos:

Wintershall Holding AG, BGR

Weitere Unterstützung durch

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



Vorwort des Präsidenten

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

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

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

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

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

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

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



Prof. Dr. Hans-Joachim Kümpel

Präsident der BGR

Inhalt

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

4 Erdgas 71

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

5 Kohle 116

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

6 Kernbrennstoffe 155

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

7 Geothermische Energie 176

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

8 Energierohstoffe in Deutschland 195

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

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

9 Verfügbarkeit der Energierohstoffe 235

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

10 Glossar 265

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

Verzeichnis der Infoboxen

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

1 Verfügbarkeit der Energierohstoffe im Überblick

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

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

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

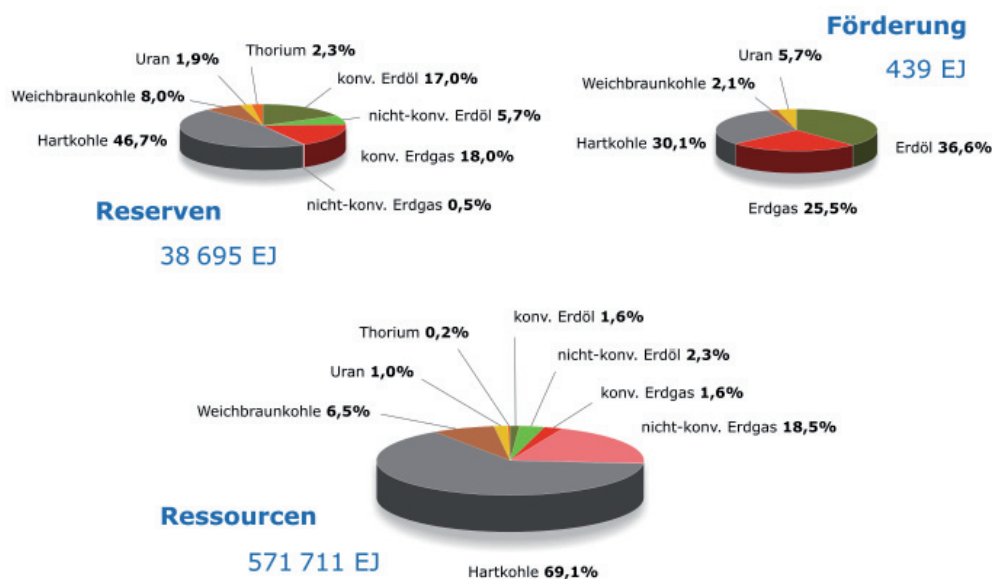


Abbildung 1.1: Anteile der einzelnen nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an der Förderung, den Reserven und den Ressourcen Ende 2007.

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

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

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

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

- 1) 1 t U = 14 000 – 23 000 t SKE, unterer Wert verwendet, bzw. 1 t U = 0,5 x 10¹⁵ J
- 2) RAR gewinnbar bis USD 40/kg U
- 3) Summe aus RAR gewinnbar von USD 40-130/kg U und IR
- 4) spekulative Ressourcen
- 5) 1 t Th gleicher SKE-Wert wie 1 t U angenommen

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

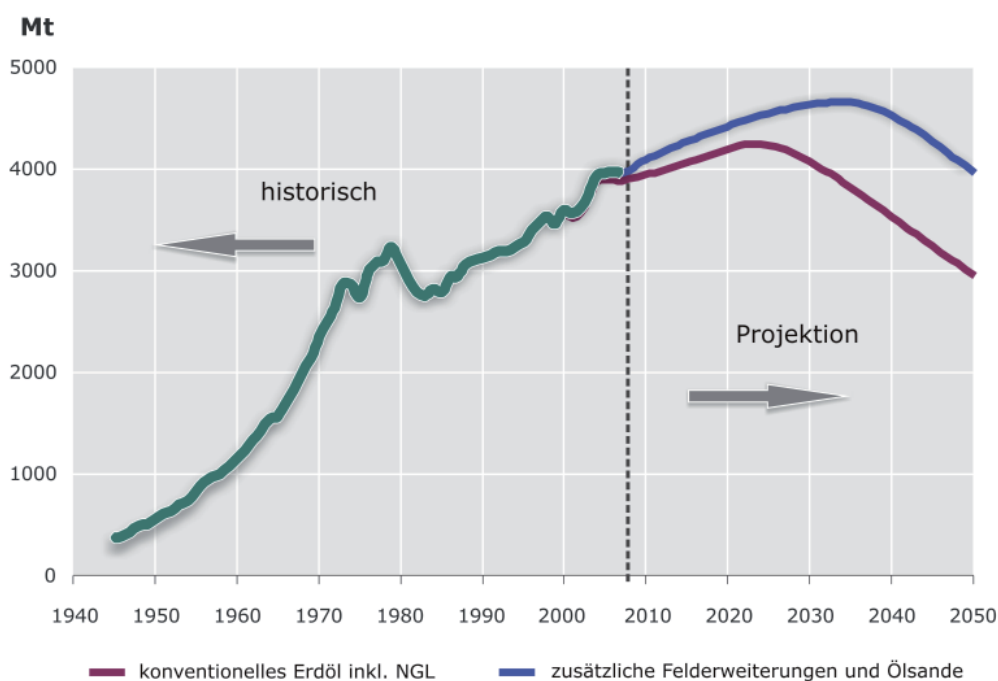


Abbildung 1.2: Historische Entwicklung der Erdölproduktion und projizierter Produktionsverlauf für konventionelles Erdöl inklusive Kondensat (NGL) und zusätzlich unter Berücksichtigung der Ölsandproduktion und von Reservenzuwächsen (Field Growth).

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

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

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

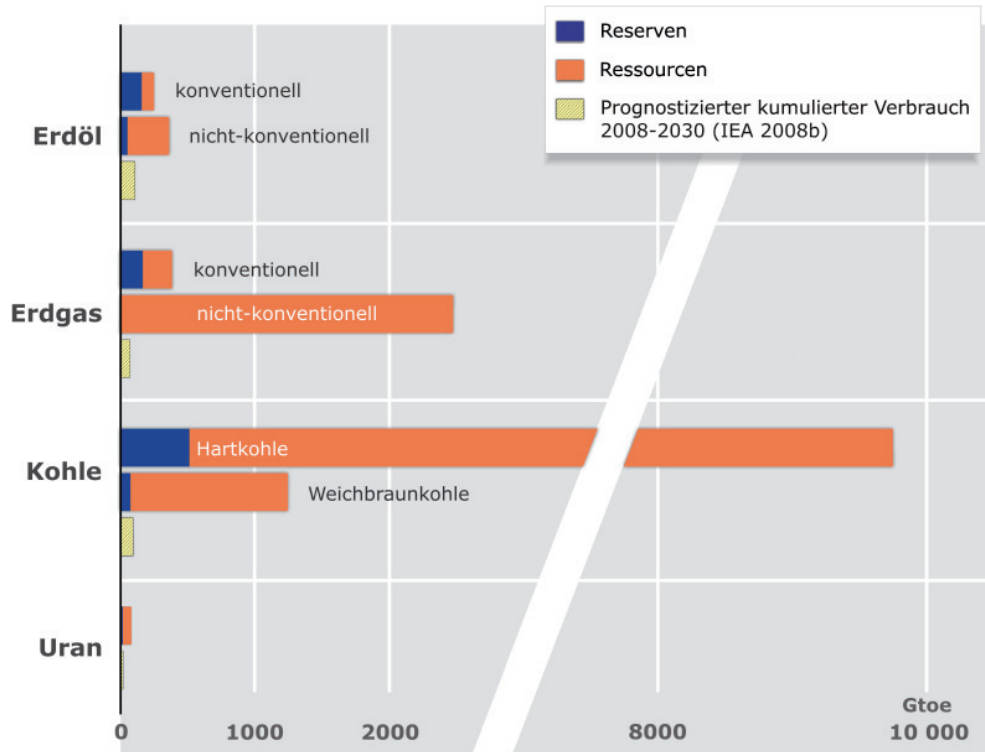


Abbildung 1.3: Angebotssituation (Reserven und Ressourcen) nicht-erneuerbarer Energierohstoffe im Vergleich mit einem Bedarfsszenario der IEA (2008) bis 2030.

1.1 Literatur

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

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

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

2 Energierohstoffe – Definitionen, Klassifikationen

2.1 Energievorräte der Erde

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

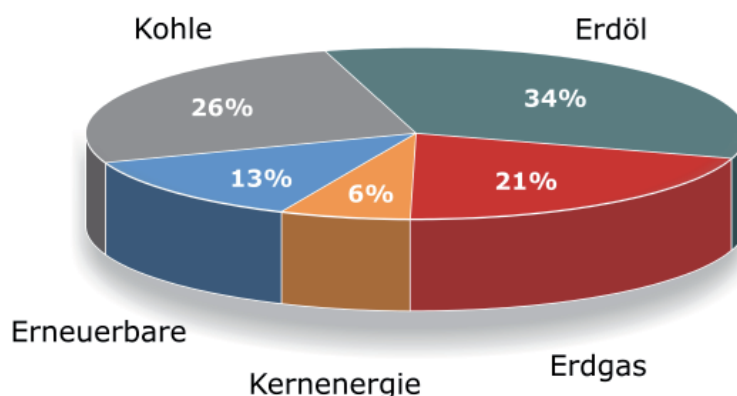


Abbildung 2.1: Anteil der Energierohstoffe am Primärenergieverbrauch 2006 weltweit (IEA, 2008).

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

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

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

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

2.2 Vom Rohstoffvorkommen zur Lagerstätte

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

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

2.3 Klassifikation der Energierohstoff-Typen

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

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

Abbildung 2.2: Klassifizierung der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe.

2.3.1 Erdöl konventionell und nicht-konventionell

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

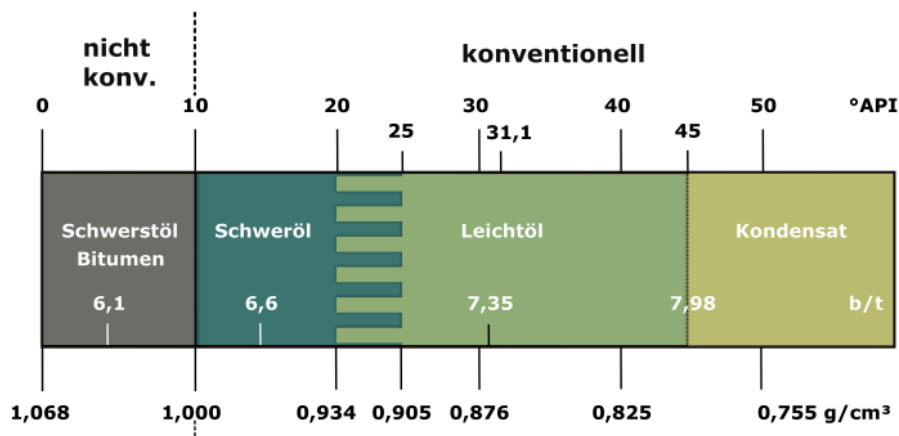


Abbildung 2.3: Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte.

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

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

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

2.3.2 Erdgas konventionell und nicht-konventionell

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

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

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

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

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

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

2.3.3 Kohleklassifikation

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

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

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

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

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

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

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

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

2.3.4 Uran konventionell und nicht-konventionell

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

2.4 Vorratsklassifikation der Energierohstoffe

2.4.1 Die Quantifizierung von Rohstoffmengen

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

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

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

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

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

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

2.4.2 BGR-Vorratsdefinition

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

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

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

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

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

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

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

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

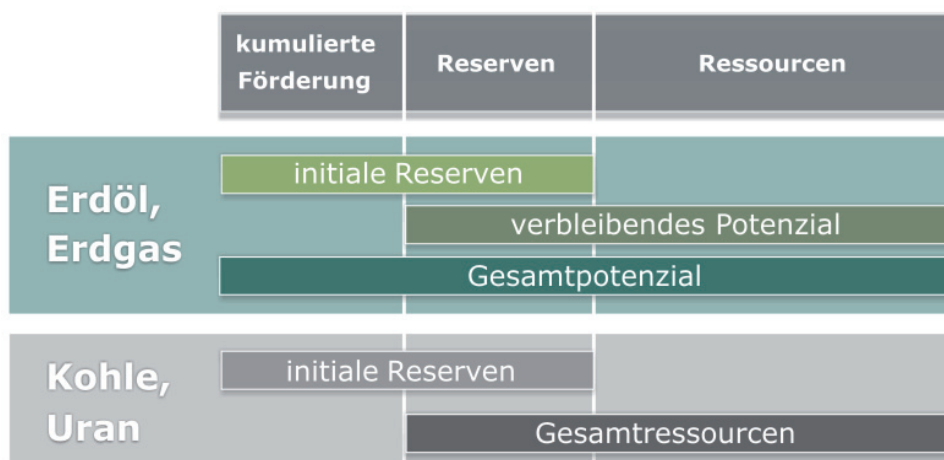


Abbildung 2.5: Vorratsklassifikation der Energierohstoffe.

2.4.3 Andere Vorratsklassifikationen

Erdöl und Erdgas

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

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

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

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

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

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

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

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

Kohle

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

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

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

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

Uran

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

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

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

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

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

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

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

2.5 Vorratsklassifikation Geothermie

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

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

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

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

2.6 Datenquellen der BGR-Statistik

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

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

2.7 Literatur zu Energierohstoffe – Definitionen und Klassifikationen

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

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

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

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

3 Erdöl

3.1 Vom Erdölvorkommen bis zur Verwendung

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

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

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

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

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

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

3.2 Konventionelles Erdöl

3.2.1 Gesamtpotenzial und regionale Verteilung von Erdöl

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

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

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

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

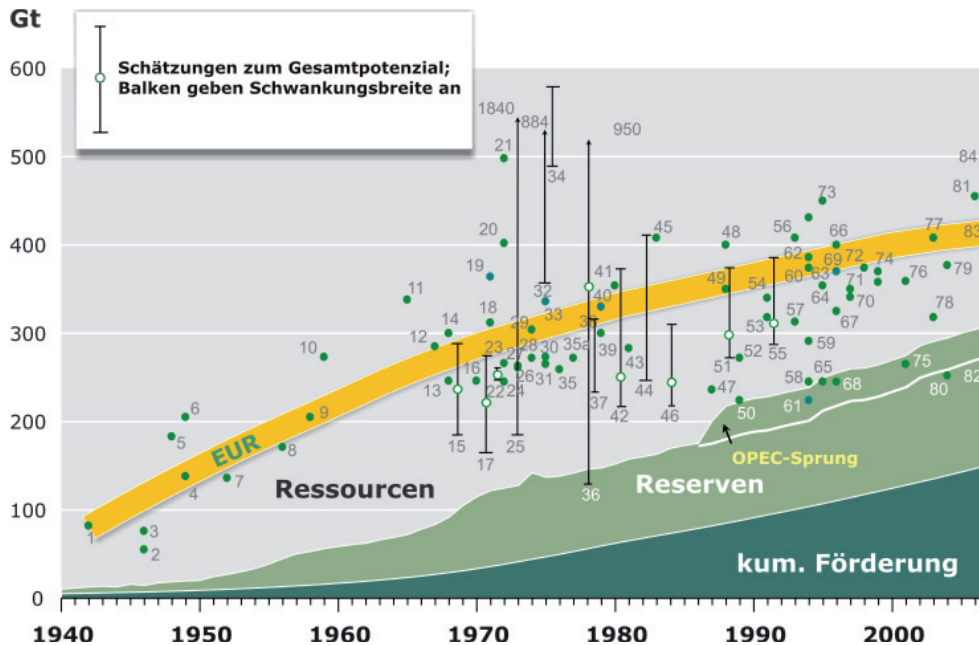


Abbildung 3.1: Entwicklung der Schätzungen zum Gesamtpotenzial (EUR) von konventionellem Erdöl, der kumulierten Förderung und Reserven von 1940 bis 2007 (Daten für nummerierte Referenzen siehe Tab. A 3-1)

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

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

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

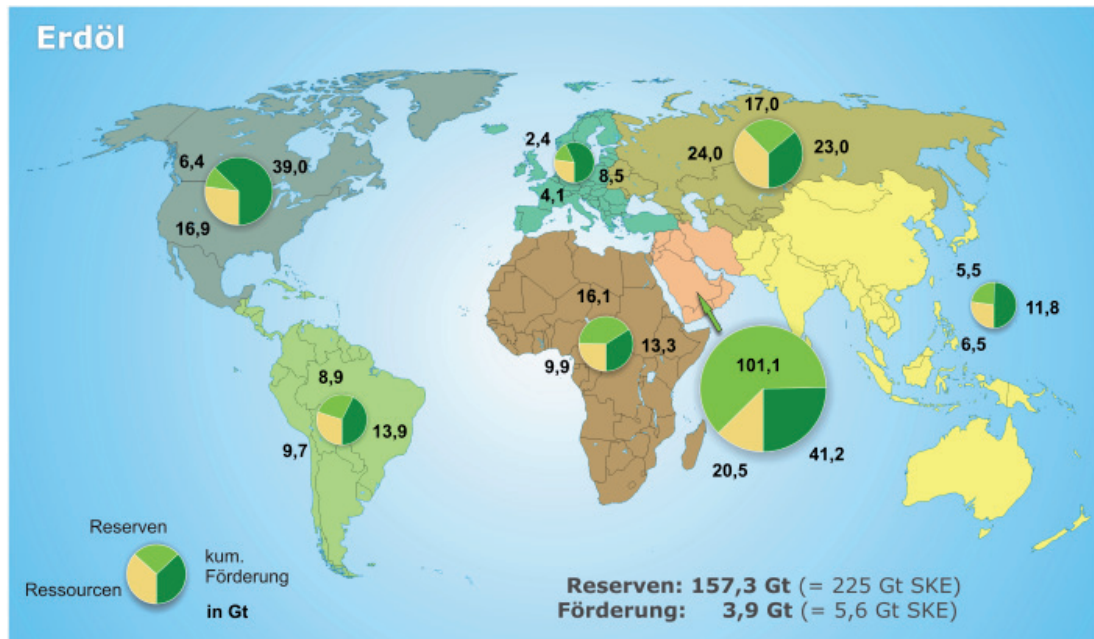


Abbildung 3.2: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials von konventionellem Erdöl 2007 (insgesamt 400 Gt) nach Regionen.

