

2017

BGR ENERGIESTUDIE



Daten und Entwicklungen
der deutschen und globalen
Energieversorgung



BGR ENERGIESTUDIE 2017

Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung

Hannover, Dezember 2017

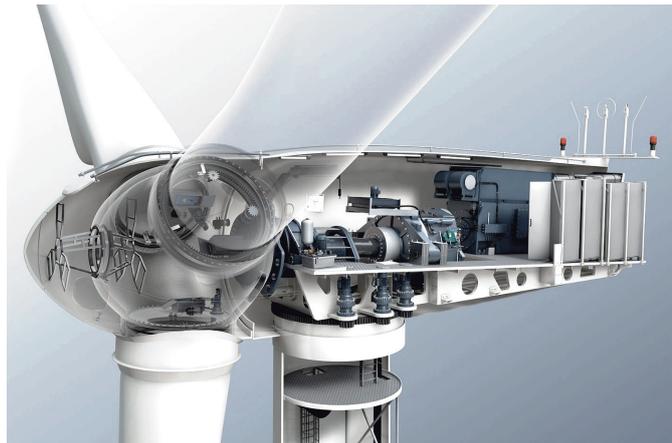
IMPRESSUM

- 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 Andrleit (Koordination), Martin Blumenberg, Jolanta Kus,
Jürgen Meßner, Martin Pein, Dorothee Rebscher, Mareike Schamel,
Michael Schauer, Michael Schmidt, Sandro Schmidt, Gabriela von Goerne
- Mitarbeit: Andreas Bahr, Uwe Benitz, Jennifer Bremer
- Danksagung: Die Autoren danken Patrick Dobson, Peter Gerling, Sven Teske, Torsten Tischner
und Josef Weber für Ihre Unterstützung bei der Erstellung dieser Studie.
- Datenstand: 2016
- Quelleninformationen
- Titel: Sonnenkollektoren in Zoneiland Almer (Vattenfall)
Repowering einer 3-MW-Anlage (BWE / Senvion)
Oseberg field centre in der Nordsee (Harald Pettersen / STATOIL)
Verkipfung im Braunkohlentagebau Welzow-Süd (Florian Beyer / LEAG)
- Vorwort: Windkraftanlage mit Getriebe (IFM)
- Zitierhinweis: BGR (2017): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen
und globalen Energieversorgung (21). – 184 S.; Hannover.

VORWORT

Die Erdöl- und Erdgasmärkte sind übersorgt. Statt zur geologischen Verfügbarkeit stehen Fragen zu Produktionskürzungen und zum Abbau von Erdöllagerbeständen im Vordergrund. Gleichzeitig verdrängt günstiges Erdgas in den USA die Kohle, deren Förderung ihrerseits in China trotz der dortigen immensen Vorräte aufgrund politischer Vorgaben merklich gedrosselt wurde. In starker Vereinfachung zeichnen diese Punkte schlaglichtartig Aspekte der Energiesituation des vergangenen Jahres auf. Zeichnet sich damit angesichts rasant steigender Wachstumsraten bei den Erneuerbaren ein Ende aller Fragen zur Energieversorgungssicherheit ab?

Aus rohstoffgeologischer Sicht können die Vorräte an Erdöl, Erdgas, Kohle und Uran auch einen wachsenden Bedarf über Jahrzehnte decken. Zusammen mit den Erneuerbaren kann daher die Energieversorgung langfristig gewährleistet werden. Kurz- und mittelfristig sind dabei die fossilen Energieträger als Hauptenergiequelle noch unerlässlich und ihre bedarfsgerechte Bereitstellung essentiell. Allgemein zeigt sich gegenwärtig eine entspannte Versorgungslage bei allen Energierohstoffen. Die Produktion beispielsweise beim Erdöl basiert primär aus konventionellen Lagerstätten, die vor der andauernden Niedrigpreisphase des Ölpreises erschlossen wurden. Ohne einen baldigen und andauernden Anstieg der Erdölpreise erscheint es unwahrscheinlich, dass Investitionen in dem Umfang in neue Projekte getätigt werden, dass ein steigender globaler Bedarf störungsfrei gedeckt werden könnte. Inwieweit die vergleichsweise flexible Erdölförderung aus Schiefervorkommen als „ökonomischer Swing Producer“ mögliche Versorgungsengpässe überbrücken kann, bleibt abzuwarten. Angesichts der komplexen und instabilen geopolitischen Lage bei vielen Erdölproduzenten und -regionen sollten zudem auch unvorhersehbar eintretende Störungen der weltweiten Erdölversorgung einkalkuliert werden.



Während die Erneuerbaren bei der Stromerzeugung die höchsten Wachstumsraten aller Energieträger aufweisen, steigt ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch nur langsam. Statt die fossilen Energieträger bereits heute zu verdrängen, decken sie steigende Energiebedarfe, ermöglichen den Ausstieg aus der Kernenergie und helfen drängende Umweltprobleme zu mindern. Für die kommenden Jahre und Jahrzehnte ist daher noch von einem „dualen Energiesystem“ auszugehen, bei dem fossile und erneuerbare Energien gemeinsam die Energieversorgung gewährleisten müssen.

Die BGR Energiestudie 2017 informiert mit Daten und Fakten über Status und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung bezüglich aller Energieträger: Erdöl, Erdgas, Kohle, Uran und erneuerbare Energien einschließlich der Tiefen Geothermie. Im Abschnitt „Energierohstoffe im Fokus“ werden in der diesjährigen Ausgabe die Themen „Lithium – Ein Schlüsselrohstoff der Energie- und Mobilitätswende“, „Untertägige Kohlevergasung: Hintergrund, Potenziale und Risiken“ sowie „Nutzungsoptionen von Erdölbegleitgas – Situationsanalyse Algeriens und Kameruns“ gesondert betrachtet.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Kurzfassung	9
2	Energiesituation in Deutschland	16
	2.1 Energieversorgung und Primärenergieverbrauch	16
	2.2 Energierohstoffe und Energien im Einzelnen	18
3	Energierohstoffe weltweit	39
	3.1 Globale Vorratssituation	40
	3.2 Erdöl	43
	3.3 Erdgas	49
	3.4 Kohle	55
	3.5 Kernbrennstoffe	64
	3.6 Tiefe Geothermie	69
	3.7 Erneuerbare Energien	75
4	Energierohstoffe im Fokus (Sonderthemen)	79
	4.1 Lithium – Ein Schlüsselrohstoff der Energie- und Mobilitätswende	79
	4.2 Untertägige Kohlevergasung: Hintergrund, Potenziale und Risiken	83
	4.3 Nutzungsoptionen von Erdölbegleitgas – Situationsanalyse Algeriens und Kameruns	87
5	Zukünftige Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe und Tiefer Geothermie	93
	5.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf	93
	5.2 Zusammenfassung und Ausblick	94
6	Literatur	99
	Anhang	
	Tabellen	
	Quellen	
	Glossar/Abkürzungsverzeichnis	
	Definitionen	
	Ländergruppen	
	Wirtschaftspolitische Gliederungen	
	Maßeinheiten	
	Umrechnungsfaktoren	

1 KURZFASSUNG

Einleitung – Im Jahr 2016 stieg der globale Energieverbrauch weiter an. Die weltweit wachsende Bevölkerung und die Erhöhung des allgemeinen Lebensstandards werden trotz höherer Energieeffizienz voraussichtlich auch langfristig einen steigenden Energiebedarf zur Folge haben. Der Zuwachs des Energieverbrauchs wird mittlerweile von erneuerbaren Energien und fossilen Energierohstoffen zu ähnlichen Anteilen getragen, aber Erdöl, Erdgas und Kohle bilden weiterhin das Rückgrat der Energieversorgung. Die Abhängigkeit der Energieversorgung von fossilen Energierohstoffen wird daher noch für absehbare Zeit fortbestehen. Vor diesem Hintergrund ist ein steigender internationaler Wettbewerb um Energierohstoffe zu erwarten. Auch für Deutschland ist trotz der hohen Wachstumsraten bei den Erneuerbaren, begleitet von einer Abnahme der Eigenförderung und dem Ausstieg aus der Kernenergie eine Minderung der hohen Importabhängigkeit bei den fossilen Energierohstoffen nicht absehbar. Derzeit leisten Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle nach wie vor mit rund 80 % den mit Abstand größten Beitrag zur Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs.

Methodik – Inhalt der aktuellen Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind Daten und Analysen zur Situation bei den Energierohstoffen Erdöl, Erdgas, Kohle, den Kernbrennstoffen und den erneuerbaren Energieträgern einschließlich der Tiefen Geothermie mit Stand Ende 2016. Schwerpunkte liegen auf der Abschätzung des geologischen Inventars an Energierohstoffen mit belastbaren Aussagen zu Reserven und Ressourcen. Zusätzlich werden die Rohstoffmärkte bezüglich der Entwicklung von Produktion, Export, Import und Verbrauch von Energien und fossilen Energierohstoffen betrachtet und aktuelle und gesellschaftlich relevante Energie-Themen aufgegriffen. Die Studie dient der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), der deutschen Wirtschaft und Wissenschaft sowie der Öffentlichkeit.

Die in der BGR Energiestudie veröffentlichten Datensätze sind ein klassifiziertes und bewertetes Extrakt der Energierohstoff-Datenbank der BGR und wurden aus Fachzeitschriften, wissenschaftlichen Publikationen, Berichten aus der Wirtschaft, Fachorganisationen und politischen Stellen, Internetquellen und eigenen Erhebungen kompiliert. In Fällen, wo dargestellte Daten nicht aus der Energierohstoff-Datenbank der BGR stammen, ist dies explizit gekennzeichnet.

Ergebnisse – Alle erneuerbare Energien zusammengenommen tragen rund 17 % zur Deckung des globalen Energieverbrauchs bei. Die bedarfsgerechte und umfangreiche Verfügbarkeit der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen steht damit trotz des nahezu unerschöpflichen Potenzials noch am Anfang. Im Gegensatz dazu sind sehr große fossile Energierohstoffvorkommen bereits seit vielen Jahren erschlossen und werden in weiter steigendem Mengen genutzt. Der weltweite Vergleich von bislang bereits geförderten und damit verbrauchten Energierohstoffen mit noch vorhandenen Reserven und Ressourcen zeigt, dass in allen Regionen der Erde noch große, nicht ausgeschöpfte Energiepotenziale existieren (Abb. 1). Während in den Regionen Austral-Asien, GUS und Nordamerika die Potenziale kaum berührt erscheinen, ist selbst in Europa bis heute 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 einige Regionen begrenzt sind. Die für Erdöl und Erdgas so bedeutende Region des Nahen Ostens verfügt aufgrund der geringen Kohlenvorräte nur über ein vergleichsweise geringes Gesamtpotenzial.

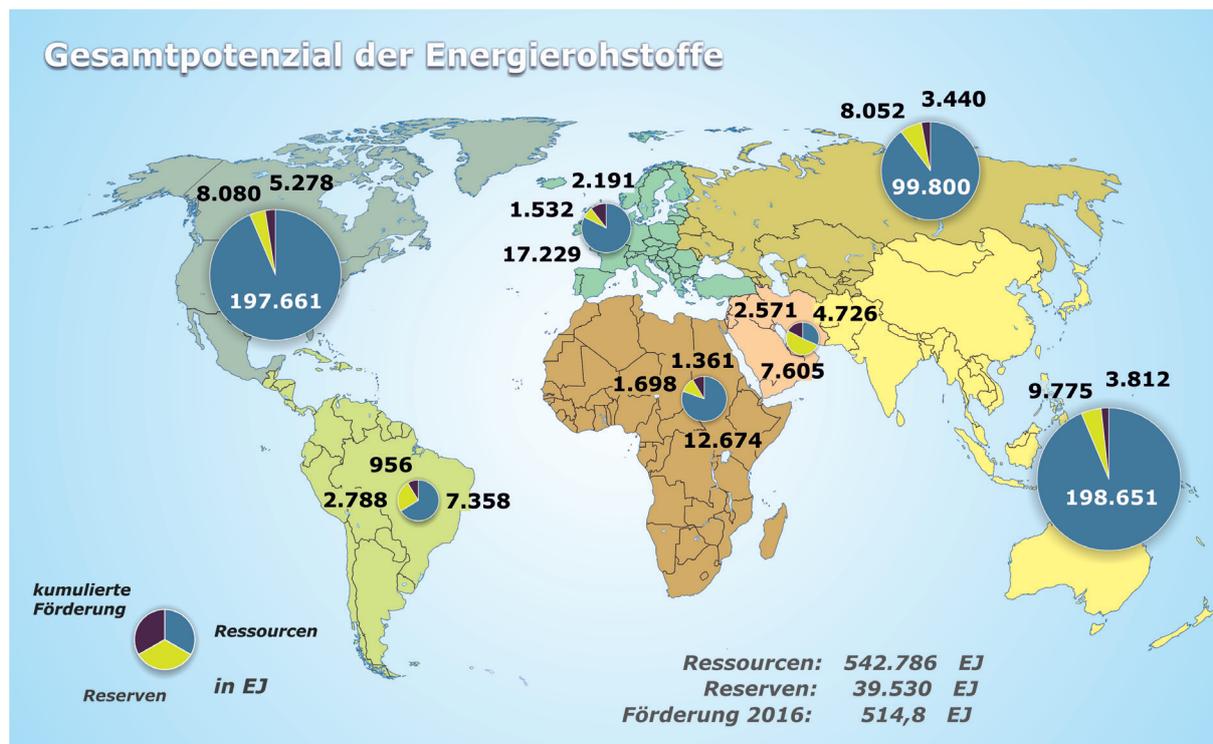


Abbildung 1-1: Gesamtpotenzial der fossilen Energierohstoffe einschließlich Uran für 2016 (ohne Antarktis). Regionale Verteilung ohne Ressourcen von Aquifer gas, Erdgas aus Gashydrat und Thorium, da nicht regional zuordenbar (geschätzte kumulierte Förderung der Kohle ab 1950).

Der größte Anteil mit 550.690 Exajoule (EJ) an den globalen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um ein Vielfaches. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls, das die Sonderrolle dieses Energierohstoffs unterstreicht. Insgesamt zeigen sich im Vorjahresvergleich nur geringe Änderungen, die keinen Einfluss auf die globale Vorratslage der Ressourcen haben. Der Energieinhalt aller Reserven stieg im letzten Jahr auf 39.530 EJ (plus 2,8 %) insbesondere aufgrund einer Neubewertung der venezuelanischen Schwerstöl-Vorkommen. Gemessen am Energieinhalt ist die Kohle bei den Ressourcen und Reserven der beherrschende Energierohstoff. Hingegen dominiert Erdöl weiterhin im Verbrauch und der Förderung erneut mit im Vorjahresvergleich leicht gestiegenen Anteilen. Aufgrund der im Vergleich zu Erdgas größeren nicht-konventionellen Anteile liegt Erdöl auch bei den Reserven nach Kohle an zweiter Stelle. In der Gesamtdarstellung des weltweiten Energiemixes, d. h. der tatsächlich konsumierten Energie, einschließlich der Erneuerbaren, dominieren weiterhin die fossilen Energieträger. Aus rohstoffgeologischer Sicht können die bekannten Energierohstoffvorräte auch einen steigenden globalen Bedarf bei Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen decken und den langfristigen Wechsel in ein kohlenstoffarmes Energiesystem ohne Brüche gewährleisten. Erdöl ist der einzige Energierohstoff bei dem sich eine Limitierung abzeichnet.

Kernaussagen zu Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffen, Tiefe Geothermie und sonstigen erneuerbaren Energien:

Erdöl

- **Erdöl ist weltweit der wichtigste Energielieferant und wird dies auch in absehbarer Zukunft bleiben.** Sein Anteil am Primärenergieverbrauch lag im Berichtszeitraum bei 30,6 %.
- **In den nächsten Jahren kann aus rohstoffgeologischer Sicht bei einem moderaten Anstieg des Bedarfs die Versorgung gewährleistet werden.** Die Reserven und Ressourcen stiegen hauptsächlich durch der Neubewertung der venezolanischen Schwerstölreserven sowie der globalen Ölschieferressourcen deutlich an. Die für die Mineralölversorgung entscheidenden konventionellen Erdölreserven blieben allerdings konstant.
- **Deutschland und Europa haben eine sehr hohe Abhängigkeit von Rohölimporten.** Obgleich Deutschland und Europa zu den größten Mineralölverbrauchern der Welt gehören, können sie nur einen geringen Teil ihres Bedarfes aus Eigenförderung decken.
- **Für die globale Versorgungssicherheit ist ein funktionierender Erdölweltmarkt unabdingbar.** Die Länder des Nahen Ostens und die Russische Föderation decken rund 54,5 % der weltweiten Rohölexporte ab. Geopolitische Instabilitäten in diesen Ländern könnten bereits kurzfristig zu Förderengpässen und Preisanstiegen führen.
- **Die deutsche Erdölversorgung ist mit zurzeit 33 Lieferländern weit diversifiziert.** Das mit Abstand wichtigste Lieferland ist die Russische Föderation, gefolgt von Norwegen und dem Vereinigten Königreich. Allein diese drei Länder deckten allerdings bereits knapp 62 % der deutschen Einfuhren ab.
- **Die Funde neuer konventioneller Erdöllagerstätten sind weltweit erheblich zurückgegangen.** Infolge der stark gesunkenen Investitionen in den Upstream-Sektor sind die Fündigkeiten neuer konventioneller Erdöllagerstätten auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau. Durch das Reservenwachstum bestehender Lagerstätten können bislang die entnommenen Fördermengen weitgehend ausgeglichen werden.

Erdgas

- **Aus rohstoffgeologischer Sicht kann die Erdgasversorgung der Welt noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden.** Erdgas ist weltweit noch in sehr großen Mengen vorhanden.
- **Etwa 80 % der globalen Erdgasreserven befinden sich in den Ländern der OPEC sowie der GUS in fast ausschließlich konventionellen Vorkommen.** Weltweit bewegt sich der Anteil der nicht-konventionellen Reserven in einer Größenordnung von 5 %.

- **Im Nahen Osten liegen die größten Erdgasvorräte.** Die Region verfügt sowohl über substantielle offshore- als auch onshore-Reserven. Die umfangreichsten onshore-Reserven finden sich in der Russischen Föderation.
- **2016 ist der weltweite Handel mit Erdgas erneut gestiegen.** Dabei nahm der Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) mehr zu als der leitungsgebundene Transport. Der größte Anteil des Exportwachstums von LNG stammte aus Australien, das seine Ausfuhren um fast 50 % erhöhte.
- **Die engere Anbindung der verschiedenen Erdgasmärkte durch ein großzügiges LNG Angebot hat weiterhin zu einer globalen Annäherung der Preise beigetragen.** Gleichzeitig hat sich 2016 der Trend fallender Erdgaspreise im Umfeld relativ günstigen Erdöles fortgesetzt.
- **Aufgrund der rückläufigen Erdgasförderung in Deutschland und Europa wächst die Abhängigkeit von Importen.** Obwohl Europa Zugang zu einem großen Teil der weltweiten Reserven hat, bleiben geopolitische Risiken ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung.
- **Deutschland ist der weltgrößte Erdgasimporteur und führte mit 23 % fast ein Viertel der gesamten europäischen Einfuhren ein.** Auch beim Verbrauch von rund 101,5 Mrd. m³ gehört Deutschland zu den größten Konsumenten in der Welt.

Kohle

- **Die Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus rohstoffgeologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken.** Mit einem Anteil von rund 54 % 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 dem absehbaren Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs einnehmen.** Die absoluten globalen Bedarfsmengen an Kohle dürften mittelfristig vergleichsweise konstant bleiben; relativ betrachtet wird die Bedeutung von Kohle aber abnehmen.
- **Seit 2012 befand sich der globale Kohlesektor in einer Restrukturierungsphase und die globale Förderung von Kohle sank aufgrund eines verminderten Bedarfs um nahezu 10 % in den vergangenen vier Jahren.** Im Jahr 2017 nahm die globale Kohlenförderung erstmals seit 2013 wieder zu und könnte nach vorläufigen Schätzungen drei Prozent höher als 2016 ausfallen.
- **Auf dem Weltmarkt für Hartkohle kam es ab dem Sommer 2016 zu kräftigen Preiserhöhungen. Auch 2017 verharrten die Kohlepreise auf einem vergleichsweise hohen Niveau, wobei sich die Koks Kohlepreise sehr volatil zeigten.** Die hohen Kohlepreise weisen auf eine Beendigung des jahrelangen Überangebotes hin. Aufgrund unzureichender Investitionen in Exportgruben dürfte sich diese Situation kurzfristig kaum ändern.

- **Die Entwicklung der globalen und damit auch der europäischen Kohlenpreise wird maßgeblich durch die aktuelle Situation in Asien und vor allem in China bestimmt.** China erhöhte seine Kohlenimporte 2016 um 25 % auf rund 256 Mt und auch 2017 kann mit einer weiteren Steigerung der Importe um voraussichtlich 10 % gerechnet werden. Auch andere Länder insbesondere in Südostasien wie Vietnam und die Philippinen verzeichnen signifikante Zuwächse bei den Importen.
- **Deutschland verringerte 2016 seine Importe an Hartkohle (Steinkohle) um knapp vier Prozent auf rund 53,1 Mt.** Zusammen mit Koks- und Briketteinfuhren importiert Deutschland derzeit rund 93 % seines Bedarfs an Steinkohle und –produkten.

Kernbrennstoffe

- **Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen.** Der seit 2011 bestehende Trend fallender Uranpreise, ausgelöst durch die Folgen der Reaktorunfälle in Fukushima, setzte sich auch im fünften Jahr in Folge fort.
- **Die globale Uranproduktion steigt weiter.** Die Produktion wurde insbesondere in Kasachstan ausgebaut. Kasachstan bleibt mit einem Anteil von knapp 40 % weiterhin der bedeutendste Uranproduzent der Welt. Auch Australien und Namibia verzeichnen steigende Produktionszahlen. In Namibia ging 2016 die im chinesischen Besitz befindliche Lagerstätte Husab in Produktion, die zukünftig zur weltweit größten Uranabbaustätte avancieren könnte.
- **Weltweit besteht weiterhin ein wachsendes Interesse an der energetischen Nutzung von Kernbrennstoffen.** Ende 2016 befanden sich 61 Kernreaktoren in 15 Ländern im Bau. Darunter allein 21 in China. Besonders in Asien wird die Nachfrage nach Uran langfristig weiter steigen.
- **Aus geologischer Sicht ist kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten.** Die globalen Vorräte sind, trotz aktueller Reduzierung, sehr umfangreich und liegen derzeit bei 1,2 Mt Reserven (Kostenkategorie < 80 USD/kg U) und 11,6 Mt Uranressourcen. Die Reduzierung der Uranressourcen gegenüber dem Vorjahr ist hauptsächlich dem Wegfall der als prognostizierte Ressourcen ausgewiesenen Vorräte der USA geschuldet. Diese vermuteten Ressourcen werden aktuell revidiert und voraussichtlich in den nächsten Jahren wieder zu steigenden Ressourcenmengen beitragen.
- **In Deutschland ist der Ausstieg aus der Kernenergie zur kommerziellen Stromerzeugung gesetzlich festgelegt.** Neun der 17 Kernkraftwerke Deutschlands wurden seit der Änderung des Atomgesetzes von 2011 abgeschaltet. Mit Ablauf des Jahres 2022 soll der Ausstieg vollzogen sein.

Tiefe Geothermie

- **Die Tiefe Geothermie ist eine erfolgreich erprobte Form der Energiegewinnung, die sowohl im Hinblick auf die Klimaproblematik als auch geopolitisch attraktiv ist.** Sie ist eine grundlastfähige, emissionsarme innovative Technologie mit vergleichsweise geringem Flächenbedarf (an der Erdoberfläche).
- **Das globale geothermische Potenzial ist sehr groß, wird jedoch bislang nur wenig genutzt.** Der Anteil der Geothermie an der globalen Stromerzeugung lag 2016 bei rund 0,3 %. Das weltweite Potenzial an geothermischer Energie bis zu einer Tiefe von 3 km wird auf etwa 300 EJ/a an Wärme- und 100 EJ/a an Stromerzeugung geschätzt.
- **Außerhalb geothermisch vorteilhafter Regionen erweist sich die praktische Umsetzung und Wirtschaftlichkeit von Geothermievorhaben derzeit noch als schwierig.** Investitionskosten variieren erheblich und sind im Vorfeld nur schwer abzuschätzen. Typische Amortisierungszeiträume liegen bei über 25 Jahren.
- **Global ergibt sich eine sehr differenzierte Lage zur Anwendung der Geothermie.** Begünstigt sind Länder, die über Hochenthalpielagerstätten verfügen. Eine besondere Bedeutung könnte die Geothermie damit für Entwicklungsländer erreichen, wo sie zur Strom- als auch Wärmeerzeugung in infrastrukturschwachen Regionen beitragen kann.
- **In Deutschland nimmt die Nutzung der Geothermie seit Jahren zu.** In den letzten fünf Jahren (2011 bis 2016) hat sich die installierte Leistung mehr als verfünffacht und beträgt etwa 38 MW_e, im Bereich der Wärmenutzung hat sich die installierte Leistung in diesem Zeitraum etwa verdoppelt und liegt nun bei 391 MW_{th}. Der Anteil am Primärenergieverbrauch bleibt mit 0,3 % dennoch weiterhin gering. Geothermie wird hierzulande durch das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) gefördert.

Erneuerbare Energien

- **Rund 17 % des globalen Primärenergieverbrauchs wurden 2016 durch erneuerbare Energien und hier vor allem von „klassischen“ regenerativen Energiequellen wie feste Biomasse und Wasserkraft gedeckt.** Der Anteil der „modernen“ Energien wie Windkraft und Photovoltaik ist derzeit trotz eines rasanten weltweiten Ausbaus noch vergleichsweise gering.
- **Die global installierte Leistung zur Stromerzeugung liegt auf neuem Rekordhoch.** Weltweit sind 2.008 GW aus erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung installiert. Dies entspricht rund 30 % der geschätzten globalen Stromerzeugungskapazität. Photovoltaik weist erstmalig die größten Wachstumsraten auf. Die neuinstallierte Leistung beträgt 71 GW, davon entfallen 44 % allein auf China.

- **Die internationalen Aktivitäten zur Förderung der erneuerbaren Energien sind weiterhin hoch.** Derzeit haben rund 176 Staaten konkrete Ziele zum weiteren Ausbau formuliert. Aktuell erfolgen 62 % des globalen Ausbaus der installierten Stromerzeugungskapazitäten durch den Zubau von erneuerbaren Energien. Investitionen in neue Projekte waren 2016 hingegen rückläufig.
- **Erneuerbare Energien sind die bedeutendste Stromquelle in Deutschland.** Der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix erreichte 2016 rund 29 %. Windkraft, Biomasse und Photovoltaik leisten den Hauptanteil. Witterungsbedingte Einflüsse führten dennoch zu einer geringeren Stromerzeugung durch erneuerbare Energien gegenüber dem Vorjahr.
- **Die Energiewende in Deutschland geht voran.** Verglichen mit dem Jahr 2001 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Primärenergieverbrauch vervierfacht. Zukünftig ist mit einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor zu rechnen.

2 ENERGIESITUATION IN DEUTSCHLAND

2.1 Primärenergieverbrauch und Energieversorgung

Deutschland ist auf dem Weg seine Energieversorgung grundlegend umzustellen: weg von nuklearen und fossilen Brennstoffen, hin zu erneuerbaren Energien. So sollen bis 2025 rund 40 % bis 45 % und bis 2050 mindestens 80 % der el. Energie aus regenerativen Quellen kommen (BMWi 2017a). Gleichzeitig soll der Energiebedarf aller Sektoren deutlich und dauerhaft gesenkt werden, wo dies volkswirtschaftlich sinnvoll umsetzbar ist. Bis 2020 soll der gesamte Primärenergiebedarf (PEV) um 20 % und bis 2050 um 50 % bezogen auf das Basisjahr 2008 gesenkt werden (BMWi 2017b, Abb. 2-1). Der verbleibende Energiebedarf soll dann größtenteils über den direkten Einsatz erneuerbarer Energien sowie im Rahmen der Sektorenkopplung (effizienter Einsatz erneuerbaren Stroms in den Bereichen Wärme, Verkehr und Industrie) bereitgestellt werden (BMWi 2017b).

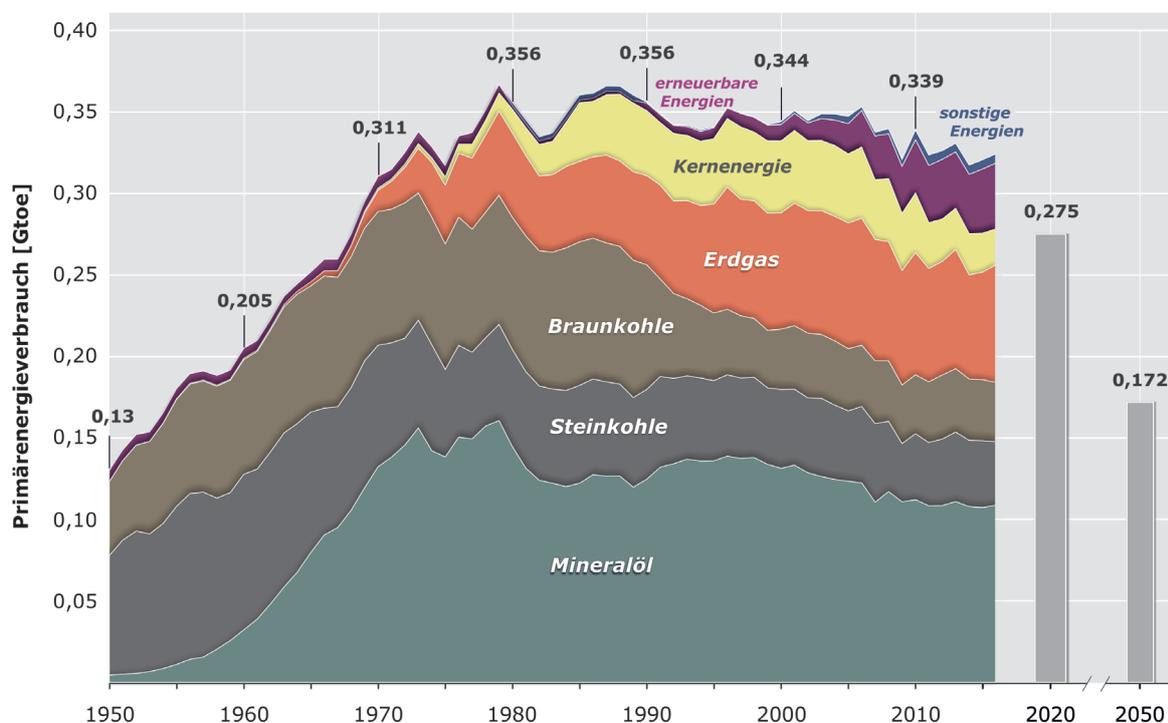


Abbildung 2-1: Entwicklung des deutschen Primärenergieverbrauchs (AGEB 2017) und Zieldarstellung für die Jahre 2020 und 2050 (BMWi 2017b).

Bereits Ende der 1970er Jahre erreichte der PEV in Deutschland, zeitgleich zum Maximum des deutschen Erdölverbrauchs, sein Allzeithoch. Seitdem verblieb der Energiebedarf auf einem vergleichsweise hohen Niveau mit insgesamt leicht sinkender Tendenz trotz wirtschaftlichen Wachstums. Ursache der fortschreitenden Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch sind der technologische Fortschritt in der Energiewirtschaft, die sparsamere und rationellere Energienutzung und die Veränderung der Wirtschaftsstrukturen. Schwankungen des Energieverbrauchs waren in den vergangenen Jahren hauptsächlich auf den Einfluss der Witterungsbedingungen zurückzuführen. Klar wichtigster Energieträger bleibt seit Jahrzehnten das Mineralöl gefolgt vom Erdgas. Erstmals an dritter Stelle liegen für 2016 die erneuerbaren Energien vor der Steinkohle, Braunkohle, Kernenergie und Sonstigen.

Im Vergleich zum Vorjahr stieg in 2016 der PEV in Deutschland erneut leicht um 1,1 % und lag für 2016 bei 13.383 PJ und damit auf dem Niveau der 1970er Jahre. Gründe dafür waren die Bevölkerungszunahme (plus 0,8 Mio. Menschen) und die gegenüber dem Vorjahr kühlere Witterung und der damit verbundene höhere Heizenergiebedarf. Zudem war 2016 ein Schaltjahr mit einem zusätzlich „energieverbrauchenden“ Tag. Ohne den Witterungseffekt und den Schaltjahreffekt läge der konjunkturell bedingte Zuwachs bei 0,4 % (AGEB 2017).

Der erhöhte Energiebedarf wurden vor allem durch Verbrauchszuwächse beim Erdgas (plus 9,5 %), bei den erneuerbaren Energien (plus 2,8 %) und beim Mineralöl (plus 1,5 %) gedeckt. Rückgänge waren bei der Kernenergie (minus 7,8 %), der Steinkohle (minus 5,1 %) und der Braunkohle (minus 2,8 %) zu verzeichnen (AGEB 2017). Insgesamt erhöhte sich damit der Anteil der fossilen Energieträger leicht und liegt wie in den vergangenen 10 Jahren bei rund 80 % am gesamten Primärenergieverbrauch.

Als hochentwickelte Industrienation gehört Deutschland zu den zehn größten Energieverbrauchern der Welt und muss den Hauptteil (über 80 %) seines Energiebedarfs aus importierten Energierohstoffen decken. Von allen im Jahr 2016 eingeführten Rohstoffen (Energierohstoffe, Metallrohstoffe und Nichtmetalle) im Wert von 136,8 Mrd. € entfiel der größte Teil mit 52 % auf die Energierohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle. Verglichen mit dem Vorjahr hat Deutschland 2016 mit 406 Mt knapp 1 % weniger Rohstoffe importiert. Die Menge der Energierohstoffe nahm um 1,2 % ab (BGR 2017). Die wichtigsten Einfuhrländer fossiler Energieträger nach Deutschland waren die Russische Föderation, Norwegen und die Niederlande.

Aus der inländischen Förderung stammten im Jahr 2016 rund 2 % des Erdöls und 8 % des Erdgases (Abb. 2-2) mit weiter rückläufiger Tendenz. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der Lagerstätten und fehlende Neufunde zurückzuführen. Den stärksten Rückgang gab es bei der Steinkohle, wo mit Erreichen des für Ende 2018 vorgesehenen Ausstiegs aus der subventionierten Steinkohleförderung dieser Anteil an der heimischen Energiegewinnung ganz verschwinden wird. Im Jahr 2016 lag der Anteil der Eigenförderung am Steinkohlenverbrauch bei 7 %. Ein absehbar weiter bestehender Bedarf an Steinkohle muss dann ausschließlich über Importe gedeckt werden. Unter allen fossilen Energieträgern ist Weichbraunkohle der einzige nicht-erneuerbare Energierohstoff, über den Deutschland in großen, wirtschaftlich gewinnbaren Mengen verfügt. Hier ist Deutschland Selbstversorger und sowohl größter Produzent als auch Verbraucher weltweit. Die Braunkohlenförderung ging aber ebenfalls leicht zurück. Als bedeutsamster einheimischer Energieerzeuger haben sich mittlerweile die erneuerbaren Energien (rund 43 % der gesamten in Deutschland erzeugten Energie) etabliert, gefolgt von der Braunkohle mit etwa 39 %. Beide rangieren mit weitem Abstand vor Erdgas, Steinkohle und Erdöl (AGEB 2017).

Im 10-Jahresvergleich hatten alle fossilen Energieträger und insbesondere die Kernenergie geringere Anteile am PEV Deutschlands, während der Anteil der Erneuerbaren zunahm (Abb. 2-2). Sowohl relativ als auch absolut verringerte sich damit der Beitrag fossiler Energieträger zur Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs. Aufgrund des Förderabfalls bei der Produktion aus heimischen konventionellen Erdöl- und Erdgasvorkommen und des Auslaufens der subventionierten Steinkohlenförderung sinkt der Selbstversorgungsbeitrag aber weiter ab. Vor diesem Hintergrund ist eine Minderung der hohen Importabhängigkeit Deutschlands bei den fossilen Energierohstoffen derzeit nicht absehbar.

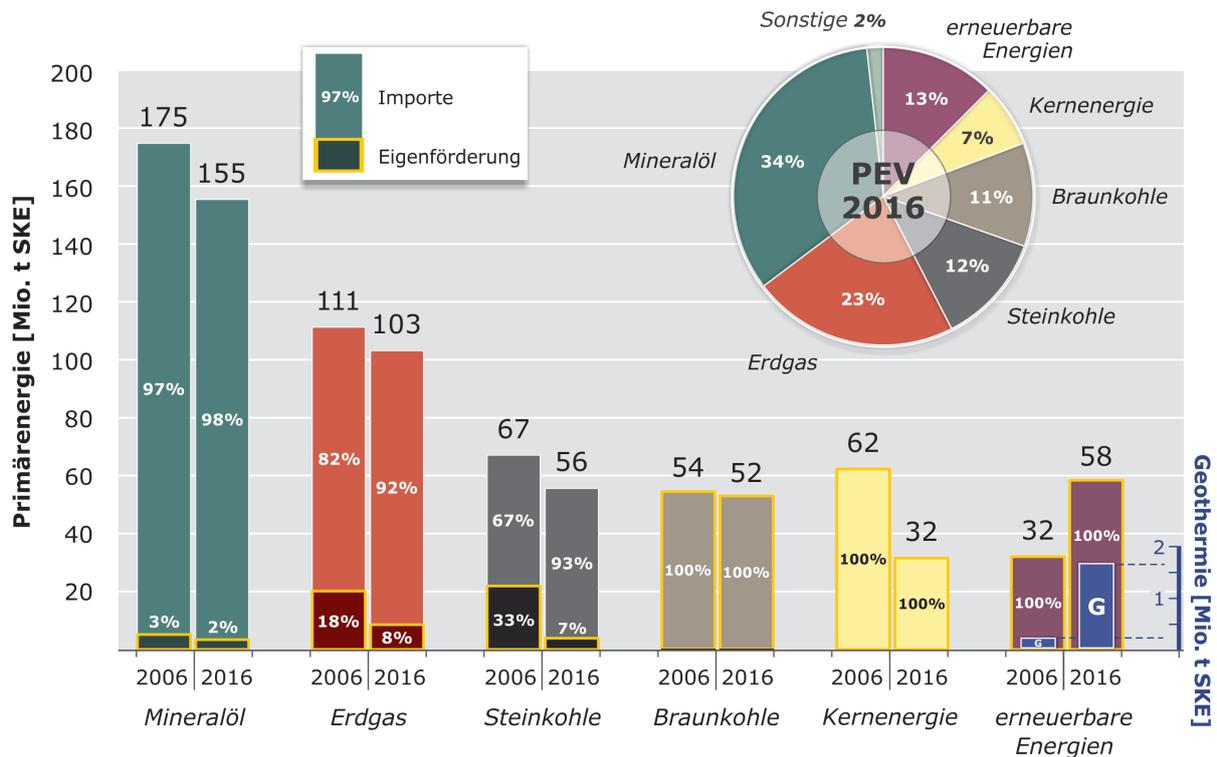


Abbildung 2-2: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergierohstoffen in den Jahren 2006 und 2016 (AGEB 2017, BMU 2013).

2.2 Energierohstoffe und Energien im Einzelnen

Erdöl

Erdöl ist mit großem Abstand der wichtigste Primärenergieträger in Deutschland. Auch in den nächsten Jahrzehnten wird Erdöl eine unverzichtbare Säule der deutschen Energieversorgung bleiben. Erdölprodukte werden überwiegend als Treibstoff im Transportsektor verwendet. Für den Verkehrsbereich verfolgt die Bundesregierung das Ziel, den Endenergieverbrauch gegenüber 2005 um 10 % bis 2020 und um 40 % bis 2050 zu senken (BMW 2017c). Dies kann nur durch eine schrittweisen Umstellung hin zu Elektromobilität und klimafreundlicheren Erdgas geschehen, die allerdings Jahrzehnte in Anspruch nehmen wird. Erdöl ist zudem der wichtigste Basisrohstoff für die organische-chemische Industrie (VCI 2017). Als einer der größten Verbraucher von Mineralöl weltweit, ist Deutschland fast vollständig auf Erdölimporte angewiesen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist gegenüber dem Vorjahr um 2,1 Mt (minus 6 %) gesunken und betrug Ende 2016 31,8 Mt. Die im Berichtsjahr entnommene Fördermenge konnte daher nur zu einem geringen Teil durch die Erschließung neuer Lagerstättenbereiche ausgeglichen werden. Die deutschen Erdölreserven lagern im Wesentlichen im Norddeutschen Becken, allein in Schleswig-Holstein (50,7 %) und Niedersachsen (21,1 %) lagern über 70 % der deutschen Reserven. Neue Lagerstätten wurden im Berichtszeitraum nicht entdeckt (LBEG 2017).

Die Erdöl- und Kondensatförderung Deutschlands ist im Jahr 2016 mit 2,36 Mt gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken (2015: 2,42 Mt). Ende 2016 standen wie im Vorjahr 50 Erdölfelder in Produktion. Die 10 förderstärksten Felder deckten knapp 90 % der Gesamtförderung ab. Die Fördermenge aus dem mit Abstand größten deutschen Erdölfeld Mittelplate/Dieksand reduzierte sich geringfügig um 1,8 % auf 1,29 Mt und deckte damit weiterhin knapp 55 % der heimischen Förderung an Erdöl ab. Die Erdölförderung der nachfolgenden Erdölfelder änderte sich wie folgt: Rühle 0,179 Mt (plus 5,7 %), Römerberg 0,166 Mt (minus 6,8 %) und Emlichheim 0,152 Mt (minus 4,6 %). Insgesamt waren 991 Fördersonden im Einsatz mit einer durchschnittlichen Tagesleistung von 6,51 t. Der Kondensatanteil an der Erdölförderung betrug im Jahr 2016 13.270 t, entsprechend 0,6 % der deutschen Gesamtförderung. Allein 13 % der deutschen Kondensatförderung fallen im einzigen offshore Erdgasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an. Zur Steigerung des Entölungsgrades werden die Felder Emlichheim, Georgsdorf und Rühle mit tertiären Fördermaßnahmen wie Dampf- und Heiß-/Warmwasserfluten, dem so genannten „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) schon seit vielen Jahren behandelt. Die durch EOR-Maßnahmen erreichte Förderung von 0,28 Mt hat einen Anteil an der Gesamtförderung von etwa 12 % (LBEG 2017).

Die seit Ende des Jahres 2014 anhaltend niedrigen Erdölpreise hemmen weiter die Explorations- und Entwicklungstätigkeit im Kohlenwasserstoffsektor. Zwar ist die Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahr um 4.400 m auf 37.000 m etwas angestiegen, allerdings verharrt sie nach wie vor auf vergleichsweise niedrigem Niveau (LBEG 2017). Zum Ende des Jahres 2016 waren in der deutschen Erdöl-/Erdgasindustrie 8.655 Mitarbeiter beschäftigt, 1.149 Mitarbeiter weniger als im Vorjahr. Dies stellt einen der stärksten Rückgänge seit Jahrzehnten dar (BVEG 2017). Bedingt durch den niedrigeren Erdöl- und Erdgaspreis im Vergleich zum Vorjahr sanken die Förderabgaben der Erdöl- und Erdgasproduzenten an die Länder auf rund 219 Mio. € (minus 39,6 %). Davon entfielen 62 Mio. € Förderabgaben auf die Erdölproduktion. Die Höhe der Förderabgaben hängt vor allem vom Marktwert des Erdöls sowie der Menge des geförderterten Erdöls ab.

Die wichtigsten Erdöl-Fördergesellschaften und deren Förderung im Jahr 2016 in Deutschland nach konsortialer Beteiligung sind nachfolgend aufgelistet (BVEG 2017):

- Wintershall Holding AG 904.692 t
- DEA Deutsche Erdöl AG 670.584 t
- ENGIE E&P Deutschland GmbH 381.604 t
- BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG 239.800 t

Die Rohölimporte Deutschlands sanken im Jahr 2016 minimal gegenüber dem Vorjahr um 0,2 % (minus 0,19 Mt) auf rund 91,1 Mt. Die Rohölimporte Deutschlands stammen aus über 33 Ländern. Allerdings deckten dabei die drei wichtigsten Lieferländer, die Russische Föderation, Norwegen und Großbritannien bereits knapp 62 % ab. Die Hauptlieferregionen waren wie bisher die GUS-Staaten (54,4 %), Europa (23,7 %) und Afrika (13,8 %) (Abb. 2-3).

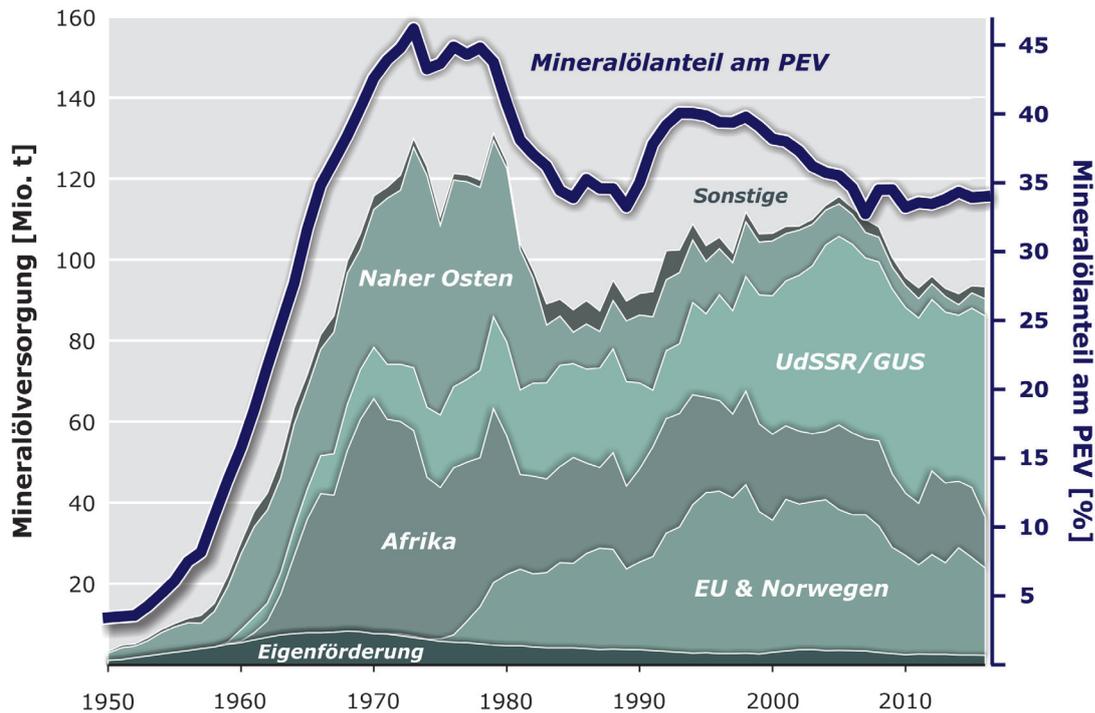


Abbildung 2-3: Erdölversorgung Deutschlands von 1950 bis 2016.

Erhebliche Zuwächse gab es bei den Importmengen aus der Russischen Föderation (plus 3,471 Mt) und Kasachstan (plus 1,988 Mt). Deutliche Steigerungen bei den Importen stammten zudem aus dem Irak (plus 32 %) und Angola (plus 99 %).

Geringere Importmengen kamen aus Nigeria (minus 2,881 Mt) und Norwegen (minus 1,344 Mt). Bedingt durch den Bürgerkrieg sanken die aus Libyen importierten Mengen weiter um 38 % auf knapp 1,78 Mt (BAFA 2017a). Eine Übersicht aller Rohöllieferländer im Jahr 2016 liefert Tabelle A-5 (im Anhang).

Deutsche Unternehmen produzierten im Jahr 2016 im Ausland rund 8,4 Mt Erdöl. Dies ist eine Abnahme von etwa 0,1 Mt gegenüber dem Vorjahr. Wintershall hat seine Förderung erheblich um über 1 Mt, vor allem aus Norwegen steigern können. Auch DEA Deutsche Erdoel AG¹ konnte einen deutlichen Förderzuwachs verzeichnen.

Durch die Umstrukturierung des Energiekonzerns E.ON in den Jahren 2015/16 wurden die Energieerzeugungsparten in die eigenständige Uniper SE ausgegliedert. Die Erdöl- und Erdgaskonzessionen in der norwegischen Nordsee wurden Ende des Jahres 2015 an DEA Deutsche Erdoel AG verkauft, jene in der britischen Nordsee zu Beginn des Jahres 2016 an den britischen Erdölproduzenten Premier Oil.

¹ Die DEA Deutsche Erdoel AG wurde im Jahr 2015 von der luxemburgischen LetterOne Beteiligungsgesellschaft übernommen und ist damit laut Definition der BGR keine deutsche Firma mehr.

Die wichtigsten deutschen Erdöl-Fördergesellschaften und deren Förderung im Jahr 2016 nach konsortialer Beteiligung im Ausland waren (BVEG 2017, BGR-Recherche):

• Wintershall Holding AG	5,6 Mt
• DEA Deutsche Erdoel AG	2,5 Mt
• Bayergas Norge AS	0,2 Mt
• VNG-Verbundnetz Gas AG	0,1 Mt

Erdgas

Auch in den nächsten Jahrzehnten wird Erdgas einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland leisten. Der weitaus wichtigste Markt für Erdgas ist nach wie vor der Wärmemarkt. Erdgas ist heute allerdings nicht auf die Erzeugung von Wärme beschränkt, sondern zeichnet sich – neben seiner Funktion als Einsatzstoff in der Chemieindustrie – auch als flexibler und vielfältiger Energieträger für die Stromerzeugung aus. Zudem ist Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern klimafreundlicher, da der Einsatz mit geringeren CO₂-Emissionen einhergeht. Schließlich spielt Erdgas als kostengünstiger und klimafreundlicher Treibstoff bei der Mobilität eine immer wichtigere Rolle (BMW 2017d).

In Deutschland lag die Summe aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven am 31. Dezember 2016 bei 70,1 Mrd. m³ (V_n) Rohgas (minus 5,8 %) bzw. 65,4 Mrd. m³ (V_n) Reingas (minus 3,3 %). Somit gingen die Vorräte zwar insgesamt erneut zurück, allerdings konnten durch Reservenzugewinne die Hälfte der 2016 geförderten Rohgasmenge (4,3 Mrd. m³ (V_n)) bzw. fast drei Viertel der geförderten Reingasmenge (5,6 Mrd. m³ (V_n)) ersetzt werden (LBEG 2017). Rund 81 % der deutschen Erdgasreserven befinden sich in Lagerstätten des Perm. Davon sind 43 % in Sandsteinen des Rotliegend und 39 % in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert (LBEG 2017).

Definitionen zu Erdgas in Deutschland

Förderung und Reserven von Erdgas werden in der deutschen Förderindustrie lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ und gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die Rohgasmengen entsprechen dabei dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit tatsächlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland erheblich schwanken kann. Die Angaben zum Reingas beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3$ (V_n), der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt (LBEG 2017).

Im Berichtsjahr 2016 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um jeweils 0,7 Mrd. m³ (V_n) auf nunmehr 8,6 Mrd. m³ (V_n) Rohgas und 7,8 Mrd. m³ (V_n) Reingas weiter zurück. Dies entspricht einer Verringerung um 7,7 % beim Rohgas und 8,1 % beim Reingas gegenüber dem Vorjahr. Die rückläufige Fördermenge ist vor allem auf den natürlichen Förderabfall angesichts der zunehmenden Erschöpfung der großen Lagerstätten zurückzuführen. Die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands liegt in Niedersachsen, dessen Anteil an der Rohgasförderung Deutschlands 2016 bei rund 94 % lag.

