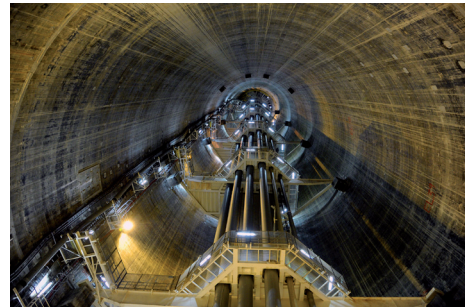


2013

ENERGIESTUDIE



Reserven, Ressourcen
und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen



ENERGIESTUDIE 2013

Reserven, Ressourcen
und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen

Hannover, Dezember 2013

IMPRESSUM

- Herausgeber: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR),
Fachbereich B1.3, Geologie der Energierohstoffe, Polargeologie
Stilleweg 2
30655 Hannover
E-Mail: energierohstoffe@bgr.de
- Autoren: Harald Andruleit (Koordination), Andreas Bahr, Hans Georg Babies,
Dieter Franke, Jürgen Meißner, Roberto Pierau, Michael Schauer,
Sandro Schmidt, Sarah Weihmann
- Mitarbeit: Uwe Benitz, Jennifer Bremer
- Datenstand: 2012
- Quelleninformationen
Titel: Plattform Troll A – Offshore Erdgas-Plattform (Harald Pettersen / Statoil ASA) ,
Die Arctic Princess im Hafen von Melkøya (Allan Klo / Statoil ASA)
Braunkohlestück (BGR)
Seismische Messungen (Jahresbericht 2003, WEG)
- Vorwort: Bohrturm (Harald Andruleit / BGR)
- Zitierhinweis: BGR (2013): Energiestudie 2013. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen (17). – 112 S., Hannover

VORWORT

Ein globales Maximum der Erdölproduktion, auch bekannt als „Peak Oil“, rückt näher. Nicht schon morgen, doch in einem auch für die heutigen Gesellschaften relevanten Zeitraum. Entweder weil die physische Erschöpfung der natürlichen Vorkommen keine wirtschaftliche Steigerung der Förderung zulässt oder weil der Bedarf dank alternativer Energiebereitstellung auf andere Weise gedeckt werden kann. Je nachdem zu welchem Szenario man tendiert und wie nahe der Zeitpunkt des Erreichens vermutet wird, kann man sich dem Lager der Pessimisten oder Optimisten zurechnen. In jedem Fall sind gravierende Änderungen in den Energiesystemen mit der Abkehr vom Erdöl verbunden. Deutschland hat mit dem international aufmerksam beobachteten Weg der Energiewende eine klare Richtung eingeschlagen. Dennoch wird auch Deutschland noch für viele Jahre auf Erdöl und andere fossile Energierohstoffe wie Erdgas, Stein- und Braunkohle angewiesen sein. Die über etliche Jahrzehnte gewachsene, doch aus heutiger Sicht bedenkliche Abhängigkeit von den fossilen Energieträgern ist zu groß, als dass diese innerhalb weniger Jahre überwunden werden könnte. So leisteten im Jahr 2012 Erdöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle mit 79 % den mit Abstand größten Beitrag zur Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs. Informationen über die Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe sind daher weiterhin von grundlegender Bedeutung für das Funktionieren der weltweiten Energieversorgung, den Industriestandort Deutschland und die Gestaltung des Übergangs zu einem primär auf erneuerbaren Energien basierenden Energiemix.

Eine zentrale Aufgabe der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ist die wissenschaftsbasierte Beratung zu allen Fragen rund um das Thema fossile Energierohstoffe. In diesem Rahmen erstellen wir seit über 35 Jahren die Energiestudie. Sie erscheint seit dem Jahr 1976, zunächst in unregelmäßigen Abständen, und wird seit 2004 als jährlich aktualisierter Bericht publiziert; dieses Jahr zum 17. Mal. Angesichts der langen und erfolgreichen Tradition wird die Energiestudie zukünftig als eigene Serie mit fortlaufender Nummerierung fortgeführt. Die Studie dient der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und der deutschen Wirtschaft. In bewährter Weise wird die Verfügbarkeit der fossilen Energieträger betrachtet und in einem umfangreichen Tabellenwerk dargestellt. Grundlage der Datenbasis bildet die kontinuierliche Auswertung von Informationen in Fachzeitschriften, wissenschaftlichen Publikationen, Berichten aus der Wirtschaft, Fachorganisationen und politischen Stellen, Internetquellen und eigenen Erhebungen. Sofern nicht explizit erwähnt, stammen alle aufgeführten Daten aus der Energierohstoff-Datenbank der BGR.

Die Basis der aktuellen Studie sind Abschätzungen zum geologischen Inventar an Energierohstoffen mit belastbaren Aussagen zu Reserven und Ressourcen von Erdöl, Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen. Dabei wird auch die Entwicklung der Rohstoffmärkte bezüglich Produktion, Export, Import und Verbrauch von fossilen Energierohstoffen global und für Deutschland betrachtet. Als diesjährige Sonderthemen greift die Studie die Schiefergasvorkommen in Europa, die Abgrenzung konventioneller und nicht-konventioneller Terminologie sowie die Darstellung des arktischen Erdöl- und Erdgaspotenzials auf.



INHALTSVERZEICHNIS

1	Kurzfassung	9
2	Energierohstoffe im Überblick	13
3	Energierohstoffe im Einzelnen	20
	3.1 Erdöl	20
	3.2 Erdgas	23
	3.3 Kohle	27
	3.4 Kernbrennstoffe	30
4	Zukünftige Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe	35
	4.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf	35
	4.2 Schiefergas und Schieferöl – Europäische Ressourcen und Explorationsaktivitäten	36
	4.3 Konventionell versus nicht-konventionell – Definitionen für Erdöl und Erdgas	40
	4.4 Das Erdöl- und Erdgaspotenzial der Arktis	43
	4.5 Zusammenfassung und Ausblick	47
5	Literatur	49
	Anhang	53
	Tabellen	
	Quellen	
	Glossar	
	Definitionen	
	Ländergruppen	
	Wirtschaftspolitische Gliederungen	
	Maßeinheiten	
	Umrechnungsfaktoren	

1 KURZFASSUNG

Inhalt der aktuellen Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind Abschätzungen zum geologischen Inventar an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen mit belastbaren Aussagen zu Reserven und Ressourcen von Erdöl, Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen. Zusätzlich werden aktuelle und gesellschaftlich relevante Themen aufgegriffen. Die Studie dient der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und der deutschen Wirtschaft. In bewährter Weise wird die Verfügbarkeit der fossilen Energieträger betrachtet und in einem umfangreichen Tabellenwerk dargestellt. Sofern nicht explizit erwähnt, stammen alle aufgeführten Daten aus der Energierohstoff-Datenbank der BGR.

Insgesamt gibt es nach derzeitigem Kenntnisstand aus geologischer Sicht noch umfangreiche fossile Energiemengen. So zeigen sich im weltweiten Vergleich von Reserven, Ressourcen und den bereits verbrauchten Energierohstoffen für alle Regionen der Erde noch große Potenziale (Abb. 1). Während in den Regionen Austral-Asien, GUS und Nordamerika die Potenziale kaum berührt erscheinen, ist selbst in Europa bislang nur ein kleiner Teil gefördert worden. Der Rohstoffreichtum wird dabei primär durch die großen Kohlevorkommen erreicht, die es auf allen Kontinenten gibt und die nicht, wie beim konventionellen Erdöl und Erdgas, auf begrenzte Regionen konzentriert sind. Die für Erdöl und Erdgas so bedeutende Region des Nahen Ostens verfügt daher nur über ein vergleichsweise geringes Gesamtpotenzial.

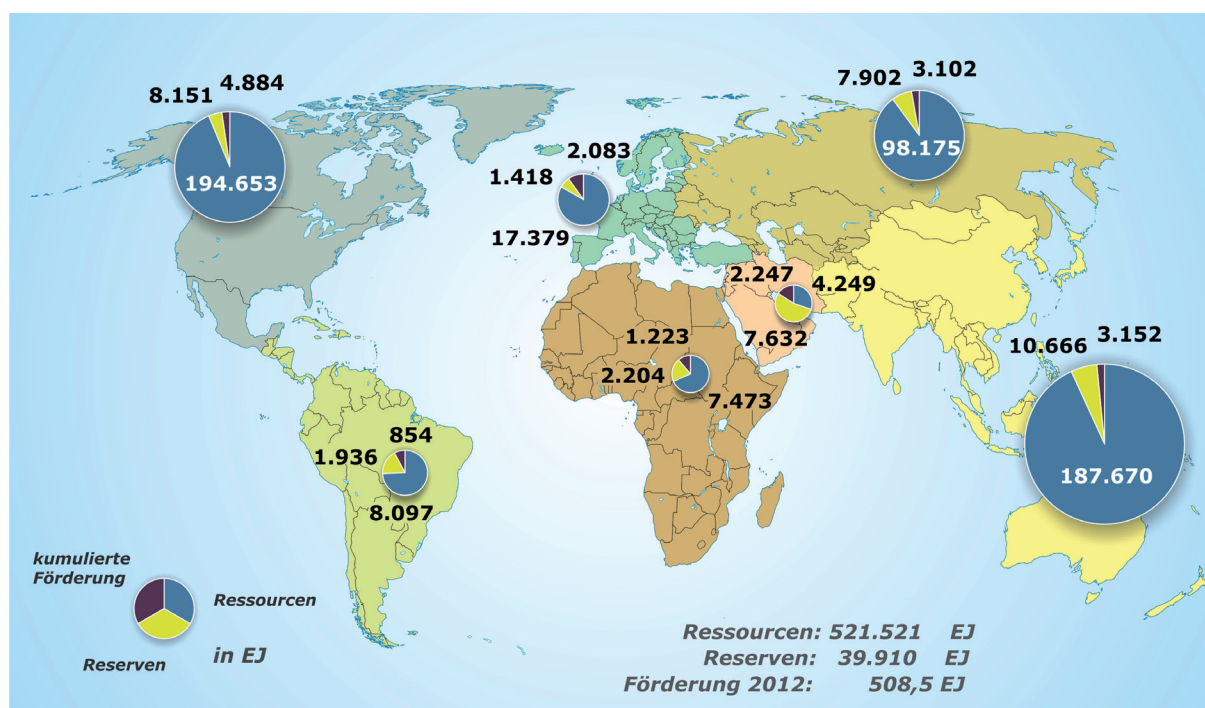


Abb. 1: Gesamtpotenzial der Energierohstoffe 2012: Regionale Verteilung (ohne Kohleressourcen der Antarktis sowie ohne Ressourcen von Ölschiefer, Aquifergas, Erdgas aus Gashydrat und Thorium, da nicht regional zuordenbar), (kumulierte Förderung der Kohle ab 1950).

Der größte Anteil an den nicht-erneuerbaren globalen Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um mehr als das zehnfache. Dies gilt für alle Typen der Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls, das die Sonderrolle dieses Energierohstoffs unterstreicht. Der Energiegehalt aller Reserven entsprach 2012 insgesamt 39.910 EJ und ist damit trotz gestiegener Produktion leicht gewachsen. Gemessen am gewinnbaren Energiegehalt ist die Kohle insbesondere bei den Ressourcen, aber auch bei den Reserven, der beherrschende Energierohstoff. Die produzierten Mengen wurden trotz eines Förderzuwachses von insgesamt 2,8 % durch die Überführung von Ressourcen zu Reserven ausgeglichen. In der Gesamtdarstellung des weltweiten Energiemixes, d. h. der tatsächlich konsumierten Energie, inklusive der Erneuerbaren, dominieren die fossilen Energieträger bei weitem. Im Vorjahresvergleich zeigen sich bei den Energierohstoffvorräten nur geringe Änderungen, die primär durch Neubewertungen nicht-konventioneller Kohlenwasserstoffe bedingt sind.

Kernaussagen zu Erdöl, Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen:

Erdöl

- **In den nächsten Jahren kann aus geologischer Sicht bei einem moderaten Anstieg des Erdölverbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden.** Trotz steigender Förderung konnten die Reserven geringfügig erhöht werden. Erhebliche Revisionen in den Ressourcenabschätzungen unterstreichen die weiterhin bestehenden Unsicherheiten bezüglich des Erdölgesamtpotenzials.
- **Erdöl aus nicht-konventionellen Vorkommen, darunter insbesondere aus Ölsand und Schieferöl, wird zunehmend an Bedeutung gewinnen.** Die Förderentwicklung bei Schieferöl in den USA hat gezeigt, dass durch technologische Fortentwicklungen bei beständig hohen Ölpreisen in nur wenigen Jahren neue Potenziale erschlossen werden konnten.
- **Der Anteil von Kondensaten an der Erdölproduktion wird steigen.** Der Ausbau der Erdgasförderung, insbesondere auch aus nicht-konventionellen Vorkommen, schlägt sich damit auch auf die Erdölförderung nieder.
- **Erdöl wird weiterhin der weltweit wichtigste Energielieferant bleiben.** Der Anteil am weltweiten PEV (Primärenergieverbrauch) beläuft sich auf 33,1 %. Die zurückgehenden Verbräuche in den OECD-Ländern, hervorgerufen durch Effizienzsteigerung und Substitution durch Erneuerbare Energien, können den Mehrverbrauch in den Schwellenländern wie China, Indien und in vielen afrikanischen Staaten nicht kompensieren.
- **Die Entwicklung des Ölpreises ist nicht vorhersagbar. Ein dauerhaft niedriges Niveau wird aller Voraussicht nicht wieder erreicht werden.** Der Ölpreis ist kurz- und mittelfristig weniger von der geologischen Verfügbarkeit als von politisch-wirtschaftlichen Einflussfaktoren abhängig. Höhere Sicherheitsauflagen beispielsweise bei der Tiefwasserförderung und ein wachsender Anteil von nicht-konventionellem Erdöl lassen die Gewinnungskosten von Erdöl weiter ansteigen.
- **Erdöl ist der einzige nicht erneuerbare Energierohstoff, bei dem in den kommenden Jahrzehnten eine steigende Nachfrage wahrscheinlich nicht mehr gedeckt werden kann.** Angesichts der langen Zeiträume, die für eine Umstellung auf dem Energiesektor erforderlich sind, ist deshalb die rechtzeitige Entwicklung alternativer Energiesysteme notwendig. Die zunehmende Nutzung nicht-konventioneller Erdölvorkommen führt langfristig nicht zu einem Paradigmenwechsel.

Erdgas

- **Erdgas ist aus geologischer Sicht noch in sehr großen Mengen vorhanden.** Auch bei einem absehbar steigenden Bedarf kann die Versorgung der Welt aufgrund des hohen verbleibenden Erdgaspotenzials noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden.
- **Die Erdgasförderung in Europa hat ihr Maximum seit einigen Jahren bereits überschritten.** Damit wächst die Abhängigkeit von Gasimporten aus der GUS, Afrika und dem Nahen Osten. Etwa 80 % der globalen Erdgasreserven befinden sich in den Ländern der OPEC und der GUS.
- **Die Erfolge bei der Erschließung nicht-konventioneller Erdgasvorkommen vor allem in den USA haben die Importabhängigkeit Nordamerikas verringert.** Die USA könnten mittelfristig zu einem größeren Exporteur von verflüssigtem Erdgas werden.
- **Europa ist mit seinem integrierten und wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven angeschlossen.** Damit befindet sich der europäische Erdgasmarkt grundsätzlich in einer relativ komfortablen Position.
- **Der Anteil des Handels mit verflüssigtem Erdgas (LNG) hat erstmals seit vielen Jahren abgenommen.** Hauptgründe sind eine schleppende Erweiterung der LNG-Kapazitäten und die fehlende Auslastung bestehender Anlagen. Dies führte letztlich zu einer Angebotsverknappung und einem deutlichen Preisanstieg für LNG.

Kohle

- **Die Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken.** Mit einem Anteil von rund 56 % an den Reserven und rund 89 % an den Ressourcen verfügt Kohle über das größte Potenzial von allen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen.
- **Kohle wird auch zukünftig eine bedeutende Rolle bei einer zu erwartenden Steigerung des weltweiten Primärenergieverbrauchs einnehmen.** Im Jahr 2012 nahm Kohle die zweite Stelle beim globalen PEV ein und war abermals der fossile Energierohstoff mit den höchsten Zuwachsraten.
- **Die Entwicklung der globalen und damit auch der europäischen Kohlepreise wird seit 2009 maßgeblich durch die steigenden Kohleimporte Asiens bestimmt,** die sich mittlerweile auf 70 % des globalen Kohlehandelsvolumens belaufen.
- **Auf dem Weltmarkt für Hartkohle herrscht derzeit ein Überangebot, bedingt durch die Inbetriebnahme und Produktionsausweitung von Kohleexportprojekten in vielen Ländern** sowie durch die aktuelle Zunahme der US-Exporte aufgrund von Absatzschwierigkeiten auf dem Heimatmarkt.
- **Das weltweite Überangebot führte bereits zu Grubenschließungen in den USA, Australien und China sowie zur Ankündigung von Schließungen auch in Europa.** Parallel zum Überangebot verringern sich die Preise für Kohle, insbesondere im Vergleich zu Erdöl und Erdgas, so dass die Kohlenachfrage voraussichtlich nur unwesentlich gebremst wird.

Kernbrennstoffe

- **Die globale Uranproduktion ist erneut gestiegen.** Die Uranproduktion wurde um 8 % gegenüber dem Vorjahr gesteigert. Kasachstan, Kanada und Australien sind, mit einem Anteil von über 63 % an der Weltproduktion, die größten Uran produzierenden Länder der Welt. Kanadas Großlagerstätte McArthur River liefert alleine 13 % des weltweit geförderten Urans.
- **Aus geologischer Sicht ist in absehbarer Zeit kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten.** Die globalen Uranvorräte sind sehr umfangreich und liegen derzeit bei 2,16 Mt Reserven (Kostenkategorie < 80 USD/kg U) und 13 Mt Uranressourcen.
- **Auch nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima besteht weiterhin weltweit ein wachsendes Interesse an der energetischen Nutzung von Kernbrennstoffen.** Trotz des beschlossenen Ausstiegs Deutschlands aus der Nutzung der Kernenergie und des Ausbaustopps in einigen Ländern verfolgt eine Mehrheit der Staaten weiterhin die Nutzung der Kernenergie. Ende 2012 befanden sich 68 Kernkraftanlagen in 14 Ländern im Bau. Weitere 110 Kernkraftwerke befinden sich in der Planungs- oder Genehmigungsphase.
- **Mittel- bis langfristig ist mit einer Ausweitung der Uranvorräte zu rechnen.** Trotz derzeitiger Herausforderungen auf dem globalen Uranmarkt erhöhten sich die globalen Uranressourcen als Folge der in den letzten Jahren gestiegenen Anzahl an Explorationsprojekten. Daher kann damit gerechnet werden, dass zukünftig auch die Reserven weiter ansteigen.

2 ENERGIEROHSTOFFE IM ÜBERBLICK

Energierohstoffe in der globalen Energieversorgung

Die Energiesysteme der Welt befinden sich in einem fortlaufenden Wandel. Im globalen Maßstab betrachtet sind diese Veränderungen im jährlichen Vergleich jedoch kaum sichtbar und werden erst in langfristigen historischen Zeiträumen erkennbar. Noch bis Mitte des 19. Jahrhunderts war Biomasse (Feuerholz) die dominierende Energiequelle und wurde von der Kohle abgelöst, welche die energetische Grundlage für die Industrialisierung der Welt bildete. Anfang des 20. Jahrhunderts begann die Nutzung des Erdöls als zunehmend nachgefragtem, effizienten Energieträger, der sich schnell zum bedeutendsten Energierohstoff entwickelte und dessen absoluter Verbrauchsanstieg bis heute fort dauert. Das Maximum des Erdölanteils am Primärenergieverbrauch (PEV) wurde hingegen bereits im Nachgang der Ölkrisen der 1970er Jahre durch die Verdrängung des Erdöls aus der Stromerzeugung und die verstärkte Nutzung anderer Energien wie Erdgas und Kernbrennstoffe überschritten. Seitdem sind die Veränderungen im weltweiten Energiemix vergleichsweise gering (Abb. 2). Während Wasserkraft schon seit historischen Zeiträumen genutzt wird, ist ihr Potenzial, ähnlich wie das der Kernenergie, als begrenzt ausbaubar zu betrachten – wenngleich aus sehr unterschiedlichen Gründen. Als jüngste Entwicklung kommen im neuen Jahrtausend weitere regenerative Energien hinzu. Unabhängig von dem allmählichen, langfristigen Wechsel im Energiemix steigt der globale PEV seit Mitte des 20. Jahrhunderts stetig an. Jeder neu hinzugekommene Energieträger diente daher der Deckung des zusätzlichen Bedarfs, nicht dem Ersatz der bereits genutzten. So sind heute die absoluten Mengen auch der frühesten Energieträger Biomasse und Kohle höher als je zuvor. Insgesamt zeigt sich, dass schon seit vielen Jahrzehnten der mit Abstand größte Anteil am globalen Primärenergieverbrauch (PEV) von fossilen Energierohstoffen getragen wird und diese Dominanz aller Voraussicht nach noch lange Zeit fortbestehen wird.

Im Detail zeigten sich für das Jahr 2012 bedeutende Entwicklungen, die das Potenzial haben, sich im globalen Maßstab in der Energieversorgung wider zu spiegeln. So kam es in den USA zu dem größten Produktionsanstieg beim Erdöl in der Geschichte des Landes. Möglich wurde dies als Folge einer immer effizienteren Schiefergas- und Schieferölförderung. Noch ist aber die kommerzielle Produktion auf Nordamerika beschränkt, und es bleibt abzuwarten, ob es tatsächlich gelingt, diesen Erfolg auf andere Länder und Vorkommen zu übertragen. Weltweit gibt es in nahezu jedem Land mit Kohlenwasserstoffhaltigen Tongesteinsformationen auch Aktivitäten diese zu entwickeln. Während es eher unwahrscheinlich erscheint, dass die Förderung von Schiefergas- und -öl in Europa eine Bedeutung wie in den USA erreichen wird, verfolgen andere Staaten wie beispielsweise China ehrgeizige Pläne und haben einen Anteil aus der Förderung von Schiefergas bereits fest in ihren Energiemix eingeplant. In Europa wurde bislang schon für eine Reihe von Ländern wie beispielsweise Polen oder auch Deutschland eine spezifische Bewertung der heimischen Schiefergasvorkommen durchgeführt. Trotz signifikanter Vorkommen ist angesichts der geologisch-technischen Herausforderungen und fortdauernder gesellschaftlicher Kontroversen hier nicht mit einer baldigen großflächigen Erschließung zu rechnen. In den USA jedoch hat der Produktionsanstieg beim Erdgas aus Schiefergesteinen mit der Folge niedriger Gaspreise zu einer noch vor wenigen Jahren unvorstellbar gehaltenen Substitution anderer Energieträger geführt. Seit dem Jahr 2009 ist die Förderung von Kohle in den USA rückläufig, vorrangig aufgrund des verringerten heimischen Bedarfs. Aufgrund dessen drängt sie verstärkt auf den Weltmarkt. Vor dem Hintergrund, dass sich die globale Hartkohleförderung zwischen 2000 und 2012 verdoppelte und Kohle zu dem fossilen Energierohstoff mit den größten jährlichen Zuwachsraten avancierte, trug der Schiefergasboom in den USA zusätzlich zu dem derzeitigen Überangebot an Kohle auf dem Weltmarkt bei. Unabhängig davon, ob und wenn ja, wie schnell sich die Schiefergas- und Schieferölförderung außerhalb der USA durchsetzen werden, sind die Auswirkungen auf Energiesysteme und -preise weltweit spürbar.

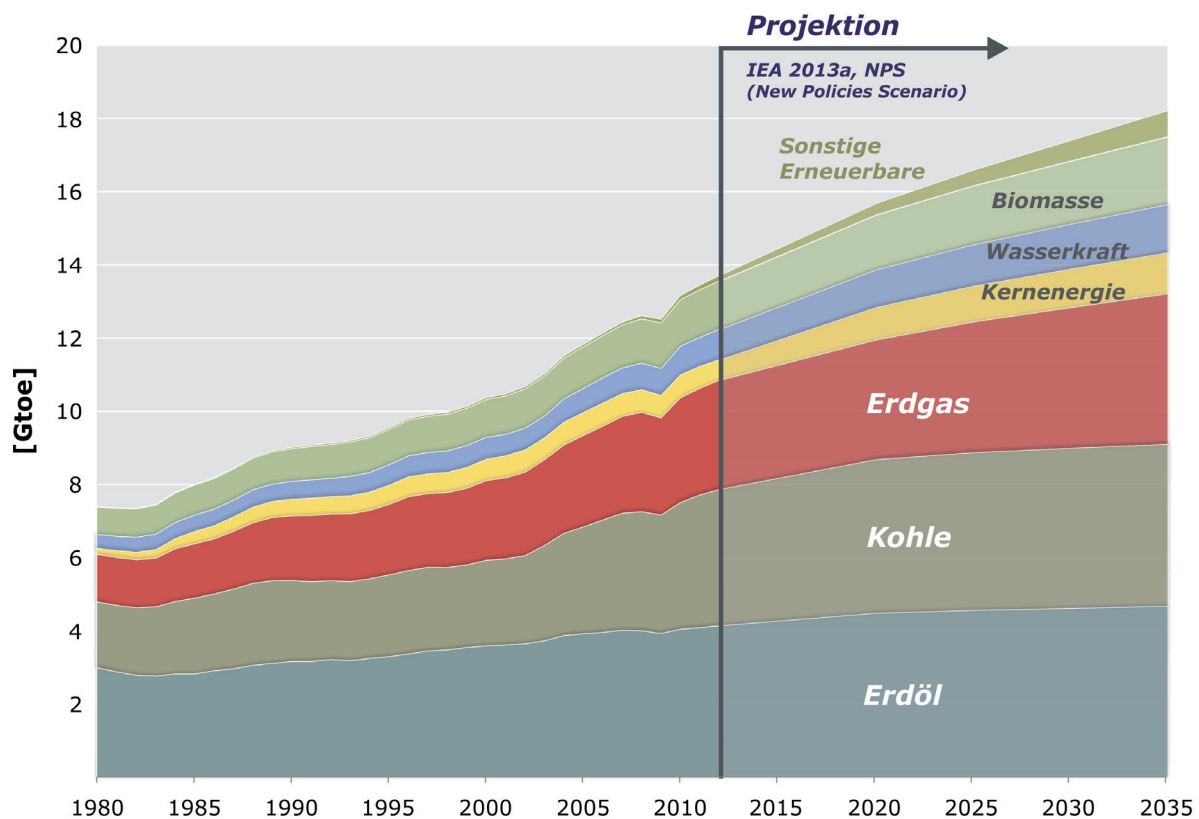


Abb. 2: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und ein mögliches Szenario der künftigen Entwicklung („Szenario der neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen“ – New Policies Scenario, IEA 2013a).

Energierohstoffe für Deutschland

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland stieg im Jahr 2012 im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 % und war damit nach dem kurzzeitigen Anstieg im Jahr 2010 nur wenig höher als das krisenbedingt niedrige Verbrauchsniveau im Jahr 2009 (AGEB 2013). Schon seit vielen Jahren kaum verändert, wird die Hauptlast beim Primärenergieverbrauch von Erdöl (33,1 %) beziehungsweise Mineralöl getragen (Abb. 3). Zusammen mit Erdgas, Hart- und Weichbraunkohle (in Deutschland oftmals als Stein- und Braunkohle bezeichnet) deckten die fossilen Energieträger auch im Jahr 2012 noch über drei Viertel und zusammen mit Kernenergie über 85 % des Gesamtenergieverbrauchs. Die 2010 und 2011 verabschiedeten energiepolitischen Beschlüsse zur Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie schlagen sich aber im Primärenergiemix des Jahres 2012 nieder. So ging der Anteil der Kernenergie im Vorjahresvergleich auf rund 8 % weiter zurück, während die erneuerbaren Energien auf 11,6 % zulegten.

Das Maximum des Primärenergieverbrauchs in Deutschland wurde bereits Ende der 1970er Jahre überschritten. Seitdem verblieb der Energiebedarf weitgehend auf einem Niveau mit leicht sinkender Tendenz. Dennoch muss Deutschland als hochentwickelte Industrienation und einer der größten Energieverbraucher der Welt den Hauptteil der benötigten Energierohstoffe importieren. Trotz sinkenden absoluten Verbrauchs steigt die Importabhängigkeit bei Erdöl, Erdgas und Hartkohle weiter an. Nur noch rund 2 % des Erdöls und etwa 13 % des Erdgases stammen aus der inländi-

schen Förderung (Abb. 3), da die derzeit produzierenden heimischen Lagerstätten aufgrund der natürlichen Erschöpfung zur Neige gehen. Mit Erreichen des für 2018 vorgesehenen Ausstiegs aus der subventionierten Hartkohleförderung wird auch die Abhängigkeit von Hartkohleimporten weiter ansteigen. Auch absolut betrachtet stieg der Verbrauch von Hartkohle im Vorjahresvergleich um 3,1 %. Nahezu unverändert zeigt sich der Anteil an Weichbraunkohle am Primärenergieverbrauch im Zehnjahresvergleich. Von allen fossilen Energieträgern ist der Verbrauch von Weichbraunkohle allerdings mit 5,3 % im Vorjahresvergleich am stärksten gestiegen. Weichbraunkohle ist der einzige nicht-erneuerbare Energierohstoff, über den Deutschland in großen, wirtschaftlich gewinnbaren Mengen verfügt. Hier ist Deutschland Selbstversorger und größter Verbraucher weltweit. Den stärksten Rückgang am Primärenergiebedarf verzeichnete erwartungsgemäß die Kernenergie, die damit signifikant an Bedeutung verlor. Unter allen Energien gewannen einzig die erneuerbaren Energien stark an Bedeutung hinzu.

Eine gesonderte Übersicht über die Situation der Energierohstoffe in Deutschland findet sich in dem parallel erscheinenden Bericht der BGR „Deutschland - Rohstoffsituation 2012“ (BGR 2013).

Primärenergieverbrauch 2012

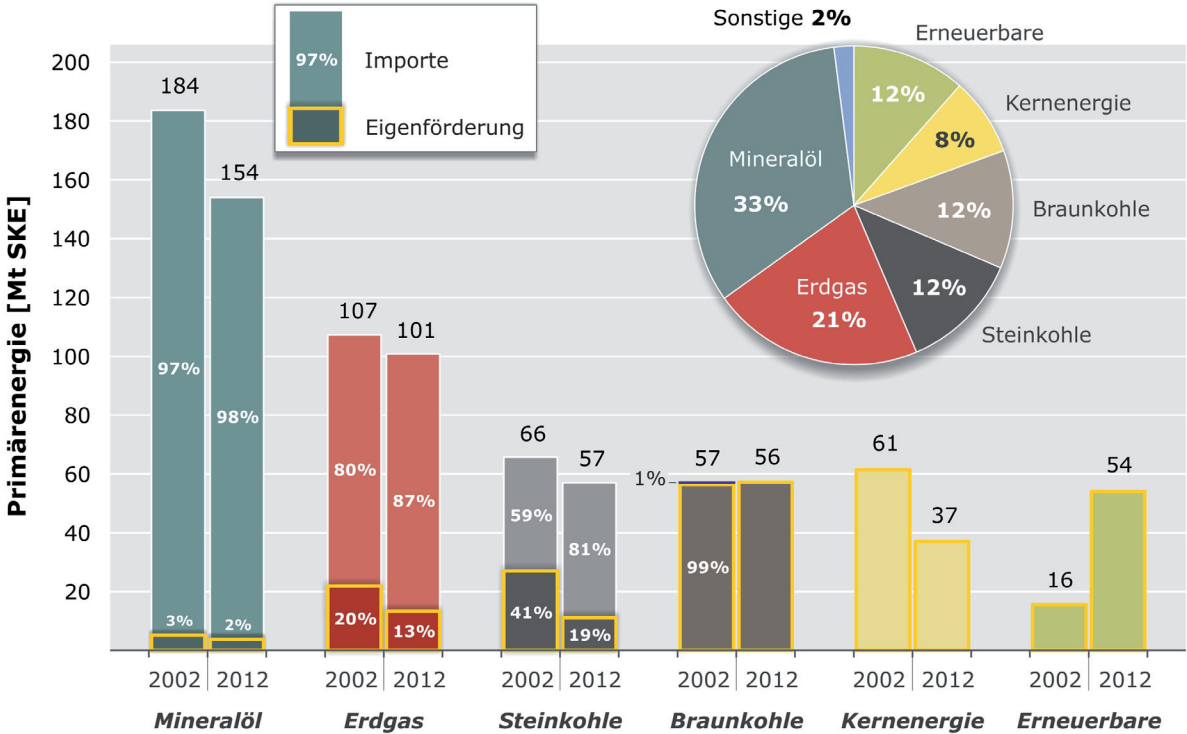


Abb. 3: Vergleich des Einsatzes der Primärenergieträger und des Verhältnisses der Eigenversorgung und des Importanteils 2002 und 2012 für Deutschland sowie relative Anteile für 2012 (nach AGEB 2013, LBEG 2013).

Globale Vorratssituation

Die Gesamtheit aller bekannten globalen Potenziale an fossilen Energierohstoffen einschließlich Kernbrennstoffen ist in Tabelle 1 dargestellt. Die Werte sind die Summen aus den Länderdaten, die in den Tabellen 2 bis 36 im Anhang differenziert gelistet sind.

In Tabelle 1 sind zusätzlich die globalen Mengen an Erdöl aus Ölschiefern sowie Erdgas in Aquiferen und aus Gashydrat aufgeführt, da deren Potenziale aufgrund einer ungenügenden Informationsgrundlage und einer nicht auf Länderebene aufschlüsselbaren Verteilung nur im Weltmaßstab abgeschätzt werden können. Trotz weiter bestehender Datenlücken werden die nicht-konventionellen Potenziale soweit wie möglich dargestellt (Kapitel 4.3 Konventionell versus nicht-konventionell – Definitionen für Erdöl und Erdgas). Dazu gehören die Ressourcen und Reserven von Schwerstöl, Schieferöl und Bitumen (Ölsand) sowie Tight Gas, Schiefergas und Kohleflözgas.

Tabelle 1: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe

Energieträger	Maßeinheit	Reserven (s. linke Spalte)	EJ	Ressourcen (s. linke Spalte)	EJ
Konventionelles Erdöl	Gt	169	7.050	161	6.732
Konventionelles Erdgas	Bill. m ³	191	7.244	310	11.779
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	Gtoe	342	14.294	443	18.511
Bitumen / Ölsand	Gt	27	1.115	63	2.613
Schwerstöl	Gt	21	886	61	2.541
Schieferöl / Tight Oil	Gt	–	–	47	1.969
Ölschiefer	Gt	–	–	97	4.068
Nicht-konventionelles Erdöl	Gtoe	48	2.002	268	11.191
Schiefergas	Bill. m ³	3,7 ⁵⁾	142 ⁵⁾	205	7.804
Tight Gas	Bill. m ³	– ⁶⁾	– ⁶⁾	63	2.397
Kohleflözgas	Bill. m ³	1,8	69	50	1.916
Erdgas in Aquiferen	Bill. m ³	–	–	24	912
Erdgas aus Gashydrat	Bill. m ³	–	–	184	6.992
Nicht-konventionelles Erdgas	Bill. m ³	5,5	211	527	20.021
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	Gtoe	53	2.213	746	31.212
Kohlenwasserstoffe	Gtoe	395	16.507	1.189	49.723
Hartkohle	Gt SKE	650	19.061	14.506	425.155
Weichbraunkohle	Gt SKE	111	3.259	1.689	49.500
Kohle	Gt SKE	762	22.320	16.195	474.655
Fossile Energieträger	–	–	38.826	–	524.378
Uran ¹⁾	Mt	2,2 ²⁾	1.084 ²⁾	13 ³⁾	6.509 ³⁾
Thorium ⁴⁾	Mt	–	–	5,2	2.606
Kernbrennstoffe	–	–	1.084	–	9.116
Nicht erneuerbare Energierohstoffe	–	–	39.910	–	533.494

– keine Förderung oder Reserven

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 80 USD/kg U

³⁾ Summe aus RAR gewinnbar von 80 - 260 USD/kg U sowie IR und unentdeckt < 260 USD/kg U

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

⁵⁾ nur USA (Datenstand 2011)

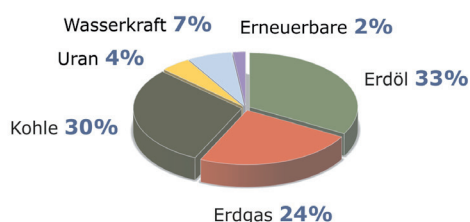
⁶⁾ in konventionellen Erdgasreserven enthalten

Insgesamt folgt diese Studie einem konservativen Ansatz und misst dem Kriterium einer potenziell wirtschaftlichen Gewinnbarkeit von Energierohstoffen eine hohe Bedeutung bei. Dementsprechend werden die enormen, aber nach heutigem Kenntnisstand auch langfristig nicht förderbaren sogenannten In-place Mengen nicht aufgeführt. Insbesondere die Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat erscheinen daher in dieser Darstellung vergleichsweise niedrig.