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

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

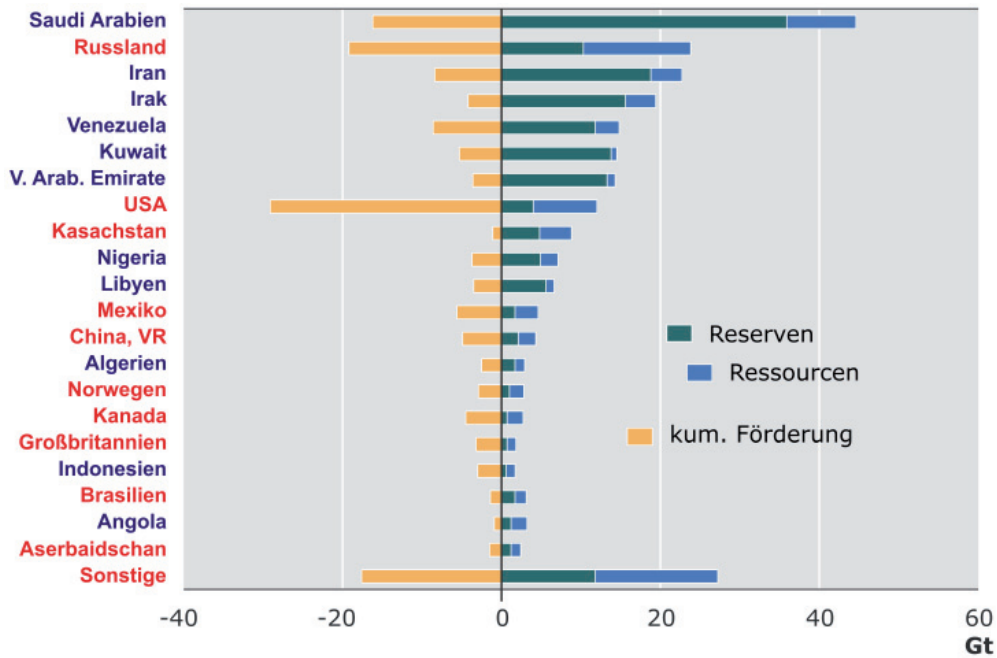


Abbildung 3.3: Gesamtpotenzial konventionelles Erdöl 2007 für die 20 wichtigsten Länder, geordnet nach verbleibendem Potenzial; OPEC-Länder in blauer Schrift (Daten aus Tabellen A 3-2 bis A 3-4).

3.2.2 Erdölreserven

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

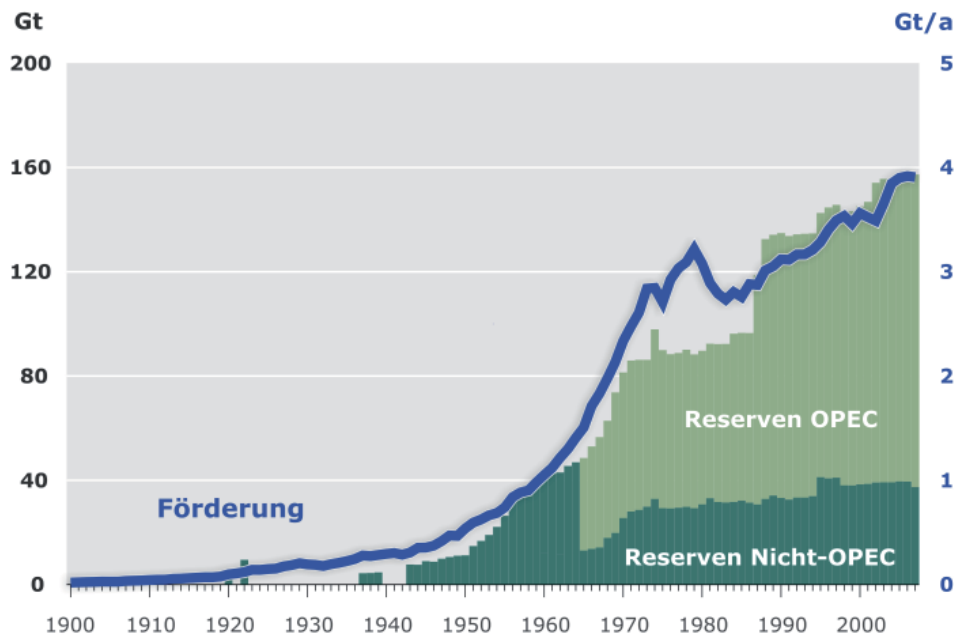


Abbildung 3.4: Entwicklung der Reserven und Förderung von konventionellem Erdöl von 1900 bis 2007.

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

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

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

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

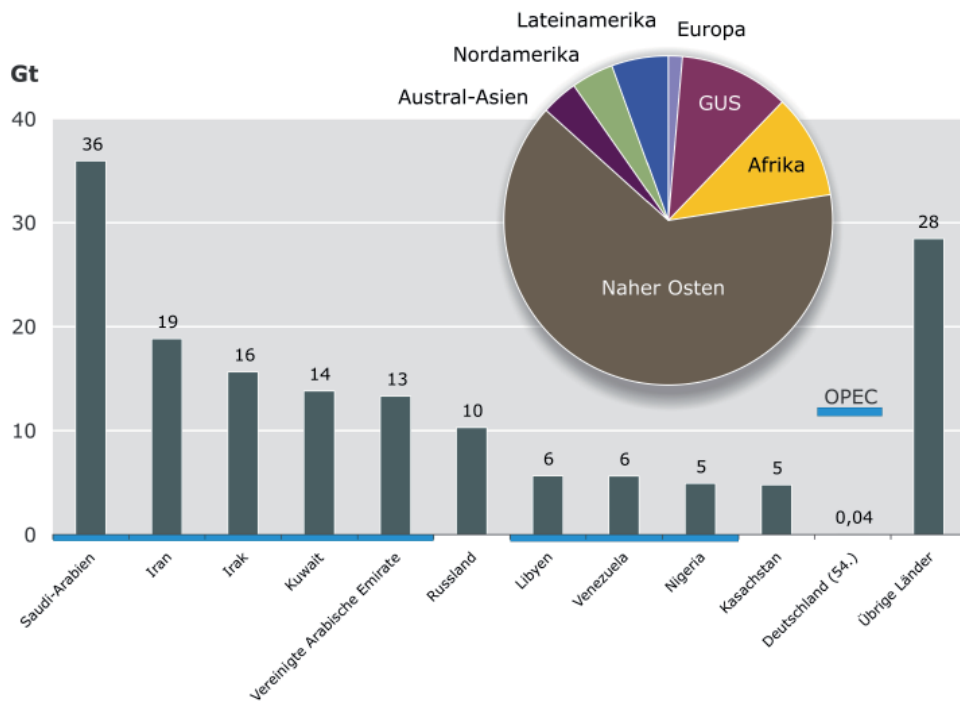


Abbildung 3.5: Reserven an konventionellem Erdöl (insgesamt 157,3 Gt) 2007 der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen.

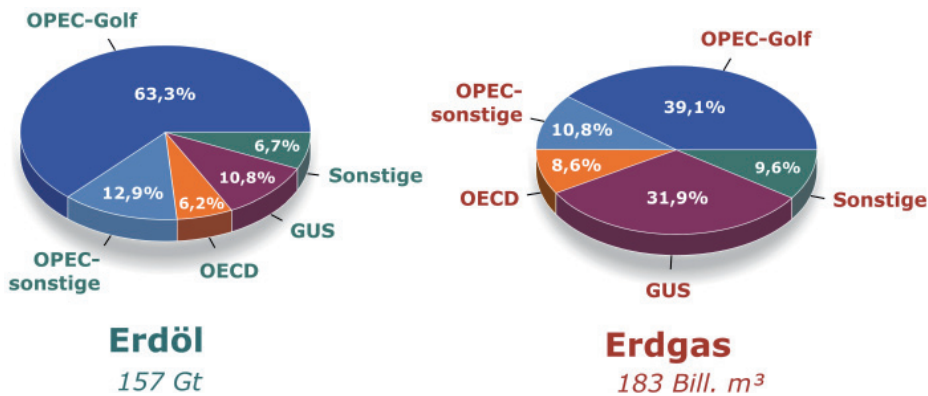


Abbildung 3.6: Verteilung der Reserven von konventionellem Erdöl und Erdgas 2007 nach wirtschaftspolitischen Gruppierungen.

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

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

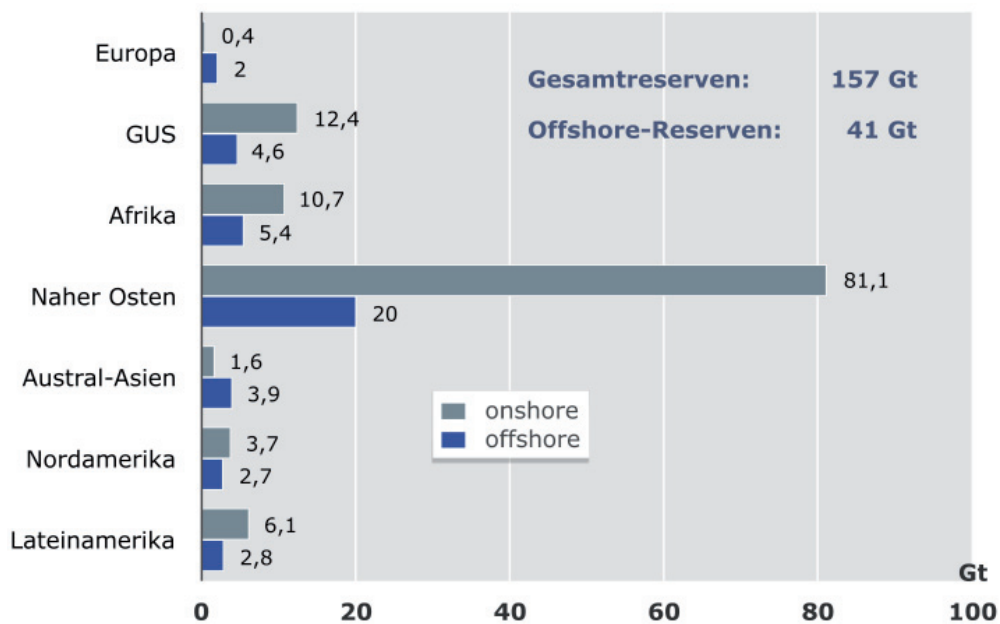


Abbildung 3.7: Verteilung der Reserven an konventionellem Erdöl 2007 onshore und offshore nach Regionen.

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

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

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

3.2.3 Erdölressourcen

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

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

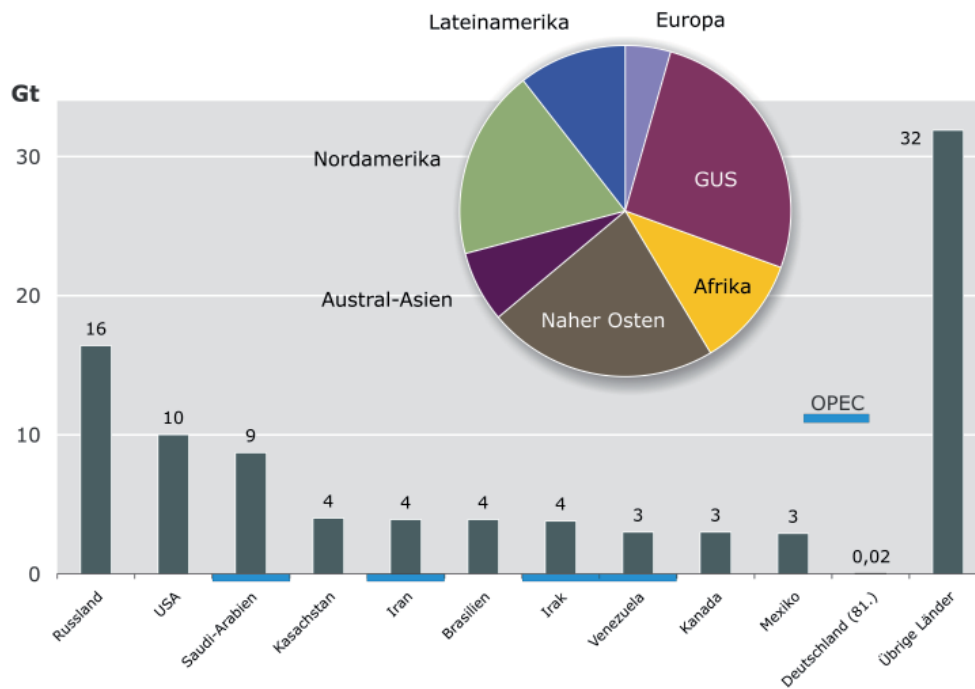


Abbildung 3.8: Ressourcen an konventionellem Erdöl 2007 (insgesamt 91,1 Gt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen.