2016 wurden zusätzlich noch rund 65 Mio. m³ (V_n) bei der Erdölgewinnung anfallendes Erdölgas gewonnen. Es wird vor allem in Niedersachsen (59,8 %) und Schleswig-Holstein (28,2 %) gefördert.

Insgesamt waren im Berichtsjahr 469 (Vorjahr 476) Fördersonden in 77 Feldern in Betrieb, wobei über 90 % der Erdgasfelder in Niedersachsen liegen. Analog zu den Vorjahren kamen auch 2016 zwei Drittel der gesamten Jahresförderung Deutschlands aus zehn Feldern (LBEG 2017).

Bezogen auf ihre konsortiale Beteiligung erbrachten 2016 fünf Firmen rund 98 % der heimischen Reingasförderung. Diese sind laut BVEG (2017):

▪ BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	3,206 Mrd. m ³
▪ Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	1,897 Mrd. m ³
▪ DEA Deutsche Erdoel AG	1,395 Mrd. m ³
▪ ENGIE E&P Deutschland GmbH	0,600 Mrd. m ³
▪ Wintershall Holding GmbH	0,555 Mrd. m ³
Summe	7,653 Mrd. m³

Rund 40 % der inländischen Erdgasreserven enthalten in unterschiedlich hohen Konzentrationen Schwefelwasserstoff (H₂S). Bei der Aufbereitung des hauptsächlich aus Feldern des Fördergebietes zwischen Weser und Ems gewonnenen, schwefelwasserstoffhaltigen Erdgases sind in der Anlage Großenkneten rund 0,58 Mt an elementarem Schwefel angefallen. Dieser findet hauptsächlich in der chemischen Industrie Verwendung, wird aber auch zum Teil exportiert.

In Deutschland begann die Förderung von Erdgas im großen Maßstab erst in den 1960er Jahren, ausgelöst durch die Erschließung der Buntsandstein- und Zechsteinlagerstätten in Niedersachsen. 2003 lag die Förderung von Erdgas noch bei rund 22 Mrd. m³, sie geht seit 2004 allerdings kontinuierlich zurück und betrug im Berichtsjahr nur noch 39 % dieses Volumens.

Die in Deutschland potenziell gewinnbaren Erdgasmengen (Ressourcen) aus Schiefergasvorkommen werden auf ein Volumen von 0,32 bis 2,03 Bill. m³ geschätzt und liegen in einer Tiefe von 1.000 m bis 5.000 m (BGR 2016a). Darüber hinaus wird in Kohleflözen ein Potenzial von 0,45 Bill. m³ an Erdgasressourcen vermutet (BGR 2016b).

Die Erschließung von Schiefergasvorkommen und Kohleflözgestein erfordert meistens den Einsatz der hydraulischen Stimulation („Fracking“). Im Juni 2016 hat der Deutsche Bundestag den Einsatz des Fracking-Verfahrens zur Erschließung von Erdgas- oder Erdölvorkommen in Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein sowie Kohleflözgestein untersagt. Begleitet von einer Expertenkommission sind lediglich Erprobungsmaßnahmen möglich – insgesamt maximal vier – zur wissenschaftlichen Erforschung insbesondere der Umweltauswirkungen. Die Erprobungsmaßnahmen bedürfen zusätzlich der Zustimmung der jeweiligen Landesregierung. Im Jahr 2021 wird der Deutsche Bundestag die Angemessenheit des Verbotes überprüfen. Mit der Aufsuchung und Erschließung der inländischen Schiefergasvorkommen ist auf Grund dieser Gesetzeslage in den nächsten Jahren daher nicht zu rechnen. Inländisch gefördertes Schiefergas wird damit auf absehbare Zeit nicht zur Dämpfung des Rückgangs der heimischen Erdgasproduktion beitragen können.

Die Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland (GUS/Russische Föderation, Südamerika, Europa und Nordafrika) nahm im Vergleich zu 2015 um 2,7 % zu und wird im Berichtsjahr auf rund 26,1 Mrd. m³ geschätzt. Die mit Abstand höchste Förderung erbrachte mit einem Anteil von etwa 65 % erneut die Wintershall Holding GmbH, der größte international tätige deutsche Erdöl- und Erdgasproduzent. Der Konzern ist in den Schwerpunktregionen Europa, Nordafrika, Südamerika sowie in der Russischen Föderation und im Raum am Kaspischen Meer tätig, mit zunehmenden Aktivitäten im Nahen Osten. Die Wintershall Holding GmbH ist zudem einer der größten Erdgasproduzenten in den Niederlanden.

Seit dem 1. Januar 2016 treten die neue E.ON und Uniper SE operativ als eigenständige Unternehmen auf. Die neue E.ON konzentriert sich auf erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen, während Uniper SE die Energieversorgung mit den Geschäftsfeldern konventionelle Erzeugung und globaler Energiehandel sichert. Die Uniper Exploration & Production GmbH förderte 2016 noch anteilig geschätzte 5,9 Mrd. m³ aus einem der größten Erdgasfelder der Welt, Yushno Russkoje in der Russischen Föderation. Anfang 2017 hat die E.ON Ruhrgas AG diese Beteiligung an das österreichische Erdöl- und Erdgasunternehmen OMV Exploration & Production GmbH verkauft. Bereits zuvor hatte sich E.ON von ihren Beteiligungen in der norwegischen und britischen Nordsee getrennt.

Die Erdgasproduktion der DEA Deutsche Erdoel AG ist im Kalenderjahresvergleich deutlich gestiegen (BVEG 2017). Wesentliche Gründe hierfür sind die neu erworbenen norwegischen Felder, insbesondere Skarv (ehemals E.ON Ruhrgas). Darüber hinaus haben auch die norwegischen Altfelder, vor allem Gjølå und Snøhvit, mehr gefördert.

Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch stieg im Vergleich zum Vorjahr (21,1 %) auf 22,6 % deutlich an und Erdgas war auch 2016 hinter Mineralöl zweitwichtigster Energieträger in Deutschland (AGEB 2017).

Bezogen auf das Erdgasvolumen (Rohgas) ging das Gesamtaufkommen (Importe und Eigenförderung) im Vergleich zum Vorjahr um 3,4 % auf eine berechnete Menge von 120,6 Mrd. m³ zurück (Tab. A-6 im Anhang).

Im Gegensatz zu 2015 ist aber weniger Erdgas re-exportiert worden und es wurden den deutschen Erdgasspeichern geringere Mengen an Erdgas entnommen. Daraus ergibt sich ein gegenüber dem Vorjahr um 5,6 % gesteigener Verbrauch in der Größenordnung von 101,5 Mrd. m³. Aus heimischer Rohgasförderung stammten dabei 8,4 % des in Deutschland verbrauchten Erdgasvolumens.

Im Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2016 lagen die Erdgasimporte nach vorläufigen Berechnungen des BAFA mit 4.156.376 TJ um 3 % unter der entsprechenden Menge des Jahres 2015 (4.283.360 TJ). Im Dezember 2016 waren die Erdgasimporte aber mit 409.833 TJ um 3 % höher als im gleichen Vorjahresmonat (397.552 TJ).

Aus Datenschutzgründen veröffentlicht das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle mit dem Jahr 2016 keine Informationen mehr zu den Liefermengen der einzelnen Export-Länder. Es ist aber davon auszugehen, dass im Berichtsjahr die drei wichtigsten Ursprungsländer des eingeführten Erdgases erneut die Russische Föderation, gefolgt von Norwegen und den Niederlande waren (Abb. 2-4).

Der Wert der Erdgaszugänge (Importe) im Jahr 2016 betrug 17,8 Mrd. € im Vergleich zu 24,5 Mrd. € im Vorjahreszeitraum (BAFA 2017b).

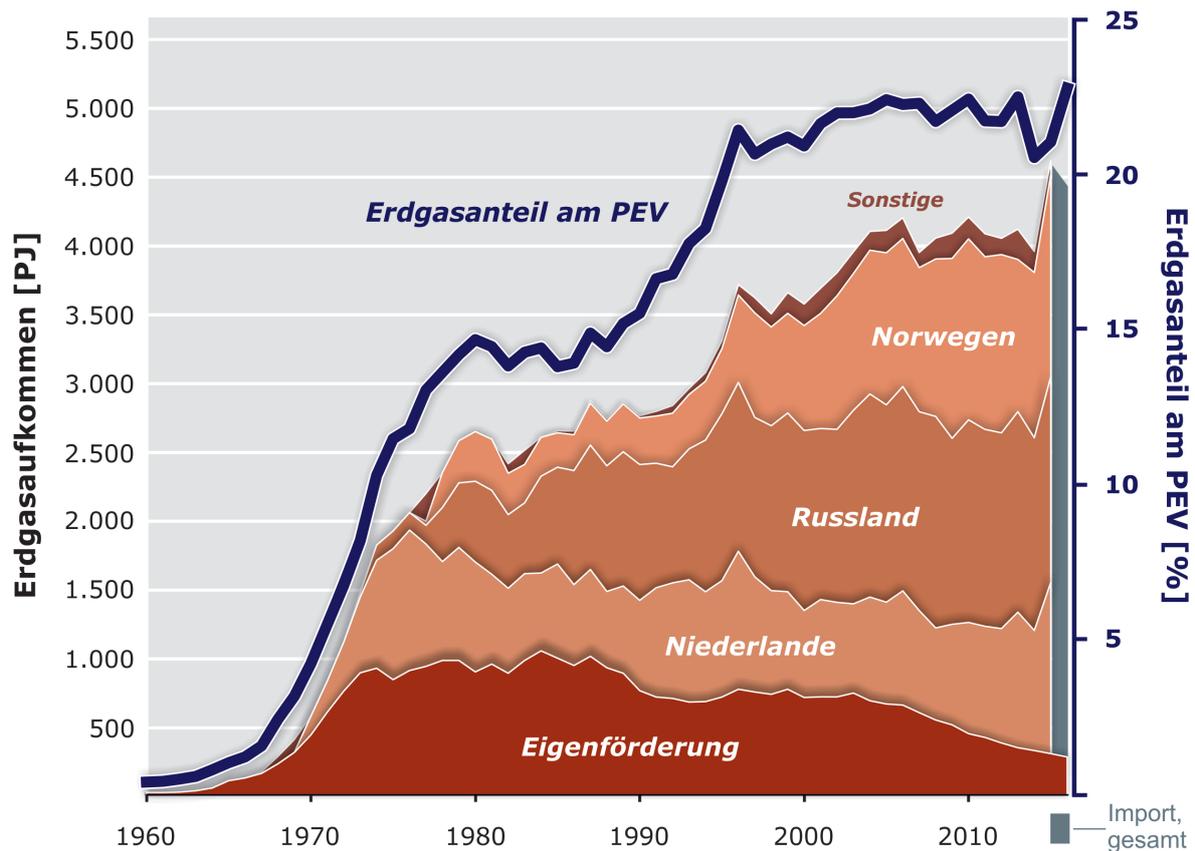


Abbildung 2-4: Erdgasversorgung Deutschlands von 1960 bis 2016.

Steinkohle

Die heimische Steinkohle war Mitte des vorigen Jahrhunderts eine wesentliche Stütze des Wirtschaftsaufschwungs in Deutschland. Seitdem ist die Steinkohlenförderung in Deutschland rückläufig. Die höchste Steinkohlenförderung nach 1945 wurde 1956 mit 152,5 Mt v. F. erreicht (Abb. 2-5). Im Jahr 2016 waren es 3,8 Mt v. F. (2,5 % von 1956). In den vergangenen Jahrzehnten wurde heimische Steinkohle durch Erdöl, Erdgas sowie Uran und besonders durch Importkohle ersetzt. Insgesamt verfügt Deutschland über Steinkohlengesamtressourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) von etwa 83 Gt, von denen bis Ende 2018 voraussichtlich noch rund 8 Mt gewinnbar sind.

Im Ruhrrevier förderte 2016 das Bergwerk Prosper-Haniel rund zwei Drittel (2,5 Mt v. F.) der deutschen Steinkohlenproduktion. Im Ibbenbürener Revier wurden auf der gleichnamigen Schachtanlage rund ein Drittel (1,3 Mt v. F.) der deutschen Steinkohlenförderung gehoben (Abb. 2-5). Aufgrund der planmäßigen Stilllegung des Ruhrrevier-Bergwerks Auguste Victoria (AV) zum 1. Januar 2016 sank die Anzahl der aktiven deutschen Steinkohlenbergwerke auf zwei Bergwerke. Die Steinkohlenförderung im Saarrevier wurde bereits Ende Juni 2012 eingestellt.

Bundesweit sank die Schichtleistung im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr um 8,4 % auf 6.645 kg verwertbare Förderung (v. F.).

Der Gesamtabsatz deutscher Steinkohle verringerte sich im Berichtsjahr einhergehend mit der verminderten Förderung signifikant um 29 %. Er fiel um 1,9 auf 4,7 Mt (GVSt 2017, SdK 2017).

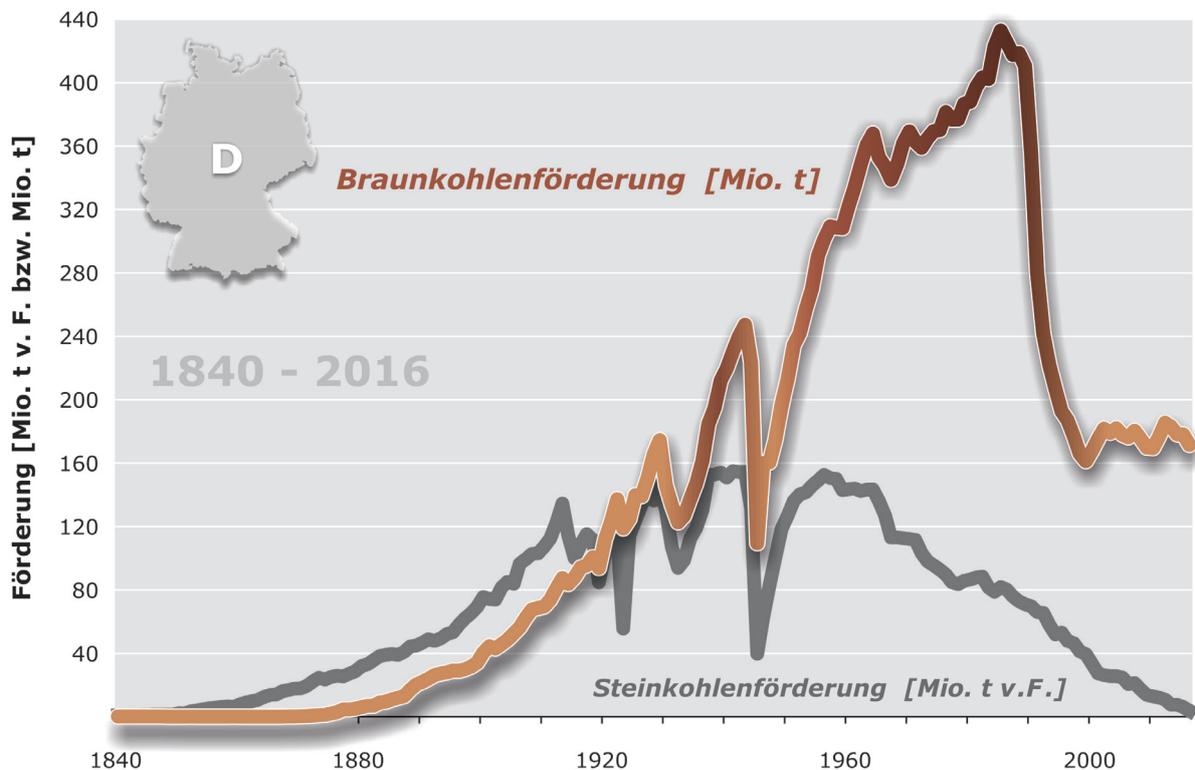


Abbildung 2-5: Entwicklung der deutschen Kohlenförderung von 1840 bis 2016 (nach SdK 2017).

Der deutsche Steinkohlenbergbau ist seit vielen Jahren insbesondere wegen der ungünstigen geologischen Bedingungen international nicht wettbewerbsfähig. Dies zeigt sich auch in den seit Jahren gestiegenen Teufen aus der die deutsche Steinkohle in den vergangenen Jahrzehnten gefördert wurde. Belief sich die mittlere Gewinnungsteufe 1971 noch auf 758 m, so erhöhte sich diese Kennziffer um mehr als 500 m auf 1.261 m in 2016 (Abb. 2-6). Die in Abbildung 2-6 auch ersichtliche Erhöhung der mittleren gebauten Flözmächtigkeit ist in erster Linie eine Folge der Schließung von Bergwerken, die vergleichsweise geringmächtige Flöze mit damit oftmals einhergehend höheren Förderkosten abbauten. Die signifikante Erhöhung der mittleren gebauten Flözmächtigkeit in

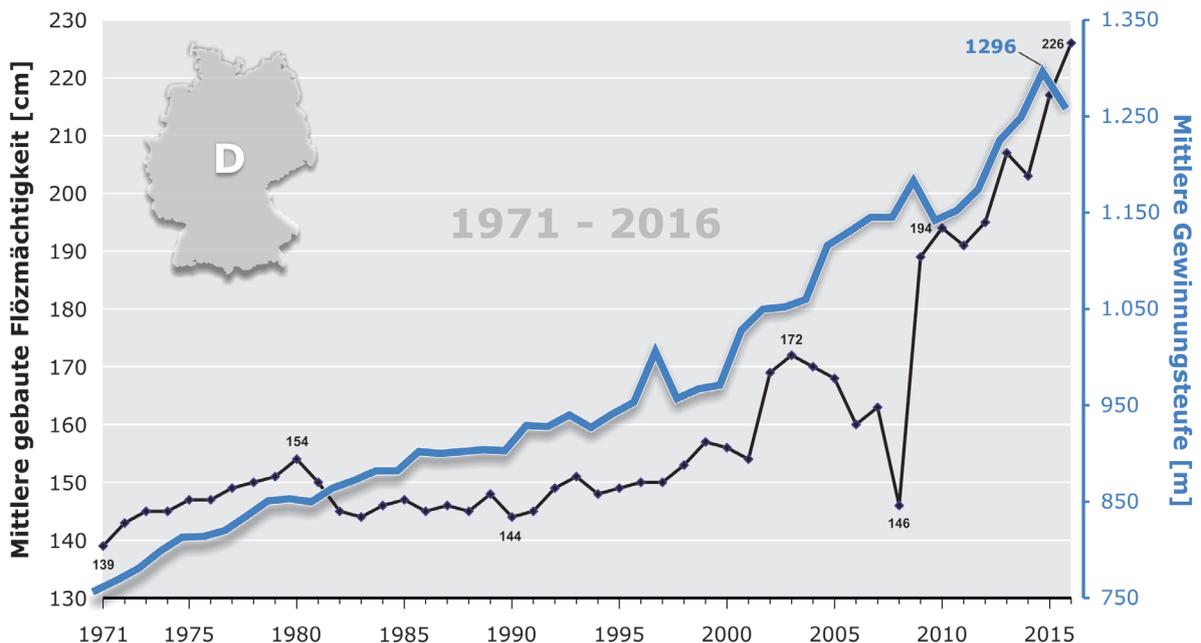


Abbildung 2-6: Entwicklung der mittleren gebauten Flözmächtigkeit und mittleren Gewinnungsteufe im deutschen Steinkohlenbergbau von 1971 bis 2016 (SdK 1985, 1990, 2017, GVSt 2017).

den vergangenen zwei Jahren auf 2,26 m in 2016 ist dabei vor allem auf die seit November 2014 begonnene Kohlegewinnung im durchschnittlich 4 m mächtigen Flöz Zollverein 1/2 auf dem Bergwerk Prosper-Haniel zurückzuführen (van de Loo & Sitte 2015).

Im Jahr 2016 lagen nach Schätzungen des Vereins der Kohlenimporteure e.V. (VdKi) die durchschnittlichen deutschen Produktionskosten bei 180 €/t SKE. Demgegenüber betragen die jahresdurchschnittlichen Preise für importierte Kraftwerkskohle 67,07 €/t SKE (VDKI 2017a). Um dennoch einen Beitrag zur Versorgung der Kraft- und Stahlwerke mit Steinkohle leisten zu können sowie aus arbeitsmarktpolitischen Gründen, wird der heimische Steinkohlenbergbau durch öffentliche Hilfen gefördert. Für das Berichtsjahr 2016 wurden dem Steinkohlenbergbau 1.224,5 Mio. € an öffentlichen Mitteln zugesagt (BMWi 2017e).

Im Februar 2007 haben sich der Bund, das Land Nordrhein-Westfalen und das Saarland darauf verständigt, die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland bis zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden. Diese Vereinbarung sollte im Jahr 2012 durch den Deutschen Bundestag überprüft werden. Durch die Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes im Frühjahr 2011 wurde auf diese sogenannte Revisionsklausel verzichtet. Die Höchstbeträge der Beihilfen, für die bereits ein Bewilligungsbescheid vorliegt, werden auf 1.015 Mio. € für 2019 sinken (BMWi 2017d).

Seit 1958 verringert sich die Belegschaft im deutschen Steinkohlenbergbau. Im Berichtsjahr sank die Zahl der Mitarbeiter gegenüber 2015 um 22,4 % auf 7.480 (Jahresende 2016).

Gegenüber dem Jahr 2015 fiel der Verbrauch an Steinkohle in Deutschland im Berichtsjahr nach vorläufigen Angaben niedriger aus. Er verringerte sich um 5,1 % auf rund 55,6 Mt SKE. Damit fiel der Anteil von Steinkohle am Primärenergieverbrauch auf 12,2 % nach 13 % im Vorjahr (AGEB 2017). Vom deutschen Steinkohlenverbrauch stammten im Jahr 2016 nur noch rund 7 % aus heimischer Förderung.

Die Importe von Steinkohle und Steinkohlenprodukten verringerten sich um 4 % gegenüber 2015 auf 55,2 Mt. Sie stammten im Wesentlichen aus der Russischen Föderation, Kolumbien, den USA, Australien, Polen und Südafrika. Im Jahr 2016 war die Russische Föderation mit rund 17,8 Mt (32,2 %) erneut der größte Lieferant, gefolgt von Kolumbien (19,4 %) und den USA (16,5 %) (Abb. 2-7). Die Einfuhren aus dem einzig verbliebenen bedeutsamen EU-28-Kohleexportland Polen verringerten sich signifikant auf rund 2,8 Mt. Davon entfielen rund 1,3 Mt auf Koks (VDKi 2017a). Der Anteil der Importe am gesamten Kohleaufkommen in Deutschland erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr auf rund 93 %. Durch weitere Grubenschließungen Ende 2018 wird sich der Trend einer steigenden Importabhängigkeit bei Steinkohle weiter fortsetzen. Die Bergwerke Ibbenbüren und Prosper-Haniel werden Ende 2018 die Förderung einstellen (van de Loo & Sitte 2017).

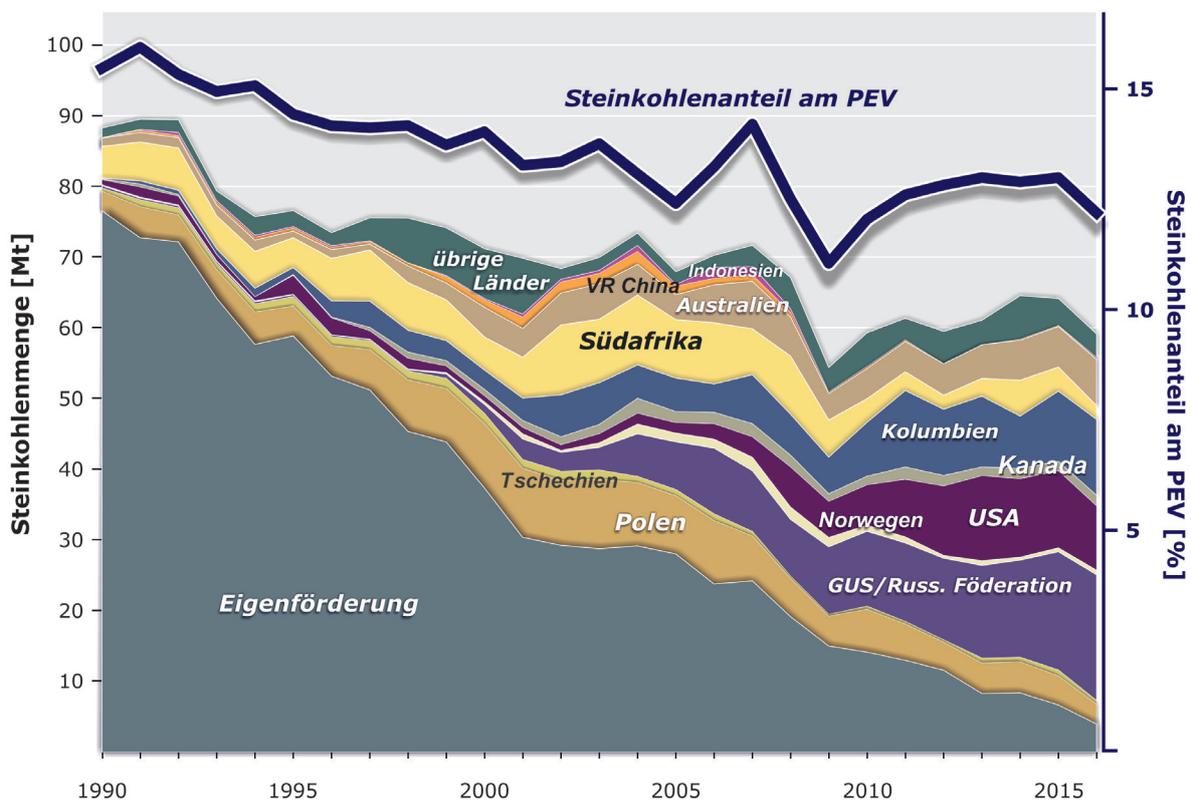


Abbildung 2-7: Steinkohlenversorgung Deutschlands von 1990 bis 2016 (AGEB 2017, IEA 2017a, SdK 2017, VDKI 2017a).

Der Preis (hier: Grenzübergangspreis) für importierte Kraftwerkskohlen verringerte sich von rund 59 €/t SKE am Anfang des Jahres 2016 auf rund 54 €/t SKE im Frühjahr, um dann kontinuierlich bis auf rund 96 €/t SKE zum Jahresende zu steigen. Der jahresdurchschnittliche Preis belief sich

dabei auf 67,07 €/t SKE (minus 1,2 % gegenüber 2015). Ähnlich verhielt es sich auch bei Koks-
kohle und Koks. Der jahresdurchschnittliche Preis für Koks-
kohlen verringerte sich gegenüber dem
Vorjahr von 100,52 €/t um 14 % auf 86,36 €/t. Der Kokspreis verringerte sich um 14,5 % gegen-
über dem Vorjahr und der jahresdurchschnittliche Preis belief sich auf 159,82 €/t (BAFA 2017c,
VdKi 2017a, b).

Braunkohle

Im Gegensatz zur Steinkohle kann die in Deutschland geförderte Braunkohle im Wettbewerb mit
Importenergieträgern ohne Subventionen weiterhin bestehen und wirtschaftlich abgebaut werden.
Günstige geologische Bedingungen der Lagerstätten ermöglichen den Einsatz einer leistungsfä-
higen Tagebautechnik, so dass große Mengen zu wettbewerbsfähigen Marktpreisen in nahege-
legene Kraftwerke zur Stromerzeugung abgesetzt werden können. Seit Beginn der industriellen
Braunkohlenproduktion am Ende des 19. Jahrhunderts ist Deutschland der größte Produzent von
Braunkohle weltweit.

Über erschlossene und geplante Tagebaue sind in Deutschland rund 4,9 Gt an Braunkohlenvorrä-
ten zugänglich. Weitere Reserven belaufen sich auf rund 31 Gt. Die Ressourcen umfassen 36,5 Gt.

Braunkohle wurde in Deutschland bis zur Beendigung der Förderung im Helmstedter Revier im
Sommer 2016 in vier Revieren gefördert. Bundesweit lag die Summe im Jahr 2016 bei 171,5 Mt
und fiel damit 3,7 % geringer als im Vorjahr aus (Abb. 2-5).

Im **Rheinischen Revier** betreibt die RWE Power AG die drei Tagebaue Garzweiler, Hambach und
Inden, deren Förderung sich 2016 auf zusammen 90,5 Mt belief. Die Tagebaue Garzweiler und
Hambach versorgen per Bahn die Kraftwerke Frimmersdorf, Goldenberg, Neurath und Niederau-
ßem mit Braunkohle, wobei das Kraftwerk Frimmersdorf zum 1. Oktober 2017 in die Sicherheitsbe-
reitschaft überführt wurde. Letzteres bedeutet, dass das Kraftwerk nicht mehr am Markt eingesetzt
wird und ein Anfahren nur auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers, der für die System-
stabilität der Übertragungs-/Stromnetze zuständig ist, gestattet ist. Das Kraftwerk Weisweiler wird
vom Tagebau Inden versorgt.

Die Förderung im **Lausitzer Revier** in Höhe von 62,3 Mt erfolgte im Berichtsjahr aus den vier Ta-
gebauen Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde. Die Braunkohle wird nahezu voll-
ständig von den modernisierten beziehungsweise neu gebauten Kraftwerken Kraftwerken Jänsch-
walde, Boxberg und Schwarze Pumpe abgenommen. Im Frühjahr 2016 gab der bisherige Betreiber
Vattenfall den Verkauf der Lausitzer Tagebaue (Vattenfall Europe Mining AG) und der Kraftwerke
Jänschwalde, Boxberg, Lippendorf/Block R sowie Schwarze Pumpe (Vattenfall Europe Generation
AG & Co. KG) an den tschechischen Energiekonzern Energetický a Průmyslový Holding (EPH) und
seinen Finanzpartner PPF Investments bekannt. Der Wechsel in der Eigentümerstruktur wurde,
nachdem auch die EU-Kartellbehörde keine wettbewerbsrechtlichen Bedenken geäußert hat, zum
30. September vollzogen. Anfang Oktober 2016 wurde bekanntgegeben, dass die Tagebaue und
die Braunkohlenkraftwerke zukünftig unter dem Namen Lausitz Energie Bergbau AG und Lausitz
Energie Kraftwerke AG firmieren. Beide Unternehmen stellen sich unter dem gemeinsamen Mar-
kennamen LEAG (2017) dar.

Die im **Mitteldeutschen Revier** im Jahr 2016 erbrachte Förderung von 17,7 Mt stammte vorrangig aus den zwei Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), die seit 2012 vollständig zur tschechischen EPH-Gruppe gehört. Der größte Teil der Braunkohle aus den zwei Tagebauen wird in den Kraftwerken Schkopau und Lipendorf verstromt. Die Braunkohlenförderung aus dem Tagebau Amsdorf der ROMONTA GmbH dient in erster Linie zur Herstellung von Montanwachsen.

Im **Helmstedter Revier** versorgte der Tagebau Schöningen das Kraftwerk Buschhaus im Berichtsjahr mit rund 1,1 Mt Braunkohle; weitere 0,5 Mt Braunkohle wurden aus dem Tagebau Profen zugeführt. Die MIBRAG (Helmstedter Revier GmbH – HSR) erwarb sowohl den Tagebau als auch das Kraftwerk in der zweiten Jahreshälfte 2013 von der E.ON Kraftwerke GmbH (DEBRIV 2015, 2017, Kaltenbach & Maaßen 2016, 2017, Maaßen & Schiffer 2016, 2017, SdK 2017). Die im August 1981 begonnene Braunkohlenförderung im Tagebau Schöningen wurde am 30. August 2016 aufgrund von Auskohlung eingestellt. Damit endet die über 150-jährige Bergbaugeschichte im Helmstedter Revier (HSR 2016a) und gleichzeitig die Braunkohlenförderung in Niedersachsen. Das Kraftwerk Buschhaus ging am 24. September 2016 außer Betrieb und wurde zum 1. Oktober 2016 – als erstes deutsches Braunkohlenkraftwerk – für vier Jahre in die Sicherheitsbereitschaft überführt (HSR 2016b).

Der gesamte Absatz an Braunkohle verringerte sich im Berichtsjahr um 3,7 % auf rund 171,5 Mt. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch verringerte sich gegenüber dem Vorjahr geringfügig auf 11,4 % (51,9 Mt SKE).

Sowohl der Absatz an Braunkohlenbriketts als auch der Absatz des Veredelungsprodukts Braunkohlenstaub verringerten sich geringfügig gegenüber dem Vorjahr um 0,5 % auf 1,6 Mt bzw. um 3 % auf 4,7 Mt.

Bundesweit waren 14.693 Personen (minus 4,8 % gegenüber dem Vorjahr) im Braunkohlenbergbau beschäftigt (AGEB 2017, SdK 2017).

Die Außenhandelsbilanz mit Braunkohle und Braunkohlenprodukten war im Jahr 2016 positiv, wenn auch auf einem relativ niedrigem Niveau. Die Gesamteinfuhren verringerten sich auf 45.000 t. Gleichzeitig nahm auch der Export (Briketts, Koks, Staub und Braunkohle) um 41,5 % auf 1,38 Mt ab. Hauptabnehmer sind die Länder der EU-28 (SdK 2017).

Kernenergie

Ein zentraler Punkt der Energiewende ist der Ausstieg aus der Kernenergie. Mit der 13. Änderung des Atomgesetzes am 6. August 2011 beschloss die deutsche Regierung das Ende der Nutzung der Kernenergie zur kommerziellen Stromgewinnung. Das Gesetz sieht vor, spätestens im Jahr 2022 das letzte Kernkraftwerk in Deutschland abzuschalten. Der Ausstieg erfolgt stufenweise mit genauen Abschaltenden. Seit 1962 wurden in Deutschland insgesamt 37 Kernkraftwerke errichtet, die den kommerziellen Leistungsbetrieb aufgenommen haben. Aktuell sind noch acht Kernkraftwerke in Betrieb. Sie werden nach folgendem Zeitplan, jeweils zum Jahresende, abgeschaltet: 2017: Gundremmingen B, 2019: Philippsburg 2, 2021: Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf, 2022: Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.

Der Beitrag der Kernenergie zum Primärenergieverbrauch verringerte sich weiter auf 923 PJ (2015: 1.001 PJ), was 31,5 Mt SKE entspricht. Sie hatte damit einen Anteil am Primärenergieverbrauch von nur noch 6,9 % (2015: 7,6 %). Auch in der öffentlichen Stromversorgung lag die Kernenergie mit einem Anteil von 13,1 % nur noch an vierter Stelle hinter den erneuerbaren Energien (29,0 %), Braunkohle (23,1 %) und Steinkohle (17,2 %).

Insgesamt wurden in Deutschland 648,4 TWh Strom produziert. Damit lag die Stromerzeugung ungefähr auf Vorjahresniveau (plus 0,2 %; 2015: 646,9 TWh). Der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung sank weiter um 7,8 % auf 84,6 TWh gegenüber 2015 mit 91,8 TWh. Die Nettostromerzeugung betrug 80,1 TWh (2015: 86,8 TWh). Bis zur Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 waren 17 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 21.517 MW_e installiert. Derzeit sind nur noch acht Kernkraftwerke mit 11.357 MW_e (brutto) am Netz. Die zeitlichen und produzierenden Arbeitsverfügbarkeiten betragen 88,91 % (2015: 91,76 %) und 88,40 % (2015: 91,17 %).

Der Bedarf an Natururan in Brennstoff berechnete sich auf 1.620 t. Er wurde durch Importe und aus Lagerbeständen gedeckt. Die für die Brennstoffherstellung benötigten Natururanmengen wurden wiederum fast ausschließlich über langfristige Verträge von Produzenten in Frankreich, Großbritannien, Kanada, den Niederlanden und den USA bezogen.

In Deutschland wurde nach der Schließung der Sowjetisch-Deutschen Aktiengesellschaft (SDAG) WISMUT im Jahr 1990 kein Bergbau zur Produktion von Natururan mehr betrieben. Allerdings wird derzeit noch im Rahmen der Flutungswasserreinigung des Sanierungsbetriebes Königstein Natururan abgetrennt (2015: 0 t; 2016: 45 t).

Die Stilllegung und Sanierung der ehemaligen Produktionsstätten der SDAG WISMUT befanden sich 2016 im 26. Jahr der Sanierungsarbeiten. Die Arbeiten werden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie von der Wismut GmbH durchgeführt und von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe fachlich begleitet und begutachtet. Die Kernziele der Sanierung (Stilllegung der Bergwerke, Flutung der Gruben, Wasserreinigung, Demontage und Abbruch kontaminierter Anlagen und Gebäude, Sanierung von Halden und Schlammteichen, Umweltüberwachung) sind zu mehr als 90 % abgeschlossen. Von den für das Großprojekt zur Verfügung gestellten 7,1 Mrd. € waren Ende 2016 rund 87 % (6,2 Mrd. €) verausgabt.

Eine Hauptaufgabe der Sanierung bleibt das Wassermanagement zur Fassung und Behandlung kontaminierter Wässer aus der Flutung der Gruben und der Sanierung der industriellen Absetzanlagen. 2016 wurden insgesamt etwa 18,6 Mio. m³ kontaminierte Wässer behandelt und an die Vorfluter abgegeben.

Am Standort Königstein wurden für den Umbau der bestehenden Wasserbehandlungsanlage die entsprechenden Genehmigungen erteilt. Für die industrielle Absetzanlage (IAA) Helmsdorf am Standort Crossen werden gegenwärtig die Anträge zum Bau und Betrieb einer neuen Wasserbehandlungsanlage gestellt. Grund für diesen Neubau sind die geänderten Wasserqualitäten in Verbindung mit den rückläufigen Wassermengen nach Entfernung des Freiwassers der IAA.

Am Standort Ronneburg beginnt nach der Modernisierung und Erweiterung des Systems zur Fassung aufsteigender Flutungswässer im Gessental noch in diesem Jahr der Wiedereinstau der Grubenwässer. Dadurch kommt es in Verbindung mit einer vorübergehenden Außerbetriebnahme der Wasserbehandlungsanlage Ronneburg für eine Generalinstandsetzung zu einem geplanten Anstieg des Wasserspiegels in der Grube.

Am Standort Aue werden in diesem Jahr die Arbeiten im sogenannten Südumbruch, einem neu aufgefahrenen Abschnitt des Marcus-Semmler-Stollens, abgeschlossen. Damit können zukünftig die Wässer des benachbarten Grubenreviers im freien Gefälle über diesen Entwässerungsstollen abfließen.

Tiefe Geothermie

Mit Blick auf Energieeffizienz und Umweltverträglichkeit startete im Jahr 1977 das erste Programm „Energieforschung und Energietechnologien“ der Bundesregierung zur Förderung erneuerbarer Energien (BMWi 2017f). Die Geothermie bildete, ähnlich wie zum damaligen Zeitpunkt auch Sonnen- und Windenergie, jedoch nur einen Nebenaspekt. Genau 40 Jahre danach, während des nunmehr sechsten Energieforschungsprogramms liegen die Schwerpunkte im Bereich der Geothermie auf spezifischer Technologieentwicklung, Verringerung des Fündigkeits- und Erfolgsrisikos sowie Erhöhung der Akzeptanz (BMWi 2011). In dem derzeit in Vorbereitung befindlichen siebten Energieforschungsprogramm liegt ein Schwerpunkt auf dem Dialog zwischen Industrie, Wissenschaft und Politik (BMWi 2017e). Im Jahr 2016 bewilligte das BMWi fast 20 Mio. € für 22 neue Projekte; mit mehr als 12 Mio. € wurden laufende Projekte gefördert (BMWi 2011). Hiervon fallen etwa die Hälfte auf den Bereich Prospektion und Exploration, etwa 8 % auf Warmwasser- und Dampfagerstätten, der Rest auf Hot-Dry-Rock-Projekte und Sonstiges.

Entsprechend der Förderung durch das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2017) beträgt die Einspeisevergütung für geothermisch erzeugten Strom in 2017 weiterhin noch 25,2 Cent pro Kilowattstunde (BMJV 2017). Ab dem Jahr 2021 erfolgt jedoch eine Degression von 5 % pro Jahr. Nutznießer dieser gesetzlichen Regelung waren im Jahr 2016 in Deutschland acht Geothermieanlagen zur Stromerzeugung, siehe Tabelle 1 (Agemar et al. 2014; LIAG 2017). Sie gehören zu insgesamt 30 in Betrieb befindlichen Anlagen zur Tiefen Geothermie, deren geografische Verteilung sich auf nur sechs Bundesländer beschränkt. Betrachtet man die Nutzungskategorien, fällt auf, dass es sich bei der Mehrheit der in Betrieb befindlichen Anlagen um Standorte mit Fernwärme (18) handelt. Der Rest verteilt sich auf stromerzeugende Kraftwerke (4), kombinierte Projekte (4) sowie vier Forschungsstandorte (Abb. 2-8). Zwei weitere Projekte befinden sich in Bayern im Bau, etwa 30 Projekte sind derzeit noch in der Planung.

Tabelle 1: Standorte für Tiefe Geothermie in Deutschland im Jahr 2016 (LIAG 2017).

	Fernwärme	Strom	Kombination	Forschung	Summe
Baden-Württemberg		1 Bruchsal			1
Bayern	15 Aschheim Erding Freiham Garching Ismaning Kirchweidach München-Riem Poing Pullach Simbach-Braunau Straubing Unterföhring I Unterföhring II Unterschleißheim Waldkraiburg	2 Dürrnhaar Kirchstockach	3 Grünwald (Laufzorn) Sauerlach	1 Mauerstetten (Allgäu)	21
Brandenburg	1 Prenzlau			1 Groß Schönebeck	2
Mecklenburg- Vorpommern	2 Neustadt-Glewe Waren(Müritz)				2
Niedersachsen				2 Horstberg Hannover	2
Rheinland-Pfalz		1 Insheim	1 Landau in der Pfalz (0,00 GWh _e)		2
Deutschland gesamt	18	4	4	4	30

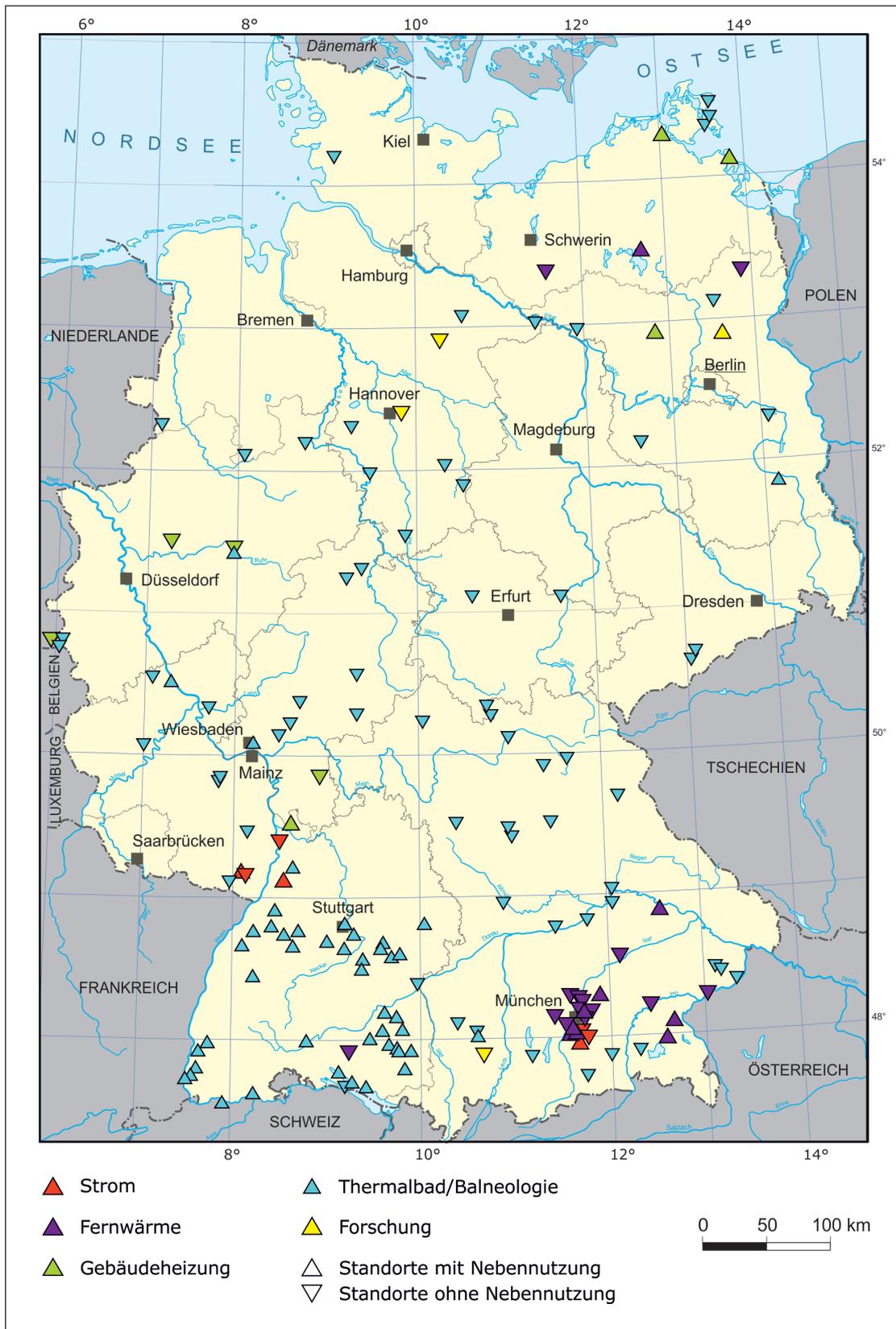


Abbildung 2-8: Verteilung der geothermischen Standorte in Deutschland in 2017 (nach LIAG 2017).

Die in 2016 in Deutschland geothermisch erzeugte Energie betrug etwa 1.474 GWh/a (LIAG 2017). Hiervon liegt der elektrisch gewonnene Energieanteil bei circa 174 GWh_e/a (Abb. 2-9), der Zuwachs beträgt annähernd 40 GWh_e/a, entsprechend 30 % gegenüber dem Vorjahr. Die thermisch erzeugte Energie lag mit 1.300 GWh_{th}/a bedeutend höher und verzeichnet ihrerseits eine Zunahme innerhalb eines Jahres von fast 200 GWh_{th}/a, entsprechend einem Anstieg von 18 %. Hierbei verteilt sich die thermische Leistung auf Fernwärme (etwa 816 GWh_{th}/a, 62,8 %), Thermalbäder (475 GWh_{th}/a, 36,5 %) und Gebäudeheizung (9 GWh_{th}/a, 0,7 %).

Diese Gewinne wurden durch den im Jahr 2016 durchgeführten Zubau an installierter Leistung von circa 33 MW_e auf etwa 38 MW_e bzw. von etwa 337 MW_{th} auf 391 MW_{th} ermöglicht (Abb. 2-9). Dem großen Zuwachs als auch dem enorm hohen Potenzial der Geothermie zum Trotz bleibt jedoch auch im Jahr 2016 der Anteil der Energie geothermischen Ursprungs mit 0,04 % am gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland sehr klein. Geothermische Kraftwerke konnten im gleichen Zeitraum fast 0,1 % des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien von 188,3 Mrd. kWh (BMWi 2017f) zusteuern.

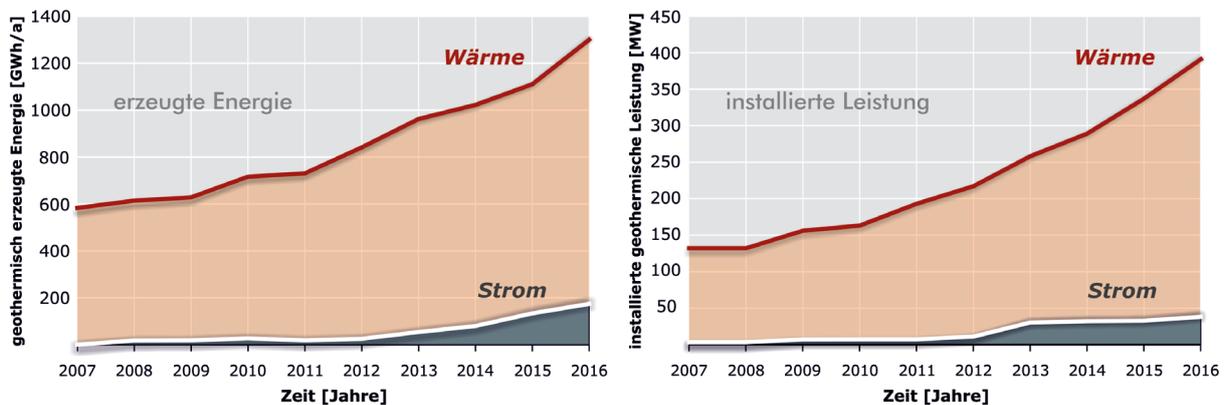


Abbildung 2-9: Entwicklung der geothermisch erzeugten elektrischen (grau) und thermischen (rot) Energie (links) und installierten Leistung (rechts) im Verlauf der vergangenen zehn Jahre in Deutschland (LIAG 2017).

In einer Zehnjahresbetrachtung zeigt sich bis Ende 2016 eine kontinuierliche Zunahme an geothermisch gewonnenem Strom von 0,4 GWh_e auf annähernd 174 GWh_e. Die installierte Leistung stieg in den vergangenen zehn Jahren von 0,4 MW_e auf 38 MW_e. Im selben Zeitraum verdoppelte sich der Anteil der Tiefen Geothermie für die Wärmenutzung von 568 GWh_{th} auf 1.304 GWh_{th}, bei einem Zuwachs in der installierten Leistung von 100 MW_{th} in 2006 auf 391 MW_{th} in 2016, siehe Abbildung 2-9 (LIAG 2017). Zwar konnte die Energieerzeugung mit dem derzeitigen Anlagenbestand gesteigert werden, jedoch gilt weiterhin, dass die Tiefe Geothermie auch in der Zukunft ohne einen deutlichen Zubau kaum einen relevanten Beitrag zur deutschen Energieversorgung leisten wird.

Die Ursachen der nach wie vor geringen Realisierung von Geothermieprojekten bleiben weiterhin weitgehend unverändert: Unsicherheit bei der Vorhersage für die Geothermie maßgebenden Parameter im Untergrund, Fündigkeitsrisiko, notwendige Risikoanalyse, Zurückhaltung von Investoren, induzierte Seismizität, möglicher Gasaustritt von z. B. Radon oder H₂S, Ablehnung durch die Öffentlichkeit, ökonomische Probleme z. B. durch hohe Unterhaltungskosten (Janczik & Kaltschmitt 2017), nicht geeignete Abnehmerstruktur, Schwierigkeiten bei der Anbindung an bestehende

oder noch aufzubauende Fernwärmenetze. Das BMWi listet für den relativ geringen Ausbau der Geothermie zudem die großen technischen Schwierigkeiten, geringe Wettbewerbsintensität sowie lange Planungs- und Entwicklungszeiträume (BMWi 2017d).

Damit die Tiefe Geothermie einen größeren Anteil am Energiemix einnehmen kann, bedarf es neben weiterer intensiver Forschung auf nationaler und internationaler Ebene zusätzlich einem ständigen Aufbau des gegenseitigen Vertrauens aller Beteiligten, d. h. Projekteigner, Vertreter staatlicher und privater Geldgeber, Experten aus Wissenschaft, Ingenieurbüros und Bohrfirmen und nicht zuletzt der lokalen Bevölkerung sowie der gesamten Gesellschaft. Hier zeigt sich neben einem geeigneten, offenen gegenseitigen Austausch und dem Einbezug der relevanten Forschungsarbeiten die Bedeutung einer offenen ehrlichen Öffentlichkeitsarbeit.