Der größte Anteil an den nicht-erneuerbaren globalen Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um mehr als das zehnfache. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls aufgrund der intensiven Exploration und Nutzung dieses Rohstoffs. In der Summe blieben die Ressourcen im Vergleich zum Vorjahr (BGR 2012a) auf einem ähnlichen Niveau. Zuwächse gab es primär beim Schiefergas, während aufgrund einer verbesserten Datenlage die Schieferöl-Ressourcen signifikant geringer ausfielen. Im Vergleich aller Energierohstoffe dominiert die Kohle (Hart- und Weichbraunkohle) weiterhin mit einem Anteil von rund 89 % (Abb. 4). Mit weitem Abstand folgen die Erdgasressourcen mit 6 %, bei denen der Anteil nicht-konventioneller Vorkommen klar den konventionellen Anteil übertrifft. Die übrigen Energieträger, darunter Erdöl (3,4 %), spielen, bezogen auf den Energiegehalt, nur eine untergeordnete Rolle. Im Vorjahresvergleich zeigen sich damit nur geringe Änderungen, die primär durch Neubewertungen bei den nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen bedingt sind.

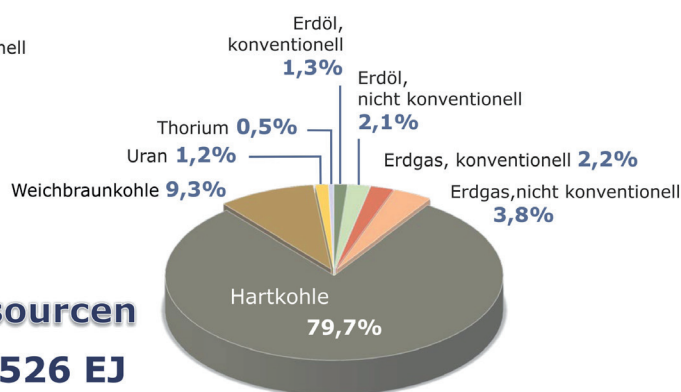
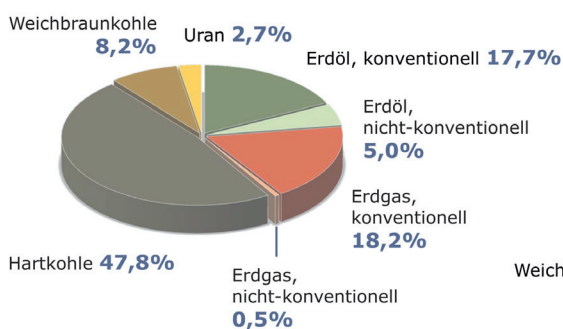
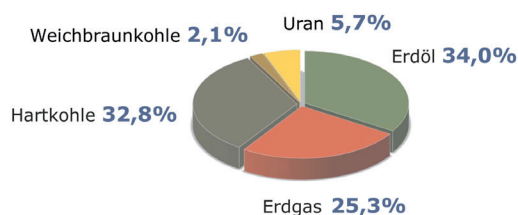
Energieverbrauch

522 EJ



Produktion

508 EJ



Reserven

39.910 EJ

Ressourcen

533.526 EJ

Abb. 4: Weltweite Anteile aller Energieträger am Verbrauch (BP 2013) sowie der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Produktion, Reserven und Ressourcen für Ende 2012.

Der Energiegehalt der Reserven entsprach 2012 insgesamt 39.910 EJ und ist damit trotz steigender Produktion leicht gewachsen. Gemessen am gewinnbaren Energiegehalt ist die Kohle bei den Reserven mit 56 % weiterhin der beherrschende Energierohstoff. Erdöl (konventionell und nicht-konventionell) hält 22,7 % der Gesamtreserven, Erdgas 18,7 % und Uran 2,7 %. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich damit sowohl absolut als auch in den relativen Anteilen kaum Veränderungen ergeben. Die produzierten Mengen wurden durch die Überführung von Ressourcen zu Reserven ausgeglichen. Der vergleichsweise höhere Anteil von Erdöl an den Reserven weist auf die seit Jahrzehnten laufenden intensiven Explorations- und Produktionsanstrengungen bei diesem Energierohstoff hin.

Im Jahr 2012 wurden nicht-erneuerbare Energierohstoffe mit einem Energiegehalt von etwa 508 EJ gefördert. Dies entspricht einem Förderzuwachs von insgesamt 2,8 % im Vergleich zum Vorjahr. Obwohl die Veränderungen im Produktionsmix nur leicht erscheinen, ist auffällig, dass der Anteil der Erdgasproduktion geringer ausfiel und von 25,7 auf 25,3 % sank. (Absolut gesehen stieg auch die Erdgasproduktion um 1,6 %.) Dies ist auf die größeren Produktionszuwächse bei der Hartkohle (plus 2,9 %) und insbesondere beim Erdöl (plus 3,5 %) zurückzuführen. Den stärksten Produktionszuwachs gab es allerdings beim Uran mit 6,9 %. Auch der langfristige Vergleich für den Zeitraum seit Beginn des neuen Millenniums bis zum Jahr 2012 spiegelt den signifikant ansteigenden Produktionstrend insbesondere bei Hartkohle und Uran wider (Abb. 5). Hier finden sich mit einem Plus von 97,1 % beziehungsweise 66 % die größten Zuwächse.

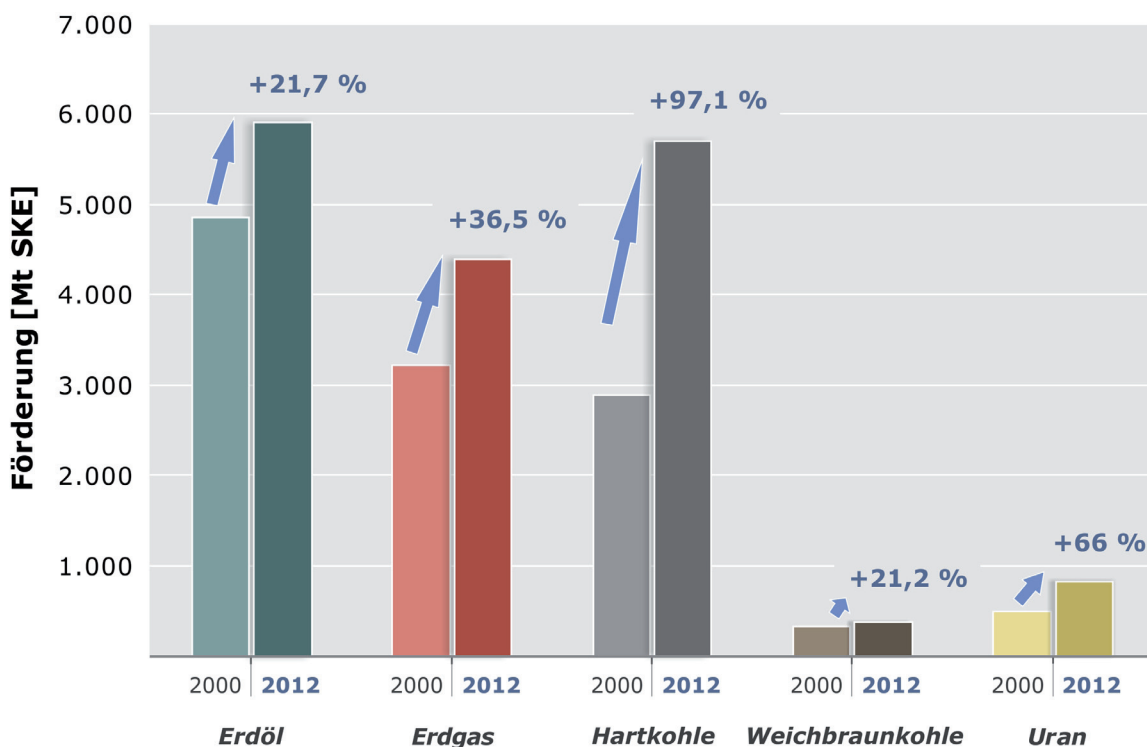


Abb. 5: Vergleich der weltweiten Fördermenge fossiler Energierohstoffe der Jahre 2000 und 2012.

In der Gesamtdarstellung des weltweiten Energiemixes, d. h. der tatsächlich konsumierten Energie dominieren die fossilen Energieträger bei weitem. Die Anteile entsprechen mit einer gewissen Unschärfe, unter anderem durch Lagerhaltung, weitgehend denen der Produktion. Unter den Erneuerbaren kann hier lediglich die traditionelle Wasserkraft wesentlich beitragen. Die anderen regenerativen Energien Wind, Geothermie, Solarenergie, Biomasse und thermisch verwertbare Abfälle haben weltweit nur einen Anteil von knapp 2 % (BP 2013).

Die Addition der Reserven (39.910 EJ) und Ressourcen (533.494 EJ) aller fossilen Energieträger ergibt eine global zur Verfügung stehende Energiemenge von 573.404 EJ.

Der Vergleich von weltweiter Jahresförderung zu Reserven und zu Ressourcen ergibt eine Relation von 1 zu 78 zu 1.049 (Abb. 4). Damit können die globalen Vorräte an Energierohstoffen aus geologischer Sicht grundsätzlich auch einen steigenden Energiebedarf decken. Im Vergleich zum Vorjahr fällt das Verhältnis geringer aus, da die Produktion beziehungsweise der Verbrauch schneller gestiegen ist als Reserven und Ressourcen gewachsen sind. Fraglich ist, ob alle Energierohstoffe für sich genommen künftig immer dann in ausreichender Menge verfügbar gemacht werden können, wenn sie benötigt werden. Diese Frage stellt sich insbesondere angesichts der vergleichsweise geringen Ressourcen an Erdöl.

Insgesamt gibt es nach derzeitigem Kenntnisstand aus geologischer Sicht noch gewaltige fossile Energiemengen. Ob und wann sie genutzt werden können, hängt unter anderem von der technisch-wirtschaftlichen Gewinnbarkeit, der bedarfsgerechten Verfügbarkeit, der Umweltverträglichkeit und der öffentlichen Akzeptanz ab. Eine Antwort auf diese komplexe Fragenstellung muss an anderer Stelle gefunden werden.

3 ENERGIEROHSTOFFE IM EINZELNEN

3.1 Erdöl

Erdöl trägt mit 33,1 % den größten Anteil am Primärenergieverbrauch (Abb. 4). Trotz eines leichten relativen Rückgangs im Vergleich zum Vorjahr bleibt Erdöl der wichtigste Energieträger weltweit. Die Erdölförderung stieg im Betrachtungszeitraum um 3,6 % auf ein neues Allzeithoch von fast 4.140 Mio. t, während der Erdölverbrauch im selben Zeitraum um fast 2 % auf nun 4.122 Mio. t. zulegen¹.

Die Erdölressourcen (konventionell und nicht-konventionell) wurden 2012 auf 331 Mrd. t (ohne Ölschiefer) geschätzt und liegen damit um rund 8 % unter dem Vorjahreswert. Die konventionellen Ressourcen sind geringfügig um etwa 2 Mrd. t angestiegen. Dazu trugen maßgeblich Mexiko, Marokko und die Mongolei durch aktualisierte Bewertungen der dortigen Vorkommen bei. Für Italien und Polen hingegen wurden die Ressourcen durch Neubewertungen reduziert. Aufgrund einer Studie der US-amerikanischen Energiebehörde (EIA) über die Abschätzung der nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffe wurden insbesondere die Daten zu den Schieferölressourcen weiter vervollständigt. Die Ressourcen für Venezuela und China wurden signifikant reduziert und für Russland und die USA erhöht. Für Ölschiefer ist die Datenlage weiterhin lückenhaft, sodass die Ressourcen (in Tonnen Öl-Aquivalent) nur als Weltpotenzial ausgewiesen werden können (Tab. 1). Die Menge an nicht-konventionellen Erdölressourcen (Bitumen, Schwerstöl und Schieferöl) beträgt insgesamt rund 170 Mrd. t (Abb. 6).

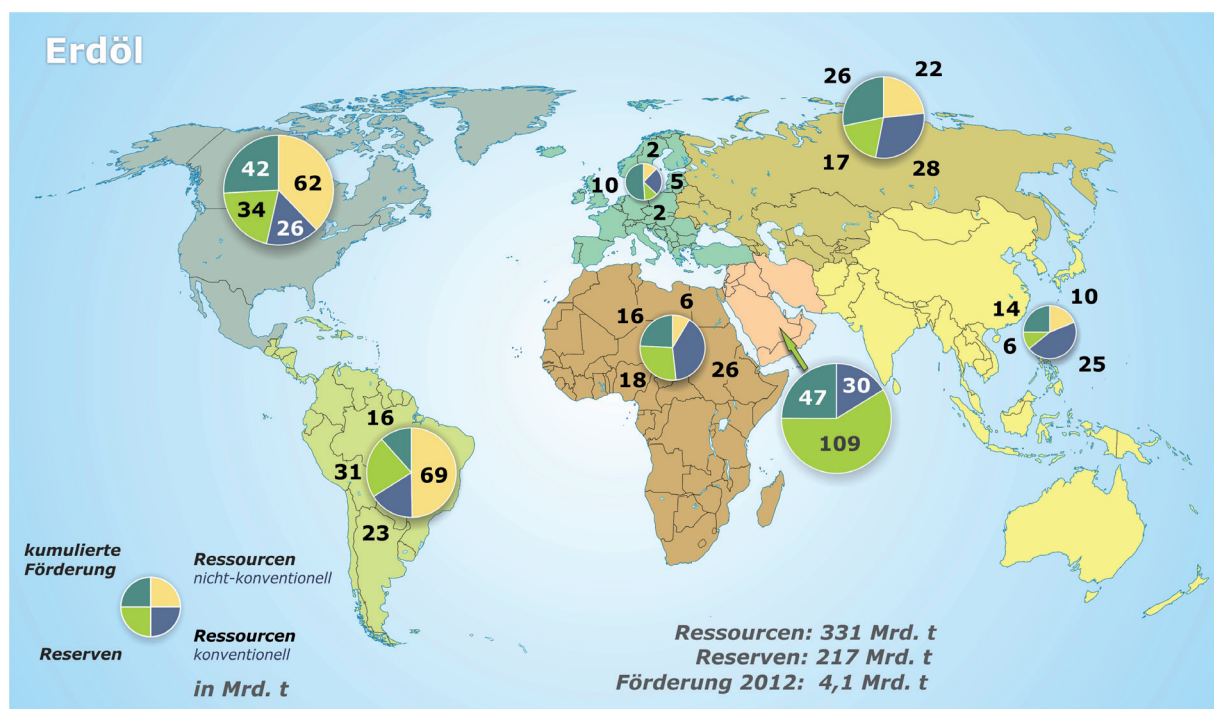


Abb. 6: Gesamtpotenzial an Erdöl: Regionale Verteilung.

¹⁾ Differenzen in den Daten zu Förderung und Verbrauch begründen sich aus der Nutzung unterschiedlicher Quellen sowie aus dem variierenden Einfluss der Lagerhaltung.

Die Summe der Erdölreserven aus konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen lag mit 216,6 Mrd. t nur geringfügig (plus 0,5 %) über dem Vorjahreswert. Auch kam es zu keiner wesentlichen Verschiebung in der Rangfolge der wichtigsten Länder. Die fünf führenden Reservenhalter Saudi-Arabien, Kanada, Venezuela, Iran und Irak decken bereits 60 % der Reserven ab. Allein in den OPEC-Staaten liegen knapp 70 % der Reserven, während sich in den OECD-Staaten fast 17 % befinden. In der sogenannte MENA-Region (s. Glossar) liegen über 54 % der gesamten Erdölreserven und unterstreicht damit trotz der zunehmenden nicht-konventionelle Potenziale seine große Bedeutung für die weitere Verfügbarkeit von Erdöl.

Der Anteil nicht-konventioneller Reserven (47,9 Mrd. t) ist deutlich kleiner als der konventionelle Anteil (168,7 Mrd. t) und erreicht rund 22 % an den Gesamtreserven. Laut IEA (2013a) werden nahezu 80 % der konventionellen und nicht-konventionellen Erdölreserven von staatlichen Unternehmen kontrolliert und nur 20 % befinden sich in der Hand privater Firmen.

Seit Beginn der industriellen Erdölförderung bis Ende 2012 wurden weltweit etwa 171 Mrd. t Erdöl gefördert und damit etwa 44 % der ursprünglichen Reserven (kumulierte Förderung plus Reserven) von 387 Mrd. t verbraucht. Zu den wichtigsten Förderregionen gehören der Nahe Osten, Nordamerika und die GUS-Staaten. Saudi-Arabien, als förderstärkste Nation, erhöhte seine Erdölproduktion um 4 % auf 547 Mio. t. Die USA, hinter Russland an dritter Stelle, steigerte die Förderung aufgrund der erheblichen Schieferölmengen (rund 100 Mio. t/a) um über 22 % von 352 Mio. t auf 431 Mio. t. Bei einer Fortschreibung des derzeitigen Trends könnte die USA die Förderung Russlands bereits im Laufe des Jahres 2014 übertreffen. China rückte auf die vierte Position vor (204,5 Mio. t, plus 1,9 %) und übertraf damit den Iran (186 Mio. t), der Förderreduzierungen von fast 10 % hinnehmen musste. Hier kamen Exporteinschränkungen infolge von Sanktionen der USA und der EU zum Tragen. Weitere Länder wie Kanada, die Vereinigten Arabischen Emirate, Venezuela, Kuwait, Irak und Katar bauten ihre Fördermengen deutlich im 10 %-Bereich aus. Über ein hohes Steigerungspotenzial verfügt vor allem der Irak. Dessen Förderung steigerte sich seit 2005 um rund 65 % und könnte bei einem hohen Reservenstand und sehr günstigen Entwicklungskosten in den kommenden Jahren erheblich ausgebaut werden. Libyen, 2011 krisenbedingt noch an 30. Position, war 2012 auf gutem Weg sein früheres Förderniveau wieder zu erreichen und lag an 19. Stelle mit 72,5 Mio. t. Erneute Unruhen seit Mitte 2013 haben die Förderung allerdings stark einbrechen lassen. Die Förderquote Europas sank hingegen um über 7 % bedingt durch weitere Förderrückgänge, vor allem in Norwegen (minus 5 %) und im Vereinigten Königreich (minus 14 %). Norwegens Förderung halbierte sich damit seit seinem Fördermaximum im Jahr 2000, während sich für das Vereinigte Königreich nach dem Maximum 1999 die Förderung nunmehr auf ein Drittel reduzierte.

Der weltweite Verbrauch an Mineralölprodukten ist auch 2012 gegenüber dem Vorjahr angestiegen und lag bei 4,1 Mrd. t, ein Plus von 1,9 %. Die stärksten Anstiege verzeichneten dabei Afrika (plus 7,4 %), Austral-Asien und Lateinamerika mit jeweils gut 4 %. Europa (minus 2,6 %) und Nordamerika (minus 1 %) – davon die USA um 1,9 % – senkten ihren Mineralölverbrauch. Die OECD-Länder alleine verbrauchen rund 50 % des Mineralöls, angeführt von den USA mit knapp 20 %. China verbrauchte fast 12 %.

Der weltweite Export von Erdöl verringerte sich 2012 leicht um 54 auf 2.096 Mio. t. Durch die sich weiter erholende Förderung in Libyen konnte das Land seine Rohölexporte 2012 erheblich auf 47,8 Mio. t ausbauen. An der Exportsteigerung der OPEC-Staaten um 3,3 % waren jedoch vor allem der Irak, Kuwait, Angola und Algerien beteiligt. Dadurch wurden die stark verringerten Exporte des Irans aufgefangen. Die europäischen Exporte verminderten sich um 2,5 %, maßgeblich durch geringere Mengen aus Norwegen und Dänemark.

Der Weltimport an Erdöl blieb 2012 mit knapp 2,2 Mrd. t auf dem Niveau des Vorjahres. Aufgrund ihrer höheren Eigenförderung an Schieferöl haben die USA 22 Mio. t (minus 4,8 %) weniger Erdöl importiert, blieben aber mit 421 Mio. t Gesamterdölimport auf führender Position. Die frei gewordenen Mengen an Rohöl stehen dem restlichen Weltmarkt zusätzlich zur Verfügung. Vorläufigen Berichten zufolge hat China im September 2013 erstmalig mehr Rohöl importiert als die USA. Länder wie Japan, Indien, die Republik Korea und auch Deutschland haben ihre Importe zwischen 2 % und 7 % gesteigert. Importrückgänge, vorwiegend von Italien, Frankreich und den Niederlanden, führten zu verringerten europäischen Importen, die 2012 bei fast 610 Mio. t (minus 1,5 %) lagen. Hauptlieferländer für Deutschland waren unverändert Russland, das Vereinigte Königreich und Norwegen, die bereits etwa 60 % der deutschen Öleinfuhren abdecken. Rund 24 % der Einfuhren stammten aus OPEC-Staaten (BAFA 2013).

Die international tätigen deutschen Unternehmen Bayerngas Norge AS, E.ON Ruhrgas AG, EWE AG, RWE Dea AG, Suncor Energy Germany GmbH (vormals Petro-Canada Oil GmbH), VNG-Verbundnetz Gas AG und die Wintershall AG steigerten ihre Auslandsförderung an Erdöl deutlich um über 70 % gegenüber dem Vorjahr auf knapp 9,3 Mio. t (Vorjahr: 5,4 Mio. t). Dazu haben vor allem Förderzunahmen in Russland sowie in der norwegischen und in der britischen Nordsee durch die Firmen Wintershall und EWE beigetragen. In Libyen steigerten Wintershall und Suncor die Erdölproduktion im Laufe des Jahres 2012 fast vollständig auf das Niveau der Vorjahre. Die Auslandsförderung deutscher Unternehmen entsprach 2012 rund 10 % (Vorjahr: 6 %) der Rohölimporte (E&K 2013).

Der Jahresdurchschnittspreis für die Rohölreferenzsorte ‚Brent‘ stieg 2012 im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig von 111 USD auf 111,63 USD pro Barrel (bbl) 2012 an (MwV 2013). Ein Tiefstwert wurde mit 88,69 USD/bbl zur Mitte des Jahres erreicht, höchste Werte lagen im Frühjahr und Herbst bei etwa 120 USD/bbl. Der Mittelwert des OPEC-Korbpreises² lag 2012 nur leicht unter dem Brent-Preis bei 109,45 USD/bbl (OPEC 2013) während die Referenzsorte für den US-amerikanischen Markt, West Texas Intermediate, im Schnitt bei 94,05 USD/bbl lag (EIA 2013b). Preisbestimmend war neben dem hohen Bedarf der Schwellenländer China und Indien vor allem die weiterhin unsichere politische Situation im Nahen Osten. Gerade durch unvorhersehbare politische oder wirtschaftliche Ereignisse, gepaart mit Spekulationsgeschäften, ist weder eine kurzfristige noch eine mittelfristige Vorhersage der weiteren Entwicklung des Ölpreises möglich. Längerfristig betrachtet scheint ein höherer Ölpreis wahrscheinlich, da zunehmend geologisch komplexere und schwerer zugängliche Lagerstätten mit aufwändiger Technik und vergleichsweise kostenintensiv erschlossen werden. Trotz technischer Fortschritte wie beispielsweise bei der Gewinnung von Schieferöl ist ein nachhaltiger Rückgang der Preise auf ein Niveau wie zum Ende des letzten Jahrhunderts nicht zu erwarten.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Ressourcen, Reserven, der Förderung und des Verbrauches sowie der Ex- und Importe an Erdöl (jeweils die 20 wichtigsten Länder) liefern die Tabellen 6 bis 12 im Anhang.

Die Bedeutung von Erdöl als wichtigstes globales Handelsgut und Grundlage unserer modernen Wirtschaftssysteme ist ungebrochen. Bis heute nimmt die weltweite Produktion zu, getrieben durch einen steigenden Verbrauch. Alle bisherigen „Ölkrisen“ führten global lediglich kurzfristig zu einem Verbrauchs- und damit Produktionsrückgang. Eine grundsätzliche Trendwende in der Verwendung des Erdöls und damit im Verlauf der Erdölproduktion ist bislang nicht zu erkennen. Offen ist daher die Frage, wie lange die hohe und in vielen Teilen der Welt steigende Nachfrage noch gedeckt werden kann. Bezüglich der zukünftigen Verfügbarkeit von Erdöl besteht ein breites Spektrum an

² Berechnung aus den 12 wichtigsten OPEC-Ölsorten.

divergierenden Auffassungen. Diese reichen in ihren Vorhersagen von einem unvermeidlichen und unumkehrbaren Produktionsrückgang in nur wenigen Jahren bis dahin, dass Erdöl als dominierender Energieträger noch für Jahrzehnte bedarfsdeckend zur Verfügung stehen wird. In jedem Fall ist Erdöl heute derjenige Energierohstoff, dessen Erschöpfung am weitesten voran geschritten ist (BGR 2009).

Den zukünftigen Verlauf der Erdölproduktion zu beschreiben und kommende Entwicklungen abbilden zu können, ist daher Motivation vielfältiger Herangehensweisen. Je nach Zielsetzung werden hierfür unterschiedliche Ansätze verfolgt. Die bekannteste Herangehensweise zur Ermittlung des Erdölfördermaximums ist das Hubbert-Modell (HUBBERT 1956) Dieses Modell ist gekennzeichnet durch einen glockenförmigen Kurvenverlauf mit einem deutlichen Maximum (Peak). Aus heutiger Sicht könnte das Hubbert-Modell nur unter den fiktiven Voraussetzungen einer „optimalen“, d. h. störungsfreien, von Krisen, Politik und Nachfrage unabhängigen Förderung sinnhaft angewendet werden. Ein Förderplateau hingegen unterscheidet sich von dem Peak-Verlauf durch eine mehr oder weniger ausgedehnte Plateauphase im Anschluss an die Wachstumsphase vor dem endgültigen Absinken der Produktion. Das Plateau entsteht durch die komplexe Wechselbeziehung zwischen Nachfrage und Angebot. Eine dritte Möglichkeit der Darstellung der Erdölproduktion ist geprägt von einer fortlaufenden Erhöhung innerhalb des Betrachtungszeitraums von zumeist 20 bis 40 Jahren. Wann das Maximum der Erdölförderung eintritt, bleibt dabei offen.

Aus Sicht der BGR ist unter den derzeitigen geologischen und technischen Rahmenbedingungen eine moderate Steigerung der weltweiten Erdölproduktion bis über das Jahr 2030 hinaus möglich. Eine signifikante Steigerung der Förderung von konventionellem Erdöl ist insgesamt nicht zu erwarten. Zuwächse in der Förderung erfolgen wahrscheinlich primär bei Kondensat, nicht-konventionellem Erdöl und durch Technologiefortschritte. Auch Neufunde insbesondere in den Frontierregionen werden weiterhin zur Versorgung beitragen. Eine getrennte Betrachtung der einzelnen Komponenten, insbesondere ihrer Fördermaxima, ist aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeiten nicht angebracht und für die globale Dynamik des Marktes nicht ausschlaggebend. Eine Diskussion zum Fördermaximum des konventionellen Erdöls allein ist daher nicht relevant. Aufgrund der Komplexität des Themas beschränken sich die Aussagen der BGR auf geowissenschaftlich-technische Aspekte. Darüber hinaus sind viele Faktoren und Entwicklungen vorstellbar, die den Zeitpunkt einer maximalen Erdölproduktion früher eintreten lassen beziehungsweise bereits kurzfristig zu Versorgungsengpässen führen können.

3.2 Erdgas

Erdgas blieb auch 2012 mit einem Anteil von rund 24 % am globalen Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle dritt wichtigster Energieträger. Obwohl Erdgas vielfach als „Brückenenergie“ mit den stärksten Wachstumspotenzialen betrachtet wird, stagnierte der Anteil am weltweiten Energiemix, da andere Energieträger größere Wachstumsraten aufwiesen.

Die mit Abstand größten Erdgasressourcen werden für Russland ausgewiesen, gefolgt von China, den USA, Kanada und Australien. Mit etwa einem Drittel verfügt Russland über die umfangreichsten konventionellen Erdgasressourcen der Welt vor den Vereinigten Staaten, China, Saudi-Arabien und Turkmenistan. Insgesamt wurden die weltweiten Erdgasressourcen von konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen auf etwa 837 Bill. m³ (Vorjahr 785 Bill. m³) geschätzt.

Beim nicht-konventionellen Erdgas dominieren die Schiefergasressourcen mit weltweit 205 Bill. m³, gefolgt von Tight Gas und Kohleflözgas (CBM) (Tab. 1). Die größten Zuwächse gab es beim Schiefergas. Beim Erdgas in dichten Sandsteinen und Karbonaten (Tight Gas) stehen länderbezogene belastbare Abschätzungen nur lückenhaft zur Verfügung, sodass das globale Potenzial

mit 63 Bill. m³ unterbewertet ist. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass Tight Gas in den meisten erdgashöflichen Becken der Welt, insbesondere in paläozoischen Lagerstätten vorkommt. Zu den Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydraten existieren nur globale Abschätzungen, da eine Bewertung auf Länderbasis weltweit nicht möglich ist. Nach derzeitigem Kenntnisstand können 24 Bill. m³ Erdgas in Aquiferen und 184 Bill. m³ Erdgas aus Gashydrat ausgewiesen werden. Es ist allerdings offen, ob und wann dieses Potenzial kommerziell genutzt werden kann. Insbesondere beim Gashydrat betreiben aber Staaten mit sehr geringen eigenen Ressourcen an konventionellen Energierohstoffen wie beispielsweise Japan ehrgeizige Projekte, um heimische Gashydratvorkommen in ihren eigenen ausschließlichen Wirtschaftszonen als potenzielle Energiequelle zu erschließen. Ein Durchbruch ist hier trotz aktueller Fortschritte aber noch nicht zu verzeichnen.

Die globalen Erdgasreserven erhöhten sich gegenüber 2011 nur leicht (plus 0,5 %) und werden zum Jahresende 2012 auf 196 Bill. m³ (2011: 195 Bill. m³) geschätzt, wobei der Anteil der nicht-konventionellen Reserven zurzeit noch gering ist und vermutlich auch auf absehbare Zeit bleiben wird. Allerdings werden Tight Gas Reserven in aller Regel nicht separat ausgewiesen, sodass eine genauere Schätzung der Größenordnung im Rahmen einer globalen Erfassung nicht möglich ist. Schiefergasreserven (Datenstand 2011) werden derzeit ausschließlich für die USA ausgewiesen und sind im Vergleich zum Datenstand 2010 um 35 % angestiegen. Trotz der anhaltend vergleichsweise niedrigen US-amerikanischen Erdgaspreise ist eine Neubewertung der Schiefergasreserven bislang nicht erfolgt.

Die Erdgasjahresförderung 2012 konnte wie auch im letzten Jahr durch entsprechende Reserven zugewinne mehr als ausgeglichen werden. Die größten Zuwächse kamen aus Nordamerika und dem Iran. Über die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven sind in den drei Ländern Russland, Iran und Katar konzentriert; etwa 80 % der globalen Reserven befinden sich in den Ländern der OPEC und der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (Abb. 7).

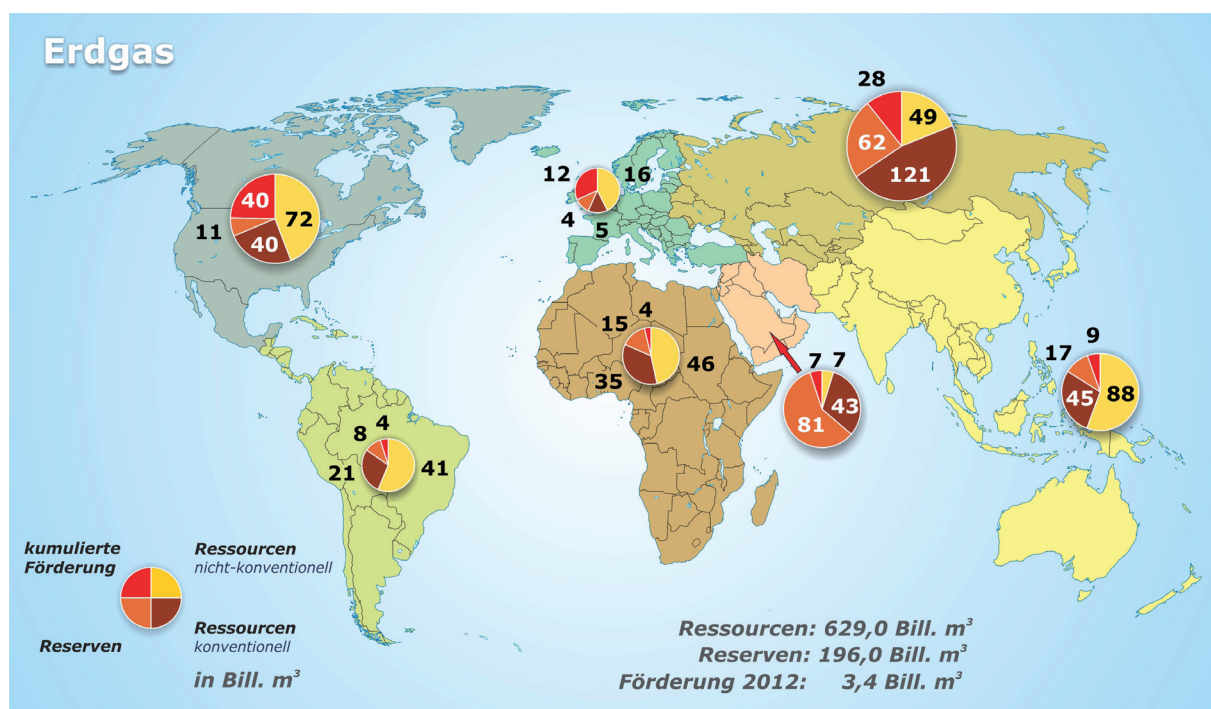


Abb. 7: Gesamtpotenzial an Erdgas (ohne Aquifergas und Gashydrat): Regionale Verteilung.

Der gestiegene Verbrauch in Asien, Nordamerika, Afrika und dem Nahen Osten bedingte 2012 primär die Ausweitung der weltweiten Erdgasförderung um rund 52 Mrd. m³ (plus 1,6 %) auf 3.389 Mrd. m³. Der Anstieg blieb damit deutlich unter den langjährigen historischen Wachstumsraten. Im kaspischen Raum förderte Turkmenistan erneut mehr Erdgas und wird mit dem weiteren Ausbau des 2013 erstmals in Betrieb genommenen gigantischen Sauergas-/Kondensatfeld Galkynysh seine Förderung weiter erhöhen. Insgesamt hat der kaspische Raum das Potenzial, zu einem wichtigen Erdgasexporteur auch für Europa zu werden. Neun europäische Energiekonzerne, darunter auch die deutsche E.ON, haben sich bereits Erdgaslieferungen aus dem im Kaspischen Meer in Aserbaidschan gelegenen großen Shah Deniz-Feld gesichert. Der Lieferbeginn ist für das Jahr 2019 avisiert.

Israel hat mit der Entwicklung seiner großen Erdgasfunde im Levante-Becken im östlichen Mittelmeer begonnen und wird mittelfristig seine Förderung deutlich steigern und zur Exportnation werden können. In Libyen erholte sich die Förderung, ist aber noch deutlich vom Förderniveau in der Zeit vor den Unruhen entfernt.

Wachsender Eigenbedarf im Nahen Osten hat dort zu gesteigerten Aktivitäten bei der Erschließung von Erdgaslagerstätten geführt. So wurde in Saudi-Arabien 2012 bei einem Verbrauchszuwachs von 3,3 % das erste nicht mit Erdöl assoziierte Erdgasvorkommen (Karan) in Betrieb genommen. In den Vereinigten Arabischen Emiraten hat die Abu Dhabi National Oil Company mit der Entwicklung von Sauergasfeldern begonnen, die bisher wegen ihrer hohen Schwefelwasserstoffgehalte nicht erschlossen wurden. Das Shah-Erdgasfeld soll als erstes bis 2014 entwickelt werden. Hier werden auch große Fördermengen Kondensat und Natural Gas Liquids (NGL) erwartet.