3.2.4 Erdölförderung

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

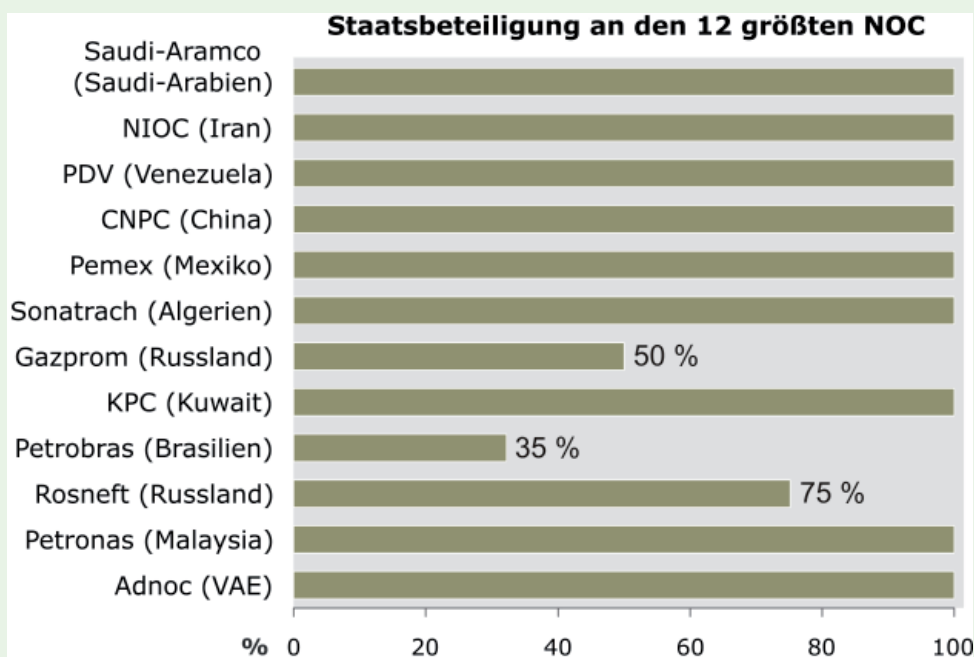
Seit der letzten Energiestudie 2003 hat sich die weltweite Erdölförderung nur moderat von 3,52 Gt im Jahr 2001 auf 3,88 Gt im Jahr 2007 erhöht (Tab. A 3-10). Die stärksten Zunahmen waren in den Jahren 2003 und 2004 zu beobachten, während im Jahr 2007 die Förderung leicht abfiel. Das bislang absolute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

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

Internationale vs. nationale staatliche Erdöl- und Erdgasfirmen

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

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



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

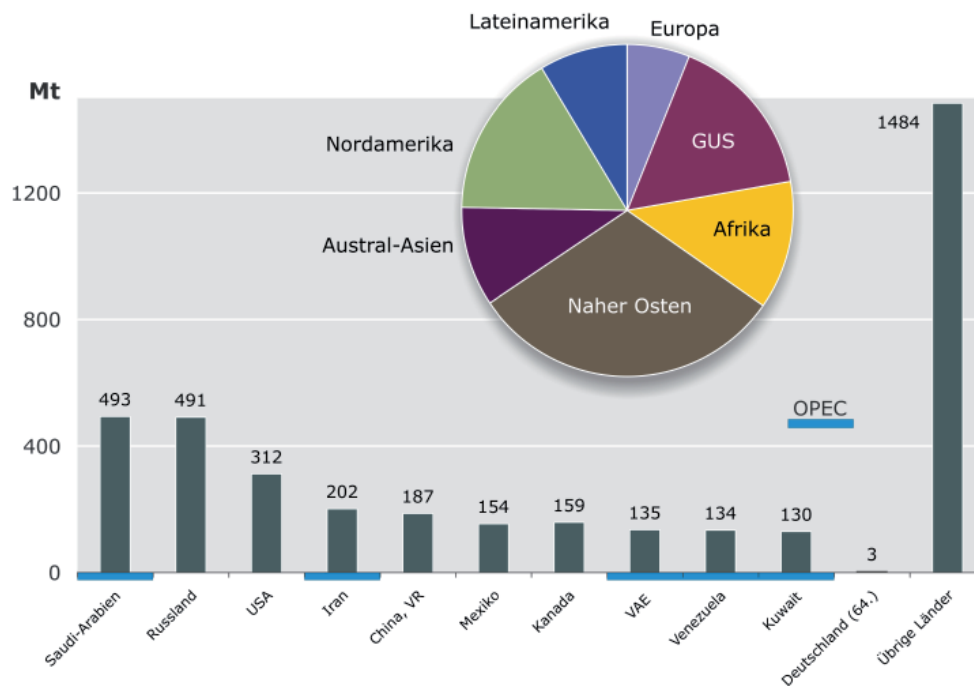


Abbildung 3.9: Förderung von konventionellem Erdöl 2007 (insgesamt 3,9 Gt) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen.

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

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

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

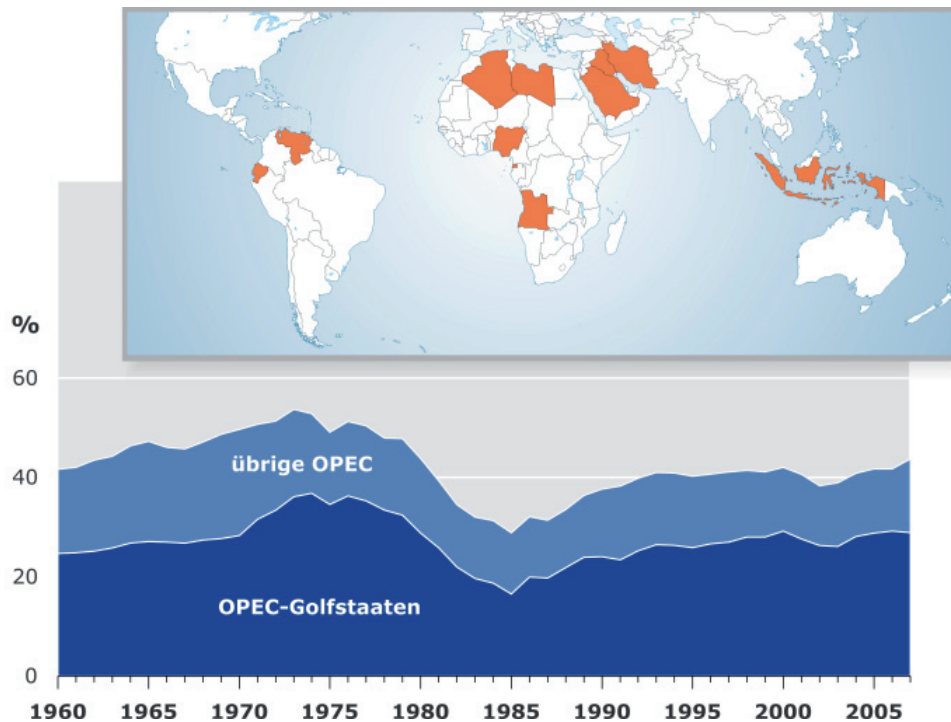


Abbildung 3.10: Anteil der OPEC-Staaten (orange) an der Erdölförderung weltweit von 1960 bis 2007.

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

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

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

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

3.2.5 Gewinnungskosten von Erdöl

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

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

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

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

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

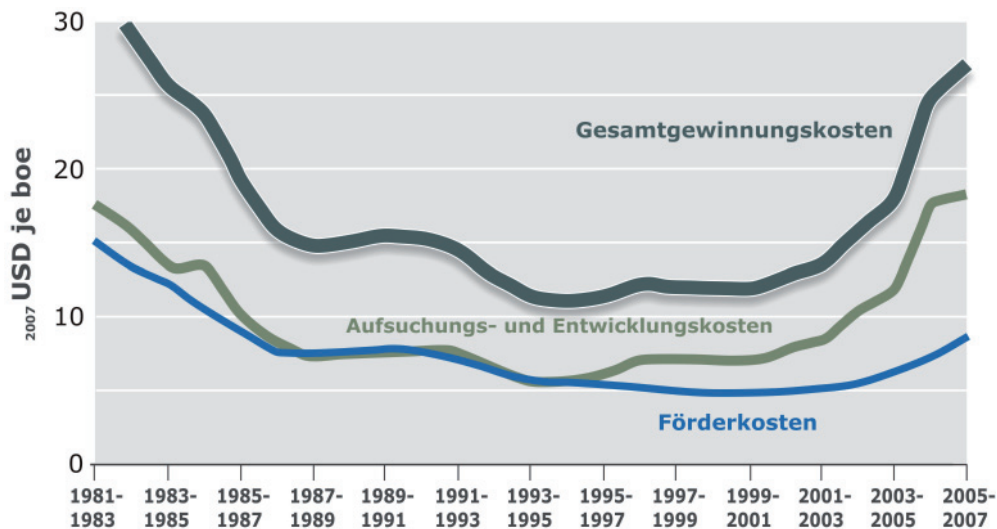


Abbildung 3.11: Aufsuchungs- und Entwicklungskosten, Förderkosten und spezifische Gesamtgewinnungskosten von FRS-Gesellschaften der EIA im Dreijahresmittel von 1981 bis 2007 in USD/boe (EIA, 2008b).

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

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

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

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

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

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

3.2.6 Erdölverbrauch

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

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

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

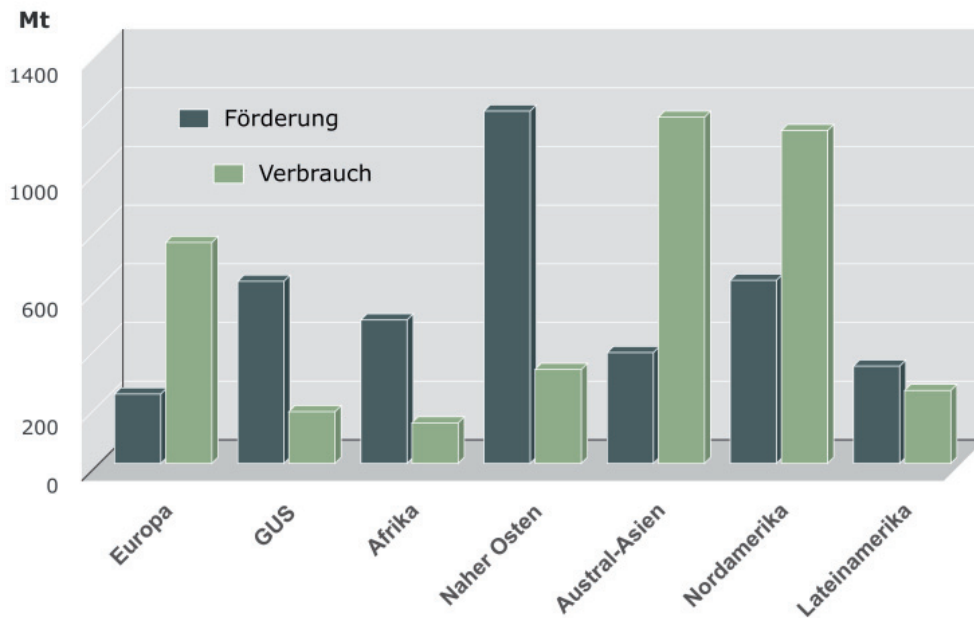


Abbildung 3.12: Vergleich Erdölförderung und Mineralölverbrauch 2007 nach Regionen.

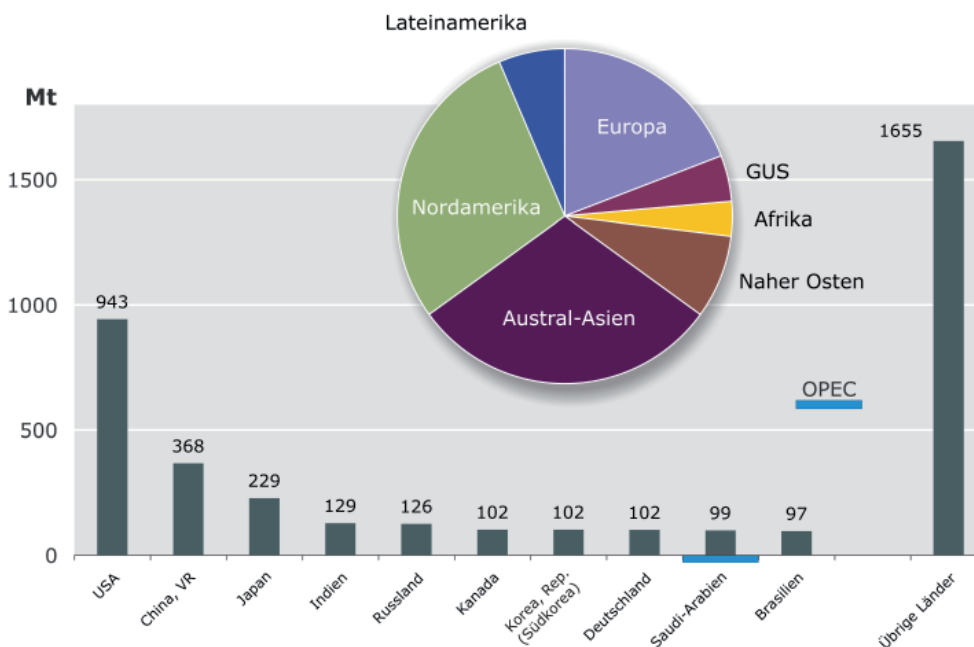


Abbildung 3.13: Verbrauch von Mineralöl 2007 (insgesamt 3,9 Gt) der zehn wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen.

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

3.2.7 Erdöltransport und Handel

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

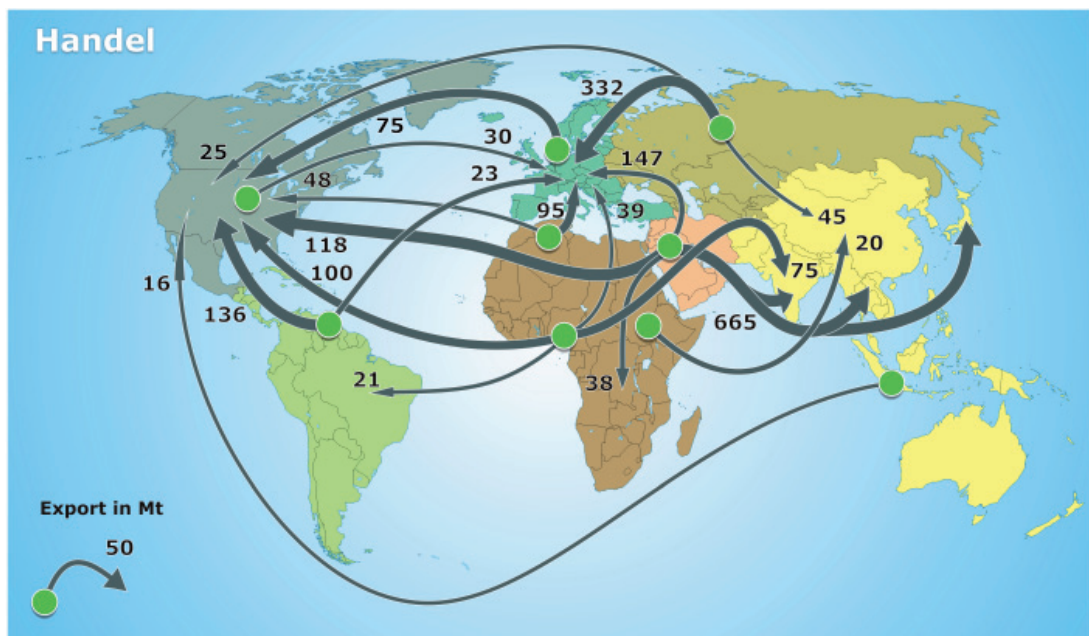


Abbildung 3.14: Welterdölhandel (Rohöl und Erdölprodukte) 2007 in Mt (nach BP, 2008) ohne Berücksichtigung des Transportes innerhalb der Regionen.

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

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

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

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

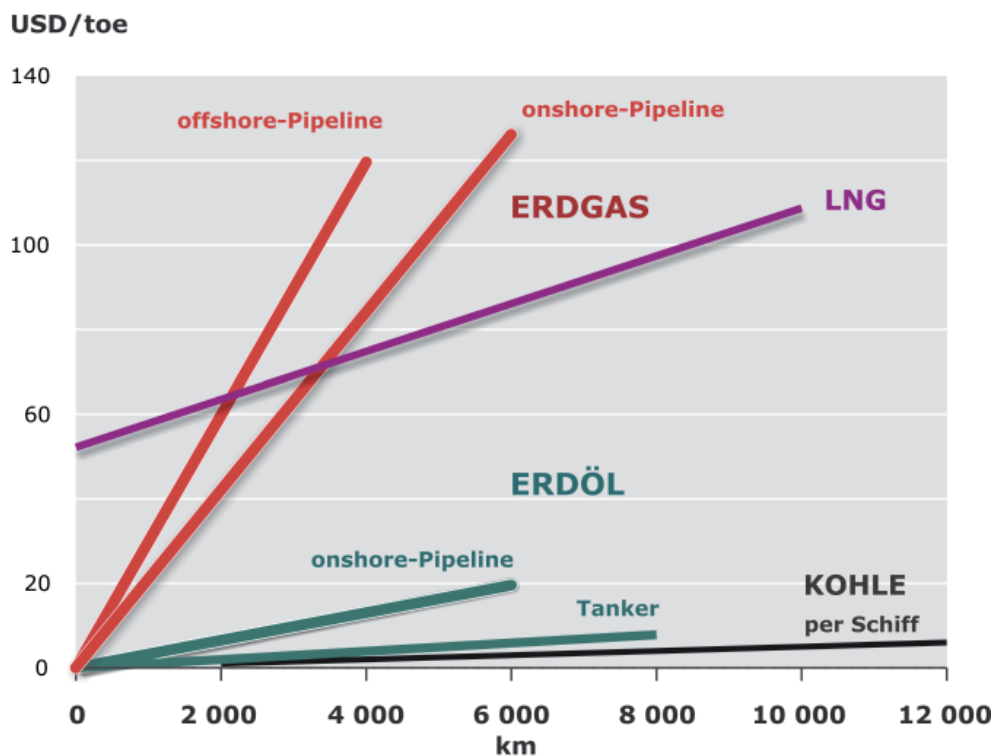


Abbildung 3.15: Vergleich der Transportkosten für Erdöl, Erdgas und Kohle (nach Hatamian, 1998 und VDKI, 1999).