Erneuerbare Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung Deutschlands wächst. Grundlage dafür ist das zum 1. April 2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches 2014 und aktuell 2017 weiter reformiert wurde. Ziel der Bundesregierung ist, bis zum Jahr 2025 etwa 40 % bis 45 % des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen (BMWi 2017a). Bis zum Jahr 2035 soll sich dieser Anteil auf 55 % bis 60 % und bis 2050 auf 80 % erhöhen (Abb. 2-10). Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien ist die Energieeffizienz die zweite Säule der Energiewende. Bis 2050 soll der Bedarf an Primärenergie in Deutschland um 50 % gegenüber dem Jahr 2008 gesenkt werden (BMWi 2017b).

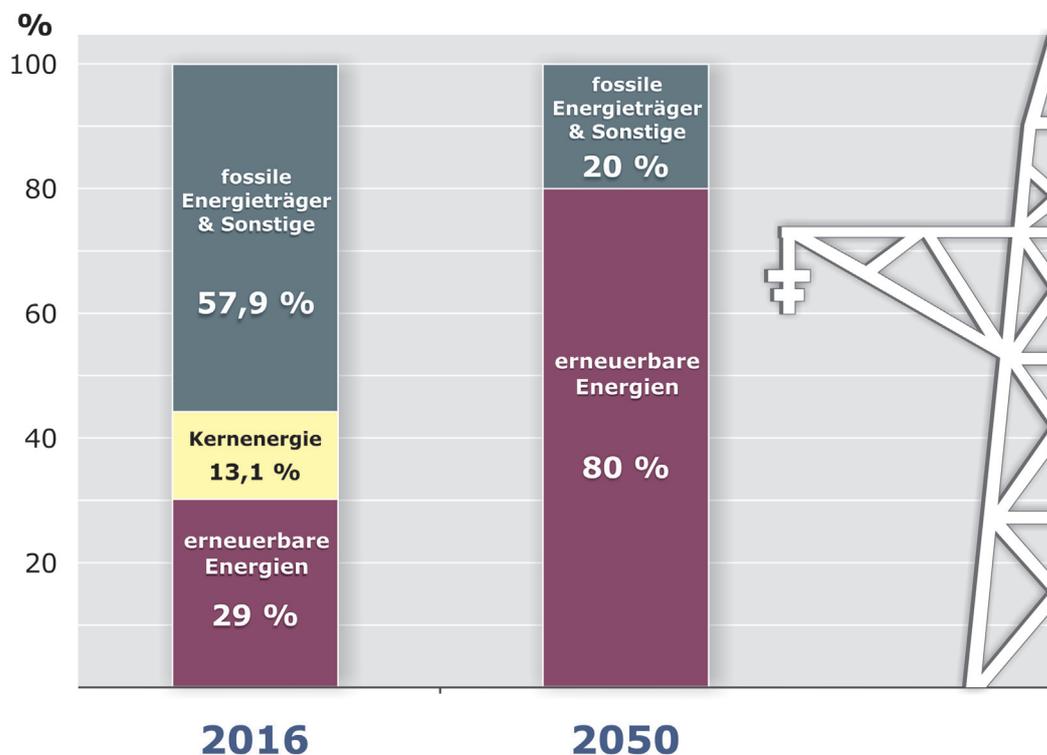


Abbildung 2-10: Anteil an der Bruttostromerzeugung einzelner Energieträger.

Bislang fokussiert sich die Einführung der erneuerbaren Energien primär auf den Stromsektor. Aktuell werden rund 29 % des Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energien erzeugt (Abb. 2-10). Windenergie und Biomasse sind dabei in Deutschland die wichtigsten erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung. Zusätzlich leisten Solarenergie, Wasserkraft und Geothermie ihren Beitrag zur Deckung des Energieverbrauchs. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch stieg von 7 % im Jahr 2001 auf 31,7 % im Jahr 2016, lag damit allerdings nur geringfügig über dem Niveau von 2015 (31,5 %). Zurückzuführen ist das aber weniger auf eine Stagnation des Ausbaus erneuerbarer Energien, als vielmehr auf witterungsbedingte Verhältnisse.

Die Windverhältnisse waren 2016 deutlich schlechter als im Vorjahr (2015 war starkes Windjahr), so dass, trotz des weiteren Ausbaus der Windenergie, die Stromerzeugung aus Windkraft leicht rückläufig war. Insgesamt betrug die Stromerzeugung aus Windkraft (onshore und offshore) 77,4 Mrd. kWh (rund 2 % weniger als 2015) und hat einen Anteil von 11,9 % am deutschen Strommix (AGEB 2017). Dennoch konnten besonders die Offshore-Anlagen rund 50 % mehr Strom als im Vorjahr erzeugen. Hauptgrund ist der immense Zubau von Offshore-Windkraftanlagen der letzten Jahre. Betrug die Stromerzeugung auf See im Jahr 2014 noch 1,4 Mrd. kWh, wurden 2016 bereits 12,4 Mrd. kWh erzeugt. Die Windkraftanlagen an Land (Onshore) erzeugten mit 65 Mrd. kWh 8 % weniger Strom als im Vorjahr. Insgesamt stehen in Deutschland fast 49.800 MW installierte Leistung aus Windanlagen (onshore und offshore) zur Verfügung (Tab. A-44 im Anhang).

Der zweitwichtigste Energieträger der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland ist die Biomasse. In 2016 wurden 51,6 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern (fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse) produziert. Dazu gehören neben Biogas auch Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm, als auch biogene Abfälle zur Erzeugung von Strom in Müllkraftwerken (AGEB 2017). Der Anteil der Biomasse am deutschen Strommix betrug 8 %, erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr um 1 % und wird sich voraussichtlich in den nächsten Jahren weiter steigern. So wurde mit knapp 210 MW doppelt so viel Kapazität zugebaut wie noch im Vorjahr. Besonders wird derzeit in Leistungserhöhungen bestehender Biogasanlagen investiert (UBA 2017). In Deutschland sind rund 8.200 MW Leistung installiert.

Stromerzeugung aus Sonnenenergie (Photovoltaik) wird in Deutschland weiter intensiv ausgebaut und hat nach der Windkraft die höchsten installierten Kapazitäten unter den erneuerbaren Energien. Insgesamt stehen in Deutschland derzeit rund 41.275 MW installierte Leistung aus Photovoltaik zur Verfügung (Tab. A-44 im Anhang). Bislang ist die Stromerzeugung aus dieser Quelle aber vergleichsweise gering. Der Beitrag zum deutschen Strommix betrug mit 38,2 Mrd. kWh rund 5,9 %. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem leichten Rückgang um 1,4 %. Auch hier waren witterungsbedingte Verhältnisse ausschlaggebend. So war die Sonnenstundenzahl 2016 deutlich niedriger als im Vorjahr. Der Zubau der installierten Leistung von Photovoltaik betrug 2016 rund 1,4 GW, wobei sich die Zuwachsrate, nach einem Rückgang des Ausbausvolumens in den letzten drei Jahren, wieder leicht erhöhte. Dennoch konnte im dritten Jahr in Folge der im EEG festgelegte Ausbaurahmen von 2,4 GW bis 2,6 GW pro Jahr nicht erreicht werden (UBA 2017). Ein Grund dafür dürfte die Absenkung der Vergütungssätze für Solarstrom gemäß EEG sein.

Auch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung hat 2016 zugenommen. Insbesondere der witterungsbedingt gestiegene Holzverbrauch in Privathaushalten (68 Mrd. kWh; plus 10 %) sowie der Verbrauch von Holzpellets (2 Mt; plus 8 %) haben dazu beigetragen (UBA 2017). Mit rund 75 % hat die feste Biomasse (inkl. biogener Abfall) den bedeutendsten Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmeerzeugung. Der Anteil aller erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch blieb 2016 aufgrund des gesamt höheren Energieverbrauchs in Deutschland mit 13,4 % stabil. Im Verkehrssektor leisten Biokraftstoffe wie Bioethanol, Biodiesel und Biogas rund 5,1 % des Kraftstoffverbrauchs in Deutschland (UBA 2017).

Mit Blick auf den Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch (PEV) nach Verwendungsfeldern dominiert der Einsatz zur Stromerzeugung mit einem Anteil von 54 %. Zweitgrößtes Einsatzgebiet der erneuerbaren Energien ist die Wärmeerzeugung, wobei die Wärmeerzeugung aus vor allem privat genutzter Anlagen (Kaminöfen, Solarthermieanlagen, Wärmepumpen etc.) mit einem Anteil von 32,3 % nach Verwendungsfeldern deutlich überwiegt, hingegen der Einsatz zur Wärmeerzeugung in industriellen Kraftwerken nur 5,8 % beträgt. Weitere 6,4 % werden im Verkehrssektor als Beimischung von Benzin- und Dieselmotoren eingesetzt (AGEB 2017). Biomasse ist mit einem Anteil der Erneuerbaren am PEV von über 58,5 % die dominierende Energieform (Abb. 2-11), gefolgt von Windenergie (16,5 %), Solarenergie (9,8 %), Abfällen (7,8 %), Wasserkraft (4,5 %) und Geothermie (3 %).

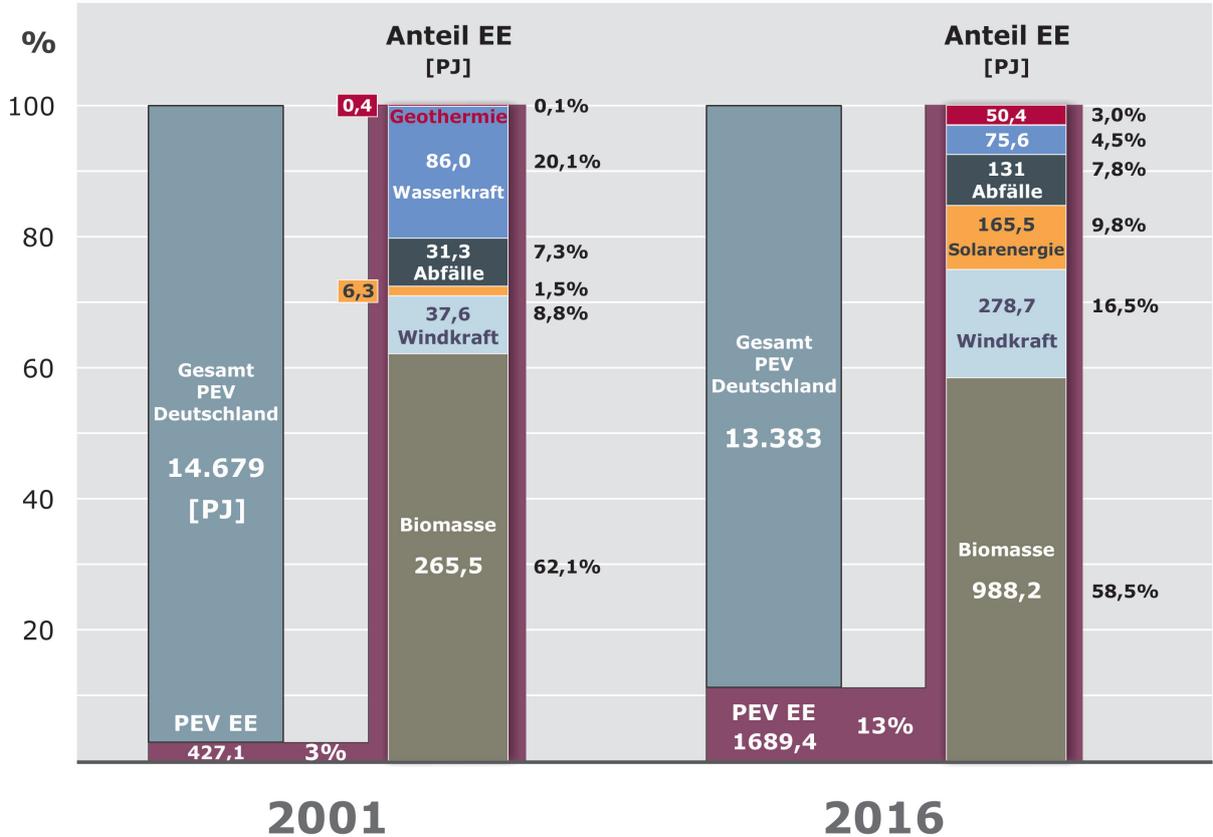


Abbildung 2-11: Primärenergieverbrauch [PJ] in Deutschland 2001 und 2016 sowie der Anteil [%] der einzelnen Energieträger der erneuerbaren Energien im Vergleich.

Der PEV in Deutschland insgesamt ist 2016 um 1,1 % gegenüber dem Vorjahr auf 13.383 PJ leicht gestiegen. Dennoch ist bei langfristiger Betrachtung eine Reduzierung des Energieverbrauchs in Deutschland sowie die schrittweise Reduzierung des Einsatzes von fossilen Energierohstoffen zur Energiegewinnung statistisch erkennbar. Verglichen mit dem Jahr 2001 hat sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland innerhalb von 15 Jahren um 8 % von 14.679 PJ (2001) auf 13.383 PJ (2016) verringert, während sich gleichzeitig der Anteil der Erneuerbaren Energien am PEV von 427 PJ (2001) auf 1.689 PJ (2016) vervierfacht hat (Abb. 2-11). Dazu trugen die einzelnen erneuerbaren Energieträger in unterschiedlichem Maße bei (Abb. 2-11). Mit Ausnahme der Wasserkraft, stieg in den letzten 15 Jahren der Anteil aller erneuerbaren Energien am PEV deutlich an. Mit dem weiteren geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland wird deren Anteil weiter wachsen und einen geringeren Bedarf an fossilen Energieträgern zur Folge haben. Gleichzeitig werden witterungsbedingte Schwankungen der Energieerzeugung aufgrund des fluktuierenden Charakters der meisten erneuerbaren Energien in Deutschland zunehmen.

3 ENERGIEROHSTOFFE WELTWEIT

Die weltweite Nachfrage nach Energie steigt seit Jahrzehnten nahezu ungebrochen an, während Veränderungen im Energiemix nur marginal erscheinen (Abb. 3-1). Erst in historischen Zeiträumen wird der gravierende Wandel von der Biomasse zur Kohle und anschließend schrittweise in unser heutiges, seit über 30 Jahren bestehendes, weitgehend auf fossilen Energieträgern basierendes Energiesystem offenbar. Als jüngste Entwicklung etablieren sich seit der Jahrtausendwende zunehmend die ‚modernen‘ erneuerbaren Energien wie Solar- und Windkraft. Jeder neu hinzugekommene Energieträger diente bislang der Deckung des zusätzlichen Bedarfs, nicht dem Ersatz der bereits genutzten. So sind in den letzten Jahren die absoluten verbrauchten Mengen aller Energieträger angestiegen und erreichten bei Erdöl und Erdgas auch in 2016 neue Maxima, um den Energiebedarf der Welt decken zu können.

Eine global wachsende Bevölkerungszahl verbunden mit der Erhöhung des allgemeinen Lebensstandards wird trotz steigender Energieeffizienz auch langfristig einen steigenden Energiebedarf zur Folge haben. Bei fortlaufenden Verschiebungen im globalen Energiemix tragen weiterhin nur eine begrenzte Zahl von Energieträgern die Hauptlast der Energieversorgung. Der Zuwachs des Energieverbrauchs wird mittlerweile von erneuerbaren Energien und fossilen Energierohstoffen zu ähnlichen Anteilen getragen. Ohne eine erhebliche Beschleunigung der Änderungen in den globalen Energiesystemen, werden die fossilen Energieträger aber noch langfristig benötigt. Um den weltweit steigenden Energiebedarf auch zukünftig bedarfsgerecht decken zu können, werden im Maßstab von Dekaden aller Voraussicht nach weiterhin fossile Energieträger sowie Kernkraft eine maßgebliche Rolle spielen (Abb. 3-1).

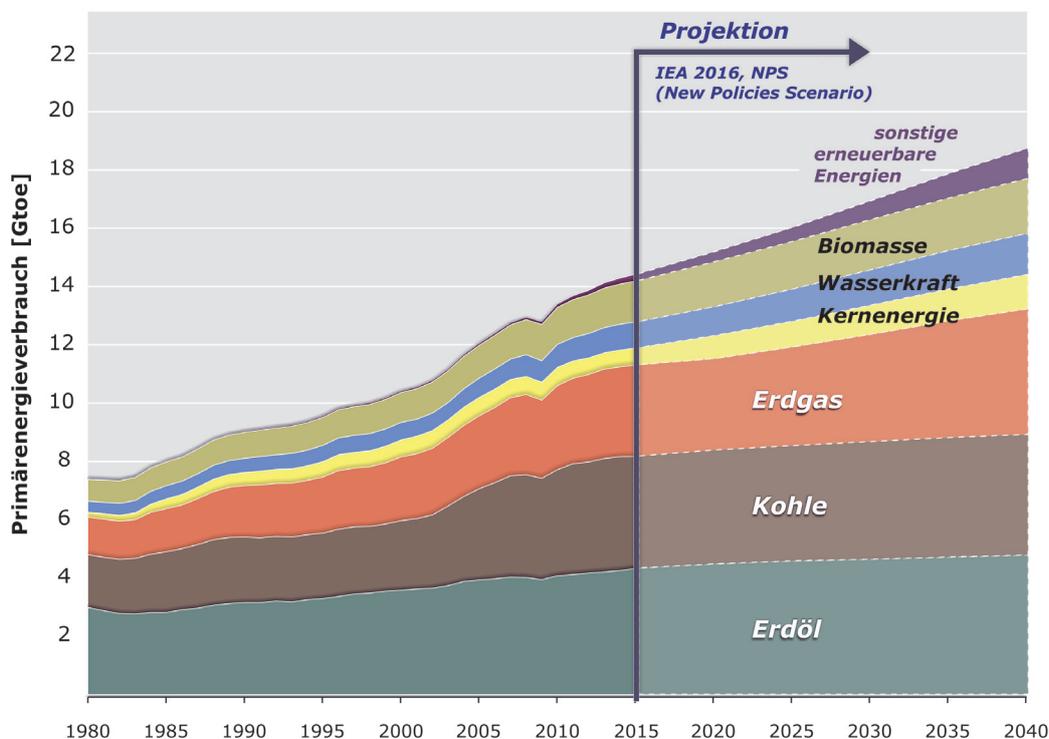


Abbildung 3-1: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern (BP 2017, IEA 2016) und ein mögliches Szenario der künftigen Entwicklung (New Policies Szenario, IEA 2016) (Wasserkraft berechnet nach BP 2017).

Im Anschluss an den globalen Überblick zur Vorratssituation werden die einzelnen fossilen Energieträger und Energien bezüglich der Vorräte und Potenziale, Produktion, Verbrauch und wichtigen Entwicklungen dargestellt. Die Tiefe Geothermie zählt als einziger Energieträger im geologischen Bereich zu den erneuerbaren Energien, da die Abnahme der im Erdinneren vorhandenen Erdwärme in Relation zu menschlichen Zeiträumen vernachlässigbar ist. Sie wird daher in einem eigenen Kapitel gesondert betrachtet.

3.1 Globale Vorratssituation

Die Gesamtheit aller bekannten globalen Potenziale an fossilen Energierohstoffen einschließlich Kernbrennstoffen ist in Tabelle 2 dargestellt. Zur ergänzenden Information sind die bei der Nutzung frei werdenden theoretischen CO₂ Emissionen (berechnet nach IPCC 2006) dargestellt. Die Vorratswerte ergeben sich aus der Summe der Länderdaten, die in den Tabellen A-8 bis A-44 im Anhang differenziert gelistet sind. Zusätzlich fließen Angaben zu den Ressourcen von Aquifergas, Erdgas aus Gashydrat sowie Thorium mit ein, da deren Mengen nicht bis auf einzelne Länder herunter gebrochen werden können. Trotz weiter bestehender Datenlücken werden die nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffpotenziale soweit möglich dargestellt. Dazu gehören die Ressourcen und Reserven von Erdöl aus dichten Gesteinen (Schieferöl), Bitumen (Ölsand), Schwerstöl und Ölschiefer sowie Tight Gas, Schiefergas und Kohleflözgas. 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 standardmäßig beziehungsweise nicht ohne weitere Erläuterung aufgeführt. Insbesondere die Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat erscheinen daher in dieser tabellarischen Darstellung vergleichsweise niedrig.

Der größte Anteil mit 550.690 EJ an den nicht-erneuerbaren globalen Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um ein Vielfaches. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls bei dem die Ressourcen kleiner als die Reserven sind. In der Summe sanken die Ressourcen leicht um 0,3 % im Vergleich zum Vorjahr (BGR 2016b). Zuwächse gab es bei den Ressourcen an konventionellem Erdöl (plus 0,6 %) sowie beim Ölschiefer aufgrund von Neubewertungen. Aufgrund einer verbesserten Datenlage werden die aus Ölschiefer gewinnbaren Ressourcen erstmalig auf Länderebene dargestellt (Tab. A-9 im Anhang). Niedrigere Ressourcen beim Schwerstöl, konventionellem Erdgas, Schiefergas und Uran sind primär auf Neubewertungen beziehungsweise im Fall von Schiefergas auf eine verbesserte Datenlage zurückzuführen. Im Vergleich aller Energierohstoffe dominiert die Kohle (Hart- und Weichbraunkohle) weiterhin mit einem Anteil von 89,1 % (Abb. 3-2). Mit weitem Abstand folgen die Erdgasressourcen mit 5,8 %, bei denen der Anteil nicht-konventioneller Vorkommen überwiegt. Die übrigen Energieträger, einschließlich Erdöl (3,3 %), spielen bezogen auf den Energieinhalt der Ressourcen nur eine untergeordnete Rolle. Insgesamt zeigen sich im Vorjahresvergleich nur geringe Änderungen, die keinen Einfluss auf die globale Vorratslage der Ressourcen haben.

Der Energieinhalt der Reserven entsprach 2016 insgesamt 39.530 EJ und stieg damit um 2,8 % gegenüber dem Vorjahreswert an. Die größten absoluten Änderungen ergaben sich bei den Schwerstölvorkommen, da aufgrund von Neubewertungen ein Teil der Ressourcen Venezuelas in Reserven überführt werden konnte. Dies führte nahezu zu einer Verdopplung der

Schwerstölreserven (plus 98 %). Weitere, aber weniger große Erhöhungen ergaben sich auch bei den meisten anderen Energierohstoffen. Geringfügige Rückgänge beispielsweise beim Schiefergas waren im Wesentlichen produktionsbedingt. Trotz des weiterhin vergleichsweise niedrigen Preisniveaus für Energierohstoffe im Jahr 2016 zeigten sich die Reserven davon weitgehend unbeeinflusst beziehungsweise sind insgesamt erneut leicht angestiegen. Gemessen am Energieinhalt bleibt die Kohle bei den Reserven mit 54,1 % weiterhin der beherrschende Energierohstoff. Erdöl (konventionell und nicht-konventionell) hält 25,5 % der Gesamtreserven, Erdgas 18,9 % und Uran 1,5 %. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich damit die relativen Anteile aller Energieträger nur geringfügig verändert. Die produzierten Mengen an Erdöl konnten vollständig ausgeglichen und durch Neubewertungen die Reserven auch anteilig erhöht werden. Der vergleichsweise höhere Anteil von Erdöl an den Reserven weist auf die seit Jahrzehnten laufenden intensiven Explorations- und Produktionsanstrengungen bei diesem Energierohstoff hin.

Tabelle 2: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe sowie theoretische CO₂ Emissionen (berechnet nach IPCC 2006).

Energieträger	Maßeinheit	Reserven			Ressourcen		
		(s. Spalte 2)	EJ	Gt CO ₂	(s. Spalte 2)	EJ	Gt CO ₂
Konventionelles Erdöl	Gt	171	7.155	524	168	7.028	515
Schieferöl	Gt	1,6	69	5,0	60	2.496	183
Ölsand	Gt	26	1.099	118	67	2.785	298
Schwerstöl	Gt	42	1.752	187	42	1.767	189
Ölschiefer	Gt	–	–	–	111	4.646	497
Erdöl (gesamt)	Gtoe	241	10.074	834	448	18.721	1.682
Konventionelles Erdgas	Bill. m ³	190	7.202	404	323	12.290	689
Schiefergas	Bill. m ³	5,1	194	11	205	7.805	438
Tight Gas	Bill. m ³	– ¹	– ¹	– ¹	63	2.394	134
Kohleflözgas	Bill. m ³	2,0	75	4,2	51	1.950	109
Erdgas in Aquiferen	Bill. m ³	–	–	–	24	912	51
Erdgas aus Gashydrat	Bill. m ³	–	–	–	184	6.992	392
Erdgas (gesamt)	Bill. m ³	197	7.471	419	851	32.344	1.371
Hartkohle	Gt SKE	608	17.820	1.686	14.966	438.615	41.493
Weichbraunkohle	Gt SKE	121	3.554	359	1.776	52.044	5.256
Fossile Energieträger (gesamt)	–	–	38.918	3.298	–	541.724	49.803
Uran ²	Mt	1,2 ⁴	612 ⁴	–	12 ⁵	5.788 ⁵	–
Thorium ³	Mt	–	–	–	6,4	3.178	–
Nicht erneuerbare Energierohstoffe	–	–	39.530	3.298	–	550.690	49.803

– keine Reserven oder Ressourcen

¹ in konventionellen Erdgasreserven enthalten

² 1 t U = 14.000 bis 23.000 t SKE, unterer Wert verwendet, bzw. 1 t U = 0,5 x 1.015 J

³ 1 t Th gleicher SKE-Wert wie 1 t U angenommen

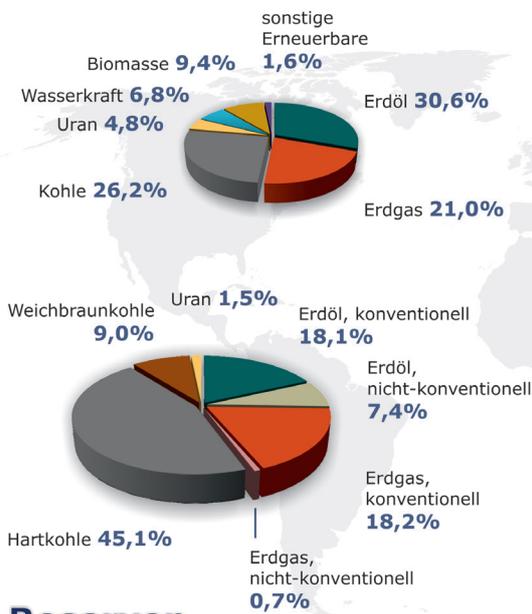
⁴ RAR gewinnbar bis 80 USD / kg U

⁵ Summe aus RAR gewinnbar von 80 bis 260 USD / kg U sowie IR und unentdeckt < 260 USD / kg U

Im Jahr 2016 wurden nicht-erneuerbare Energierohstoffe mit einem Energieinhalt von etwa 515 EJ gefördert. Damit zeigt sich ein leichter Rückgang um 1,2 % im Vergleich zum Vorjahr (2015: 521 EJ). Im Produktionsmix, bezogen auf den Energiegehalt, erhöhten sich die Anteile von Erdöl und Kernbrennstoffen sowohl aufgrund gestiegener Fördermengen als auch durch den Förderrückgang bei der Hartkohle (Abb.3-2). Insbesondere China als weltgrößtes und die USA als drittgrößtes Förderland förderten weniger Hartkohle und beeinflussten dadurch auch die globale Energierohstoffproduktion. Weiterhin ist Erdöl (35,5 %) der wichtigste Rohstoff vor Hartkohle (29,8 %), gefolgt von Erdgas (26,7 %), Uran (6,1 %) und Weichbraunkohle (1,9 %).

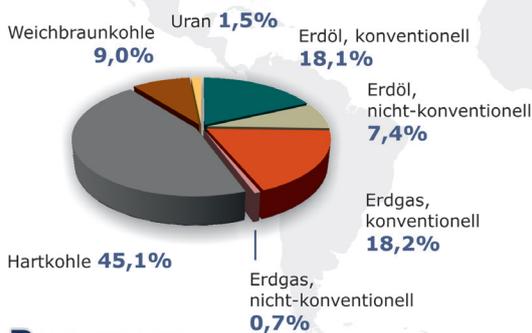
Energieverbrauch

600 EJ



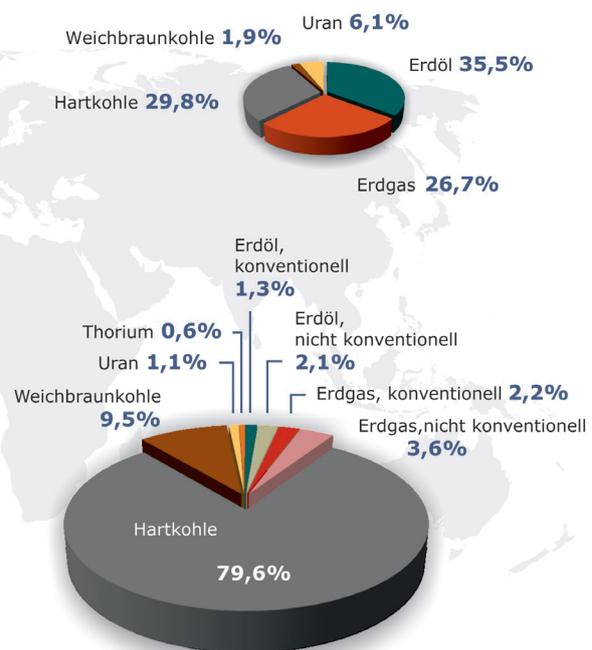
Reserven

39.530 EJ



Produktion

515 EJ



Ressourcen

550.690 EJ

Abbildung 3-2: Weltweite Anteile aller Energien und Energieträger am Verbrauch (IEA 2017b, Wirkungsgrad für Wasserkraft berechnet nach BP 2017) sowie der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Produktion, Reserven und Ressourcen für Ende 2016.

Der Energieverbrauch der Welt lag im Jahr 2016 bei 600 EJ und umfasst die gesamte global genutzte Menge an Primärenergie. Da aufgrund einer veränderten Datenlage erstmalig die Biomasse umfangreich mit aufgeführt wird, ist eine Vergleichbarkeit zum Vorjahreswert und den relativen Anteilen nur bedingt möglich. In der Zusammensetzung des weltweiten Energiemixes, dominieren die fossilen Energieträger bei weitem angeführt von Erdöl mit 30,6 %, Kohle (26,2 %) und Erdgas (21 %). Kernenergie trägt global 4,8 % zum PEV bei. Unter den erneuerbaren Energieträgern dominiert die Biomasse mit 9,4 % vor der Wasserkraft (6,4 %). Die übrigen erneuerbaren Energien darunter die Solar- und Windenergie haben global einen Anteil von 1,6 % (IEA 2017b).

Insgesamt gibt es nach derzeitigem Kenntnisstand noch gewaltige fossile Energiemengen, die aus rohstoffgeologischer Sicht auch einen steigenden Energiebedarf über Jahrzehnte hinaus decken könnten. An dieser Stelle nicht zu beantworten ist die Frage, ob alle Energierohstoffe für sich genommen künftig immer dann in ausreichender Menge verfügbar gemacht werden können, wenn sie benötigt werden. Diese Herausforderung stellt sich insbesondere beim Erdöl angesichts der vergleichsweise geringen Ressourcen. Ob und wann welche Energieträger wie genutzt werden können, hängt unter anderem von dem geologischen Kenntnisgrad, der technisch-wirtschaftlichen Gewinnbarkeit und damit der bedarfsgerechten Verfügbarkeit ab. Dank einer seit Jahren weitgehend ungestörten und ausreichenden Versorgungslage für Energierohstoffe, stehen heute zunehmend Fragen bezüglich der Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit sowie der öffentlichen Akzeptanz im Vordergrund. Der global weiter wachsende Energiebedarf wird für die absehbare Zukunft neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch durch eine steigende Produktion von fossilen Energierohstoffen gedeckt werden müssen. Angesichts der derzeitigen Phase vergleichsweise niedriger Investitionen in diesem Bereich ist mittelfristig wieder für einzelne Rohstoffe mit temporären Förderengpässen und Preisanstiegen zu rechnen.

3.2 Erdöl

Erdöl ist weiterhin der wichtigste Energieträger weltweit. Sein Anteil am globalen Primärenergieverbrauch lag bei 30,6 %. Die weltweite Erdölförderung stieg um 0,6 % auf ein neues Allzeithoch von 4.374 Mt (2015: 4.346 Mt).

Die gesamten Erdölressourcen (konventionell und nicht-konventionell) nahmen auf 448 Gt (plus 26 %) deutlich zu. Insbesondere die Neubewertung der Ölschieferressourcen aufgrund einer verbesserten Datenlage führte zu der Erhöhung. Die aus Ölschiefer gewinnbaren Ressourcen werden erstmalig auf Länderebene dargestellt (Tabelle A-9 im Anhang). Neben der direkten Verbrennung zur Stromgewinnung kann aus Ölschiefer durch thermische Behandlung sogenanntes Schwelöl gewonnen werden. Gegenwärtig produzieren Estland, China und Brasilien in nennenswertem Umfang Schwelöl aus Ölschiefer. Eine Abschätzung der konventionellen Erdölressourcen liegt zudem erstmalig für Nordkorea vor.

Die konventionellen Erdölreserven sind weltweit geringfügig um 0,2 % auf 171,1 Gt gesunken. Bei den nicht-konventionellen Erdölreserven kam es zu einer erheblichen Erhöhung auf 69,8 Gt (plus 62 %). Dies ist hauptsächlich auf eine Neubewertung der venezolanischen Schwerstölreserven zurückzuführen. Die Schieferölreserven sind im Berichtsjahr ebenfalls gestiegen. Grund hierfür war eine verbesserte Datenlage hinsichtlich der Einteilung der US-amerikanischen Erdölreserven in konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl (Schieferöl). Der größte Anteil der gesamten Erdölreserven liegt mit rund 110 Gt (45 %) im Nahen Osten, gefolgt von Lateinamerika 51 Gt (21 %) und Nordamerika mit 34,7 Gt (14 %) (Abb. 3-3). Obgleich einer der größten Verbraucher an Mineralölprodukten, ist der Anteil Europas an den Gesamtreserven mit 1,8 Gt (knapp 1 %) sehr niedrig. Allein Venezuela, Saudi-Arabien und Kanada, die drei Länder mit den höchsten Erdölreserven, verfügen über knapp 46 % der weltweiten Gesamtreserven.

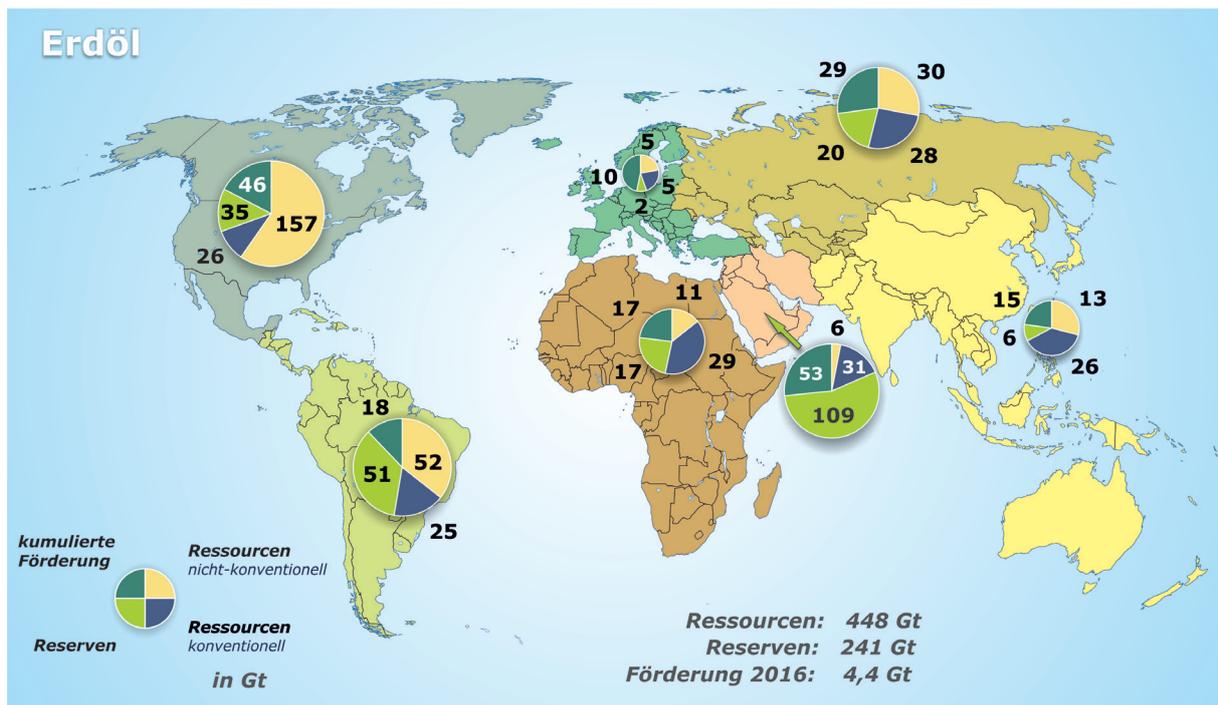


Abbildung 3-3: Gesamtpotenzial Erdöl 2016: Regionale Verteilung.

Die förderstärksten Nationen bleiben wie im Vorjahr Saudi-Arabien und die Russische Föderation, die beide Förderzuwächse verzeichneten sowie die USA, welche durch eine geringere Schieferölproduktion im Berichtsjahr, auf den dritten Platz fiel. Saudi-Arabien steigerte seine Förderung um 4 % auf 589,1 Mt und produzierte damit so viel Erdöl, wie kein Land in der Geschichte zuvor. Auch der Irak (plus 11 %) und der Iran (plus 18 %) konnten erhebliche Förderzuwächse verweisen. Beide Länder haben aufgrund ihrer großen konventionellen Erdölreserven noch bedeutendes Steigerungspotenzial bei der Erdölförderung. Inwieweit dieses ausgeschöpft werden kann, hängt allerdings in erheblichem Umfang von den weiteren wirtschaftlichen und geopolitischen Entwicklungen in den Ländern ab. Die OPEC-Staaten erhöhten ihre Förderung insgesamt um über 3 %. Der Anteil der OPEC-Staaten an der weltweiten Förderung stieg damit auf 43,1 %. Die stärksten Förderrückgänge der wichtigsten Erdölproduzenten verzeichneten China (minus 7 %), Venezuela (minus 10 %) und Nigeria (minus 13 %). Die niedrigen Erdölpreise in Verbindung mit der gesunkenen Erdölförderung haben insbesondere in Venezuela und Nigeria zu schweren wirtschaftlichen Verwerfungen geführt, da beide Länder in hohem Maß von den Exporteinnahmen aus dem Verkauf von Rohöl und Mineralölprodukten abhängig sind.

Insgesamt förderten im Berichtsjahr 102 Länder Erdöl. Dennoch ist die Erdölproduktion sehr ungleichmäßig verteilt und konzentriert sich auf vergleichsweise wenige Länder bzw. Regionen. Bereits die 15 größten Erdölförderer deckten über 80 % der globalen Erdölproduktion ab. Obgleich die Erdölförderung aus nicht-konventionellen Vorkommen steigt, wird die konventionelle Erdölproduktion, mit einem gegenwärtigen Anteil von etwa 86 Prozent an der Gesamtförderung, auch langfristig die tragende Säule bei der Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen bleiben. Der weltweite

Anstieg der Erdölproduktion im Berichtsjahr ging vor allem auf die Zunahme der Kondensat-Produktion (NGL), das bei der Erdgasförderung anfällt und der Erdölproduktion zugeschlagen wird sowie einer leicht gestiegenen Förderung konventionellen Erdöls zurück.

Die Förderung von nicht-konventionellem Erdöl in größerem Maßstab blieb wie bisher auf die USA (Schieferöl), Kanada (Ölsand, Schieferöl) und Venezuela (Schwerstöl) beschränkt. Der Rückgang der Erdölpreise traf vor allem die Entwicklung der nicht-konventionellen Vorkommen erheblich, da diese meist höhere Produktions- und Entwicklungskosten² als konventionelle haben. In den USA und Kanada kam es als Reaktion auf die gesunkenen Erdölpreise zunächst zu einem starken Rückgang der Schieferölbohrungen. Dies führte zusammen mit dem für die Schieferölförderung charakteristischen schnellen Förderrückgang (Wachtmeister et al. 2017) zu einem Rückgang der Schieferölproduktion in beiden Ländern. Durch die Konsolidierung der Erdölpreise seit Mitte 2016 und erheblichen Kostensenkungen in der Schieferölindustrie der USA ist die Anzahl der Schieferölbohrungen im Laufe des Berichtsjahres wieder deutlich angestiegen, wenngleich auch nicht auf das Niveau vor Einbruch der Erdölpreise Ende 2014. Parallel zu dieser Entwicklung ermöglichten technologische Fortschritte deutlich höhere initiale Förderraten und Entölungsgrade (EIA 2017a). Daher kam es zu einem raschen Wiederanstieg der US-amerikanischen Schieferölproduktion seit Herbst 2016. Für das Jahr 2017 ist wieder mit einem erheblichen Anstieg der US-amerikanischen Schieferölproduktion zu rechnen. Inwieweit technologische Fortschritte auch längerfristig die hohen Förderabfälle in der Schieferölproduktion ausgleichen können, bleibt abzuwarten.

Trotz erheblicher Einsparungen in den weiteren Ausbau von kanadischen Ölsandprojekten und Einschränkungen in der Produktion durch Waldbrände Mitte 2016 um Fort McMurray in Alberta, einem wichtigen Zentrum der Ölsandindustrie Kanadas, ist die Ölsandproduktion auf 140 Mt angestiegen (plus 2 %). Seit der Jahrtausendwende hat sich die kanadische Ölsandproduktion fast vervierfacht und trägt etwa 3 % zur globalen Förderung bei.

Venezuela verfügt über die größten Erdölreserven (47 Gt) der Welt, die aber zu rund 90 % aus aufwändig zu fördernden und zu verarbeitenden schwefelreichen Schwer- und Schwerstölen bestehen. Die Erhöhung der venezolanischen Schwerstölreserven im Berichtsjahr beruht auf einer Erhöhung des Entölungsgrades der venezolanischen Schwerstölvorkommen auf 21 % sowie eines geänderten Konversionsfaktors von Barrel in Tonnen, welcher der höheren Dichte des Schwerstöles gegenüber dem konventionellen Erdöl Rechnung trägt (siehe Umrechnungsfaktoren im Anhang). Die Erhöhung des Entölungsgrades ist durch technologische Fortschritte sowohl in der Fördertechnologie (leistungsfähigere Förderpumpen) als auch bei der Erschließung der Lagerstätten (Richtungsbohren, hochauflösende 3D-seismische Verfahren) begründet. Obgleich die Größenordnung der Erdölreserven Venezuelas mit denen Saudi-Arabiens (35 Gt) vergleichbar ist, sind die Produktionsmengen des südamerikanischen Landes aus fördertechnischen Gründen um ein Vielfaches geringer. Da das Schwerstöl aufgrund seiner geringen Qualität nicht exportiert werden kann, muss es durch Beimischung leichterer Erdöle aufbereitet werden. Die Schwerstölproduktion Venezuelas stagnierte im Jahr 2016 mit 59 Mt auf dem Niveau des Vorjahres (PdVSA 2017). Das Land hat große Schwierigkeiten die Schwerstölproduktion auf dem gegenwärtigen Niveau zu halten, da die nötigen hohen Investitionen in die Förder- und Verarbeitungsanlagen in den letzten Jahren nicht im erforderlichen Umfang erbracht werden konnten.

2 Gilt nur eingeschränkt für Schieferöl

Der weltweite Verbrauch an Mineralölprodukten ist gegenüber dem Vorjahr moderat um 0,8 % auf 4.387 Mt gestiegen. Als wichtigstes Handelsgut weltweit ist der Erdölverbrauch ein wichtiger Indikator der wirtschaftlichen Entwicklung. Die vergleichsweise niedrigen Preise für Rohöl trugen zu einem höheren Verbrauch insbesondere im Transportsektor bei. Am stärksten stieg der Mineralölverbrauch in den Großregionen Austral-Asien (plus 2,5 %) und der GUS (plus 2,8 %). Dagegen erheblich gesunken ist der Verbrauch in Afrika (minus 4,9 %) und Lateinamerika (minus 6 %). In Europa, Nordamerika und dem Nahen Osten kam es lediglich zu geringfügigen Änderungen. Wie im Vorjahr wurden drei Viertel des Mineralöls von den 20 führenden Verbraucherländern genutzt. Von diesen Ländern sind aber lediglich fünf Staaten (Saudi-Arabien, Russische Föderation, Kanada, Mexiko, Iran) in der Lage ihren Bedarf aus der eigenen Förderung zu decken und darüber hinaus Rohöl zu exportieren. Mit einer rechnerischen Eigenversorgung von unter 5 % ist die Abhängigkeit von Rohölimporten insbesondere in Deutschland, Japan, Südkorea, Frankreich und Spanien besonders hoch. Die europäische Union deckt rund 12 % ihres Bedarfes über Eigenförderung.

Von dem im Jahr 2016 geförderten Erdöl wurde über die Hälfte grenzüberschreitend gehandelt. Der Transport erfolgte hauptsächlich per Tanker oder Pipeline, in geringem Umfang auch mit dem Zug oder Tankwagen. Weltweit wurden 2.228 Mt Rohöl exportiert, ein Anstieg um knapp 6 % im Vergleich zum Vorjahr. Die beiden führenden Rohölexportnationen Saudi-Arabien und die Russische Föderation decken rund 29 % aller Rohölexporte ab (Abb. 3-4). Die weltweite Raffineriekapazität stieg auf 4.838 Mt, mit den stärksten Zuwächsen in Austral-Asien auf 1.626 Mt (plus 3 %) und dem Nahen Osten auf 471 Mt (plus 1,7 %).

Die wichtigste Importregion war Austral-Asien mit einem Anteil von 50 %. Afrika importierte mit 0,3 % Gesamtanteil das wenigste Rohöl. Der größte Rohölimporteur blieben die USA mit 393 Mt (plus 6 %). An zweiter und dritter Stelle folgen China und Indien, die ihre Importe auf 379 Mt (plus 12 %) bzw. auf 216 Mt (plus 9 %) erhöhten.

Für Rohöl existieren qualitativ unterschiedliche Referenzsorten, die abgesehen von geringen Preisaufschlägen oder -abschlägen, auf dem Weltmarkt weitgehend einheitlich gehandelt werden. Der Jahresdurchschnittspreis 2016 für die Rohölreferenzsorte Brent („Nordseeöl“) lag bei 43,55 USD pro Barrel (bbl) Rohöl. Dies waren knapp 17 % weniger als im Vorjahr (52,32 USD/bbl). Damit setzte sich der Mitte des Jahres 2014 begonnene Rückgang der Erdölpreise fort. Nachdem die Erdölpreise Ende Januar ihre Tiefstände erreicht hatten (Brent 26,01 USD/bbl), kam es zu einer Trendwende. In der Erwartung, dass sich das seit dem Jahr 2014 am Markt bestehende Überangebot bis Ende des Jahres 2016 abbauen würde, stiegen die Ölpreise in der ersten Hälfte des Jahres kontinuierlich bis auf 50,59 USD/bbl an. Diese Entwicklung wurde gestützt durch den steten Rückgang der Schieferölproduktion in den USA sowie unerwarteten Produktionsausfällen in Kanada und Gesprächen über eine Förderregulierung zwischen den OPEC-Staaten und einigen Nicht-OPEC-Staaten. Der Abbau der Überversorgung des Marktes mit Erdöl geriet allerdings Mitte des Jahres ins Stocken, sodass sich die Preiserholung nicht fortsetzte. Der Preis setzte sich im Dezember auf über 50 USD/bbl fest, als sich die OPEC-Staaten und einige weitere wichtige Förderländer auf eine Produktionsbegrenzung für das erste Halbjahr 2017 einigten. Den höchsten Stand des Jahres erreichte der Ölpreis im Dezember 2016 mit knapp über 53,29 USD/bbl.

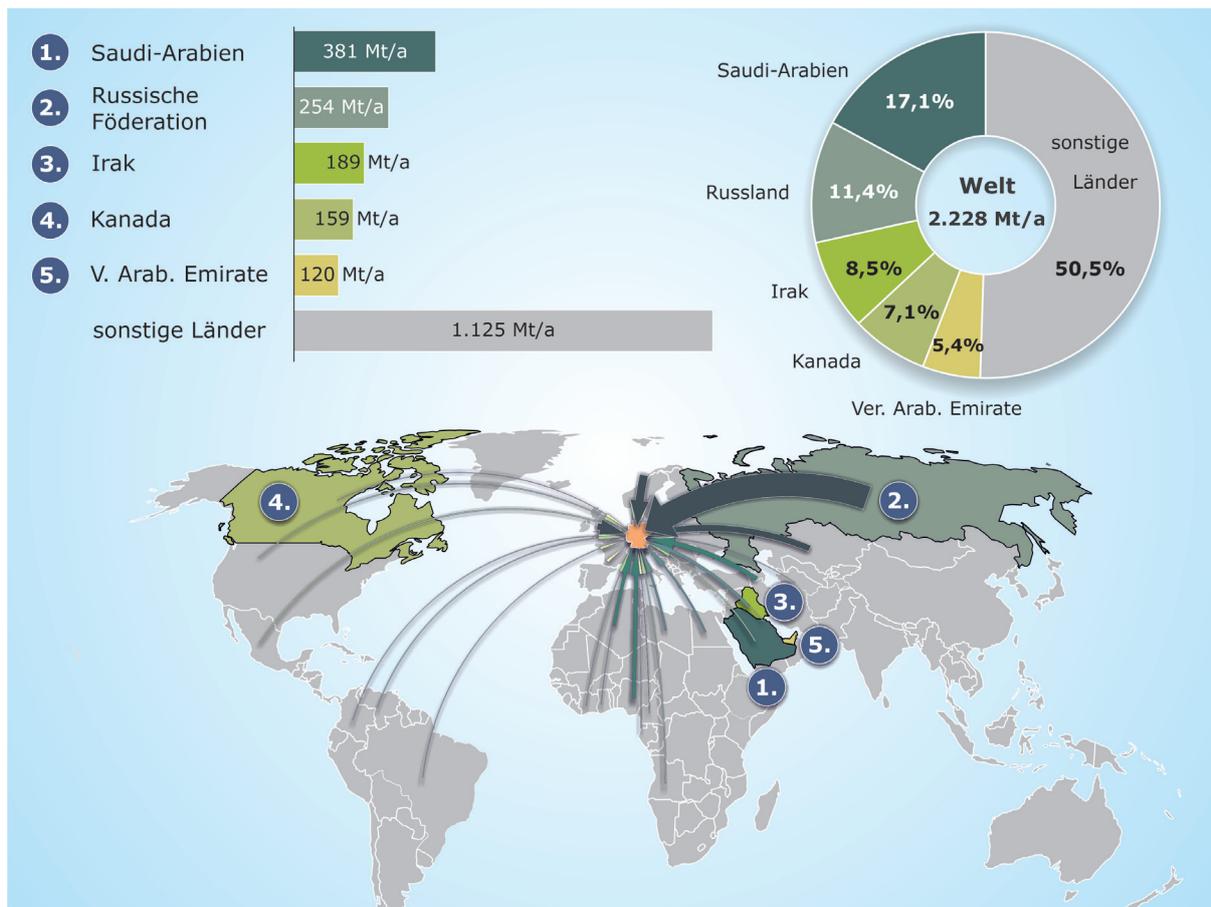


Abbildung 3-4: Die größten Erdölexporteure und Deutschlands wichtigste Rohöllieferländer im Jahr 2016.