Zusammen mit Norwegen und Katar legte die Förderung in den USA mit 54 Mrd. m³ am meisten zu. Die US-amerikanische Produktion erhöhte sich 2012 um fast 5 % auf rund 682 Mrd. m³, wobei der Anstieg geringer ausfiel als im Vorjahr. Getrieben wurde der Förderanstieg durch Zuwächse aus Schiefergasvorkommen, aber auch durch vermehrte Produktion von assoziiertem Erdgas. Damit blieben die USA weltweit größter Produzent von Erdgas. Die US-Erdgaspreise (Henry-Hub Spotpreis) erreichten im April 2012 mit unter 2 US-Dollar pro Million British Thermal Units (BTU) ihren Tiefpunkt. Dies machte die Förderung vieler trockener Schiefergasvorkommen unwirtschaftlich und bewirkte eine Verlagerung der Förderstrategie hin zu einer bevorzugten Erschließung von Bereichen mit hohem Kondensatanteil.

Im Gegensatz zu den USA sank die Erdgasförderung in Russland um gut 3 % auf rund 610 Mrd. m³, war damit aber weiterhin die zweithöchste Fördermenge weltweit. In Indonesien, einem der weltgrößten Exporteure von verflüssigtem Erdgas (LNG), ging die Förderung im Wesentlichen aufgrund mangelnder Investitionen deutlich um gut 16 % (15 Mrd. m³) zurück. Auch wurde gut 14 % weniger LNG exportiert als noch ein Jahr zuvor.

Russland und die USA produzierten 2012 zusammen fast 1,3 Bill. m³. Dies entspricht etwa 38 % der globalen Erdgasförderung. In Europa nahm die Förderung nach einer starken Abnahme im Jahr zuvor wieder um 3 % zu, getragen von einer deutlichen Steigerung in Norwegen.

Der mit Abstand größte Erdgasverbraucher waren die USA, gefolgt von Russland, Iran, China und Japan. Der globale Erdgasverbrauch stieg 2012 um 2,2 % oder 73 Mrd. m³ auf rund 3.390 Mrd. m³ an. Der Zuwachs war damit geringfügig höher als im Jahr zuvor. Während die Nachfrage in Europa insgesamt auf einem vergleichbaren Niveau wie 2011 verharrte, ging der Verbrauch in den Staaten der GUS, vornehmlich in Russland, zurück. In allen anderen Regionen der Welt nahm der Verbrauch zu. Den höchsten prozentualen Zuwachs beim Verbrauch gab es in Afrika (plus 14,3 %), hier insbesondere in Nordafrika. Volumenmäßig stieg der Erdgasverbrauch in den Regionen Austral-Asien (plus 29 Mrd. m³) und Nordamerika (plus 27,2 Mrd. m³) am meisten. Der

chinesische Verbrauch erhöhte sich um 8,6 % (Vorjahr 20 %) und war erneut der Größte innerhalb Asiens. Japan, als zweitgrößter Verbraucher in Asien, musste auch 2012, als Folge des Unfalls im Kernkraftwerk in Fukushima, mehr Erdgas (plus 5,8 %, 6,5 Mrd. m³) in Form von LNG importieren. Indien dagegen reduzierte seinen Erdgasverbrauch und nutzte verstärkt andere fossile Energieträger, insbesondere Kohle. In Deutschland stieg der Erdgasverbrauch im Wesentlichen aufgrund des Schalttages und der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Temperaturen in den Monaten Februar, April und Dezember 2012 (AGEB 2013) um etwa 3 % auf 89,3 Mrd. m³ Erdgas. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch blieb dagegen im Vergleich zum Vorjahr nahezu konstant und lag bei rund 21,6 %. Damit ist Deutschland weltweit weiterhin der achtgrößte Erdgasverbraucher und in hohem Maße auf Erdgasimporte angewiesen. Der Bedarf wird schon seit vielen Jahren aus Importen vor allem aus der Russischen Föderation und Norwegen gedeckt.

Im Jahr 2012 wurden etwa 1.031 Mrd. m³ Erdgas und damit rund 30 % der weltweiten Erdgasförderung grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt (Tab. 18), davon 328 Mrd. m³ (32 %) als verflüssigtes Erdgas (LNG). Insgesamt hat der globale Handel gegenüber dem Vorjahr nur geringfügig (< 1 %) zugenommen. Russland exportierte trotz eines deutlichen Rückganges per Pipeline das meiste Erdgas, gefolgt von Norwegen, das seine leitungsgebundenen Exporte deutlich erhöhte. Erstmals nach vielen Jahren mit hohen Zuwachsraten war der Handel mit LNG allerdings rückläufig. Hauptgründe sind eine schleppende Erweiterung der LNG-Kapazitäten und die fehlende Auslastung bestehender Anlagen. Letztere sank aufgrund steigender Inlandsnachfrage, sinkender Produktionsmengen sowie technisch bedingter Ausfälle. Dies führte letztlich zu einer Angebotsverknappung und einem deutlichen Preisanstieg für LNG. Hinter Katar war Malaysia der zweitgrößte Exporteur von LNG.

Weltweit existieren überregionale Erdgasmärkte, die weitgehend unabhängig voneinander funktionieren. In den Vereinigten Staaten wurde Erdgas aufgrund der starken Ausweitung der Schiefergasförderung kontinuierlich günstiger und es wurde auf dem nordamerikanischen Markt dank des reichlichen Angebotes zu den günstigsten Konditionen aller liberalisierten Märkte gehandelt. Die Ausweitung der Schiefergasproduktion drückte den dortigen Erdgaspreis im April 2012 auf einen Tiefpunkt von unter 2 USD pro Million British Thermal Units (BTU), Ende 2012 kostete Erdgas dort 3,3 USD/BTU. Außerhalb Nordamerikas beruhigten sich die Gaspreise nach einem insgesamt starken Anstieg in 2011. Trotzdem war Erdgas in Deutschland Ende 2012 mehr als drei Mal so teuer wie in den USA. Die Preise für LNG Importe nach Japan lagen Ende 2012 sogar um fast das Fünffache über den Erdgaspreisen in den USA.

In Deutschland lag der gewichtete, durchschnittliche Grenzübergangspreis für Erdgas im Jahr 2012 rund 13 % über dem von 2011. Er zeigt den Preis des Erdgases an der deutschen Grenze und folgt mit einer gewissen Zeitverzögerung noch weitgehend den Preisen für Mineralöl. Neuere Verträge beinhalten aber bereits Klauseln, die Gas-Terminmarktindizes beziehungsweise Spotmarktpreise berücksichtigen und damit dem Trend einer zunehmenden Entkopplung vom Erdölpreis folgen. Generell wird der Erdgaspreis maßgeblich durch die im Vergleich zu Erdöl und Kohle deutlich höheren spezifischen Transportkosten beeinflusst.

Mittel- bis langfristig ist beim Erdgas eine Entwicklung hin zu einem globalen Markt zu erwarten, und die Bedeutung des Gas-Spotmarktes wird weiter zunehmen. Europa ist mit seinem integrierten und wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven entweder über Pipelines oder über LNG-Anlandeterminals angeschlossen. Damit befindet sich der europäische Erdgasmarkt grundsätzlich in einer relativ komfortablen Position.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Erdgas liefern die Tabellen 13 bis 19 im Anhang.

3.3 Kohle

Kohle ist aufgrund der bei weitem größten globalen Gesamtressourcen (Reserven plus Ressourcen) unter den fossilen Energierohstoffen weiterhin der bedeutendste Energierohstoff. Mit einem Anteil von 29,9 % (Hartkohle 28,1 %, Weichbraunkohle 1,8 %) am globalen PEV war Kohle im Jahr 2012 der zweitwichtigste Energieträger hinter Erdöl (BP 2013). Zu der weltweiten Stromerzeugung trug Kohle in 2011 mit einem Anteil von rund 41 % bei und damit mehr als jeder andere Energieträger (IEA 2013b).

Zur besseren Vergleichbarkeit der Daten wird in dieser Studie nur zwischen Weichbraunkohle und Hartkohle unterschieden. Hartkohle mit einem Energieinhalt von > 16.500 kJ/kg umfasst Hartbraunkohle, Steinkohle und Anthrazit. Aufgrund des vergleichsweise hohen Energiegehalts ist Hartkohle günstig zu transportieren und wird weltweit gehandelt. Dagegen wird Weichbraunkohle (Energieinhalt < 16.500 kJ/kg) aufgrund des geringeren Energie- und höheren Wassergehaltes primär lagerstättennah verwertet und zumeist verstromt.

Ende 2012 waren weltweit Kohlereserven in Höhe von 1.052 Gt nachgewiesen, die sich auf 769 Gt Hartkohle und 283 Gt Weichbraunkohle verteilen. Damit ergeben sich bei den Reserven gegenüber der vorherigen Studie (BGR 2012a) vergleichsweise geringe Veränderungen. Vor allem durch die Intensivierung von Explorationstätigkeiten in den vergangenen Jahren, insbesondere in Australien, Indonesien und Indien, erhöhten sich die Hartkohlereserven gegenüber dem Vorjahr um 14 Gt (plus 1,9 %). Bei den Welt-Ressourcen ergaben sich im Vorjahresvergleich keine signifikanten Veränderungen.

Die Welt-Kohleförderung nahm im Jahr 2012 erneut zu und erhöhte sich auf rund 7.941 Mt. Dies entspricht einer Steigerung von 3 % gegenüber dem Vorjahr. Davon entfielen 6.835 Mt (plus 2,9 %) auf Hartkohle und 1.106 Mt (plus 3,7 %) auf Weichbraunkohle.

Im Gegensatz zu konventionellem Erdöl und Erdgas sind Kohlevorkommen und deren Produktion auf viele Unternehmen und Staaten verteilt. Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle liefern die Tabellen 20 bis 31 im Anhang.

Hartkohle

Die regionale Verteilung der Hartkohlereserven, -ressourcen und der geschätzten kumulierten Produktion ab 1950 ist in Abbildung 8 dargestellt. Über das größte verbleibende Potenzial an Hartkohle verfügt die Region Austral-Asien mit 7.234 Gt, gefolgt von Nordamerika mit 6.875 Gt und der GUS mit rund 2.969 Gt. Über die weltweit größten Hartkohlereserven verfügen die USA mit 224 Gt (29,2 % Weltanteil). Die VR China folgt mit rund 181 Gt (23,5 %) vor Indien mit 80 Gt (10,5 %). Danach folgen Russland (9,1 %), Australien (7,9 %) und Südafrika (4,4 %). Die bis 2018 subventioniert förderbaren Mengen (Reserven) Deutschlands betragen rund 0,04 Gt Hartkohle. Die USA verfügen mit 6.459 Gt über rund 38 % der weltweiten Hartkohleressourcen, gefolgt von China (29,3 %) und Russland (15,3 %).

Die drei größten Hartkohleförderer 2012 waren China mit einem Anteil von 51,3 % (3.505 Mt), die USA (12,4 %) und Indien (8,2 %). Während China und Indien – wie auch bereits in den Vorjahren – ihre Produktion um 3,6 % (China) bzw. 3,3 % (Indien) steigerten, verringerten die USA ihre Produktion drastisch. Aufgrund des gestiegenen Angebotes preisgünstigen heimischen Erdgases (s. 3.2 Erdgas) insbesondere im ersten Halbjahr 2012, verdrängte Erdgas verstärkt Kohle

im US-amerikanischen Stromerzeugungssektor. Trotz gesteigener US-Kohleexporte verringerte sich die Hartkohleförderung um rund 70 Mt (minus 7,6 %). Damit fällt die Verringerung der US-Hartkohleförderung höher aus als der gesamte deutsche Jahresverbrauch an Hartkohle (rund 56 Mt). Die Verringerung der US-Hartkohleförderung setzt sich auch im Jahr 2013 fort und soll im 1. Halbjahr 2013 bereits zur Schließung von 151 Kohlegruben geführt haben (PEABODY ENERGY 2013). Allerdings deuten sowohl der wieder gestiegene Einsatz von Kohle in der US-Stromerzeugung (EIA 2013a) als auch vorläufige Schätzungen der US-Hartkohleförderung für das Jahr 2013 darauf hin, dass die Reduktion weniger signifikant als im Vorjahr ausfallen wird. Dies wurde aufgrund der wieder (leicht) gestiegenen US-Erdgaspreise auch erwartet (EIA 2013b).

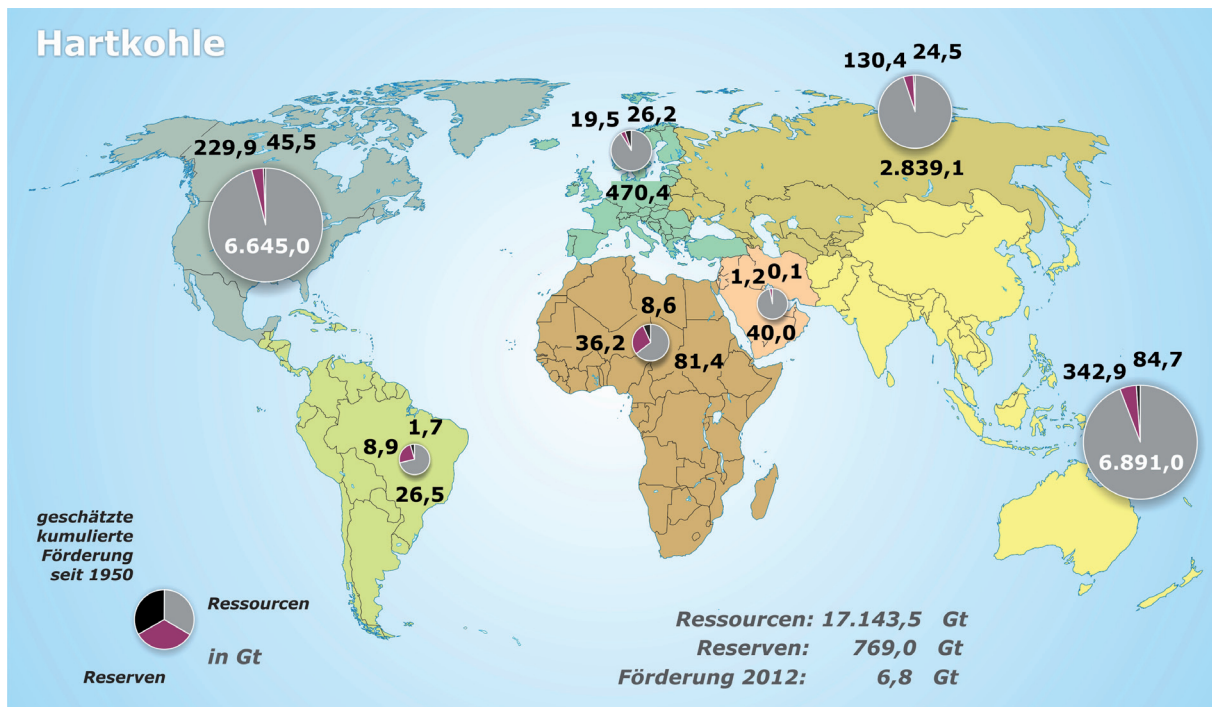


Abb. 8: Gesamtpotenzial Hartkohle 2012: Regionale Verteilung.

Mit rund 1.267 Mt wurden 2012 etwa 18 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon 1.082 Mt seewärtig (VDKI 2013a). Damit erhöhte sich das weltweite Handelsvolumen von Hartkohle signifikant um rund 17 % gegenüber dem Vorjahr. Neben dem weiter gestiegenen Kohlebedarf, insbesondere im asiatischen Raum, unterstützten sinkende Kohleweltmarktpreise sowie niedrige Frachtraten den signifikanten Anstieg im globalen Kohlehandel. Indonesien dominierte den Hartkohleweltmarkt mit Exporten in Höhe von 384 Mt (30,3 %), gefolgt von Australien (24,9 %) und Russland (9,9 %). Wie bereits im Vorjahr weiteten die USA die Hartkohleexporte signifikant um rund 17 Mt auf 114 Mt (plus 17 %) aus. Dieser Effekt ist insbesondere auf die starke Ausweitung der US-amerikanischen Schiefergasförderung zurückzuführen und bestätigt die Fähigkeit der US-Kohleindustrie als sogenannter „swing supplier“ auf dem Weltkohlemarkt zu agieren. In diesem Fall lag es allerdings nicht an hohen Weltmarktpreisen (VDKI 2013a), wie dies beispielsweise nach den Ölkrisen in den 1970er und 1980er Jahren der Fall war (EIA 2012), sondern schlichtweg an Absatzschwierigkeiten auf dem heimischen Markt.

Die meiste Hartkohle importierten China, Japan und Indien mit einem Volumen von zusammen rund 612 Mt (49,3 %). China steigerte 2012 seine Importe gegenüber dem Vorjahr (183,1 Mt) nochmals kräftig um 58 % auf rund 289 Mt. Damit steht China weit vor Japan als zweitgrößtem Hartkohleimporteur, obwohl auch Japan gegenüber dem Vorjahr seine Importe um rund 6 % auf 185,2 Mt erhöhte. Indien importierte mit 137,6 Mt (plus 39 %) fast zwei Fünftel mehr Kohle als im Vorjahr und löste damit die Republik Korea mit Importen in Höhe von 125,6 Mt (minus 3 %) als drittgrößten Kohleimporteur ab. Wie schon in den Vorjahren dominiert Asien den globalen Hartkohleimport-Markt, mittlerweile mit einem Anteil von 70 %.

Die von Deutschland importierte Hartkohle (44,9 Mt, ohne Koks) stammte vor allem aus Russland (25 %), den USA (21,8 %), Kolumbien (20,7 %), Australien (9,9 %), Polen (5,4 %) und Südafrika (4,4 %). Während sich die Hartkohleimporte aus Russland auf 11,2 Mt (plus 4,6 %) sowie den USA auf 9,8 Mt (plus 20,5 %) weiter erhöhten, verringerten sich die Importe aus Kolumbien 2012 gegenüber dem Vorjahr um nahezu ein Siebtel auf 9,3 Mt. Auch die Einfuhren aus Polen verringerten sich um rund ein Zehntel auf 2,4 Mt in 2012. Der Anteil südafrikanischer Hartkohle ging gegenüber dem Vorjahr nochmals um ein Viertel auf rund 2 Mt zurück. Sie wird verstärkt in Asien und hier vor allem in Indien abgesetzt (VDKI 2013a). Mit 211,4 Mt (plus 9 Mt gegenüber dem Vorjahr) entfiel rund ein Sechstel der weltweiten Hartkohleimporte auf die Europäische Union (EU-27).

Die nordwesteuropäischen jahresdurchschnittlichen Spotpreise für Kraftwerkskohlen (Häfen Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen; cif ARA) verringerten sich von 142,81 USD/t SKE im Jahre 2011 um rund 34 USD/t SKE (minus 24 %) auf 109,15 USD/t SKE im Jahr 2012 (VDKI 2013b). Wie bereits im Vorjahr war 2012 durch weiter angestiegene europäische Kohleimporte gekennzeichnet. Allerdings verringerten sich die Importpreise für Kraftwerkskohlen aufgrund eines Überangebotes auf dem Weltmarkt.

Die Preise für Koks kohlen sind 2012 gegenüber dem Vorjahr signifikant gesunken. Während im ersten und zweiten Quartal 2011 noch ein Preisniveau zwischen 300 und 330 USD/t (nominales Preis-Allzeithoch) – bedingt durch die Folgen der massiven Überschwemmungen im Bundestaat Queensland in Australien und dem dadurch stark eingeschränkten Angebot hochwertiger Koks kohle – herrschte, gingen die Koks kohlepreise nahezu kontinuierlich bis zum Juli 2013 zurück. Im 1. Halbjahr 2012 bewegten sich die Preise noch in der Größenordnung zwischen 210 und 230 USD/t. Der Preisverfall setzte sich vor dem Hintergrund der weltweit stagnierenden Nachfrage bei gleichzeitiger Angebotserhöhung auch im 2. Halbjahr 2012 fort. Die Koks kohlepreise sanken auf 160 bis 180 USD/t. Anfang 2013 stabilisierten sich die Preise zunächst in der Größenordnung von 175 bis 185 USD/t, um sich dann bis zum Juli 2013 abermals auf 130 bis 140 USD/t zu verringern. Zum Herbst 2013 sind die Preise wieder leicht, auf rund 150 USD/t, angestiegen (VDKI 2013a).

Weichbraunkohle

Nordamerika verfügt mit rund 1.519 Gt über das größte verbleibende Potenzial an Weichbraunkohle, gefolgt von der GUS (1.372 Gt, inklusive Hartbraunkohle) und Austral-Asien (1.136 Gt) (Abb. 9). Von den 2012 weltweit bekannten 283 Gt an Weichbraunkohlereserven lagern mit 90,7 Gt (inklusive Hartbraunkohle) rund ein Drittel in Russland (32 % Weltanteil), gefolgt von Australien (15,6 %),

Deutschland (14,3 %), den USA (10,8 %) und China (3,9 %). Die USA verfügen mit rund 1.368 Gt (32,8 % Weltanteil) über die größten Weichbraunkohleressourcen vor Russland (30,5 %, inklusive Hartbraunkohle) und China (7,4 %). Aus nur 11 von 34 Förderländern wurden 2012 gut 81 % der Welt-Weichbraunkohleförderung in Höhe von 1.105,8 Mt erbracht. Deutschland, welches gegenüber dem Vorjahr die heimische Förderung um 5 % ausweitete, war mit einem Anteil von 16,8 % (185,4 Mt) der größte Weichbraunkohleproduzent vor China (13,1 %) und Russland (7,0 %).

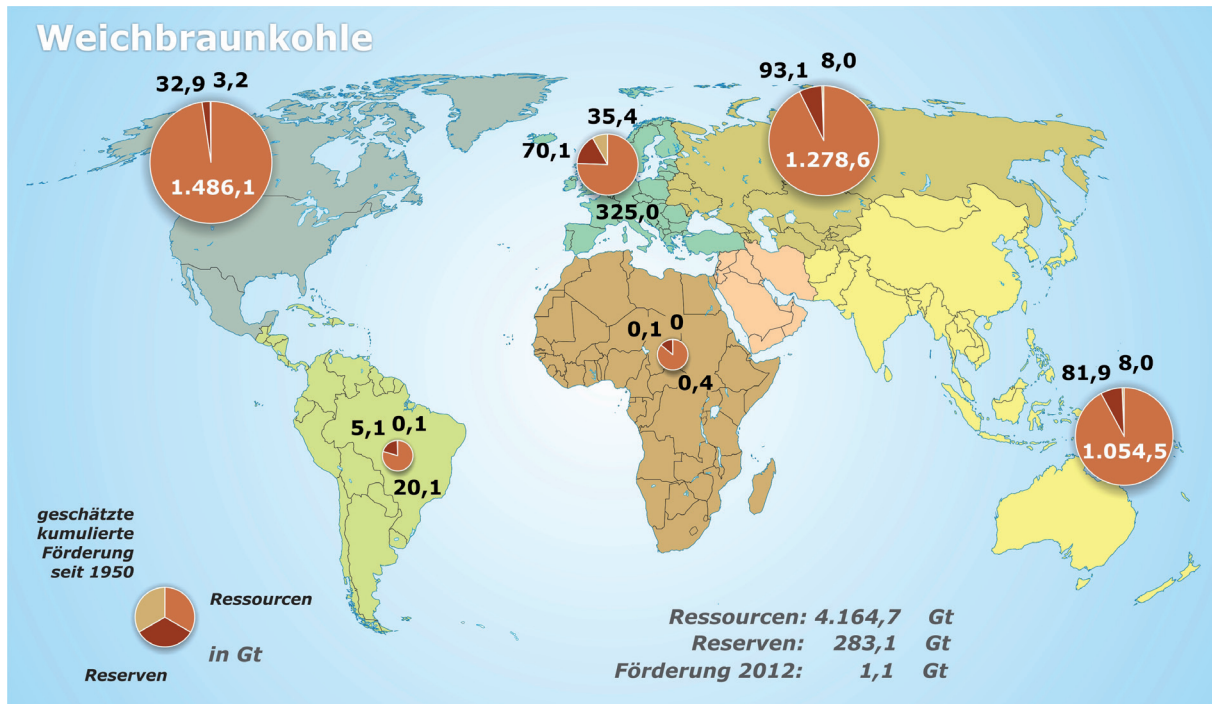


Abb. 9: Gesamtpotenzial Weichbraunkohle 2012: Regionale Verteilung.

3.4 Kernbrennstoffe

Uran

Noch immer beeinflussen die Folgen der Reaktorkatastrophe in Japan von 2011 und der Finanzkrise den globalen Uranmarkt. Der bereits 2011 einsetzende und auch 2013 anhaltende Rückgang des Uranspotmarktpreises stellte die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage. So fielen im Jahresverlauf 2012 die Spotmarktpreise von 135 auf 112 USD/kg U. Ein anhaltender Abwärtstrend ist auch für das Jahr 2013 zu erkennen (Stand September 2013: 91 USD/kg U). Betrug der Spotmarktpreis im Januar 2011 noch rund 188 USD/kg U, so halbierte er sich verglichen mit dem heutigen Stand. Hinzu kommt, dass durch die Abschaltung von 48 Reaktoren in Japan und acht Reaktoren in Deutschland derzeit ein Überangebot an Uran aus Lagerbeständen besteht. Mittel- bis langfristig ist aber ein Ausgleich aufgrund einer weltweit steigenden Nachfrage zu erwarten. Während in Europa die Nachfrage nach Uran zukünftig weiter sinkt, wird sie vor allem in Asien und im Nahen Osten voraussichtlich signifikant ansteigen. Auch für die Regionen Nordamerika, Lateinamerika und Afrika wird ein moderater Anstieg des Uranbedarfs für die nächsten Dekaden erwartet (IAEA 2013).

Der Uranpreis hat an den Stromproduktionskosten nur einen geringen Anteil (W_{NA} 2013a), ist aber für die Entwicklung von neuen Explorations- und Abbauprojekten maßgebend. In vielen Explorationsprojekten wurden Investitionen zurückgezogen oder reduziert. Selbst Chinas ambitionierter Ausbau des nuklearen Sektors ist derzeit zwei Jahre verzögert. Abgesehen von einer aktuell wirtschaftlich bedingten Reduzierung von Explorationsprojekten, steht aus geologischer Sicht ein ausreichendes Potenzial zur weltweiten Versorgung zur Verfügung.

Uranvorkommen gibt es in nahezu allen Regionen der Welt. Die Ressourcen sind gegenüber dem Vorjahr um 511 kt gewachsen, was auf Neubewertungen und verstärkte Explorationsbemühungen zurückzuführen ist. Zuwächse auf Grund von Explorationserfolgen sind vor allem in Vietnam, Indien und Finnland zu verzeichnen. In Finnland wird derzeit das Tavivaara-Projekt für die Produktion vorbereitet, in dem primär Kupfer und Zink abgebaut werden sollen, aber auch große Mengen an Uran vorliegen, die als Nebenprodukt bei der Gewinnung anfallen werden. Ressourcenerhöhungen auf Grund von Neubewertungen gab es vor allem in Vietnam. Während Länder wie Australien, China, Indien, Kanada, Russland und Tansania ausschließlich ihre gesicherten Ressourcen erhöhten, wurden in Vietnam hauptsächlich die spekulativen Ressourcen ausgeweitet. Bedeutende Förderländer wie Kasachstan, Russland, Südafrika und die USA hatten 2009 erstmals keine Angaben mehr zu spekulativen Ressourcen gemacht, was zu einer Verringerung der Ressourcen geführt hatte. Australien gibt diesbezüglich schon seit Jahren keine Daten mehr bekannt. Angesichts dieser meldebedingten Unsicherheiten sind die Ressourcenangaben in dieser Studie als konservativ anzusehen. Minderungen von Ressourcen in der Ukraine sind durch die Überführung in Reserven zu begründen.

Die derzeitigen Uranreserven belaufen sich auf etwa 2,16 Mt (Kostenkategorie < 80 USD/kg U). 98 % der Reserven befinden sich in nur elf Ländern, angeführt von Australien, gefolgt von Kanada, Kasachstan, Brasilien und China. In diesen fünf Ländern befinden sich nach aktuellem Datenstand etwa 84 % der Weltreserven an Uran (Abb. 10).

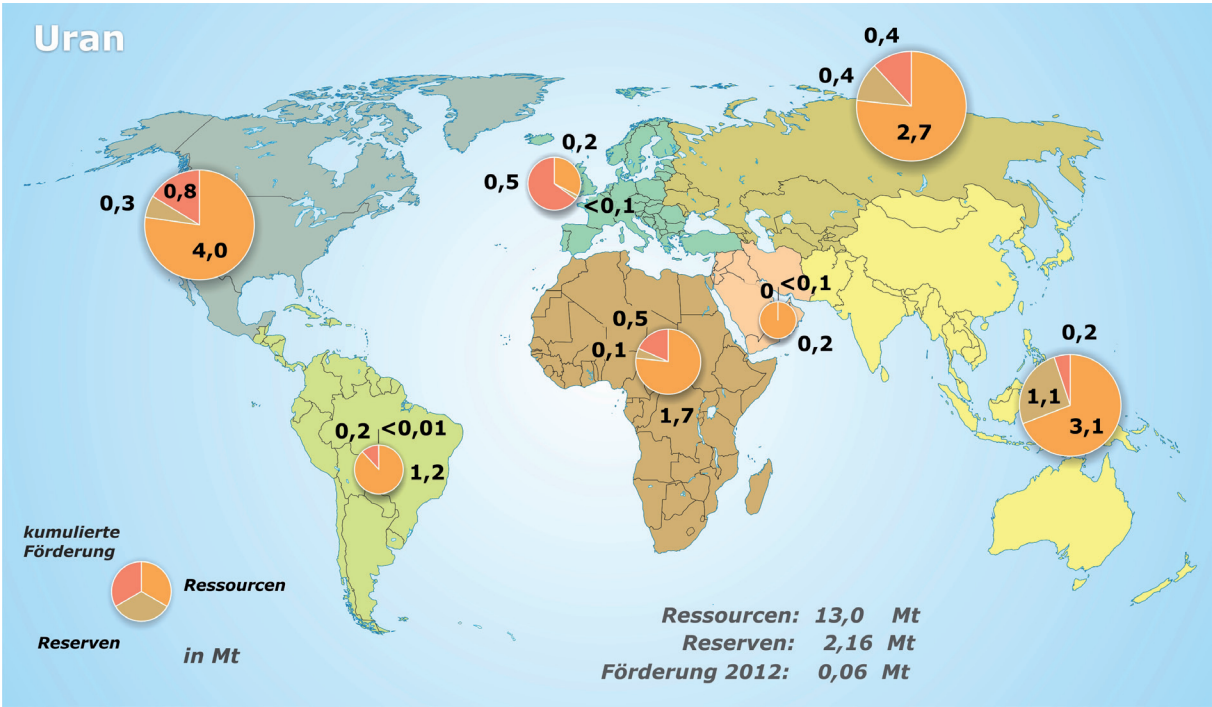


Abb. 10: Gesamtpotenzial Uran 2012: Regionale Verteilung.

Im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran nach Gewinnungskosten unterteilt. Nach der Definition von Reserven liegt die Grenze der Abbaukosten derzeit bei < 80 USD/kg U. Allerdings sind die Abbaukosten in vielen Ländern bereits jetzt deutlich höher. Vor allem neue Projekte werden derzeit nur verzögert weiterentwickelt oder ruhen. Zahlreiche Verzögerungen von Projekten sind aus Australien, Kanada, Malawi, Namibia, Russland und den USA bekannt. Bereits in den vergangenen Jahren wurden in Ländern mit hohen Gewinnungskosten die Vorräte in höhere Kostenkategorien überführt. Australiens Reserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U reduzierten sich deshalb im Vorjahr um fast 22 %. Auch in Kanada und Südafrika kam es zu einer Verringerung von Reserven. Malawi veröffentlicht seine Ressourcen erst ab der Kostenkategorie < 130 USD/kg U. In Anbetracht gestiegener Abbaukosten in vielen Ländern wird in absehbarer Zeit eine Anpassung der Reserven in die nächsthöhere Kostenkategorie (< 130 USD/kg U) erwartet. Dadurch wird ein besserer Vergleich der globalen Reserven ermöglicht. Entsprechend sind die Reservenangaben in dieser Studie als konservativ anzusehen.

Für 2012 ergeben sich in der Reservenbilanz positive Änderungen im Vergleich zum Vorjahr (2.167 kt für 2012 gegenüber 2.122 kt für 2011). Trotz Minderung der nachgewiesenen und wirtschaftlich gewinnbaren Mengen zu Abbaukosten geringer als 80 USD/kg U in einigen Ländern in den letzten Jahren (bedingt durch gestiegene Produktionskosten), erhöhten vor allem die Ukraine, China und Kanada ihre Reserven. Vor dem Hintergrund ausgebliebender Aktualisierungen mancher Länder in dieser Kostenkategorie ergaben sich insgesamt kaum Änderungen bei den Reserven.

Obwohl die Uranspotmarktpreise gesunken sind, stieg die globale Uranproduktion 2012 gegenüber dem Vorjahr um 8 % auf 58.395 t U. Rund 85 % wurden von nur sechs Ländern erbracht. Größter Förderer war erneut Kasachstan. Mit 21.317 t U steigerte das Land erneut seine Produktion (2011: 19.451 t U) und förderte damit allein rund 37 % des globalen Urans. Die kasachische Produktion wuchs seit 2006 um 400 %. Kanada, Australien, Niger, Namibia und Russland erbrachten insgesamt weitere 48 % der Weltförderung.

Die Uranproduktion konzentriert sich wie in den Vorjahren auf einige wenige große Konzerne. So wurden 2012 rund 82 % der Weltproduktion von lediglich acht Bergbaugesellschaften erbracht. Über die Hälfte des weltweit geförderten Urans entfällt auf die kasachische Kazatomprom (15 % Weltanteil), die französisch Areva (15 %), Cameco aus Kanada (14 %) und die russisch-kanadische ARMZ/Uranium One (13 %). Größte Einzelproduktionsstätte blieb weiterhin McArthur River, Kanada (7.520 t U, 13 % der Weltproduktion), gefolgt von Olympic Dam, Australien (3.386 t U, 6 %), Ranger, Australien (3.146 t U, 5 %) und Arlit, Niger (3.065 t U, 5 %).

Auf der Verbraucherseite zeigt sich ein, wenngleich regional unterschiedlich, ähnliches konzentriertes Bild. So wird das geförderte Uran zum größten Teil von nur sehr wenigen Ländern verbraucht. Über die Hälfte des globalen Uranbedarfs entfällt auf nur drei Länder: USA, Frankreich und China. Der weltweite Bedarf an Uran belief sich für 2012 auf 67.990 t U (ein Plus von 5.438 t U zu 2011). Besonders die USA und China haben ihren Verbrauch erhöht, aber auch Russland und Taiwan trugen erheblich dazu bei. Durch die Abschaltung von acht Kernkraftwerken in Deutschland 2011 verringerte sich der Uranbedarf für 2011 beachtlich, blieb 2012 aber konstant (rund 1.934 t). Die für die Brennelementherstellung in Deutschland benötigte Natururanmenge wurde fast ausschließlich über langfristige Verträge von Produzenten aus Frankreich, Großbritannien, Kanada und den USA bezogen. Die Brennelemente werden hingegen in Deutschland produziert, sodass die Versorgung der Kernkraftwerke über einen längeren Zeitraum aus Lagerbeständen im eigenen Land gewährleistet werden kann. Kernenergie wird daher als heimische Energiequelle gewertet.

Weltweit wird Uran hauptsächlich über langfristige Lieferkontrakte gehandelt. Uranlieferungen an die Mitgliedsstaaten der EU lagen 2012 bei 18.639 t U (ein Plus von 807 t U oder 4,5 %). Der Anteil von Lieferungen aus Spotmarkt-Verträgen lag bei lediglich 3,8 % (ESA 2013).