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

3.2.8 Erdölpreise

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

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

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

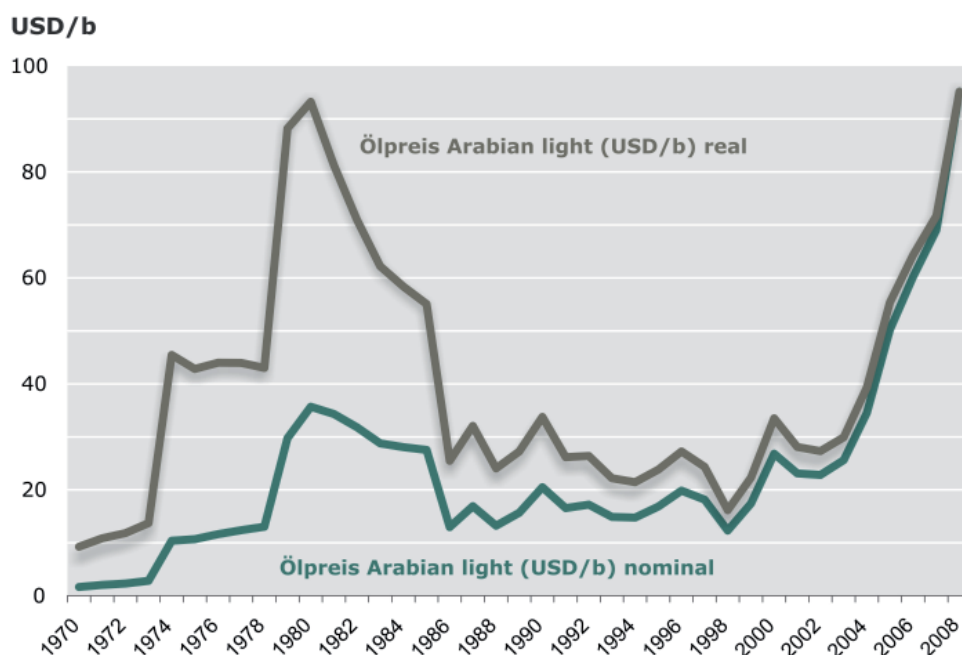


Abbildung 3.16: Entwicklung der Rohölpreise zwischen 1970 und 2008 real (USD 2008) und nominal (Tageskurs der Währung) für die Ölsorte Arabian light in Jahresmittelwerten.

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

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

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

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

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

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

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

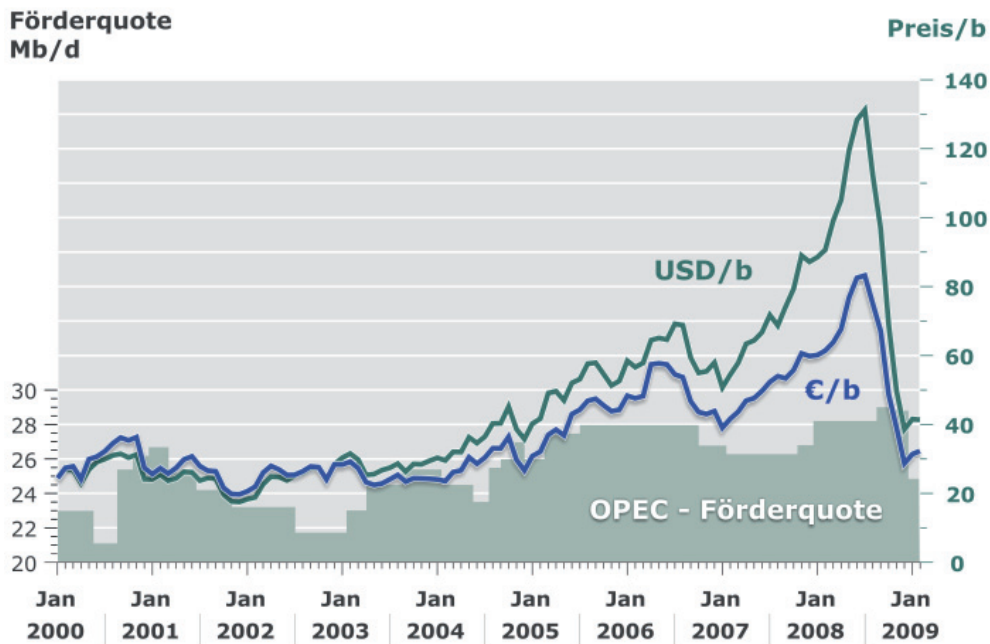


Abbildung 3.17: Entwicklung der Erdölpreise für OPEC Basket in USD und Euro je Barrel (Monatsmittel) sowie der OPEC-10/OPEC-11 (ab 9/2008) Förderquote.

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

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

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

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

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

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

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

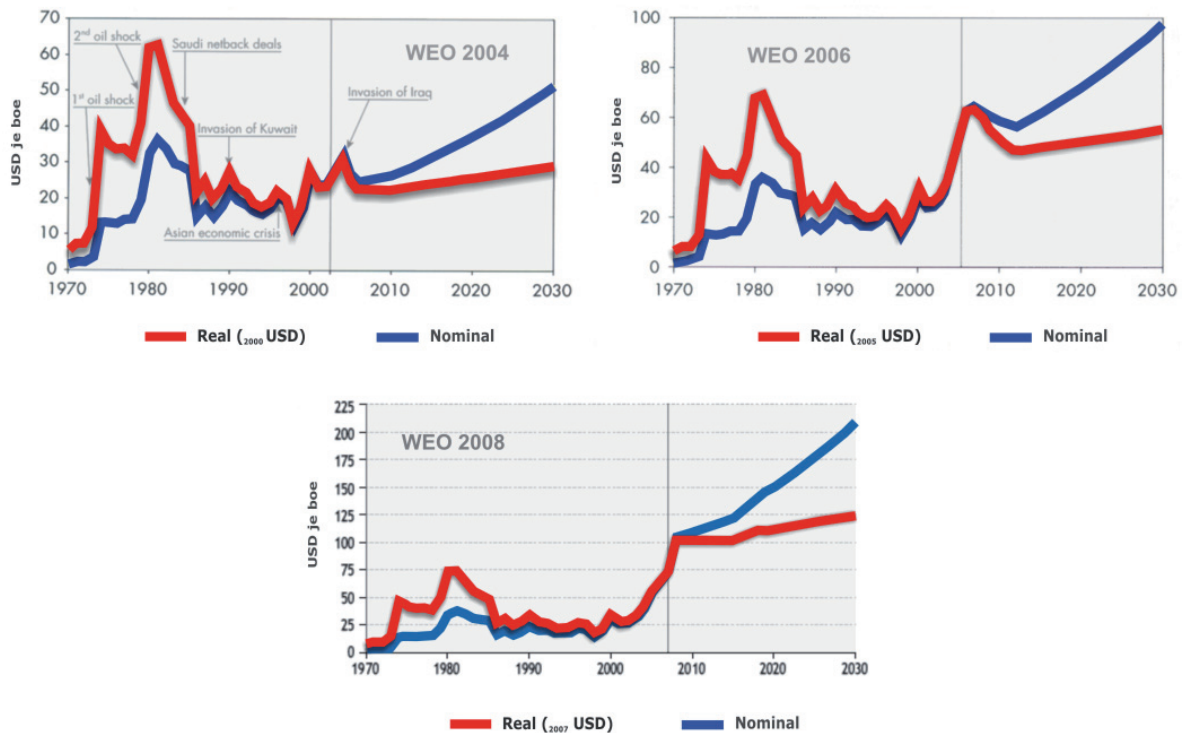


Abbildung 3.18: Vergleich verschiedener Prognosen der IEA zur Entwicklung des Rohölpreises (IEA, 2004, 2006, 2008a).

3.3 Nicht-konventionelles Erdöl

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

3.3.1 Ölsande – hochviskoses Erdöl gebunden an Sandstein

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

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

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

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

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

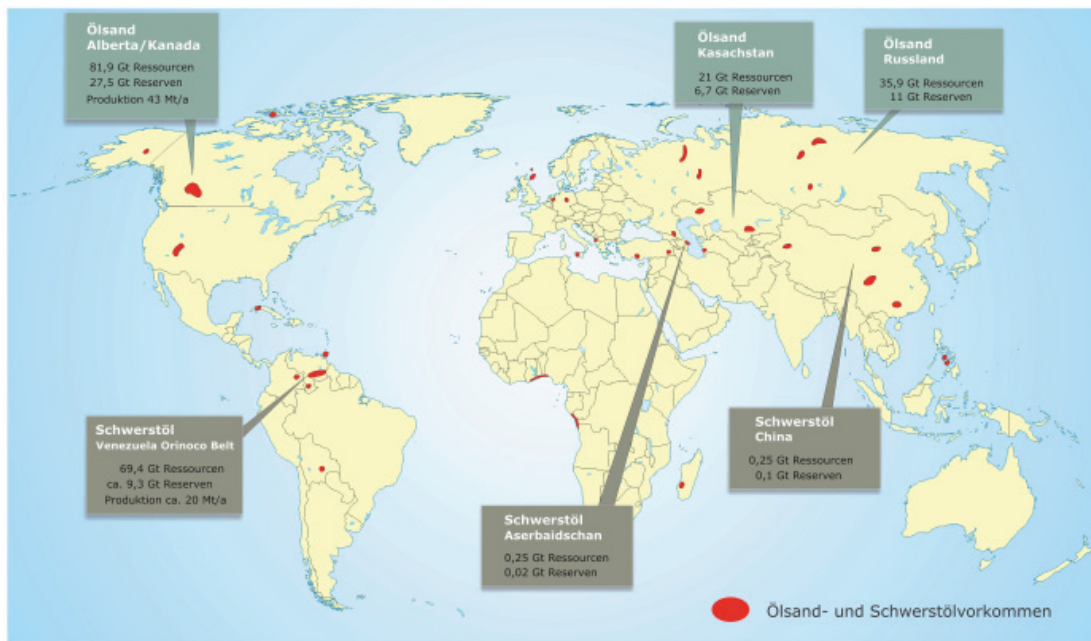


Abbildung 3.19: Verteilung der bekannten Ölsand- und Schwerstölvorkommen weltweit mit Angabe von Reserven, Ressourcen und Produktion.

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

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

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

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

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

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

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

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

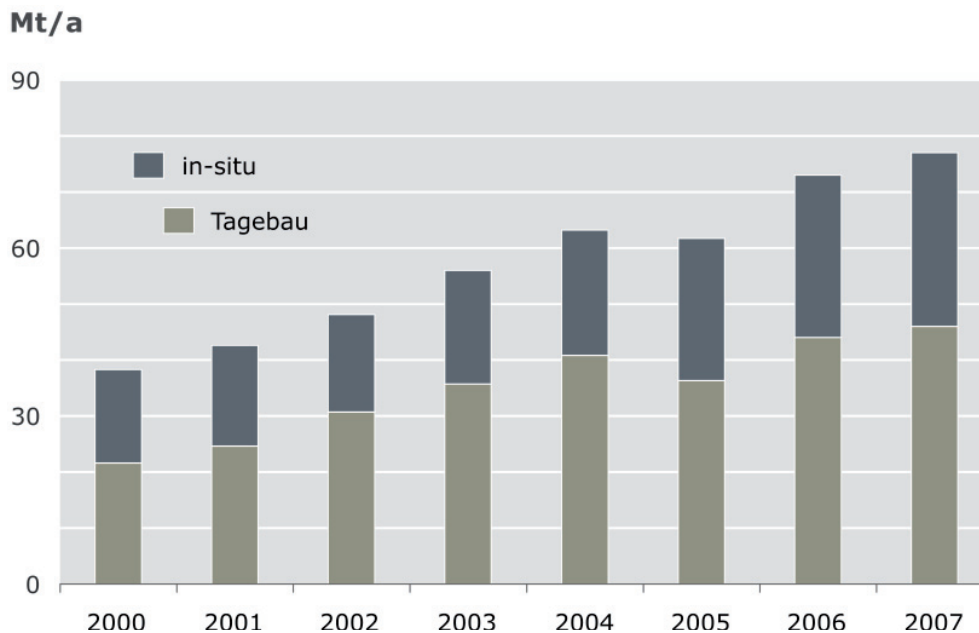


Abbildung 3.20: Anteile der Tagebau- und in-situ-Verfahren bei der Ölproduktion aus Ölsanden in Alberta von 2000 bis 2007.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.3.2 Schwerstöl

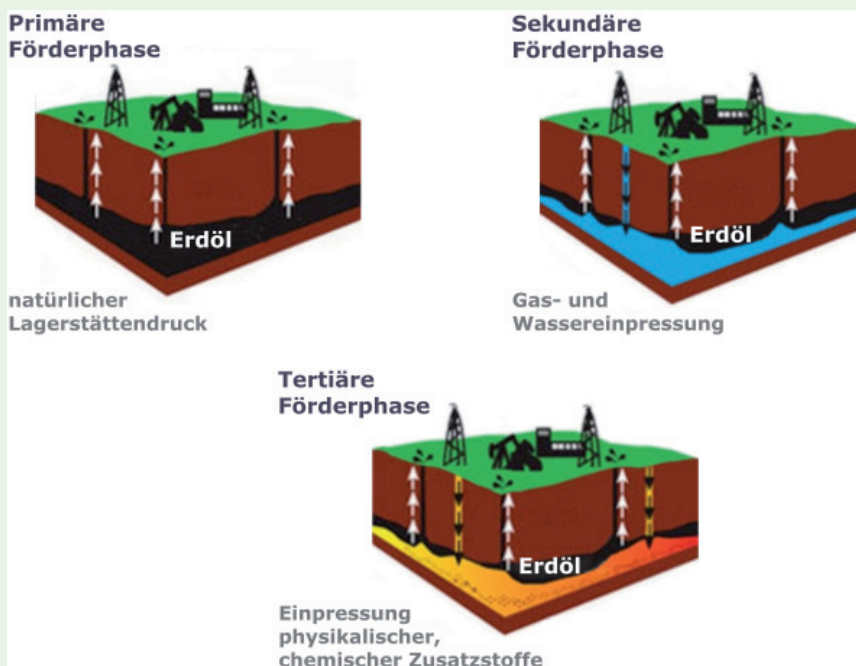
Schwerstöl ist mit einer Dichte von $\geq 1,0$ g/cm³ dem Bitumen der Ölsande ähnlich, seine Viskosität ist mit weniger als 10 000 Pa·s geringer. Somit ist Schwerstöl in der Lagerstätte fließfähiger als das Bitumen der Ölsande. Der Schwefelgehalt liegt im Durchschnitt bei 5 %, Nickel- und Vanadiumgehalte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

EOR – wie viel Erdöl einer Lagerstätte ist wirklich gewinnbar?

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

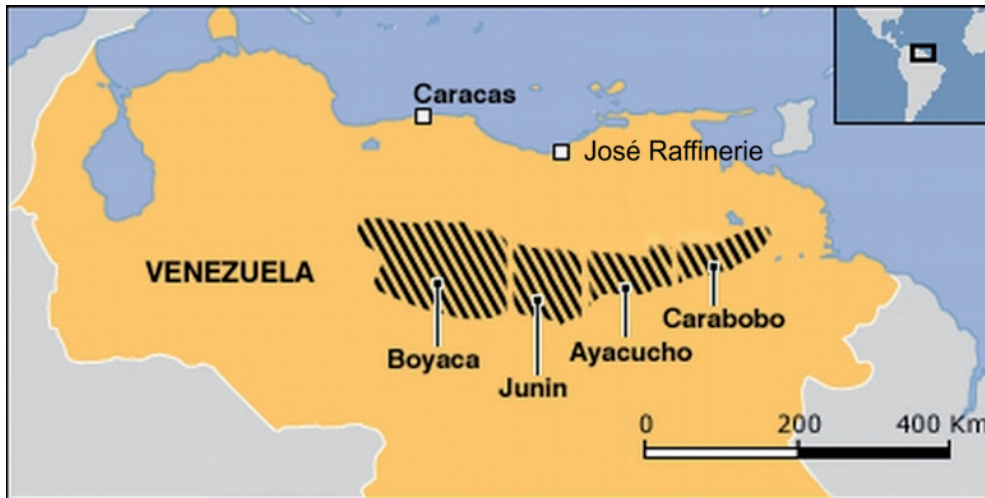


Abbildung 3.21: Aufteilung des Orinoco-Schwerstöl-Gürtels in Großprojekte (schraffiert), Quelle: PDVSA.