Die US-amerikanische Referenzölsorte West Texas Intermediate (WTI) zeichnete den Preisverlauf von Brent mit geringen Preisunterschieden nach. Im Durchschnitt sank der Rohölpreis von 48,66 USD/bbl im Vorjahr auf 43,14 USD/bbl 2016. Als dritter Preisindikator für Rohöl ist der OPEC-Korbpreis zu nennen, der sich aus 13 ausgewählten Erdölsorten der OPEC-Mitgliedsländer zusammensetzt. Dieser reduzierte sich im Jahresdurchschnitt auf 40,76 USD/bbl (49,49 USD/bbl im Jahr 2015).

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Ressourcen, Reserven der Förderung und des Verbrauches sowie der Importe und Exporte an Erdöl (jeweils die 20 wichtigsten Länder) liefern die Tabellen A-8 bis A-14 im Anhang.

Entwicklung von Investitionen und Reserven im Erdölsektor

Der erhebliche Rückgang der Erdölpreise seit dem dritten Quartal 2014 führte zu einem signifikanten Rückgang der Investitionen im Upstream-Sektor und ließen diese innerhalb von zwei Jahren um über ein Drittel einbrechen (Abb. 3-5). Zahlreiche Erkundungs- und Entwicklungsvorhaben, insbesondere kostenintensive Tiefsee- und Ölsandprojekte, wurden eingestellt oder auf unbestimmte Zeit verschoben. Durch die Stabilisierung der Erdölpreise ist voraussichtlich im Jahr 2017 wieder mit einem Anstieg der Investitionen zu rechnen (OGJ 2017a).

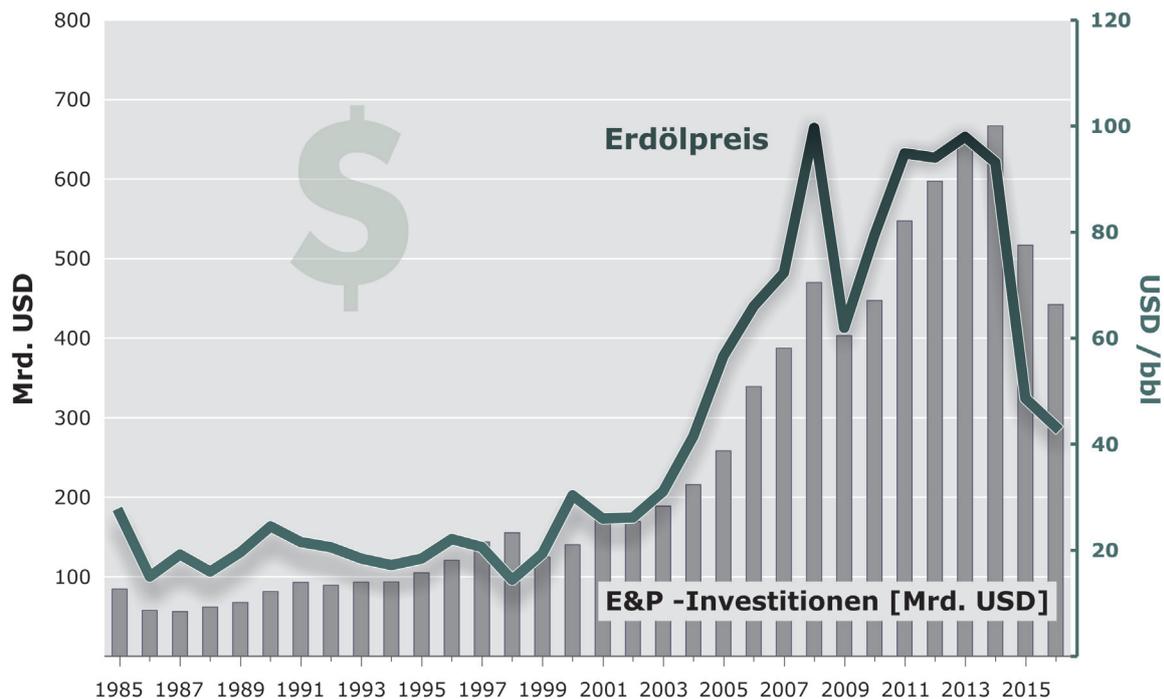


Abbildung 3-5: Investitionen in Upstream-Sektor und Verlauf des WTI- Erdölpreises (nach Barclays Research 2017, EIA 2017b).

Infolge der Einsparungen im Upstream-Sektor sind die Funde neuer Lagerstätten in den letzten beiden Jahren zurückgegangen und waren im Berichtsjahr so gering wie seit sieben Jahrzehnten nicht mehr (IEA 2017c). Obwohl die Höhe der Erdölförderung seit Mitte der 1980er Jahre mit wenigen Ausnahmen durchgehend höher als die Neufunde war, sind die konventionellen Erdölreserven dennoch fast durchgehend angestiegen (Abb. 3-6). Der größte Teil der Reservenzuwächse wird durch das sogenannte Reservenwachstum in bereits erschlossenen Erdöllagerstätten erreicht. Das heißt, die Erdölreserven können nach dem Fund einer Lagerstätte und deren Erschließung im Laufe der Jahre in der Regel höher bewertet werden (sie „steigen“).

Die (zu) niedrige Angabe der Erdölreserven resultiert daher, dass nur Mengen angegeben werden, die zum jeweiligen Zeitpunkt und Kenntnisstand als Reserven deklariert werden dürfen. Werden die Reserven nach den Regularien der US-amerikanischen SEC (Securities and Exchange Commission) definiert, die bei (US-) börsennotierten Unternehmen Anwendung finden, so werden grundsätzlich „proved reserves“ angegeben. Dies bedeutet, dass man bei Berücksichtigung der

mit der Reservenschätzung verbundenen Unsicherheit davon ausgehen kann, dass mit 90 prozentiger Wahrscheinlichkeit die tatsächlichen Reserven größer als der angegebene Wert sind. In den meisten Fällen schätzt man somit die Reserven systematisch zu niedrig (nicht erwartungstreu). Durch weiterführende Erkundung, verbesserte Fördertechnologien oder einem dauerhaft höheren Erdölpreis können als Ressourcen definierte Bereiche der Lagerstätte durch Neubewertungen in Reserven überführt werden. Dieser Prozess, der die Gesamtreserven der Lagerstätte während der Entwicklung erhöht, verlangsamt sich aber mit zunehmenden Erkundungs- und Erschließungsgrad. Auf globaler Ebene bedeutet dies, dass, auch wenn die Menge der Neufunde geringer als die Erdölförderung bleibt, die konventionellen Reserven trotzdem mittelfristig weiter steigen können.

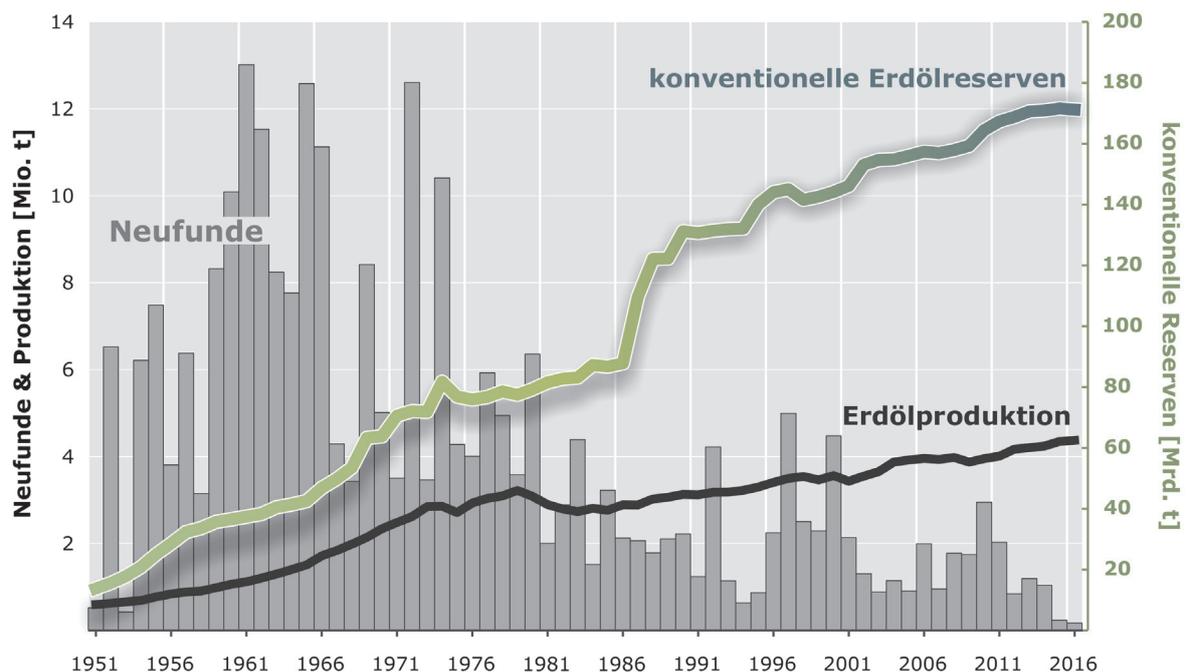


Abbildung 3-6: Neufunde (nach Wood Mackenzie 2017), Erdölförderung und -reserven zwischen den Jahren 1951 bis 2016.

3.3 Erdgas

Bezogen auf seinen Anteil am globalen Primärenergieverbrauch blieb Erdgas hinter Erdöl und Hartkohle drittichtigster Energieträger. Trotz eines umfangreichen globalen Angebotes und fallender Preise erhöhte sich der weltweite Erdgasverbrauch nur um knapp 1,4 % und blieb damit unter dem Anstieg des Vorjahres in Höhe von 2,3 %. Dennoch ist mittel- bis langfristig weiterhin mit einem spürbaren Anstieg des weltweiten Erdgasverbrauches zu rechnen.

Einschließlich Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat werden global Ressourcen in der Größenordnung von 851 Bill. m³ angenommen (Tab. 2). Bei den erschlossenen nicht-konventionellen Erdgasvorkommen mit kommerzieller Förderung dominieren die relativ gut erfassten Schiefergasressourcen mit 205 Bill. m³, gefolgt von Tight Gas mit 63 Bill. m³ und Kohleflözgas (CBM) mit 51 Bill. m³ (Tab. A-16 im Anhang). Beim Erdgas in dichten Sandsteinen und Karbonaten (Tight Gas) stehen

aktuelle, länderbezogene und belastbare Abschätzungen zu den technisch förderbaren Ressourcen kaum zur Verfügung. Es ist aber grundsätzlich davon auszugehen, dass Tight Gas insbesondere in paläozoischen Schichten der meisten erdgashöffigen Becken der Welt vorkommt. Insofern sind die globalen Ressourcen mit 63 Bill. m³ deutlich unterbewertet.

Die mit Abstand größten konventionellen und nicht-konventionellen **Erdgasressourcen** werden für die Russische Föderation ausgewiesen, gefolgt von China, den USA, Kanada und Australien (Tab. A-16 im Anhang). Die umfangreichsten konventionellen Erdgasressourcen der Welt werden in der Russischen Föderation vermutet, gefolgt von den USA, China und Saudi Arabien. Insgesamt werden die Erdgasressourcen der konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen auf 643 Bill. m³ (Vorjahr 652 Bill. m³) geschätzt (Abb. 3-7). Der Rückgang beruht auf einer Neubewertung der Schiefergasressourcen insbesondere in Südafrika, China, der Ukraine und in verschiedenen Ländern Europas.

Zu den Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat existieren bislang überwiegend globale Abschätzungen und nur wenige detaillierte Regionalstudien. Nach derzeitigem Kenntnisstand können demnach 24 Bill. m³ Erdgas in Aquiferen und 184 Bill. m³ Erdgas aus Gashydrat ausgewiesen werden. Es ist zum jetzigen Zeitpunkt noch offen, wann dieses Potenzial kommerziell genutzt werden kann. Insbesondere beim Gashydrat betreiben aber einige Staaten schon seit vielen Jahren Forschungsprojekte mit dem Ziel, heimische offshore Gashydratvorkommen als potenzielle Energiequelle zu erschließen. So ist es China 2017 gelungen, im Shenhu-Gebiet des südchinesischen Meeres während eines 60-tägigen Testbetriebes mehr als 300.000 m³ Erdgas mit einem hohen Reinheitsgrad aus Gashydrat in einer Tiefe von 1.266 Metern unter dem Meeresspiegel (Wassertiefe rund 1.230 m) zu fördern. Die maximale Förderrate soll dabei 35.000 m³ pro Tag betragen haben.

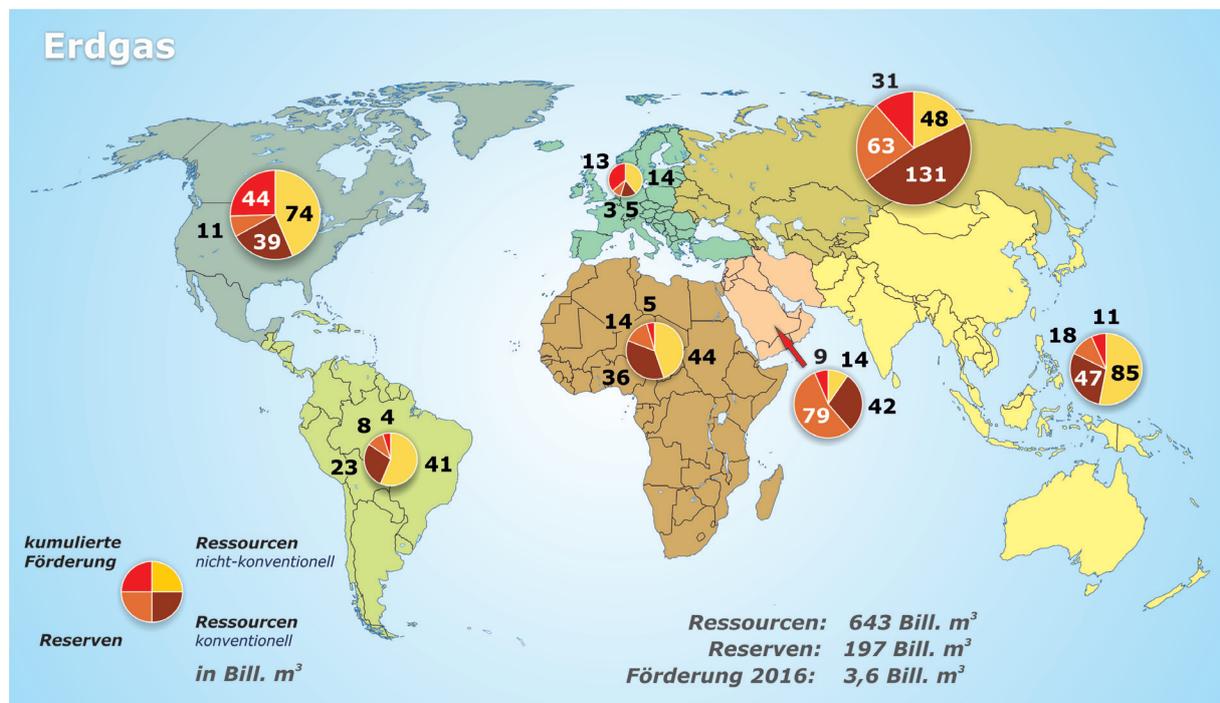


Abbildung 3-7: Gesamtpotenzial Erdgas 2016 (ohne Aquifergas und Gashydrat): Regionale Verteilung.

Die globalen **Erdgasreserven** haben sich im Vergleich zum Vorjahr nur unwesentlich geändert und werden Ende 2016 erneut auf 196,6 Bill. m³ geschätzt (Abb. 3-7). Unter Berücksichtigung der Jahresförderung 2016 in Höhe von rund 3.620 Mrd. m³ zeigt sich, dass die Förderung insgesamt durch Reserven-Zugewinne ausgeglichen werden konnte.

Im globalen Maßstab ist der Anteil der nicht-konventionellen Reserven relativ gering und wird dies vermutlich auch auf absehbare Zeit bleiben (Tab. A-17 im Anhang). Allerdings werden Tight Gas Reserven in aller Regel nicht separat ausgewiesen, sodass eine genauere Erfassung im Rahmen einer globalen Berichterstattung nicht möglich ist. Schätzungen in den USA gehen davon aus, dass Tight Gas Reserven dort in einer Größenordnung von mehr als 20 % der verbleibenden Reserven liegen. Signifikante Schiefergasreserven werden derzeit nur für die USA ausgewiesen. Sie liegen dort bei fast 5 Bill. m³ und tragen mit einem Anteil von etwa 57 % zu den Gesamtreserven des Landes bei. Über die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven (knapp 54 %) sind in der Russischen Föderation, im Iran und in Katar konzentriert (Tab. A-17 im Anhang) und befinden sich fast ausschließlich in konventionellen Vorkommen. 81 % der globalen Reserven lagern in den Ländern der OPEC und der GUS. Die meisten onshore-Reserven finden sich in der GUS und hier insbesondere in der Russischen Föderation.

Der Nahe Osten verfügt weltweit über die meisten offshore-Reserven, wobei der überwiegende Anteil auf das größte Erdgasfeld der Welt, North Dome/South Pars (Katar/Iran) im Persischen Golf entfällt. Der Megagiant North Dome/South Pars erstreckt sich über enorme 9.700 km² im Persischen Golf, was etwa der Hälfte der Fläche von Rheinland-Pfalz entspricht. Die Wassertiefen liegen bei bis zu 70 m. Die Lagerstätte wird in einem Teufenbereich zwischen etwa 2.750 m bis 3.200 m unter dem Meeresboden angetroffen. Der Megagiant enthielt Schätzungen zufolge ursprünglich fast doppelt so viel förderbares Erdgas wie das zweitgrößte Erdgasfeld der Welt, Galkynysh im Osten Turkmenistans (Tab. 3). Im Vergleich mit dem 2015 vor der Küste Ägyptens entdeckten Feld Zohr, dem größten bisher im Mittelmeer gefundenen Erdgasvorkommen, verfügt North Dome/South Pars ungefähr über die 50-fache Menge an verbleibenden Reserven bzw. Ressourcen (Tab. 3). Neben den enormen Mengen an Erdgas enthält das Feld zusätzlich erhebliche Mengen an Erdgas-Kondensat (MEI 2016), das der Erdölproduktion zugerechnet wird. Aufgrund der gegenwärtig relativ moderaten Förderung und der noch vorhandenen, riesigen verbleibenden Reserven wird das Gesamtfeld auch in Zukunft von großer wirtschaftlicher und geostrategischer Bedeutung sein.

Die globale **Erdgasförderung** 2016 erhöhte sich um moderate 1,3 % auf rund 3.620 Mrd. m³. Der Anstieg liegt unter dem Vorjahreswert von 2,6 %, was zu einem großen Teil daran liegt, dass erstmalig seit vielen Jahren die Erdgasförderung in den USA nicht anstieg, sondern um etwa 1,6 % zurückging. Dies ist im Wesentlichen einer geringeren Nachfrage bei der Erzeugung von Heizwärme und zeitweise unattraktiven Marktpreisen geschuldet.

Regional betrachtet kamen die größten prozentualen Förderzuwächse aus Austral-Asien (5,5 %) und dem Nahen Osten (3,8 %). In der Europäischen Union ging die Förderung erneut zurück, im Vergleich zum Vorjahr (minus 9,4 %) allerdings nur noch um 2,5 %. Dies ist hauptsächlich auf die weitere Drosselung der Förderung im riesigen Erdgasfeld Groningen in den Niederlanden zurückzuführen.

Tabelle 3: Die größten Erdgasfelder der Welt (1 bis 5) und ausgewählte Beispiele aus verschiedenen Ländern

Feldesname	Land	Lokation	Fundjahr	Initiale Reserven** [Bill. m³]	Verbleibende Reserven** [Bill. m³]	Jahresförderung* [Mrd. m³]
1 North Dome South Pars	Katar Iran	Offshore	1971 1990	38	35,8	255
2 Galkynysh	Turkmenistan	Onshore	1970 2006	21	20,5	40
3 Urengoy	Russische Föderation	Onshore	1966	9,5	2,5	77
4 Yamburg	Russische Föderation	Onshore	1969	6,2	1,5	60
5 Shtokman	Russische Föderation	Offshore	1988	3,8	3,8	(nicht entwickelt)
Hassi R'Mel	Algerien	Onshore	1956	2,8	< 0,5	50
Groningen	Niederlande	Onshore	1959	2,8	0,6	27
Zohr	Ägypten	Offshore	2015	0,7	0,7	(nicht entwickelt)
Snøhvit	Norwegen	Offshore	1984	0,224	0,182	6
Salzwedel	Deutschland	Onshore	1968	0,2	0,002	0,4

*überwiegend Schätzwerte; **Schätzwerte, z. T. einschl. Ressourcen

Die USA blieben vor der Russischen Föderation und dem Iran weltgrößter Erdgasproduzent (Tab. A-18 im Anhang) und konnten nahezu ihren gesamten Erdgasverbrauch aus eigener Förderung decken. Schiefergas sowie die Erdgasförderung aus der Schieferölförderung trugen 2016 zu etwa 60 % zur Erdgasförderung der USA bei (EIA 2017c), gefolgt von der Förderung aus Tight Gas Sandsteinen mit einem Anteil von rund 23 % (OGJ 2017b). Im Berichtsjahr gab es neben den USA nur in Kanada, China und Argentinien eine kommerzielle Schiefergasförderung, allerdings auf erheblich niedrigerem Niveau.

Die höchsten volumetrischen Zuwächse in der Erdgasförderung verzeichneten der Iran mit 18,5 Mrd. m³ (10 %) und Australien mit 18,3 Mrd. m³ (26,2 %). Letzteres konnte seine Kohleflözgas (CBM) -Förderung nahezu verdoppeln. Es folgen Algerien mit 10,9 Mrd. m³ (13,2 %) und die Vereinigten Arabischen Emiraten mit 6,1 Mrd. m³ (10,9 %). In China erhöhte sich die heimische Förderung um 3,7 Mrd. m³ (2,7 %). Während die konventionellen Erdgasmengen dort zurückgingen, nahm die Schiefergasproduktion gegenüber dem Vorjahr um rund 52 % auf 7,9 Mrd. m³ zu (XINHUANET 2017).

Die Russische Föderation und die USA produzierten 2016 zusammen rund 1,4 Bill. m³. Dies entspricht fast 39 % der globalen Erdgasförderung.

Nachdem der **Erdgasverbrauch** 2015 nach Jahren geringeren Wachstums weltweit noch um knapp 2,3 % angestiegen war, erhöhte er sich 2016 gegenüber dem Vorjahr nur um etwa 1,4 % auf rund 3.610 Mrd. m³ (Tab. A-19 im Anhang). Während er in vielen Regionen der Welt mehr oder weniger stark anstieg, nahm der Bedarf an Erdgas in Lateinamerika und der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten insgesamt ab. Insbesondere die Russische Föderation verzeichnete dabei einen starken Rückgang um mehr als 5 %, blieb aber zweitgrößter Erdgasverbraucher der Welt mit deutlichem Abstand zu den USA, die ihren Erdgasbedarf gegenüber 2015 nur geringfügig erhöhten (Tab. A-19 im Anhang). Die USA und die Russische Föderation benötigten 2016 rund ein Drittel des weltweiten Bedarfs.

In der EU setzte sich das starke Wachstum des Erdgasverbrauches mit einem Plus von 6 % weiter fort, zum Teil auch aufgrund einer zunehmenden Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas gegenüber Kohle. Der Zuwachs an eingeführtem Erdgas erfolgte fast ausschließlich über Pipelines aus Algerien und der Russischen Föderation. Im Nahen Osten (plus 5,2 %) und in Austral-Asien (plus 4,3 %) nahm der Verbrauch ebenfalls zu. Chinas Erdgasbedarf erhöhte sich um stattliche 6,8 %, nicht zuletzt aufgrund einer verbesserten Erdgas-Infrastruktur.

Im Berichtsjahr wurden rund 1.086 Mrd. m³ Erdgas und damit 30 % des weltweiten geförderten Erdgases (3619,8 Mrd. m³) grenzüberschreitend gehandelt, davon 346,6 Mrd. m³ (32 %) in Form von verflüssigtem Erdgas (LNG). 2016 war erneut Katar mit einem Exportvolumen von 104,4 Mrd. m³ der weltweit größte LNG-Exporteur, gefolgt von Australien mit 56,8 Mrd. m³ und Malaysia mit 32,1 Mrd. m³ (BP 2017a). Dabei hat eine stärkere Nachfrage in Asien und im Mittleren Osten das erhöhte Angebot aus Australien absorbiert (EEK 2017a).

Insgesamt hat der globale Erdgashandel gegenüber dem Vorjahr weiter zugenommen. Der weltweite Handel mit LNG legte mit rund 6,5 % mehr zu als der bei den leitungsgebundenen Transporten. Der größte Anteil des Exportwachstums von LNG kam dabei aus Australien, das seine LNG Ausfuhren erheblich steigerte und mittelfristig der weltweit größte Exporteur von verflüssigtem Erdgas werden könnte. Die USA exportierten im Jahresverlauf etwa 4 Mrd. m³ ihrer Schiefergasförderung in Form von verflüssigtem Erdgas aus dem 2016 in Betrieb genommenen Sabine Pass Terminal in Louisiana. Japan blieb mit 108,5 Mrd. m³ der weltweit größte Importeur von LNG, das aus einer Vielzahl von Ländern stammte. Rund 63 % kamen dabei aus Südostasien und Australien (27 %).

Europa war für rund 45 % der globalen Erdgasimporte verantwortlich (Abb. 3-8). Der Anteil Deutschlands in Höhe von 112 Mrd. m³ allein machte mit 23 % fast ein Viertel der gesamten europäischen Einfuhren aus. Damit stand Deutschland 2016 ebenso im globalen Maßstab an erster Stelle der Importeure (Abb. 3-8) und gehörte bei einem Verbrauch von rund 101,5 Mrd. m³ mit zu den größten Konsumenten in der Welt (Tab. A-19 im Anhang). Gleichzeitig verfügt die Bundesrepublik auch im Weltmaßstab über bedeutende Erdgas – Speicherkapazitäten. Ende 2016 betrug das maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen dieser Speicher 24,2 Mrd. m³ (LBEG 2017), was etwa einem Viertel des jährlichen Verbrauches entspricht.

Während Deutschland sein Erdgas ausschließlich über Leitungen einführt, muss Japan als zweitgrößter Erdgasimporteur der Welt sein Erdgas gänzlich in verflüssigter Form importieren. Die an dritter Stelle stehenden USA konnten ihre Importe dank der Förderung von Schiefergas seit 2007 um fast 35 % senken, obwohl der Verbrauch im selben Zeitraum um knapp 20 % gestiegen ist.

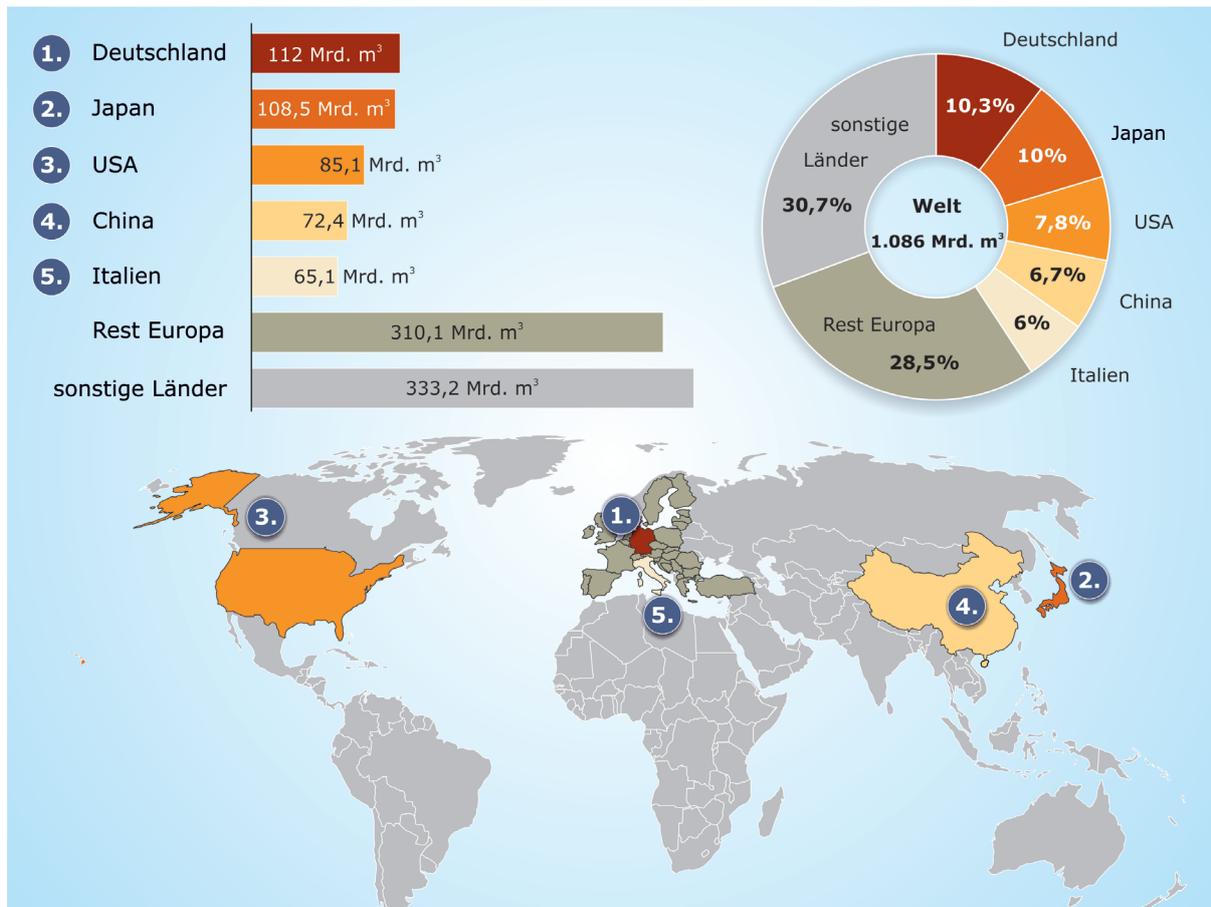


Abbildung 3-8: Die größten Erdgasimporteure 2016.

Weltweit existieren überregionale Erdgasmärkte, die aufgrund des globalen Handels mit LNG immer mehr zusammenwachsen. Die engere Anbindung der verschiedenen Erdgasmärkte durch ein großzügiges LNG Angebot hat weiterhin zu einer globalen Annäherung der Preise beigetragen. In den USA war Erdgas 2016 im Durchschnitt aufgrund der reichlich zur Verfügung stehenden Mengen weiterhin günstig. Im Mittel lag der Erdgaspreis (Henry Hub Spotpreis) dort bei 2,46 USD/Mio. Btu (Vorjahr 2,6 USD/Mio. Btu). In Deutschland kostete Erdgas bei der Einfuhr im Schnitt 4,93 USD/Mio. Btu (BP 2017a). Die Preise für LNG Importe nach Japan waren im Mittel (6,94 USD/Mio. Btu) nur noch fast drei-Mal so hoch wie die in den USA. Insgesamt hat sich 2016 der Trend fallender Preise im Umfeld relativ günstigen Erdöles weiter fortgesetzt.

Europa ist mit seinem wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven sowohl über Pipelines als auch über LNG Anlande-Terminals angeschlossen. Damit befindet sich der europäische Erdgasmarkt grundsätzlich in einer komfortablen Position, geopolitische Risiken bleiben aber ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung.

In Europa gibt es gegenwärtig 25 große LNG Anlande-Terminals, 23 davon befinden sich in der EU, zwei in der Türkei (King & Spalding LLP 2016). Die entsprechenden Terminals befinden sich in Belgien, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Italien, Litauen, den Niederlanden, Polen,

Portugal, Spanien und der Türkei. 2016 lag die gesamte Regasifizierungs-Kapazität der 25 europäischen Anlagen bei 216 Mrd. m³. Dies entspricht etwa 40 % des Erdgasverbrauches der Region. Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Erdgas liefern die Tabellen A-15 bis A-21 im Anhang.

3.4 Kohle

Unter den fossilen Energierohstoffen ist Kohle der Energierohstoff mit den bei weitem größten globalen Reserven und Ressourcen. Mit einem Anteil von 26,2 % am globalen PEV war Kohle im Jahr 2016 hinter Erdöl der zweitwichtigste Energieträger. Zu der weltweiten Stromerzeugung trug Kohle in 2015 mit einem Anteil von 38,3 % bei und damit mehr als jeder andere Energieträger (IEA 2017c).

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. Hartkohle wird im Kohlenhandel häufig gemäß ihrer Verwendung in Kokskohle und Kraftwerkskohle unterschieden. 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 dabei zumeist verstromt.

Die Kohlengesamtressourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) veränderten sich nicht signifikant gegenüber dem Vorjahr. Ende 2016 waren weltweit Kohlenreserven in Höhe von 1.032 Gt nachgewiesen, die sich auf 715,6 Gt Hartkohle und 316,5 Gt Weichbraunkohle verteilten. Es ergeben sich bei den Reserven gegenüber der vorherigen Studie (BGR 2016b) insbesondere Veränderungen bei den Hartkohlenreserven (plus 0,5 %), die primär auf Explorationsaktivitäten und Neubewertungen von Vorräten in Indien, Indonesien und China zurückzuführen sind.

Die Welt-Kohlenförderung nahm abermals, und damit zum dritten Mal im neuen Millennium, gegenüber dem Vorjahr ab und belief sich im Jahr 2016 auf rund 7.281 Mt. Dies entspricht einer Verringerung von 6,1 % gegenüber dem Vorjahr. Davon entfielen 6.291 Mt (minus 6,7 %) auf Hartkohle, wobei der Rückgang fast ausschließlich auf die Verringerung der Förderung von Kraftwerkskohle zurückzuführen war (IEA 2017a). Die restlichen 990 Mt (minus 2,1 %) entfielen auf Weichbraunkohle.

Noch stärker als bei konventionellem Erdöl- und Erdgasvorräten sind Kohlevorkommen und deren Produktion auf sehr 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 A-20 bis A-31 im Anhang.

Hartkohle

Die regionale Verteilung der Hartkohlenreserven, -ressourcen und der geschätzten kumulierten Produktion ab 1950 ist in Abbildung 3-9 dargestellt. Über das größte verbleibende Potenzial an Hartkohle verfügt die Region Austral-Asien mit 7.532 Gt, gefolgt von Nordamerika mit 6.871 Gt und der GUS mit rund 3.003 Gt. Über die weltweit größten Hartkohlenreserven verfügen die USA

mit 221 Gt (30,9 % Weltanteil). Die VR China folgt mit rund 128 Gt (17,9 %) vor Indien mit rund 93 Gt (13 %). Danach folgen die Russische Föderation (9,7 %), Australien (9,5 %) und die Ukraine (4,5 %). Die bis Ende 2018 subventioniert förderbaren Mengen (Reserven) Deutschlands betragen rund 8 Mt Hartkohle. Bei den Ressourcen verfügen allein die USA mit 6.458 Gt über 36,5 % der weltweiten Hartkohlenressourcen, gefolgt von China (30,1 %) und der Russischen Föderation (15 %).

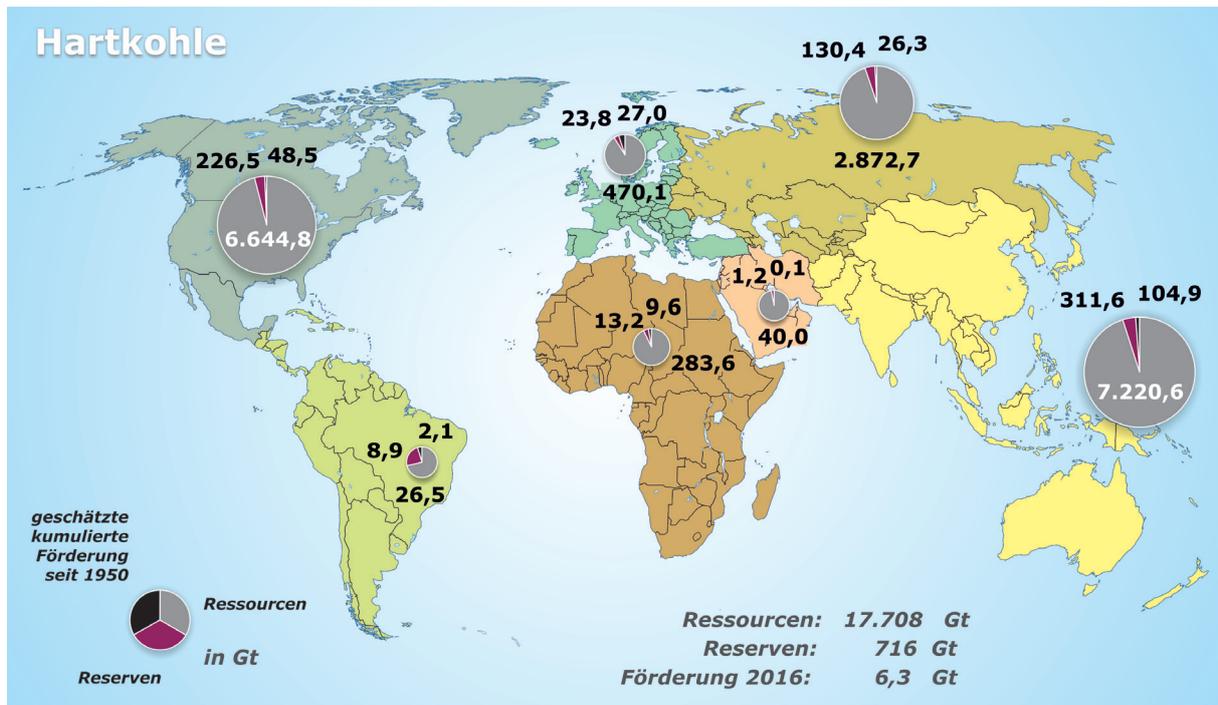


Abbildung 3-9: Gesamtpotenzial Hartkohle 2016 (18.424 Gt): Regionale Verteilung.

Die drei größten Hartkohlenförderer in 2016 waren China mit einem Anteil von 49,3 % (3.103 Mt), Indien (10,5 %) und die USA (9,4 %). Damit traten die USA 2016 den Rang als zweitgrößter Kohlenförderer an Indien ab. Während Indien seine Produktion um 3,7 % steigern konnte, verringerte sich die Förderung sowohl in China (minus 9,4 %) als auch den USA (minus 20,6 %) massiv. Auf die Europäische Union (EU-28) entfällt mit derzeit noch 87 Mt – und damit rund 12 Mt weniger als im Vorjahr – ein Anteil von 1,4 % an der globalen Hartkohlenförderung.

Mit rund 1.290 Mt wurde 2016 rund 20 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon 1.115 Mt seewärtig (VDKi 2017a). Damit erhöhte sich das weltweite Handelsvolumen von Hartkohle gegenüber dem Vorjahr um 2,6 %. Australien dominierte den Hartkohlenweltmarkt mit Exporten in Höhe von 392 Mt (30,3 %), gefolgt von Indonesien (28,6 %) und der Russischen Föderation (12,8 %).

Die höchsten Hartkohlenimporte verzeichneten China, Indien und Japan mit einem Volumen von zusammen rund 636 Mt (49,8 %). China erhöhte 2016 seine Importe gegenüber dem Vorjahr (204 Mt) beträchtlich um rund 25 % auf 256 Mt. Damit entfiel 2016 rund ein Fünftel der globalen

Hartkohlenimporte auf China. Indien importierte 2016 mit rund 191 Mt etwas weniger Hartkohle als im Vorjahr (200 Mt). Japans Importe blieben mit rund 190 Mt nahezu unverändert gegenüber dem Vorjahr mit 191 Mt. Wie schon in den Vorjahren dominiert Asien den globalen Hartkohlenimportmarkt (Abb. 3-10) mit einem Anteil von derzeit rund 74 %. Mit 164 Mt – und damit rund 30 Mt bzw. 16 % weniger als im Vorjahr – entfiel nur noch rund ein Achtel der weltweiten Hartkohlenimporte auf die Europäische Union (EU-28), die damit 2016 rund 59 % ihres Hartkohlenbedarfs deckte.

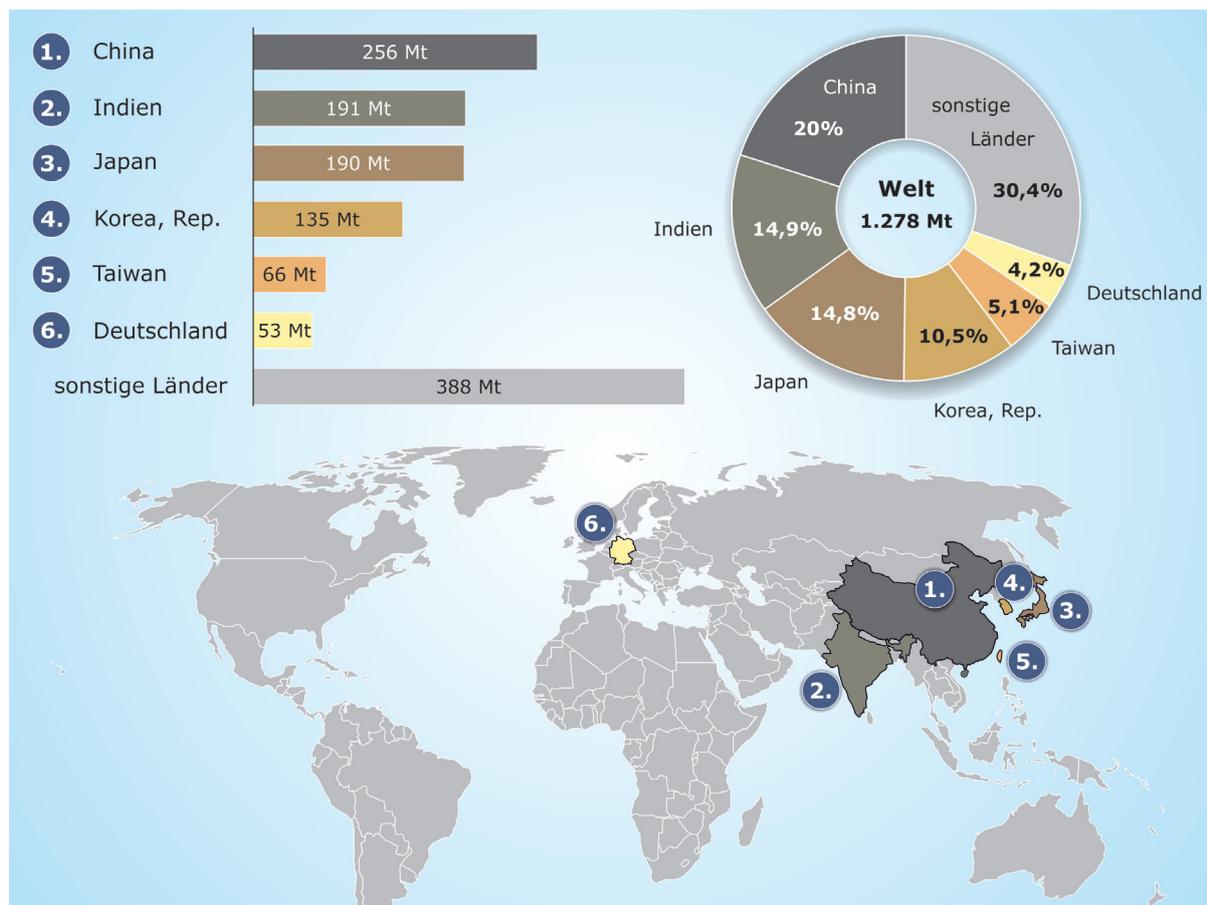


Abbildung 3-10: Die größten Hartkohlenimporteure 2016.

Die Gründe für die Verringerung der europäischen Hartkohlenimporte bei gleichzeitigem Rückgang der Hartkohlenförderung (Abb. 3-11) sind vielfältig. Bedingt durch die hohen Kohlepreise (Abb. 3-12) und vergleichsweise günstige Erdgaspreise ist in Deutschland und anderen Ländern Europas seit Mitte 2016 zunehmend ein Brennstoffwechsel (Fuel Switch) von Kohle zu Erdgas in der Stromerzeugung zu beobachten (Hecking et al. 2017). Daneben sorgt auch der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien für die Verringerung des europäischen Hartkohlen(import)bedarfs. Hauptgrund für die erhebliche Reduzierung in den vergangenen fünf Jahren bleibt aber die Einführung eines CO₂-Mindestpreises im Vereinigten Königreich (Scottish Government 2016) zusätzlich zu den Kosten für ein CO₂-Zertifikat aus dem europäischen Emissionshandel, der die Wettbewerbsfähigkeit des Energierohstoffes Kohle verringerte. Seit der Einführung im Jahr 2013 haben sich die britischen Importe von 49,4 Mt (2013) auf 8,5 Mt (2016) verringert. Auch in anderen europäischen Ländern gibt es CO₂-Mindestpreise, allerdings mit Unterschieden bezüglich der

Anwendung in den einzelnen Sektoren (World Bank 2016). Der derzeit höchste CO₂-Mindestpreis mit 120 €/t CO₂ umfasst in Schweden alle nicht unter das EU-Emissionshandelssystem fallende Bereiche (vorrangig Schwerindustrie, Heizkraftwerke und Stromerzeugung) (Raab 2017). Die Niederlande planen ab 2020 die Einführung eines CO₂-Mindestpreises (S&P Global Platts 2017a) und Frankreich unterstützt die Einführung eines EU-weiten CO₂-Mindestpreises (S&P Global Platts 2017b).

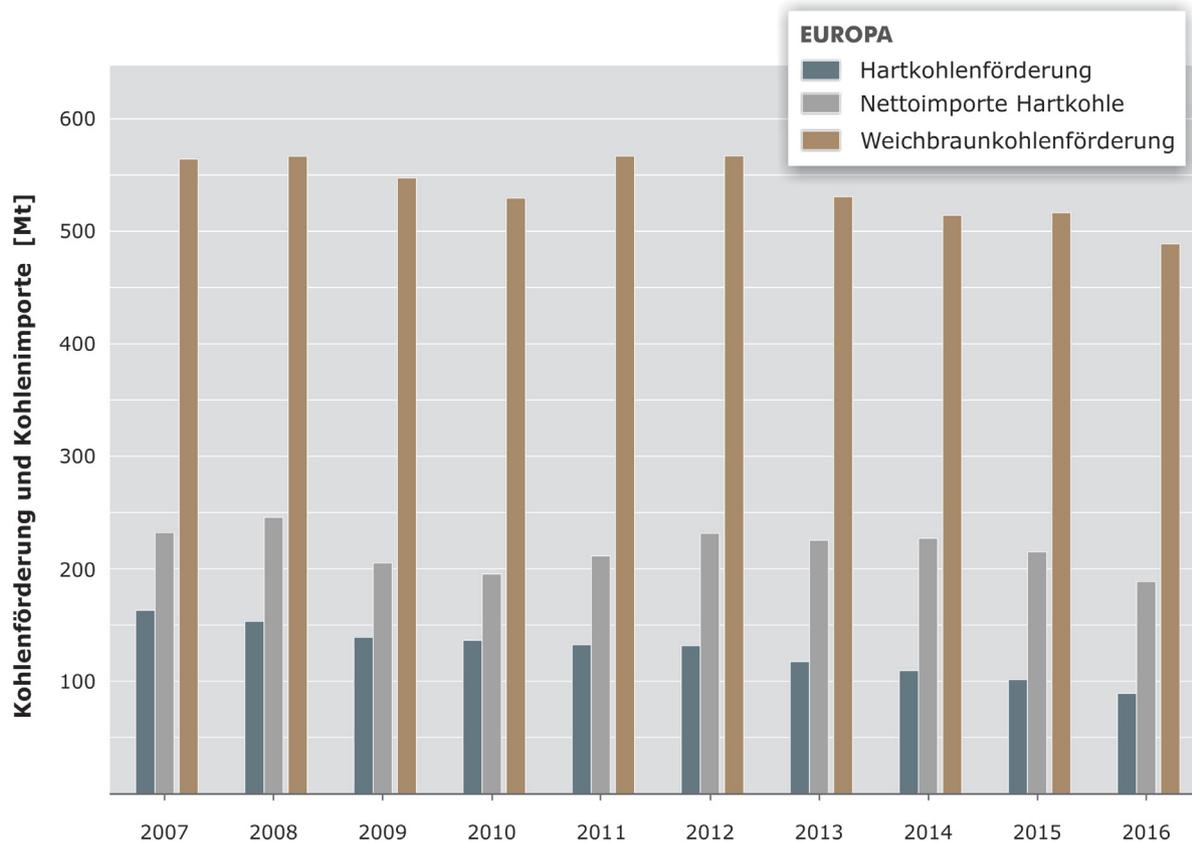


Abbildung 3-11: Entwicklung der europäischen Kohlenförderung und -importe seit 2007.

Die Importabhängigkeit der EU-28 von fossilen Energierohstoffen stieg seit Mitte der 1990er Jahre nahezu kontinuierlich an. Im Jahre 2015 belief sie sich für Erdöl auf 88,4 %, für Erdgas auf 69,1 % und für Hartkohle auf 64,1 % (EC 2017). Mit der Ende 2018 bevorstehenden EU-weiten Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke, die Stilllegungsbeihilfen von der EU gewährt bekommen haben (EC 2010), dürfte sich die Importabhängigkeit auch bei Hartkohle weiter erhöhen. Allerdings kann vor dem Hintergrund des angekündigten Ausstiegs aus der Kohleverstromung verschiedener europäischer Länder wie beispielsweise von Italien und dem Vereinigten Königreich im Jahre 2025 sowie den Niederlanden, Irland, Finnland, Frankreich und Portugal im Jahre 2030 (Argus 2017) von einer Verringerung des EU-Hartkohlenverbrauchs und daher auch des -importbedarfs in der nächsten Dekade ausgegangen werden. Einhergehend ist von einer weiteren Erhöhung der EU-Erdgasimportabhängigkeit auszugehen, da zumindest ein Teil der stillgelegten Kohlekraftwerkskapazitäten durch Erdgaskraftwerke ersetzt werden müsste. Da auch die EU-Erdgasförderung kontinuierlich zurückgeht, bleibt Weichbraunkohle der einzige fossile Energierohstoff Europas, bei dem keine Importabhängigkeit besteht und der im weltweiten Vergleich in großen Mengen (Europaanteil von 49,4 % bzw. 489 Mt an der weltweiten Förderung) gefördert wird.

Die nordwesteuropäischen jahresdurchschnittlichen Spotpreise für Kraftwerkskohlen (Häfen Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen; cif ARA) erhöhten sich von 67,45 USD/t SKE im Jahr 2015 um rund 1 USD/t SKE (plus 1,6 %) auf 68,53 USD/t SKE im Jahr 2016 (VDKI 2017b). Getrieben vor allem durch die Preiserhöhungen im asiatischen (chinesischen) Kohlenmarkt stiegen dabei die Preise bis auf rund 100 USD/t SKE im Dezember 2016. Die Preise blieben auch bis in den Herbst 2017 auf einem vergleichbar hohen Preisniveau (Abb. 3-12).

Die Koks-kohlenpreise haussierten nach fünfjährigem Sinkflug 2016 förmlich und blieben auch 2017 sehr volatil (Abb. 3-12). Während sich der Spotpreis für qualitativ hochwertige australische Koks-kohle im Januar 2016 noch auf rund 77 USD/t belief, stieg dieser ab dem Sommer sprunghaft bis auf 311 USD/t (Tagespreis) Mitte November 2016 an. Ursächlich für diese Preissteigerungen waren primär die Auswirkungen der Produktionskürzungen sowohl in China als auch den USA. Bis zum Beginn des Frühjahrs 2017 halbierte sich der Spotpreis für hochqualitative australische Koks-kohle wieder um dann, aufgrund von Produktions- und Transportausfällen in Folge des Zyklons Debbie in Australien, bis auf 290 USD/t (Tagespreis) Mitte April 2017 anzusteigen. Anschließend fiel der Preis bis zum Sommerbeginn 2017 wieder bis auf knapp unter 150 USD/t, um dann anschließend nochmals die Marke von 200 USD/t im August und September 2017 aufgrund von Angebotsverknappung australischer Koks-kohle zu erklimmen (IHS Markit 2017, VDKI 2017a).