Trotz des zu erwartenden langfristigen Rückgangs der Nachfrage nach Uran in Europa (Kernenergieausstieg Deutschland; Italien, Schweiz und Belgien haben ihre Pläne zum Ausbau der Kernenergie gestoppt) wird Uran weiterhin als Energierohstoff in Europa Bestand haben. So setzen europäische Länder wie Finnland, Frankreich, Großbritannien, Rumänien, Russland, Schweden, die Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien und Ungarn auf Kernenergie als einen wichtigen Teil ihres nationalen Energiemixes. Polen plant den Bau eines ersten Kernkraftwerkes bis 2025. Auch Tschechien möchte im neuen Energiekonzept bis 2020/30 rund 50 % seines Elektrizitätsbedarfs aus Kernenergie decken (2012: 33 %). Ebenso soll 2014 in der Türkei der erste Reaktor mit Hilfe Russlands gebaut werden. Auch außerhalb Europas besteht weltweit weiterhin ein Interesse am Ausbau der Kernenergie.

Ende 2012 befanden sich 68 Kernkraftanlagen in 14 Ländern im Bau, darunter in China, Russland, Indien, USA, Südkorea, Slowakei, Japan, Pakistan, Taiwan, Argentinien, Brasilien, Finnland, Frankreich sowie erstmals in den Vereinigten Arabischen Emiraten. Dies sind fünf Anlagen mehr als noch Ende 2011. Im Jahr 2012 wurde in China (vier), den USA (vier) und den Vereinigten Arabischen Emiraten (ein) mit dem Bau von neuen Kernkraftwerken begonnen. Weitere 110 Kernkraftwerke befinden sich weltweit in der Planungs- bzw. in der Genehmigungsphase. Stilllegungen gab es in Großbritannien (zwei) sowie in Kanada und Spanien (jeweils ein). Neu in Betrieb genommen wurden Kernkraftwerke in China und Südkorea. Auch in Kanada wurden zwei temporär abgeschaltete Blöcke wieder in Betrieb genommen. Von denen in 2012 weltweit 437 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken mit einer Gesamt-Bruttoleistung von 393 GWe (DATF 2013) wurden rund 67.990 t Natururan verbraucht. Der Hauptteil davon stammte mit 58.395 t aus der Bergwerksproduktion.

Die Welt-Bergwerksförderung von Uran lag in den vergangenen fünf Jahren zwischen 43.853 und 58.395 t U, bei einem jährlichen Verbrauch von über 60.000 t U. Die Differenz aus jährlichem Bedarf und Primärproduktion wurde aus zivilen und militärischen Lagerbeständen, insbesondere der Russischen Föderation und den USA, gedeckt. Diese Bestände wurden aus der Überproduktion von Uran im Zeitraum von 1945 bis 1990 sowohl in Erwartung eines steigenden zivilen Verbrauches als auch unter militärischen Gesichtspunkten angelegt. Insbesondere die militärischen Bestände werden derzeit sukzessive abgebaut. Grundlage dafür sind die 1992 zwischen den USA und der Russischen Föderation geschlossenen START-Verträge, hoch angereichertes Waffenuran (HEU) in niedrig angereichertes Uran (LEU) umzuwandeln. Zusätzlich zur Bergwerksförderung steht damit für den künftigen Verbrauch Uran aus Lagerbeständen und der Abrüstung von Kernwaffen zur Verfügung. Eine weitere Quelle für Uran ist die Wiederaufarbeitung von Brennelementen. Hier wird aktuell verstärkt an der Effizienzerhöhung von wieder aufbereitetem Material geforscht.

Ein steigender Uranbedarf und die aktuelle Reduzierung von Explorationsaktivitäten lassen vordergründig eine Verringerung der Uranreserven vermuten. Dem stehen eine jährlich steigende Produktion (auch Abbau von hochgradigerem Uranerz), eine effektivere Nutzung sowie Explorationserfolge der vergangenen Jahre gegenüber. So wurden allein 2010 weltweit rund 2 Mrd. USD für die Uranexploration und Minenentwicklungen verausgabt; dies entspricht gegenüber dem Jahr 2008 einer Steigerung von 22 % (OECD-NEA/IAEA 2012). Die World Nuclear Association (WNA 2013b) gibt den Explorationsaufwand für den Zeitraum 2003 bis 2011 mit 10 Mrd. USD an. Diese Explorationsbemühungen führten und führen zu Erhöhungen der Reserven- und Ressourcenmengen. Desweiteren können bisher nicht betrachtete Lagerstätten zukünftig entwickelt werden. Als Beispiel

sei die schwedische polymetallische Lagerstätte Häggån in Zentralschweden angeführt. Mit einem geschätzten Potenzial von über 300.000 t U gilt sie als eine der größten noch nicht entwickelten Uranlagerstätten der Welt. Auch in China und Peru wurden neue Uranlagerstätten, wenngleich mit geringeren Vorräten, entdeckt. Trotz der derzeit wirtschaftlich bedingten Reduzierung von Explorationsprojekten, steht aus geologischer Sicht auch bei einem absehbar steigenden Bedarf für die nächsten Jahrzehnte ein ausreichendes Uranpotenzial zur weltweiten Versorgung zur Verfügung.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches sowie der Reserven und Ressourcen an Uran liefern die Tabellen 32 bis 36 im Anhang.

Thorium

Thorium gilt aus wissenschaftlicher Sicht als mögliche Alternative zum Uran. Derzeit wird es aber nicht für die Energieerzeugung genutzt. Weltweit sind keine mit Thorium gespeisten kommerziellen Reaktoren in Betrieb. Thorium-Vorkommen werden dennoch durch die in den letzten Jahren zunehmende Explorationen nach anderen Rohstoffen (Uran, Seltene Erden, Phosphat) mit erfasst und bewertet. Für 2012 werden gut 5,2 Mt Ressourcen ausgewiesen.

4 ZUKÜNFTIGE VERFÜGBARKEIT FOSSILER ENERGIEROHSTOFFE

4.1 Angebotssituation und künftiger Bedarf

Mit der vorliegenden Studie wird das weltweite geologische Inventar an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen analysiert und länderbezogen dargestellt. Welche Mengen davon zukünftig abgebaut und verbraucht werden, ist von vielen Faktoren abhängig und nur bedingt vorhersagbar. Als Basis für den langfristigen Vergleich von Angebot und Nachfrage kann der projizierte Verbrauch dieser Energieträger bis zum Jahr 2035 nach dem New Policies Scenario der IEA (2013a) genutzt werden (Abb. 11). Danach ergibt sich für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus geologischer Sicht komfortable Situation, denn der projizierte Bedarf umfasst nur einen kleinen Teil der derzeit ausgewiesenen Rohstoffvorräte und kann alleine aus den bereits heute bekannten Reserven gedeckt werden. Insbesondere sticht die Kohle hierbei mit einem weit über jeden Bedarf hinausgehenden Angebot hervor. Umfangreiche Ressourcen (im Vergleich zu Reserven) weisen darauf hin, dass noch große und bislang nicht ausgeschöpfte Potenziale bestehen, die in wirtschaftlich gewinnbare Vorräte überführt werden können. Die Ressourcenzahlen enthalten jedoch auch Angaben zu bislang noch nicht wirtschaftlich nutzbaren Energieträgern wie beispielsweise die Erdölgewinnung aus Ölschiefern, Erdgas in Aquiferen und aus Gashydrat, deren Potenziale dennoch mit in die Betrachtung einfließen. Aus geologischer Sichtweise absehbar limitiert ist lediglich die Verfügbarkeit von Erdöl. Die Produktion beginnt aus technischen Gründen bereits zu einem Zeitpunkt abzusinken, zu dem noch große Vorräte vorhanden sind. Nach dem IEA-Szenario wäre bis 2035 etwa die Hälfte der heute ausgewiesenen Erdölreserven verbraucht.

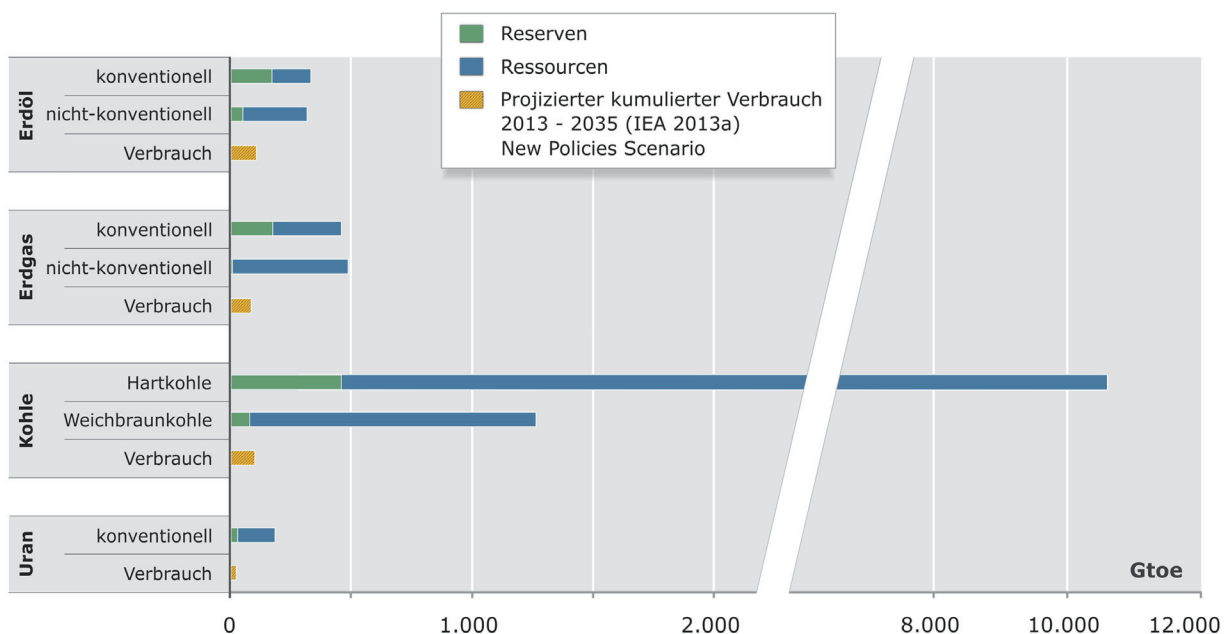


Abb. 11: Angebotssituation nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2012.

4.2 Schiefergas und Schieferöl – Europäische Ressourcen und Explorationsaktivitäten

Die erfolgreiche Erschließung von Schiefergas und, mit einem Zeitversatz von wenigen Jahren, auch Schieferöl in den USA hat weltweit das Interesse an diesen neuen Ressourcen geweckt. Die Erkundung und Entwicklung von möglichen Vorkommen in Europa befinden sich hingegen erst in einem frühen Stadium. Prinzipiell besitzen nach derzeitigem Kenntnisstand alle bekannten europäischen Kohlenwasserstoff-Provinzen auch ein Potenzial für Schiefergas und Schieferöl. Ob und wenn ja in welchen Mengen tatsächlich förderbare Potenziale bestehen, ist allerdings vielfach noch nicht ausreichend untersucht worden. Bisherige Angaben zu möglichen Ressourcen sind deshalb vage, vielfach stark divergierend und sollten generell als vorläufig betrachtet werden (Abb. 12). Die Mehrzahl der vorliegenden Ressourcenangaben stammen aus einer ersten, nach Angaben der Autoren, unvollständigen Studie der EIA (EIA 2011). Diese Studie wurde im Jahr 2013 deutlich erweitert und bietet einen umfangreichen Überblick über die möglichen weltweiten Schiefergas- und Schieferöl-Ressourcen (EIA 2013c). Der Bericht basiert weitgehend auf den Daten des Reports aus dem Jahr 2011 und bezieht neue Erkenntnisse aus Ländern mit beginnender Schiefergasproduktion in die Bewertung ein. Schieferöl wurde im 2013er Bericht der EIA erstmalig bewertet. Von seiten der staatlichen geologischen Dienste Europas liegt hingegen nur eine begrenzte Anzahl eigener Potenzialbewertungen vor. Aktuell sind Studien aus Polen, den Niederlanden, Deutschland, Spanien und Großbritannien bekannt. Der derzeitige Stand der Entwicklungen wird im Folgenden länderbezogen skizziert.

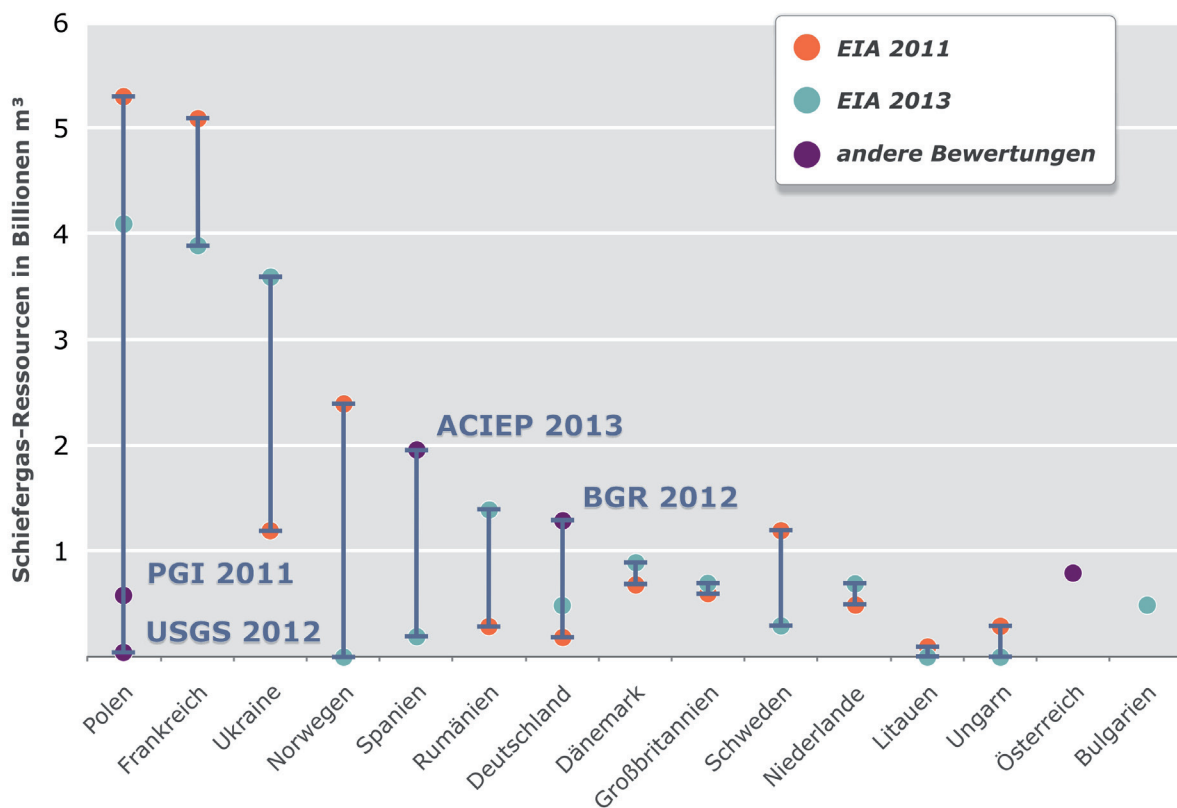


Abb. 12: Übersicht der technisch-gewinnbaren Ressourcen an Schiefergas in Europa.

Die intensivsten Aktivitäten gab es bisher in Polen, wo seit 2007 mögliche Schiefergasvorkommen erkundet werden. In verschiedenen Abschätzungen und Studien wurden Bewertungen der Ressourcen von organikreichen ordovizischen und silurischen Schiefen in der Polnisch-Ukrainischen Senke durchgeführt (Abb. 13), mit zum Teil sehr unterschiedlichen Ergebnissen (BGR 2012a). Das Schiefergaspotenzial wird in der Studie des polnischen geologischen Dienstes (PGI 2011) mit einer Spannweite von 0,35 bis 0,77 (Median bei 0,56) Bill. m³ beziffert. Zu deutlich geringeren Zahlen (0,038 Bill. m³) kommt hingegen der Geologische Dienst der Vereinigten Staaten (USGS) in seiner Abschätzung, während die EIA (2013c) ihre vergleichsweise hohe Bewertung weitgehend bestätigte (Abb. 12). Derzeit wird vom PGI weiter intensiv an einer neuen Ressourcenabschätzung gearbeitet. Darin sollen die Daten aus den bereits über 40 abgeteufte Explorationsbohrungen der letzten Jahre einfließen. Die Fertigstellung ist für 2014 geplant und soll erstmalig eine realistische Einschätzung der technisch gewinnbaren Schiefergas-Ressourcen ermöglichen. Die Schieferölressourcen werden von der EIA (2013c) mit etwa 246 Mio. t vermutet. Aktivitäten zur Erschließung dieser Vorkommen sind nicht bekannt.



Abb. 13: Schematische Darstellung geologischer Becken mit möglichem Schieferöl- und Schiefergas-Potenzial in Europa.

Ein für Europa großes Schieferöl- und Schiefergas-Potenzial wird dem Pariser Becken in Frankreich zugeschrieben. Dort wird bereits seit langem Erdöl aus konventionellen Lagerstätten gewonnen. Insbesondere der jurassische Schwarzschiefer, ähnlich dem in Deutschland bekannten Posidonienschiefer, ist ein hoffiger Zielhorizont. Neben dem Pariser Becken könnten auch die liassischen Schwarzschiefer aus dem Südost-Becken ein Schiefergas-Potenzial besitzen. In Frankreich wurde der Einsatz der Fracking-Technologie gesetzlich verboten, nachdem bereits Lizenzen zur Exploration vergeben waren. Mit Inkrafttreten des Verbots im Jahr 2011 kamen die Explorationsaktivitäten auf Schiefergas zum Erliegen.

In der westlichen Ukraine bildet das Lviv-Volynsker Becken die südöstliche Fortsetzung des Lubliner Beckens. Zusammen mit den vermuteten Vorkommen im Dnjepr-Donets Becken werden die Ressourcen derzeit auf 3,63 Bill. m³ Schiefergas und 150 Mio. t Schieferöl geschätzt (EIA 2013c). Die Aufwertung der Schiefergasressourcen durch die EIA (2013c) basiert auf Erkenntnissen aus neuen Bohrkampagnen und seismischen Untersuchungen. In beiden Becken wurden bereits Explorationslizenzen vergeben.

Für Spanien wurde im Frühjahr 2013 eine Bewertung der dortigen nicht-konventionellen Vorkommen veröffentlicht (ACIEP 2013). Die volumetrische Abschätzung kommt auf eine gewinnbare Schiefergasmenge von 1,98 Bill. m³ und liegt damit weit über der Abschätzung der EIA (2013) von 0,27 Bill. m³. Die größten Ressourcen befinden sich laut dieser Studie im Kantabrischen Becken. Kurz nach Bekanntgabe der Studie hat allerdings das kantabrische Regionalparlament ein Verbot der Fracking-Technologie beschlossen, nachdem bereits Lizenzen für die Exploration auf die nicht-konventionellen Vorkommen vergeben waren.

In Südosteuropa sind das Karpaten-Balkan-Becken und das Pannonische Becken hoffige Ziele für Schiefergas und in geringem Maße für Schieferöl. Die Becken erstrecken sich über die Länder Bulgarien, Rumänien und Ungarn. Die Potenzialschätzungen belaufen sich für Bulgarien auf etwa 0,48 Bill. m³ Schiefergas und etwa 27 Mio. t Schieferöl. Die Vorkommen für Rumänien wurden auf 1,44 Bill. m³ Gas aufgewertet (40 Mio. t Öl), während die Becken in Ungarn als zu tief für eine Schiefergasbildung oder zu komplex zur Gewinnung eingestuft werden (EIA 2013c). Bulgarien hat Anfang 2012 ein Moratorium für die Anwendung von Fracking verhängt, verbunden mit einem Widerruf der vergebenen Lizenzen. Ob das Moratorium auch mittelfristig Bestand haben wird ist fraglich. In Rumänien wurde das verhängte Moratorium zur Aufsuchung von Schiefergas im März 2013 aufgehoben und Explorationslizenzen für Gebiete im Norden und Süden des Landes vergeben. In Ungarn begannen erste Explorationsbemühungen bereits im Jahr 2007. Die Gewinnbarkeit möglicher Vorkommen wurde noch nicht bestätigt.

In Großbritannien laufen derzeit intensive Anstrengungen zur Erkundung und Erschließung von Schiefergasvorkommen. Diese werden allerdings von starken Protesten begleitet. Vorkommen von Schiefergas werden im Bowland Shale (Karbon) in Mittelengland und in den liassischen Sedimenten des Wessex-Weald-Beckens vermutet. Bisherige Studien bezifferten die Ressourcen auf 0,15 Bill. m³ (DECC 2010), respektive 0,74 Bill. m³ (EIA 2013c). Nach einer neuen Abschätzung vom Geologischen Dienst Großbritanniens werden im Bowland Shale Schiefergas in-place Mengen von 4,6 bis 12,7 Bill. m³ mit einem Mittelwert von 7,5 Bill. m³ vermutet (ANDREWS 2013). Wieviel davon förderbar ist, also als Ressourcen ausgewiesen werden können, wird in der Studie mit Hinweis auf die frühe Phase der Erkundung nicht ausgewiesen. Schieferöl wird nach EIA (2013c) nur im Wessex-Weald Becken in der Größenordnung von 94 Mio. t erwartet.

In Schweden wurde das Schiefergaspotenzial des kambro-ordovizischen Alaunschiefers untersucht (POOL ET AL. 2012). Das Ergebnis der Studie zeigt, dass der Alaunschiefer prinzipiell ein Potenzial für Schiefergas besitzt, aber die geringen Gasgehalte in der Formation eine wirtschaftliche

Förderung unwahrscheinlich macht. Nach der Auswertung der Testergebnisse wurden weitere Explorationsarbeiten in diesem Gebiet aufgegeben. Schweden und Norwegen, die beiden Länder mit dem größten Anteil an der Verbreitung des Alaunschiefers, wurde bisher ein hohes Schiefergaspotenzial prognostiziert, diese Zahlen aber von der EIA (EIA 2013c) für Schweden deutlich reduziert. Die bisher angenommenen enormen Ressourcen in Norwegen wurden von der EIA nicht bestätigt und nunmehr mit Null bewertet. Aktuell wurde allerdings Schiefergas auf Spitzbergen nachgewiesen. Noch fehlen hier Potenzialabschätzungen, aber es zeigt, dass derzeit noch Überraschungen und Neufunde einkalkuliert werden müssen. Eine leichte Aufwertung erhielten die Potenzialangaben für Dänemark. Hier sind im Norden des Landes derzeit zwei Explorationslizenzen vergeben.

Für die Niederlande wurde neben den weitgehend übereinstimmenden Abschätzungen der EIA auch eine Studie von der Niederländischen Organisation für Angewandte Naturwissenschaftliche Forschung (TNO, Geologischer Dienst der Niederlande) durchgeführt (TNO 2009). Aufgrund spezifischer Annahmen wurde eine sehr hohe und andere Herangehensweisen weit übertreffende Abschätzung von 16 Bill. m³ berechnet. Explorationstätigkeiten sind derzeit nicht bekannt. Eine Entscheidung zur Zukunft der Entwicklung von Schiefergas wurde im Herbst 2013 von der niederländischen Regierung unter Bezug auf die laufende gesellschaftliche Kontroverse zum Thema „Fracking“ vertagt.

Das Schiefergas-Potenzial für das Baltische Becken wurde bisher als relativ gering angesehen. Im Fokus avisierter Untersuchungen stehen die altpaläozoischen Schiefer, deren gesamtes Kohlenwasserstoff-Potenzial bewertet werden soll. Ergebnisse sind allerdings nicht vor dem Jahr 2015 zu erwarten. Die Ressourcen in Litauen wurden bislang auf maximal 0,1 Bill. m³ Erdgas (EIA 2011) und 40 Mio. t Erdöl (EIA 2013c) geschätzt. Trotz der prognostizierten geringen Mengen besteht ein Interesse an der Förderung von Schiefergas. Eine erste Lizenz zur Exploration im westlichen Litauen wurde allerdings offensichtlich unter Bezug auf unklare regulatorische Rahmenbedingungen zurückgegeben. Keine Angaben gibt es aus dem benachbarten Lettland, obwohl es auch dort ein Interesse gibt, Vorkommen zu entwickeln.

In Deutschland wurden in einer vorläufigen Abschätzung der BGR die Tongesteine des Unterkarbons, des jurassischen Posidonienschiefers sowie des Wealden (Bückeberg-Formation; Unterkreide) bewertet. Die darin abgeleiteten größten Potenziale für Schiefergas finden sich am Südrand und im östlichen Teil des Nordwestdeutschen Beckens, in Nordostdeutschland sowie im mittleren Bereich des Oberrheingrabens (BGR 2012b). Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird in der BGR-Studie von einem technischen Gewinnungsfaktor von 10 % der GIP-Mengen ausgegangen. Entsprechend würde sich die technisch gewinnbare Erdgasmenge (Ressourcen) auf 0,7 bis 2,3 Bill. m³ (Median bei 1,3 Bill. m³) belaufen. Diese Menge liegt deutlich über der EIA-Schätzung von 0,48 Bill. m³ (EIA 2013c). Allerdings wurden dort die Tongesteine des Unterkarbons nicht mit bewertet. Beim Vergleich der in beiden Studien betrachteten Formationen kommt die BGR mit rund 0,4 Bill. m³ auf einen ähnlichen Wert. Im Jahr 2008 wurde mit Explorationstätigkeiten der Industrie auf Schiefergas begonnen, die im Zuge der intensiven gesellschaftlichen Diskussion zurückgefahren wurden. Bislang gibt es keine Schiefergasförderung und deshalb auch keine Erfahrungswerte zum technisch gewinnbaren Anteil aus den GIP-Mengen. Das Schieferöl-Potenzial wurde bisher nur mit der Studie der EIA (EIA 2013c) abgeschätzt. Dort wurden die Posidonien- und Wealdenschiefer des Niedersächsischen Beckens mit einem Potenzial von rund 90 Mio. t bewertet. Die BGR wird eine eigene Abschätzung zum Schieferöl-Potenzial bis zum Jahr 2015 vorlegen.

Die für Europa insgesamt ausgewiesenen Schiefergasressourcen belaufen sich derzeit auf 14 Bill. m³ und stellen damit den größten Anteil der europäischen Erdgasressourcen von 21 Bill. m³. Die konventionellen Ressourcen liegen bei 5,2 Bill. m³, gefolgt von 1,6 Bill. m³ an Kohleflözgas und nur 0,12 Bill. m³ an Tight Gas. Die europäischen Schieferölrressourcen liegen bei 2.231 Mio. t und

werden von den konventionellen Erdölressourcen mit 4.610 Mio. t weit übertroffen. Die Ressourcen an Bitumen aus Ölsanden bzw. Schweröl sind für Europa mit jeweils etwa 30 Mio. t vergleichsweise gering.

4.3 Konventionell versus nicht-konventionell – Definitionen für Erdöl und Erdgas

Mit Blick auf die verschiedenen Arten der Energierohstoffvorkommen sowie deren technische Erschließungs- und Produktionsmethoden sind im Laufe der Zeit eine Reihe von Begriffen mit zum Teil unscharfer beziehungsweise nicht einheitlicher Definition 'gewachsen', darunter auch die Einteilung in konventionelle und nicht-konventionelle Rohstoffe. Dabei kann sich die Bezeichnung „nicht-konventioneller Rohstoff“ auf den Rohstoff selbst, auf die geologische Beschaffenheit des Vorkommens, auf die Fördermethoden oder auf die Erschließungs- oder Produktionskosten beziehen. Die Unterscheidung ist damit weder rein geologisch noch rohstoffwirtschaftlich begründet, ist aber international gebräuchlich (IEA 2013a). Eine Klassifizierung in konventionelle und nicht-konventionelle Vorkommen gibt es traditionell nur bei den Energierohstoffen Erdöl, Erdgas und Uran. Bei Kohle und mineralischen Rohstoffen ist eine derartige Unterteilung hingegen nicht üblich. Die folgenden Ausführungen stellen die Situation bei Erdöl und Erdgas dar (Abb. 14).

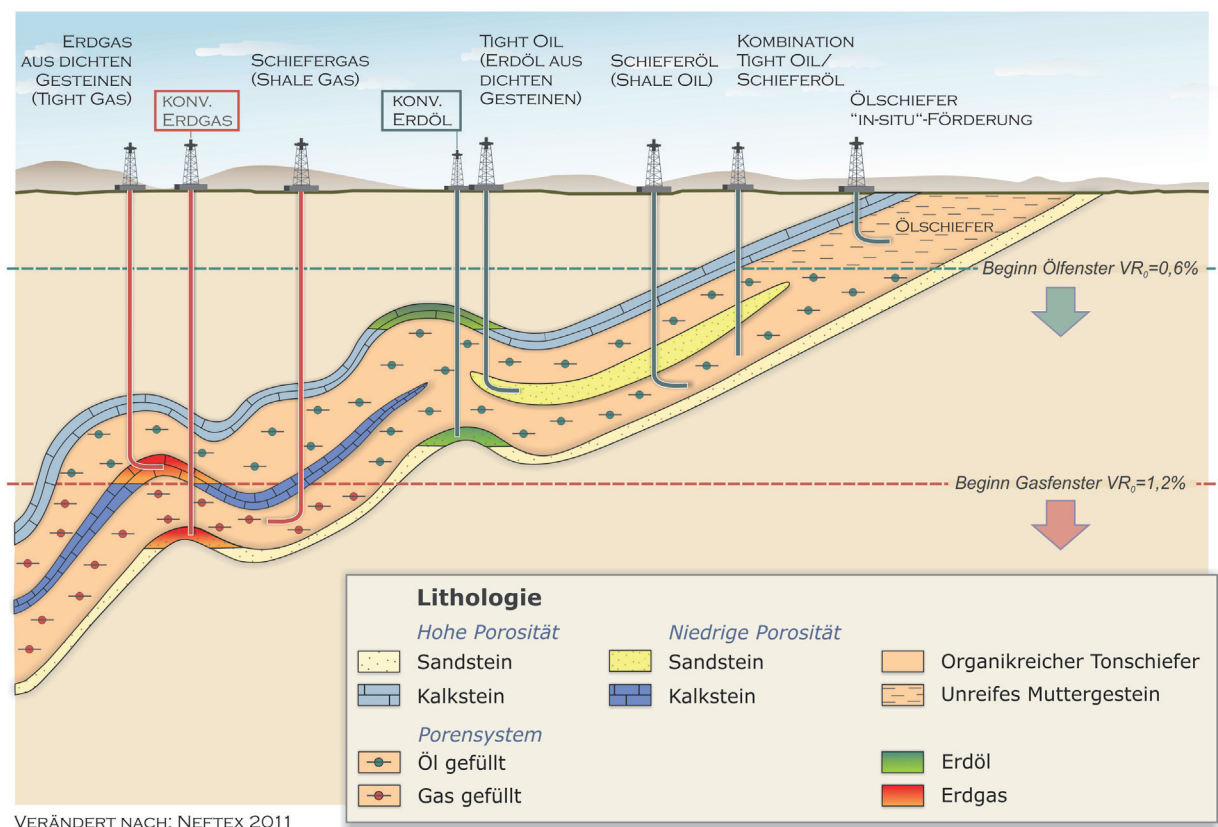


Abb. 14: Schematisches Beckenprofil mit konventionellen und nicht-konventionellen Erdöl- und Erdgaslagerstätten.

Nicht-konventionelles Erdöl

Die Unterscheidung in konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl richtet sich nach den Eigenschaften des Erdöls bezüglich Viskosität und Dichte (vgl. Definitionen im Anhang) sowie nach der Art des Vorkommens.

Zum nicht-konventionellen Erdöl zählen aufgrund der Eigenschaften:

- *Schwerstöl*, das eine sehr hohe Dichte aufweist und aufgrund seiner hohen Viskosität nur schwer fließfähig ist,
- in Ölsand gebundenes *Bitumen* und
- *Ölschiefer*. Hierbei handelt es sich um ein unreifes Erdölmuttergestein mit einem hohen Anteil an organischen Bestandteilen, das nur gering thermisch überprägt und dessen organisches Material (Kerogen) noch nicht in flüssige Kohlenwasserstoffe umgewandelt wurde.

Nicht-konventionell bezüglich der Art des Vorkommens ist

- Erdöl aus dichten Tongesteinen (Schieferöl; „light tight oil“). Nicht zu verwechseln ist Schieferöl mit Ölschiefer.

Die Verbreitung von Erdöl aus Ölsand, Ölschiefer und Schieferöl ist nicht an geologische Fallenstrukturen gebunden (Abb. 14). Beim Schieferöl handelt es sich um ein zumeist leichtes Erdöl, das nicht, beziehungsweise nur sehr begrenzt aus dem Muttergestein heraus migriert ist. Es kann daher in flächiger oder kontinuierlicher Verbreitung im gesamten Horizont vorkommen. Im angloamerikanischen Sprachraum werden diese Lagerstätten daher auch als „continuous accumulations“ bezeichnet.

Andere Klassifikationen für nicht-konventionelles Erdöl beziehen Bedingungen des Auftretens der Vorkommen ein, die vergleichsweise hohe Erschließungskosten zur Folge haben. So werden bei einigen Autoren offshore Vorkommen, Vorkommen unterhalb gewisser Wassertiefen oder in bestimmten Regionen als nicht-konventionell bezeichnet. CAMPBELL (2006) rechnet offshore Erdöl in Wassertiefen größer 500 m (Tiefwasser) und Erdöl in arktischen Regionen sowie Kondensat zum nicht-konventionellen Erdöl. Weitere 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.

Nicht-konventionelles Erdöl wird seit langem kommerziell gefördert. Allerdings werden in Erdölstatistiken die Begriffe konventionell und nicht-konventionell uneinheitlich gehandhabt. Viele Länder berichten Reservenzahlen inklusive nicht-konventioneller Vorkommen. Bei den meisten Ländern ist auch in den Förderdaten nicht-konventionelles Erdöl enthalten und wird nicht separat ausgewiesen.

Nicht-konventionelles Erdgas

Im Unterschied zu Erdöl bezieht sich die Bezeichnung nicht-konventionelles Erdgas nicht auf den Rohstoff selbst (in der Regel Methan), sondern auf die Art des Erdgasvorkommens. Eine Abgrenzung zu konventionellen Vorkommen kann dabei bereits über die Beschaffenheit und die Eigenschaften des Reservoirs erfolgen. Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen sind zudem nicht an geologische Fallenstrukturen gebunden und das Erdgas strömt einer Förderbohrung zumeist nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu den nicht-konventionellen Vorkommen zählen Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten (Tight Gas), Schiefergas, Kohleflözgas, Aquifergas sowie Erdgas aus Gashydrat.

Bei den Erdgasvorkommen in dichten Gesteinen wird zwischen solchen in geringdurchlässigen Sandsteinen und Karbonaten (Tight Gas) und extrem geringdurchlässigen Tonsteinen (Schiefergas) unterschieden. In der KW-Industrie werden im Allgemeinen unter einer Tight Gas Lagerstätte solche Vorkommen verstanden, die eine Permeabilität von unter 0,1 Millidarcy (mD) aufweisen. In Deutschland ist eine Abgrenzung bei 0,6 mD gebräuchlich, die aber nicht explizit auf Tight Gas bezogen ist, sondern dazu dient, die Höhe der Förderabgabe für Bohrungen in gering durchlässigen Gesteinen entsprechend den höheren Investitionsaufwendungen festzulegen. Vor dem Hintergrund jahrzehntelanger Erfahrungen bei der Erschließung und wirtschaftlichen Nutzung werden spezifische Vorkommen dieser Art in Deutschland auch als gering durchlässige (konventionelle) Sandsteinlagerstätten bezeichnet. Tight Gas Speichergesteine können eine größere Porosität als Schiefergasvorkommen aufweisen und über weite Bereiche von geologischen Beckenstrukturen (sogenanntes Basin Centered Gas) in unterschiedlicher Konzentration verteilt vorkommen. Weltweit wird seit Jahrzehnten wirtschaftlich Erdgas aus Tight Gas Lagerstätten gefördert, unabhängig von und ohne Einfluss auf die Einteilung als nicht-konventionell.

Schiefergas ist im Muttergestein gebildetes und dort verbliebenes Erdgas. Die Vorkommen sind nicht an klar begrenzte Strukturen gebunden, und die schiefergashaltigen Muttergesteine können über geografisch weite Bereiche auftreten. In Analogie zu den Schieferölvorkommen gibt es auch hier den Begriff der „continuous accumulations“. Das Erdgas liegt sowohl gasförmig im Poren- und Kluftraum als auch als adsorptiv an den Oberflächen der organischen und tonigen Gesteinspartikel gebunden vor. Weltweit wird in der weit überwiegenden Zahl der Länder mit Schiefergasvorkommen eine Förderung angestrebt beziehungsweise gesellschaftliche Debatten über die potenzielle Nutzung geführt. Eine kommerzielle Förderung gibt es aber bislang ausschließlich in Nordamerika.