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

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

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

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

3.3.3 Ölschiefer – das Erdöl, das noch keines ist

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

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

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

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

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

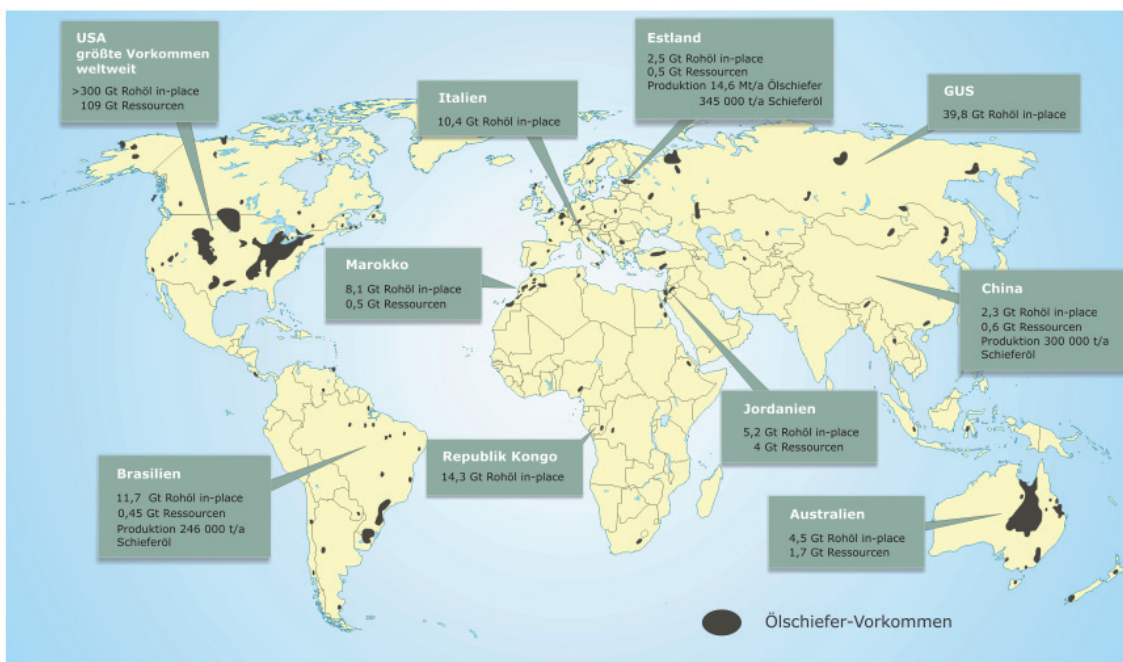


Abbildung 3.22: Regionale Verteilung der Ölschieferorkommen weltweit mit Angaben zu Reserven, Ressourcen und Produktion.

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

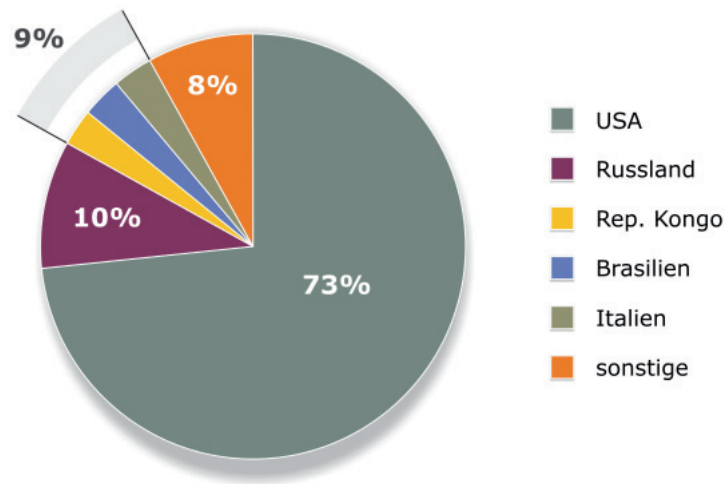


Abbildung 3.23: In-place Schieferölressourcen (insgesamt 413 Gt) nach Ländern (%).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.4 Literatur zu Erdöl

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

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

4 Erdgas

4.1 Vom Erdgasvorkommen bis zur Verwendung

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.2 Konventionelles Erdgas

4.2.1 Gesamtpotenzial und regionale Verteilung von Erdgas

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

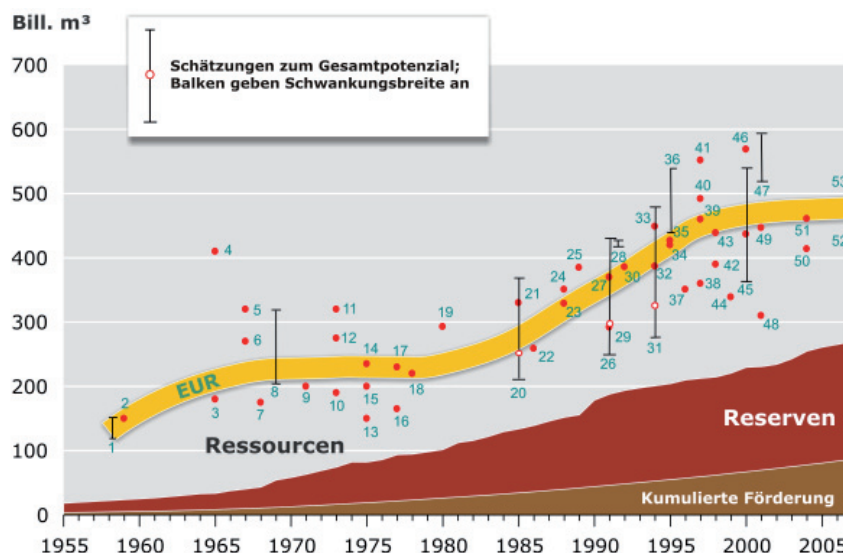


Abbildung 4.1: Entwicklung der Schätzungen des Gesamtpotenzials von konventionellem Erdgas, der kumulierten Förderung und der Reserven von 1955 bis 2007 (Daten für nummerierte Referenzen siehe Tab. A 4-1).

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

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

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

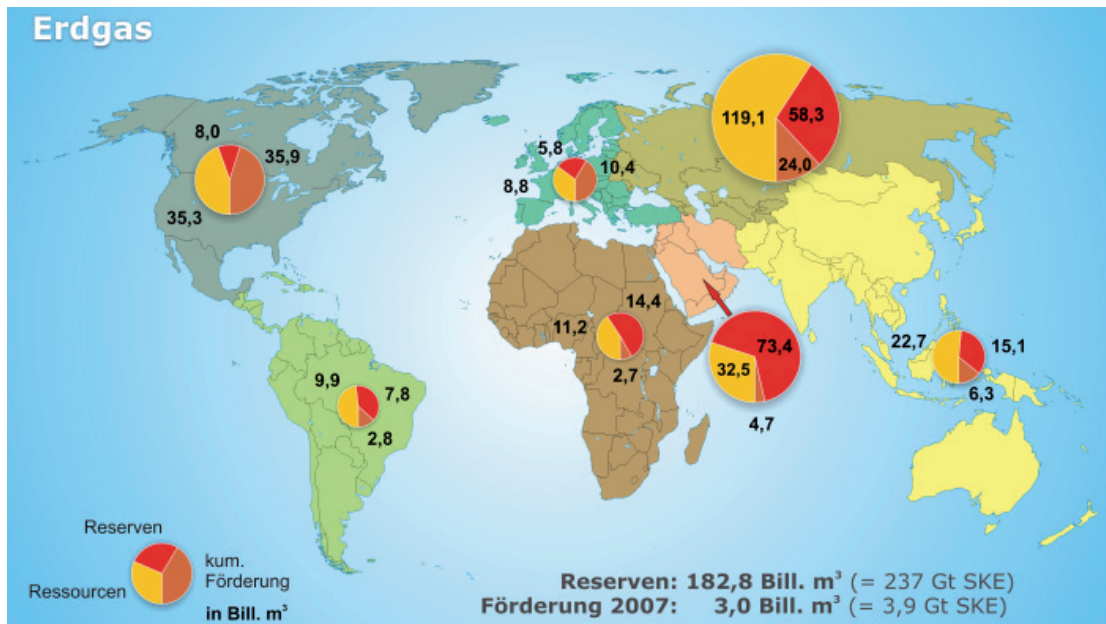


Abbildung 4.2: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas 2007 (insgesamt 509 Bill. m³): Regionale Verteilung.

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

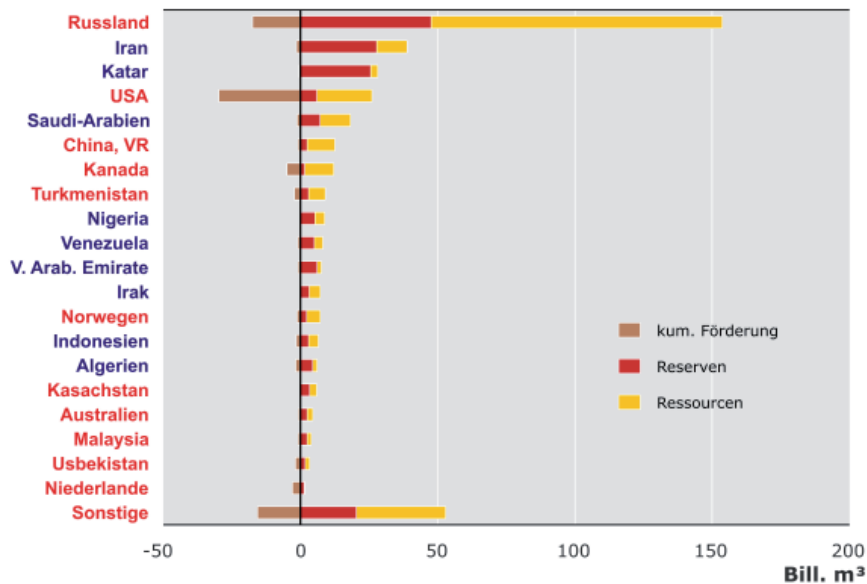


Abbildung 4.3: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas 2007: Die 20 wichtigsten Länder geordnet nach verbleibendem Potenzial (OPEC-Länder in blauer Schrift).

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

4.2.2 Erdgasreserven

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

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

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

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

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

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

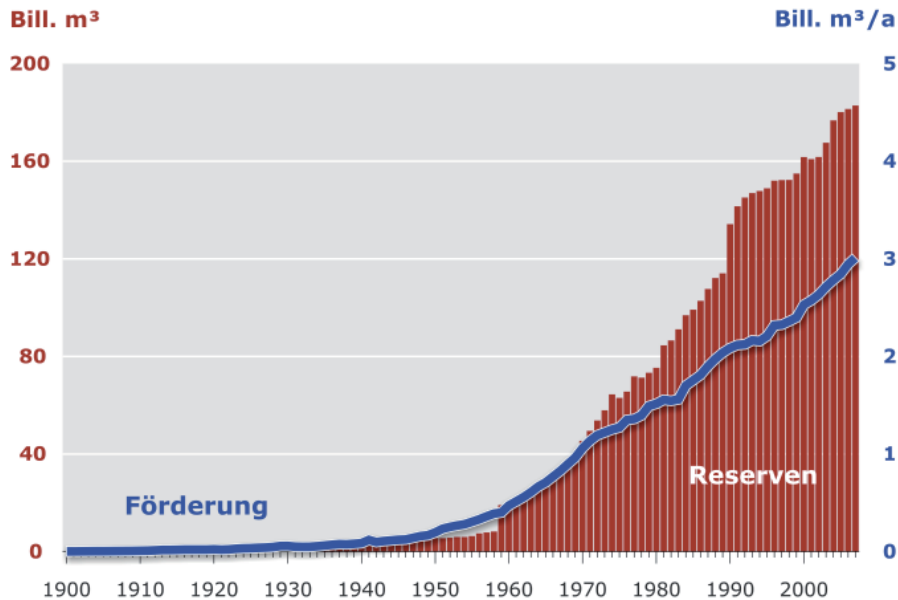


Abbildung 4.4: Entwicklung der weltweiten Reserven und Förderung von Erdgas von 1900 bis 2007.

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

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

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

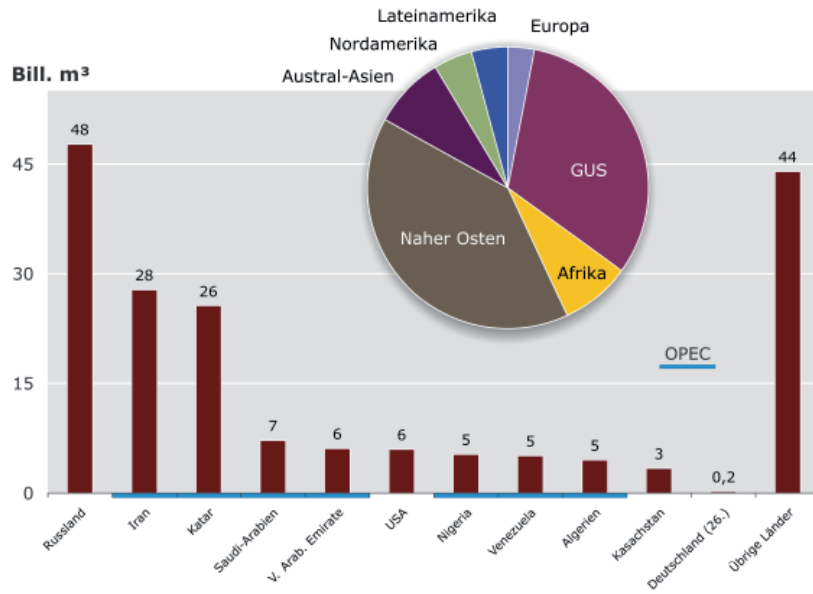


Abbildung 4.5: Reserven konventionelles Erdgas (insgesamt 183 Bill. m³) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

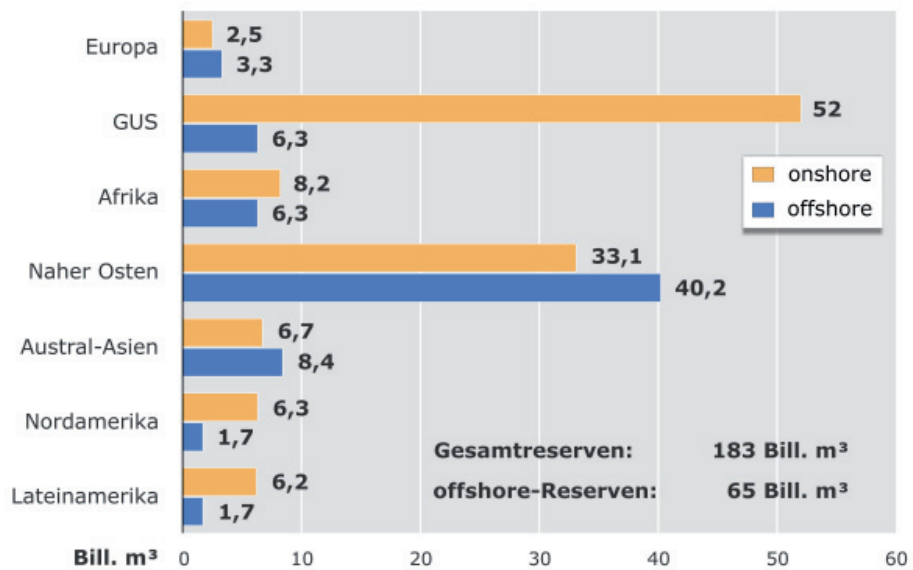


Abbildung 4.6: Reserven konventionelles Erdgas 2007: Regionale Verteilung onshore und offshore.