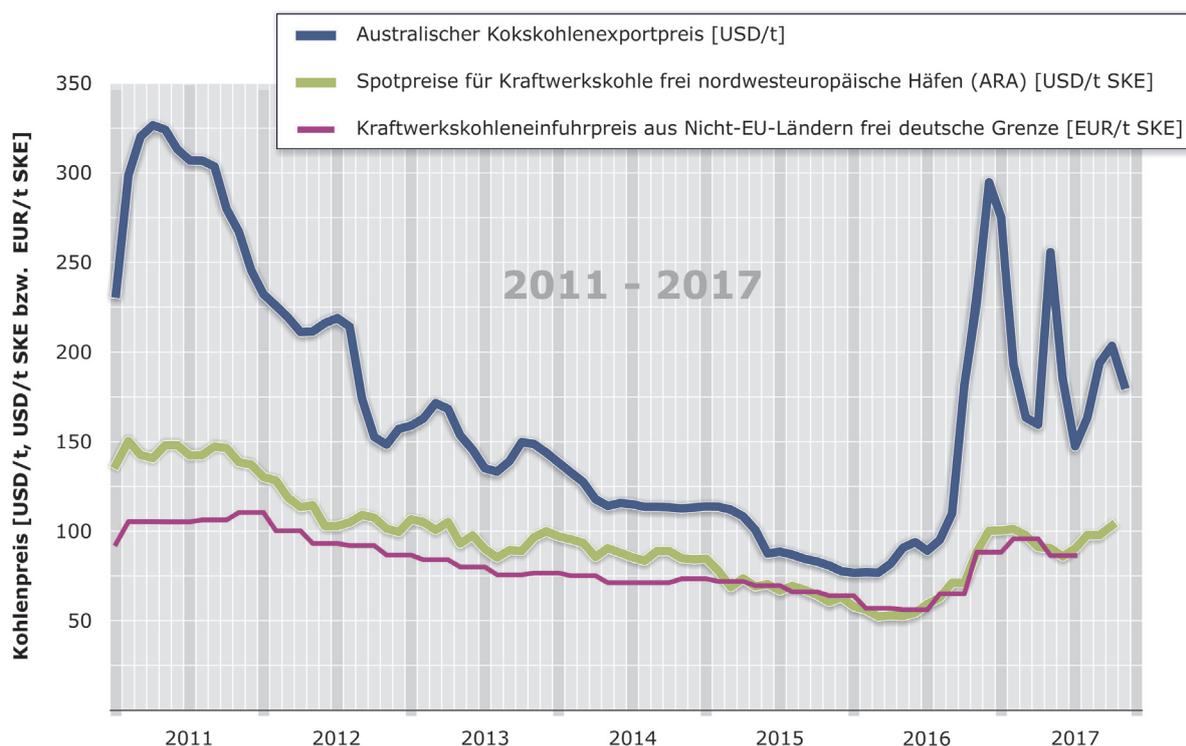


Abbildung 3-12: Entwicklung der australischen (prime hard coking) Exportpreise für Koks-kohlen sowie der nordwesteuropäischen und deutschen Kraftwerkskohleneinfuhrpreise von Dezember 2010 bis Oktober 2017 (BAFA 2017c, IHS Markit 2017, VDKI 2017b).

Mit dem Anstieg der Weltmarktpreise für Kohle ab Sommer 2016 endete die über mehrere Jahre andauernde globale Schließungswelle von Gruben mit hohen Produktionskosten. Insbesondere der US-amerikanische Kohlensektor verzeichnete große Einschnitte (BGR 2016b) und die Kohlenförderung in den USA verringerte sich 2016 nochmals um rund 20 %. Verantwortlich für die mit dem Rückgang des Kohlenverbrauchs einhergehenden Förderreduzierungen waren einerseits die gewachsene Konkurrenz durch günstiges heimisches Erdgas (Schiefergas) andererseits aber auch strengere Umweltauflagen für Kohlenkraftwerke wie beispielsweise die Mercury and Air Toxics Standards (EPA 2016) oder der Clean Power Plan (White House 2015). Die US-Umweltbehörde EPA kündigte aktuell im Oktober 2017 allerdings die Aufhebung des Clean Power Plan an (The New York Times 2017).

Die vorläufigen Schätzungen für 2017 deuten auf eine signifikante Ausweitung der US-amerikanischen Kohlenförderung in der Größenordnung von voraussichtlich rund 10 % gegenüber 2016 hin (EIA 2017d). Dabei ist der Anstieg der US-Förderung nur zu einem geringen Teil durch einen höheren US-Kohlenverbrauch gegenüber dem Vorjahr geschuldet (EIA 2017e). Vielmehr steigerte die als sogenannter Swing Supplier bekannte US-Kohleindustrie parallel zu den gestiegenen Kohleweltmarktpreisen in den ersten drei Quartalen 2017 ihre Kohlenexporte gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 68 % auf 62,4 Mt (S&P Global Platts 2017c).

China reduzierte in 2016 das dritte Jahr in Folge seine Hartkohlenförderung um nunmehr rund 9 % gegenüber dem Vorjahr. Die signifikante Verringerung der Förderung ist vorrangig auf politische Vorgaben zum Abbau von bestehenden Überkapazitäten im chinesischen Kohlensektor geschuldet. Um das Ziel der Verringerung der 2016er Jahresförderung von mehr als 250 Mt zu erreichen (China Coal Resource 2016a), hatte die chinesische Regierung in Kombination weiterer Maßnahmen im April 2016 eine Reduzierung der Arbeitstage von 330 auf 276 pro Jahr im chinesischen Kohlenbergbau beschlossen (China Coal Resource 2016b). Dadurch kam es bereits nach wenigen Monaten zu einem erheblichen Kohlenpreisanstieg sowohl in China als auch auf dem Weltmarkt (Abb. 3-12), sodass die Verringerung der Arbeitszeit bereits ab Herbst erst gelockert und anschließend vollständig aufgehoben wurde.

China treibt seit mehreren Jahren die Restrukturierung des Kohlensektors und dabei insbesondere die Schließung von kleinen Gruben mit geringen Produktionskapazitäten (< 90 kt/a) und vergleichsweise vielen (tödlichen) Unfällen weiter voran. Ende 2015 soll es in China nach Angaben von China Coal Resource (2017a) 9.598 Kohlengruben gegeben haben, davon fast die Hälfte mit geringen Produktionskapazitäten von unter 90 Kilotonnen pro Jahr. Im Jahr 2016 wurden rund 2.000 Gruben (China Coal Resource 2017b) und im Jahr 2017 nochmals rund 1.000 Gruben (China Coal Resource 2017c) geschlossen. Damit einhergehend verringerte sich 2016 die Produktionskapazität um 290 Mt und für 2017 ist die Stilllegung von weiteren 150 Mt an Produktionskapazitäten geplant, von denen bis Ende Juli 2017 bereits 128 Mt stillgelegt wurden (China Coal Resource 2017d). Trotz der aktuellen Stilllegungen befinden sich neue, moderne Kohlenbergwerke in der Planung sowie im Bau beziehungsweise auch bestehende Gruben werden modernisiert und deren Produktionskapazitäten ausgebaut. Die China National Coal Association bezifferte im November 2017 die chinesische Produktionskapazität auf 3,9 Gt/a. Zusätzlich seien noch Gruben mit 1,2 Gt bis 1,3 Gt an Kohleförderkapazitäten im Bau bzw. in der Modernisierungsphase (China Coal Resource 2017e).

Kohle als Teil des chinesischen Energiemixes

Haupttreiber für die signifikante Ausweitung der chinesischen Kohlenförderung seit dem Beginn des neuen Millenniums sowie der Kohlenimporte in den letzten Jahren ist der steigende Energie- und damit auch Strombedarf. Der chinesische Stromverbrauch ist zwischen 2010 und 2016 um 41 % bzw. 1.720 Terawattstunden (TWh) auf 5.920 TWh gestiegen. Einhergehend wurden die Stromerzeugungskapazitäten ausgebaut und wuchsen im gleichen Betrachtungszeitraum um rund 72 % auf 1.604 GW. Der chinesische Strommix basiert vorrangig auf Kohle (943 GW) gefolgt von Wasserkraft (332 GW) und Windkraft (149 GW) sowie von Photovoltaik (77 GW), Erdgas (70 GW) und Kernkraft (34 GW). Die vier Letzteren wiesen in den vergangenen Jahren die höchsten relativen Zuwachsraten beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf. Zusammengenommen belief sich der Zubau an Erzeugungskapazitäten von Windkraft (plus 119 GW), Photovoltaik (plus 77 GW), Erdgas (plus 61 GW) und Kernkraft (plus 23 GW) auf insgesamt 280 GW. Er fiel damit etwas geringer als der Zubau an Kohlestromerzeugungskapazitäten in Höhe von 291 GW aus. Der Zubau bei Wasserkraft betrug 116 GW.

Die Stromerzeugung erhöhte sich zwischen 2010 und 2016 von 4.228 TWh um rund 42 % auf 5.990 TWh (Abb. 3-13). Obwohl die Stromerzeugung aus Kohle in dem Zeitraum von 3.224 TWh auf 3.906 TWh angestiegen ist, verringerte sich der Kohleanteil (relativ) am Strommix (Abb. 3-13) von rund 76 % (2010) auf rund 65 % (2016). Dies ist einerseits durch den Ausbau anderer Erzeugungskapazitäten (Erneuerbare, Kernkraft, Erdgas) als auch auf die Verringerung der Volllaststunden von thermischen/Kohlekraftwerken um rund ein Fünftel zurückzuführen. Trotz der Verringerung des Kohleanteils in den letzten Jahren, dominiert Kohle derzeit noch mit fast zwei Dritteln die chinesische Stromerzeugung, gefolgt in 2016 von Wasserkraft (19,7 %), Windkraft (4 %), Kernkraft (3,6 %), Andere (3,3 %), Erdgas (3,1 %) und Photovoltaik (1,1 %) (nach Energy Brainpool 2017). Kohle wird daher auch noch langfristig eine zentrale Rolle im chinesischen Energiemix einnehmen.

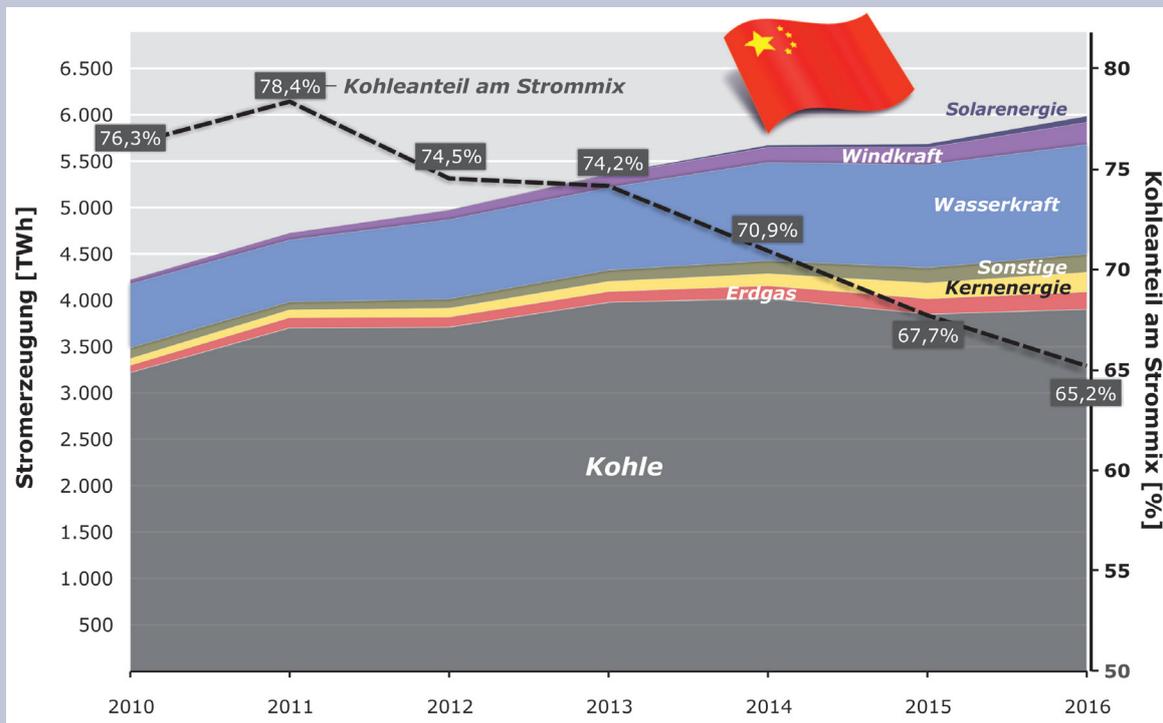


Abbildung 3-13: Entwicklung der chinesischen Stromerzeugung und des Kohleanteils am Strommix (nach Energy Brainpool 2017).

Trotz der auch in den nächsten Jahren geplanten Grubenschließungen dürfte die Produktionskapazität des chinesischen Kohlensektors bis zum Jahr 2020 wieder auf eine Kapazität von mehr als 4 Gt/a ansteigen.

In China wurden in den vergangenen Jahren verschiedene Richtlinien und Maßnahmen zur Steuerung der Kohlenförderung mit dem Ziel eingeführt, die innerchinesischen Kraftwerkskohlenpreise in einem Bereich von 80 USD/t bis 90 USD/t zu halten. Dieses Preisniveau ist mit Blick auf den regulierten Strompreis für die Stromerzeuger annehmbar und ermöglicht den meisten Kohlenproduzenten eine ausreichende Gewinnmarge. Die Umstrukturierung des chinesischen Kohlensektors beeinflusst somit maßgeblich den Weltkohlenmarkt und dessen Preise (IEA 2017b). Nachdem China seine Kohlenimporte 2015 gegenüber dem Vorjahr auf rund 204 Mt reduzierte, stiegen die Importe 2016 auf rund 256 Mt an. Nach vorläufigen Schätzungen dürften 2017 sowohl die chinesische Kohlenförderung (plus 5 %) als auch die chinesischen Kohlenimporte (plus 10 %) höher als im Vorjahr ausfallen.

Von den drei größten Kohleförderländern konnte 2016 nur Indien seine (Hart-)Kohlenförderung um 3,7 % auf 663 Mt erhöhen. Zuvor hatte die indische Regierung im Frühjahr 2015 ambitionierte Pläne zur Steigerung der indischen Kohlenförderung vorgelegt. Demnach wird für 2020 ein Förderziel von 1,5 Gt (Gesamtkohle) anvisiert, wobei mit rund 1 Gt der überwiegende Teil des Förderziels durch die Ausweitung der Förderung beim staatlichen Kohlenproduzenten Coal India Limited (CIL) erreicht werden soll (CIL 2015, IEA 2015a, EIA 2015). CIL erreichte im Fiskaljahr 2016 (April 2015 bis März 2016) mit 8,9 % den höchsten jemals verzeichneten Förderzuwachs auf 539 Mt. Diese Förderung erfolgte aus insgesamt 413 Gruben, davon 176 Tagebaue, 207 Tiefbaue und 30 Tagebau-/Tiefbaukomplexen, wobei mit 505 Mt der überwiegende Teil der Förderung aus den Tagebauen stammte. Für das Fiskaljahr 2017 war eine CIL-Förderung von 599 Mt geplant (CIL 2017a), wobei mit 543 Mt nur 90,8 % des Planziels erreicht wurden (CIL 2017b). Für das Fiskaljahr 2018 ist eine CIL-Förderung von rund 600 Mt vorgesehen (China Coal Resource 2017f), allerdings wurden in den ersten sieben Monaten des Fiskaljahres nach vorläufigen Angaben nur 278 Mt gefördert (CIL 2017c). Obwohl also Indien seine Förderung in den vergangenen Jahren ausweiten und 2016 die USA von Rang 2 unter den größten Förderländern von Hartkohle verdrängen konnte, erscheint das Förderziel der indischen Regierung von 1,5 Gt in 2020 nicht mehr erreichbar.

Weichbraunkohle

Nordamerika verfügt mit rund 1.519 Gt über das größte verbleibende Potenzial an Weichbraunkohle, gefolgt von Austral-Asien (1.414 Gt) und der GUS (1.389 Gt, inklusive Hartbraunkohle) (Abb. 3-14). Von den 2015 weltweit bekannten 317 Gt an Weichbraunkohlenreserven lagern mit 90,7 Gt (inklusive Hartbraunkohle) mehr als ein Viertel in der Russischen Föderation (28,7 % Weltanteil), gefolgt von Australien (24,2 %), Deutschland (11,4 %), den USA (9,5 %) und der Türkei (3,5 %). Die USA verfügen mit rund 1.368 Gt (30,9 % Weltanteil) über die größten Weichbraunkohlenressourcen vor der Russischen Föderation (29,1 %, inklusive Hartbraunkohle) und Australien

(9,1 %). Aus nur 11 von insgesamt 35 Förderländern wurden 2016 fast 82 % der globalen Weichbraunkohlenförderung in Höhe von 990 Mt erbracht. Die globale Weichbraunkohlenförderung, die sich gegenüber dem Vorjahr um 2,1 % verringerte, belief sich damit seit 2009 erstmalig wieder auf weniger als 1 Gt. Deutschland verringerte gegenüber dem Vorjahr die heimische Förderung um 3,7 %, war aber mit einem Anteil von 17,3 % (172 Mt) weiterhin der größte Weichbraunkohlenproduzent vor China (14,1 %) und der Russischen Föderation (7,2 %).

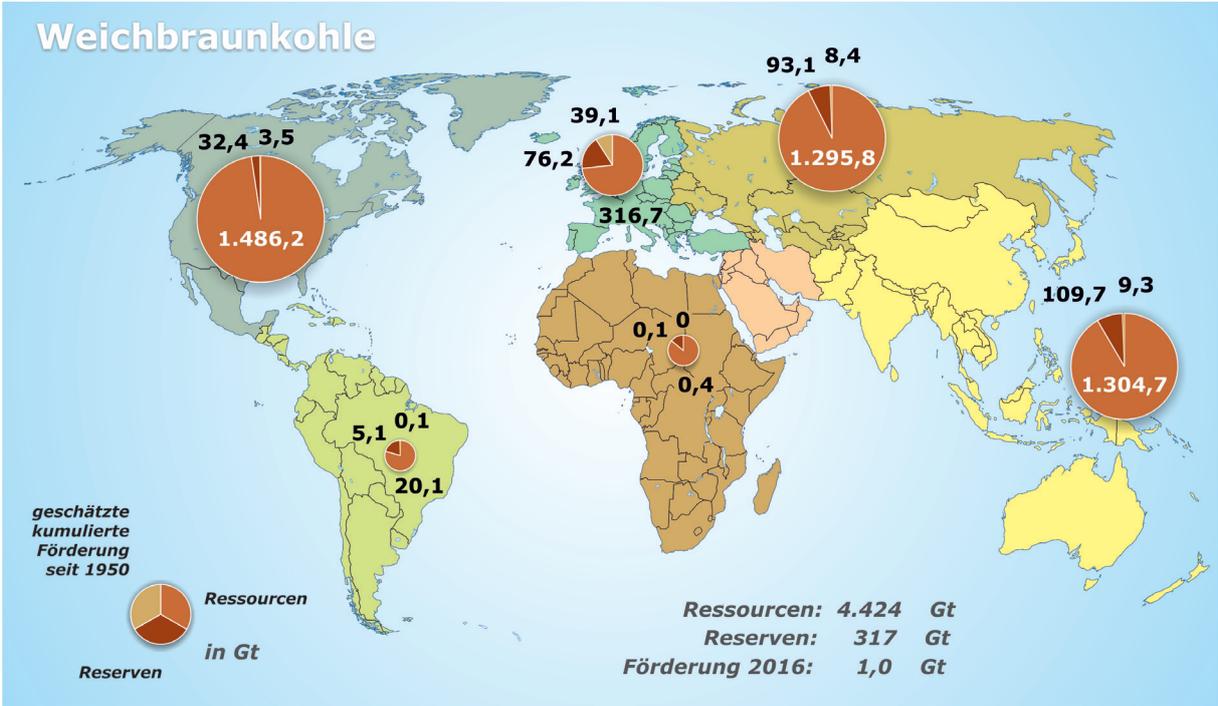


Abbildung 3-14: Gesamtpotenzial Weichbraunkohle 2016 (4.739 Gt): Regionale Verteilung.

3.5. Kernbrennstoffe

Uran

Nach dem Beschluss zum Ausstieg verliert die Kernenergie in Deutschland weiter an Bedeutung, bleibt aber aus globaler Sicht ein nachgefragter Energieträger von hoher Relevanz. In Europa wird der Bedarf nach Uran zukünftig voraussichtlich weiter sinken, aber vor allem in Asien und im Nahen Osten ist mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. In 2016 kamen weltweit 9 GW_e an neu installierter Kernenergiekapazität hinzu. Das ist der höchste Zubau seit 25 Jahren. Allein in China gingen sechs neue Kernreaktoren ans Netz. Derzeit befinden sich allein in Asien 128 Reaktoren in Betrieb, weitere 39 sind im Bau. Auch für die Regionen Lateinamerika und Afrika wird ein moderater Anstieg des Uranbedarfs in den kommenden Dekaden erwartet (IAEA 2016a, IAEA 2017b, OECD-NEA/IAEA 2016).

Die globalen Uranressourcen³ sind mit 11,6 Mt sehr umfangreich, reduzierten sich gegenüber dem Vorjahr jedoch deutlich um 2.162 kt. In den vergangenen Jahren waren bei Uranressourcenminderungen hauptsächlich meldebedingte Änderungen bei einigen wenigen Ländern ausschlaggebend. Auch 2016 ist die Gesamtminderung dem Wegfall eines Großteils der Ressourcen eines Landes geschuldet. Bereits in 2015 zeichnete sich ab, dass die USA zukünftig keine Angaben mehr zu prognostizierten Ressourcen veröffentlichen werden (BGR 2016b). So reduzierten sich die Ressourcen der USA in dieser Kostenkategorie (Prognostizierte Ressourcen < 260 USD/kg U) in 2016 allein um 2.131 kt gegenüber dem Vorjahr. Schon 2015 gab es deutliche Minderungen von US-amerikanischen Ressourcen und Reserven, die auf eine Revidierung der Uranvorräte in den USA zurückzuführen sind. Derzeit finden zahlreiche Untersuchungen und Projekte seitens des U.S. Geological Survey (USGS) in den USA statt (USGS 2007, USURA 2017a, USURA 2017b), dessen Ergebnisse in die Neubewertung der amerikanischen Ressourcen in den nächsten Jahren einfließen werden. Nach ersten vorläufigen Ergebnissen des USGS werden für die Region Süd-Texas rund 72 kt U als unentdeckt (potential undiscovered resources) klassifiziert (OECD-NEA/IAEA 2016). Die Klassifizierung und Abschätzung der US-amerikanischen Uranvorräte basierte bisher hauptsächlich auf Untersuchungen aus den 1980er Jahren, welche einer Validierung nach heutigen Gesichtspunkten nicht mehr genügen. Somit reduzierten sich die Uranressourcen der USA innerhalb von 2 Jahren von 2.564 kt in 2014 auf 121 kt in 2016 (minus 95 %). Auch Argentinien, Brasilien, Iran, Indien und Vietnam veröffentlichten bereits in 2013 erstmalig keine Daten mehr zu spekulativen Ressourcen, genau wie bedeutende Förderländer wie Australien, Russische Föderation und Südafrika. Angesichts dieser meldebedingten Unsicherheiten sind die Ressourcenangaben in dieser Studie als konservativ anzusehen.

Abgesehen von der meldebedingten Reduzierung der US-amerikanischen Ressourcen, sind die globalen Uranressourcen in ihrer Höhe gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert geblieben. Zuwächse auf Grund von Explorationsbemühungen und Re-Evaluierungen der letzten Jahre sind infolge der anhaltenden Rezession des Uranmarktes gering, aber dennoch in China, Grönland, Peru, Spanien und Usbekistan zu verzeichnen. Die Ressourcen Südafrikas erhöhten sich merklich um 403 kt U, sind aber hauptsächlich einer Heraufsetzung der spekulativen Ressourcen geschuldet. Erstmals wurden im Jahr 2016 Ressourcen für Mauretanien veröffentlicht. Minderungen von

³ Im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) nach Gewinnungskosten unterteilt. Nach der Definition für Uranreserven liegt die Grenze der Abbaukosten bei < 80 USD/kg U (siehe Definitionen im Anhang).

Ressourcen ergaben sich in Australien, Kanada, Kasachstan sowie, wie oben beschrieben, meldbedingt in den USA. Kasachstan, Kanada und Australien sind die drei bedeutendsten Uranförderländer der Welt (Tab.A-38 im Anhang) und bewerten regelmäßig ihre Vorräte neu.

Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) werden im Unterschied zu anderen Energierohstoffen nach Gewinnungskosten unterteilt. Nach der Definition für Uranreserven liegt die Grenze der Abbaukosten bei < 80 USD/kg U (siehe Definitionen im Anhang).

Bezüglich der Ausweisung von Uranreserven spiegelt eine rein statische Betrachtung der wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U die realen Verhältnisse nur bedingt wider (BGR 2014). Die Produktionskosten vieler Abbaue lagen im Jahr 2016 weiterhin über dem Marktpreis. Australien (drittgrößtes Uranförderland der Welt) gewinnt Uran auch zu höheren Kosten und weist nur Uranreserven über 80 USD/kg U aus (Tab. A-37 im Anhang). Im Sinne des konservativen Ansatzes der Energiestudie (vgl. BGR 2014), gelten dennoch ausschließlich die Uranvorkommen in der Gewinnungsklasse < 80 USD/kg U als Reserven. Alle Vorräte mit höheren Gewinnungskosten werden im Rahmen dieser Studie als Ressourcen betrachtet, selbst dann, wenn diese schon abgebaut werden.

Bei den Uranreserven ergeben sich, wie bei den Uranressourcen, Minderungen gegenüber dem Vorjahr. Vor allem in Kanada und Kasachstan führte die Überführung von Reserven in höhere Kostenkategorien bzw. Neubewertungen aber auch produktionsbedingte Minderungen zu reduzierten Reserven. Beide Länder hatten 2015 erst ihre Reserven auf Grund von Explorationserfolgen der letzten Jahre erhöht, diese aber nun 2016 revidiert (OECD-NEA/IAEA 2016). Signifikante Erhöhungen der Reserven erfolgten in Niger (plus 2,8 kt U), Peru (plus 12,6 kt U), und Südafrika (plus 55 kt U). Hier konnten vermutete Ressourcen durch die Neubewertung in die Kategorie gesicherte Reserven überführt werden. Die weltweiten Uranreserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U belaufen sich auf 1,2 Mt (2015: 1,3 Mt). Rund 93 % der Reserven befinden sich in nur zehn Ländern, angeführt von Kanada, gefolgt von Kasachstan und Südafrika. In diesen drei Ländern befinden sich nach aktuellem Datenstand über die Hälfte der Weltreserven an Uran (Abb. 3-15).

Die globale Uranproduktion stieg 2016 um 1.916 t U auf insgesamt 62.413 t U (plus 3 %). Ausschlaggebend war zum einen die deutliche Steigerung der australischen als auch erneut der kasachischen Förderung. In Namibia ging Ende 2016 die im chinesischen Besitz befindliche Mine Husab in Produktion, die zukünftig zu einer der weltweit größten Uranabbaustätten avancieren könnte. In der in nur drei Jahren entwickelten Mine könnten bis zu 5.500 t U jährlich gefördert werden. Auch in Kanada wurden 714 t U mehr gefördert als im Vorjahr. Größte Einzelproduktionsstätte blieb weiterhin McArthur River, Kanada (6.945 t U, 11 % der Weltproduktion), gefolgt von Cigar Lake, Kanada (6.666 t U, 11 %), Tortkuduk und Myunkum, Kasachstan (4.002 t U, 6 %), Olympic Dam, Australien (3.233 t U, 5 %) und Inkai, Kasachstan (2.291 t U, 4 %). Einige Minen sind auf Grund des seit Jahren vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreises, gezwungen ihre Förderung einzuschränken (z. B. Rössing, Namibia) oder einzustellen (z. B. Kayelekera, Malawi).

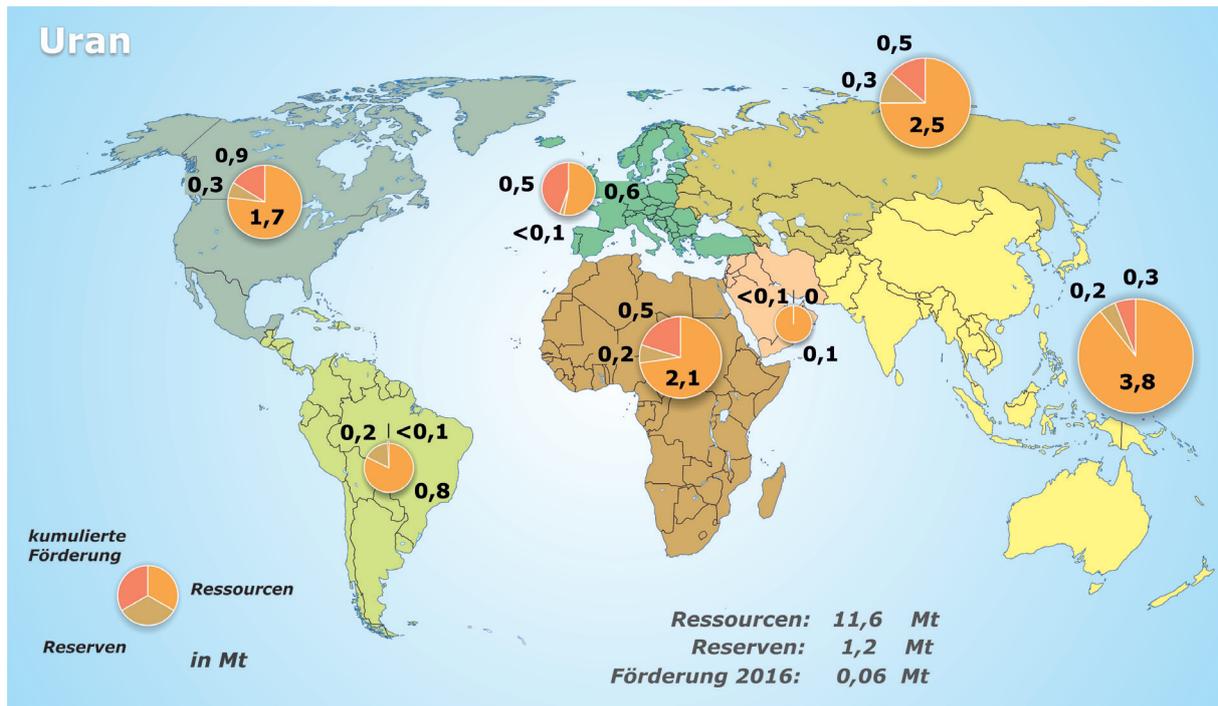


Abbildung 3-15: Gesamtpotenzial Uran 2016: Regionale Verteilung.

Rund 88 % der Weltproduktion wurden von nur sechs Ländern erbracht (Abb. 3-16). Größtes Förderland war erneut Kasachstan. Mit 24.575 t U steigerte das Land erneut seine Produktion (2015: 23.800 t U) und trug damit allein knapp 40 % der globalen Uranförderung. Die jährliche kasachische Produktion hat sich in den letzten zehn Jahren mehr als verfünffacht. Kanada, Australien, Niger, Namibia, und Russische Föderation erbrachten insgesamt weitere 49 % der Weltförderung. Die Uranproduktion konzentrierte sich wie in den Vorjahren auf einige wenige große Konzerne. So wurden 2016 rund 83 % der Weltproduktion von lediglich neun Bergbaugesellschaften erbracht. Über die Hälfte des weltweit geförderten Urans entfällt auf die drei Konzerne Kazatomprom (Kasachstan) mit 21 % Weltanteil, Cameco (Kanada) mit 17 % und Areva (Frankreich) mit 13 %.

Der Uranverbrauch konzentriert sich auf eine geringe Anzahl von Ländern. Über die Hälfte des globalen Uranbedarfs entfallen auf die drei Länder USA, Frankreich und Russische Föderation. Der weltweite Bedarf an Uran belief sich für 2016 auf 63.404 t U (2015: 66.880 t U) und ist damit gegenüber dem Vorjahr deutlich um 3.476 t U gesunken. Minderungen waren vor allem in Japan, Indien und China zu verzeichnen (Tab. A-39 im Anhang), sind aber vorrausichtlich, mit Einschränkung Japans, kein fallender Trend. In den folgenden Jahren ist mit einem steigenden Bedarf an Uran in China und Indien zu rechnen. Durch die Abschaltung von acht Kernkraftwerken in Deutschland 2011 verringerte sich der Uranbedarf merklich und lag 2016 bei 1.689 t U (Kapitel 2.2). Die Abschaltung des Kernkraftwerkes Grafenrheinfeld im Juni 2015 verringerte den Jahresreaktorbedarf Deutschlands rechnerisch um 200 t U.

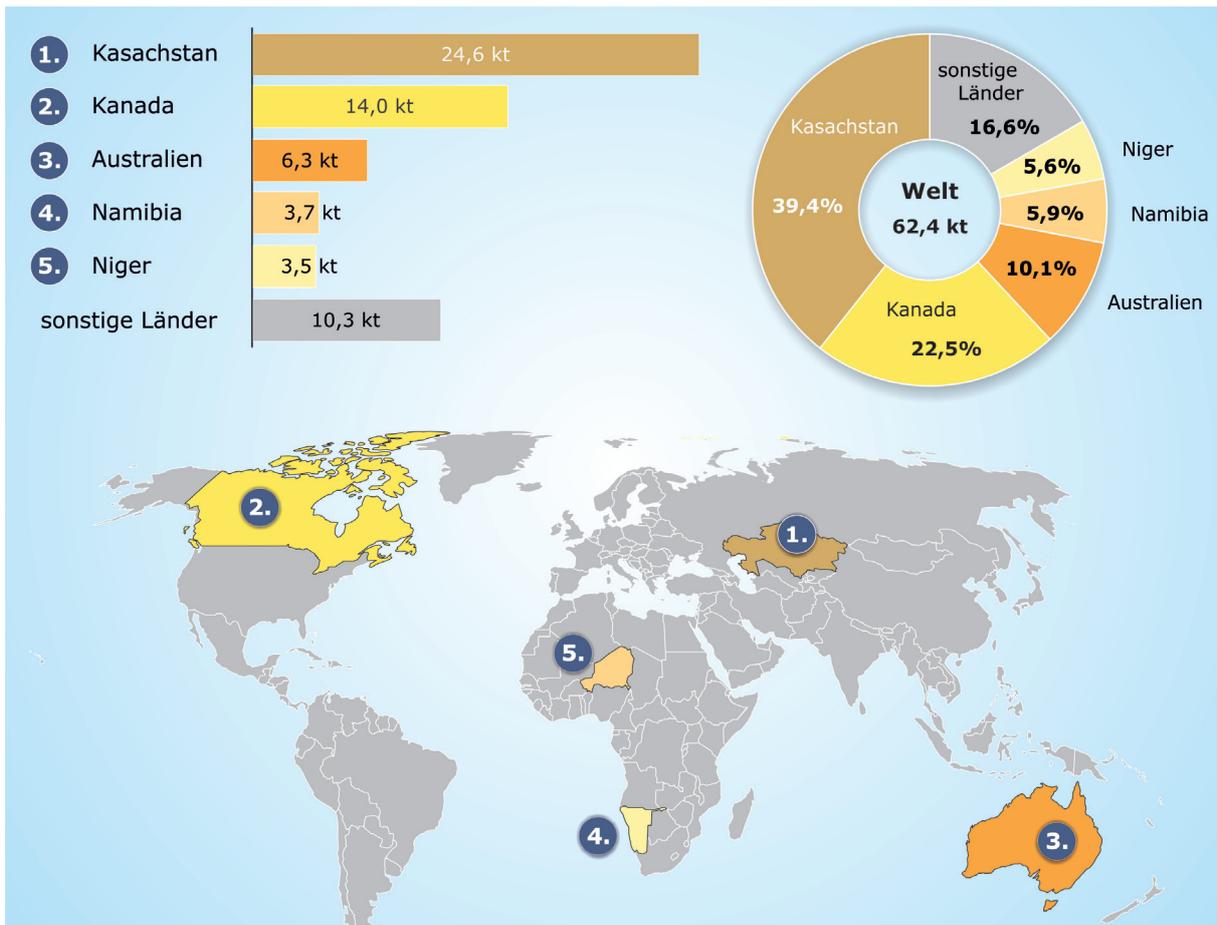


Abbildung 3-16: Die größten Uranförderländer 2016.

Weltweit wird Uran hauptsächlich über langfristige Lieferkontrakte gehandelt. Uranlieferungen an die Mitgliedsstaaten der EU lagen 2016 bei 14.325 t U (Minus 1.665 t U bzw. 10,4 %). Der Anteil von Lieferungen aus Spotmarkt-Verträgen lag bei lediglich 3 % (European Union 2017). Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen. Der seit 2011 bestehende Trend fallender Uranpreise (Stand Jan. 2011: 188 USD/kg U), ausgelöst durch die Folgen der Reaktorunfälle in Fukushima mit der Abschaltung von 48 Reaktoren in Japan und 8 Reaktoren in Deutschland, setzte sich auch im fünften Jahr in Folge fort. So fielen im Jahresverlauf 2016 die Spotmarktpreise von 90,2 USD/kg U auf 52,7 USD/kg U und betragen somit rund 130 USD/kg U weniger als noch 2011. Im November 2016 erreichte der Spotmarkt ein 12-Jahrestief von 46,80 USD/kg U. Eine langfristige Änderung des Spotmarktes ist derzeit nicht absehbar, auch wenn der Spotmarktpreis im 1. Halbjahr 2017 relativ stabil im Mittel bei 59 USD/kg U lag.

Der Uranpreis hat an den Stromerzeugungskosten nur einen geringen Anteil (rund 14 % an den Gesamtkosten; WNA 2017a), ist aber für die Entwicklung neuer Explorations- und Abbauprojekten maßgebend. In vielen Explorationsprojekten wurden Investitionen gestoppt oder reduziert. Die Zahl der ruhenden oder verzögert fortgeführten Projekte steigt. Trotz gestiegener Förderkosten profitieren viele Uranproduzenten noch von bestehenden Langzeitverträgen, die meist eine höhere Preisgarantie beinhalten.

Mittel- bis langfristig ist weltweit eine steigende Nachfrage zu erwarten, wenn auch nicht so stark wie noch vor Jahren geschätzt (IAEA 2017a). Besonders der steigende Energiebedarf in Asien wird voraussichtlich einen wachsenden Uranbedarf zur Folge haben. Auch in Europa wird Uran als Energierohstoff langfristig weiterhin Bestand haben, trotz des zu erwartenden Rückgangs der Nachfrage aufgrund des Kernenergieausstiegs in Deutschland und des Stopps der Ausbaupläne in Italien, Schweiz und Belgien. So setzen Länder wie Finnland, Frankreich, Rumänien, Schweden, die Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Ungarn und das Vereinigte Königreich auf Kernenergie als einen wichtigen Teil ihres nationalen Energiemixes. Polen plant den Bau eines ersten Kernkraftwerkes bis 2025. Auch in der Türkei sollen zwei erste Reaktoren mit Hilfe der Russischen Föderation und Frankreichs bis 2023 gebaut werden.

Ende 2016 befanden sich 61 Kernkraftanlagen in 15 Ländern im Bau, darunter China (21), Russische Föderation (7), Indien (5), USA (4), Vereinigte Arabische Emirate (4), Pakistan (3), Südkorea (3), Japan (2), Slowakei (2), Taiwan (2), Ukraine (2), Weißrussland (2), Argentinien (1), Brasilien (1), Finnland (1), und Frankreich (1). Weitere 125 Kernkraftwerke befinden sich weltweit in der Planungs- bzw. in der Genehmigungsphase. Stilllegungen gab es in der Russischen Föderation (1), sowie in den USA (1). Seit der Nutzung von Kernreaktoren wurden 160 Reaktoren weltweit stillgelegt (Stand: Januar 2017). Davon wurden 15 Reaktoren (inkl. Forschungsreaktoren und Prototypen) vollständig zurückgebaut (WNA 2017b). In Europa wurden vier Stilllegungsprojekte vollständig abgeschlossen, davon allein drei in Deutschland (BfS 2015). Neu in Betrieb genommen wurden sechs Kernkraftwerke in China sowie jeweils eins in Indien, Pakistan, Russische Föderation und USA. Von den 2016 weltweit 448 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken mit einer Gesamt-Nettoleistung von 391 GW_e (IAEA 2017b) wurden rund 63.404 t Natururan verbraucht. Der Hauptteil davon stammte mit 62.895 t aus der Bergwerksproduktion.

Die Welt-Bergwerksförderung von Uran lag in den vergangenen fünf Jahren zwischen 58.395 t U und 62.413 t U bei einem jährlichen Verbrauch von über 63.000 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 wurden sukzessive abgebaut. Grundlage dafür waren die 1992 zwischen den USA und der Russischen Föderation geschlossenen START-Verträge, hoch angereichertes Waffenuran (HEU) in niedrig angereichertes Uran (LEU) umzuwandeln. In einem Zeitraum von 20 Jahren wurden 500 t russisches HEU – dies entspricht der Menge von rund 20.000 Sprengköpfen – in 14.446 t LEU umgewandelt (WNA 2017c). Beide Staaten initiierten bereits 2010 einen NEW-START Vertrag zur Abrüstung weiterer Atomwaffen, um das enthaltene Uran zu nutzen. Dieser Vertrag wurde 2011 ratifiziert und hat bis 2020 Gültigkeit.

Zusätzlich zur Bergwerksförderung steht damit für den künftigen Verbrauch Uran aus Lagerbeständen und der Abrüstung von Atomwaffen zur Verfügung. Eine weitere Quelle für Uran ist die Wiederaufarbeitung von Brennelementen. Hier wird aktuell von Seiten der Industrie an der Effizienzerhöhung von wieder aufbereitetem Material gearbeitet. Insbesondere die Nutzungsdauer von Material (Wiederverwertbarkeit) sowie stoffliche Verbesserung (Ressourcenschonung) stehen im Fokus. Der Prozess der Wiederaufbereitung ist nicht unumstritten. So entstehen nach dem ersten

Brennstoffzyklus (Kernspaltung) Folgeprodukte (u. a. Plutonium), die um ein Vielfaches höhere toxische und radioaktive Eigenschaften haben und eine Weiterverarbeitung erschweren beziehungsweise kostenintensiver machen. Derzeit nutzen rund 8 % der weltweit operierenden Kernreaktoren wiederaufbereitetes Material (sog. MOX-Brennstoffe) (OECD-NEA/IAEA 2016).

Aus rohstoffgeologischer Sicht steht ein ausreichendes Potenzial zur Verfügung, um eine langfristige weltweite Versorgung mit Uran zu gewährleisten. Die aktuelle Reduzierung von einigen Explorationsprojekten ist ausschließlich den temporären wirtschaftlichen Bedingungen geschuldet. Die Entwicklung neuer Abbauprojekte wird aber zeit- und kostenintensiver. Betrug die Entwicklung einer Lagerstätte in den 1970er Jahren durchschnittlich fünf bis sieben Jahre sind es heute fünfzehn bis zwanzig Jahre (URAM 2014). Jedoch sind kostenintensivere konventionelle Abbaumethoden (Tagebau, Untertagebau) rückläufig. Das sogenannte In-Situ Leaching (ISL) ist mit einem Anteil von 48 % der Uranproduktionsmethoden führend. Die durchschnittlichen Gewinnungskosten liegen hier unter 80 USD/kg U (Stand: 2016).

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches sowie der Reserven und Ressourcen an Uran liefern die Tabellen A-34 bis A-39 im Anhang.

Thorium

Thorium gilt aus wissenschaftlicher Sicht als mögliche Alternative zum Uran. Derzeit wird Thorium aber nicht für die Energieerzeugung genutzt. Weltweit sind keine mit Thorium gespeisten kommerziellen Reaktoren in Betrieb. Thoriumvorkommen werden dennoch durch die in den letzten Jahren zunehmende Explorationen nach anderen Rohstoffen (Uran, Seltene Erden, Phosphat) mit erfasst und bewertet. Generell kommt Thorium drei- bis viermal häufiger in der Erdkruste vor als Uran (ca. 6 g/t bis 10 g/t). Für 2016 werden gut 6,35 Mt Ressourcen ausgewiesen.

3.6 Tiefe Geothermie

Die Tiefe Geothermie zählt als einziger Energieträger im geologischen Bereich zu den erneuerbaren Energien, da die Abnahme der im Erdinneren vorhandenen Erdwärme in Relation zu menschlichen Zeiträumen vernachlässigbar ist. Sie wird daher gesondert von den sonstigen erneuerbaren Energien (Kap. 3.7) betrachtet.

In den ersten drei Quartalen des Jahres 2016 wurden weltweit in 23 der 24 geothermisch Strom erzeugenden Ländern 44 neue geothermische Kraftwerke mit insgesamt über 1.560 MW_e errichtet (GEA 2016). In Betrieb gingen davon Anlagen mit einer geschätzten installierten Leistung von insgesamt 900 MW_e. Dies entspricht dem größten Zuwachs in den letzten zehn Jahren (IRENA 2017a). Der Hauptzuwachs konzentriert sich auf die drei Länder Kenia, Türkei und Indonesien. Angaben über den Zuwachs variieren je nach Datenquelle zwischen 29 MW_e und 518 MW_e für Kenia sowie 95 MW_e bis 205 MW_e für Indonesien (Tab. 4). Unterschiedliche Zahlen werden auch für den weltweiten Zubau der installierten Leistung vermeldet, wobei IRENA einen größeren Zuwachs angibt als BP und REN21. Schaut man sich die Daten für die weltweit geothermisch erzeugte Strommenge genauer an, ergibt sich ein anderes Bild: REN21 (2017) benennt eine produzierte Strommenge von 78 TWh_e. Dies entspräche einem Zuwachs von 4 % (3 TWh_e) gegenüber dem Vorjahr, IRENA

meldet 81 TWh_e, einen Zuwachs von 6 % gegenüber dem Vorjahr (76 TWh_e). Faktoren wie Zeitpunkt der Abfrage, Art der Datenerhebung, oder Bauverzögerungen und Produktionsunterbrechungen, führen vermutlich zu unterschiedlichen Datensätzen.

Unabhängig vom verwendeten Datensatz bleibt jedoch der Anteil des global geothermisch erzeugten Stroms gegenüber der gesamten Stromproduktion mit etwa 0,3 % weiterhin sehr gering. Den Großteil der Stromversorgung decken mit mehr als drei Viertel weiterhin nicht-erneuerbare Energierohstoffe (REN21 2017).

Aktuelle Daten einzelner Länder für das Jahr 2016 liegen weltweit derzeit nicht vollständig vor. Abbildung 3-17 gibt einen Überblick über die Länder, die Tiefe Geothermie zur Stromproduktion nutzen. Die Daten basieren im Wesentlichen auf Daten von 2015.

Tabelle 4: Vergleich publizierter Daten installierter geothermischer Leistung (MW_e) für das Jahr 2016.

Datenquelle	Kenia Zubau (Gesamt)	Indonesien Zubau (Gesamt)	Türkei Zubau (Gesamt)	Welt Zubau (Gesamt)
REN21 (2017)	29 MW _e (600 MW _e)	205 MW _e (1.600 MW _e)	197 MW _e (800 MW _e)	447 MW _e (13500 MW _e)
IRENA (2017a)	518 MW _e (1.116 MW _e)	95 MW _e (1.534 MW _e)	197 MW _e (821 MW _e)	890 MW _e (12.647 MW _e)
BP (2017)	71 MW _e (676 MW _e)	189 MW _e (1.590 MW _e)	151 MW _e (775 MW _e)	439 MW _e (13.438 MW _e)

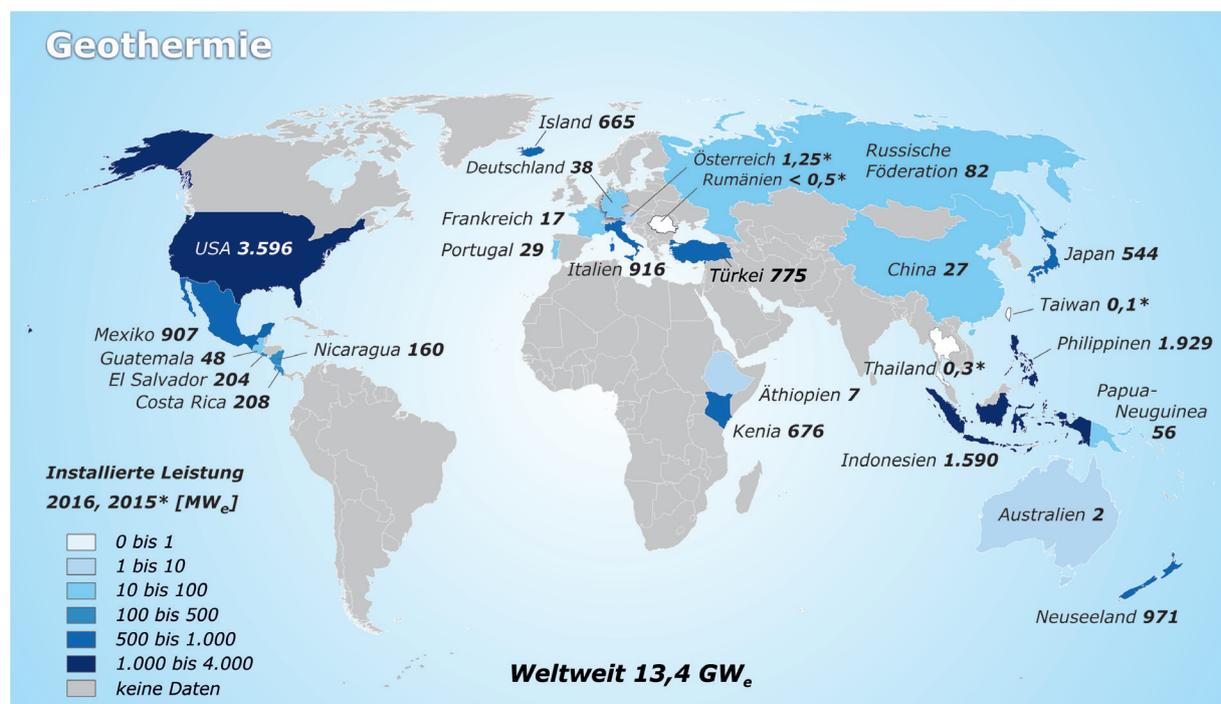


Abbildung 3-17: Länder, welche Tiefe Geothermie zur Erzeugung von Elektrizität nutzen. Aufgrund der begrenzten Datenlage für 2016 wurden teilweise Daten mit Stand von 2015 dargestellt.