In noch größeren Anteilen als beim Schiefergas ist das Methan beim Kohleflözgas (CBM) adsorptiv an die organischen beziehungsweise Kohlepartikel gebunden, während der Anteil der freien Phase sehr gering sein kann. Zum Kohleflözgas werden sowohl Vorkommen aus dem unverritzten Gebirge als auch die Gewinnung aus Kohlegruben gezählt (Grubengas). Kohleflözgas wird weltweit seit Jahrzehnten wirtschaftlich gefördert.

Als Aquifergas wird im Grundwasser gelöstes 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 bestimmten niedrigen Temperatur- und hohen Druckbedingungen bilden kann. Gashydrat ist daher in Permafrostgebieten und in Sedimenten in großen Wassertiefen an den Kontinenträndern der Weltmeere anzutreffen. Eine wirtschaftliche Nutzung beider Erdgastypen ist derzeit noch nicht absehbar.

Fazit

Trotz der zunehmenden Unschärfe bei der Verwendung und der Einteilung in konventionelle und nicht-konventionelle Rohstoffe werden diese Begriffe auch zukünftig zur Darstellung unterschiedlicher Aussagen und Sachverhalte gebräuchlich sein. Durch fortlaufend weiterentwickelte Fördertechniken und steigende Rohstoffpreise können nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe in zunehmenden Maße wirtschaftlich gefördert werden. Eine Abgrenzung mittels einer ökonomischen Herangehensweise wäre daher nicht möglich, ohne gleichzeitig bislang als konventionell angesehene Vorkommen mit derzeit unwirtschaftlichen Gewinnungskosten als nicht-konventionell definieren zu müssen. Anstelle geologischer Gesichtspunkte würden regionale Aspekte wie die Verfügbarkeit von Infrastruktur oder regulatorische Rahmenbedingungen zu bestimmenden Kriterien werden. Ein Ansatz ausschließlich basierend auf technischen Erfahrungen beziehungsweise einem Erkenntnisgewinn bei der Erschließung entbehrt einer klaren Definition. Inzwischen ist die Gewinnung von Schiefergas in den USA Stand der dortigen Technik; Schiefergas wird aber weiterhin

zu den nicht-konventionellen Vorkommen gerechnet. Aufgrund der geologischen Beschaffenheit der Vorkommen und angesichts grundsätzlich aufwändigerer Gewinnungsverfahren ist es für eine globale Betrachtung der Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas weiterhin sinnvoll und hilfreich, spezielle, als nicht-konventionell eingestufte Vorkommen soweit möglich separat auszuweisen. Hierfür ist ein geowissenschaftlich-technischer Ansatz notwendig, der sowohl auf Reserven und auch auf Ressourcen anwendbar ist. Für die Entscheidung ob und falls ja unter welchen Bedingungen aus einer Lagerstätte Kohlenwasserstoffe gefördert werden, ist die Einteilung als konventionell oder nicht-konventionell unerheblich. Hier gilt es unter Berücksichtigung standortspezifischer Rahmenbedingungen eine Abwägung bezüglich Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit zu treffen.

4.4 Das Erdöl- und Erdgaspotenzial der Arktis

Erdöl und Erdgas wird seit Jahrzehnten in der Arktis exploriert und produziert (Abb. 15). Über 450 bedeutende Erdöl- und Erdgasfunde, darunter elf sogenannte „Giants“, wurden seit dem Beginn der Exploration Mitte der 1930er Jahre nördlich des Polarkreises on- und offshore getätigt und etwa 5 Mrd. t Erdöl und 30 Bill. m³ Erdgas wurden seit 1963 in der Arktis nachgewiesen³ (CHEW UND ARBOUILLE 2011). Gegenwärtig werden in der Arktis etwa 10 % des Erdöls und rund ein Viertel des weltweiten Erdgases produziert (EID 2012). Darüber hinaus werden nach Untersuchungen des US-amerikanischen geologischen Dienstes rund 30 % der weltweiten, bislang unentdeckten konventionellen Ressourcen an Erdgas und rund 13 % an Erdöl in dieser Frontierregion erwartet (GAUTIER ET AL. 2009) und erhebliche nicht-konventionelle Vorkommen im arktischen Raum angenommen. Die gegenwärtig stärksten Aktivitäten finden im nördlichen Alaska (USA und Kanada), in der Barentssee (Norwegen und Russland), im Timan-Petschora Becken und in Westsibirien (Russland) statt. Die unter den größten Vorkommen der Erde rangierenden Erdölfelder Prudhoe Bay und Kuparuk River in Alaska sowie das Shtokman-Erdgasfeld in der Barentssee sind Beispiele für das Potenzial dieser Regionen. Bislang konzentrierten sich die Aktivitäten auf die Landbereiche. Mit der Prirazlomnaya Plattform, der ersten eisbeständigen Bohrplattform, soll nun südlich von Nowaja Semlja im südöstlichen Teil der Barentssee (Petschorasee) die offshore Erdölproduktion in der Arktis beginnen. Das 1989 entdeckte Prirazlomnaya Feld mit etwa 70 Millionen Tonnen Erdölreserven liegt in 20 Metern Wassertiefe und soll von einer Plattform aus mittels einer Vielzahl abgelenkter Bohrungen erschlossen werden. Der Förderbeginn war bereits für 2012 geplant, musste aber aus technischen Gründen mehrfach verschoben werden. Auch nach der Überprüfung der Sicherheitsstandards der Plattform durch ein internationales Expertenteam, welche vom Betreiber Gazprom Neft beauftragt wurde, wird das Vorhaben von Umweltorganisationen kritisiert.

Regionaler Überblick

Die Neufunde in der norwegischen Barentssee dominierten seit den 1980er Jahren mit rund 26 % aller offshore Erdöl- und Erdgasentdeckungen die Fündigkeiten in der Arktis. In der Barentssee, etwa 140 km nordwestlich von Hammerfest, gibt es die gegenwärtig einzige offshore Förderung im fünftgrößten norwegischen Gasfeld Snøhvit. Die Steuerung erfolgt dabei von der Insel Melkøya nur rund drei Kilometer vor Hammerfest. In den Feldern Goliat (85 km nördlich von Hammerfest) und Skrugard (100 km nördlich von Snøhvit) wurde zudem Erdöl gefunden, sodass auch hier in naher Zukunft mit einem Beginn der Produktion zu rechnen ist. Durch untermeerische Konstruktionen

³ proven plus probable technically recoverable resources

wird der Betrieb weitestgehend vom Meeresboden aus erfolgen, während eine schwimmende und damit flexible Produktions- und Lagereinheit die Verladung ermöglichen soll. Der nördlichste Ölfund wurde 2013 im Wisting Feld nördlich des dreiundsiebzigsten Breitengrades im Hoop-Maud Becken (etwa 300 km nördlich Hammerfest) getätigt. Erste Abschätzungen deuten auf rund 8 bis 22 Millionen Tonnen gewinnbaren Erdöls hin und weisen darüber hinaus Erdgasvorkommen aus. Dieser Erdölfund dürfte zusätzliche Explorationsaktivitäten und wahrscheinlich weitere Entdeckungen nach sich ziehen.

Aufgrund hoher Investitionskosten und einer unsicheren Profitabilität sind westliche Firmen aus der Entwicklung des Shtokman Erdgasfeldes, das 1988 etwa 900 km nördlich des Polarkreises in der russischen Barentssee entdeckt wurde, ausgeschieden. Hier werden etwa 3,5 Bill. m³ Erdgas und 31 bis 37 Mio.t Kondensat erwartet, entsprechend etwa 8 % aller bislang entdeckten Erdgasressourcen der Arktis. Die Entwicklung des Shtokman Gasfeldes ist trotz des enormen Potenzials weiter offen.

Derzeit wird laut des US-amerikanischen geologischen Dienstes (USGS) Grönland als Region mit den möglicherweise größten bislang nicht entdeckten KW-Vorkommen angesehen (GAUTIER ET AL. 2009). Schon Mitte der 1970er Jahre wurden offshore des südwestlichen Grönlands fünf Bohrungen abgeteuft, die Hinweise auf eine verbreitete Erdgashöufigkeit gaben. In den frühen 1990er Jahren wurden bei intensiven Explorationstätigkeiten eine Vielzahl natürlicher Erdölaustritte am Meeresboden entdeckt, die als Hinweise auf mögliche Lagerstätten gewertet werden können. Fünf Explorationslizenzen wurden damals vergeben und jeweils eine Onshore- und eine Offshore-Bohrung abgeteuft. Seit 2007 wurden weitere sieben Lizenzen vor Westgrönland, sieben in der Baffin Bucht und vier vor Südgrönland vergeben. Mehrere Bohrungen erbrachten den Nachweis von Erdgas, aber nicht im kommerziellen Maßstab. Auch in Nordostgrönland gab es die ersten Lizenzrunden. Sollten sich die vom USGS postulierten Vorkommen bestätigen, würde Nordostgrönland an die 19. Stelle unter den 500 bekannten großen Erdöl- und Erdgasprovinzen rücken.

In der kanadischen Arktis wurden in den vergangenen Jahrzehnten vergleichsweise intensive erdölgeologische Untersuchungen durchgeführt und dabei über 100 Bohrungen abgeteuft. Obwohl dem Mackenzie Delta und dem Sverdrup Becken ein großes Erdgaspotenzial zugeschrieben werden, kam es aufgrund der komplexen Geologie und hoher Kosten bislang zu keiner Erschließung von Vorkommen.

Die Schelfgebiete der sibirischen Arktis gehören zu den am wenigsten erforschten Regionen der Erde, obwohl hier in den 1940er Jahren erste Bohrungen auf Erdöl an der Südküste der Laptewsee abgeteuft wurden. Mit ihren Forschungsarbeiten in der Laptewsee hat die BGR maßgeblich dazu beigetragen, das ursprünglich vermutete Potenzial an Erdöl und Erdgas neu bewerten zu können und dabei signifikant nach unten zu korrigieren. Dies liegt vor allem an der relativ jungen Anlage der sedimentären Becken in der Oberkreidezeit, die eine Höufigkeit in vielen Fällen ausschließt. Dennoch haben ExxonMobil und die staatliche russische Firma Rosneft kürzlich ein Joint Venture Projekt zur Erkundung der Laptewsee und auch der benachbarten Kara See aufgelegt.

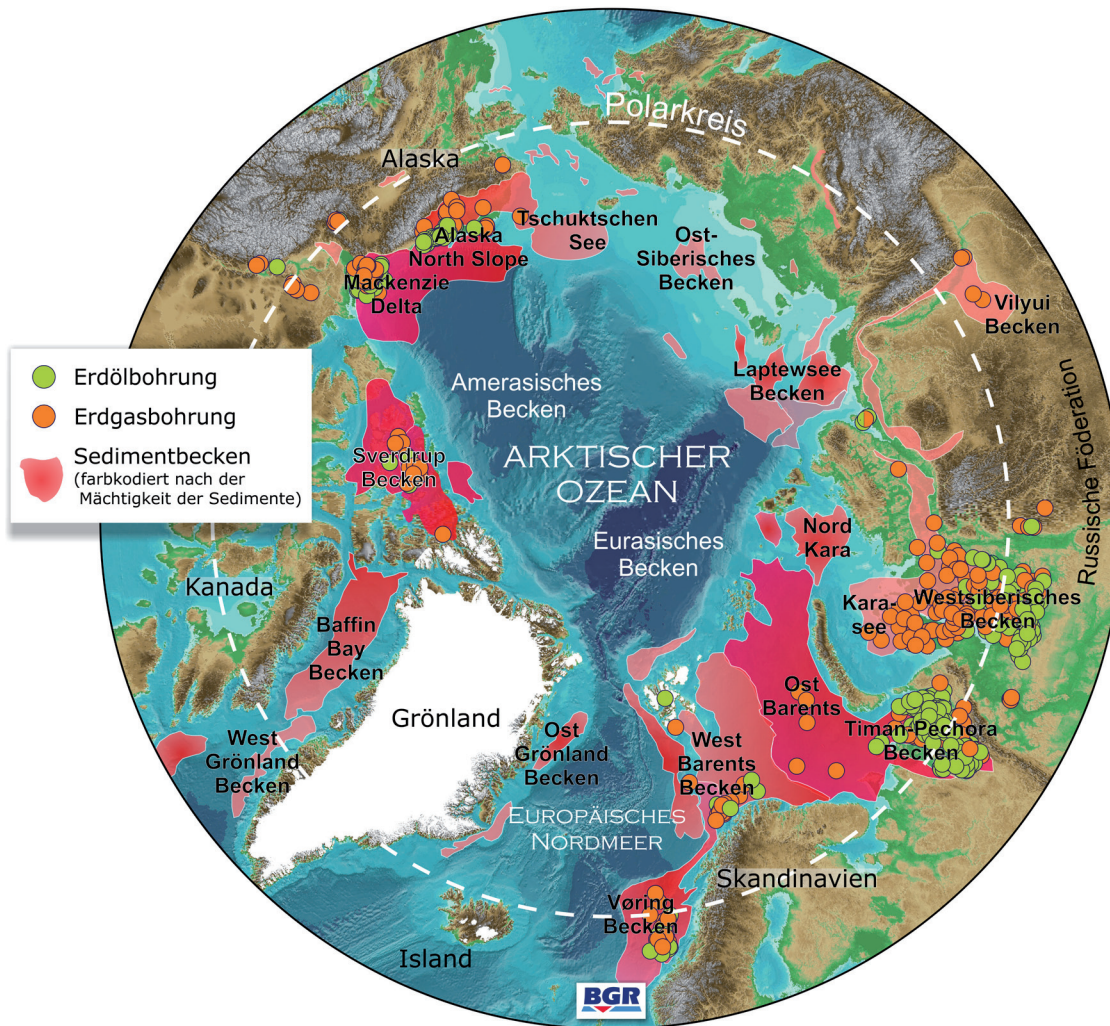


Abb. 15: Der arktische Raum mit Sedimentbecken und fündigen Erdöl- und Erdgasbohrungen.

Zukünftige Entwicklungen in der KW-Exploration

Trotz der langjährigen Exploration in Teilen des riesigen Gebietes der Arktis sind nach wie vor große Bereiche weitgehend unerforscht. Das Potenzial für Erdöl und Erdgas in der Arktis wird dennoch übereinstimmend als sehr groß bewertet. Im Analogieschluss mit vorangegangenen Studien über weltweit vergleichbare Erdölprovinzen, lassen sich laut US-amerikanischen geologischen Dienst Aussagen über die globale Verteilung von Vorkommen treffen. Die Schätzungen basieren auf einem Vergleich der arktischen Sedimentbecken mit Potenzialen vergleichbarer bekannter Becken außerhalb der Arktis. Der Großteil der noch unentdeckten Felder wird in den flachen Schelfbereichen des arktischen Ozeans in Wassertiefen kleiner als 500 m vermutet. Hier finden sich die großen Sedimentbecken, die ausreichende Sedimentmächtigkeiten aufweisen und die Entstehung von Erdöl und Erdgas ermöglicht haben können (Abb. 15). Angesichts noch großer, unerforschter Bereiche sind aber erhebliche Unsicherheiten in den Potenzialabschätzung zu berücksichtigen, die nur durch regionalbezogene Forschungsarbeiten abgesichert werden können. Weitgehendes Einvernehmen besteht allerdings darin, dass die unentdeckten Ressourcen überwiegend Erdgasvorkommen sind. Dies liegt vor allem an der Zusammensetzung der möglichen Muttergesteine und der Versenkungsgeschichte in den einzelnen Becken.

Politische Konflikte um mögliche Vorkommen erscheinen aus heutiger Sicht wenig wahrscheinlich. Auch im arktischen Ozean gilt das Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (UN Convention on the Law of the Sea – UNCLOS), das von allen Anrainerstaaten mit Ausnahme der USA ratifiziert wurde. Die USA verpflichteten sich aber mit der Unterzeichnung der Ilulissat Declaration vom Mai 2008, dass alle Vorgänge, die den arktischen Ozean betreffen friedlich auf Basis des UN Seerechtsabkommens geregelt werden sollen. Zudem einigten sich Russland und Norwegen im Jahr 2010 bilateral über eine 40 Jahre lang umstrittene Grenze im Gebiet der Barentssee. Die Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas wird auch zukünftig hauptsächlich in den Hoheitsgebieten der Arktis-Anrainerstaaten und damit in der Verantwortung der einzelnen Staaten liegen. Nach heutigem Kenntnisstand werden wirtschaftlich gewinnbare Vorkommen primär in den unstrittigen Bereichen, d. h. in den nationalen Gewässern der Arktis zu finden sein.

Die Entwicklung neuer Felder und die Produktion unter arktischen Bedingungen stellt eine besondere technische Herausforderung dar. Auch sind die Kosten einer Gewinnung dieser Ressourcen aufgrund der Abgelegenheit und der rauen Umweltbedingungen sehr hoch. Es hängt daher stark von den Erdöl- und Erdgaspreisen ab, ob Ressourcen ökonomisch erschlossen werden können. Wenn die weltweite Nachfrage nach fossilen Energierohstoffen anhält beziehungsweise weiter steigt, werden wahrscheinlich weitere Anstrengungen für eine Erschließung folgen. Der fortschreitende Rückgang der Eisbedeckung in den vergangenen Jahrzehnten eröffnet hier neue Möglichkeiten und könnte die weitere Erschließung begünstigen.

Umweltauflagen sind in der Arktis üblicherweise strenger als in weiter südlich gelegenen Regionen. Im US-amerikanischen Gebiet der Arktis wird beispielsweise die Bereitstellung einer zweiten Bohrplattform vorausgesetzt, um bei möglichen Unfällen sofort mit Entlastungsbohrungen reagieren zu können. Allerdings können mögliche Unfälle während der Gewinnung oder dem Transport von Erdöl das hochsensible arktische Ökosystem auch nachhaltiger gefährden als in gemäßigten Breiten. Die Wassertemperatur des arktischen Ozeans liegt nahe Null Grad Celsius, was den mikrobiellen Abbau von Erdöl verlangsamt und den Zerfall der einzelnen Ölverbindungen vermindert. Meereis würde die Reinigung nach einem möglichen Unfall behindern und so die Umweltauswirkungen verlängern. In jedem Fall sind aus Sicht der BGR höchste Umweltstandards und die Verwendung modernster Technologie die Voraussetzung einer umweltverträglichen Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas in der sensiblen arktischen Region.

Forschungsaktivitäten der BGR in der Arktis

Die Grundlage für Vorhersagen und Entscheidungen zu einer nachhaltigen Nutzung der Erde sind relevante Daten und Erkenntnisse, um darauf aufbauend Szenarien und Handlungsempfehlungen abzuleiten.

Die Bundesregierung strebt an, den Besonderheiten der Arktis Rechnung zu tragen und sie zu einem zentralen Gegenstand deutscher Außenpolitik zu machen. Dabei sieht sie das große ökonomische Potenzial wie auch die erheblichen ökologischen Herausforderungen bei der Erschließung von Rohstoffvorkommen in der Arktis und die sich daraus – unter Beachtung höchster Umweltstandards – ergebenden Perspektiven für die deutsche und europäische Wirtschaft („Leitlinien deutscher Arktispolitik“, AUSWÄRTIGES AMT 2013 und „Rohstoffstrategie der Bundesregierung“, BMWI 2010).

Vor diesem Hintergrund entwickelte die BGR im vergangenen Jahr ein Strategiekonzept für Forschungsarbeiten zur Erdöl- und Erdgashöffigkeit im Europäischen Nordmeer und den angrenzenden Regionen. Aufgrund seiner geografischen Nähe zu den europäischen Küstenstaaten wird dieser Teil der Arktis voraussichtlich für die künftige Versorgung Deutschlands mit fossilen Rohstoffen

eine besondere Bedeutung erlangen. Bereits im Jahr 2011 wurden rund 63 % des Erdgases und 47 % des Erdöls aus Russland und Norwegen importiert. In der BGR-Strategie werden auch Umweltaspekte berücksichtigt, die durch die Förderung von Erdöl und Erdgas in diesem sensiblen Gebiet berührt werden.

4.5 Zusammenfassung und Ausblick

Erdöl

Für die kommenden Jahre kann aus geologischer Sicht auch bei einem moderaten Anstieg des Verbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden. Vorbehaltlich unvorhersehbarer Ereignisse wie politischer Krisen oder Naturkatastrophen sind kurzfristig keine Lieferrisiken absehbar.

Ungeachtet krisenbedingter Förderausfälle blieb die Welt-Erdölversorgung aufgrund der Kapazitätsreserven der OPEC und einer steil steigenden Schieferölförderung in den USA stabil. Der Anteil der Erdölförderung, speziell der OPEC-Golfstaaten, steigt weiter trotz der Sanktionsbeschränkungen für den Iran. Für den Irak ist bis 2020 ein intensiver Ausbau der Förderkapazitäten bis zu einer Verdreifachung geplant. Die zunehmende Schieferölförderung der letzten Jahre in Nordamerika entfaltet einen spürbaren Einfluss auf das Importverhalten der USA. Frei werdende Mengen an Erdöl stehen dem Welterdölmarkt zusätzlich zur Verfügung. Die Nachhaltigkeit des „Schieferöl-Booms“ in den USA ist derzeit kaum abschätzbar; ein kurzfristiges Zusammenbrechen erscheint aber nach heutigem Kenntnisstand unwahrscheinlich. Ein Durchbruch bei der globalen Ausweitung der Schieferölgewinnung ist noch nicht erreicht. Insbesondere mangelnde Infrastruktur sowie ungeklärte politisch-gesellschaftliche Rahmenbedingungen hemmen die weitere Entwicklung. Der Beginn einer kommerziellen Schieferölförderung außerhalb der USA könnte in Argentinien, Australien, Russland oder China in den nächsten Jahren beginnen. Im europäischen Raum sind es die Ukraine und Großbritannien, die aktiv die Erschließung dieser Ressource vorantreiben.

Die Erdöl- und Erdgasindustrie hat in den letzten Jahren – begünstigt durch anhaltend hohe Ölpreise – durch technologische Innovationen bedeutende Fortschritte bei der Exploration und Förderung gemacht. Als Resultat verschieben sich die Grenzen des Machbaren mit einem zunehmenden Fokus auf technisch und geografisch herausfordernde Lagerstätten im Tief- und Tiefstwasser, im Hochtemperatur- und Hochdruckbereich oder in arktischen Frontierregionen.

Erdgas

Anders als beim Erdöl wird die Verfügbarkeit von Erdgas zur Energiegewinnung in den kommenden Jahrzehnten auch bei steigendem Bedarf nicht durch die Vorratslage limitiert sein. Darüber hinaus haben die Erfolge bei der Erschließung nicht-konventioneller Erdgasvorkommen, vor allem in den USA, die weltweite Angebotssituation verbessert. Durch den Ausbau ihrer Schiefergasförderung haben die USA ihre Erdgasimporte in den letzten Jahren um fast ein Drittel reduziert und könnten in absehbarer Zeit sogar zum Exporteur werden. Ein kurzfristiger Rückgang der Schiefergasproduktion in den USA ist nicht zu erwarten.

Erstmals nach vielen Jahren mit hohen Zuwachsraten war der Handel mit LNG in 2012 rückläufig. Hauptgründe sind eine schleppende Erweiterung der LNG-Kapazitäten und die fehlende Auslastung bestehender Anlagen. Letztere sank aufgrund steigender Inlandsnachfrage, sinkender Produktionsmengen sowie technisch bedingter Ausfälle. Dies führte letztlich zu einer Angebotsverknappung und einem deutlichen Preisanstieg für LNG. Europa ist mit seinem integrierten und

wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven über Pipelines und LNG-Anlandeterminals angeschlossen. Damit befindet sich der Europäische Erdgasmarkt in einer vergleichsweise komfortablen Position.

Obwohl Erdgas vielfach als „Brückenenergie“ mit den stärksten Wachstumspotenzialen betrachtet wird, stagnierte der Anteil am weltweiten Energiemix, da andere Energieträger größere Wachstumsraten aufwiesen. Es bleibt abzuwarten, welchen Anteil am Strom- und Wärmemarkt Erdgas auf Dauer für sich beanspruchen kann.

Kohle

Die nachfragegesteuerte Verdopplung der globalen Hartkohleförderkapazitäten seit dem Beginn des neuen Millenniums und die fortdauernde Erweiterung bestehender beziehungsweise die Inbetriebnahme neuer Gruben, führt aktuell zu Überkapazitäten und somit zu einem Überangebot auf dem Kohleweltmarkt. Damit gehen sinkende Kohlepreise sowie die Schließung von Gruben mit hohen Produktionskosten einher. Aufgrund eines aus heutiger Sicht vermuteten langsamer wachsenden zukünftigen Kohlebedarfs wird kurz- bis mittelfristig mit einer entspannten Marktlage aus Sicht der Konsumenten gerechnet. Dadurch dürfte die Wettbewerbsfähigkeit von Kohle insbesondere im Stromsektor, ohne Berücksichtigung klimapolitischer Interventionen, gegenüber anderen fossilen Energierohstoffen Bestand haben. Auf Seiten der Produzenten ist die Konsolidierungsphase, vor allem in den USA, noch nicht beendet. Der weltweit in den vergangenen Jahren stark gestiegene und, wenngleich leicht abgeschwächt, absehbar weiter steigende Bedarf an Kohle wird weiterhin durch die asiatischen Länder geprägt werden.

Kernbrennstoffe

Global ist weiterhin ein wachsendes Interesse am Ausbau der Kernenergie zu erkennen. Trotz des Ausstiegs aus der Kernenergie und des Ausbaustopps kerntechnischer Anlagen in einigen Ländern, hält die Mehrheit der Staaten mit Kernenergienutzung an dieser fest. Während in Europa die Nachfrage nach Uran auch auf lange Sicht weiter abnehmen wird, wird sie in Asien und im Nahen Osten voraussichtlich signifikant ansteigen. Auch für die Regionen Nordamerika, Lateinamerika und Afrika wird ein moderater Anstieg des Uranbedarfs für die nächsten Dekaden erwartet. Mit weltweiten Uranreserven von etwa 2,16 Mt (Kostenkategorie < 80 USD/kg U) und weiteren 13 Mt Uranressourcen ist, auch bei einem absehbar steigenden Bedarf für die nächsten Jahrzehnte, aus geologischer Sicht kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten. Die Weltproduktion legte 2012 gegenüber dem Vorjahr um 8 % zu. Größter Förderer unter den Uranproduzenten wird voraussichtlich Kasachstan bleiben. Kasachstan steigerte erneut seine Produktion und förderte rund 37 % des globalen Urans. Dieser starke Aufwärtstrend wird sich voraussichtlich auch über 2013 hinaus fortsetzen. Zum jetzigen Zeitpunkt ungewiss ist die weitere Entwicklung der weltweiten Explorations- und Abbauvorhaben. Steigende Produktionskosten und sinkende Uranmarktpreise führen zu einer Reduktion von Investitionen der uranabbauenden und -explorierenden Industrie und stellen die Wirtschaftlichkeit einiger Minen und Explorationsprojekte infrage. Derzeit werden laufende Projekte entweder verzögert weiterentwickelt oder ruhen. Neue Minenprojekte können unter den aktuellen Marktbedingungen kaum realisiert werden.

5 LITERATUR

- ACIEP (2013): Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España. – 16 S.
- AGEB (2013): Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das Jahr 2012. – 41 S., Berlin.
http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2012_20130321_1.pdf [11.2013]
- ANDREWS, I.J. (2013): The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, – 64 S., London.
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/226874/BGS_DECC_BowlandShaleGasReport_MAIN_REPORT.pdf [11.2013]
- AUSWÄRTIGES AMT (2013): Leitlinien deutscher Arktispolitik Verantwortung übernehmen, Chancen nutzen. – 24 S., Berlin.
- BAFA (2013): Rohölimporte Deutschland.
http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_rohoel/energieinfo_rohoel/2013/index.html [11.2013]
- BGR (2009): Energiestudie 2009. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. – 284 S., Hannover.
- (2012a): Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. – 92 S., Hannover. http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-15.pdf;jsessionid=2C7F5EAC61971D723A98D129A30B8585.1_cid297?__blob=publicationFile&v=6 [11.2013]
 - (2012b): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. – 57 S., Hannover. http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [11.2013]
 - (2013): Deutschland – Rohstoffsituation 2012. [Veröffentlichung: 12/2013]
- BMWi (2010): Rohstoffstrategie der Bundesregierung. Sicherung einer nachhaltigen Rohstoffversorgung Deutschlands mit nicht-energetischen mineralischen Rohstoffen. – 27 S., Berlin.
<http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/rohstoffstrategie-der-bundesregierung> [11.2013]
- BP (2013): Statistical Review of World Energy. June 2013. – 45 S., London.
http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf [11.2013]
- CAMPBELL, C. (2006): Regular conventional oil production. In: ASPO Newsletter No. 64 – April 2006, 11.
- CHEW, K.J., Arbouille, D. (2011): Hydrocarbon finds in the Arctic basins: discovery history, discovered resources and petroleum systems. Geological Society, London, Memoirs 35, 131-144.
- DATF (2013): Kernenergie Weltreport 2012. Deutsches Atomforum e. V. ATW-Internationale Zeitschrift für Kernenergie, Vol.58 (2013), Heft 6, S.375-380. http://www.kernenergie.de/kernenergie-wAssets/docs/fachzeitschrift-atw/2013/atw2013_06_kernenergie-weltreport-2012.pdf [10.2013]
- DECC (2010): The Unconventional Hydrocarbon Resources of Britain's Onshore Basins – Shale Gas. Erstellt vom British Geological Survey (BGS). – 33 S.; London.

- E&K (2013): Auslandsaktivitäten deutscher Erdöl-/Erdgasproduzenten. 129. Jg., Heft 5, S. 189-194, Hamburg.
- EIA (2011): World Shale Gas Resources: An Initial assessment of 14 Regions Outside the United States. – 353 S.; Washington, DC.
<http://www.adv-res.com/pdf/ARI%20EIA%20Intl%20Gas%20Shale%20APR%202011.pdf> [11.2013]
- (2012): Annual Energy Review 2011. – 370 S., Washington, DC.
<http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/pdf/aer.pdf> [10.2013]
- (2013a): Today in Energy: Natural gas generation lower than last year because of differences in relative fuel prices. 25.09.2013; <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm> [10.2013]
- (2013b) Today in Energy: U.S. natural gas spot prices increased during first-half 2013 Natural gas generation lower than last year because of differences in relative fuel prices.
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm> [10.2013]
- (2013c): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, – 730 S., Washington DC.
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf> [10.2013]
- (2013d): Annual Energy Outlook 2013 – with Projections to 2040. – 233 S., Washington DC.
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf) [10.2013]
- EiD (2012): Energieinformationsdienst (49/12), Hamburg.
- ERDÖL, ERDGAS, KOHLE (2013): Auslandsaktivitäten deutscher Erdöl-/Erdgasproduzenten. 129. Jg. 2013, Heft 5, S. 189-194.
- ESA (2013): EURATOM Supply Agency, ANNUAL REPORT 2012, Luxemburg
<http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf> [10.2013]
- GAUTIER, D.L. ET AL. (2009): Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Arctic. Science 324, 1175-1179.
- HUBBERT, M. K. (1956): Nuclear energy and the fossil fuels. Houston: American Petroleum Institute, No. 95, 38 S..
- IAEA (2013): Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, 2013 Edition, Wien. http://www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess/assets/rds1-33_web.pdf [10.2013]
- IEA (2013a): World Energy Outlook 2013. – 687 S., Paris.
 – (2013b): Electricity Information 2013. – 890 S., Paris.
- IHS CERA (2013): Going Global: Predicting the Next Tight Oil Revolution – A comprehensive screening of tight oil opportunities beyond North America. <http://www.ihsapac.com/ihsday2013/en/pdf/SolutionBrochure/Multi-ClientStudy/Going%20Global%20Predicting%20the%20Next%20Tight%20Oil%20Revolution%20Updated%202013-21-2013.pdf> [10.2013]
- LBEG (2013): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012. – 60 S., 15 Anlagen, Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/78086/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2012.pdf [11.2013]
- MWV (2013): Daten & Statistiken, Zusammensetzung des Rohölpreises 1960-2012.
<http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise> [10.2013]
- OECD-NEA/IAEA (2012): Uranium 2011: Resources, Production and Demand, OECD Publishing. – 488 S., Paris.