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

4.2.3 Erdgasressourcen

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

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

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

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

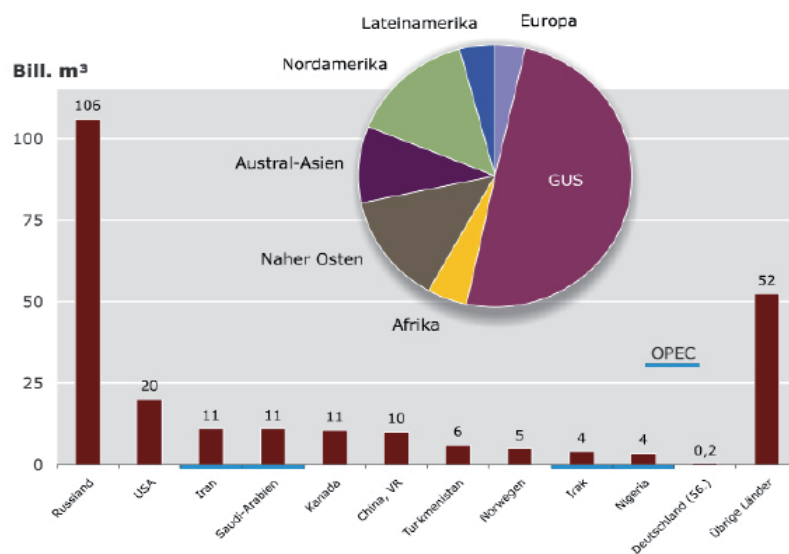


Abbildung 4.7: Ressourcen konventionelles Erdgas (insgesamt 239 Bill. m³) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

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

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

4.2.4 Erdgasförderung

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

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

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

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

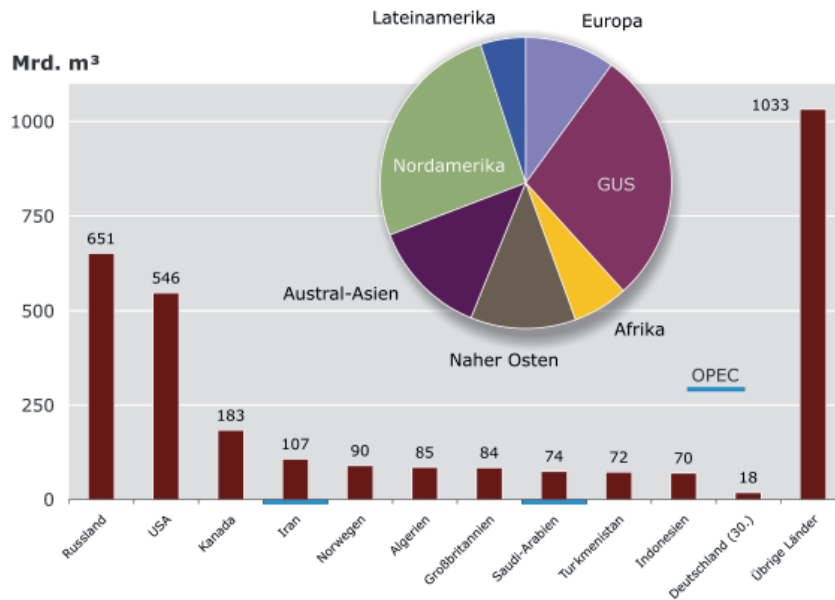


Abbildung 4.8: Förderung Erdgas (insgesamt 3 Bill. m³) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

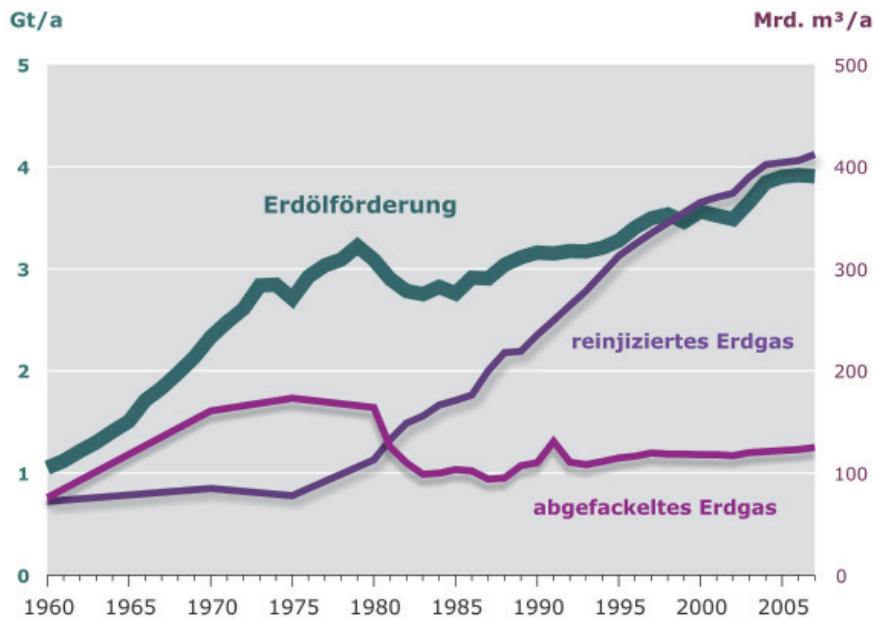


Abbildung 4.9: Entwicklung der Mengen an weltweit abgefackeltem und reinjiziertem Erdgas und der Welt-Erdölförderung.

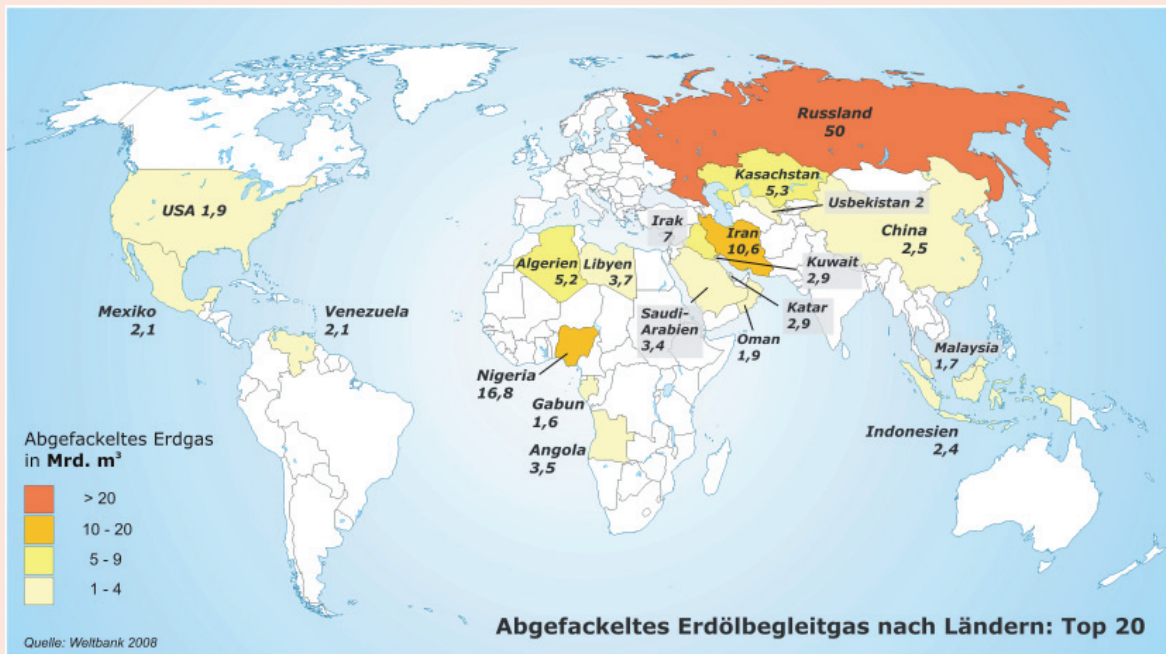


Erdölbegleitgas - ungenutztes Potenzial

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

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

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



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

4.2.5 Erdgasverbrauch

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

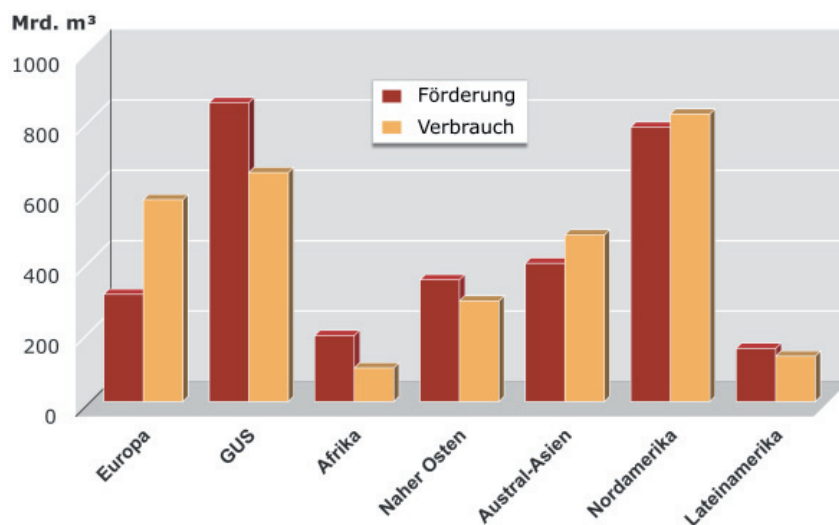


Abbildung 4.10: Erdgasförderung und Erdgasverbrauch 2007: Regionale Verteilung.

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

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

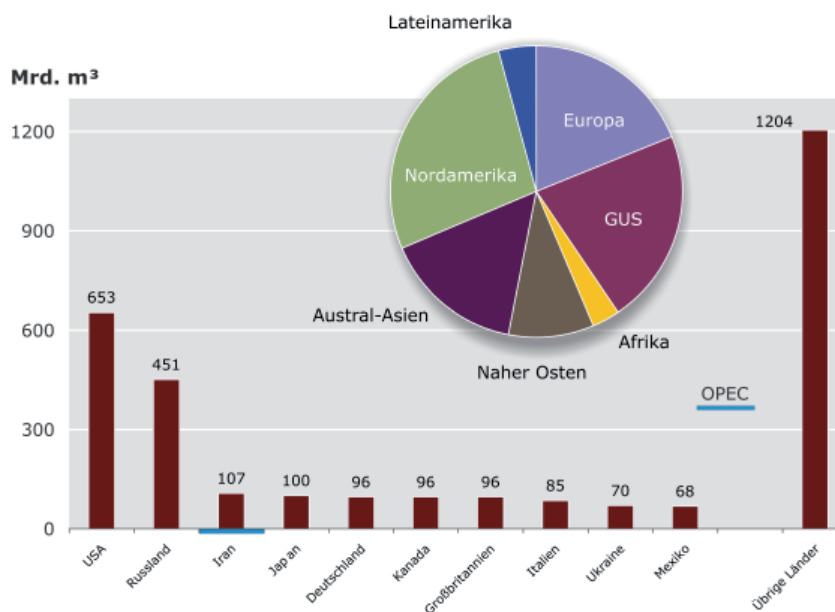


Abbildung 4.11: Verbrauch Erdgas (insgesamt 3 Bill. m³) der zehn wichtigsten Länder und Deutschlands sowie Verteilung nach Regionen 2007.

4.2.6 Erdgastransport

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

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

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

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

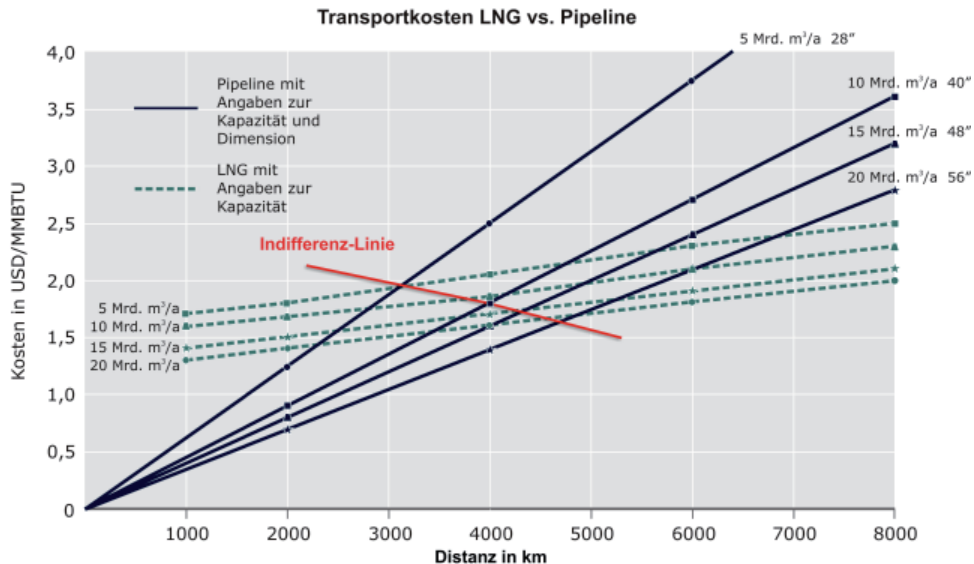


Abbildung 4.12: Transportkosten für Erdgas per Pipeline und als LNG in Abhängigkeit von der Kapazität (nach Schwimmbeck, 2008).

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

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

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

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

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

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

4.2.7 Erdgashandel und regionale Märkte

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

Wird es ein Erdgaskartell analog zur OPEC geben?

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

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

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

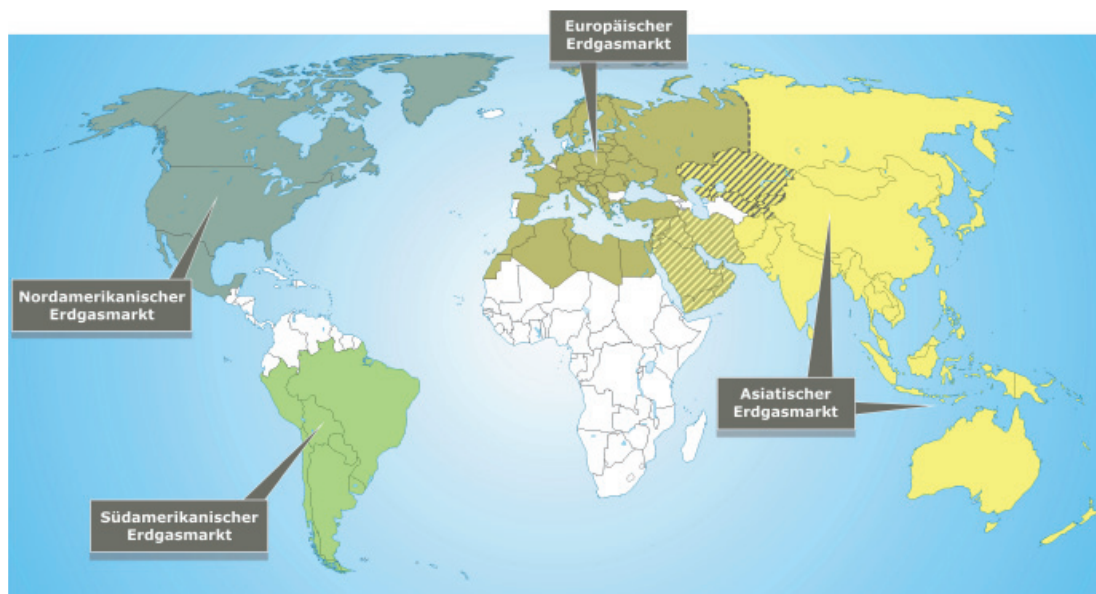


Abbildung 4.13: Die vier regionalen Erdgasmärkte der Welt. Gestrichelt: Übergangsbereich zwischen europäischem und asiatischem Markt

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

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

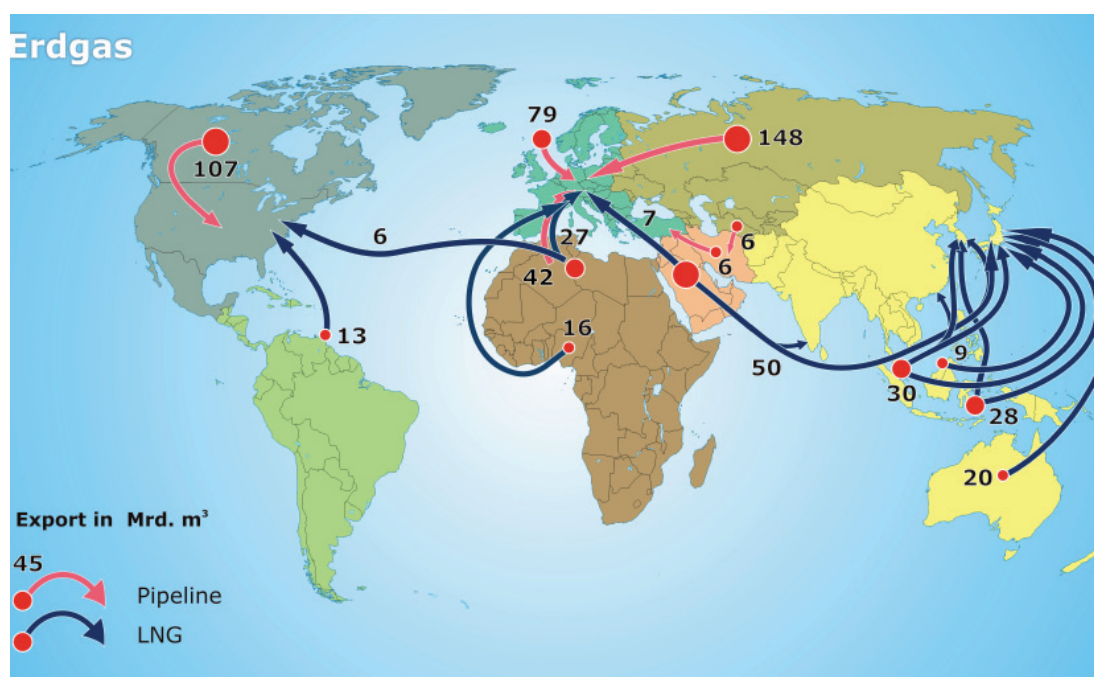


Abbildung 4.14: Welt-Erdgashandel 2007 in Mrd. m³ (Daten nach BP, 2008).