Führend im Bereich geothermischer Stromproduktion sind weiterhin die USA (3,6 GW_e) und dort insbesondere Kalifornien, unverändert gefolgt von den Philippinen (1,9 GW_e) und Indonesien (1,6 GW_e). Diese Reihung könnte sich in den kommenden Jahren ändern, da Indonesien ab 2018 mit zusätzlichen Leistungen der Kraftwerke Sarulla und Karaha eine installierte Leistung von insgesamt mehr als 2.020 MW_e erreichen will (Indonesia Investments 2017). Bis 2021 erwartet die indonesische Regierung einen Zuwachs auf dann 3,4 GW_e (EEK, 2017b). Für Indonesien wäre das ein großer Schritt zur Diversifizierung des Energiesektors, da der Stromsektor derzeit noch zu mehr als der Hälfte von Kohle abhängt. Probleme in der Stromverteilung, eine Vernachlässigung des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Vergangenheit führte dazu, dass im Jahr 2016 in Indonesien 23 Millionen Menschen noch immer keinen Zugang zu Strom hatten (ADB 2017).

Im europäischen Energiesektor zeichnen sich auch in Europa Veränderungen ab. In den Mitgliedstaaten der EU steigt der Anteil erneuerbarer Energien. Die Bereitstellung bewegt sich weg von einem zentralisierten, angebotsbasierten Versorgungssystem mit wenigen großen Anbietern hin zu einer mehr dezentralisierten und breiter aufgestellten Infrastruktur (EEA 2017). Die nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien (NREAP) der EU-Mitgliedstaaten sehen dabei auch den Ausbau geothermischer Energie vor. Der Anteil am Endenergieverbrauch soll in der EU bis zum Jahr 2020 auf annähernd 11.000 GWh (entsprechend 943 ktoe) steigen. Ausgehend vom Jahr 2015 mit etwa 6.200 GWh wäre zur Erreichung des Zieles ein Zuwachs von etwa 70 % nötig. Der größte Zubau erfolgt momentan außerhalb der EU-28 in der Türkei. EGEC (2017) geht davon aus, dass die installierte Leistung in Europa von derzeit 2,5 GW_e bis 2020 auf 3 GW_e steigen wird.

Auch im Bereich der Wärmenutzung liegen für 2016 bisher keine weltweit umfassenden Länderdaten vor. Global gesehen wurden im Bereich der Wärmenutzung 1,3 GW_{th} Leistung (ohne Wärmepumpen) neu installiert. Die gesamte installierte Leistung wächst in 2016 auf 23 GW_{th} an. Die erzeugte Wärme betrug 79 TWh_{th} (REN21 2017), ein Zuwachs von mehr als 6 %. Die stetige Zunahme geothermisch genutzter Wärme setzt sich damit auch in 2016 fort. Größter Nutzer ist China, gefolgt von der Türkei, Japan und Island (REN21 2017). In Europa sind im Jahr 2016 mehr als 260 Wärme-nutzende Anlagen in Betrieb (REN21 2017). Die installierte Leistung beträgt 4 GW_{th}. Schwerpunktländer sind hier Frankreich, Niederlande, Deutschland und Ungarn. Allerdings ist der Zuwachs noch weit von den Ausbauzielen, welche die Mitgliedstaaten der EU in ihren NREAP formuliert haben, entfernt. Im Bereich geothermisch erzeugter Wärme liegt das Ausbauziel der EU bei annähernd 31 TWh (entsprechend 2.646 ktoe) bis zum Jahr 2020. Zur Erreichung des Ziels wäre im Zeitraum 2014 bis 2020 eine jährliche Wachstumsrate von 25 % notwendig.

Eine Zusammenstellung der verfügbaren länderspezifischen installierten Leistung (elektrisch und thermisch), Verbrauch (elektrisch) sowie dem technischen Potenzial (Ressourcen) der Tiefen Geothermie liefern die Tabellen A-40 bis A-42 im Anhang.

Experten aus drei Ländern wurden für die vorliegende Energiestudie gebeten einen Fragebogen mit folgenden Fragen zu beantworten:

- (1) Charakteristische Zahlen zur Geothermie sowie geologische und geophysikalische Charakteristik(en) der geothermalen Reservoirs
- (2) Wie würden sie die Zukunftsperspektiven und Chancen der Geothermie in Ihrem Land beurteilen?
- (3) Welche besonderen Herausforderungen sehen Sie in Ihrem Land für die Geothermie?
- (4) Wie würden Sie die Akzeptanz der Geothermie in Ihrem Land einschätzen?



Dr. Sven Teske

Forschungsdirektor
Institute for Sustainable Futures, University of Sydney
<https://www.ufs.edu.au>

AUSTRALIEN

Zu (1) Obwohl Australien exzellente geothermische Ressourcen aufweisen kann, liegen diese jedoch in den meisten Fällen sehr weit entfernt vom Stromnetz oder großen Abnehmern, die den Strom kaufen könnten. Etwa ein Prozent der geschätzt vorhandenen geothermischen Energie flacher als 5 Kilometer und heißer als 150°C könnten Australiens gesamten Energiebedarf für 26.000 Jahre decken (basierend auf Daten von 2004 bis 2005).

Zu (2) Das Interesse an geothermischer Energie in Australien, insbesondere jener zur Stromproduktion, war Anfang 2000 sehr groß. Aufgrund mehrerer Fehlschläge – im Wesentlichen im Bereich Bohrung und Finanzierung – ließ die Unterstützung signifikant nach.

ARENAs (Australian Renewable Energy Agency) international geothermische Expertengruppe erwartet, dass eine geothermische Stromproduktion im großen (industriellen) Maßstab nicht vor 2020 kommerziell realisierbar sei. Die wettbewerbsfähige Nutzung der Technologie wäre bis 2030 nur möglich in Verbindung mit traditionell betriebenen fossilen Kraftwerken und mit Hilfe eines hohen CO₂-Preises unter Annahme eines besonders günstigen Szenarios für Kostenreduktion.

Zu (3) Die aktuellen geothermischen Ressourcen in Australien sind sehr weit entfernt von den Bedarfszentren. Australien hat exzellente Solar- und Windressourcen. Geothermische Energie ist daher für die Mehrheit der Energieprojekte ökonomisch nicht durchführbar.

Zu (4) Ok. Hier gibt es im Grunde überhaupt keine Debatte über geothermische Energie. Die Misserfolge der Vergangenheit haben bei den australischen Energieexperten zu einer extrem kritischen Haltung gegenüber geothermischer Energie geführt.



Dr. Josef Weber

wissenschaftlicher Mitarbeiter
Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG)
<https://www.geotis.de>; <http://www.geothermie.de>.

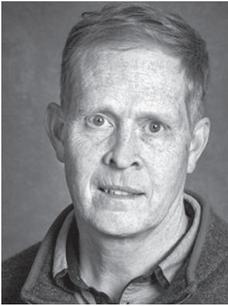
Zu (1) *Geothermale Reservoirs, die in Deutschland für eine wirtschaftliche Nutzung in Frage kommen, sollten eine Durchlässigkeit von mindestens 500 mD, eine Porosität von über 20 % und eine Mindestmächtigkeit von 20 m aufweisen (Rockel et al. 1997). Diese Voraussetzungen lassen sich vor allem in drei Regionen finden. Im östlichen Teil des Norddeutschen Beckens werden hauptsächlich die Sandsteine des Rhät, Lias, Doggers, der Unterkreide und des Mittleren Buntsandsteins als geeignet angesehen, während im Oberrheingraben der Obere Muschelkalk sowie der Buntsandstein für eine geothermische Nutzung in Betracht kommen. Die meisten aktuellen geothermischen Projekte werden im Süddeutschen Molassebecken durchgeführt und zielen im östlichen Teil auf den Malm (Oberer Jura) als aussichtsreichste Formation für eine erfolgreiche geothermische Nutzung ab. Im westlichen Teil des Beckens liegen in den Formationen des Oberen Juras und des Oberen Muschelkalks Erfolg versprechende Bedingungen vor.*

Zu (2) *In den letzten 10 Jahren hat sich die installierte geothermische Wärmeleistung verdreifacht. Die installierte elektrische Leistung hat sich im gleichen Zeitraum sogar verzehnfacht. Aufgrund der vielen Vorteile, die die Geothermie mit sich bringt, ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend fortsetzen wird. Durch die Unabhängigkeit von Tages- und Jahreszeiten kann die Geothermie als grundlastfähig betrachtet werden, was sie klar von Solar- und Windenergie abhebt. Zudem entstehen beim Betrieb von geothermischen Anlagen keine klimaschädlichen Gase, und auch der Platzbedarf ist äußerst gering. Wenn man bedenkt, dass 54 % des deutschen Primärenergieverbrauchs auf die Bereitstellung von Wärme entfallen, wird deutlich, dass die Geothermie einen großen Beitrag für die Energiewende leisten kann. Dazu bietet die Geothermie eine Vielzahl von Nutzungsarten (Fernwärme, Wärme für Gewächshäuser, Brauereien, Fischzucht, Schwimmbäder etc.); die Anwendungen sollten im Idealfall nach dem Kaskadenprinzip erfolgen.*

Zu (3) *Eine der größten Herausforderungen für tiefe Geothermieprojekte in Deutschland stellen die hohen Kosten für die Niederbringung der Bohrungen dar, und es bleibt auch bei umfangreichen Explorationsmaßnahmen das Risiko bestehen, dass eine Bohrung nicht fündig ist. Aus diesem Grund wird ein hoher Forschungsaufwand betrieben, um alternative Bohrverfahren zu entwickeln, die ein schnelleres und kostengünstigeres Abteufen ermöglichen.*

Aktuell gibt es außerdem die Befürchtung, dass durch das kürzlich beschlossene Standortauswahlgesetz, das die Suche nach einem untertägigen Endlager für radioaktive Abfälle regelt, Genehmigungsverfahren für neue Projekte erheblich verzögert werden. Vor jedem Bohrvorhaben mit Tiefen von mehr als 100 m muss amtlich sichergestellt werden, dass kein für ein Endlager geeignetes Wirtsgestein durchörtert wird. Scheidet die Bohrlokation aufgrund von Ausschlusskriterien wie zum Beispiel aktive Störungen oder vulkanische Aktivität als Endlagerstandort aus, muss zusätzlich vom neuen Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit (BfE) eine Genehmigung erteilt werden.

Zu (4) *Grundsätzlich wird die Geothermie in Deutschland aufgrund der oben genannten Vorzüge als sinnvolle Alternative zu anderen Energieformen angesehen. Aufgrund einzelner Negativbeispiele (Stichwort induzierte Seismizität) bestehen jedoch auch Vorbehalte, die oft durch Unkenntnis und Desinformation verstärkt werden. Daher ist es wichtig, die Akzeptanz der Öffentlichkeit durch Bereitstellung von Information und Aufklärung über Risiken zu gewinnen. Die Bürger sollten über den gesamten Projektzeitraum eingebunden und alle Arbeitsschritte transparent kommuniziert werden. Wenn dies berücksichtigt wird, stehen die Bürger auch hinter den Projekten, wie man zum Beispiel an der öffentlichen Zustimmung im Raum München erkennen kann.*



Dr. Patrick Dobson

Leiter Geothermal Systems Program
Lawrence Berkeley National Laboratory
<https://eesa.lbl.gov/programs/geothermal-systems>

- Zu (1) In Kalifornien gibt es ein breites Spektrum an geothermischen Systemen mit unterschiedlichen geologischen und geophysikalischen Charakteristiken.
- Zu (2) Kalifornien ist der größte Produzent geothermischer Energie in den USA. Ein reichhaltiges Angebot an nicht entwickelten Ressourcen ist noch immer vorhanden (besonders in der Region Salton Sea, Südkalifornien), jedoch finden derzeit wenig neue Entwicklungen statt auf Grund niedriger Kosten für Solar- und Windkraft. Kalifornien besitzt ein großes Portfolio an erneuerbaren Energien (<http://www.energy.ca.gov/portfolio>), jedoch spornete dies nicht die geothermische Entwicklung mit ihren höheren Kosten an.
- Zu (3) In den USA gibt es ein reichhaltiges Angebot an geothermischen Ressourcen. Eine Anzahl an Hemmnissen steht der Nutzbarmachung dieser Ressourcen entgegen. Dazu gehören ökonomische Hemmnisse (Kosten für die geothermische Energieerzeugung sind generell höher als bei Nutzung von Wind und Solar, Ressourcen können sich in großen Entfernungen zu Märkten und Übertragungstrecken befinden), regulatorische (oft ist es schwierig und zeitaufwändig Genehmigungen von einer Vielzahl unterschiedlicher Ämter zu erhalten, die von Staat zu Staat variieren), (<https://openei.org/wiki/RAPID/Geothermal>), die Kosten zur Finanzierung geothermischer Projekte sind hoch auf Grund des mit der Exploration geothermischer Systeme verbundenen Risikos, es kann ökologische Herausforderungen geben (geothermische Systeme befinden sich oft in oder in der Nähe von Naturschutzgebieten), es kann soziale Herausforderungen geben (Mikroseismizität, Wasserverbrauch, Beeinflussung thermaler Besonderheiten an der Oberfläche, Gasaustritte, etc.) zudem kann es technische Herausforderungen geben (zum Beispiel bei der Nutzung von EGS Ressourcen – Charakterisierung von Ressourcen, Generierung von Reservoirien, Nachhaltigkeit der Ressourcen, etc.)
- Zu (4) Die Akzeptanz in der Öffentlichkeit ist gemischt – die meisten Menschen sind sich im Allgemeinen der geothermischen Energie nicht besonders bewusst. Es gibt eine Opposition in bestimmten Gemeinden, die eine Beeinflussung der lokalen Wasserversorgung bzw. der Wasserqualität oder die Erzeugung von Mikroseismizität durch geothermische Aktivität befürchten.

3.7 Erneuerbare Energien

Die Weltgemeinschaft hat Ende 2015 bei der UN-Klimakonferenz in Paris ein völkerrechtlich verbindliches Klimaabkommen beschlossen, das die globale Erwärmung auf deutlich unter 2°C begrenzen soll (UNFCCC 2015). Voraussetzung für das Inkrafttreten war die Ratifizierung von mindestens 55 Staaten, die für mindestens 55 % der gesamten globalen Treibhausgasemissionen verantwortlich sind. Nach der Ratifizierung von in dieser Hinsicht bedeutenden Ländern wie den USA⁴ und China am 3. September 2016 sowie der Europäischen Union (inklusive Deutschland) am 5. Oktober 2016 (UNFCCC 2016) wurden die Bedingungen dafür erfüllt, dass das Abkommen am 4. November 2016 in Kraft treten konnte. Derzeit haben 169 Staaten das Abkommen ratifiziert (Stand: November 2017). Zur Erreichung der formulierten Ziele des Pariser Abkommens ist die Energiewende mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien als zentrale Energiequelle und weiteren flankierenden Maßnahmen unabdingbar.

In 2016 wurden bereits 17,4 % des globalen Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt (Abb. 3-2 PEV WELT). Über die Hälfte entfallen auf die biogenen Energieträger, wobei der Hauptanteil mit rund 70 % auf fester Biomasse und im speziellen auf Brennholz beruht. Noch heute werden vor allem in Entwicklungsländern vorwiegend Holz und Holzkohle zur Energiegewinnung genutzt, aber auch in Industrieländern steigt die Anzahl privat genutzter Anlagen wie Kaminöfen oder Pelletheizungen zur Wärmeengewinnung. Nach der Biomasse ist die Wasserkraft als weitere „klassische“ regenerative Energiequelle mit einem Anteil von rund 6,4 % am globalen Primärenergieverbrauch die zweitstärkste Kraft. Nur zu rund 1,6 % tragen die „modernen“ erneuerbaren Energien wie die Sonnen- oder Windenergie zur Deckung des globalen Primärenergieverbrauchs bei. Deren Ausbau verzeichnet in den letzten Jahren die höchsten Zuwachsraten.

Wie im Vorjahr wurden die global neu installierten Stromerzeugungskapazitäten vor allem durch den Zubau von erneuerbaren Energien erbracht. Ihr Anteil in 2016 betrug rund 62 % (2015: 77 %). Damit übersteigt der jährliche Zubau von erneuerbaren Energien den Zubau der fossilen Energien zur Stromerzeugung. Ein Grund sind die in vielen Ländern politischen Rahmenbedingungen, die den Ausbau von erneuerbaren Energien begünstigen. Aber auch Technologiekosten, insbesondere der Solar- und Windenergie, sind in den letzten Jahren deutlich gesunken (FS-UNEP 2017) und führen zu einer besseren Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien. In 2016 sind Neustallationen auf dem Stromsektor vor allem bei der Photovoltaik maßgebend. Rund 43 % der neuinstallierten Leistung der erneuerbaren Energien wurden durch den Zubau von 71 GW Photovoltaikanlagen umgesetzt. Die Hälfte davon wurde allein in China installiert. Bei der Windkraft und Wasserkraft sind zusätzliche Kapazitäten von jeweils 51 GW und 35 GW in 2016 dazu gekommen.

Trotz des immensen Zubaus von erneuerbaren Energien, sind Investitionen in neue Projekte um 23 % auf insgesamt 242 Mrd. USD in 2016 gesunken (REN21 2016). Hauptgrund sind Verlagerungen von Investitionen im chinesischen Markt, wo rund ein Drittel der globalen Kapitalanlagen in erneuerbare Energien getätigt werden. Chinas Investitionen in neue Projekte reduzierten sich von rund 115 Mrd. USD in 2015 auf 78 Mrd. USD in 2016. Hintergrund dafür ist die Annahme Chinas eines zukünftig verlangsamten inländischen Strombedarfs und einer Konzentration von Investitionen in das bestehende Netz, um deren Potenzial umfassend nutzen zu können (FS-UNEP 2017).

⁴ Im Juni 2017 gab der Präsident der USA Donald Trump den Ausstieg aus dem Pariser Klimaabkommen bekannt. Wirksam werden soll der Rückzug der USA allerdings erst im Jahr 2020.

Ein zweiter Grund für sinkende Investitionen, ist den Folgen des global wachsenden Marktes der erneuerbaren Energien geschuldet. So führen niedrigere Entwicklungskosten und immer effektivere Herstellungsprozesse zu allgemein sinkenden Technologiekosten und letztendlich auch zu einem verringerten Kapitaleinsatz.

Weltweit liegt die Kapazität zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei rund 2.008 GW (Abb. 3-18). Im Vergleich dazu standen rund 421 GW (brutto) aus der Kernenergie 2016 global zur Verfügung. Hauptkraft der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist mit rund 1.246 GW installierter Leistung (rund 62 %) die Wasserkraft, gefolgt von Windkraft (467 GW; 23 %) und Photovoltaik (291 GW; 15 %). China ist mit über einem Viertel der global installierten Leistung (546 GW) an erneuerbaren Energien führend. Allein 334 GW entfallen in China auf Wasserkraft sowie weitere 149 GW auf Windkraft. In den USA (215 GW), Brasilien (123 GW) und Deutschland (105 GW) sind weitere 442 GW an erneuerbaren Energien installiert. Diese vier Länder decken nahezu die Hälfte der weltweit installierten Leistung aus erneuerbaren Energien ab (Tab. A-44 im Anhang).

Deutschland ist bei der Photovoltaik mit über 41 GW installierter Leistung zur Stromerzeugung weltweit unter den ersten drei marktdominierenden Ländern. In 2016 sind 1,4 GW Leistung neu installiert wurden. Marktführer bleibt aber China mit über 77 GW installierter Leistung (2016: neu 34 GW), gefolgt von Japan mit 42 GW. Ein Rekordzubau erfolgte 2016 in den USA, wo zusätzliche Kapazitäten von 11 GW neu installiert wurden. Diese vier Länder decken über 65 % der global zur Verfügung stehenden Kapazitäten von Solarenergie ab. Die global installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Photovoltaik stieg um 32 % gegenüber dem Vorjahr auf 291 GW an (2015: 220 GW).

Erneuerbare Energien

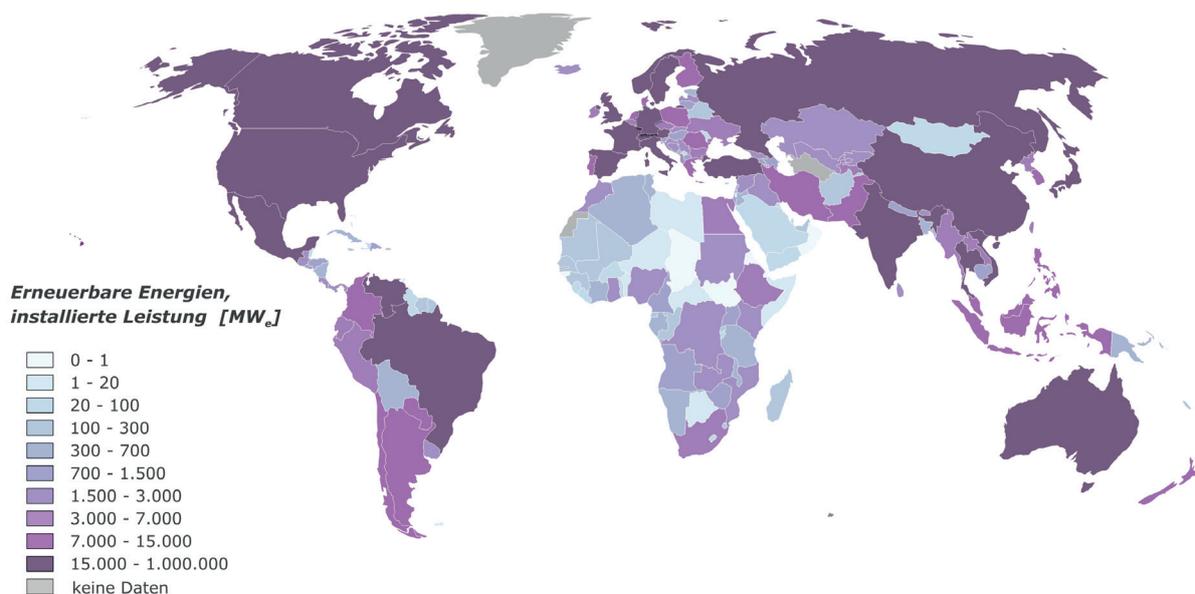


Abbildung 3-18: Gesamtpotenzial der installierten Leistung erneuerbarer Energien zur Stromgewinnung (2.008 GW): Regionale Verteilung (IRENA 2017b).

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik wird intensiv vorangetrieben. Bislang ist die Stromerzeugung aus diesen Quellen aber vergleichsweise gering. Zwar beträgt der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien an der globalen Stromerzeugung bereits 24,5 % (2015: 23,7 %), aber auch hier ist mit rund 16,6 % (rund 70 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) die Wasserkraft führend. Windkraft (4 %), Biomasse (2 %) und Photovoltaik (1,5 %) trugen 2016 insgesamt zu 7,5 % der Stromerzeugung bei (REN21 2016). In Deutschland hingegen wurde weit über die Hälfte des aus regenerativen Energien gewonnenen Stroms, im Gegensatz zur globalen Stromerzeugung aus regenerativen Energien bei der die Wasserkraft dominiert, aus Windkraft (77 Mrd. kWh; 12 % des deutschen Strommixes) und Biomasse (51,6 Mrd. kWh; 8 % des deutschen Strommixes) gewonnen (Kapitel 2.2).

Die von den Erneuerbaren gewonnene Energie wird global primär dort zur Stromgewinnung genutzt, wo auch die größten Kapazitäten installiert sind (Tab.A-44 im Anhang). Im internationalen Vergleich (Tab. A-43 im Anhang) dominieren China (263,1 Mtoe), die USA (143 Mtoe), Brasilien (105,9 Mtoe), und Kanada (97 Mtoe). Über die Hälfte der weltweit zur Stromgewinnung genutzten Energie aus erneuerbaren Energiequellen erfolgte von diesen vier Ländern (Abb. 3-19).

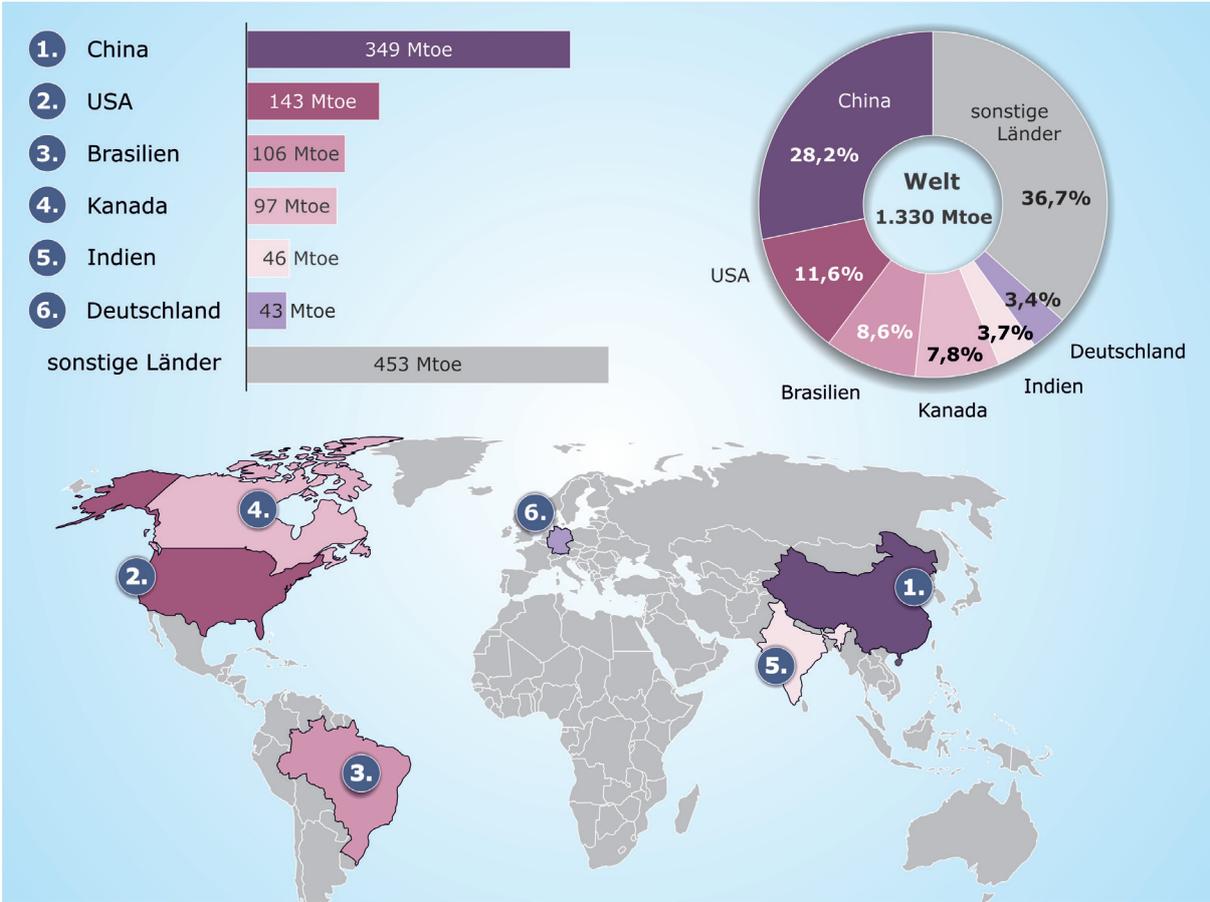


Abbildung 3-19: Die größten Nutzer erneuerbarer Energien zur Elektrizitätsgewinnung 2016.

Der zu erwartende weitere Zubau wird den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zukünftig weiter wachsen lassen. Hier sind neben den geographischen Voraussetzungen insbesondere die Strategien und Ziele der Staaten maßgebend dafür, welcher Entwicklungspfad zum Ausbau von erneuerbaren Energien eingeschlagen wird. So werden in Dänemark, Irland, Portugal, und Uruguay bereits heute jeweils über 20 % des Strombedarfs durch Windenergie gedeckt (REN21 2016). Island deckt seinen Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien (72,6 % Wasserkraft; 27,3 % Geothermie; 0,1 % Windkraft) (IEA 2017e). In Deutschland wurden 2016 rund 29 % (2015: 32 %) des Strombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt (Kapitel 2.2).

Auch im Verkehrs- und Transportsektor gewinnen erneuerbare Energien, wenn auch deutlich langsamer als zur Stromgewinnung, in Form von Biokraftstoffen (Ethanol und Biodiesel) an Bedeutung. Derzeit tragen Biokraftstoffe, gemessen am globalen Endenergieverbrauch, zu 0,8 % bei. Die globale Produktion hat sich dabei in den letzten 12 Jahren von rund 30 Mrd. Liter (2004) auf rund 135 Mrd. Liter (2016) mehr als vervierfacht (REN21 2016) und ein weiterer Anstieg ist zu erwarten. Bei der Produktion sind die USA und Brasilien führend. Über 70 % der Ethanolkraftstoffe und Biodiesel stammen aus diesen beiden Ländern. Die Produktion von Holzpellets zur Wärmegewinnung stieg von rund 4 Mt (2004) auf rund 24 Mt (2014). Europa und Nordamerika sind hierbei die maßgeblichen Produzentenregionen. Wurden in Europa (EU-28) 2004 noch rund 2 Mt Holzpellets produziert, waren es 2015 bereits rund 14,1 Mt (AEBIOM 2016). Der Bedarf in Europa, aber auch in Asien ist in den letzten Jahren signifikant gestiegen (IEA 2015b) und kann aus eigener Förderung bereits kaum mehr gedeckt werden. Größter Exporteur dabei ist heute Nordamerika. Rund 5,76 Mt Holzpellets wurden 2015 aus Nordamerika nach Europa exportiert (AEBIOM 2016). Allein der Inlandsbedarf in Deutschland berechnet sich auf 2 Mt/a (2006: 470 kt) (DEPI 2016), wird aber zunehmend durch inländische Produktion gedeckt.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen installierten elektrischen Leistung sowie des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien liefern die Tabellen A-43 bis A-44 im Anhang.

4 ENERGIEROHSTOFFE IM FOKUS (SONDERTHEMEN)

4.1 Lithium – Ein Schlüsselrohstoff der Energie- und Mobilitätswende

Lithium gilt dank seiner spezifischen Eigenschaften als einer der Schlüsselrohstoffe der Energie- und Mobilitätswende. Vor allem dem Bereich der Energiespeicherung mittels Lithium-Ionen-basierten Batterien kommt hierbei besondere Bedeutung zu. Solche Batterien spielen bereits heute eine essenzielle Rolle in Smartphones, Laptops oder Tablets und stellen aktuell den wichtigsten Anwendungsbereich dar. Darüber hinaus spielen die Anwendungsbereiche Keramik, Glaskeramik, Schmierstoffe, Glas und Polymere eine wichtige Rolle für den Lithiummarkt (Abb. 4-1). Lithium wird außerdem in der Gussindustrie, in der Luftaufbereitung, in nicht wiederaufladbaren Batterien (Knopfzellen), der Aluminiumherstellung und der pharmazeutischen und chemischen Industrie verwendet.

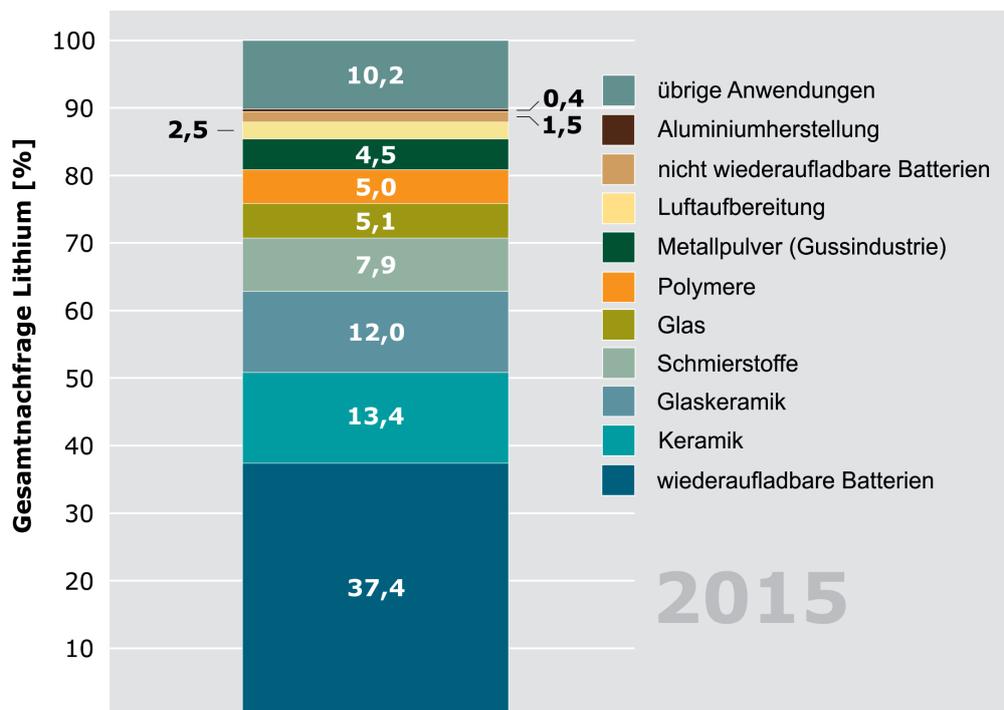


Abbildung 4-1: Verwendungsgebiete von Lithium im Jahr 2015 (Roskill 2016, USGS 2016).

Die Speicherung regenerativer Energien beispielsweise in PV-gekoppelten Batterien wird, genau wie die Erwartung vor dem Markthochlauf der Elektromobilität, zunehmend wichtiger und wird in den kommenden Jahren einen starken Wachstumstreiber für den Lithiummarkt darstellen. Nach Einschätzung der DERA wird der Anteil der wieder aufladbaren Batterien am Gesamtbedarf von ca. 37,4 % im Jahr 2015 auf 60 % bis 76 % im Jahr 2025 steigen. Entsprechend wichtig ist es, sich

mit diesen nachfragegetriebenen Rohstoffmärkten zu beschäftigen, um rechtzeitig Ausweichstrategien zur Sicherung der Rohstoffversorgung, aber auch zur Absicherung möglicher Preisausschläge zu ergreifen. Der folgende Bericht ist ein Extrakt aus der aktuellen Studie der DERA zur Rohstoffrisikobewertung zu Lithium (DERA 2017a).

Lithium wird momentan aus zwei primären Quellen gewonnen. Zum einen aus salzhaltigen Lösungen und zum anderen aus Festgesteinsvorkommen. Beide teilen sich in etwa je 50 % des Marktes. Lithium-haltige saline Lösungen werden vorrangig in Südamerika in einem Dreiländereck zwischen Chile (z. B. Salar de Atacama), Argentinien (z. B. Salar del Hombre Muerto) und Bolivien (Salar de Uyuni) gewonnen und verarbeitet (Abb. 4-2). Weitere Vorkommen finden sich in den USA (Silver Peak, Clayton Valley), aber auch in China (Tibet, Qinghai Provinz). Die Vorkommen in Bolivien und deren großes Potential werden bis dato jedoch aus unterschiedlichsten Gründen noch nicht genutzt obgleich es diese Bestrebungen gibt.



Abbildung 4-2: Solarevaporationsbecken der Firma Albemarle (Rockwood Lithium Ltda.) im Salar de Atacama (Chile) (BGR 2016).

2015 wurden weltweit etwa 33.011 t Lithium (Li-Inh.) gefördert. Das Angebot wird dabei von lediglich zwei Ländern bestimmt. Das größte Förderland war Australien mit einem Marktanteil von rund 40 %, gefolgt von Chile mit einem Marktanteil von etwa 36 %. An dritter Stelle folgt Argentinien mit einem Marktanteil von rund 11 %.

Die weltweiten Reserven von Lithium werden vom USGS (2017) auf rund 14,5 Mio. t Li-Inh. geschätzt. Der Großteil dieser Reserven konzentriert sich in Chile (51,8 %). Weitere Reserven befinden sich in China (22,1 %), Argentinien (13,8 %) und Australien (11,1 %). Meldungen von einer geologischen Verknappung von Lithium sind somit nicht nachvollziehbar.

Ein wichtiger Aspekt zum Verständnis des Lithiummarktes liegt in der Betrachtung der globalen Handelsstrukturen anhand von Nettoexporten produzierender Länder. Die vorrangig in Südamerika gewonnenen Solen werden vor Ort zu Lithiumkarbonat und/oder Lithiumhydroxid weiterverarbeitet. Diese Zwischenprodukte werden dann zum überwiegenden Teil nach China, Südkorea und Japan exportiert und zu Kathodenmaterial verarbeitet, welches dann in Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt wird. Lithium-haltige Mineralkonzentrate werden von Australien nach China exportiert, wo eine Weiterverarbeitung zu Batterievorprodukten stattfindet. Darüber hinaus werden Lithium-haltige Konzentrate auch nach Europa in die Glas- und Glaskeramikindustrie exportiert.

Die Preisgestaltung von Lithium ist sehr intransparent, da die Lithium-Produkte bisher nicht an internationalen Handelsplätzen gehandelt werden. Die Preise werden vielmehr zwischen Produzenten und Verbrauchern bilateral und abhängig von den geforderten Produktqualitäten vereinbart. Kleinere Mengen an Lithiumprodukten werden aber auch frei am Spotmarkt gehandelt, wenngleich diese Preise erheblich über den Preisen von Langzeitlieferverträgen liegen. Seit Anfang 2016 ist der Preis für Lithiumkarbonat signifikant gestiegen. Der Jahresdurchschnittspreis lag 2016 mit ca. 7.460 USD/t etwa 13 % über dem Niveau von 2015. Im April 2017 lag der Preis für Lithiumkarbonat bereits bei ca. 13.000 USD/t (Abb. 4-3).

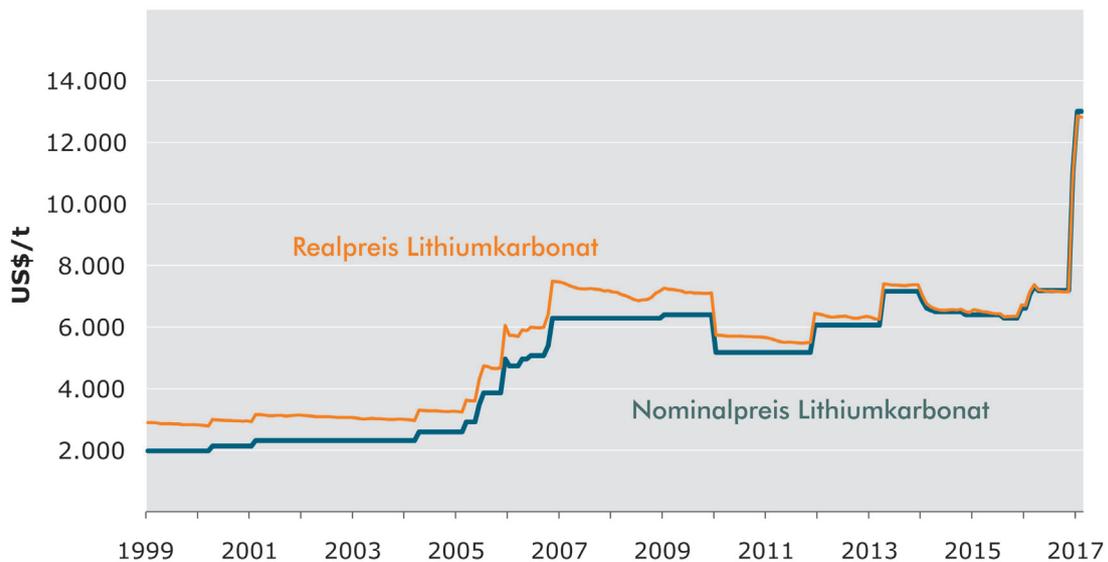


Abbildung 4-3: Entwicklungen der Nominal- und Realpreise für Lithiumkarbonat (01/1999 bis 02/2017). Daten sind mit dem Verbraucherpreisindex CPI (Ø 2016 = 100) deflationiert (DERA 2017b).

Diese massiven Preissteigerungen beruhen zum überwiegenden Teil auf der gestiegenen Nachfrage und den Prognosen für einzelne Anwendungen. Im Jahr 2015 lag der Gesamtbedarf an Lithium bei rund 33.300 t Li-Inh. Der größte Anteil entfiel dabei auf die Anwendungsbereiche wiederaufladbare Batterien, Keramik/Glaskeramik und Schmierstoffe. Diese Anwendungen machten 2015 zusammen etwa 71 % der Gesamtnachfrage aus. Bis 2025 wird von einer massiven Bedarfssteigerung ausgegangen. Je nach Marktdurchdringung der Elektromobilität wird für das Jahr 2025 von einer Gesamtnachfrage von ca. 67.500 t Li-Inh. bis 111.000 t Li-Inh. ausgegangen. Gegenüber

dem Ausgangsjahr 2015 entspricht dies einer Steigerung um den Faktor zwei bzw. drei. Auf den Bereich der wieder aufladbaren Batterien würde je nach Prognose ein Anteil an dem Gesamtbedarf von 60 % bis 76 % entfallen.

Das Angebot von Lithium, das derzeit von Chile und Australien bestimmt wird, wird sich nach Einschätzung der DERA bis ins Jahr 2025 zugunsten von Australien, Argentinien und Kanada verschieben. Der Anteil Chiles am Lithiummarkt wird danach von aktuell knapp 36 % auf unter 17 % fallen. Nach aktuellem Stand stellen neue Projekte in Australien und Argentinien sowie geplante Kapazitätserweiterungen in Australien die wichtigsten Eckpfeiler der Förderung von Lithium im Jahr 2025 dar. Auf diese beiden Länder entfallen etwa 67 % der für das Jahr 2025 geplanten zusätzlichen Produktionskapazitäten.

Für eine Bewertung der zukünftigen Marktdeckung, welche als wichtiger Indikator für Preis- und Lieferrisiken herangezogen wird, wurden von der DERA zwei Angebotsszenarien bis zum Jahr 2025 modelliert. Diese beiden Angebotsszenarien wurden mit drei Nachfrageszenarien gekoppelt. Je nach Szenario ergeben sich für das Jahr 2025 Überschussmengen von bis zu 52.600 t Li-Inh. Derart hohe Überschussmengen führen üblicherweise zu einer zeitlich verzögerten Umsetzung einzelner Projekte bzw. Skalierung der Produktion, um einem Absinken des Preisniveaus entgegenzuwirken. Lediglich in einem Szenario ergibt sich ein Defizit von ca. 22.700 t Li-Inh. Eine solche Situation könnte allerdings zu erheblichen Preis- und Lieferrisiken führen.

Das Angebot von Lithium aus dem Sekundärsektor ist bislang für das Gesamtangebot unbedeutend. Aufgrund der dissipativen Verteilung in den Endprodukten und geforderten Produktqualitäten ist die Rückgewinnung von Lithium derzeit wirtschaftlich nicht darstellbar. Das Recycling von Lithium-Ionen Batterien ist jedoch möglich und entsprechende großtechnische Prozesse stehen zur Verfügung. Bei einem Markthochlauf der Elektromobilität wird, unter Berücksichtigung der potenziellen Lebensdauer der Batterien, das Recycling und die Wiederverwertung in Zukunft eine wichtige Komponente im Rohstoffkreislauf darstellen. Ein geschlossener Kreislauf sollte hierbei oberstes Ziel sein.

4.2 Untertägige Kohlevergasung: Hintergrund, Potenziale und Risiken

Kohle wird überwiegend in der Stromerzeugung sowie für die Roheisenerzeugung in Form von Koks eingesetzt. Weltweit werden aber bereits seit vielen Jahrzehnten auch alternative Nutzungsformen von Kohle diskutiert, getestet und zum Teil industriell umgesetzt. Ziele sind hierbei, eine höhere Wirtschaftlichkeit, eine nachhaltigere Nutzung von Kohle – zum Beispiel durch Reduktion der Treibhausgasemissionen und einen geringeren Eingriff in die Umwelt – und damit die Nutzung von zusätzlichen Potenzialen der Kohlen. Eine Möglichkeit ist hier die „Untertägige Kohlevergasung“ oder „In situ-Kohlevergasung“ (englisch: *situ coal gasification* oder *underground coal gasification* – UCG). Im Folgenden werden Hintergründe dieses Verfahrens, aktuelle weltweite Entwicklungen sowie Risiken deren Anwendung aufgezeigt.

Historie und heutiger Stand

Prinzipien der untertägigen Kohlevergasung wurden erstmals 1868 beschrieben (Siemens 1868) und die erste großmaßstäbliche Anlage in den frühen 1930er Jahren in der früheren Sowjetunion, im Bergwerk Krutova (nahe Moskau) realisiert. In der damaligen UDSSR wurde im Rahmen eines Nationalprogramms zur Etablierung der untertägigen Kohlevergasung in verschiedenen Kohlengruben Synthesegas für Forschungszwecke und für die Nutzung in Gaskraftwerken gewonnen. Weitere größere Forschungs- und Nationalprogramme, vor allem in der Mitte des letzten Jahrhunderts, waren in Großbritannien, Australien und den USA angesiedelt, aber auch in China, Polen, Belgien, der ehemaligen Tschechoslowakei, Japan, Italien und Marokko wurde die untertägige Kohlevergasung in der Vergangenheit getestet (Burton et al. 2007; Gregg & Edgar 1978; Little 1972).

Viele der Forschungsprojekte wurden zum besseren Verständnis der Gewinnungsfaktoren und Risiken der untertägigen Kohlevergasung realisiert (z. B. Green 2017). Aus aktueller Sicht sind in Europa entsprechende Projekte bei denen die Gewinnung von Wasserstoff vordergründig war, wie die HUGE1 (2007-2010) und HUGE2 (2011-2014) Projekte, UCG & CO₂ Storage Projekt (2010-2012) sowie das Coal2Gas Projekt (2014-2017) (alle EU finanziert) hervorzuheben. In Deutschland wurde die untertägige Kohlevergasung bisher nicht eingesetzt, aber deutsche Forschungsgruppen beteiligten sich an größeren wissenschaftlichen Projekten, beispielsweise im Rahmen des Belgisch-Deutschen THULIN und im Coal2Gas Projekt. Erwähnenswert ist auch das in den späten 2000er Jahren durchgeführte CO₂Sinus Projekt, welches die Optionen der CO₂-Speicherung im Zusammenhang mit der untertägigen Kohlevergasung untersuchte.

Auch aktuell wird weltweit die untertägige Kohlevergasung in einigen Ländern genutzt oder getestet (Abb. 4-4). Hervorzuheben sind Südafrika, Australien, USA und China, aber auch in Polen, Pakistan, Indonesien, Neuseeland, und Bulgarien werden Projekte zur untertägigen Kohlevergasung geplant oder bereits durchgeführt. Die längste kommerzielle Nutzung findet sich in Angren (Usbekistan), wo seit 1961 das entstehende Synthesegas zur Stromerzeugung genutzt wird.

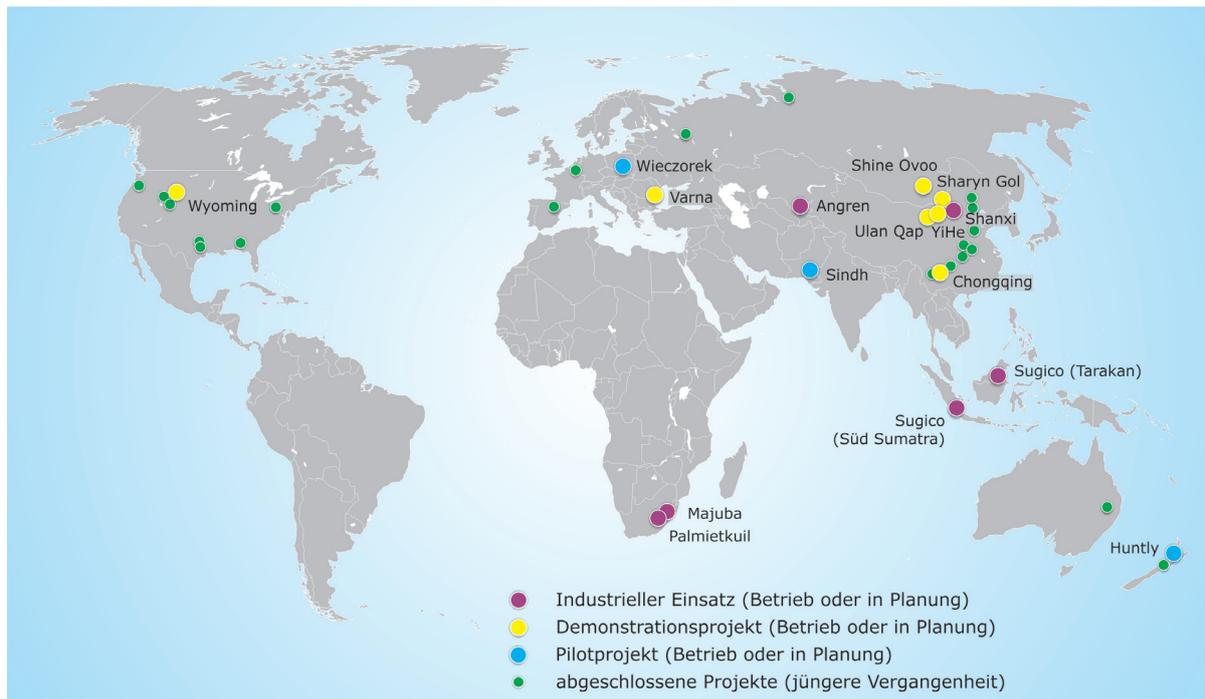


Abbildung 4-4: Überblick über aktuell laufende und in jüngerer Zeit abgeschlossene Projekte zur untertägigen Kohlevergasung. (v. a. IEA Clean Coal Centre 2009).

Prinzip der untertägigen Kohlevergasung

Bei der untertägigen Kohlevergasung werden Kohleflöze mittels einer Injektionsbohrung mit einem Sauerstoff-Dampf-Gemisch, dem Prozessgas, im Untergrund gespeist und über eine zweite Bohrung das sogenannte Synthesegas (oder Syngas) gewonnen (Abb. 4-5). Das Synthesegas besteht aus Wasserstoff und unterschiedlichen Anteilen an Methan, Kohlenstoffmonoxid, Ethan, Kohlendioxid, Stickstoff und weiteren Begleitgasen. Wasserstoff, Methan und andere Kohlenwasserstoffe können direkt oder nach einer Aufbereitung für die Verstromung, die Wärmergewinnung, den Einsatz im Transportsektor oder für die chemische Industrie genutzt werden.

Das Einbringen von sauerstoffhaltigem Prozessgas bewirkt die Selbstentzündung der Kohle. Die Zusammensetzung des Synthesegases ist dann über den Prozessgasdruck steuerbar. Ein hoher Methananteil wird zum Beispiel durch hohe Reaktionsdrücke, mäßige Temperaturen und ein geringes Sauerstoff-Wasser Verhältnis erreicht (Grüneberg 2011).

Bei der untertägigen Kohlevergasung werden verschiedene Prozesszonen unterschieden (IEA Clean Coal Centre 2009; Grünberg 2011). In die sogenannte Strömungs- und Verbrennungszone wird das Prozessgas eingeleitet. In der Verbrennungszone werden Temperaturen von etwa 900°C erreicht, und es entsteht ein Synthesegas, welches sich im weiteren Prozess in der Zusammensetzung verändert. In der Reduktionszone findet die eigentliche Vergasung bei Temperaturen zwischen 600°C und 900°C statt. Hier ist nur noch sehr wenig Sauerstoff vorhanden und es laufen heterogene Reaktionen ab, bei denen Kohlenstoffdioxid, -monoxid, Methan und Wasserstoff entstehen. In der Destillationszone findet weiterhin nahezu ohne Sauerstoff und bei erhöhten Temperaturen (ca. 200°C bis 600°C) eine Verkokung (Austreiben flüchtiger Bestandteile) und Schwelung

der Kohle statt. Während des Prozesses laufen auch pyrolytische Umsetzungen ab, bei denen länger-kettige Kohlenwasserstoffketten zu kurz-kettigen aufgespalten werden (durch das sogenannte Cracking). Im Bereich der letzten Zone, der Trockenzone, wird bei Temperaturen von 80°C bis 200°C das Synthesegas über Abzugsbohrlöcher gewonnen (nach Grüneberg, 2011).