- OPEC (2013): World Oil Outlook 2013. – 347 S., Wien.
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO_2013.pdf
 [11.2013]
- PEABODY ENERGY (2013): Peabody Präsentation auf der Barclays CEO Energy-Power Conference am 12. September 2013. – 30 S.
<http://www.peabodyenergy.com/mm/files/Investors/IR%20Presentations/Barclays%202013%20-%20Peabody%20Energy.pdf> [10.2013]
- PGI (2011): Assessment of Shale Gas and Shale Oil Resources of the Lower Paleozoic Baltic-Podlasie-Lublin basin in Poland. – 29 S., Waschau.
https://www.pgi.gov.pl/en/dokumenty-in/doc_view/769-raport-en.html [10.2013]
- POOL W., GELUK M., ABELS, J. UND TILEY G. (2012): Assessment of an Unusual European Shals Gas Play: The Cambro-Odovician Alum Shale, Southern Sweden, SPE 152339
- SCHOLLNBERGER, W. E. (1998): Gedanken über die Kohlenwasserstoffreserven der Erde – Wie lange können sie vorhalten? – In: Zemmann, J. (Hrsg.): Energievorräte und mineralische Rohstoffe: Wie lange noch? – Österreichische Akademie der Wissenschaften, Schriftenreihe der Erdwissenschaftlichen Kommissionen, 12: 75-126.
- TNO (2009): Inventory non-conventional gas. – 188 S., Utrecht.
- VDKI (2013a): Jahresbericht 2013 – Fakten und Trends 2012/2013. – 134 S., Hamburg.
http://www.verein-kohlenimporteure.de/download/2013/VDKI_Jahresbericht_2013.pdf [10.2013]
- (2013b): Preise für Steinkohlen/Wechselkurse (am 27.09.2013).
http://www.verein-kohlenimporteure.de/download/2013/092013_Preise_dt.pdf [10.2013]
- WNA (2013a): The Economics of Nuclear Power.
<http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power> [10.2013]
- (2013b): Supply of Uranium.
<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Uranium-Resources/Supply-of-Uranium>
 [10.2013]
- (2013c): Uranium production figures, 2002-2012.
<http://world-nuclear.org/info/Facts-and-Figures/Uranium-production-figures> [10.2013]
- (2013d): World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements 2012. <http://www.world-nuclear.org/info/Facts-and-Figures/World-Nuclear-Power-Reactors-Archive/Reactor-Archive-January-2013> [10.2013]

ANHANG

- Tabellen
- Quellen
- Glossar
- Definitionen
- Ländergruppen
- Wirtschaftspolitische
Gliederungen
- Maßeinheiten
- Umrechnungsfaktoren

Tabelle 2: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2012: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht konventionell	konventionell ¹⁾	nicht konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	93	< 0,5	162	–	517	638	8	1.439	3,6
GUS	722	–	2.339	2	3.282	1.354	203	7.902	19,8
Afrika	745	–	555	–	850	1	54	2.204	5,5
Naher Osten	4.541	–	3.060	–	30	–	–	7.632	19,1
Austral-Asien	252	–	591	47	8.371	834	571	10.666	26,7
Nordamerika	291	1.116	248	162	5.779	389	166	8.151	20,4
Lateinamerika	404	886	289	–	232	43	81	1.936	4,8
Welt	7.050	2.002	7.244	211	19.061	3.259	1.084	39.930	100,0
OECD 2000	403	1.116	512	197	7.925	1.404	654	12.210	30,6
EU-27	51	–	79	–	493	508	3	1.135	2,8
OPEC 2009	5.388	886	3.621	–	59	1	–	9.954	24,9

¹⁾ einschließlich Tight Gas

Tabelle 3: Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2012: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht konventionell	konventionell	nicht konventionell ¹⁾	Hartkohle	Weichbraunkohle				
Europa	193	96	199	600	12.607	3.024	106	588	17.412	3,3
GUS	1.155	906	4.614	1.869	69.471	18.705	1.350	105	98.175	18,8
Afrika	1.071	231	1.321	1.763	1.917	4	841	325	7.473	1,4
Naher Osten	1.251	1	1.643	251	1.008	–	80	15	4.249	0,8
Austral-Asien	1.049	435	1.707	3.350	168.784	10.047	1.535	763	187.670	36,0
Nordamerika	1.072	2.584	1.509	2.725	166.890	17.546	1.981	346	194.653	37,3
Lateinamerika	941	2.870	786	1.560	686	173	616	465	8.097	1,6
Welt	6.732	7.123	11.779	12.117	425.188²⁾	49.500	6.509	2.606³⁾	521.554	100,0
OECD 2000	1.304	2.780	1.905	4.277	220.116	21.957	2.485	1.196	256.021	49,1
EU-27	99	69	118	563	12.535	2.686	106	56	16.233	3,1
OPEC 2009	1.818	2.798	1.791	1.496	1.220	3	37	185	9.348	1,8

¹⁾ ohne Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas (7.904 EJ)

²⁾ einschließlich Antarktis für Hartkohle (3.825 EJ)

³⁾ einschließlich Thoriumressourcen ohne Länderzuordnung (62 EJ)

Tabelle 4: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2012: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	6,9	10,9	3,5	5,0	0,2	26,5	5,2
GUS	27,6	30,2	11,9	1,3	13,8	84,8	16,7
Afrika	19,3	8,0	6,3	–	5,4	39,0	7,7
Naher Osten	56,1	20,6	< 0,05	–	–	76,7	15,1
Austral-Asien	16,3	18,7	119,5	3,5	4,5	162,3	31,9
Nordamerika	30,8	33,6	23,0	0,9	5,3	93,7	18,4
Lateinamerika	16,0	6,7	2,5	0,1	0,1	25,4	5,0
Welt	172,9	128,8	166,8	10,8	29,2	508,5	100,0
OECD 2000	38,3	46,2	36,5	5,5	8,9	135,5	26,6
EU-27	3,0	6,4	3,4	3,9	0,2	16,9	3,3
OPEC 2009	75,6	24,6	0,1	–	–	100,3	19,7

Tabelle 5: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2012: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	27,8	20,0	9,3	5,0	10,0	72,1	14,1
GUS	8,5	24,5	8,8	1,2	4,0	47,0	9,2
Afrika	7,1	4,5	4,7	–	0,2	16,4	3,2
Naher Osten	15,6	15,6	0,4	–	0,1	31,7	6,2
Austral-Asien	58,3	24,1	123,0	3,4	8,7	217,5	42,4
Nordamerika	42,3	33,9	20,0	1,0	10,8	107,9	21,0
Lateinamerika	12,8	6,2	0,9	0,1	0,2	20,3	3,9
Welt	172,3	128,8	167,1	10,7	34,0	513,0	100,0
OECD 2000	85,3	60,3	38,5	5,5	24,8	214,4	41,8
EU-27	24,9	17,7	8,4	3,9	9,7	64,6	12,6
OPEC 2009	17,4	17,2	0,1	–	0,1	34,9	6,8

– keine Reserven, Ressourcen, Förderung oder Verbrauch

Tabelle 6: Übersicht Erdöl 2012 [Mio. t]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Albanien	0,8	54	26	23	104	49
Bosnien & Herzegowina	–	–	–	10	10	10
Bulgarien	< 0,05	9	2	32	43	34
Dänemark	10,2	330	110	172	612	282
Deutschland	2,6	297	32	115	445	148
Estland	0,6	5	–	–	5	–
Finnland	0,5	3	–	–	3	–
Frankreich	0,8	125	12	709	846	721
Griechenland	0,1	17	1	35	53	36
Irland	–	–	–	224	224	224
Italien	5,4	180	82	200	462	282
Kroatien	0,6	102	8	20	130	28
Litauen	0,1	4	1	61	66	62
Malta	–	–	–	5	5	5
Niederlande	1,1	144	35	455	634	490
Norwegen	87,5	3.450	940	2.100	6.490	3.040
Österreich	0,9	122	6	10	138	16
Polen	0,7	62	10	260	332	270
Rumänien	4,1	763	82	201	1.046	282
Serbien	1,0	44	9	20	72	29
Slowakei	< 0,05	3	1	5	9	6
Slowenien	< 0,05	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Spanien	0,1	38	20	34	91	54
Tschechische Republik	0,2	11	2	30	43	32
Türkei	2,3	140	43	709	893	753
Ungarn	0,7	99	4	20	123	24
Vereinigtes Königreich	44,6	3.540	811	1.414	5.765	2.225
Zypern	–	–	–	35	35	35
Aserbaidshan	42,0	1.761	952	1.245	3.958	2.197
Georgien	< 0,05	24	5	50	79	55
Kasachstan	79,2	1.538	4.082	10.700	16.320	14.782
Kirgisistan	0,1	11	5	10	27	15
Moldau, Republik	–	–	–	10	10	10
Russland	517,9	21.696	11.868	34.800	68.364	46.669
Tadschikistan	< 0,05	8	2	60	69	62
Turkmenistan	13,0	523	204	1.700	2.427	1.904
Ukraine	2,4	360	54	300	714	353
Usbekistan	3,2	193	81	400	674	481
Weißrussland	1,6	136	27	30	193	57
Ägypten	34,5	1.555	599	2.234	4.388	2.832
Algerien	76,1	2.884	1.660	2.376	6.920	4.035

Fortsetzung Tabelle 6
[Mio. t]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Angola	86,9	1.387	1.723	5.200	8.311	6.923
Äquatorialguinea	14,9	194	232	350	776	582
Äthiopien	–	–	< 0,5	20	20	20
Benin	–	4	1	70	75	71
Côte d'Ivoire	1,6	29	14	300	343	314
Eritrea	–	–	–	10	10	10
Gabun	12,3	524	272	1.400	2.196	1.672
Gambia	–	–	–	20	20	20
Ghana	3,9	13	90	210	312	300
Guinea	–	–	–	150	150	150
Guinea-Bissau	–	–	–	40	40	40
Kamerun	3,3	181	24	350	555	374
Kenia	–	–	–	250	250	250
Kongo, DR	1,1	43	24	145	213	169
Kongo, Rep.	15,3	341	219	451	1.010	670
Liberia	–	–	–	160	160	160
Libyen	72,5	3.735	6.595	4.751	15.081	11.346
Madagaskar	–	–	–	90	90	90
Marokko	< 0,05	2	< 0,5	1.600	1.602	1.600
Mauretanien	0,3	7	3	164	173	166
Mosambik	k. A.	k. A.	2	2.000	2.002	2.002
Namibia	–	–	–	150	150	150
Niger	1,0	k. A.	k. A.	30	30	30
Nigeria	123,8	4.224	5.053	5.090	14.367	10.143
São Tomé und Príncipe	–	–	–	180	180	180
Senegal	–	–	–	140	140	140
Seychellen	–	–	–	470	470	470
Sierra Leone	–	–	60	200	260	260
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	1	20	21	21
Südafrika	0,2	16	2	400	418	402
Sudan & Südsudan	5,6	210	857	730	1.797	1.587
Sudan	4,1	–	212	365	577	577
Südsudan	1,5	–	646	365	1.011	1.011
Tansania	–	–	–	400	400	400
Togo	–	–	–	70	70	70
Tschad	5,3	65	204	275	544	479
Tunesien	3,1	201	58	304	563	362
Uganda	–	–	136	300	436	436
Westsahara	–	–	–	57	57	57
Bahrain	9,6	232	15	200	447	215

Fortsetzung Tabelle 6
[Mio. t]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Irak	148,1	4.820	19.088	6.100	30.009	25.188
Iran	185,8	9.386	21.401	7.200	37.987	28.601
Israel	< 0,05	2	2	370	374	372
Jemen	8,0	384	331	500	1.215	831
Jordanien	< 0,05	–	< 0,5	19	19	19
Katar	83,0	1.503	3.435	700	5.637	4.135
Kuwait	151,6	5.884	13.810	700	20.394	14.510
Libanon	–	–	–	150	150	150
Oman	45,8	1.350	748	700	2.799	1.448
Saudi-Arabien	547,0	18.717	36.170	11.800	66.688	47.970
Syrien	9,0	740	340	400	1.480	740
V. Arab. Emirate	155,0	4.329	13.306	1.100	18.736	14.406
Afghanistan	–	–	12	290	302	302
Australien	18,7	1.000	534	3.481	5.014	4.015
Bangladesch	0,3	3	4	30	37	34
Brunei	7,8	507	150	160	817	310
China	207,5	5.874	2.359	20.725	28.957	23.083
Indien	38,1	1.220	760	1.417	3.397	2.177
Indonesien	43,6	3.308	548	3.545	7.402	4.093
Japan	0,7	51	5	24	79	29
Kambodscha	–	–	–	25	25	25
Korea, Rep.	1,0	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Laos	–	–	–	< 0,5	< 0,5	< 0,5
Malaysia	30,6	1.034	796	850	2.680	1.646
Mongolei	0,5	2	35	1.013	1.050	1.048
Myanmar	0,8	55	5	560	620	565
Neuseeland	2,0	57	18	245	320	263
Pakistan	3,2	96	34	1.388	1.518	1.422
Papua-Neuguinea	1,5	65	21	290	376	311
Philippinen	0,8	16	17	270	303	287
Sri Lanka	–	–	–	90	90	90
Taiwan	< 0,05	5	< 0,5	5	10	5
Thailand	11,1	170	57	327	553	384
Timor-Leste	4,0	39	67	175	280	242
Vietnam	16,7	304	599	600	1.503	1.199
Grönland	–	–	–	3.500	3.500	3.500
Kanada	179,2	5.272	27.353	54.698	87.323	82.051
Mexiko	126,6	6.139	1.546	4.702	12.387	6.249
USA	431,2	30.875	4.764	24.557	60.196	29.321
Argentinien	31,0	1.510	337	4.173	6.020	4.511
Barbados	< 0,05	2	< 0,5	30	33	30
Belize	0,2	1	1	15	17	16

Fortsetzung Tabelle 6
[Mio. t]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Bolivien	2,7	77	29	282	387	310
Brasilien	108,2	1.927	2.009	13.721	17.657	15.730
Chile	0,3	62	20	333	415	353
Dominikanische Rep.	–	–	–	150	150	150
Ecuador	26,5	715	1.120	107	1.942	1.227
Falklandinseln	–	–	–	800	800	800
(Französisch-) Guyana	–	–	–	800	800	800
Guatemala	0,5	20	11	40	71	51
Guyana	–	–	–	450	450	450
Haiti	–	–	–	100	100	100
Kolumbien	46,9	1.138	323	1.790	3.252	2.114
Kuba	3,1	59	10	1.008	1.078	1.018
Paraguay	–	–	–	578	578	578
Peru	6,4	369	169	351	889	520
Puerto Rico	–	–	–	75	75	75
Suriname	0,8	13	10	700	724	710
Trinidad und Tobago	4,0	510	113	65	688	178
Uruguay	k. A.	k. A.	k. A.	277	277	277
Venezuela	151,5	9.596	26.724	65.323	101.643	92.047
Welt	4.137,0	170.844	216.551	331.447	718.842	547.998
Europa	165,0	9.541	2.239	6.901	18.680	9.139
GUS	659,3	26.249	17.280	49.305	92.834	66.585
Afrika	461,6	15.615	17.828	31.166	64.610	48.995
Naher Osten	1.343,0	47.349	108.646	29.939	185.934	138.585
Austral-Asien	388,8	13.805	6.019	35.510	55.333	41.529
Nordamerika	737,0	42.286	33.662	87.458	163.406	121.121
Lateinamerika	382,3	16.000	30.877	91.168	138.045	122.045
OPEC 2009	1.807,8	67.182	150.085	110.447	327.714	260.532
OPEC-Golf	1.270,6	44.640	107.210	27.600	179.450	134.810
MENA	1.529,2	55.937	117.558	41.203	214.698	158.761
OECD 2000	917,1	51.952	36.329	97.702	185.982	134.031
EU-27	72,8	5.751	1.212	4.018	10.980	5.230

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 7: Erdölrressourcen 2012 [Mio. t]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Bitumen/Ölsand	Schwerstöl	Schieferöl
1	Venezuela	65.323	3.000	–	60.500	1.823
2	Kanada	54.698	3.500	50.000	1	1.197
3	Russland	34.800	20.000	4.500	1	10.299
4	USA	24.557	15.727	850	76	7.905
5	China	20.725	16.200	25	119	4.381
6	Brasilien	13.721	13.000	–	–	721
7	Saudi-Arabien	11.800	11.800	–	–	–
8	Kasachstan	10.700	4.000	6.700	–	–
9	Iran	7.200	7.200	–	–	–
10	Irak	6.100	6.100	–	–	–
11	Angola	5.200	5.000	200	–	–
12	Nigeria	5.090	5.000	90	–	–
13	Libyen	4.751	1.200	–	–	3.551
14	Mexiko	4.702	2.920	–	< 0,5	1.782
15	Argentinien	4.173	500	–	–	3.673
16	Indonesien	3.545	2.400	70	–	1.075
17	Grönland	3.500	3.500	–	–	–
18	Australien	3.481	1.100	–	–	2.381
19	Algerien	2.376	1.600	–	–	776
20	Ägypten	2.234	1.600	–	8	626
...						
94	Deutschland	115	20	–	–	95
...						
	sonstige Länder [117]	42.652	35.686	81	73	6.813
	Welt	331.444	161.052	62.516	60.777	47.098
	Europa	6.901	4.610	30	29	2.231
	GUS	49.305	27.635	11.200	21	10.449
	Afrika	31.166	25.630	331	8	5.197
	Naher Osten	29.939	29.925	–	< 0,5	14
	Austral-Asien	35.510	25.095	95	119	10.200
	Nordamerika	87.458	25.647	50.850	77	10.884
	Lateinamerika	91.168	22.510	10	60.526	8.122
	OPEC 2009	110.447	43.500	290	60.507	6.150
	OPEC-Golf	27.600	27.600	–	–	–
	MENA	41.203	36.025	–	8	5.170
	OECD 2000	97.702	31.185	50.880	103	15.534
	EU-27	4.018	2.370	30	26	1.592

– keine Ressourcen

Tabelle 8: Erdölreserven 2012 [Mio. t]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Bitumen/Ölsand	Schwerstöl	Schieferöl
1	Saudi-Arabien	36.170	36.170	–	–	–
2	Kanada	27.353	667	26.686	–	–
3	Venezuela	26.724	5.524	–	21.200	–
4	Iran	21.401	21.401	–	–	–
5	Irak	19.088	19.088	–	–	–
6	Kuwait	13.810	13.810	–	–	–
7	V. Arab. Emirate	13.306	13.306	–	–	–
8	Russland	11.868	11.868	–	–	–
9	Libyen	6.595	6.595	–	–	–
10	Nigeria	5.053	5.053	–	–	–
11	USA	4.764	4.761	–	3	k. A.
12	Kasachstan	4.082	4.082	–	–	–
13	Katar	3.435	3.435	–	–	–
14	China	2.359	2.359	–	k. A.	–
15	Brasilien	2.009	2.009	–	–	–
16	Angola	1.723	1.723	–	–	–
17	Algerien	1.660	1.660	–	–	–
18	Mexiko	1.546	1.546	–	–	–
19	Ecuador	1.120	1.120	–	k. A.	–
20	Aserbaidtschan	952	952	–	k. A.	–
...						
59	Deutschland	32	32	–	–	–
...						
	sonstige Länder [83]	11.501	11.498	–	3	–
	Welt	216.551	168.659	26.686	21.206	–
	Europa	2.239	2.236	–	3	–
	GUS	17.280	17.280	–	–	–
	Afrika	17.828	17.828	–	–	–
	Naher Osten	108.646	108.646	–	–	–
	Austral-Asien	6.019	6.019	–	–	–
	Nordamerika	33.662	6.973	26.686	3	–
	Lateinamerika	30.877	9.677	–	21.200	–
	OPEC 2009	150.085	128.885	–	21.200	–
	OPEC–Golf	107.210	107.210	–	–	–
	MENA	117.558	117.558	–	–	–
	OECD 2000	36.329	9.640	26.686	3	–
	EU–27	1.212	1.212	–	–	–

k. A. keine Angaben
– keine Reserven

Tabelle 9: Erdölförderung 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	547,0	13,2	13,2
2	Russland	517,9	12,5	25,7
3	USA	431,2	10,4	36,2
4	China	207,5	5,0	41,2
5	Iran	185,8	4,5	45,7
6	Kanada	179,2	4,3	50,0
7	V. Arab. Emirate	155,0	3,7	53,7
8	Kuwait	151,6	3,7	57,4
9	Venezuela	151,5	3,7	61,1
10	Irak	148,1	3,6	64,7
11	Mexiko	126,6	3,1	67,7
12	Nigeria	123,8	3,0	70,7
13	Brasilien	108,2	2,6	73,3
14	Norwegen	87,5	2,1	75,4
15	Angola	86,9	2,1	77,5
16	Katar	83,0	2,0	79,5
17	Kasachstan	79,2	1,9	81,5
18	Algerien	76,1	1,8	83,3
19	Libyen	72,5	1,8	85,1
20	Kolumbien	46,9	1,1	86,2
...				
56	Deutschland	2,6	0,1	99,3
...				
	sonstige Länder [81]	569,0	13,8	100,0
	Welt	4.137,0	100,0	
	Europa	165,0	4,0	
	GUS	659,3	15,9	
	Afrika	461,6	11,2	
	Naher Osten	1.343,0	32,5	
	Austral-Asien	388,8	9,4	
	Nordamerika	737,0	17,8	
	Lateinamerika	382,3	9,2	
	OPEC 2009	1.807,8	43,7	
	OPEC-Golf	1.270,6	30,7	
	MENA	1.529,2	37,0	
	OECD 2000	917,1	22,2	
	EU-27	72,8	1,8	

Tabelle 10: Mineralölverbrauch 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	799,5	19,4	19,4
2	China	483,7	11,7	31,1
3	Japan	235,0	5,7	36,8
4	Indien	171,6	4,2	41,0
5	Russland	147,5	3,6	44,6
6	Saudi-Arabien	127,1	3,1	47,6
7	Brasilien	125,6	3,0	50,7
8	Korea, Rep.	112,7	2,7	53,4
9	Deutschland	111,5	2,7	56,1
10	Mexiko	108,9	2,6	58,8
11	Kanada	102,2	2,5	61,3
12	Iran	87,7	2,1	63,4
13	Frankreich	81,3	2,0	65,4
14	Indonesien	71,6	1,7	67,1
15	Vereinigtes Königreich	67,8	1,6	68,7
16	Singapur	66,2	1,6	70,3
17	Italien	63,7	1,5	71,9
18	Spanien	55,3	1,3	73,2
19	Australien	50,6	1,2	74,5
20	Niederlande	44,1	1,1	75,5
...				
	sonstige Länder [164]	1.009,0	24,5	100,0
	Welt	4.122,5	100,0	
	Europa	664,3	16,1	
	GUS	204,5	5,0	
	Afrika	170,1	4,1	
	Naher Osten	372,2	9,0	
	Austral-Asien	1.394,0	33,8	
	Nordamerika	1.010,8	24,5	
	Lateinamerika	306,5	7,4	
	OPEC 2009	416,9	10,1	
	OPEC-Golf	316,0	7,7	
	MENA	458,3	11,1	
	OECD 2000	2.040,6	49,5	
	EU-27	596,6	14,5	

Tabelle 11: Erdölexport 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	375,5	17,9	17,9
2	Russland	239,4	11,4	29,3
3	Kanada	128,0	6,1	35,5
4	Irak	120,7	5,8	41,2
5	V. Arab. Emirate	120,6	5,8	47,0
6	Nigeria	117,7	5,6	52,6
7	Kuwait	102,9	4,9	57,5
8	Venezuela	85,7	4,1	61,6
9	Angola	82,7	3,9	65,5
10	Iran	76,0	3,6	69,1
11	Kasachstan	67,3	3,2	72,4
12	Norwegen	67,1	3,2	75,6
13	Mexiko	66,2	3,2	78,7
14	Libyen	47,8	2,3	81,0
15	Aserbaidshan	42,0	2,0	83,0
16	Algerien	40,2	1,9	84,9
17	Oman	38,2	1,8	86,7
18	Vereinigtes Königreich	34,0	1,6	88,4
19	Katar	29,2	1,4	89,8
20	Brasilien	27,5	1,3	91,1
...				
64	Deutschland	0,2	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [52]	186,9	8,9	100,0
	Welt	2.095,7	100,0	
	Europa	120,4	5,7	
	GUS	351,7	16,8	
	Afrika	332,9	15,9	
	Naher Osten	869,2	41,5	
	Austral-Asien	72,4	3,5	
	Nordamerika	197,1	9,4	
	Lateinamerika	151,8	7,2	
	OPEC 2009	1.216,7	58,1	
	OPEC-Golf	824,9	39,4	
	MENA	963,1	46,0	
	OECD 2000	333,0	15,9	
	EU-27	53,3	2,5	

Tabelle 12: Erdölimport 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	421,7	19,2	19,2
2	China	271,0	12,4	31,6
3	Japan	184,9	8,4	40,0
4	Indien	176,9	8,1	48,1
5	Korea, Rep.	127,3	5,8	53,9
6	Deutschland	93,4	4,3	58,2
7	Italien	68,6	3,1	61,3
8	Vereinigtes Königreich	60,6	2,8	64,1
9	Spanien	58,8	2,7	66,8
10	Frankreich	57,2	2,6	69,4
11	Niederlande	49,9	2,3	71,6
12	Taiwan	44,7	2,0	73,7
13	Singapur	41,4	1,9	75,6
14	Thailand	40,7	1,9	77,4
15	Kanada	35,8	1,6	79,1
16	Belgien	33,9	1,5	80,6
17	Polen	24,6	1,1	81,7
18	Australien	23,6	1,1	82,8
19	Griechenland	22,9	1,0	83,9
20	Schweden	21,1	1,0	84,8
...				
	sonstige Länder [64]	332,7	15,2	100,0
	Welt	2.191,6	100,0	
	Europa	609,9	27,8	
	GUS	29,8	1,4	
	Afrika	19,3	0,9	
	Naher Osten	27,7	1,3	
	Austral-Asien	974,8	44,5	
	Nordamerika	457,9	20,9	
	Lateinamerika	72,3	3,3	
	MENA	35,9	1,6	
	OECD 2000	1.371,9	62,6	
	EU-27	569,7	26,0	

Tabelle 13: Übersicht Erdgas 2012 [Mrd. m³]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Albanien	< 0,05	8	2	50	60	52
Bulgarien	0,4	7	5	575	587	580
Dänemark	6,4	173	43	950	1.166	993
Deutschland	12,1	999	123	1.870	2.992	1.993
Frankreich	0,5	228	11	3.984	4.223	3.995
Griechenland	< 0,05	1	1	10	12	11
Irland	0,4	56	25	50	131	75
Italien	7,8	736	55	405	1.195	459
Kroatien	1,9	68	24	50	142	74
Litauen	–	–	–	< 0,5	< 0,5	< 0,5
Malta	–	–	–	10	10	10
Niederlande	80,1	3.377	1.130	1.505	6.012	2.635
Norwegen	114,8	1.767	2.090	1.820	5.677	3.910
Österreich	1,7	95	15	820	930	835
Polen	4,5	253	88	797	1.138	885
Portugal	–	–	–	40	40	40
Rumänien	10,9	1.276	102	1.590	2.968	1.692
Schweden	–	–	–	280	280	280
Serbien	0,5	32	48	10	90	58
Slowakei	0,2	26	13	10	49	23
Slowenien	< 0,05	k. A.	1	15	16	16
Spanien	0,1	11	3	2.435	2.449	2.438
Tschechische Republik	0,3	15	5	130	150	135
Türkei	0,7	13	7	1.153	1.173	1.160
Ungarn	2,2	225	8	347	580	355
Vereinigtes Königreich	41,1	2.421	461	1.849	4.731	2.310
Zypern	–	–	–	250	250	250
Armenien	–	–	–	180	180	180
Aserbaidschan	16,0	527	991	2.000	3.518	2.991
Georgien	< 0,05	3	8	102	113	110
Kasachstan	29,1	471	1.950	3.700	6.121	5.650
Kirgisistan	< 0,05	7	6	20	33	26
Moldau, Republik	–	–	–	20	20	20
Russland	609,7	20.453	46.000	142.050	208.503	188.050
Tadschikistan	< 0,05	9	6	100	114	106
Turkmenistan	64,4	2.431	10.000	15.000	27.431	25.000
Ukraine	18,6	1.965	969	5.930	8.864	6.899
Usbekistan	57,7	2.136	1.661	1.500	5.297	3.161
Weißrussland	0,2	13	3	10	25	13
Ägypten	60,9	719	2.190	10.830	13.739	13.020
Algerien	81,5	2.148	4.504	26.720	33.372	31.224

Fortsetzung Tabelle 13
[Mrd. m³]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Angola	0,8	21	297	1.200	1.518	1.497
Äquatorialguinea	6,5	35	121	120	276	241
Äthiopien	k. A.	k. A.	28	20	48	48
Benin	–	k. A.	1	100	101	101
Botsuana	–	–	–	1.840	1.840	1.840
Côte d'Ivoire	1,7	24	16	400	440	416
Eritrea	–	–	–	100	100	100
Gabun	0,2	5	27	600	632	627
Gambia	–	–	–	25	25	25
Ghana	k. A.	k. A.	27	300	327	327
Guinea	–	–	–	200	200	200
Guinea-Bissau	–	–	–	50	50	50
Kamerun	0,3	k. A.	153	200	353	353
Kenia	–	–	–	600	600	600
Kongo, DR	k. A.	k. A.	1	10	11	11
Kongo, Rep.	0,2	k. A.	124	200	324	324
Liberia	–	–	–	200	200	200
Libyen	12,2	282	1.547	4.650	6.479	6.197
Madagaskar	–	–	2	4.700	4.702	4.702
Marokko	0,1	2	1	2.220	2.224	2.221
Mauretanien	k. A.	k. A.	28	200	228	228
Mosambik	3,4	25	127	5.200	5.353	5.327
Namibia	–	–	62	250	312	312
Niger	–	–	–	250	250	250
Nigeria	37,9	414	5.118	3.000	8.532	8.118
Ruanda	–	–	–	50	50	50
São Tomé und Príncipe	–	–	–	100	100	100
Senegal	k. A.	k. A.	10	200	210	210
Seychellen	–	–	–	600	600	600
Sierra Leone	–	–	–	300	300	300
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	6	400	406	406
Südafrika	1,4	39	16	12.330	12.385	12.346
Sudan & Südsudan	k. A.	k. A.	85	250	335	335
Tansania	0,9	k. A.	37	1.400	1.437	1.437
Togo	–	–	–	100	100	100
Tschad	–	–	–	200	200	200
Tunesien	2,7	47	65	800	912	865
Uganda	–	–	14	–	14	14
Westsahara	–	–	–	228	228	228
Bahrain	12,5	250	199	200	650	399

Fortsetzung Tabelle 13
[Mrd. m³]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	Verbl. Potenzial
Irak	5,8	113	3.588	4.000	7.701	7.588
Iran	158,2	2.048	33.620	11.000	46.668	44.620
Israel	2,5	17	269	2.000	2.286	2.269
Jemen	7,8	26	479	500	1.005	979
Jordanien	0,2	5	6	350	361	356
Katar	157,0	1.109	25.069	2.000	28.178	27.069
Kuwait	14,5	305	1.784	500	2.589	2.284
Libanon	–	–	–	850	850	850
Oman	29,0	342	950	1.650	2.942	2.600
Palästina	–	–	30	350	380	380
Saudi-Arabien	95,2	1.580	8.151	24.664	34.395	32.815
Syrien	6,7	127	285	300	712	585
V. Arab. Emirate	51,7	1.090	6.090	1.500	8.680	7.590
Afghanistan	0,1	57	50	350	457	400
Australien	48,8	984	3.759	32.430	37.174	36.189
Bangladesch	21,8	302	349	800	1.451	1.149
Brunei	12,5	386	288	200	874	488
China	110,7	1.263	3.096	68.980	73.339	72.076
Indien	41,9	695	1.330	6.530	8.555	7.860
Indonesien	76,7	1.937	2.927	10.480	15.344	13.407
Japan	3,2	130	21	5	156	26
Kambodscha	–	–	–	50	50	50
Korea, Rep.	0,4	k. A.	5	50	55	55
Laos	–	–	–	5	5	5
Malaysia	63,0	1.131	2.389	1.900	5.420	4.289
Mongolei	–	–	–	133	133	133
Myanmar	11,8	158	283	2.000	2.441	2.283
Neuseeland	4,6	150	29	353	533	382
Pakistan	41,3	758	766	4.570	6.094	5.336
Papua-Neuguinea	0,1	3	442	1.000	1.445	1.442
Philippinen	3,8	33	87	502	622	589
Sri Lanka	–	–	–	300	300	300
Taiwan	0,4	51	6	5	62	11
Thailand	41,4	490	256	740	1.486	996
Timor-Leste	k. A.	k. A.	101	300	401	401
Vietnam	9,4	81	617	1.392	2.090	2.009
Grönland	–	–	–	3.900	3.900	3.900
Kanada	156,5	5.678	1.930	35.883	43.492	37.813
Mexiko	47,0	1.524	360	17.770	19.654	18.130
USA	681,5	32.868	8.495	53.850	95.213	62.345
Argentinien	38,7	1.067	333	23.710	25.110	24.043
Barbados	k. A.	k. A.	2	150	152	152

Fortsetzung Tabelle 13
[Mrd. m³]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Belize	–	–	–	10	10	10
Bolivien	18,7	220	282	1.620	2.121	1.902
Brasilien	17,4	245	452	18.440	19.137	18.892
Chile	1,2	107	41	1.510	1.658	1.551
Ecuador	0,5	6	7	20	33	27
Falklandinseln	–	–	–	1.500	1.500	1.500
(Französisch-) Guyana	–	–	–	400	400	400
Grenada	–	–	–	25	25	25
Guatemala	–	–	–	10	10	10
Guyana	–	–	–	100	100	100
Haiti	–	–	–	50	50	50
Kolumbien	12,0	231	155	2.282	2.668	2.437
Kuba	1,0	13	71	400	484	471
Paraguay	–	–	–	2.420	2.420	2.420
Peru	12,7	91	359	200	650	559
Puerto Rico	–	–	–	30	30	30
Suriname	–	–	–	300	300	300
Trinidad und Tobago	42,2	545	375	500	1.420	875
Uruguay	–	–	–	828	828	828
Venezuela	32,8	1.051	5.528	7.230	13.809	12.758
Welt	3.388,5	102.831	196.173	628.846	927.850	825.019
Europa	286,8	11.786	4.259	21.005	37.050	25.264
GUS	795,9	28.015	61.594	170.612	260.221	232.206
Afrika	210,5	3.762	14.609	81.153	99.524	95.762
Naher Osten	541,1	7.013	80.519	49.864	137.396	130.383
Austral-Asien	491,9	8.610	16.801	133.075	158.486	149.876
Nordamerika	885,0	40.071	10.786	111.403	162.259	122.189
Lateinamerika	177,3	3.573	7.605	61.735	72.913	69.340
OPEC 2009	648,2	10.167	95.303	86.484	191.953	181.787
OPEC–Golf	482,5	6.245	78.302	43.664	128.211	121.966
MENA	698,4	10.212	88.912	95.334	194.458	184.246
OECD 2000	1.215,0	51.731	18.677	162.696	233.103	181.373
EU–27	168,9	9.898	2.088	17.922	29.908	20.010

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 14: Erdgasressourcen 2012 [Mrd. m³]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Schiefergas	CBM	Tight Gas
1	Russland	142.050	100.000	9.500	12.550	20.000
2	China	68.980	21.000	25.080	10.900	12.000
3	USA	53.850	25.000	15.380	4.470	9.000
4	Kanada	35.883	8.500	16.230	3.653	7.500
5	Australien	32.430	5.400	12.380	6.650	8.000
6	Algerien	26.720	1.200	20.020	–	5.500
7	Saudi-Arabien	24.664	19.000	5.664	–	–
8	Argentinien	23.710	1.000	22.710	–	–
9	Brasilien	18.440	11.500	6.940	–	–
10	Mexiko	17.770	2.300	15.440	30	–
11	Turkmenistan	15.000	15.000	–	–	–
12	Südafrika	12.330	1.000	11.050	280	–
13	Iran	11.000	11.000	–	–	–
14	Ägypten	10.830	8.000	2.830	–	–
15	Indonesien	10.480	6.000	1.300	3.180	–
16	Venezuela	7.230	2.500	4.730	–	–
17	Indien	6.530	2.000	2.720	1.810	–
18	Ukraine	5.930	500	3.630	1.800	–
19	Mosambik	5.200	5.200	–	–	–
20	Madagaskar	4.700	4.700	–	–	–
...						
37	Deutschland	1.870	20	1.300	450	100
...						
	sonstige Länder [122]	93.249	59.159	28.470	4.638	982
	Welt	628.846	309.979	205.374	50.411	63.082
	Europa	21.005	5.224	14.044	1.615	122
	GUS	170.612	121.430	13.130	16.052	20.000
	Afrika	81.153	34.765	39.768	1.120	5.500
	Naher Osten	49.864	43.250	5.864	–	750
	Austral-Asien	133.075	44.915	44.700	23.260	20.200
	Nordamerika	111.403	39.700	47.050	8.153	16.500
	Lateinamerika	61.735	20.695	40.818	212	10
	OPEC 2009	86.484	47.120	33.864	–	5.500
	OPEC-Golf	43.664	38.000	5.664	–	–
	MENA	95.334	55.700	33.384	–	6.250
	OECD 2000	162.696	50.134	71.554	16.386	24.622
	EU-27	17.922	3.094	13.374	1.332	122

– keine Ressourcen bzw. keine Angaben

Tabelle 15: Erdgasreserven 2012 [Mrd. m³]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land / Region	Summe	konventionell ¹⁾	nicht-konventionell ²⁾	
				Schiefergas	CBM
1	Russland	46.000	45.955	–	45
2	Iran	33.620	33.620	–	–
3	Katar	25.069	25.069	–	–
4	Turkmenistan	10.000	10.000	–	–
5	USA	8.495	4.291	3.728	476
6	Saudi-Arabien	8.151	8.151	–	–
7	V. Arab. Emirate	6.090	6.090	–	–
8	Venezuela	5.528	5.528	–	–
9	Nigeria	5.118	5.118	–	–
10	Algerien	4.504	4.504	–	–
11	Australien	3.759	2.827	–	932
12	Irak	3.588	3.588	–	–
13	China	3.096	3.025	–	71
14	Indonesien	2.927	2.927	–	–
15	Malaysia	2.389	2.389	–	–
16	Ägypten	2.190	2.190	–	–
17	Norwegen	2.090	2.090	–	–
18	Kasachstan	1.950	1.950	–	–
19	Kanada	1.930	1.874	k. A.	57
20	Kuwait	1.784	1.784	–	–
...					
51	Deutschland	123	123	–	–
...					
	sonstige Länder [83]	17.772	17.534	–	237
	Welt	196.173	190.627	3.728	1.818
	Europa	4.259	4.259	–	–
	GUS	61.594	61.549	–	45
	Afrika	14.609	14.609	–	–
	Naher Osten	80.519	80.519	–	–
	Austral-Asien	16.801	15.561	–	1.240
	Nordamerika	10.786	6.525	3.728	533
	Lateinamerika	7.605	7.605	–	–
	OPEC 2009	95.303	95.303	–	–
	OPEC-Golf	78.302	78.302	–	–
	MENA	88.912	88.912	–	–
	OECD 2000	18.677	13.485	3.728	1.465
	EU-27	2.088	2.088	–	–

k. A. keine Angaben

– keine Reserven

¹⁾ einschließlich Tight Gas²⁾ z. T. Datenstand 2011

Tabelle 16: Erdgasförderung 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	681,5	20,1	20,1
2	Russland	609,7	18,0	38,1
3	Iran	158,2	4,7	42,8
4	Katar	157,0	4,6	47,4
5	Kanada	156,5	4,6	52,0
6	Norwegen	114,8	3,4	55,4
7	China	110,7	3,3	58,7
8	Saudi-Arabien	95,2	2,8	61,5
9	Algerien	81,5	2,4	63,9
10	Niederlande	80,1	2,4	66,3
11	Indonesien	76,7	2,3	68,5
12	Turkmenistan	64,4	1,9	70,4
13	Malaysia	63,0	1,9	72,3
14	Ägypten	60,9	1,8	74,1
15	Usbekistan	57,7	1,7	75,8
16	V. Arab. Emirate	51,7	1,5	77,3
17	Australien	48,8	1,4	78,7
18	Mexiko	47,0	1,4	80,1
19	Trinidad und Tobago	42,2	1,2	81,4
20	Indien	41,9	1,2	82,6
...				
39	Deutschland	12,1	0,4	96,2
...				
	sonstige Länder [69]	576,8	17,0	100,0
	Welt	3.388,5	100,0	
	Europa	286,8	8,5	
	GUS	795,9	23,5	
	Afrika	210,5	6,2	
	Naher Osten	541,1	16,0	
	Austral-Asien	491,9	14,5	
	Nordamerika	885,0	26,1	
	Lateinamerika	177,3	5,2	
	OPEC 2009	648,2	19,1	
	OPEC-Golf	482,5	14,2	
	MENA	698,4	20,6	
	OECD 2000	1.215,0	35,9	
	EU-27	168,9	5,0	