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

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

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

4.2.8 Europäischer Erdgasmarkt

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

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

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



Abbildung 4.15: Europäischer Erdgasverbund und Pipelineprojekte (aus Ruhrgas, 1999, aktuali-
 siert).

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

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

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

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

4.2.9 Erdgaspreise

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

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

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

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

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

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

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

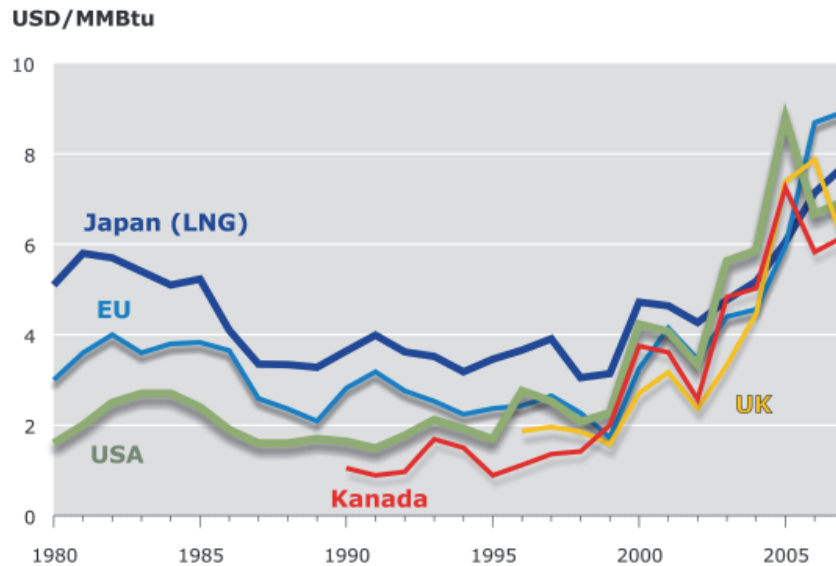


Abbildung 4.16: Entwicklung der Erdgaspreise von 1980 bis 2007 (1 MMBtu – Million British Thermal Unit - entspricht etwa 28 m³ Erdgas oder etwa 0,023 toe).

4.3 Nicht-konventionelles Erdgas

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

4.3.1 Erdgas aus dichten Gesteinen

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

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

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

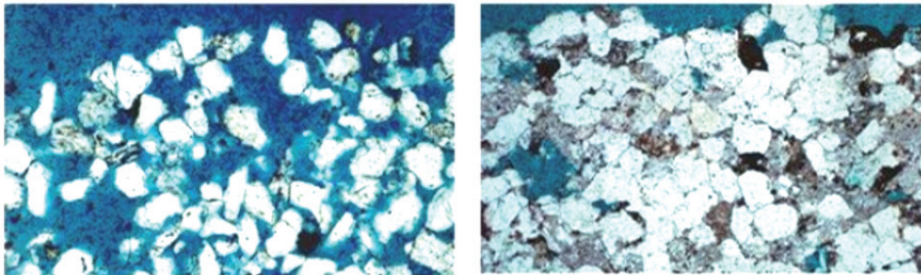


Abbildung 4.17: Vergleich eines Sandsteins (Korngröße ungefähr 0,5 mm) mit hoher Porosität und Permeabilität als konventionellem Erdgas-Speichergestein (Bild links) mit einem gering durchlässigen Sandstein als dichtem Reservoir (Bild rechts). In beiden Präparaten sind die Porenräume blau eingefärbt (Fotos: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

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

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

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

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

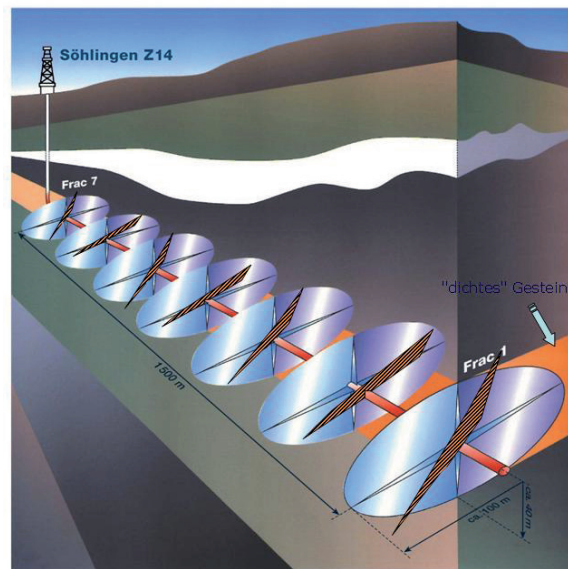


Abbildung 4.18: Erschließung eines Gasvorkommens in einer dichten Lagerstätte mit künstlichen Riss-Systemen sogenannten Fracs (verändert nach Mobil Erdgas-Erdöl GmbH).

In den USA stieg die jährliche Produktion von Erdgas aus nicht-konventionellen Lagerstätten von 140 Mrd. m^3 im Jahr 1996 auf 244 Mrd. m^3 im Jahr 2006. Dies stellt 43 % der Gesamtförderung an Erdgas in den USA dar (Kuuskraa, 2007a). Die Förderung aus dichten Sandsteinen lieferte mit einem Einsatz von 13 000 Bohrungen pro Jahr den größten Beitrag zum Produktionsanstieg von 102 Mrd. m^3 im Jahr 1996 auf 161 Mrd. m^3 2006. Die Produktion von Gas aus Tonsteinen befindet sich auf einem niedrigeren Niveau, hat sich aber im gleichen Zeitraum von 8,5 Mrd. m^3 auf 31 Mrd. m^3 mehr als verdreifacht (Kuuskraa, 2007a). Auch für die Zukunft wird für die USA ein weiterer Anstieg der jährlichen Förderung aus nicht-konventionellen Lagerstätten auf 250 Mrd. m^3 pro Jahr bis 2015 und 288 Mrd. m^3 bis 2030 prognostiziert (EIA, 2007). Diese Zahlen sind dabei noch als konservativ anzusehen, da bisherige Vorhersagen zur Gewinnung von Gas aus nicht-konventionellen Lagerstätten in den letzten Jahren immer zu niedrig waren (Reeves et al., 2007b). Der Anteil der US-Gasförderung aus nicht-konventionellen Lagerstätten wird damit bis 2020 voraussichtlich auf 60 bis 70 % steigen (Moritis, 2008).

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

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

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

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

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

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

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

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

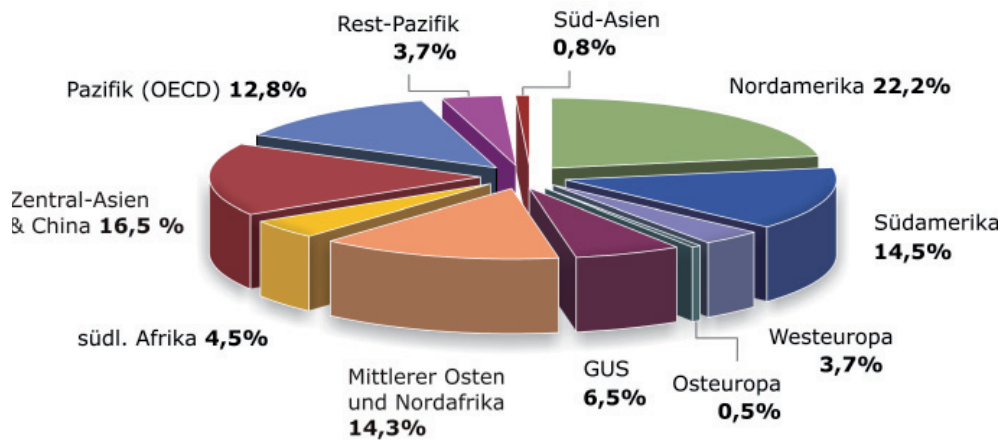


Abbildung 4.19: Regionale prozentuale Verteilung des Potenzials von Gasvorkommen in dichten Lagerstätten.

4.3.2 Kohleflözgas

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

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

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

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

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

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

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

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

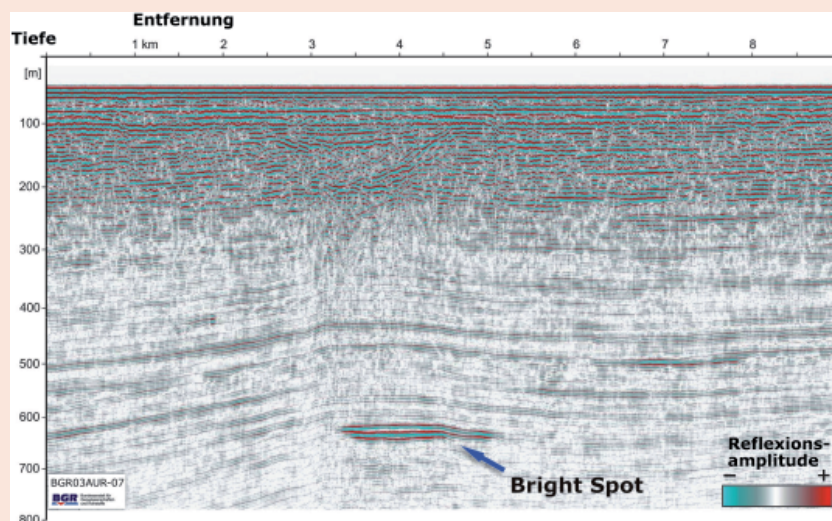
Die Angaben zu den weltweiten **Reserven an Flözgas** in Höhe von 1,7 bis 2,6 Bill. m³ basieren auf Informationen aus nur acht Ländern. Damit ergeben sich bekannte **Flözgas-Gesamtressourcen** von 137,2 bis 375,1 Bill. m³. Der geringe Anteil der Reserven von nur rund 1 % bezogen auf die Gesamtressourcen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

Oberflächennahes Erdgas - Gefahr oder potenzieller Rohstoff?

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

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

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



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

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

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

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

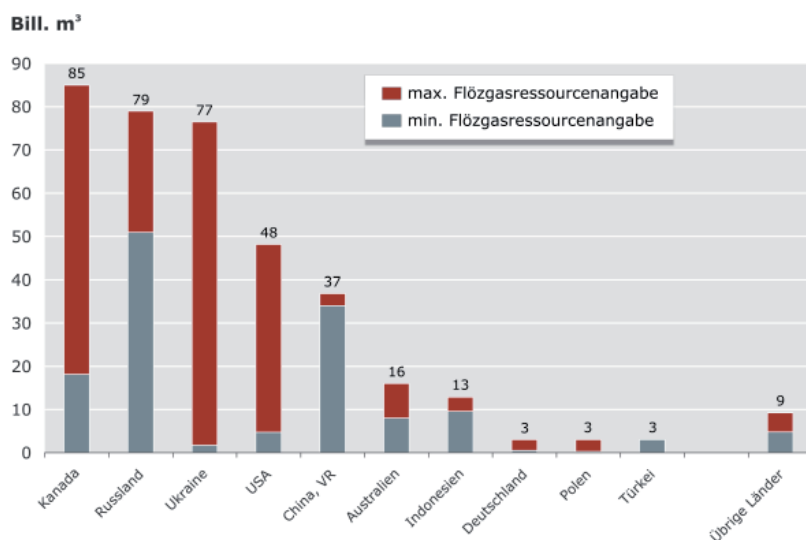


Abbildung 4.20: Ressourcen an Kohleflözgas 2007: Minimale und maximale Angaben für die zehn wichtigsten Länder.

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

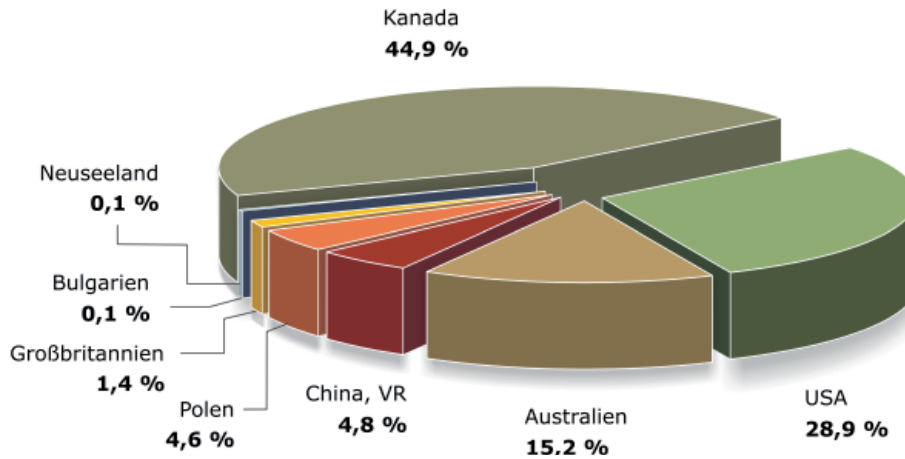


Abbildung 4.21: Reserven an Kohleflözgas nach Ländern 2007. Die Prozentangaben beziehen sich auf Flözgasreserven in Höhe von 2,15 Bill. m³. Dieser Wert ergibt sich durch Einbeziehung des Mittelwertes für die kanadischen Flözgasreserven in Höhe von 963 Mrd. m³.

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

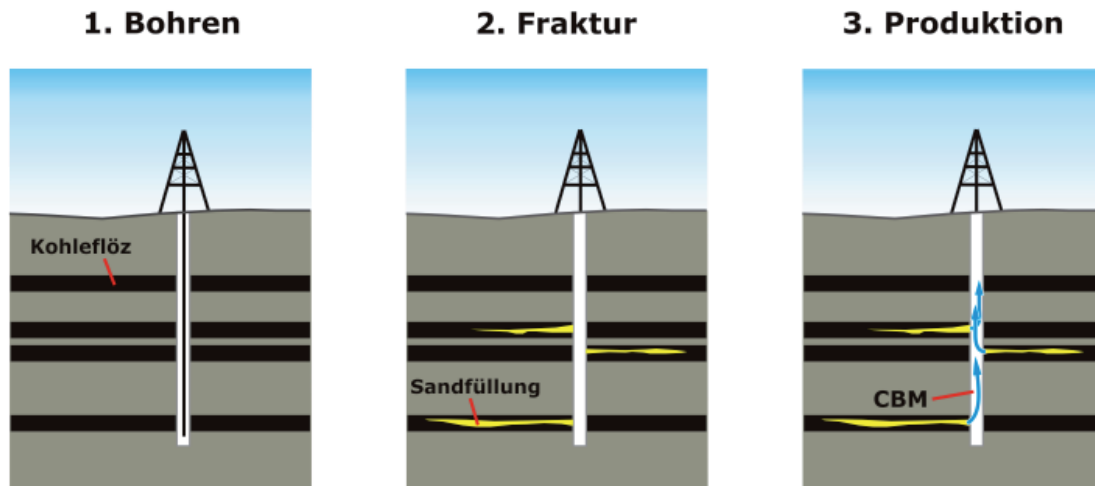


Abbildung 4.22: Arbeitsschritte zur Förderung von CBM.

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

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

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

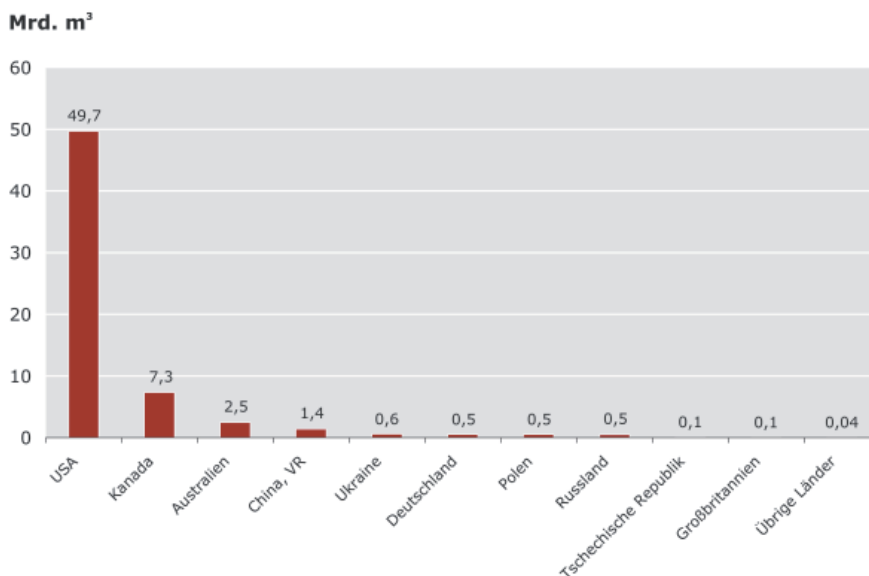


Abbildung 4.23: Förderung von Kohleflözgas (insgesamt 63,3 Mrd. m³) 2007 im Vergleich der zehn wichtigsten Länder.