Für die untertägige Kohlevergasung verwendbare Kohlen müssen vielfältige Voraussetzungen erfüllen (Shafirovich et al. 2008). Geeignete bituminöse Steinkohlen haben einen Gehalt < 50 % gasförmiger und < 55 % feuchter Anteile. Die minimale Flözmächtigkeit liegt, in Abhängigkeit von der Teufe, bei 0,5 m bis 10 m. Teufenbeschränkungen für die untertägige Kohlevergasung gibt es aus technischer Sicht grundsätzlich nicht, sind aber für die Wirtschaftlichkeit von Relevanz. Die in Abbildung 4-4 dargestellten Projekte nutzen Kohleflöze in Teufen von ca. 150 m bis 1.200 m (im Mittel 300 m bis 500 m).

Neben den geologischen Anforderungen an die umzusetzende Kohle, sind auch hydrogeologische und tektonische Kriterien der umgebenden Gesteinsschichten von Bedeutung wie beispielsweise der Grad der Isoliertheit tiefliegender Gesteinsschichten, das Vorhandensein tiefer salinärer Grundwasserleiter oder die strukturelle Integrität der Deckschichten.

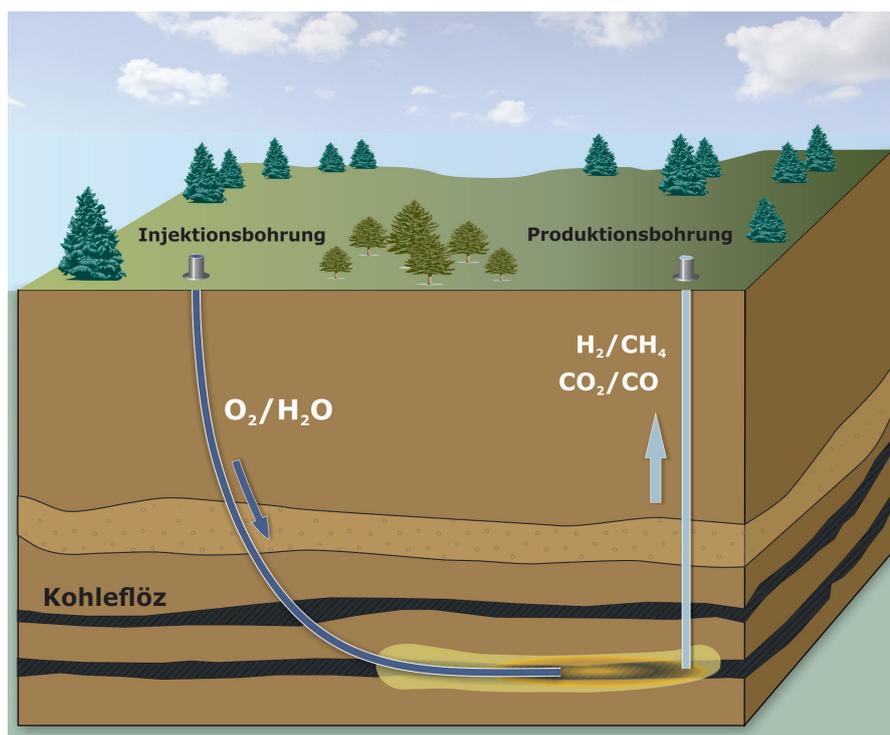


Abbildung 4-5: Prinzip der Untertagekohlevergasung (ohne Prozesszonen; nach Grüneberg 2011).

Chancen und Risiken

Aus ökonomischer Sicht weist die untertägige Kohlevergasung signifikante Potenziale auf. So ist zum Beispiel die Gewinnung von Synthesegas aus der untertägigen Kohlevergasung etwa 25 % bis 50 % günstiger gegenüber der übertägigen Vergasung (Friedmann et al. 2009). Zudem sind

die Belastungen, die mit dem klassischen Kohlenbergbau einhergehen (z. B. erschwerte Arbeitsbedingungen) bei der Verwendung der Technik reduziert und auch der Flächenbedarf ist geringer. Synergien mit anderen Technologien können als weitere Chancen der untertägigen Kohlevergasung angesehen werden. So wird in vielen Projekten die kombinierte Anwendung von untertägiger Kohlevergasung und dem nachfolgenden Verfüllen der Hohlräume mit abgeschiedenem CO₂ angestrebt (z. B. Durucan et al. 2014, Green 2017), so auch beispielsweise für das EU finanzierte Demonstrationsprojekt in Varna (Rumänien). Derartige Projekte zielen darauf ab, CO₂-Emissionen vor Ort zu minimieren und damit die Akzeptanz des Verfahrens zu erhöhen.

Risiken der untertägigen Kohlevergasung werden unterschiedlich bewertet. Schwierigkeiten, die auftreten können sind häufig assoziiert mit der Steuerung und Überwachung des untertägigen Prozesses, welcher direkt oder indirekt Umweltrisiken birgt (Grüneberg 2011). Mögliche Auswirkungen sind Einflüsse auf das Grundwasser durch die Verunreinigung mit toxischen organischen Verbindungen über undichte Rohrleitungen und Leckagen sowie die Freisetzung über natürliche Aufstiegsbahnen. Weitere Risiken bestehen in übertägigen Setzungen und der möglichen Ausbreitung von Gas- und Brandherden.

Die Bedeutung solcher Risiken wird maßgeblich bestimmt vom Umfang der geologischen Vorerkundung und Bestimmung geologischer Unsicherheiten. Zusätzlich sind die Art der technischen Ausführungen der Prozessstrecke und Verrohrungen sowie ein hinreichender Abstand zwischen der untertägigen Prozesszone und dem nutzbaren Grundwasser entscheidend für die Risikominimierung. Eine der vorherrschenden Befürchtungen ist die unkontrollierte Ausbreitung von Kohlefeuer im Untergrund; auch da weltweit immer wieder schwer zu beherrschende (oberflächennahe) Kohlebrände entstehen (z. B. in China). Derartige Risiken sind bei der untertägigen Kohlevergasung im tiefen Untergrund jedoch als gering zu erachten, da die Prozesskette maßgeblich durch die Zufuhr der Prozessgase gesteuert wird und entsprechend durch Beendigung der Injektion gestoppt werden kann. Dennoch verbleiben Risiken und die technische Reife der untertägigen Kohlevergasung wird als geringer und die technischen Risiken als höher gegenüber der Gewinnung von Kohleflözgas (CBM) angesehen (IEA Clean Coal Centre 2009).

Insgesamt erscheinen die technischen Herausforderungen bei der Implementierung der untertägigen Kohlevergasung und der Forschungsbedarf trotz der in einigen Ländern langjährigen Erfahrungen weiterhin hoch. Dieser Umstand ist vorrangig auf die Unterschiede der Kohlevorkommen bezüglich Kohlenrang und -qualität, Nebengestein sowie Teufenlage und der damit verbundenen Einzigartigkeit eines jeden Kohlevergasungsprojektes geschuldet. So wurde beispielsweise in Queensland/Australien, wo in den vergangenen Jahren mehrere Pilotprojekte der untertägigen Kohlevergasung liefen, diese Technologie aufgrund möglicher Risiken und des weiteren Forschungsbedarf vorerst verboten (Queensland Governmen/Department of Natural Resources and Mines 2017). Die gesellschaftliche Akzeptanz entsprechender Projekte ist in den meisten Ländern der EU als gering anzusehen. Für Deutschland erscheint aufgrund vielfältiger geologisch-ökonomischer Bedingungen (z. B. Teufenlage der Steinkohlenflöze) die untertägige Kohlevergasung aktuell als keine nutzbare Option. Dennoch bleibt weltweit die Attraktivität der untertägigen Kohlevergasung insbesondere in Ländern mit großen Kohlevorkommen hoch und ein Blick in die historischen Entwicklungen zeigt (z. B. IEA Clean Coal Centre 2009), dass auch zukünftig mit Weiterentwicklungen dieser Methode und regional mit industriellen Nutzungsformen zu rechnen ist.

4.3. Nutzungsoptionen von Erdölbegleitgas – Situationsanalyse Algeriens und Kameruns

Erdölbegleitgas ist ein Nebenprodukt, das bei der Produktion von Erdöl anfällt und in der Praxis häufig abgefackelt oder unverbrannt in die Atmosphäre entlassen wird. Das Abfackeln von Erdölbegleitgas steht damit in einem komplexen Spannungsfeld mit Relevanz zum Klimaschutz, der Energieeffizienz und der Produktion fossiler Rohstoffe. Im Jahr 2016 wurden weltweit 149 Mrd. m³ Erdölbegleitgas abgefackelt (GGFR 2017) und damit jeglicher Nutzung entzogen. Dies entspricht etwa 4,1 % der globalen Erdgasförderung von 3.620 Mrd. m³ und mehr als dem jährlichen Erdgasverbrauch Afrikas von aktuell 132 Mrd. m³. Gleichzeitig werden sowohl beim Abfackeln als auch beim Abblasen Kohlendioxid sowie Methan emittiert, zwei Treibhausgase, welche maßgeblich am Klimawandel beteiligt sind. Neben Kohlendioxid und Methan gelangen durch Abfackeln von Erdölbegleitgas winzige Rußpartikel (engl. = „Black Carbon Matter“) in die Atmosphäre, die sich global verteilen und selbst in der Arktis niederschlagen (Stohl et al. 2013). Durch die Verwendung des Erdölbegleitgases kann neben dem Klimaschutz insbesondere auch ein Beitrag zur Umsetzung der Nachhaltigkeitsziele in Entwicklungsländern und deren wirtschaftlicher Entwicklung geleistet werden.

Nutzungsmöglichkeiten des Erdölbegleitgases

Mögliche Nutzungsoptionen von Erdölbegleitgas sind abhängig von verschiedenen Variablen. So sind neben den geologischen und geografischen Gegebenheiten insbesondere der lokale Energiemarkt, die Existenz einer entsprechenden Infrastruktur und die Regulierung des Abfackelns wesentliche Einflussfaktoren. Diese Faktoren unterscheiden sich erheblich je nach Land und Produktionsstätte.

Für Erdölproduzenten gewinnt eine energieeffiziente Nutzung fossiler Rohstoffe zunehmend an Bedeutung. Im Rahmen der Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) der Weltbank tauschen einige der größten Erdölproduzenten bereits Informationen zu Technologiefortschritten zur Nutzung von Erdölbegleitgas aus. Insbesondere bei der Verstromung von Erdölbegleitgas gab es in den letzten Jahren vielversprechende Entwicklungen, welche es erlauben auch Kleinmengen an Erdölbegleitgas unbehandelt zu verstromen und direkt für die Energieversorgung der Erdölförderung einzusetzen. Kleine und mobile Generatoren ermöglichen einen flexiblen Einsatz an mehreren Produktionsstätten nacheinander und können daher auch kurzfristig und in abgelegenen Gebieten zum Einsatz kommen. An Orten an denen sich die Installierung eines Pipelinesystems nicht lohnen würde, kann durch Mini-LNG oder schwimmende LNG-Anlagen (Floating-LNG) eine sogenannte virtuelle Pipeline entstehen, die es erlaubt Gaskraftwerke, Unternehmen oder Privathaushalte zu beliefern. Auch das zunehmende Angebot an Mini- und Mikro-GTL Anlagen ermöglicht die Umwandlung von Erdölbegleitgas in Benzin oder Diesel. Neben diesen innovativen Nutzungsmöglichkeiten bestehen auch weiterhin die Möglichkeiten das Gas in die Lagerstätten zur Unterstützung der Erdölproduktion zu re-injizieren, es per Pipeline zu transportieren oder als Ausgangsstoff für die petrochemische Industrie zu nutzen.

Die Verstromung des Erdölbegleitgases könnte zur Elektrifizierung ganzer Gebiete beitragen wie beispielsweise der Region Sub-Sahara. Die Nutzung von Erdgas zur Energieerzeugung hätte dabei viele Vorteile für Entwicklungsländer, da Erdgas als der klimafreundlichste fossile Energieträger gilt und eine schnelle, sichere Elektrifizierung in urbanen Gebieten ermöglichen kann. Auch die

Herstellung von Propangas aus Erdölbegleitgas zum Kochen ist aus entwicklungspolitischer Sicht interessant, da so auch ein Beitrag zur Reduktion der Nutzung offener kohle- und holzbetriebener Feuer in geschlossenen Räumen für diesen Zweck geleistet werden kann. Die Nutzung des Erdölbegleitgases eröffnet somit neben einer Verringerung der Treibhausgasemissionen auch wirtschaftliche und entwicklungspolitische Chancen. Alle Nutzungsalternativen haben Vor- und Nachteile und eignen sich je nach Fördergebiet besser oder schlechter. So sind Mini-LNG Anlagen und die Re-Injektion insbesondere in offshore Fördergebieten attraktiv, während sich Generatoren für die Stromerzeugung und GTL Anlagen vornehmlich für die Onshore-Erdölförderung eignen.

Die BGR hat eine Studie bei der Firma Carbon Limits in Auftrag gegeben, welche sich mit den Hintergründen des Abfackelns von Erdölbegleitgas in Algerien und Kamerun auseinandersetzt und Handlungsmöglichkeiten für die deutsche Entwicklungszusammenarbeit herausarbeitet. Auf Basis der bereits vorliegenden Studienergebnisse wird im Folgenden eine kurze Übersicht über die Herausforderungen und Chancen zur Nutzung von Erdölbegleitgas anhand dieser beiden Länder gegeben.

Fallbeispiel Algerien

Algerien ist der größte Erdgasproduzent und der drittgrößte Erdölproduzent Afrikas. Das Land hat eine der am besten ausgebauten Erdgasinfrastrukturen innerhalb des Kontinents. Über drei Pipelines wird Erdgas nach Spanien und Italien transportiert, zudem verfügt das Land über vier LNG-Terminals entlang der Mittelmeerküste. Algerien hat im Jahr 2015 gut 98 % seines Energiebedarfs für die Stromerzeugung durch Erdgas gedeckt (IEA 2017f) und verwendet das Gas zudem zur Re-Injektion in seine Lagerstätten. Durch die steigende einheimische Nachfrage und hohem europäischen Bedarf an Erdgas steht der algerische Erdgassektor unter Druck die Förderung zu erhöhen. Gleichzeitig hat Algerien im Jahr 2016 rund 9.100 Mio. m³ Erdölbegleitgas abgefackelt, mehr als jedes andere afrikanische Land. Damit liegt es auf der Liste der Länder mit den weltweit höchsten Abfackelvolumina auf dem 5. Platz (GGFR 2017). Neben einigen kleineren Fackeln in abgelegenen Gegenden im Süd-Westen des Landes, sind die Abfackelaktivitäten um die Erdölfelder Hassi Messaoud sowie Hassi R'Mel besonders intensiv, obwohl beide Erdölproduktionsstätten an das allgemeine Erdgas- und LPG-Pipelinennetz angeschlossen sind (Abb. 4-6).

Gesetzlich ist das Abfackeln von Erdgas formal durch das „Hydrocarbon Law“ geregelt. Demnach ist das Abfackeln von Erdölbegleitgas verboten, es kann jedoch eine sogenannte Flaring Permit (Abfackel-Erlaubnis) bei der zuständigen Regulierungsbehörde National Agency for the Valorization of Hydrocarbon Reserves (ALNAFT) eingeholt werden. Diese Erlaubnis legt das genaue Volumen an Erdgas fest, welches abgefackelt werden darf und wird je nach Einzelfall neu entschieden. Dabei unterscheidet das Gesetz zum Verbot von Abfackeln nicht zwischen neuen und alten Erdölförderstätten, d. h. auch bereits existierende Fackeln müssten demnach umgerüstet und das Gas genutzt werden. ALNAFT ist neben der Regulierung des Abfackelns von Erdölbegleitgas auch für die Förderung von Investitionen, die Überwachung zur Einhaltung von Verträgen sowie Erhebung von Förderabgaben und damit der Behandlung verschiedener, potenziell gegenläufiger Interessen zuständig.

Neben dem Ministerium für Energie und Bergbau spielt die staatliche Erdölfirma Sonatrach als größter Produzent eine entscheidende Rolle im algerischen Kohlenwasserstoffsektor. Per Gesetz steht der Firma eine Mehrheitsbeteiligung an allen Erdöl- und Erdgasprojekten in Algerien zu.

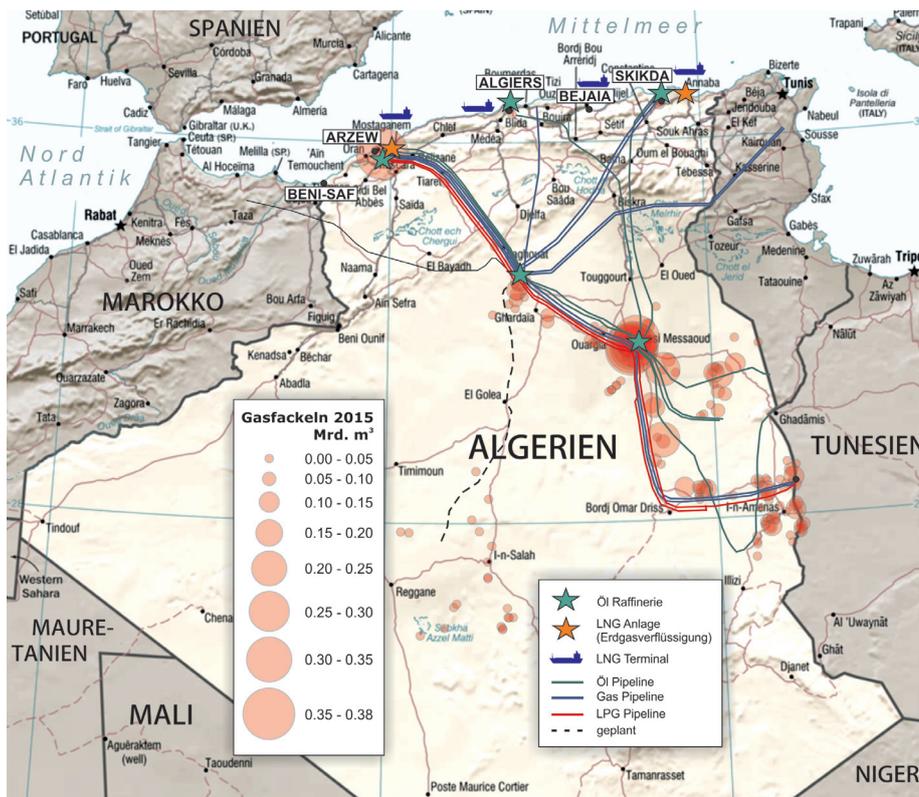


Abbildung 4-6: Gasfackeln und Infrastruktur des Kohlenwasserstoffsektors in Algerien.

Zudem befinden sich etwa 80 % der nachgelagerten Kohlenwasserstoffinfrastruktur in Sonatrachs Besitz. Das bedeutet, dass dritte Firmen für die Nutzung von Erdölbegleitgas eine Erlaubnis durch Sonatrach zur Verwendung der Infrastruktur benötigen. Neben Sonatrach sind private Firmen, wie beispielsweise Anadarko, ENI und BP in Algerien aktiv. Informellen Quellen zufolge wird angenommen, dass die privaten Firmen deutlich weniger Erdölbegleitgas abfackeln als Sonatrach, offizielle Angaben werden jedoch nicht veröffentlicht.

Für den algerischen Erdölsektor ergeben sich daraus signifikante Herausforderungen für die Nutzung von Erdölbegleitgas. Obwohl die notwendige Infrastruktur vorhanden ist, stieg in den letzten Jahren die Menge an abgefackeltem Erdölbegleitgas kontinuierlich an, während die Erdölproduktion sogar sank. Mögliche Ansätze, um das Abfackeln zu reduzieren wären ein vorrangiger Infrastrukturzugang für Erdölbegleitgas, insbesondere auch für Drittfirmen. Für die weiter abgelegenen Erdölfelder im Landesinneren wären flexible Generatoren denkbar, wodurch das Erdölbegleitgas zur Stromerzeugung genutzt werden könnte. Zusätzlich könnte die zuständige Regulierungsbehörde im Bereich Regulierung des Abfackelns weiter gestärkt werden, insbesondere da die größte Menge an Erdölbegleitgas durch die staatseigene Sonatrach abgefackelt wird. Auch wäre eine Stärkung der Unabhängigkeit von ALFNAFT gegenüber dem Ministerium und Sonatrach beispielsweise durch Qualifizierungsmaßnahmen denkbar. Bei optimierter Nutzbarmachung könnte Erdölbegleitgas einen wichtigen Beitrag liefern, um die steigende Nachfrage nach Erdgas im algerischen Markt zu decken.

Fallbeispiel Kamerun

Kamerun steht auf der Liste der Länder mit dem höchsten Volumen an abgefackelten Erdölbegleitgas auf Platz 27 und hat im Jahr 2016 etwa "nur" 1.098 Mio. m³ Erdgas abgefackelt. Allerdings liegt Kamerun bezüglich der Abfackelintensität⁴ auf dem vierten Platz im weltweiten Vergleich (GGFR 2017). Zudem hat das Abfackeln von Erdölbegleitgas in den letzten drei Jahren in Kamerun um etwa ein Drittel zugenommen. Dies ist im Wesentlichen auf eine Steigerung der Erdölproduktion zurückzuführen. Der heimische Bedarf an Erdgas ist in Kamerun gering.

Der Erdölsektor wird in Kamerun von der Société National des Hydrocarbures (SNH), der staatlichen Erdölfirma Kameruns, dominiert. Obwohl die Regulierung des Sektors durch das zuständige Ministerium für Wasserressourcen und Energie erfolgt, hat SNH das Mandat die Interessen des Staates bei der Exploration und Förderung von Erdölreserven zu vertreten. SNH tritt selbst nicht als Betreiber auf, sondern ist verantwortlich für den Transport von Erdgas und Erdöl zur Industrie, den Energieversorgern und Endkunden sowie zu den Exportanlagen. Die Erdölförderung wird in Kamerun von zwei privaten Unternehmen, Perenco und Addax, durchgeführt.

Das Abfackeln von Erdgas findet in Kamerun zu über 90 % offshore in der Rio del Rey Bucht statt, einem Ausläufer des Niger Deltas (Abb. 4-7). Das Erdgas wird größtenteils abgefackelt, da in Kamerun kaum Erdgasinfrastruktur vorhanden ist. Dominiert wird der heimische Energiemarkt durch Wasserkraft, dennoch wird Erdgas als attraktive Möglichkeit gesehen, die steigende Nachfrage nach Energie zukünftig bedienen zu können. Diese könnte jedoch innerhalb der nächsten fünf Jahre auch durch zwei bereits erschlossene Erdgasfelder gedeckt werden. Aufgrund der fehlenden Erdgasinfrastruktur wurde alternativ die Installation einer schwimmenden LNG Anlage (FLNG) avisiert, welche die Nutzung von Erdölbegleitgas ermöglicht hätte. Stattdessen gibt es nun Planungen diese FLNG-Anlage im Süden des Landes zum Weitertransport von nicht-assoziierten Erdgas einzusetzen. Damit wäre ein Beitrag der FLNG-Anlage zur Reduktion des Abfackelns von Erdölbegleitgas in Kamerun unwahrscheinlich.

Laut eines Gesetzesvorschlags aus dem Jahr 2011 sollte das Abfackeln von Erdölbegleitgas in Kamerun bei bereits existierenden und neuen Erdölförderanlagen verboten werden. Ausgenommen davon sind durch die Regierung erteilte Abfackel-Genehmigungen für eine Periode von 60 Tagen. Das Erdölbegleitgas gilt demnach als Staatseigentum, dennoch ist die Erstellung eines Reduktionsplans für das Abfackeln keine Voraussetzung für das Erlangen einer Fördererlaubnis. Bei einem Verstoß gegen das Abfackel-Verbot würden Strafen, von Bußgeldern über eine Suspendierung der Förderlizenz hin zum Entzug der Förderlizenz drohen. Es existieren keine genauen Aussagen darüber, ob das Gesetz bereits in Kraft getreten ist, die Anwendung des Gesetzes findet bislang aus unbekanntem Gründen nicht statt.

⁴ Abfackelintensität beschreibt das Verhältnis der Menge an abgefackelten Erdölbegleitgas zur gesamten Kohlenwasserstoffproduktion.



Abbildung: 4-7: Gasfackeln und Erdöl-Infrastruktur in Kamerun.

Projekte zur Nutzung des Erdölbegleitgases konnten in der Vergangenheit nicht umgesetzt werden, wie beispielsweise der Bau einer Düngemittelfabrik. Sinnvolle erste Schritte zur Reduzierung des Abfackelns wären beispielsweise die Konkretisierung der Gesetzes- und Regulierungsbestimmungen und Stärkung der Unabhängigkeit der zuständigen Regulierungsbehörde. Da Kamerun fast ausschließlich offshore Erdöl fördert, wäre neben Mini-LNG, FLNG und Pipelinesystemen, auch die Re-Injektion des Erdölbegleitgases in begrenztem Umfang denkbar. Der Aufbau einer eigenen Erdgasinfrastruktur mit Pipelinesetz wäre mit hohen Investitionen verbunden, könnte sich jedoch amortisieren, falls weitere, in erreichbarer Nähe liegende Erdgasfelder zukünftig in Produktion gebracht würden.

Fazit

Wie die dargestellten Fallbeispiele zeigen, sind die Herausforderungen im Bereich Abfackeln von Erdölbegleitgas insbesondere für Entwicklungs- und Schwellenländer hoch. Während Algerien Erdöl onshore fördert, über eine moderne Erdgasinfrastruktur verfügt und eine hohe einheimische Nachfrage nach Erdgas verzeichnet, verfügt hingegen Kamerun über eine offshore-Förderung und hat kaum die notwendige Infrastruktur zum Transport und Vermarktung von Erdgas. Trotz einer vermeintlich vielversprechenden Ausgangssituation für Algerien, waren jedoch beide Länder in der Vergangenheit nicht in der Lage das Abfackeln von Erdölbegleitgas umfänglich zu reduzieren.

Neben unzureichenden regulatorischen und legislativen Rahmenbedingungen, spielen fehlende Infrastruktur oder mangelnde Absatzmöglichkeiten auf heimischen Erdgasmärkten eine Rolle. Auch ist die Reduktion in den meisten Fällen mit Investitionen verbunden, welche auf Grund von abweichender Prioritätensetzung vermieden wurden. Zunehmend rückt zudem die staatliche Durchsetzung von Abfackelverboten in den Fokus, wenn es darum geht, die Erdölproduzenten bei der Reduzierung des Abfackelns von Erdölbegleitgas in die Verantwortung zu nehmen.

Eine Erhöhung der Energieeffizienz und eine optimierte Nutzung fossiler Rohstoffe innerhalb des Erdölsektors erlauben aber zunehmend, die produktionsbedingten Emissionen zu senken. So ermöglichen neue Technologien die Nutzung immer kleinerer Mengen an Erdölbegleitgas und unterstützen so eine energieeffizientere Erdölproduktion auch in abgelegenen Gegenden oder vormals unwirtschaftlichen Situationen.

5 ZUKÜNFTIGE VERFÜGBARKEIT FOSSILER ENERGIEROHSTOFFE UND TIEFER GEOTHERMIE

5.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf

Die verlässliche und ununterbrochene Bereitstellung von Energie ist die essenzielle Voraussetzung für das Funktionieren unserer heutigen modernen Gesellschaften. Die globale Energieversorgung unterliegt dabei einem fortlaufenden Wandel und erneuerbare Energien sind ein integraler Bestandteil. Bereits heute gibt es Länder, die den überwiegenden Teil ihres Energiebedarfs aus regenerativen Quellen decken können. Aus dem globalen Blickwinkel betrachtet handelt es sich dabei noch um Sonderfälle, beispielsweise aufgrund spezifischer geologischer oder klimatischer Bedingungen. Das nahezu unerschöpfliche Potenzial erneuerbarer Energien bedarfsgerecht in zeitlicher und räumlicher Verbreitung zu gewährleisten ist daher eine der zentralen Herausforderungen der zukünftigen Energieversorgung. Viele Industriestaaten und insbesondere Entwicklungs- und Schwellenländer mit absehbar steigendem Energiebedarfen setzen daher für ihren zukünftigen Energiemix neben Sonne, Wind und Erdwärme vorerst weiterhin auf Erdöl, Erdgas Kohle und Kernenergie. Von grundlegender Bedeutung für einen nur langfristig umsetzbaren Übergang in ein kohlenstoffarmes Energiesystem ist daher, dass fossile Energieträger auch künftig in dem Maße bereitgestellt werden können, wie sie tatsächlich noch benötigt werden.

Mit der vorliegenden Studie werden die weltweiten Kapazitäten und Potenziale der Energieerzeugung und von Energierohstoffen analysiert. Der Schwerpunkt liegt weiterhin auf der Darstellung der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe. 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 2040 nach dem New Policies Scenario der IEA (2017b) genutzt werden (Abb. 5-1). Danach ergibt sich für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus rohstoffgeologischer 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 den 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 könnten. Insbesondere nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffvorkommen tragen zu einer derzeit vergleichsweise entspannten Angebotssituation bei. Die Ressourcenzahlen enthalten jedoch auch Angaben zu bislang noch nicht wirtschaftlich nutzbaren Energieträgern wie beispielsweise die Erdölgewinnung aus Ölschiefen, Erdgas in Aquiferen und aus Gashydrat. Deren Potenziale fließen mit in die Betrachtung ein, unabhängig davon ob oder inwieweit in absehbarer Zeit eine wirtschaftliche Gewinnung erfolgt. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist aus rohstoffgeologischer Sichtweise ausschließlich die Verfügbarkeit von Erdöl absehbar limitiert. Zudem beginnt die Produktion aus technischen Gründen bereits zu einem Zeitpunkt abzusinken, wenn noch große Vorräte vorhanden sind. Nach dem IEA-Szenario wäre bis 2040 etwa die Hälfte der heute ausgewiesenen Erdölreserven verbraucht.

Im Rahmen der vorliegenden Studie nicht zu beantworten sind die Fragen welche Rohstoffe in welchen Mengen und unter welchen Bedingungen zukünftig genutzt werden. Antworten darauf, insbesondere vor dem Hintergrund der Ziele im Rahmen der deutschen Energiewende und der vereinbarten internationalen Klimaabkommen, müssen an anderer Stelle gefunden werden.

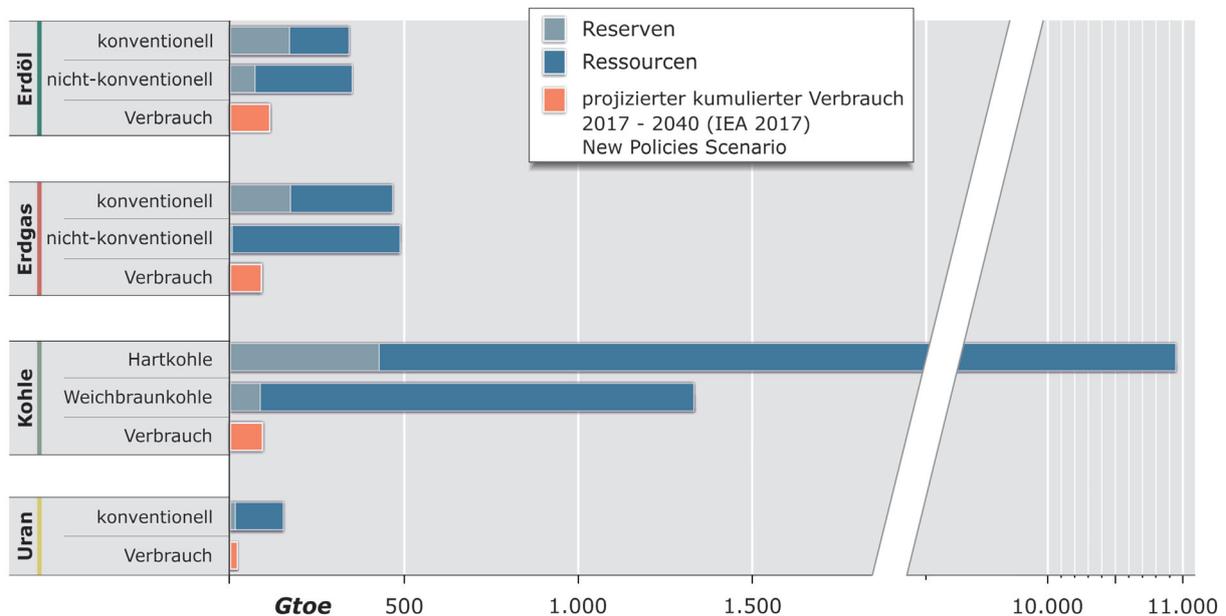


Abbildung 5-1: Angebotssituation nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2016.

5.2 Zusammenfassung und Ausblick

Erdöl

Erdöl bleibt der wichtigste Energieträger weltweit. Durch die Neubewertung der globalen Ölschiefervorkommen sind die Ressourcen angestiegen. Ebenso kam es zu einer Erhöhung der Erdölreserven, was hauptsächlich auf eine Neubewertung der venezolanischen Schwerstölreserven zurückzuführen ist. Die für die weltweite Erdölversorgung entscheidenden konventionellen Erdölreserven stagnieren allerdings. Die Neufunde sind seit dem Jahr 2010 erheblich zurückgegangen. Dieser Trend verstärkte sich durch die Kosteneinsparungen in der Erdölindustrie seit dem starken Rückgang der Erdölpreise im Jahr 2014. Nach Jahren der Überversorgung pendelten sich Angebot und Nachfrage im Laufe des Jahres 2016 wieder ein. Dies ging mit einer Stabilisierung der Erdölpreise zum Jahresende einher. Das andauernd niedrige Niveau der Erdölpreise hat allerdings negative Auswirkungen auf Volkswirtschaften, die einen großen Teil ihrer Wertschöpfung im Erdölsektor haben. Sowohl die weltweite Erdölproduktion als auch der Mineralölverbrauch stiegen auf neue Allzeithochs. Für die kommenden Jahre kann aus rohstoffgeologischer Sicht bei einem weiterhin moderaten Anstieg des Verbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden. Als einer der

auch zukünftig größten Mineralölverbraucher sieht sich Europa, insbesondere Deutschland, mit einer tendenziell sinkenden Eigenförderung konfrontiert. Vor diesem Hintergrund wird die große Abhängigkeit von Erdölimporten bestehen bleiben, da sich bislang keine Alternative zum Erdöl in seiner tragenden Rolle als Energie- und Basisrohstoff abzeichnet.

Erdgas

Erdgas blieb auch 2016 hinter Erdöl und Hartkohle der global dritt wichtigste Energieträger bezogen auf den Primärenergiebedarf. Trotz eines umfangreichen globalen Angebotes und fallender Preise erhöhte sich der weltweite Erdgasverbrauch nur um knapp 1,4 % und blieb damit erneut unter den durchschnittlichen historischen Wachstumsraten. Dennoch ist mittel- bis langfristig weiterhin mit einem spürbaren Anstieg des weltweiten Erdgasverbrauches zu rechnen. Aufgrund des hohen verbleibenden Erdgaspotenzials kann die Versorgung der Welt mit diesem Rohstoff aber selbst bei einem stärker steigenden Bedarf noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden. Die globalen Erdgasreserven haben sich im Vergleich zum Vorjahr nur unwesentlich geändert. Dies bedeutet, dass die Erdgasförderung 2016 vollständig durch Reserven-Zugewinne ausgeglichen werden konnte. 2016 hat der globale Erdgashandel weiter zugenommen. Die engere Anbindung der verschiedenen Erdgasmärkte durch ein großzügiges LNG Angebot (Australien konnte seine LNG Ausfuhren um fast 50 % erhöhen) hat weiterhin zu einer globalen Annäherung der Preise beigetragen. Gleichzeitig hat sich 2016 der Trend fallender Erdgaspreise im Umfeld relativ günstigen Erdöles fortgesetzt. Deutschland und Europa sind mit ihrem integrierten und wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven sowohl über Pipelines als auch über LNG – Anlandeterminals angeschlossen und damit relativ gut abgesichert. Geopolitische Risiken bleiben aber ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung. Ende 2016 lag die gesamte Regasifizierungskapazität der 25 europäischen Anlagen bei 216 Mrd. m³. Dies entspricht etwa 40 % des Erdgasverbrauches der Region in 2016.

Obwohl die Förderung in den USA erstmals seit langem aufgrund einer teilweise geringeren Nachfrage und zeitweise unattraktiver Marktpreise zurückgegangen ist, kann zukünftig wieder mit einer Ausweitung der Produktion gerechnet werden.

Kohle

Die globalen Vorräte an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken. Im Berichtszeitraum verringerte sich sowohl nachfragebedingt als auch aufgrund politischer Vorgaben zum Abbau von bestehenden Überkapazitäten im chinesischen Kohlensektor das dritte Mal in Folge die globale Kohlenförderung. Gegenüber dem Vorjahr reduzierte sie sich um rund 6 % und belief sich im Jahr 2016 auf rund 7.281 Mt. Obwohl sich der seewärtige Hartkohlenwelthandel erneut geringfügig verringerte, verzeichnete der globale Hartkohlenwelthandel gegenüber dem Vorjahr insgesamt einen Zuwachs aufgrund des gestiegenen Binnenhandels. Die Bedeutung des pazifischen Marktes bleibt mit Blick auf den Anteil an den globalen Kohlenimporten (Asien: 74 %) wie in den Vorjahren ungebrochen hoch und ist

2016 nochmals um drei Prozentpunkte gegenüber 2015 angestiegen. China ist der mit Abstand größte Hartkohlenproduzent und -verbraucher und seit 2011 auch der weltgrößte Hartkohlenimporteur, dicht gefolgt von Indien und Japan. Indien hat bereits 2016, und damit wesentlich schneller als bislang prognostiziert, die Vereinigten Staaten als zweitgrößten Kohlenproduzenten abgelöst. Ursächlich dafür sind primär die Produktionskürzungen in den Vereinigten Staaten und nur nachgeordnet die Ausweitung der Förderung in Indien. Der Ausbau der indischen Kohlenförderung war in den letzten Jahren viel zu gering, um das ambitionierte Förderziel der indischen Regierung von 1,5 Gt (Gesamtkohle) in 2020 erreichen zu können.

Die im Jahr 2012 begonnene Konsolidierungsphase im globalen Kohlensektor erreichte 2016 mit Blick auf die Produktionskürzungen insbesondere in China und den Vereinigten Staaten ihren Höhepunkt. Die globalen Produktionsrückgänge führten seit dem Spätsommer 2016 zu Verknappungen und spürbaren Preiserhöhungen auf dem Hartkohlenweltmarkt. Einige Förderländer haben ihre Hartkohlenförderung daraufhin bereits 2017 wieder erhöht. Nach vorläufigen Schätzungen könnte die globale Hartkohlenförderung um rund drei Prozent auf etwa 6,5 Gt ansteigen. Auch das Jahr 2017 ist geprägt von hohen Kohlenpreisen, wobei der Weltmarkt durch Ereignisse wie beispielsweise Unwetter (Zyklon Debbie in Australien, starke Regenfälle in Kolumbien) sowie Streiks (Australien, Südafrika) immer wieder zusätzlich unter Druck geraten ist. Obwohl mit den gestiegen Kohlepreisen seit fünf Quartalen auch wieder zum Teil hohe Gewinne von den Kohleproduzenten realisiert werden konnten, fließen seit Jahren kaum Investitionen in neue Kohleprojekte. Auch wenn in den nächsten Jahrzehnten vor allem von einem Rückgang des Hartkohlenbedarfs in Europa ausgegangen werden kann, so dürfte der globale Hartkohlenbedarf kaum schrumpfen, da insbesondere in Südostasien mit einer signifikanten Bedarfssteigerung gerechnet wird (IEA 2017g). Vor dem Hintergrund eines stabilen Hartkohlenweltbedarfs sowie geringen Investitionen in neue Kohleprojekte bei gleichzeitig einhergehender Erschöpfung von produzierenden Gruben dürfte es sich vorbehaltlich der Entwicklungen in China bei den relativ hohen Hartkohlenweltmarktpreisen um einen mittelfristigen Trend handeln.

Kernbrennstoffe

Die globalen Vorräte für Uran sind sehr umfangreich. Die aktuelle Reduzierung der Uranressourcen gegenüber dem Vorjahr ist hauptsächlich dem Wegfall der als prognostizierte Ressourcen ausgewiesenen Vorräte der USA geschuldet. Diese vermuteten Ressourcen werden aktuell revidiert und in den nächsten Jahren wieder zu steigenden Ressourcenzahlen beitragen. Aus geologischer Sicht ist in absehbarer Zeit kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten. Während in Europa und auch in Nordamerika die Nachfrage nach Uran zukünftig voraussichtlich sinken wird, da eine erhebliche Anzahl von Reaktoren ihr Betriebszeitende bis 2030 erreichen wird, ist vor allem in den Schwellen- und Entwicklungsländern der Regionen Asien und des Nahen Ostens mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. Die Ausnahme hier könnte allerdings Südkorea bilden. Jüngste Ankündigungen der südkoreanischen Regierung deuten auf einen mittelfristigen Ausstieg aus der Kernenergie hin (WNN 2017). In Südkorea sind derzeit 24 Reaktoren in Betrieb und liefern rund ein Drittel des inländischen Stroms, womit Südkorea zu den fünftgrößten

Verbrauchern von Uran weltweit gehört. Ein Wegfall der südkoreanischen Reaktoren hätte demnach einen deutlichen Einfluss auf den zukünftigen globalen Uranbedarf, könnte aber durch den steigenden Bedarf anderer Länder kompensiert werden. In Lateinamerika und Afrika ist ein moderater Anstieg des Uranbedarfs in den kommenden Dekaden zu erwarten.

Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen, da diese zeit- und kostenintensiver werden. Dennoch wurde durch die Ausweitung des Uranabbaus in wenigen Ländern die Weltbergwerksförderung um 3 % gegenüber dem Vorjahr gesteigert. Zukünftig könnte die in 2016 in Namibia gestartete in chinesischen Besitz befindliche Mine Husab zur weltweit größten Uranabbaustätte avancieren. Mittelfristig ist, mit einem absehbar global steigenden Bedarf, weiterhin mit Produktionszuwächsen zu rechnen.

Tiefe Geothermie

Trotz der großen Potenziale entwickelt sich die Nutzung der Erdwärme in Deutschland, Europa und weltweit weiterhin langsam. Unsicherheiten bei der Vorhersage für die Geothermie maßgebender Parameter im Untergrund, Fündigkeitsrisiko und signifikante Unterhaltungskosten sind nur einige der vielen Herausforderungen, denen die Tiefe Geothermie gegenüber steht. Dennoch geht EGEC (2017) davon aus, dass die installierte Kapazität in Europa von derzeit etwa 2,5 GW_e bis 2020 auf 3 GW_e steigen wird. Allerdings wären hierfür in den kommenden sehr viel größere Anstrengungen als in den vergangenen Jahren notwendig. In Deutschland stieg die installierte Leistung 2016 um 5 MW_e auf etwa 38 MW_e an. Auch global verläuft die Entwicklung wenig dynamisch. Führend im Bereich geothermischer Stromproduktion sind nach wie vor die USA, unverändert gefolgt von den Philippinen und Indonesien. Im Bereich geothermisch genutzter Wärme ist in 2016 global ein Zuwachs von 6 % zu verzeichnen. Größter Nutzer ist China, gefolgt von der Türkei, Japan und Island. Damit die Tiefe Geothermie zukünftig einen prominenteren Platz im Energiemix einnehmen kann, bedarf es neben weiterer intensiver Forschung auf nationaler und internationaler Ebene zusätzlich eines ständigen Aufbaus des gegenseitigen Vertrauens aller Beteiligten.

Erneuerbare Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien stieg im Jahr 2016 vor allem zur Stromerzeugung weiter an. Besonders die Photovoltaik weist erstmalig beim Ausbau der erneuerbaren Energien die größten Wachstumsraten auf. Weltweit gibt es heute rund 2.008 GW installierter Leistung an erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Dabei sind in den letzten Jahren besonders auch in Entwicklungs- und Schwellenländern vermehrt Investitionen getätigt worden. Das globale finanzielle Investitionsvolumen in erneuerbare Energien hat sich in den vergangenen zehn Jahren von 113 Mrd. USD/a auf über 242 Mrd. USD/a erhöht. Allerdings sind erstmalig seit 2013 die weltweit getätigten Investitionen in erneuerbare Energien rückläufig. Grund dafür sind einerseits sinkende Technologiekosten sowie andererseits aber auch Investitionsverschiebungen in China. Zukünftig ist mit einem weiteren Ausbau in allen Bereichen der Energieversorgung, einhergehend mit der Entwicklung neuer bedeutender Märkte in Afrika, Asien und Lateinamerika, zu rechnen. Derzeit haben rund 176 Staaten Ziele zum Ausbau von erneuerbaren Energien formuliert. Investitionen und Ausbau von Kapazitäten werden den Einfluss der erneuerbaren Energien besonders im Stromsektor global

weiter steigern, während voraussichtlich der Einfluss im Wärme- und Verkehrssektor mittelfristig eher moderat wachsen wird. Eine große Herausforderung ist die Diskrepanz zwischen der potenziell zur Verfügung stehenden und der tatsächlich erbrachten Leistung erneuerbarer Energien, so dass bislang nur rund 17,4 % des globalen Primärenergieverbrauchs von erneuerbaren Energien gedeckt werden können. Limitierende Faktoren sind weiterhin die begrenzte technische Effizienz (Wirkungsgrad), Verfügbarkeit (Speichertechnik) sowie die Eingliederung erneuerbarer Energien in bestehende globale Energiemärkte (Infrastruktur, Investitionen, Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz).

6 LITERATUR

- ADB (2017): ADB to provide Indonesia's energy sector with over \$1 billion in loans. Presseerklärung Asian Development Bank vom 14.09.2017; Manila, Philippinen.
<https://www.adb.org/news/adb-provide-indonesias-energy-sector-over-1-billion-loans> [10.2017]
- AEBIOM (2016): AEBIOM Statistical Report – Key findings 2016. – 39 S.; Brüssel, Belgien.
<http://www.aebiom.org/statistical-report-2016/> [11.2017]
- AGEB (2017): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016 – Jahresbericht. 44 S.; Berlin, Köln.
http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2016_20170301_interaktiv_dt.pdf [11.2017]
- Agemar, T., Alten, J., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher & S., Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. – In: ZDGG Band 165 Heft 2, 129–144.
- Argus (2017): European coal: the beginning of the end? White paper. – 10 S.; London.
http://view.argusmedia.com/EUAF-ONL-2017-11-POW-European-coal_download-white-paper.html [11.2017]
- BAFA (2017a): RohöINFO Dezember 2016 (Rohölimporte); Eschborn.
http://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Rohoel/2016_12_rohloelinfo.html [11.2017]
- (2017b): ErdgasINFO Dezember 2016 (Erdgasimporte); Eschborn.
http://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Erdgas/2016_12_erdgasinfo.html [11.2017]
- (2017c): Drittländerskohlepreis, Mengen- und Preisübersicht; Eschborn.
http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittländerskohlepreis/drittländerskohlepreis_node.html [11.2017]
- Barclays Research (2017): Barclays Upstream Spending Survey
<https://www.oilandgas360.com/ep-capex-first-double-dip-since-86/>
- BfE (2017): Auflistung kerntechnischer Anlagen in der Bundesrepublik Deutschland – Anlagen „In Stilllegung“, Stand: September 2017; Berlin.
<http://www.bfe.bund.de/SharedDocs/Downloads/BfE/DE/berichte/kt/kernanlagen-stilllegung.pdf> [11.2017]
- BfS (2015): Stilllegung kerntechnischer Anlagen in Europa, Stand: Dezember 2014, Schriften, BfS-SCHR-56/15; urn:nbn:de:0221-2015052612750. – 64 S.; Salzgitter.
https://doris.bfs.de/jspui/bitstream/urn:nbn:de:0221-2015052612750/3/BfS-SCHR-56-15_L%C3%A4nderberichtStilllegungEuropa_150526.pdf [11.2017]
- BGR (2014): Energiestudie 2014. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (18). – 129 S.; Hannover.
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2014.pdf [11.2017]
- (2016a): Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte. – 197 S.; Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_13MB_Schieferoelgaspotenzial_Deutschland_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [11.2017]
- (2016b): Energiestudie 2016. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (20). – 180 S.; Hannover.
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2016.pdf [11.2017]

- (2017): Deutschland – Rohstoffsituation 2016. – 196 S.; Hannover.
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2016.pdf [11.2017]
- BMJV (2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist,
https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html [11.2017]
- BMWi (2011): Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. – Seiten 134; Berlin.
http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/6-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=32 [11.2017]
- (2017a): Die nächste Phase der Energiewende kann beginnen; Berlin.
<http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html> [11.2017]
- (2017b): Energieeffizienz in Zahlen. – 52 S.; Berlin.
http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen.pdf?__blob=publicationFile&v=10 [11.2017]
- (2017c): Konventionelle Energieträger – Mineralöl und Kraftstoffe; Berlin.
<http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/mineraloelversorgung.html> [11.2017]
- (2017d): EEG: Ausschreibungen; Berlin.
http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/marktanalysen.html?cms_docId=135126 [11.2017]
- (2017e): Konventionelle Energieträger – Kohle; Berlin.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/kohlepolitik.html> [11.2017]
- (2017f): 40 Jahre Energieforschung: Forschen für die Energiewende; Berlin.
<http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/40-jahre-energieforschungsprogramm.html> [11.2017]
- (2017g), Bundesbericht Energieforschung 2017. Forschungsförderung für die Energiewende. – 60 S.; Berlin.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bundesbericht-energieforschung-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=22 [11.2017]
- BP (2017): Statistical Review of World Energy. – 49 S.; London.
<http://www.bp.com/statisticalreview#BPstats> [11.2017]
[11.2017]
- Burton, E., Friedmann, J. & Upadhye, R. (2007): Best practices in underground coal gasification; Technical report, Lawrence Livermore National Lab. – 119 S.; Livermore, Californien, USA.
- BVEG (2017): Die E&P-Industrie in Zahlen – Statistischer Bericht 2016. – 32 S.; Hannover.
<http://www.bveg.de/content/download/9546/109947/file/BVEG-Statistischer-Bericht-2016.pdf> [11.2017]
- China Coal Resource (2016a): China Coal Weekly, Issue 558. – 10 S.
- (2016b): China sees effects of coal capacity cuts, NDRC; Taiyuan, Shanxi, China.
<http://www.sxcoal.com/news/info?lang=en&id=4546122> [11.2017]
- (2017a): China to speed up closing small-scale coal mines to improve safety. Release date: 13.06.2017.