Tabelle 17: Erdgasverbrauch 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	721,7	21,3	21,3
2	Russland	459,6	13,6	34,9
3	Iran	156,1	4,6	39,5
4	China	142,0	4,2	43,6
5	Japan	119,0	3,5	47,2
6	Kanada	100,7	3,0	50,1
7	Saudi-Arabien	95,2	2,8	52,9
8	Deutschland	89,3	2,6	55,6
9	Vereinigtes Königreich	78,3	2,3	57,9
10	Italien	74,9	2,2	60,1
11	Mexiko	68,6	2,0	62,1
12	V. Arab. Emirate	62,9	1,9	64,0
13	Indien	58,8	1,7	65,7
14	Ägypten	52,6	1,6	67,3
15	Thailand	51,2	1,5	68,8
16	Korea, Rep.	49,6	1,5	70,2
17	Ukraine	49,6	1,5	71,7
18	Usbekistan	47,9	1,4	73,1
19	Argentinien	47,3	1,4	74,5
20	Türkei	45,3	1,3	75,8
...				
	sonstige Länder [90]	818,8	24,2	100,0
	Welt	3.389,5	100,0	
	Europa	525,6	15,5	
	GUS	645,2	19,0	
	Afrika	118,2	3,5	
	Naher Osten	411,5	12,1	
	Austral-Asien	634,3	18,7	
	Nordamerika	891,0	26,3	
	Lateinamerika	163,7	4,8	
	OPEC 2009	453,9	13,4	
	OPEC-Golf	369,6	10,9	
	MENA	507,1	15,0	
	OECD 2000	1.587,3	46,8	
	EU-27	465,6	13,7	

Tabelle 18: Erdgasexport 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russland	186,9	18,1	18,1
2	Katar	124,6	12,1	30,2
3	Norwegen	109,1	10,6	40,8
4	Kanada	83,8	8,1	48,9
5	Niederlande	60,4	5,9	54,8
6	Algerien	50,1	4,9	59,6
7	USA	45,9	4,5	64,1
8	Turkmenistan	41,1	4,0	68,1
9	Indonesien	37,2	3,6	71,7
10	Malaysia	31,8	3,1	74,7
11	Australien	28,1	2,7	77,5
12	Nigeria	26,5	2,6	80,0
13	Deutschland	20,9	2,0	82,1
14	Trinidad und Tobago	20,3	2,0	84,0
15	Bolivien	14,5	1,4	85,4
16	Vereinigtes Königreich	13,1	1,3	86,7
17	Oman	11,9	1,2	87,9
18	Usbekistan	11,0	1,1	88,9
19	Myanmar	10,1	1,0	89,9
20	Iran	9,2	0,9	90,8
...				
	sonstige Länder [29]	94,9	9,2	100,0
	Welt	1.031,3	100,0	
	Europa	225,4	21,9	
	GUS	255,2	24,7	
	Afrika	98,7	9,6	
	Naher Osten	160,1	15,5	
	Austral-Asien	118,8	11,5	
	Nordamerika	129,7	12,6	
	Lateinamerika	43,3	4,2	
	OPEC 2009	224,4	21,8	
	OPEC-Golf	141,3	13,7	
	MENA	224,1	21,7	
	OECD 2000	383,1	37,1	
	EU-27	115,6	11,2	

Tabelle 19: Erdgasimport 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Japan	116,0	11,2	11,2
2	Deutschland	98,4	9,5	20,8
3	USA	88,7	8,6	29,3
4	Italien	67,7	6,6	35,9
5	Vereinigtes Königreich	49,9	4,8	40,7
6	Korea, Rep.	49,2	4,8	45,5
7	Türkei	45,9	4,4	50,0
8	Frankreich	45,1	4,4	54,3
9	China	38,4	3,7	58,0
10	Spanien	34,7	3,4	61,4
11	Russland	32,3	3,1	64,5
12	Ukraine	30,9	3,0	67,5
13	Kanada	29,3	2,8	70,3
14	Mexiko	22,0	2,1	72,5
15	Belgien	21,1	2,0	74,5
16	Weißrussland	20,3	2,0	76,5
17	V. Arab. Emirate	18,2	1,8	78,2
18	Indien	16,9	1,6	79,9
19	Taiwan	16,4	1,6	81,5
20	Niederlande	15,3	1,5	83,0
...				
	sonstige Länder [54]	176,1	17,0	100,0
	Welt	1.032,7	100,0	
	Europa	460,2	44,6	
	GUS	96,3	9,3	
	Afrika	7,7	0,7	
	Naher Osten	30,6	3,0	
	Austral-Asien	267,5	25,9	
	Nordamerika	140,0	13,6	
	Lateinamerika	30,4	2,9	
	OPEC 2009	29,6	2,9	
	OPEC-Golf	27,5	2,7	
	MENA	34,2	3,3	
	OECD 2000	755,7	73,2	
	EU-27	407,5	39,5	

Tabelle 20: Übersicht Hartkohle 2012 [Mt]

Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
Belgien	–	–	4.100	4.100
Bulgarien	2,3	192	3.920	4.112
Deutschland	11,6	36	82.962	82.998
Frankreich	0,3	–	160	160
Irland	–	14	26	40
Italien	0,1	10	600	610
Montenegro	–	142	195	337
Niederlande	–	497	2.750	3.247
Norwegen	1,2	13	75	88
Polen	79,6	15.160	161.331	176.491
Portugal	–	3	k. A.	3
Rumänien	< 0,05	11	2.435	2.446
Schweden	–	1	4	5
Serbien	0,2	402	453	855
Slowakei	–	–	19	19
Slowenien	–	56	39	95
Spanien	6,1	868	3.363	4.231
Tschechische Republik	10,8	1.123	15.421	16.543
Türkei	3,3	384	801	1.185
Ungarn	–	276	5.075	5.351
Vereinigtes Königreich	16,8	264	186.700	186.964
Armenien	–	163	154	317
Georgien	0,5	201	700	901
Kasachstan	112,8	25.605	123.090	148.695
Kirgisistan	0,2	971	27.528	28.499
Russland	276,1	69.634	2.624.612	2.694.246
Tadschikistan	0,2	375	3.700	4.075
Turkmenistan	–	–	800	800
Ukraine	85,6	32.039	49.006	81.045
Usbekistan	0,2	1.375	9.477	10.852
Ägypten	0,2	16	166	182
Algerien	–	59	164	223
Botsuana	0,7	40	21.200	21.240
Kongo, DR	0,1	88	900	988
Madagaskar	–	–	150	150
Malawi	0,1	2	800	802
Marokko	–	14	82	96
Mosambik	4,5	849	23.338	24.187
Namibia	–	–	350	350
Niger	0,2	–	90	90
Nigeria	< 0,05	287	1.857	2.144
Sambia	0,8	45	900	945
Simbabwe	1,9	502	25.000	25.502
Südafrika	260,0	33.896	k. A.	33.896
Swasiland	0,1	144	4.500	4.644
Tansania	0,1	269	1.141	1.410
Uganda	–	–	800	800
Iran	1,2	1.203	40.000	41.203

Fortsetzung Tabelle 20
[Mt]

Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
Afghanistan	0,7	66	k. A.	66
Australien	374,1	61.082	1.532.148	1.593.230
Bangladesch	1,0	293	2.967	3.260
Bhutan	0,1	k. A.	k. A.	k. A.
China	3.505,0	180.600	5.010.000	5.190.600
Indien	557,7	80.417	175.732	256.149
Indonesien	382,8	13.511	91.285	104.796
Japan	1,3	340	13.543	13.883
Korea, DVR	32,2	600	10.000	10.600
Korea, Rep.	2,1	326	1.360	1.686
Laos	0,3	4	58	62
Malaysia	2,9	141	1.068	1.209
Mongolei	23,6	1.170	39.854	41.024
Myanmar	1,1	3	248	252
Nepal	< 0,05	1	7	8
Neukaledonien	–	2	k. A.	2
Neuseeland	4,6	825	2.350	3.175
Pakistan	2,8	207	5.789	5.996
Philippinen	8,2	211	1.012	1.223
Taiwan	–	1	101	102
Vietnam	42,4	3.116	3.519	6.635
Grönland	–	183	200	383
Kanada	57,0	4.346	183.260	187.606
Mexiko	13,7	1.160	3.000	4.160
USA	850,7	224.225	6.458.553	6.682.778
Argentinien	0,2	500	300	800
Bolivien	–	1	k. A.	1
Brasilien	–	1.547	4.665	6.212
Chile	0,1	1.181	4.135	5.316
Costa Rica	–	–	17	17
Kolumbien	89,2	4.881	9.928	14.809
Peru	0,2	102	1.465	1.567
Venezuela	3,1	731	5.981	6.712
Welt	6.835,0	768.999	17.143.481	17.912.480
Europa	132,3	19.452	470.429	489.881
GUS	475,5	130.362	2.839.068	2.969.429
Afrika	268,9	36.210	81.438	117.648
Naher Osten	1,2	1.203	40.000	41.203
Austral-Asien	4.942,9	342.917	6.891.042	7.233.958
Nordamerika	921,4	229.914	6.645.013	6.874.927
Lateinamerika	92,8	8.943	26.491	35.434
Antarktis	–	–	150.000	150.000
OPEC 2009	4,3	2.279	48.002	50.281
OPEC-Golf	1,2	1.203	40.000	41.203
MENA	1,4	1.291	40.412	41.703
OECD 2000	1.433,3	311.136	8.657.800	8.968.936
EU-27	127,6	18.511	468.905	487.416

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 21: Hartkohleressourcen 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	6.458.553	37,7	37,7
2	China	5.010.000	29,2	66,9
3	Russland ¹⁾	2.624.612	15,3	82,2
4	Australien	1.532.148	8,9	91,1
5	Vereinigtes Königreich	186.700	1,1	92,2
6	Kanada	183.260	1,1	93,3
7	Indien	175.732	1,0	94,3
8	Polen	161.331	0,9	95,3
9	Kasachstan	123.090	0,7	96,0
10	Indonesien	91.285	0,5	96,5
11	Deutschland	82.962	0,5	97,0
12	Ukraine ¹⁾	49.006	0,3	97,3
13	Iran	40.000	0,2	97,5
14	Mongolei ¹⁾	39.854	0,2	97,8
15	Kirgisistan	27.528	0,2	97,9
16	Simbabwe	25.000	0,1	98,1
17	Mosambik	23.338	0,1	98,2
18	Botsuana	21.200	0,1	98,3
19	Tschechische Republik ¹⁾	15.421	0,1	98,4
20	Japan	13.543	0,1	98,5
	...			
	sonstige Länder [56]	258.917	1,5	100,0
	Welt	17.143.481	100,0	
	Europa	470.429	2,7	
	GUS	2.839.068	16,6	
	Afrika	81.438	0,5	
	Naher Osten	40.000	0,2	
	Austral-Asien	6.891.042	40,2	
	Nordamerika	6.645.013	38,8	
	Lateinamerika	26.491	0,2	
	Antarktis	150.000	0,9	
	OPEC 2009	48.002	0,3	
	OPEC-Golf	40.000	0,2	
	MENA	40.412	0,2	
	OECD 2000	8.657.800	50,5	
	EU-27	468.905	2,7	

¹⁾ Hartkohleressourcen umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 22: Hartkohlereserven 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	224.225	29,2	29,2
2	China	180.600	23,5	52,6
3	Indien	80.417	10,5	63,1
4	Russland ¹⁾	69.634	9,1	72,2
5	Australien	61.082	7,9	80,1
6	Südafrika	33.896	4,4	84,5
7	Ukraine ¹⁾	32.039	4,2	88,7
8	Kasachstan	25.605	3,3	92,0
9	Polen	15.160	2,0	94,0
10	Indonesien	13.511	1,8	95,7
11	Kolumbien	4.881	0,6	96,4
12	Kanada	4.346	0,6	96,9
13	Vietnam	3.116	0,4	97,3
14	Brasilien	1.547	0,2	97,5
15	Usbekistan	1.375	0,2	97,7
16	Iran	1.203	0,2	97,9
17	Chile	1.181	0,2	98,0
18	Mongolei ¹⁾	1.170	0,2	98,2
19	Mexiko	1.160	0,2	98,3
20	Tschechische Republik ¹⁾	1.123	0,1	98,5
...				
57	Deutschland ²⁾	36	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [50]	11.694	1,5	100,0
	Welt	768.999	100,0	
	Europa	19.452	2,5	
	GUS	130.362	17,0	
	Afrika	36.210	4,7	
	Naher Osten	1.203	0,2	
	Austral-Asien	342.917	44,6	
	Nordamerika	229.914	29,9	
	Lateinamerika	8.943	1,2	
	OPEC 2009	2.279	0,3	
	OPEC-Golf	1.203	0,2	
	MENA	1.291	0,2	
	OECD 2000	311.136	40,5	
	EU-27	18.511	2,4	

¹⁾ Hartkohlereserven umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

²⁾ Abweichend von der BGR-Definition für Reserven weist die RAG AG einen „Technisch gewinnbaren Planvorrat“ von 2,5 Mrd. t aus (Stand 2011)

Tabelle 23: Hartkohleförderung 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	3.505,0	51,3	51,3
2	USA	850,7	12,4	63,7
3	Indien	557,7	8,2	71,9
4	Indonesien	382,8	5,6	77,5
5	Australien	374,1	5,5	83,0
6	Russland ¹⁾	276,1	4,0	87,0
7	Südafrika	260,0	3,8	90,8
8	Kasachstan	112,8	1,7	92,5
9	Kolumbien	89,2	1,3	93,8
10	Ukraine ¹⁾	85,6	1,3	95,0
11	Polen	79,6	1,2	96,2
12	Kanada	57,0	0,8	97,0
13	Vietnam	42,4	0,6	97,6
14	Korea, DVR	32,2	0,5	98,1
15	Mongolei ¹⁾	23,6	0,3	98,4
16	Vereinigtes Königreich	16,8	0,2	98,7
17	Mexiko	13,7	0,2	98,9
18	Deutschland	11,6	0,2	99,1
19	Tschechische Republik ¹⁾	10,8	0,2	99,2
20	Philippinen	8,2	0,1	99,3
...				
	sonstige Länder [39]	45,3	0,7	100,0
	Welt	6.835,0	100,0	
	Europa	132,3	1,9	
	GUS	475,5	7,0	
	Afrika	268,9	3,9	
	Naher Osten	1,2	0,0	
	Austral-Asien	4.942,9	72,3	
	Nordamerika	921,4	13,5	
	Lateinamerika	92,8	1,4	
	OPEC 2009	4,3	0,1	
	OPEC-Golf	1,2	0,0	
	MENA	1,4	0,0	
	OECD 2000	1.433,3	21,0	
	EU-27	127,6	1,9	

¹⁾ Hartkohleförderung beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 24: Hartkohleverbrauch 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	3.784,5	55,2	55,2
2	USA	745,0	10,9	66,0
3	Indien	692,0	10,1	76,1
4	Südafrika	187,0	2,7	78,8
5	Japan	183,8	2,7	81,5
6	Russland ¹⁾	173,3	2,5	84,1
7	Korea, Rep.	127,3	1,9	85,9
8	Ukraine ¹⁾	90,0	1,3	87,2
9	Kasachstan	81,0	1,2	88,4
10	Polen	75,6	1,1	89,5
11	Taiwan	64,2	0,9	90,4
12	Vereinigtes Königreich	64,0	0,9	91,4
13	Indonesien	60,2	0,9	92,2
14	Australien	59,0	0,9	93,1
15	Deutschland	56,2	0,8	93,9
16	Kanada	32,4	0,5	94,4
17	Türkei	32,2	0,5	94,9
18	Spanien	28,0	0,4	95,3
19	Malaysia	24,6	0,4	95,6
20	Italien	24,1	0,4	96,0
...				
	sonstige Länder [83]	275,1	4,0	100,0
	Welt	6.859,5	100,0	
	Europa	355,7	5,2	
	GUS	346,4	5,1	
	Afrika	199,9	2,9	
	Naher Osten	18,2	0,3	
	Austral-Asien	5.102,6	74,4	
	Nordamerika	798,2	11,6	
	Lateinamerika	38,6	0,6	
	OPEC 2009	4,7	0,1	
	OPEC-Golf	3,9	0,1	
	MENA	25,4	0,4	
	OECD 2000	1.516,4	22,1	
	EU-27	319,5	4,7	

¹⁾ Hartkohleverbrauch beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 25: Hartkohleexport 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Indonesien	384,0	30,3	30,3
2	Australien	315,5	24,9	55,2
3	Russland	125,2	9,9	65,1
4	USA	114,1	9,0	74,1
5	Kolumbien	83,3	6,6	80,7
6	Südafrika	75,9	6,0	86,7
7	Kanada	34,6	2,7	89,4
8	Kasachstan	32,8	2,6	92,0
9	Mongolei	22,1	1,7	93,7
10	Vietnam	19,8	1,6	95,3
11	Korea, DVR	12,0	0,9	96,2
12	China	9,3	0,7	97,0
13	Polen	7,1	0,6	97,5
14	Ukraine	6,1	0,5	98,0
15	Tschechische Republik	5,1	0,4	98,4
16	Mosambik	4,5	0,4	98,8
17	Philippinen	3,2	0,3	99,0
18	Indien	2,8	0,2	99,2
19	Venezuela	2,7	0,2	99,5
20	Neuseeland	2,2	0,2	99,6
...				
29	Deutschland	0,1	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [8]	4,6	0,4	100,0
	Welt	1.267,0	100,0	
	Europa	16,3	1,3	
	GUS	164,3	13,0	
	Afrika	80,7	6,4	
	Austral-Asien	770,9	60,8	
	Nordamerika	148,9	11,8	
	Lateinamerika	86,0	6,8	
	OPEC 2009	2,7	0,2	
	OECD 2000	482,9	38,1	
	EU-27	15,0	1,2	

Tabelle 26: Hartkohleimport 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	288,8	23,3	23,3
2	Japan	185,2	14,9	38,2
3	Indien	137,6	11,1	49,3
4	Korea, Rep.	125,6	10,1	59,4
5	Taiwan	64,6	5,2	64,6
6	Deutschland	45,0	3,6	68,2
7	Vereinigtes Königreich	44,8	3,6	71,8
8	Türkei	29,2	2,4	74,2
9	Italien	25,9	2,1	76,2
10	Spanien	22,4	1,8	78,0
11	Malaysia	22,0	1,8	79,8
12	Russland	21,4	1,7	81,5
13	Thailand	18,4	1,5	83,0
14	Brasilien	16,5	1,3	84,3
15	Frankreich	15,9	1,3	85,6
16	Ukraine	14,8	1,2	86,8
17	Israel	14,0	1,1	87,9
18	Hongkong	12,4	1,0	88,9
19	Philippinen	11,9	1,0	89,9
20	Niederlande	11,3	0,9	90,8
...				
	sonstige Länder [62]	114,1	9,2	100,0
	Welt	1.241,5	100,0	
	Europa	244,1	19,7	
	GUS	38,4	3,1	
	Afrika	11,2	0,9	
	Naher Osten	17,0	1,4	
	Austral-Asien	873,0	70,3	
	Nordamerika	25,6	2,1	
	Lateinamerika	32,1	2,6	
	OPEC 2009	3,5	0,3	
	OPEC-Golf	2,8	0,2	
	MENA	24,3	2,0	
	OECD 2000	573,1	46,2	
	EU-27	211,4	17,0	

Tabelle 27: Übersicht Weichbraunkohle 2012 [Mt]

Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
Albanien	< 0,05	522	205	727
Bosnien & Herzegowina	6,3	2.264	3.010	5.274
Bulgarien	31,0	2.174	2.400	4.574
Deutschland	185,4	40.400	36.500	76.900
Frankreich	–	k. A.	114	114
Griechenland	61,8	2.876	3.554	6.430
Italien	–	7	22	29
Kosovo	8,0	1.564	9.262	10.826
Kroatien	–	k. A.	300	300
Mazedonien	7,3	332	300	632
Montenegro	2,0	k. A.	k. A.	k. A.
Österreich	–	–	333	333
Polen	64,3	4.443	222.620	227.063
Portugal	–	33	33	66
Rumänien	34,1	280	9.640	9.920
Serbien	37,5	7.112	13.074	20.186
Slowakei	2,3	135	938	1.073
Slowenien	4,4	315	341	656
Spanien	–	319	k. A.	319
Tschechische Republik	43,7	2.670	7.072	9.742
Türkei	75,0	2.055	11.617	13.672
Ungarn	9,3	2.633	2.704	5.337
Vereinigtes Königreich	–	–	1.000	1.000
Kasachstan	7,7	k. A.	k. A.	k. A.
Kirgisistan	1,0	k. A.	k. A.	k. A.
Russland	77,9	90.730	1.271.672	1.362.402
Ukraine	0,2	2.336	5.381	7.717
Usbekistan	3,8	k. A.	k. A.	k. A.
Weißrussland	–	–	1.500	1.500
Madagaskar	–	–	37	37
Mali	–	–	3	3
Marokko	–	–	40	40
Niger	–	6	k. A.	6
Nigeria	–	57	320	377
Sierra Leone	–	–	2	2
Zentralafrikanische Rep.	–	3	k. A.	3
Australien	69,0	44.164	177.578	221.742
Bangladesch	–	–	3	3
China	145,0	11.000	307.000	318.000
Indien	46,6	4.799	37.035	41.834
Indonesien	60,0	9.002	29.023	38.025

Fortsetzung Tabelle 27
[Mt]

Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
Japan	–	10	1.026	1.036
Korea, DVR	7,0	k. A.	k. A.	k. A.
Laos	0,5	499	22	521
Malaysia	–	39	412	451
Mongolei	7,5	1.350	119.426	120.776
Myanmar	k. A.	3	2	5
Neuseeland	0,3	6.750	4.600	11.350
Pakistan	–	2.857	176.739	179.596
Philippinen	–	105	912	1.017
Thailand	18,8	1.063	826	1.889
Vietnam	–	244	199.876	200.120
Kanada	9,5	2.236	118.270	120.506
Mexiko	–	51	k. A.	51
USA	71,3	30.625	1.367.874	1.398.499
Argentinien	–	–	7.300	7.300
Brasilien	6,6	5.049	12.587	17.636
Chile	0,6	k. A.	7	7
Dominikanische Rep.	–	–	84	84
Ecuador	–	24	k. A.	24
Haiti	–	–	40	40
Peru	–	–	100	100
Welt	1.105,8	283.134	4.164.736	4.447.869
Europa	572,4	70.134	325.038	395.172
GUS	90,6	93.065	1.278.553	1.371.618
Afrika	–	66	402	468
Naher Osten	–	–	–	–
Austral-Asien	354,7	81.884	1.054.481	1.136.365
Nordamerika	80,8	32.912	1.486.144	1.519.056
Lateinamerika	7,2	5.073	20.118	25.191
OPEC 2009	–	81	320	401
MENA	–	–	40	40
OECD 2000	592,0	139.407	1.955.856	2.095.263
EU-27	436,3	56.285	287.271	343.556

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 28: Weichbraunkohleressourcen 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	1.367.874	32,8	32,8
2	Russland ¹⁾	1.271.672	30,5	63,4
3	China	307.000	7,4	70,7
4	Polen	222.620	5,3	76,1
5	Vietnam	199.876	4,8	80,9
6	Australien	177.578	4,3	85,2
7	Pakistan	176.739	4,2	89,4
8	Mongolei ¹⁾	119.426	2,9	92,3
9	Kanada	118.270	2,8	95,1
10	Indien	37.035	0,9	96,0
11	Deutschland	36.500	0,9	96,9
12	Indonesien	29.023	0,7	97,6
13	Serbien	13.074	0,3	97,9
14	Brasilien	12.587	0,3	98,2
15	Türkei	11.617	0,3	98,5
16	Rumänien	9.640	0,2	98,7
17	Kosovo	9.262	0,2	98,9
18	Argentinien	7.300	0,2	99,1
19	Tschechische Republik ¹⁾	7.072	0,2	99,3
20	Ukraine ¹⁾	5.381	0,1	99,4
	...			
	sonstige Länder [32]	25.189	0,6	100,0
	Welt	4.164.736	100,0	
	Europa	325.038	7,8	
	GUS	1.278.553	30,7	
	Afrika	402	0,0	
	Austral-Asien	1.054.481	25,3	
	Nordamerika	1.486.144	35,7	
	Lateinamerika	20.118	0,5	
	OPEC 2009	320	0,0	
	MENA	40	0,0	
	OECD 2000	1.955.856	47,0	
	EU-27	287.271	6,9	

¹⁾ Weichbraunkohleressourcen enthalten ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 29: Weichbraunkohlereserven 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russland ¹⁾	90.730	32,0	32,0
2	Australien	44.164	15,6	47,6
3	Deutschland	40.400	14,3	61,9
4	USA	30.625	10,8	72,7
5	China	11.000	3,9	76,6
6	Indonesien	9.002	3,2	79,8
7	Serbien	7.112	2,5	82,3
8	Neuseeland	6.750	2,4	84,7
9	Brasilien	5.049	1,8	86,5
10	Indien	4.799	1,7	88,2
11	Polen	4.443	1,6	89,7
12	Griechenland	2.876	1,0	90,8
13	Pakistan	2.857	1,0	91,8
14	Tschechische Republik ¹⁾	2.670	0,9	92,7
15	Ungarn	2.633	0,9	93,6
16	Ukraine ¹⁾	2.336	0,8	94,5
17	Bosnien & Herzegowina ¹⁾	2.264	0,8	95,3
18	Kanada	2.236	0,8	96,0
19	Bulgarien	2.174	0,8	96,8
20	Türkei	2.055	0,7	97,5
	...			
	sonstige Länder [22]	6.960	2,5	100,0
	Welt	283.134	100,0	
	Europa	70.134	24,8	
	GUS	93.065	32,9	
	Afrika	66	0,0	
	Austral-Asien	81.884	28,9	
	Nordamerika	32.912	11,6	
	Lateinamerika	5.073	1,8	
	OPEC 2009	81	0,0	
	OECD 2000	139.407	49,2	
	EU-27	56.285	19,9	

¹⁾ Weichbraunkohlereserven enthalten ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 30: Weichbraunkohleförderung 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	185,4	16,8	16,8
2	China	145,0	13,1	29,9
3	Russland ¹⁾	77,9	7,0	36,9
4	Türkei	75,0	6,8	43,7
5	USA	71,3	6,5	50,2
6	Australien	69,0	6,2	56,4
7	Polen	64,3	5,8	62,2
8	Griechenland	61,8	5,6	67,8
9	Indonesien	60,0	5,4	73,2
10	Indien	46,6	4,2	77,4
11	Tschechische Republik ¹⁾	43,7	4,0	81,4
12	Serbien	37,5	3,4	84,8
13	Rumänien ¹⁾	34,1	3,1	87,9
14	Bulgarien	31,0	2,8	90,7
15	Thailand	18,8	1,7	92,4
16	Kanada	9,5	0,9	93,2
17	Ungarn ¹⁾	9,3	0,8	94,1
18	Kosovo	8,0	0,7	94,8
19	Kasachstan ¹⁾	7,7	0,7	95,5
20	Mongolei ¹⁾	7,5	0,7	96,2
	...			
	sonstige Länder [14]	42,4	3,8	100,0
	Welt	1.105,8	100,0	
	Europa	572,4	51,8	
	GUS	90,6	8,2	
	Austral-Asien	354,7	32,1	
	Nordamerika	80,8	7,3	
	Lateinamerika	7,2	0,7	
	OECD 2000	592,0	53,5	
	EU-27	436,3	39,5	

¹⁾ Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 31: Weichbraunkohleverbrauch 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	185,2	16,8	16,8
2	China	143,0	13,0	29,8
3	Russland ¹⁾	77,8	7,1	36,9
4	Türkei	74,5	6,8	43,6
5	USA	72,0	6,5	50,2
6	Australien	68,8	6,2	56,4
7	Polen	64,1	5,8	62,2
8	Griechenland	61,5	5,6	67,8
9	Indonesien	58,0	5,3	73,1
10	Indien	46,6	4,2	77,3
11	Tschechische Republik ¹⁾	42,6	3,9	81,2
12	Serbien	38,6	3,5	84,7
13	Rumänien ¹⁾	33,7	3,1	87,7
14	Bulgarien	32,5	3,0	90,7
15	Thailand	18,4	1,7	92,4
16	Ungarn ¹⁾	9,6	0,9	93,2
17	Kanada	9,4	0,9	94,1
18	Kosovo	8,3	0,8	94,8
19	Kasachstan ¹⁾	7,7	0,7	95,5
20	Mazedonien	7,4	0,7	96,2
...				
	sonstige Länder [16]	41,7	3,8	100,0
Welt		1.101,4	100,0	
	Europa	574,2	52,1	
	GUS	89,6	8,1	
	Austral-Asien	349,0	31,7	
	Nordamerika	81,4	7,4	
	Lateinamerika	7,2	0,7	
	OECD 2000	591,3	53,7	
	EU-27	437,0	39,7	

¹⁾ Weichbraunkohleverbrauch enthält ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 32: Übersicht Uran 2012 [kt]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	Verbl. Potenzial
Bulgarien	–	–	–	25	25	25
Deutschland	0,05	220	–	7	227	7
Finnland	k. A.	< 0,5	–	36	36	36
Frankreich	< 0,05	76	–	12	88	12
Griechenland	–	–	–	13	13	13
Italien	–	–	–	16	16	16
Portugal	–	4	5	4	12	9
Rumänien	0,1	19	–	13	31	13
Schweden	k. A.	< 0,5	–	14	14	14
Slowakei	k. A.	–	–	17	17	17
Slowenien	k. A.	–	2	11	13	13
Spanien	–	5	–	14	19	14
Tschechische Republik	0,2	111	–	1	112	1
Türkei	–	–	9	k. A.	9	9
Ungarn	–	21	–	31	52	31
Kasachstan	21,3	200	279	1.455	1.934	1.734
Russland	2,9	153	12	869	1.034	881
Ukraine	1,0	18	68	302	388	370
Usbekistan	2,4	45	47	74	166	121
Ägypten	–	–	–	2	2	2
Algerien	–	–	–	25	25	25
Botsuana	–	–	–	82	82	82
Gabun	k. A.	25	–	6	31	6
Kongo, DR	–	26	–	3	28	3
Malawi	1,1	3	–	18	20	18
Namibia	4,5	113	6	512	632	518
Niger	4,7	127	6	505	638	510
Sambia	–	< 0,5	–	45	46	45
Simbabwe	–	–	–	26	26	26
Somalia	–	–	–	8	8	8
Südafrika	0,5	159	96	386	641	482
Tansania	–	–	–	52	52	52
Zentralafrikanische Rep.	–	–	–	12	12	12
Iran	–	< 0,5	–	50	50	50
Jordanien	–	–	–	110	110	110
Australien	7,0	182	962	837	1.980	1.798
China	1,5	36	138	141	315	279
Indien	0,4	11	–	239	250	239
Indonesien	–	–	2	32	34	34
Japan	k. A.	< 0,5	–	7	7	7

Fortsetzung Tabelle 32
[kt]

Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Mongolei	–	1	41	1.444	1.486	1.485
Pakistan	< 0,05	1	–	–	1	–
Vietnam	–	–	–	370	370	370
Grönland	–	–	–	185	185	185
Kanada	9,0	465	294	1.207	1.966	1.501
Mexiko	k. A.	< 0,5	–	7	7	7
USA	1,6	370	39	2.564	2.973	2.603
Argentinien	–	3	5	28	36	33
Brasilien	0,2	4	156	921	1.080	1.077
Chile	–	–	–	14	14	14
Kolumbien	–	–	–	228	228	228
Peru	–	–	2	42	43	43
Welt	58,4	2.398	2.167	13.019	17.583	15.186
Europa	0,4	456	16	213	685	229
GUS	27,5	416	406	2.700	3.521	3.106
Afrika	10,7	453	108	1.682	2.243	1.789
Naher Osten	–	< 0,5	–	160	160	160
Austral–Asien	8,9	231	1.143	3.069	4.443	4.212
Nordamerika	10,6	835	333	3.962	5.130	4.295
Lateinamerika	0,2	6	163	1.233	1.401	1.395
OPEC 2009	–	< 0,5	–	75	75	75
OPEC–Golf	–	< 0,5	–	50	50	50
MENA	–	< 0,5	–	187	187	187
OECD 2000	17,9	1.455	1.308	4.970	7.732	6.277
EU–27	0,4	456	7	213	676	220

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 33: Uranressourcen 2012 (>20 kt U) [kt]

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Land/Region	entdeckt		Gesamt	unentdeckt		Gesamt	Anteil [%]	
	RAR 80-260 USD/kg	vermutet <260 USD/kg		prognostiziert <260 USD/kg	spekulativ <260 USD/kg		Land	kumu- liert
1	2	3	4=2+3	5	6	7=4+5+6	8	9
USA	433	k. A.	433	1.273	858	2.564	19,7	19,7
Kasachstan	179	475	655	500	300	1.455	11,2	30,9
Mongolei	–	33	33	21	1.390	1.444	11,1	42,0
Kanada	153	204	357	150	700	1.207	9,3	51,2
Brasilien	–	121	121	300	500	921	7,1	58,3
Russland	250	427	677	192	k. A.	869	6,7	65,0
Australien	247	590	837	k. A.	k. A.	837	6,4	71,4
Namibia	357	155	512	k. A.	k. A.	512	3,9	75,3
Niger	335	105	440	14	51	505	3,9	79,2
Südafrika	96	179	276	110	k. A.	386	3,0	82,2
Vietnam	–	18	18	61	292	370	2,8	85,0
Ukraine	75	84	159	23	120	302	2,3	87,3
Indien	129	29	158	64	17	239	1,8	89,2
Kolumbien	–	< 0,5	< 0,5	11	217	228	1,8	90,9
Grönland	k. A.	135	135	k. A.	50	185	1,4	92,4
China	28	106	134	4	4	141	1,1	93,4
Jordanien	45	< 0,5	45	15	50	110	0,8	94,3
Botsuana	23	59	82	k. A.	k. A.	82	0,6	94,9
Usbekistan	18	32	50	25	–	74	0,6	95,5
Tansania	36	16	52	k. A.	k. A.	52	0,4	95,9
Iran	1	3	4	12	33	50	0,4	96,3
Sambia	10	6	16	30	k. A.	45	0,3	96,6
Peru	–	2	2	20	20	42	0,3	96,9
Finnland	22	13	36	–	–	36	0,3	97,2
Indonesien	6	2	8	24	–	32	0,2	97,4
Ungarn	–	18	18	13	k. A.	31	0,2	97,7
Argentinien	3	11	14	14	k. A.	28	0,2	97,9
Simbabwe	1	k. A.	1	< 0,5	25	26	0,2	98,1
Algerien	25	k. A.	25	k. A.	k. A.	25	0,2	98,3
Bulgarien	–	–	–	25	k. A.	25	0,2	98,5
...								
Deutschland	3	4	7	–	–	7	0,1	99,7
Welt	2.566	2.882	5.449	2.924	4.646	13.019	100,0	–
Europa	66	76	142	57	13	213	1,6	–
GUS	522	1.019	1.541	739	420	2.700	20,7	–
Afrika	919	533	1.452	153	76	1.682	12,9	–
Naher Osten	46	3	49	27	83	160	1,2	–
Austral-Asien	416	778	1.194	172	1.703	3.069	23,6	–
Nordamerika	590	338	928	1.426	1.608	3.962	30,4	–
Lateinamerika	6	135	141	349	743	1.233	9,5	–
OPEC 2009	26	3	30	12	33	75	0,6	–
OPEC-Golf	1	3	4	12	33	50	0,4	–
MENA	71	5	77	27	83	187	1,4	–
OECD 2000	906	991	1.897	1.454	1.618	4.970	38,2	–
EU-27	66	76	142	57	13	213	1,6	–

k. A. keine Angaben
– keine Ressourcen

Tabelle 34: Uranreserven 2012 (gewinnbar < 80 USD/kg U)