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

Bohrungen in Betrieb waren. Das Energy Resources Conservation Board (ERCB) schätzt, dass sich die CBM-Förderung Albertas bis 2017 im Vergleich zu 2007 in etwa verdreifachen wird (ERCB, 2008). Die chinesische Kohleflözgasförderung soll in den kommenden Jahren ebenfalls stark expandieren. Eigens dafür wurde 1995 die China United Coalbed Methane Corporation gegründet. So sehen die Planungen für die chinesische CBM-Gewinnung bereits für das Jahr 2010 eine Förderung von 10 Mrd. m³ vor, die bis 2020 bis auf 40 Mrd. m³ ausgeweitet werden soll. Eigens für den Transport von CBM ist der Bau von Pipelines sowie CBM-Verflüssigungsanlagen vorgesehen (Qiu, 2009).

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

4.3.3 Erdgas in Aquiferen – Renaissance mit Geothermie?

Als Erdgas in Aquiferen (kurz: Aquifergas) wird im Grundwasser gelöstes Gas bezeichnet. Fast alle porösen Gesteine unterhalb des Grundwasserspiegels enthalten geringe Mengen an Methangas (Marsden, 1993). Aufgrund der geringen Wasserlöslichkeit von Methan sind die Konzentrationen im Grundwasser generell niedrig. Die Löslichkeit von Methangas als Hauptbestandteil von Erdgas erhöht sich aber mit zunehmender Tiefe und damit steigendem Druck, so dass erhebliche Mengen an gelöstem Gas im tieferen Grundwasser vorkommen können. Unter normalem Druck des Grundwassers (hydrostatischer Druck) kann die Löslichkeit von Methan auf über 5 m³/m³ ansteigen (Abb. 4.24). In Bereichen des Untergrundes, in denen Überdruck herrscht (maximal lithostatischer Druck) können mehr als 10 m³/m³ gelöst sein. Aus Zonen mit hohen tektonischen Spannungen sind sogar Gasgehalte von bis zu 90 m³/m³ bekannt.

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

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

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

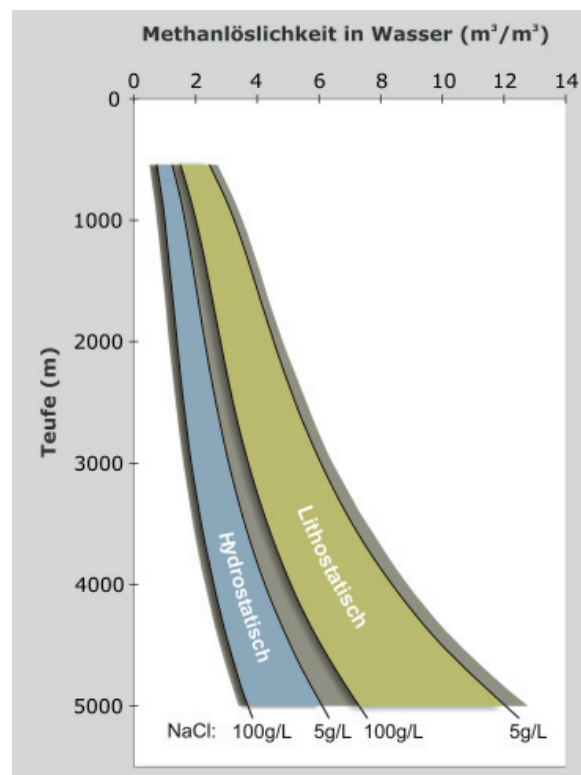


Abbildung 4.24: Löslichkeit von Methan in Grundwasser als Funktion der Tiefe berechnet nach Battino (1984) und Haas (1978).

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

Weltweit sind bislang etwa 60 Gebiete mit höffigen *geopressured-geothermalen Aquiferen* bekannt, deren Gasgehalt zusammen auf 2500 Bill. m³ geschätzt wurde (Perrodon et al., 1998). Besonders gut erforscht ist dabei das Potenzial der Region am nördlichen Golf von Mexiko, wo aufgrund von tausenden Bohrungen und intensiver geophysikalischer Exploration auf konventionelle Lagerstätten die Untergrundverhältnisse sehr gut bekannt sind. Bereits in den 1970er Jahren wurden die hier enthaltenen Erdgas mengen in Aquiferen auf 650 bis 1700 Bill. m³ geschätzt (Papadopulos et al., 1975; Wallace et al., 1979). Dieses Potenzial

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

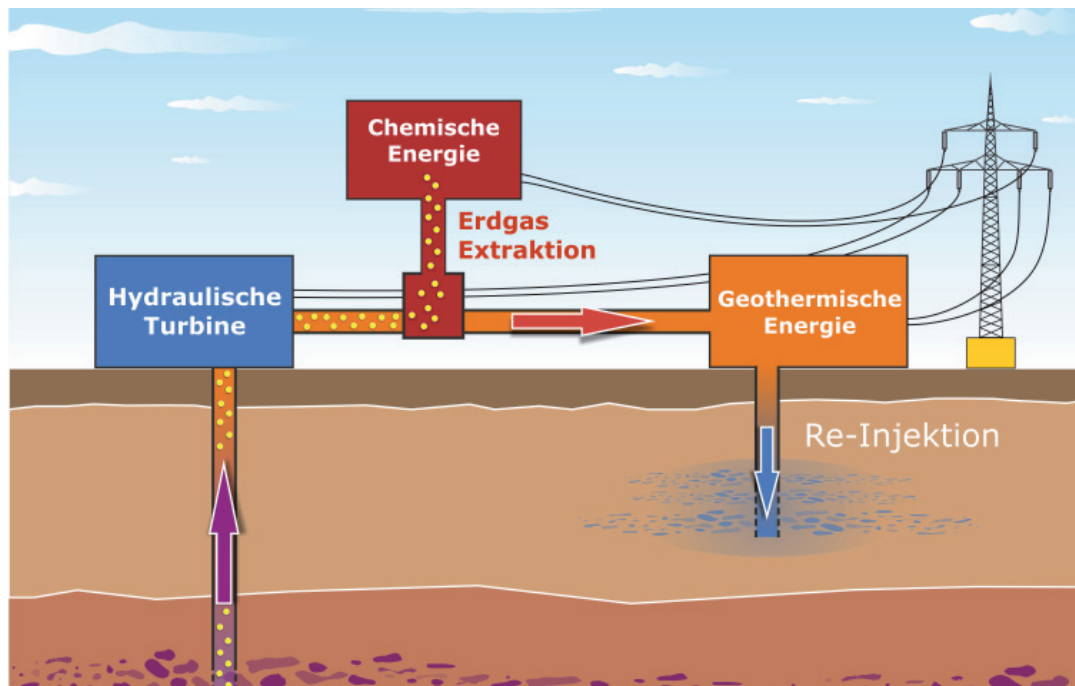


Abbildung 4.25: Schematisches Diagramm eines Hybridkraftwerks zur Nutzung von drei aus geopressured-geothermalen Aquifereen gewinnbaren Energien: hydraulische Energie, geothermische Energie und chemische Energie (Aquifergas).

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

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

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

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

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

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

4.3.4 Gashydrat – das „gefrorene Erdgas“

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

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

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

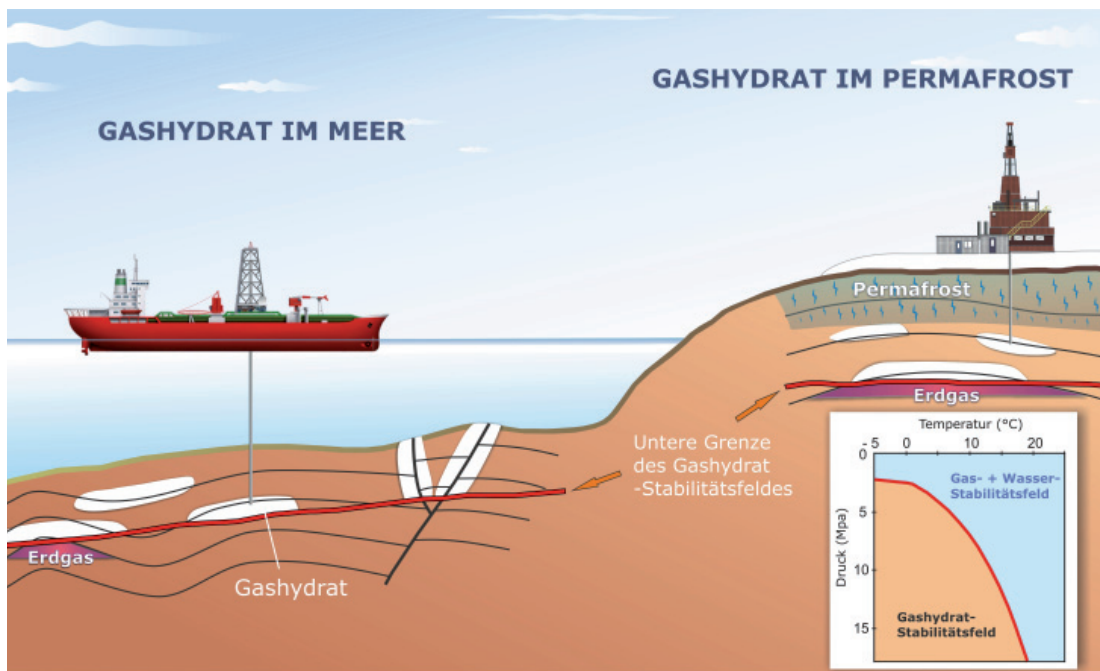


Abbildung 4.26: Vorkommen von Gashydrat: Im marinen Bereich (links) und in Permafrostgebieten (rechts). Kleines Diagramm: Gashydrat ist stabil bei niedriger Temperatur und hohem Druck.

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

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

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

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

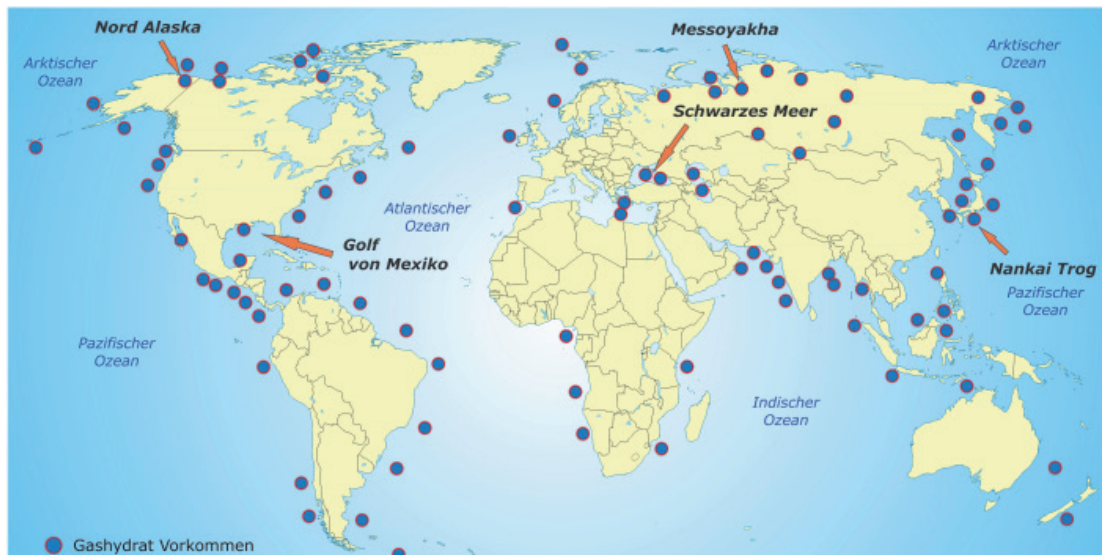


Abbildung 4.27: Nachweise von Gashydrat weltweit mit Nennung im Text erwähnter Vorkommen.

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

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

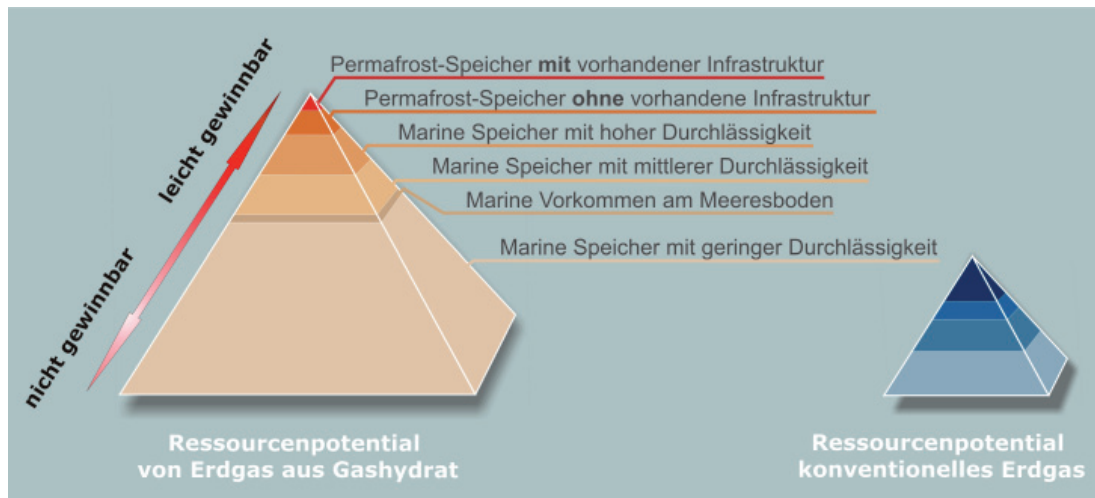


Abbildung 4.28: Gesamtpotenzial von Erdgas in Gashydrat und konventionellem Erdgas als Ressourcenpyramide (verändert nach Boswell & Collett, 2006).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

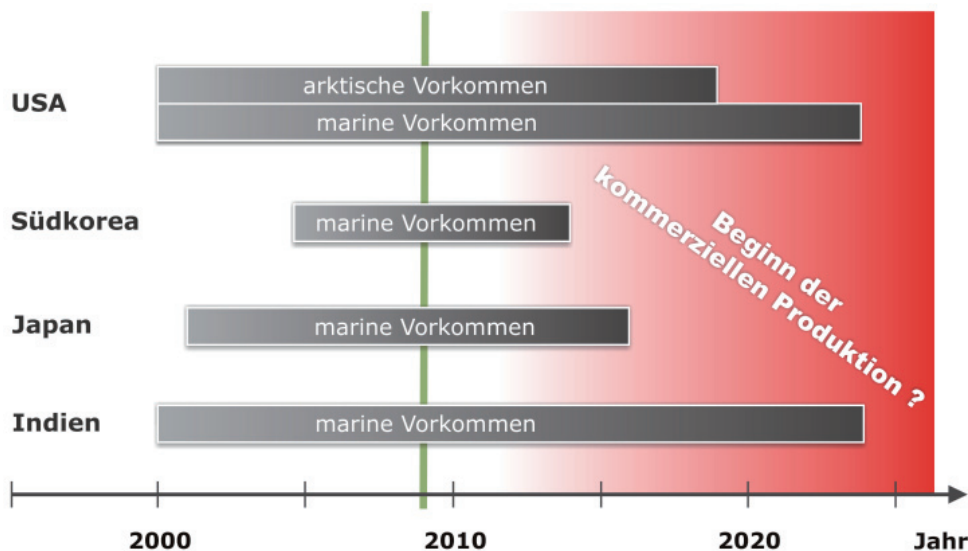


Abbildung 4.29: Laufzeiten wichtiger staatlicher Programme mit dem Ziel einer wirtschaftlichen Gewinnung von Erdgas aus Gashydrat.

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

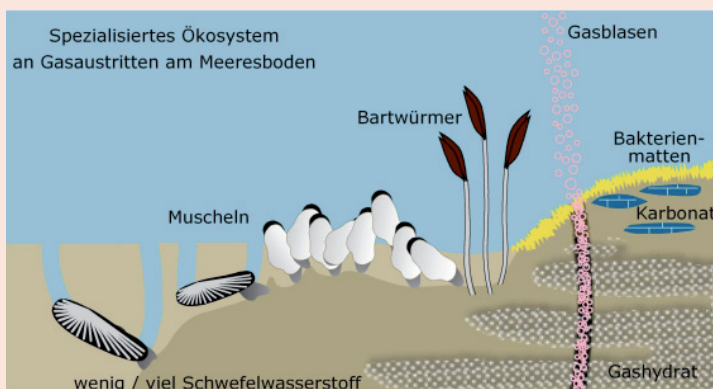
Mögliche Umweltauswirkungen bei der Nutzung von Gashydrat

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

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

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

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



4.4 Literatur zu Erdgas

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

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

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

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