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	kt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Australien	962	44,4	44,4
2	Kanada	294	13,5	57,9
3	Kasachstan	279	12,9	70,8
4	Brasilien	156	7,2	78,0
5	China	138	6,4	84,3
6	Südafrika	96	4,4	88,8
7	Ukraine	68	3,2	91,9
8	Usbekistan	47	2,2	94,1
9	Mongolei	41	1,9	96,0
10	USA	39	1,8	97,8
11	Russland	12	0,5	98,3
12	Türkei	9	0,4	98,7
13	Namibia	6	0,3	99,0
14	Niger	6	0,3	99,3
15	Argentinien	5	0,2	99,5
16	Portugal	5	0,2	99,7
17	Indonesien	2	0,1	99,8
18	Slowenien	2	0,1	99,9
19	Peru	2	0,1	100,0
	Deutschland	–	–	
	Welt	2.167	100,0	
	Europa	16	0,7	
	GUS	406	18,7	
	Afrika	108	5,0	
	Austral-Asien	1.143	52,7	
	Nordamerika	333	15,4	
	Lateinamerika	163	7,5	
	OECD 2000	1.308	60,3	
	EU-27	7	0,3	

– keine Reserven

Tabelle 35: Natururanproduktion 2012

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	kt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Kasachstan	21,3	36,5	36,5
2	Kanada	9,0	15,4	51,9
3	Australien	7,0	12,0	63,9
4	Niger	4,7	8,0	71,9
5	Namibia	4,5	7,7	79,6
6	Russland	2,9	4,9	84,5
7	Usbekistan	2,4	4,1	88,6
8	USA	1,6	2,7	91,3
9	China	1,5	2,6	93,9
10	Malawi	1,1	1,9	95,8
11	Ukraine	1,0	1,6	97,4
12	Südafrika	0,5	0,8	98,2
13	Indien	0,4	0,7	98,9
14	Brasilien	0,2	0,4	99,3
15	Tschechische Republik	0,2	0,4	99,7
16	Rumänien	0,1	0,2	99,8
17	Deutschland ¹⁾	< 0,05	0,1	99,9
18	Pakistan	< 0,05	0,1	100,0
19	Frankreich	< 0,05	< 0,05	100,0
	Welt	58,4	100,0	
	Europa	0,4	0,6	
	GUS	27,5	47,2	
	Afrika	10,7	18,4	
	Austral-Asien	8,9	15,3	
	Nordamerika	10,6	18,1	
	Lateinamerika	0,2	0,4	
	OECD 2000	17,9	30,6	
	EU-27	0,4	0,6	

¹⁾ nur im Rahmen der Sanierung von Produktionsstätten als Urankonzentrat

Tabelle 36: Uranverbrauch 2012

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	kt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	19,72	29,0	29,0
2	Frankreich	9,25	13,6	42,6
3	China	6,55	9,6	52,3
4	Russland	5,49	8,1	60,3
5	Japan	4,64	6,8	67,1
6	Korea, Rep.	3,97	5,8	73,0
7	Ukraine	2,35	3,5	76,4
8	Vereinigtes Königreich	2,10	3,1	79,5
9	Deutschland	1,93	2,8	82,4
10	Kanada	1,69	2,5	84,9
11	Schweden	1,39	2,1	86,9
12	Spanien	1,36	2,0	88,9
13	Taiwan	1,29	1,9	90,8
14	Belgien	1,00	1,5	92,3
15	Indien	0,94	1,4	93,6
16	Tschechische Republik	0,58	0,9	94,5
17	Schweiz	0,53	0,8	95,3
18	Finnland	0,47	0,7	96,0
19	Ungarn	0,33	0,5	96,4
20	Brasilien	0,32	0,5	96,9
...				
	sonstige Länder [11]	2,09	3,1	100,0
	Welt	67,99	100,0	
	Europa	19,98	29,4	
	GUS	7,90	11,6	
	Afrika	0,30	0,4	
	Naher Osten	0,17	0,3	
	Austral-Asien	17,50	25,7	
	Nordamerika	21,70	31,9	
	Lateinamerika	0,45	0,7	
	OPEC 2009	0,17	0,3	
	OPEC-Golf	0,17	0,3	
	MENA	0,17	0,3	
	OECD 2000	49,65	73,0	
	EU-27	19,45	28,6	

QUELLEN

Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo – ACIEP (Spanien)

Advanced Resources International Inc. – ARI (USA)

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - Ministério de Minas e Energia (Brasilien)

British Petroleum – BP

British Geological Survey – BGS

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – BAFA

Bundesverband Braunkohle e.V. – DEBRIV

Bureau of Ocean Energy Management – BOEMRE (USA)

Bureau of Resources and Energy Economics – BREE (Australia)

Canadian Society for Unconventional Resources – CSUR

CARBUNION (Spanien)

China United Coalbed Methane Corporation Ltd. (China)

Contrafed Publishing Co. Ltd. (Neuseeland)

Cubapetroleo – Cupet (Kuba)

Customs Statistics of Foreign Trade (Russische Föderation)

Dart Energy (Vereinigtes Königreich)

Department of Business Enterprise & Regulatory Reform – BERR (Vereinigtes Königreich)

Department of Energy & Climate Change – DECC (Vereinigtes Königreich)

Department of Energy – DOE (Philippinen)

Department of Energy (Südafrika)

Department of Resources, Energy and Tourism (Australien)

DUKE (Großbritannien)

Ecopetrol (Kolumbien)

Energy Resources Conservation Board – ERCB (Kanada)

Energistyrelsen – ENS (Dänemark)

Euratom Supply Agency, European Commission – ESA

EuroGas Inc. (USA)

Gazprom (Russische Föderation)

GEOFOND (Tschechische Republik)

Geological Survey of Czech Republic – ČGS

Geological Survey of India – GSI

Geological Survey of Namibia

Geoscience Australia

Gesamtverband Steinkohle e.V. – GVSt

Global Methan Initiative – GMI (USA)
Grubengas Deutschland e. V. – IVG
IHS McCloskey
Instituto Colombiano de Geología y Minería – INGEOMINAS (Kolumbien)
Interfax Russia & CIS
International Atomic Energy Agency – IAEA
International Energy Agency – IEA
Kimberly Oil NL – KBO (Frankreich)
KNOC (Korea Republik)
Korea Energy Economics Institute (KEEI)
Korea Gas Corporation – KOGAS
L&M Energy Ltd. – LME (Neuseeland)
Methane Center of Kazakhstan, Azimut Energy Services
Mineral Resources Authority of Mongolia
Ministerio de Energia y Minas (Peru)
Ministério de Minas e Energia (Brasilien)
Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Venezuela)
Ministry of Coal (Indien)
Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy (Frankreich)
Ministry of Economic Development (Neuseeland)
Ministry of Energy of the Russian Federation (Russische Föderation)
Ministry of Energy and Coal Mining (Ukraine)
Ministry of Energy and Energy Affairs of Trinidad & Tobago
Ministry of Energy and Mineral Resources of the Republic of Indonesia – ESDM (Indonesien)
Ministry of Energy and Mining (Algerien)
Ministry of Energy and Natural Resources (Türkei)
Ministry of Energy Myanmar
Ministry of Energy, Energy Policy and Planning Office – EPPO (Thailand)
Ministry of Energy (Islamische Republik Iran)
Ministry of Energy (Vereinigte Arabische Emirate)
Ministry of Energy, Water and Communications – MEWC (Malaysia)
Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine (Ukraine)
Minister of Energy and Mineral Resources of Kazakhstan – MEMP PK
Ministry of Environment, Wildlife and Tourism Department of Meteorological Services – MEWT (Botswana)
Ministry of Land and Resources (MLR) (China)
Ministry of Minerals, Energy and Water Resources, Department of Mines (Botswana)
Ministry of Mines and Energy – MME (Brasilien)

Ministry of Mines, Industry and Energy (Äquatorialguinea)
Ministry of Petroleum and Natural Gas (Indien)
Ministry of Petroleum (Ägypten)
Nadra Luganshching LLC (Ukraine)
National Coal and Mineral Industries Holding Corporation – Vinacomin (Vietnam)
Natural Gas Europe – NGE
Netherlands Organization for Applied Scientific Research – TNO
Norwegian Petroleum Directorate – NPD
Nuclear Energy Agency – NEA
Oberbergamt des Saarlandes
Office National des Hydrocarbures et des Mines (Marokko)
Oil & Gas Journal
Petrobangla (Bangladesch)
Philippine Department of Energy – DOE
Polish Geological Institute – National Research Institute; Department of Deposits and Mining Areas Information – PSH (Polen)
Research Institute of Petroleum Exploration & Development – PetroChina
Russian Energy Agency – REA
Secretariat of Mining Ministry of Economy (Mexiko)
Servico Geologico Mexicano – SGM (Mexico)
Servicio Nacional de Geología y Minería – Sernageomin (Chile)
Statistics Africa
Statistics Bosnia and Herzegovina
Statistics Bulgaria
Statistics Canada
Statistics China
Statistics Croatia
Statistics Czech Republic
Statistics Finland
Statistics Hong Kong
Statistics Israel
Statistics Japan
Statistics Kasachstan
Statistics Kosovo
Statistics Macedonia
Statistics Malaysia
Statistics Montenegro

Statistics Netherlands
Statistics Norway
Statistics Pakistan
Statistics Poland
Statistics Romania
Statistics Russian Federation
Statistics Slovakia
Statistics Slovenia
Statistics Taiwan
Statistics Thailand
Statistics Vietnam
Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. – SdK
Statistischen Bundesamtes – Destatis
Tanzania Chamber of Minerals and Energy
The Coal Authority (Vereinigtes Königreich)
Türkiye Taşkömürleri Kurumu – TTK (Türkische Steinkohlegesellschaft)
Turkish Petroleum Corporation
U.S. Energy Information Administration – EIA
U.S. Environmental Protection Agency - EPA
U.S. Geological Survey – USGS
Universidad Nacional de Colombia
University of Miskolc, Department of Geology and Mineral Resources (Ungarn)
Verein der Kohlenimporteure e.V. – VDKI
World Coal Association
World Energy Council – WEC
World Nuclear Association – WNA

GLOSSAR

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Sitz: Berlin
Aquifergas	in Grundwasser gelöstes Erdgas
API	American Petroleum Institute; Interessenverband der Erdöl-, Erdgas und petrochemischen Industrie der USA
°API	Maßeinheit für die Dichte der flüssigen Kohlenwasserstoffe; niedrige Gradzahlen entsprechen schwerem Erdöl
ARA	Kurzform für Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen
b, bbl	Barrel (Fass); (amerikanische) Volumen-Maßeinheit für Erdöl und Erdölprodukte; <i>s. u. Maßeinheiten</i>
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Sitz: Berlin
boe	barrel(s) oil equivalent; Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Barrel Erdöl frei wird
BP	British Petroleum; international tätiges Energieunternehmen, Sitz: London
Brent	wichtigste Rohölsorte in Europa
BTL	Biomass to liquid; synthetische Kraftstoffe aus Biomasse
BTU	British thermal unit(s); englische Energie-Maßeinheit
CBM	coalbed methane (Kohleflözgas); in Kohlen enthaltenes Gas, u. a. Methan
cif	cost, insurance, freight (Kosten, Versicherungen und Fracht); im Überseeesgeschäft übliche Transportklausel, entspricht der ‚free on board‘- Klausel zu der der Verkäufer zusätzlich die Kosten der Lieferung, die Versicherung und die Fracht bis zum Bestimmungshafen trägt
CTL	coal to liquid; aus Kohle hergestellte synthetische Kraftstoffe
DOE	Department of Energy (Energieministerium der USA)
downstream	Aktivitäten ab Fördersonde wie Aufbereitung, Transport, Verarbeitung, Verkauf
EIA	U.S. Energy Information Administration
Entölungsgrad	bzw. Ausbeutegrad; prozentuale Menge des gewinnbaren Erdöls aus einer Lagerstätte
EOR	enhanced oil recovery; Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte

Erdgas

natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende, brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung.

Nasses Erdgas enthält außer Methan auch längerkettige Kohlenwasserstoff-Komponenten.

Trockenes Erdgas enthält ausschließlich gasförmige Komponenten und besteht überwiegend aus Methan.

Saures Erdgas oder *Sauergas* enthält unterschiedliche Mengen an Schwefelwasserstoff (H₂S) im ppm Bereich.

Konventionelles Erdgas:

freies Erdgas und Erdölgas in strukturellen und stratigraphischen Fallen

Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen

(kurz: *nicht-konventionelles Erdgas*):

Aufgrund der Beschaffenheit und den Eigenschaften des Reservoirs strömt das Erdgas zumeist einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu diesen nicht-konventionellen Vorkommen von Erdgas zählen Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas (CBM), Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat.

Erdöl

natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen. Die bei der Erdgasförderung anfallenden flüssigen Kohlenwasserstoffe wie Natural Gas Liquids (NGL) und Kondensate werden der Erdölförderung zugerechnet.

Konventionelles Erdöl:

Allgemein wird damit ein Erdöl bezeichnet, das aufgrund seiner geringen Viskosität (Zähflüssigkeit) und einer Dichte von weniger als 1g pro cm³ mit relativ einfachen Methoden und kostengünstig gefördert werden kann (Schweröl, Leichtöl, Kondensat)

Nicht-konventionelles Erdöl:

Kohlenwasserstoffe, die nicht mit „klassischen“ Methoden gefördert werden können, sondern aufwändigerer Technik bedürfen, um sie zu gewinnen. In der Lagerstätte sind sie nur bedingt oder nicht fließfähig, was auf die hohe Viskosität bzw. Dichte (Schwerstöl, Bitumen) oder auf die sehr geringe Permeabilität des Speichergesteins zurückzuführen ist (Schieferöl, Erdöl in dichten Gesteinen). Im Fall von Ölschiefer liegt Erdöl erst in einem Vorstadium als Kerogen vor.

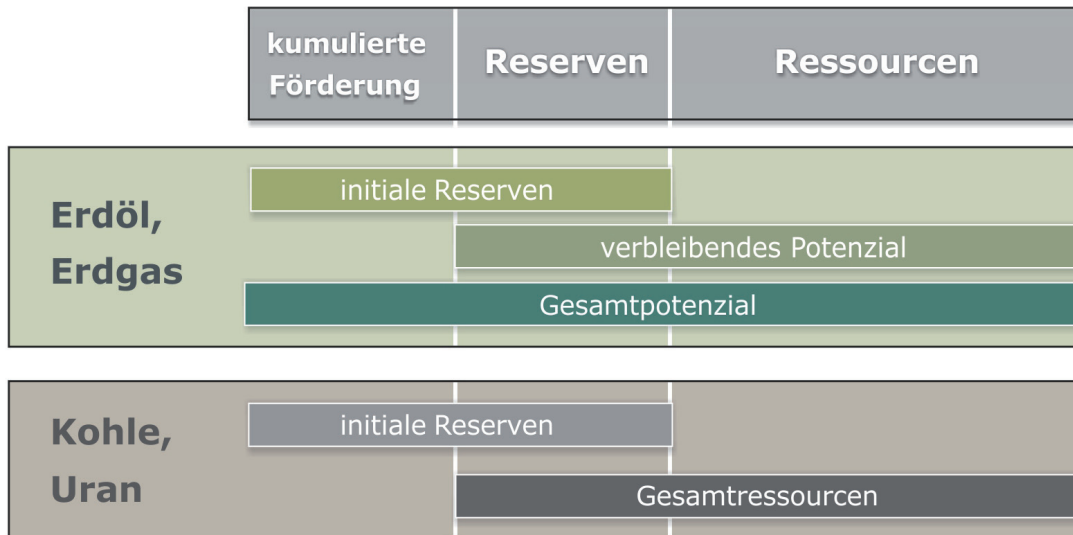
Erdölgas	in der Lagerstätte im Erdöl gelöstes Gas, wird bei der Erdölförderung freigesetzt
ESA	Euratom Supply Agency – European Commission
EUR	estimated ultimate recovery (→ <i>Gesamtpotenzial</i>)
Feldeserweiterung	field growth; Zunahme / Wachstum der ursprünglichen Reserven während der Förderungsperiode in einem Erdöl- / Erdgasfeld infolge Nutzung verbesserter Fördertechnologien und besserer Kenntnis der Lagerstätte und Abbauprozesse (→ <i>Reservenzuwachs</i>)
Gashydrat	feste (schneeartige) molekulare Verbindung aus Gas und Wasser, die unter hohem Druck und bei niedrigen Temperaturen stabil ist.
Gesamtpotenzial (EUR)	geschätzte Gesamtmenge eines Energierohstoffs, die Lagerstätten letztendlich entnommen werden können
Giant, Super-Giant, Mega-Giant	Kategorien der Erdöl- und Erdgasfelder entsprechend ihrer Reserven: Giant: > 68 Mio. t Erdöl oder > 85 Mrd. m ³ Erdgas, Super-Giant: > 680 Mio. t Erdöl oder > 850 Mrd. m ³ Erdgas, Mega-Giant: > 6.800 Mio. t Erdöl oder > 8.500 Mrd. m ³
GTL	gas to liquid; Herstellung synthetischer Treibstoffe aus Erdgas mittels verschiedener Verfahren, u. a. Fischer-Tropsch-Synthese
Hartkohle	Anthrazit, Steinkohlen, Hartbraunkohlen mit einem Energieinhalt > 16.500 kJ/kg (aschefrei)
HEU	highly enriched uranium; hoch angereichertes Uran (> 90 % U-235), vorwiegend für militärische Zwecke benutzt
IAEA	International Atomic Energy Agency; UN-Behörde (Internationale Atomenergie Organisation, IAEO); Sitz: Wien s. u. Wirtschaftspolitische Gliederungen
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur), Organisation der OECD; Sitz: Paris
in-place	insgesamt in einem Vorkommen / einer Lagerstätte enthaltener Rohstoff (bezogen auf das Volumen)
in-situ	in der Lagerstätte befindlich; auch Bezeichnung einer Reaktion oder eines Prozesses am Entstehungsort, auch als Synonym für in-place benutzt
IOC	International Oil Companies (Internationale Erdölgesellschaften), dazu zählen u. a. die Supermajors: Chevron Corp., ExxonMobil Corp., BP plc, Royal Dutch Shell plc, Total, etc.
IR	inferred resources; Ressourcen von Uran, entspricht entdeckten Ressourcen, die nicht das Kriterium der Reserven erfüllen. Entspricht der früheren Klasse EAR I (EAR = estimated additional resources)
J	Joule; s. u.: <i>Maßeinheiten</i>
kumulierte Förderung	Summe der Förderung seit Förderbeginn

Lagerstätte	Bereich der Erdkruste mit natürlichen Anreicherungen von wirtschaftlich gewinnbaren mineralischen und/oder energetischen Rohstoffen
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Sitz: Hannover
LEU	low enriched uranium; niedrig angereichertes Uran
LNG	liquefied natural gas (verflüssigtes Erdgas). Für Transportzwecke bei -162°C verflüssigtes Erdgas (1 t LNG enthält ca. 1.400 Nm^3 Erdgas, 1 m^3 LNG wiegt ca. 0,42 t)
Methan	einfachster Kohlenwasserstoff (CH_4), Erdgas
Mineralöl	Erdöl und in Raffinerien hergestellte Erdölprodukte
NEA	Nuclear Energy Agency (Kernenergieagentur); zur OECD gehörend, Sitz: Paris
NGL	natural gas liquids; Kondensat
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung), Sitz: Paris; s. u.: <i>Wirtschaftspolitische Gliederungen</i>
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation Erdöl exportierender Länder), Sitz: Wien; s. u.: <i>Wirtschaftspolitische Gliederungen</i>
Peak Oil	Zeitpunkt, bei dem das Maximum der Förderung von Erdöl erreicht ist
Permeabilität	Maß für die hydraulische Durchlässigkeit eines Gesteins; Maßeinheit: Darcy [D]; Symbol: k; s. u.: Maßeinheiten
Porosität	Porenraum eines Gesteins; Maßeinheit: [%]
Potenzial	Gesamtpotenzial: kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen verbleibendes Potenzial: Reserven plus Ressourcen
Primärenergieverbrauch (PEV)	bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energiemenge
Reingas	normiertes Erdgas mit einem Heizwert von $9,7692 \text{ kWh} / \text{Nm}^3$ für Deutschland
Reserven	nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen <i>ursprüngliche Reserven</i> : kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
Reservenzuwachs	reserve growth; (\rightarrow <i>Feldeserweiterung</i>)
Ressourcen	nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen
Rohgas	bei der Förderung gewonnenes, unbehandeltes Erdgas
Schiefergas	Shale Gas; Erdgas aus feinkörnigen Gesteinen (Tonsteinen)

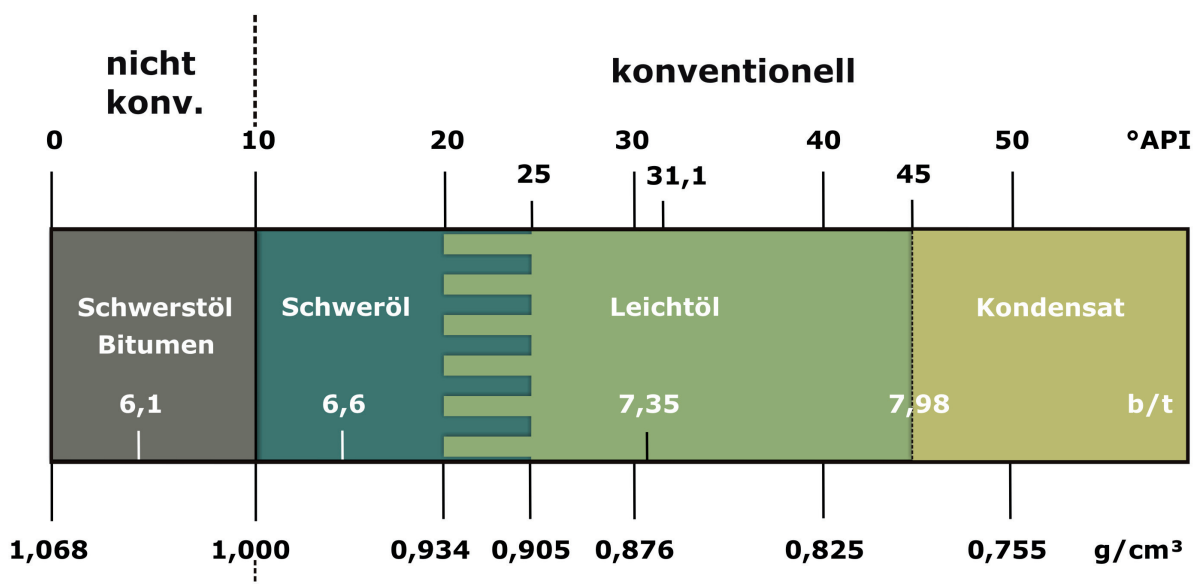
SKE	Steinkohleeinheit; entspricht der Energiemenge, die beim Verbrennen von 1 kg Steinkohle frei wird; s. u.: <i>Umrechnungsfaktoren</i>
SPE	Society of Petroleum Engineers (Vereinigung der Erdöl-Ingenieure)
Tight Gas	Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten
t SKE	Tonne Steinkohleneinheiten (→ SKE, hier: in Tonnen) entspricht ca. $29,308 \times 10^9$ Joule; s. u.: <i>Umrechnungsfaktoren</i>
toe	ton(s) oil equivalent (Tonne(n) Erdöläquivalent); Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Tonne Erdöl frei wird; s. u.: <i>Umrechnungsfaktoren</i>
upstream	alle Tätigkeitsbereiche bis zum Austritt der Kohlenwasserstoffe aus der Fördersonde; Aufsuchung (exploration), Erschließung (development) und Förderung/Produktion (exploitation/production)
Uran	<p>ist ein natürlicher Bestandteil der Gesteine der Erdkruste. Als Natururan [Unat] (Norm-Uran) wird Uran in der in der Natur vorkommenden Isotopenzusammensetzung U-238 (99,2739 %), U-235 (0,7205 %) und U-234 (0,0056 %) bezeichnet. Für eine wirtschaftliche Gewinnbarkeit muss Uran im Gestein angereichert sein. Von wirtschaftlicher Bedeutung sind derzeit folgende Lagerstättentypen: Diskordanzgebundene, gangförmige Lagerstätte (LS), LS in Sandsteinen, Hydrothermale Ganglagerstätten, LS in Quarzkonglomeraten, proterozoische Konglomerate, Brekzienkomplex-LS, Intragranitische und metasomatische LS</p> <p>Uran aus nicht-konventionellen Vorkommen (kurz: <i>nicht-konventionelles Uran</i>):</p> <p>Uranressourcen, bei dem Uran ausschließlich untergeordnet als Beiprodukt gewonnen werden könnte. Hierzu zählt Uran in Phosphaten, Nicht-Metallen, Karbonaten, Schwarzschiefern (black shales) und in Ligniten. Auch im Meerwasser befinden sich rund 3 ppb (3 µg/l) gelöstes Uran, welches (theoretisch) gewonnen werden könnte</p>
ursprüngliche Reserven	kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
USD	US-Dollar; Währung der Vereinigten Staaten
USGS	United States Geological Survey (Geologischer Dienst der Vereinigten Staaten)
VDKi	Verein der Kohlenimporteure e.V.; Sitz: Hamburg
WEC	World Energy Council (Welt-Energie-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Energy Congress (Welt-Energie-Kongress)
Weichbraunkohle	Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg
WNA	World Nuclear Association; Sitz: London
WPC	World Petroleum Council (Welt-Erdöl-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Petroleum Congress (Welt-Erdöl-Kongress)

DEFINITIONEN

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen



Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte



LÄNDERGRUPPEN

Europa

Albanien, Andorra, Belgien, Bosnien und Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Färöer, Finnland, Frankreich, Gibraltar, Griechenland, Großbritannien, Guernsey, Insel Man, Irland, Island, Italien, Jersey, Kosovo, Kroatien, Lettland, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Malta, Mazedonien (ehem. jugoslawische Republik), Monaco, Montenegro, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, San Marino, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vatikanstadt, Zypern

GUS

Armenien, Aserbaidshan, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldau (Republik), Russische Föderation, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland

Afrika

Ägypten, Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Äthiopien, Benin, Botsuana, Burkina Faso, Burundi, Côte d'Ivoire, Dschibuti, Eritrea, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kap Verde, Kenia, Komoren, Kongo (Demokratische Republik), Kongo (Republik), Lesotho, Liberia, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Marokko, Mauretanien, Mauritius, Mayotte, Mosambik, Namibia, Niger, Nigeria, Ruanda, Sambia, São Tomé und Príncipe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Somalia, St. Helena, Ascension und Tristan da Cunha, Südafrika, Südsudan, Sudan, Swasiland, Tansania (Vereinigte Republik), Togo, Tschad, Tunesien, Uganda, Westsahara, Zentralafrikanische Republik

Naher Osten

Bahrain, Irak, Iran (Islamische Republik), Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Oman, Palästina, Saudi-Arabien, Syrien (Arabische Republik), Vereinigte Arabische Emirate

Austral-Asien

„Austral“-Anteil:

Australien, Cookinseln, Fidschi, Französisch-Polynesien, Guam, Kiribati, Marshallinseln, Mikronesien (Föderierte Staaten), Nauru, Neukaledonien, Neuseeland, Nördliche Marianen, Norfolkinsel, Timor-Leste, Palau, Pazifische Inseln (zu USA), Pitcairn, Riukiuinseln, Salomonen, Samoa, Tokelau, Tonga, Tuvalu, Vanuatu, Wallis und Futuna, West-Timor (zu Indonesien)

„Asien“-Anteil:

Afghanistan, Bangladesch, Bhutan, Brunei Darussalam, China, Hongkong, Indien, Indonesien, Japan, Kambodscha, Korea (Demokratische Volksrepublik), Korea (Republik), Laos (Demokratische Volksrepublik), Malaysia, Malediven, Mongolei, Myanmar, Nepal, Pakistan, Papua-Neuguinea, Philippinen, Singapur, Sri Lanka, Taiwan, Thailand, Vietnam

Nordamerika

Grönland, Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

Lateinamerika (Mittel- und Südamerika ohne Mexiko)

Anguilla, Antigua und Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermudas, Bolivien (Plurinationaler Staat), Brasilien, Chile, Costa Rica, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Falklandinseln (Malwinen), (Französisch-) Guyana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Jungferninseln (Brit.), Jungferninseln (Amerik.), Kaimaninseln, Kolumbien, Kuba, Martinique, Montserrat, Nicaragua, Niederländische Antillen, Panama, Paraguay, Peru, Puerto Rico, St. Kitts und Nevis, St. Lucia, St. Pierre und Miquelon, St. Vincent und die Grenadinen, Suriname, Trinidad und Tobago, Turks- und Caicosinseln, Uruguay, Venezuela (Bolivarische Republik)

MENA (Nahe Osten und Nordafrika)

Ägypten, Algerien, Bahrain, Irak, Iran (Islamische Republik), Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Libanon, Libyen, Marokko, Oman, Saudi-Arabien, Sudan, Tunesien, Vereinigte Arabische Emirate

WIRTSCHAFTSPOLITISCHE GLIEDERUNGEN STAND:2012**Europäische Union**

EU-15 Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweden, Spanien, Vereinigtes Königreich

EU-25 Europäische Union (ab 1.5.2004):
EU-15 plus neue Mitgliedsländer: Estland, Lettland, Litauen, Malta, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn, Zypern

EU-27 Europäische Union (ab 1.1.2007):
EU-25 plus neue Mitgliedsländer: Bulgarien und Rumänien

IAEA (International Atomic Energy Agency; 158 Länder)

Afghanistan (Islamische Republik), Ägypten, Albanien, Algerien, Angola, Argentinien, Armenien, Aserbaidshan, Äthiopien, Australien, Bahrain, Bangladesch, Belgien, Belize, Benin, Bolivien (Plurinationaler Staat), Bosnien und Herzegowina, Botsuana, Brasilien, Bulgarien, Burkina Faso, Burundi, Chile, China, Costa Rica, Côte d'Ivoire, Dänemark, Deutschland, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Eritrea, Estland, Fidschi, Finnland, Frankreich, Gabun, Georgien, Ghana, Griechenland, Guatemala, Haiti, Honduras, Indien, Indonesien, Irak, Iran (Islamische Republik), Irland, Island, Israel, Italien, Jamaika, Japan, Jemen, Jordanien, Kambodscha, Kamerun, Kanada, Kasachstan, Katar, Kenia, Kirgisistan, Kolumbien, Kongo (Demokratische Republik), Kongo (Republik), Korea (Republik), Kroatien, Kuba, Kuwait, Laos (Demokratische Volksrepublik), Lesotho, Lettland, Libanon, Liberia, Libyen, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Madagaskar, Malawi, Malaysia, Mali, Malta, Marokko, Marshallinseln, Mauretanien, Mauritius, Mazedonien (ehem. jugoslawische Republik), Mexiko, Moldau (Republik), Monaco, Mongolei, Montenegro, Mosambik, Myanmar, Namibia, Nepal, Neuseeland, Nicaragua, Niederlande, Niger, Nigeria, Norwegen, Österreich, Oman, Pakistan, Palau, Panama, Papua-Neuguinea, Paraguay, Peru, Philippinen, Polen, Portugal, Ruanda, Rumänien, Russische Föderation, Sambia, Saudi-Arabien, Schweden, Schweiz, Senegal, Serbien, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Singapur, Slowakei, Slowenien, Spanien, Sri Lanka, Südafrika, Südsudan, Sudan, Syrien (Arabische Republik), Tadschikistan, Tansania (Vereinigte Republik), Thailand, Togo, Trinidad und Tobago, Tschad, Tschechische Republik, Türkei, Tunesien, Uganda, Ukraine, Ungarn, Uruguay, Usbekistan, Vatikanstadt, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten, Vietnam, Weißrussland, Zentralafrikanische Republik, Zypern

NAFTA (North American Free Trade Agreement)

Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

OECD (Organization for Economic Co-operation and Development; 34 Länder)

Australien, Belgien, Chile, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Israel, Italien, Japan, Kanada, Korea (Republik), Luxemburg, Mexiko, Neuseeland, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten

OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 12 Länder)

Algerien, Angola, Ecuador, Irak, Iran (Islamische Republik), Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate

OPEC-Golf Irak, Iran (Islamische Republik), Katar, Kuwait, Saudi-Arabien, Vereinigte Arabische Emirate**OPEC-2009** OPEC-Mitgliedsländer mit Stand Ende 2009

MASSEINHEITEN

b, bbl	barrel, Fass	1 bbl = 158,984 Liter
cf	Kubikfuß	1 cf = 0,02832 m ³
J	Joule	1 J = 0,2388 cal = 1 Ws
kJ	Kilojoule	1 kJ = 10 ³ J
MJ	Megajoule	1 MJ = 10 ⁶ J
GJ	Gigajoule	1 GJ = 10 ⁹ J = 278 kWh = 0,0341 t SKE
TJ	Terajoule	1 TJ = 10 ¹² J = 278 x 10 ³ kWh = 34,1 t SKE
PJ	Petajoule	1 PJ = 10 ¹⁵ J = 278 x 10 ⁶ kWh = 34,1 x 10 ³ t SKE
EJ	Exajoule	1 EJ = 10 ¹⁸ J = 278 x 10 ⁹ kWh = 34,1 x 10 ⁶ t SKE
m ³	Kubikmeter	
Nm ³	Norm-Kubikmeter	Gasmenge in 1 m ³ bei 0° C und 1.013 mbar [auch m ³ (Vn) abgekürzt]
Mio. m ³	Millionen Kubikmeter	1 Mio. m ³ = 10 ⁶ m ³
Mrd. m ³	Milliarden Kubikmeter	1 Mrd. m ³ = 10 ⁹ m ³
Bill. m ³	Billionen Kubikmeter	1 Bill. m ³ = 10 ¹² m ³
lb	pound, Pfund	1 lb = 453,59237 Gramm
t	Tonne	1 t = 10 ³ kg
t / a	metrische Tonne(n) pro Jahr	
toe	Tonnen Öl-Äquivalent (= tons of oil equivalent)	
kt	Kilotonne	1 kt = 10 ³ t
Mt	Megatonne	1 Mt = 10 ⁶ t = 1 Mio. t
Gt	Gigatonne	1 Gt = 10 ⁹ t = 1 Mrd. t
Tt	Teratonne	1 Tt = 10 ¹² t

UMRECHNUNGSFAKTOREN

1 t Erdöl	1 toe = 7,35 bbl = 1,428 t SKE = 1.101 m ³ Erdgas = 41,8 x 10 ⁹ J
1 t LNG	1.380 m ³ Erdgas = 1,06 toe = 1,52 t SKE = 44,4 x 10 ⁹ J
1.000 Nm ³ Erdgas	35.315 cf = 0,9082 toe = 1,297 t SKE = 0,735 t LNG = 38 x 10 ⁹ J
1 t SKE	0,70 toe = 770,7 m ³ Erdgas = 29,3 x 10 ⁹ J
1 EJ (10 ¹⁸ J)	34,1 Mio. t SKE = 23,9 Mio. toe = 26,3 Mrd. m ³ Erdgas = 278 Mrd. kWh
1 t Uran (nat.)	14.000 – 23.000 t SKE; je nach Ausnutzungsgrad veränderliche Werte
1 kg Uran (nat.)	2,6 lb U ₃ O ₈

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Die in der Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) veröffentlichten Inhalte dienen ausschließlich der Information. Trotz größter Sorgfalt übernimmt die BGR keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der bereitgestellten Informationen. Jegliche Verwendung der Inhalte, auch von Auszügen, geschieht auf eigenes Risiko des Nutzers. Für die Inhalte von verlinkten Seiten ist stets der jeweilige Anbieter oder Betreiber der Seiten verantwortlich. Die Inhalte der Studie einschließlich aller Abbildungen, Grafiken und Tabellen sind geistiges Eigentum der BGR. Alle Rechte vorbehalten. Die BGR behält es sich ausdrücklich vor, Teile oder die gesamte Studie ohne gesonderte Ankündigung zu verändern, zu ergänzen, zu löschen oder die Veröffentlichung zeitweise oder endgültig einzustellen.

Bundesanstalt für Geowissenschaften
und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover

E-Mail: energierohstoffe@bgr.de
Internet: <http://www.bgr.bund.de>