- (2017b): China coking coal prices to run higher this yr on tight balance; Taiyuan, Shanxi, China.
<http://www.sxcoal.com/news/4554542/info/en> [11.2017]
 - (2017c): China steps up overcapacity cuts in coal sector; Taiyuan, Shanxi, China.
<http://www.sxcoal.com/news/4563264/info/en> [11.2017]
 - (2017d): China finishes 85% of coal overcapacity cutback target of 2017; Taiyuan, Shanxi, China.
<http://www.sxcoal.com/news/4560368/info/en> [11.2017]
 - (2017e): China coal production capacity at 5.1 – 5.2 Btpa. Release date: 09.11.2017.
 - (2017f): Coal India to achieve FY18 target of 600 mln T.
<http://www.sxcoal.com/news/4563905/info/en>
- CIL (2015): Road Map for Enhancement of Coal Production. – 14 S. ;
https://www.coalindia.in/DesktopModules/DocumentList/documents/RoadMap_for_Enhancement_of_Coal_Production_26052015.pdf
- (2017a): Coal India Limited Corporate Presentation, March 2017. – 14 S..
https://www.coalindia.in/DesktopModules/DocumentList/documents/Presentation_to_Institutional_Investors_on_Non-Deal_Roadshow_at_USA_01042017.pdf
 - (2017b): Annual reports & accounts 2016-17. – 322 S.; Neu-Dehli, Indien
https://www.coalindia.in/DesktopModules/DocumentList/documents/Coal_India_Annual_Report_2016-17_shareholder_version_12.8.2017.pdf
 - (2017c): Provisional Production and Offtake Performance of CIL and Subsidiary Companies for the month of Oct'17 and for Apr'2017 - Oct'2017.
https://www.coalindia.in/DesktopModules/DocumentList/documents/Provisional_Production_and_Offtake_Performance_of_CIL_and_Subsiary_Companies_for_the_month_of_Oct_17_and_for_Apr_17_Oct_17_06112017.PDF
- DEBRIV (2015): Braunkohle in Deutschland 2015. Profil eines Industriezweiges. – 92 S.; Köln.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_izb_2013.pdf [11.2017]
- (2017): Braunkohle in Deutschland – Sicherheit für die Stromversorgung. – 96 S.; Berlin.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_izb_20171005_web.pdf [11.2017]
- DEPI (2016): Pelletproduktion und Inlandsbedarf in Deutschland (Grafik).
http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/Pelletproduktion_und_Inlandsbedarf.jpg [11.2017]
- DERA (2017a): Verfügbarkeit von Lithium für den Industriestandort Deutschland. – DERA Rohstoffinformationen 33: XXX S., Berlin. [unveröffentlicht]
- (2017b): ROSYS – Fachinformationssystem Rohstoffe.
<https://rosys.dera.bgr.de/mapapps/resources/apps/rosys/index.html?lang=de> [11.2017]
- Durucan, S., Korre, A., Shi, J.-Q., Idiens, M., Stańczyk, K., Kapusta, K., Rogut-Dabrowska, A., Kempka, T., Wolf, K.-H., Younger, P., Zavsek, S., Poulsen, N. E., Bojda, D., Franzsen, S., Mureasan, M., Gao, J., Beath & A., Mastalerz, M. (2014): TOPS: Technology options for coupled underground coal gasification and CO₂ capture and storage. – In: Energy Procedia (63), 5827–5835.
- EC (2010): BESCHLUSS DES RATES vom 10. Dezember 2010 über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlebergwerke (2010/787/EU)
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010D0787&from=DE>

- EC (2017): EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2017. – 264 S.; Brüssel, Belgien.
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pocketbook_energy_2017_web.pdf
- EEA (2017): Renewable energy in Europe 2017. Recent growth and knock-on effects. EEA Report No 3/2017. – 70 S.; Luxemburg.
<https://www.eea.europa.eu/publications/renewable-energy-in-europe-2017> [11.2017]
- EEK (2017a): Shell veröffentlicht Prognose für weltweiten LNG-Markt – In: ERDÖL, ERDGAS, KOHLE 133. Jg., Heft 4, S. 129; Hamburg/Wien.
- (2017b): Indonesien schreibt sechs Geothermie-Projekte aus. – In: ERDÖL, ERDGAS, KOHLE 133. Jg., Heft 10, S. 338; Hamburg/Wien.
- EGEC (2017): Geothermal Market Report 2016. Key Findings. –18 Seiten;
https://www.egec.org/wp-content/uploads/2017/05/EGEC-Geothermal-Market-Report_KF_final_web.pdf
- EIA (2015): Today in Energy: India's coal industry in flux as government sets ambitious coal production targets. 25.08.2015; Washington, DC., USA.
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=22652>
- (2017a): Drilling Productivity Report. – 11 S.
<https://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf> [11.2017]
- (2017b): Cushing, OK WTI Spot Price FOB
<https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=D> [11.2017]
- (2017c): FAQ: How much shale gas is produced in the United States?
<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=907&t=8> [11.2017]
- (2017d): Weekly Coal Production, For the week ended October 28, 2017. Release date: 02.11.2017.
<http://www.eia.gov/coal/production/weekly/>
- (2017e): Monthly Energy Review October 2017. Coal Consumption by Sector. Release date: 26.10.2017.
https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec6_4.pdf
- Energy Brainpool (2017): Energy Transition in the Power Sector in China: State of Affairs in 2016. Review on the Developments in 2016 and an Outlook. Analysis on behalf of Agora Energiewende and China National Renewable Energy Centre. – 26. S, Berlin.
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/JAW_China_2016/Agora_Energy-Transition-China-2016-EN_WEB.pdf [11.2017]
- EPA (2016): Mercury and Air Toxics Standards.
<https://www.epa.gov/mats/regulatory-actions-final-mercury-and-air-toxics-standards-mats-power-plants>
- European Union (2017): EURATOM Supply Agency (ESA), ANNUAL REPORT 2016. – 67 S.; Luxemburg.
<http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf>
- Friedmann, S. J, Upadgye, R. & Kong, F. M. (2009): Prospects for underground coal gasification in carbon-constrained world. – In: Energy Procedia 1(1): 4551–4557.

- FS-UNEP (2017): Global Trends in Renewable Energy Investment 2017. – 90 S.; Frankfurt a. M.
<http://www.fs-unep-centre.org> [11.2017]
- GEA (2016): 2016 Geothermal Power: International Market. – 29 S.; Washington D.C., USA.
<http://geo-energy.org/reports/2016/2016%20International%20Development%20Interim%20Report.pdf> [11.2017]
- GGFR (2017): Global Gas Flaring Reduction Partnership – Flaring Data.
<http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7> [11.2017]
- Green, M. (2017): Recent developments and current position of underground coal gasification. – In: Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 1-8.
- Gregg, D. W. & Edgar, T. F. (1978): Underground coal gasification. – In: AIChE Journal 24(5), 753–781.
- Grüneberg, A. (2011): In situ Verbrennung von Steinkohle. AMS Online 1, 21–31.
https://issuu.com/amsonline/docs/ams_201101 [11.2017]
- GVSt (2017): Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2016.
<https://www.gvst.de/site/steinkohle/kennzahlen.htm> [11.2017]
- Hecking, H., Cam, E., Schönfisch, M. & Schulte, S. (2017): Aktuelle Entwicklungen auf den Kohle- und Gasmärkten und ihre Rückwirkungen auf die Merit Order. – In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67(6): 34–38; Essen.
http://et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2017_06_hecking.pdf [11.2017]
- HSR (2016a): Ende der Bergbauära im Helmstedter Revier. Pressemitteilung 04/2016 vom 01.09.2016.
<http://www.helmstedterrevier.de/index.php/aktuelles.html> [11.2017]
- (2016b): Beginn der Sicherheitsbereitschaft im Helmstedter Revier. Pressemitteilung 05/2016 vom 30.09.2016.
<http://www.helmstedterrevier.de/index.php/aktuelles.html> [11.2017]
- IAEA (2016a): Asia's Prospects for Nuclear Power Highlighted at Regional Conference (30.08.-01.09.2016); Manila, Philippinen.
<https://www.iaea.org/newscenter/news/asias-prospects-for-nuclear-power-highlighted-at-regional-conference> [11.2017]
- (2016b):
- (2017a): Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the period up to 2050, 2017 Edition. – 139 S.; Wien, Österreich.
http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/17-28911_RDS-1%202017_web.pdf [11.2017]
- (2017b): Nuclear Power Reactors in the World, 2017 Edition. – 79 S.; Wien, Österreich.
http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS_2-37_web.pdf [11.2017]
- IEA (2015a): World Energy Outlook 2015. – 718 S.; Paris, Frankreich.
- (2015b): Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015. – 207 S.; Paris, Frankreich.
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTRMR2015.pdf> [11.2017]

- (2016): World Energy Outlook 2016. – 684 S.; Paris, Frankreich.
 - (2017a): World Energy Outlook 2017. – 782 S.; Paris, Frankreich.
 - (2017b): Global oil discoveries and new projects fell to historic lows in 2016, News vom 27.04.2017.; Paris, Frankreich.
<https://www.iea.org/newsroom/news/2017/april/global-oil-discoveries-and-new-projects-fell-to-historic-lows-in-2016.html> [11.2017]
 - (2017c): Electricity Information 2017. - 650 S.; Paris, Frankreich.
 - (2017d): Coal Information 2017. – 500 S.; Paris, Frankreich.
 - (2017e): Renewables Information 2017. – 477 S.; Paris, Frankreich.
 - (2017f): Algeria: Electricity and Heat for 2015; Paris, Frankreich.
<https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2015&country=Algeria&product=ElectricityandHeat> [11.2017]
 - (2017g): Southeast Asia Energy Outlook 2017. World Energy Outlook Special Report. – 149 S.; Paris, Frankreich.
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017SpecialReport_SoutheastAsiaEnergyOutlook.pdf [11.2017]
- IEA CLEAN COAL CENTRE (2009): Underground coal gasification, ISBN 978-92-9029-471-9.
– 129 S.; London, Vereinigtes Königreich.
- IHS Markit (2017): McCloskey Coal Report. – 14-tägiger Newsletter.
<https://www.ihs.com/products/global-coal-news-analysis.html> [11.2017]
- INDONESIA INVESTMENTS (2017): Indonesia to become world's biggest geothermal power producer in 2021?. Pressemitteilung vom 12.08.2017; Delft, Niederlande.
<https://www.indonesia-investments.com/news/news-columns/indonesia-to-become-world-s-biggest-geothermal-power-producer-in-2021/item8191> [10.2017]
- IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds), Volume 2 Energy, Chapter 2 Stationary Combustion, published: IGES, Japan.
<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html> [11.2017]
- IRENA (2017a): Geothermal Power: Technology Brie. – 23 S.; Abu Dhabi, Vereinigte Arabische Emirate.
http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf [11.2017]
- (2017b): Renewable Capacity Statistics 2017. – 60 S.; Abu Dhabi, Vereinigte Arabische Emirate.
http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf [11.2017]
- Janczik, S. & Kaltschmitt, M. (2017): Tiefe Geothermie in Deutschland und weltweit: Statusreport 2017. – In: Erdöl Erdgas Kohle 133. Jg., Heft 7/8, Seite 286–293; Hamburg.

- Kaltenbach, E. & Maaßen, U. (2016): Braunkohle. – In: BWK, 68(5): 100–111; Düsseldorf.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=bwk_05_2016_sd_braunkohle.pdf [11.2017]
- (2017): Braunkohle. – In: BWK, 69(5): 100–111; Düsseldorf.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=bwk_05_2017_sd_braunkohle.pdf [11.2017]
- King & Spalding LLP (2016): LNG in Europe 2016/2017: An Overview of LNG Import Terminals in Europe; Frankfurt a. Main.
<https://www.jdsupra.com/legalnews/lng-in-europe-2016-2017-an-overview-of-40845/> [11.2017]
- LBEG (2017): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2016. – 53 S.; Hannover.
<https://www.lbeg.niedersachsen.de/erdoel-erdgas-jahresbericht/jahresbericht-erdoel-und-erdgas-in-der-bundesrepublik-deutschland-936.html> [10.2017]
- LIAG (2017): GeotIS – Geothermisches Informationssystem für Deutschland; Hannover.
<http://www.geotis.de> [07.2017]
- Little, A. D. (1972): A Current Appraisal of Underground Coal Gasification. Report to U. S. Bureau of Mines, PB-209, S. 274; Washington D.C., USA.
- Maaßen, U. & Schiffer, H.-W. (2016): The German lignite industry in 2015. Die deutsche Braunkohlenindustrie im Jahr 2015. – In: World of Mining – Surface & Underground, 68(3): 147–156; Clausthal-Zellerfeld.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=bk_in_d_2015_wom3_2016.pdf [11.2017]
- (2017): The German lignite industry in 2016. Die deutsche Braunkohlenindustrie im Jahr 2016. – In: World of Mining – Surface & Underground, 69(3): 142–152; Clausthal-Zellerfeld.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=maassen_schiffer_wom.pdf [11.2017]
- MEI (2016): Policy Focus Series 2016-22. Sharing A Pot Of Gold – Iran, Qatar and the Pars gas field.
http://www.mei.edu/sites/default/files/publications/PF22_Seznec_Parsfield_web.pdf [11.2017]
- OECD-NEA/IAEA (2016): Uranium 2016: Resources, Production and Demand, NEA No. 7301. – 550 S.; Paris, Frankreich.
<http://www.oecd.org/publications/uranium-20725310.htm> [11.2017]
- OGJ (2017a): IEA: Upstream oil and gas investment continued to tumble in 2016; Houston, Texas, USA.
<http://www.ogj.com/articles/2017/07/iea-upstream-oil-and-gas-investment-continued-to-tumble-in-2016.html> [11.2017]
- (2017b): OIL & GAS Journal, Tight Gas Sands; Houston, Texas, USA.
<http://www.ogj.com/unconventional-resources/tight-gas.html> [11.2017]
- PdVSA (2017): Informe de Gestión Anual 2016. – 136 S.; Caracas, Venezuela.
http://www.pdvsa.com/images/pdf/iga/IGA_2016_Compilado.pdf [11.2017]
- Queensland Government / Department of Natural Resources and Mines (2017): Underground coal gasification now prohibited in Queensland (Media Statement 24.08.2017).;
<http://statements.qld.gov.au/Statement/2017/8/24/underground-coal-gasification-now-prohibited-in-queensland> [11.2017]

- Raab, U. (2017): Carbon tax – determining the tax rate. Swedish Experiences. – Presentation at the PMR Technical Workshop on Carbon tax: Design and Implementation in Practice. March 22, 2017; Neu-Dehli, Indien.
<https://www.thepmr.org/system/files/documents/Sweden%20PMR%20Technical%20Workshop%20on%20Carbon%20Tax%2022%20March%202017.pdf>
- REN21 (2016): Renewables 2016 Global Status Report. Paris REN21 Secretariat. ISBN 978-3-9818107-0-7. – 272 S.; Paris, Frankreich.
http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report.pdf [11.2017]
- (2017): Renewables 2017 Global Status Report. Paris REN21 Secretariat. ISBN 978-3-9818107-6-9. – 302 S.; Paris, Frankreich.
<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/> [11.2017]
- Rockel, W., Hoth, P. & Seibt, P. (1997): Charakteristik und Aufschluss hydrogeothermaler Speicher. – Geowissenschaften, 15 (8): 244–252.
- Roskill Information Services (2016): Lithium: Global Industry, Markets & Outlook. – 396 S.; London, Vereinigtes Königreich.
<https://roskill.com/market-report/lithium/> [11.2017]
- Scottish Government (2016): UK Carbon Price Floor and Carbon Price Support Mechanism; Glasgow, Schottland.
<http://www.gov.scot/Topics/Environment/climatechange/ukandeuclimatechange/Carbon-Price-Floor> [11.2017]
- Shafirovich, E. & Varma, A. (2009): Underground Coal Gasification: A brief review of current status. Ind. Eng. Chem. Res. 48(17): 7865–7875.
- Siemens, C.W. (1868): On the regenerative gas furnace as applied to the manufacture of cast steel. – In: Journal of Chemical Society 21, 279–310.
- SdK (1985): Zahlen zur Kohlenwirtschaft. Technische und geologische Kennziffern im Steinkohlenbergbau der Bundesrepublik Deutschland. Heft Nr. 127. – 98 S.; Essen / Köln.
- (1990): Zahlen zur Kohlenwirtschaft. Technische und geologische Kennziffern im Steinkohlenbergbau der Bundesrepublik Deutschland. Heft Nr. 137. – 87 S.; Essen / Köln.
- (2017): Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft.
<http://www.kohlenstatistik.de/4-0-Download.html> [11.2017]
- S&P Global Platts (2017a): New Dutch coalition government plans CO2 floor price of Eur18/mt: lawmaker.
<https://www.platts.com/latest-news/coal/london/new-dutch-coalition-government-plans-co2-floor-26822471> [11.2017]
- (2017b): France's Macron says EU carbon price of Eur25-30/mt needed to be effective.
<https://www.platts.com/latest-news/electric-power/london/frances-macron-says-eu-carbon-price-of-eur25-26811243> [11.2017]
- (2017c): September US coal exports of 8.07 mil mt highest since March 2014: US Census.
<https://www.platts.com/latest-news/coal/houston/september-us-coal-exports-of-807-mil-mt-highest-26833940> [11.2017]

- Stohl, A., Klimont, Z., Eckhardt, S., Kupiainen, K., Shevchenko, V. P., Kopeikin, V. M. & Novigatsky, A. N. (2013): Black carbon in the Arctic: the underestimated role of gas flaring and residential combustion emissions
<https://www.atmos-chem-phys.net/13/8833/2013/acp-13-8833-2013.pdf> [11.2017]
- The New York Times (2017): E.P.A. Announces Repeal of Major Obama-Era Carbon Emissions Rule.
<https://www.nytimes.com/2017/10/09/climate/clean-power-plan.html> [11.2017]
- UBA (2017): Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2016. – 24 S.
- UNFCCC (2015): Paris Agreement. – 27 S.
http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf
- (2016): Status of ratification of the convention.
http://unfccc.int/essential_background/convention/status_of_ratification/items/2631.php
- URAM (2014): International Symposium on Uranium Raw Material for the Nuclear Fuel Cycle: Exploration, Mining, Production, Supply and Demand, Economics and Environmental Issues, 23–27 June 2014, Conference ID: 46085 (CN-216); Wien, Österreich.
<http://www-pub.iaea.org/iaeameetings/cn216Presentations.aspx> [10.2014]
- USGS (2007): Facing tomorrow's challenges. U.S. Geological Survey science in the decade 2007–2017: U.S. Geological Survey Circular 1309, x + 70 S.; Denver, Colorado, USA.
<https://pubs.usgs.gov/circ/2007/1309/pdf/C1309.pdf> [11.2017]
- (2016): Lithium. – In: Minerals Commodity Summaries 2016: 100–101; Reston, Virginia, USA.
<https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lithium/mcs-2016-lithi.pdf> [06.2017]
- (2017): Lithium. – In: Minerals Commodity Summaries 2017: 100–101; Reston, Virginia, USA.
<https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lithium/mcs-2017-lithi.pdf> [06.2017]
- USURA (2017a): U.S. Uranium Resource Assessment, U.S. Geological Survey Central Energy Resources Team, Uranium Research Group
<http://energy.usgs.gov/Portals/0/Rooms/uranium/text/UResourceAssessment.pdf> [11.2017]
- (2017b): Uranium Resources and Environmental Investigations
<http://energy.usgs.gov/OtherEnergy/Uranium.aspx> [11.2017]
- van de Loo, K. & Sitte, A.-P. (2015): Steinkohle. – In: BWK, 67(5): 92–99; Düsseldorf.
https://www.gvst.de/dokumente/fachbeitraege/JUE_Steinkohle_25-03-15.pdf [11.2017]
- (2017): Steinkohle. – In: BWK, 69(5): 112–118; Düsseldorf.
https://www.gvst.de/dokumente/aktuelles/BA9194%20Steinkohle_2017.pdf [11.2017]
- VCI (2017): Daten und Fakten, Rohstoffbasis der chemischen Industrie
<https://www.vci.de/vci/downloads-vci/top-thema/daten-fakten-rohstoffbasis-der-chemischen-industrie-de.pdf> [11.2017]
- VDKi (2017a): Jahresbericht 2017. – 116 S.; Hamburg.
http://www.kohlenimporteure.de/publikationen/jahresbericht-2017.html?file=files/user_upload/jahresberichte/vdki_jahresbericht_2017.pdf [11.2017]
- (2017b): Marktinformationen / Steinkohlenpreise, Wechselkurse.
<http://www.kohlenimporteure.de/marktinformationen.html> [11.2017]

Wachtmeister, H., Lund, L., Aleklett, K. & Höök, M. (2017): Production Decline Curves of Tight Oil Wells in Eagle Ford Shale. – In: Natural Resources Research, Vol. 26, No 3.: 365–377.

<https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs11053-016-9323-2.pdf>

White House (2015): The Clean Power Plan.

<https://www.whitehouse.gov/climate-change>

WNA (2017a): The Economics of Nuclear Power.

<http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> [07.2017]

– (2017b): Decommissioning Nuclear Facilities.

<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Nuclear-Wastes/Decommissioning-Nuclear-Facilities/> [11.2017]

– (2017c): Military Warheads as a Source of Nuclear Fuel

<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Uranium-Resources/Military-Warheads-as-a-Source-of-Nuclear-Fuel/> [07.2017]

WNN (2017): Korea's nuclear phase-out policy takes shape

<http://www.world-nuclear-news.org/NP-Koreas-nuclear-phase-out-policy-takes-shape-1906174.html> [10.2017]

Wood Mackenzie (2017): Oil Finds at Lowest Since 1952 (Grafik).

<https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-10/oil-discoveries-seen-recovering-after-crashing-to-65-year-low> [11.2017]

World Bank (2016): State and trends of carbon pricing. – 140 S.; Washington, D.C., USA.

<http://documents.worldbank.org/curated/en/598811476464765822/State-and-trends-of-carbon-pricing> [11.2017]

XINHUANET (2017): China's shale gas output jumps in 2016.

http://news.xinhuanet.com/english/2017-07/10/c_136432929.htm [11.2017]

ANHANG

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

Tabelle A-1: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2016: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell ¹	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	79	–	123	–	635	682	13	1.532	3,9
GUS	844	–	2.402	2	3.282	1.354	168	8.052	20,4
Afrika	730	–	546	–	309	1	112	1.698	4,3
Naher Osten	4.558	–	3.016	–	30	–	–	7.605	19,2
Austral-Asien	276	–	604	63	7.638	1.091	102	9.775	24,7
Nordamerika	284	1.168	220	204	5.692	383	129	8.080	20,4
Lateinamerika	383	1.751	290	–	232	43	88	2.788	7,1
Welt	7.155	2.919	7.202	269	17.820	3.554	612	39.530	100,0
OECD	382	1.168	426	246	8.177	1.748	142	12.288	31,1
EU-28	35	–	53	–	612	482	10	1.192	3,0
OPEC	5.407	1.751	3.615	–	59	1	–	10.833	27,4

¹ einschließlich Tight Gas

Tabelle A-2: Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2016: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell ¹	Hartkohle	Weichbraunkohle				
Europa	205	202	205	529	12.564	2.958	280	286	17.229	3,2
GUS	1.155	1.245	4.974	1.833	70.292	18.958	1.241	103	99.800	18,4
Afrika	1.212	444	1.351	1.679	6.656	4	1.063	264	12.674	2,3
Naher Osten	1.276	254	1.607	524	1.008	–	57	–	4.726	0,9
Austral-Asien	1.069	813	1.782	3.222	176.700	12.404	1.890	771	198.651	36,6
Nordamerika	1.082	6.576	1.493	2.794	166.884	17.547	859	427	197.661	36,4
Lateinamerika	1.028	2.159	879	1.569	686	173	398	466	7.358	1,4
Welt	7.028	11.694	12.290	12.150	438.615 ²	52.044	5.788	3.178 ³	542.786	100,0
OECD	1.363	6.911	2.110	4.322	220.482	24.013	2.016	1.010	262.226	48,3
EU-28	109	155	118	493	12.525	2.688	280	55	16.423	3,0
OPEC	1.889	2.157	1.779	1.717	1.220	3	21	150	8.936	1,6

¹ ohne Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas (7.904 EJ)

² einschließlich Antarktis für Hartkohle (3.825 EJ)

⁴ einschließlich Thoriumressourcen ohne Länderzuordnung (62 EJ)

Tabelle A-3: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2016: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	7,4	9,6	2,4	4,4	0,1	23,9	4,6
GUS	28,7	31,8	11,1	1,2	15,5	88,4	17,2
Afrika	15,6	7,9	6,3	–	3,8	33,6	6,5
Naher Osten	62,7	23,9	< 0,05	–	–	86,7	16,8
Austral-Asien	15,8	21,5	114,5	3,3	4,2	159,3	30,9
Nordamerika	36,9	36,5	16,4	0,9	7,6	98,2	19,1
Lateinamerika	15,7	6,4	2,6	< 0,05	< 0,05	24,7	4,8
Welt	182,9	137,6	153,4	9,8	31,2	514,8	100,0
OECD	44,8	49,7	30,7	4,8	10,8	140,8	27,3
EU-28	3,1	5,0	2,3	3,4	0,1	13,9	2,7
OPEC	78,8	27,9	0,1	–	–	106,8	20,7

Tabelle A-4: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2016: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	27,8	19,8	7,3	4,4	10,3	69,6	13,5
GUS	8,3	22,7	7,5	1,2	4,3	43,9	8,5
Afrika	7,9	5,0	4,6	–	0,2	17,6	3,4
Naher Osten	17,0	19,4	0,4	–	0,1	36,9	7,2
Austral-Asien	64,7	27,3	116,9	3,3	6,5	218,7	42,5
Nordamerika	44,2	36,8	14,9	0,9	10,0	106,8	20,8
Lateinamerika	13,5	6,2	1,0	< 0,05	0,3	21,0	4,1
Welt	183,4	137,2	152,6	9,8	31,7	514,6	100,0
OECD	86,7	63,9	32,3	4,8	22,9	210,7	40,9
EU-28	24,9	17,6	6,3	3,3	10,1	62,1	12,1
OPEC	19,2	20,6	0,1	–	0,1	39,9	7,8

– keine Reserven, Ressourcen, Förderung oder Verbrauch

Tabelle A-5: Deutschland: Rohöllieferländer 2015/2016 [kt]

Land / Gruppe	2015	2016	[%]	Veränderung 2015 / 2016	[%]
Russische Föderation	32.577	36.048	39,6	3.471	10,7
Norwegen	12.455	11.111	12,2	-1.344	-10,8
Vereinigtes Königreich	9.953	9.128	10,0	-825	-8,3
Kasachstan	6.421	8.409	9,2	1.988	31,0
Aserbaidshjan	5.316	5.131	5,6	-185	-3,5
Nigeria	6.691	3.810	4,2	-2.881	-43,1
Algerien	3.468	3.254	3,6	-214	-6,2
Irak	2.392	3.146	3,5	754	31,5
Libyen	2.874	1.779	2,0	-1.095	-38,1
Ägypten	2.894	1.740	1,9	-1.154	-39,9
Mexiko	586	854	0,9	268	45,7
Saudi-Arabien	1.195	844	0,9	-351	-29,4
Angola	340	675	0,7	335	98,5
nicht ermittelte Länder	206	665	0,7	459	222,8
USA	117	608	0,7	491	419,7
Dänemark	707	502	0,6	-205	-29,0
Côte d'Ivoire	364	492	0,5	128	35,2
Venezuela	109	408	0,4	299	274,3
Niederlande	362	305	0,3	-57	-15,7
Äquatorialguinea	163	304	0,3	141	86,5
Tunesien	422	284	0,3	-138	-32,7
Italien	219	235	0,3	16	7,3
Kolumbien	668	228	0,3	-440	-65,9
Brasilien	10	208	0,2	198	1.980,0
Polen	254	203	0,2	-51	-20,1
Ghana	0	202	0,2	202	
Kuwait	192	190	0,2	-2	-1,0
Turkmenistan	0	159	0,2	159	
Estland	175	59	0,1	-116	-66,3
Kamerun	0	34	0,0	34	
Kanada	0	32	0,0	32	
Frankreich	4	18	0,0	14	350,0
Schweden	0	16	0,0	16	

Fortsetzung Tabelle A-5
[kt]

Land / Gruppe	2015	2016	[%]	Veränderung 2015 / 2016	[%]
Südafrika	2	0	0,0	-2	-100,0
Lettland	15	0	0,0	-15	-100,0
Guatemala	66	0	0,0	-66	-100,0
V. Arab. Emirate	9	0	0,0	-9	-100,0
Gabun	49	0	0,0	-49	-100,0
Einfuhr insgesamt	91.275	91.081	100,0	-194	-0,2
OPEC		14.106	15,5		
Naher Osten	3.788	4.180	4,6	392	10,3
Afrika	17.267	12.574	13,8	-4.693	-27,2
GUS	44.314	49.747	54,6	5.433	12,3
Europa	24.144	21.577	23,7	-2.567	-10,6

Daten für 2016 sind zum Teil vorläufig

Tabelle A-6: Deutschland: Herkunft des verbrauchten Erdgases [Mrd. m³]

Herkunftsland	2015	[%]	2016	[%]
Russische Föderation	38,8	31,1	k. A.	k. A.
Niederlande	37,1	29,7	k. A.	k. A.
Norwegen	37,0	29,6	k. A.	k. A.
Sonstige	2,6	2,1	k. A.	k. A.
Eigenproduktion	9,3	7,5	8,6	7,1
Gesamtaufkommen	124,8	100,0	120,6	100,0
Re-Export	31,4	25,2	19,3	16,0
Speichersaldo	2,8	2,2	0,2	0,2
Gesamtverbrauch	96,1	77,0	101,5	84,2

k. A. keine Angaben

Daten sind zum Teil vorläufig

Umwandlung von Energieeinheiten in Volumeneinheiten basiert auf Umrechnungskoeffizienten der IEA, 2017

Anmerkung: Eine eindeutige Umrechnung in Volumeneinheiten (m³) ist wegen des unterschiedlichen Energiegehaltes von Erdgas aus verschiedenen Fördergebieten nur eingeschränkt möglich.

Quellen: BAFA 2017b (Originalausgaben in TJ), LBEG 2017a

Tabelle A-7: Deutschland: Import von Steinkohle (STK) und Steinkohlekoks (STKK) nach Lieferländern [kt]

Land / Gruppe	2012	2013	2014	2015	2016	Veränderung 2015/2016	[%]
EU	6.704	8.364	11.024	8.248	6.075	-2.173	-26,3
STK	4.089	5.891	8.817	6.651	4.286	-2.365	-35,6
STKK	2.615	2.473	2.207	1.597	1.789	192	12,0
Nicht-EU	41.218	44.502	45.182	49.262	49.119	-143	-0,3
STK	40.858	44.228	44.854	48.894	48.832	-62	-0,1
STKK	360	274	328	368	287	-81	-22,0
Australien	4.451	4.739	5.673	5.737	6.505	768	13,4
STK	4.451	4.739	5.673	5.737	6.505	768	13,4
STKK	0	0	0	0	0	0	
Indonesien	0	0	0	53	180	127	239,6
STK	0	0	0	53	180	127	239,6
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kanada	1.516	1.214	1.462	1.316	1.487	171	13,0
STK	1.516	1.214	1.462	1.316	1.487	171	13,0
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kolumbien	9.352	9.999	7.381	9.948	10.725	777	7,8
STK	9.319	9.974	7.381	9.948	10.649	701	7,0
STKK	33	25	0	0	76	76	
Norwegen	395	680	435	561	636	75	13,4
STK	395	680	435	561	636	75	13,4
STKK	0	0	0	0	0	0	
Polen	3.971	4.325	4.389	4.096	2.803	-1.293	-31,6
STK	2.406	3.008	2.931	3.098	1.521	-1.577	-50,9
STKK	1.565	1.317	1.458	998	1.282	284	28,5
GUS	11.546	13.091	13.722	16.724	17.798	1.074	6,4
STK	11.227	12.842	13.495	16.528	17.798	1.270	7,7
STKK	319	249	227	196	0	-196	-100,0
Südafrika	1.972	2.533	5.082	3.400	1.983	-1.417	-41,7
STK	1.972	2.533	5.082	3.400	1.983	-1.417	-41,7
STKK	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	323	690	659	832	534	-298	-35,8
STK	7	365	362	566	392	-174	-30,7
STKK	316	325	297	266	142	-124	-46,6

Fortsetzung Tabelle A-7
[kt]

Land / Gruppe	2012	2013	2014	2015	2016	Veränderung 2015/2016	[%]
USA	9.809	12.044	11.099	10.913	9.107	-1.806	-16,5
STK	9.809	12.044	11.099	10.913	9.107	-1.806	-16,5
STKK	0	0	0	0	0	0	
Venezuela	112	59	0	0	0	0	
STK	111	59	0	0	0	0	
STKK	1	0	0	0	0	0	
China	11	8	124	91	129	38	41,8
STK	9	8	23	16	11	-5	-31,3
STKK	2	0	101	75	118	43	57,3
sonstige nicht-EU Länder	2.054	135	204	519	429	-90	-17,3
STK	2.049	135	204	422	336	-86	-20,4
STKK	5	0	0	97	93	-4	-4,1
insgesamt	47.922	52.866	56.206	57.510	55.194	-2.316	-4,0
STK	44.947	50.119	53.671	55.545	53.118	-2.427	-4,4
STKK	2.975	2.747	2.535	1.965	2.076	111	5,6

Tabelle A-8: Übersicht Erdöl 2016 [Mt]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
EUROPA	Albanien	1,1	59	28	56	143	84
	Bosnien & Herzegowina	–	–	–	10	10	10
	Bulgarien	0,2	10	2	34	46	36
	Dänemark	6,9	362	60	187	609	247
	Deutschland	2,4	307	32	240	578	272
	Estland	0,8	8	–	300	308	300
	Finnland	0,5	5	–	–	5	–
	Frankreich	0,8	128	10	838	976	848
	Griechenland	0,2	17	1	35	53	36
	Irland	–	–	–	245	245	245
	Italien	3,7	201	71	1.545	1.817	1.617
	Kroatien	0,8	105	10	20	135	30
	Litauen	0,2	5	2	60	66	62
	Malta	–	–	–	5	5	5
	Niederlande	1,9	150	15	455	621	470
	Norwegen	98,5	3.827	964	2.148	6.938	3.112
	Österreich	0,8	125	7	10	142	17
	Polen	0,9	66	13	259	338	272
	Rumänien	3,8	780	82	200	1.062	282
	Schweden	–	–	–	112	112	112
	Serbien	1,0	48	11	220	279	231
	Slowakei	< 0,05	3	–	5	8	5
	Slowenien	< 0,05	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	Spanien	0,1	39	20	43	102	63
	Tschechische Republik	0,5	13	2	30	45	32
	Türkei	3,2	150	49	980	1.180	1.029
Ungarn	1,1	103	3	20	126	23	
Vereinigtes Königreich	47,9	3.714	515	1.643	5.872	2.158	
Zypern	–	–	–	35	35	35	
GUS	Armenien	–	–	–	6	6	6
	Aserbaidshon	41,0	1.929	952	1.245	4.126	2.197
	Georgien	< 0,05	24	5	51	79	55
	Kasachstan	79,3	1.863	4.082	12.933	18.877	17.015
	Kirgisistan	< 0,05	12	5	10	27	15
	Moldau, Republik	–	–	–	10	10	10
	Russische Föderation	547,5	23.826	14.898	40.078	78.802	54.976
	Tadschikistan	< 0,05	8	2	60	69	62
	Turkmenistan	13,0	575	82	1.700	2.356	1.782
	Ukraine	2,4	371	54	377	801	431
	Usbekistan	2,7	205	81	800	1.085	881
	Weißrussland	1,3	142	27	158	327	185

Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
Ägypten	32,8	1.691	599	2.340	4.629	2.939
Algerien	67,8	3.164	1.660	2.375	7.198	4.035
Angola	87,9	1.734	1.578	5.095	8.408	6.673
Äquatorialguinea	13,1	248	150	250	648	400
Äthiopien	–	–	< 0,5	60	60	60
Benin	–	4	1	70	75	71
Côte d'Ivoire	0,8	33	14	300	347	314
Eritrea	–	–	–	15	15	15
Gabun	11,4	570	272	1.400	2.242	1.672
Gambia	–	–	–	20	20	20
Ghana	5,0	33	90	210	333	300
Guinea	–	–	–	150	150	150
Guinea-Bissau	–	–	–	40	40	40
Kamerun	4,9	196	27	350	573	377
Kenia	–	–	–	300	300	300
Kongo, DR	1,0	48	24	1.980	2.052	2.004
Kongo, Rep.	11,9	396	218	519	1.132	737
Liberia	–	–	–	160	160	160
Libyen	19,4	3.850	6.580	4.750	15.180	11.330
Madagaskar	–	k. A.	k. A.	2.131	2.131	2.131
Mali	–	–	–	128	128	128
Marokko	< 0,05	2	< 0,5	2.607	2.609	2.607
Mauretanien	0,3	8	3	184	195	187
Mosambik	k. A.	k. A.	2	2.300	2.302	2.302
Namibia	–	–	–	300	300	300
Niger	0,7	k. A.	20	30	50	50
Nigeria	98,8	4.675	5.096	5.378	15.149	10.474
São Tomé und Príncipe	–	–	–	180	180	180
Senegal	–	–	–	136	136	136
Seychellen	–	–	–	470	470	470
Sierra Leone	–	–	60	260	320	320
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	–	300	300	300
Südafrika	0,1	16	2	502	520	504
Sudan	5,1	–	204	365	569	569
Sudan & Südsudan	10,9	210	679	730	1.620	1.409
Südsudan, Republik	5,8	–	475	365	840	840
Tansania	–	–	–	500	500	500
Togo	–	–	–	70	70	70
Tschad	3,9	82	204	2.365	2.651	2.569
Tunesien	3,0	212	55	300	568	355
Uganda	–	–	137	300	437	437
Westsahara	–	–	–	57	57	57

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	10,2	272	17	200	489	217
	Irak	218,9	5.549	20.240	6.320	32.109	26.560
	Iran	216,4	10.132	21.388	7.200	38.720	28.588
	Israel	0,1	2	2	970	974	972
	Jemen	1,2	401	393	500	1.294	893
	Jordanien	< 0,05	–	< 0,5	1.912	1.912	1.912
	Katar	79,4	1.829	3.435	700	5.964	4.135
	Kuwait	152,7	6.509	13.810	700	21.018	14.510
	Libanon	–	–	–	150	150	150
	Oman	49,3	1.539	731	1.540	3.810	2.271
	Palästinensische Gebiete	–	–	–	60	60	60
	Saudi-Arabien	589,1	20.926	35.387	11.800	68.113	47.187
	Syrien	1,5	747	340	400	1.487	740
	V. Arab. Emirate	182,4	5.020	13.306	4.160	22.486	17.466
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	–	–	–	296	296	296
	Australien	15,8	1.065	542	4.055	5.662	4.597
	Bangladesch	0,3	4	4	30	38	34
	Brunei	5,9	532	150	160	842	310
	China	199,7	6.708	3.496	29.001	39.205	32.497
	Indien	37,1	1.370	621	1.840	3.831	2.461
	Indonesien	41,3	3.474	439	3.572	7.486	4.011
	Japan	0,5	53	6	24	83	30
	Kambodscha	–	–	–	25	25	25
	Korea, DVR	–	–	–	50	50	50
	Korea, Rep.	< 0,05	k. A.	< 0,5	k. A.	< 0,5	< 0,5
	Laos	–	–	–	< 0,5	< 0,5	< 0,5
	Malaysia	32,7	1.160	490	850	2.500	1.340
	Mongolei	1,2	6	35	1.015	1.057	1.050
	Myanmar	0,8	58	19	595	672	614
	Neuseeland	1,6	64	10	250	324	260
	Pakistan	5,4	113	48	1.390	1.551	1.438
	Papua-Neuguinea	2,8	73	22	290	385	312
	Philippinen	0,7	19	14	270	303	284
	Sri Lanka	–	–	–	90	90	90
	Taiwan	< 0,05	5	< 0,5	5	10	5
Thailand	12,8	217	53	452	722	505	
Timor-Leste	2,6	52	53	175	280	228	
Vietnam	15,9	370	595	600	1.565	1.195	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.500	3.500	3.500
	Kanada	218,2	6.106	26.882	57.170	90.158	84.052
	Mexiko	121,0	6.669	1.321	4.760	12.751	6.081
	USA	543,0	32.990	6.519	117.768	157.277	124.287

Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	26,3	1.626	326	4.183	6.134	4.508
	Barbados	< 0,05	2	< 0,5	30	33	30
	Belize	0,1	1	1	15	17	16
	Bolivien	3,7	90	29	280	399	309
	Brasilien	125,0	2.401	1.719	15.206	19.326	16.925
	Chile	0,2	63	20	330	414	351
	Dominikanische Rep.	–	–	–	150	150	150
	Ecuador	27,3	826	1.126	107	2.059	1.232
	Falklandinseln	–	–	–	800	800	800
	(Französisch-) Guyana	–	–	–	800	800	800
	Guatemala	0,4	22	12	40	74	52
	Guyana	–	–	–	450	450	450
	Haiti	–	–	–	100	100	100
	Kolumbien	44,0	1.339	225	1.790	3.354	2.015
	Kuba	3,2	73	17	1.008	1.098	1.025
	Panama	–	–	–	122	122	122
	Paraguay	–	–	–	575	575	575
	Peru	6,7	399	167	2.321	2.887	2.488
	Puerto Rico	–	–	–	75	75	75
	Suriname	0,8	15	11	700	727	711
Trinidad und Tobago	3,7	530	33	67	631	101	
Uruguay	–	–	–	275	275	275	
Venezuela	134,2	10.162	47.385	46.820	104.367	94.205	
Welt	4.374,5	187.936	240.991	447.874	876.801	688.865	
LÄNDERGRUPPE	Europa	177,2	10.224	1.897	9.735	21.857	11.632
	GUS	687,2	28.952	20.187	57.428	106.567	77.614
	Afrika	373,8	17.172	17.470	39.621	74.264	57.092
	Naher Osten	1.501,2	52.925	109.048	36.612	198.586	145.660
	Austral-Asien	377,1	15.345	6.596	45.036	66.976	51.632
	Nordamerika	882,2	45.765	34.722	183.198	263.686	217.921
	Lateinamerika	375,7	17.551	51.070	76.244	144.865	127.314
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	1.885,7	74.946	171.262	96.805	343.013	268.066
	OPEC-Golf	1.438,9	49.965	107.565	30.880	188.410	138.445
	OECD	1.070,7	56.230	37.066	197.923	291.219	234.989
	EU-28	73,5	6.140	845	6.322	13.307	7.167

k. A. keine Angaben
– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle A-9: Erdölressourcen 2016 [Mt]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell			
				Schieferöl ¹	Ölsand	Schwerstöl	Ölschiefer
1	USA	117.768	15.900	10.600	1.237	50	89.981
2	Kanada	57.170	3.500	3.390	50.000	–	280
3	Venezuela	46.820	3.000	1.820	–	42.000	–
4	Russische Föderation	40.078	20.000	10.300	5.225	3	4.550
5	China	29.001	16.200	4.380	2.300	121	6.000
6	Brasilien	15.206	13.000	720	–	–	1.486
7	Kasachstan	12.933	4.000	1.440	7.441	–	52
8	Saudi-Arabien	11.800	11.800	–	–	–	–
9	Iran	7.200	7.200	–	–	–	–
10	Irak	6.320	6.100	220	–	–	–
11	Nigeria	5.378	5.300	–	78	–	–
12	Angola	5.095	5.000	–	95	–	–
13	Mexiko	4.760	2.980	1.780	–	< 0,5	–
14	Libyen	4.750	1.200	3.550	–	–	–
15	Argentinien	4.183	500	3.675	–	–	8
16	V. Arab. Emirate	4.160	1.100	3.060	–	–	–
17	Australien	4.055	1.100	2.380	–	–	575
18	Indonesien	3.572	2.400	1.075	97	–	–
19	Grönland	3.500	3.500	–	–	–	–
20	Marokko	2.607	1.600	27	–	–	980
...							
85	Deutschland	240	20	70	–	–	150
...							
	sonstige Länder [124]	61.278	42.721	11.223	162	86	7.086
	Welt	447.874	168.121	59.710	66.635	42.261	111.147
	Europa	9.735	4.900	2.181	46	33	2.575
	GUS	57.428	27.635	11.890	12.667	23	5.213
	Afrika	39.621	28.994	7.418	276	8	2.926
	Naher Osten	36.612	30.532	4.134	–	< 0,5	1.946
	Austral-Asien	45.036	25.578	10.207	2.397	121	6.733
	Nordamerika	183.198	25.880	15.770	51.237	50	90.261
	Lateinamerika	76.244	24.602	8.110	13	42.025	1.494
	OPEC	96.805	45.200	9.425	173	42.007	–
	OPEC-Golf	30.880	27.600	3.280	–	–	–
	OECD	197.923	32.602	20.678	51.283	77	93.283
	EU-28	6.322	2.602	1.541	46	27	2.105

¹ Erdöl aus dichten Gesteinen

– keine Ressourcen

Tabelle A-10: Erdölreserven 2016 [Mt]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Schieferöl ¹	Ölsand	Schwerstöl
1	Venezuela	47.385	5.485	–	–	41.900
2	Saudi-Arabien	35.387	35.387	–	–	–
3	Kanada	26.882	530	68	26.284	–
4	Iran	21.388	21.388	–	–	–
5	Irak	20.240	20.240	–	–	–
6	Russische Föderation	14.898	14.898	–	–	–
7	Kuwait	13.810	13.810	–	–	–
8	V. Arab. Emirate	13.306	13.306	–	–	–
9	Libyen	6.580	6.580	–	–	–
10	USA	6.519	4.938	1.578	–	3
11	Nigeria	5.096	5.096	–	–	–
12	Kasachstan	4.082	4.082	–	–	–
13	China	3.496	3.496	–	–	k. A.
14	Katar	3.435	3.435	–	–	–
15	Brasilien	1.719	1.719	–	–	–
16	Algerien	1.660	1.660	–	–	–
17	Angola	1.578	1.578	–	–	–
18	Mexiko	1.321	1.321	–	–	–
19	Ecuador	1.126	1.126	–	–	k. A.
20	Norwegen	964	964	–	–	–
...						
58	Deutschland	32	32	–	–	–
...						
	sonstige Länder [82]	10.090	10.090	–	–	–
	Welt	240.991	171.158	1.646	26.284	41.903
	Europa	1.897	1.897	–	–	–
	GUS	20.187	20.187	–	–	–
	Afrika	17.470	17.470	–	–	–
	Naher Osten	109.048	109.048	–	–	–
	Austral-Asien	6.596	6.596	–	–	–
	Nordamerika	34.722	6.789	1.646	26.284	3
	Lateinamerika	51.070	9.170	–	–	41.900
	OPEC	171.262	129.362	–	–	41.900
	OPEC-Golf	107.565	107.565	–	–	–
	OECD	37.066	9.133	1.646	26.284	3
	EU-28	845	845	–	–	–

¹ Erdöl aus dichten Gesteinenk. A. keine Angaben
– keine Reserven

Tabelle A-11: Erdölförderung 2011–2016

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

Rang	Land/Region	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
					[Mt]				
1	Saudi-Arabien	525,8	547,0	523,6	530,1	565,3	589,1	13,5	13,5
2	Russische Föderation	509,0	517,9	522,6	526,7	533,6	547,5	12,5	26,0
3	USA	352,3	431,2	485,2	519,9	567,2	543,0	12,4	38,4
4	Irak	134,2	148,1	152,6	160,3	197,0	218,9	5,0	43,4
5	Kanada	165,3	179,2	192,4	208,0	215,1	218,2	5,0	48,4
6	Iran	205,8	185,8	177,7	169,2	182,6	216,4	4,9	53,3
7	China	203,6	207,5	208,1	211,4	214,6	199,7	4,6	57,9
8	V. Arab. Emirate	138,4	155,0	165,7	167,3	175,5	182,4	4,2	62,1
9	Kuwait	134,3	151,6	164,7	158,1	149,1	152,7	3,5	65,6
10	Venezuela	159,9	155,3	155,0	149,5	148,6	134,2	3,1	68,6
11	Brasilien	114,6	108,2	105,0	118,5	125,6	125,0	2,9	71,5
12	Mexiko	145,1	144,8	143,5	137,1	128,8	121,0	2,8	74,3
13	Nigeria	120,2	123,8	118,3	120,4	113,0	98,8	2,3	76,5
14	Norwegen	92,2	87,5	90,2	93,1	94,8	98,5	2,3	78,8
15	Angola	85,2	86,9	87,4	83,0	88,7	87,9	2,0	80,8
16	Katar	78,5	83,0	84,2	83,5	79,3	79,4	1,8	82,6
17	Kasachstan	82,4	79,2	83,8	82,1	79,3	79,3	1,8	84,4
18	Algerien	76,5	76,1	72,6	70,6	68,1	67,8	1,6	85,9
19	Oman	42,1	45,8	46,1	46,2	46,6	49,3	1,1	87,1
20	Vereinigtes Königreich	52,0	44,6	40,6	39,6	45,7	47,9	1,1	88,2
...									
58	Deutschland	2,7	2,6	2,6	2,4	2,4	2,4	0,1	99,4
...									
	sonstige Länder [81]	581,0	600,7	575,1	555,7	537,8	515,1	11,8	100,0
	Welt	4.001,1	4.161,7	4.197,1	4.232,8	4.358,6	4.374,5	100,0	
	Europa	178,8	165,0	164,8	168,0	173,7	177,2	4,1	
	GUS	656,8	661,6	671,3	671,8	673,6	687,2	15,7	
	Afrika	422,1	461,6	430,5	406,9	396,4	373,8	8,5	
	Naher Osten	1.296,1	1.343,0	1.333,5	1.332,9	1.409,0	1.501,2	34,3	
	Austral-Asien	389,2	388,5	384,4	387,6	391,9	377,1	8,6	
	Nordamerika	662,7	755,2	821,1	865,1	911,1	882,2	20,2	
	Lateinamerika	395,2	386,8	391,5	400,6	402,8	375,7	8,6	
	OPEC	1.719,9	1.823,9	1.789,3	1.760,2	1.825,5	1.885,7	43,1	
	OPEC-Golf	1.217,0	1.270,6	1.268,4	1.268,5	1.348,7	1.438,9	32,9	
	OECD	859,1	935,2	997,1	1.044,9	1.096,2	1.070,7	24,5	
	EU-28	82,7 ¹	73,4 ¹	70,0	69,9	73,7	73,5	1,7	

¹ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle A-12: Mineralölverbrauch 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	859,5	19,6	19,6
2	China	578,7	13,2	32,8
3	Indien	212,7	4,8	37,6
4	Japan	184,5	4,2	41,8
5	Saudi-Arabien	159,5	3,6	45,5
6	Russische Föderation	148,0	3,4	48,8
7	Brasilien	138,8	3,2	52,0
8	Korea, Rep.	122,1	2,8	54,8
9	Deutschland	109,8	2,5	57,3
10	Kanada	100,9	2,3	59,6
11	Mexiko	97,0	2,2	61,8
12	Iran	86,6	2,0	63,8
13	Frankreich	78,0	1,8	65,6
14	Indonesien	72,6	1,7	67,2
15	Singapur	72,2	1,6	68,9
16	Vereinigtes Königreich	69,1	1,6	70,4
17	Italien	59,0	1,3	71,8
18	Spanien	58,1	1,3	73,1
19	Thailand	54,6	1,2	74,3
20	Australien	47,4	1,1	75,4
	...			
	sonstige Länder [179]	1.077,9	24,6	100,0
	Welt	4.387,1	100,0	
	Europa	665,7	15,2	
	GUS	197,5	4,5	
	Afrika	188,0	4,3	
	Naher Osten	407,4	9,3	
	Austral-Asien	1.547,4	35,3	
	Nordamerika	1.057,5	24,1	
	Lateinamerika	322,0	7,3	
	OPEC	458,8	10,5	
	OPEC-Golf	363,0	8,3	
	OECD	2.074,2	47,3	
	EU-28	594,6	13,6	

Tabelle A-13: Erdölexport 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	380,8	17,1	17,1
2	Russische Föderation	254,2	11,4	28,5
3	Irak	189,0	8,5	37,0
4	Kanada	159,2	7,1	44,1
5	V. Arab. Emirate	119,6	5,4	49,5
6	Kuwait	105,8	4,7	54,2
7	Iran	95,5	4,3	58,5
8	Venezuela	90,3	4,1	62,6
9	Nigeria	86,4	3,9	66,5
10	Angola	82,9	3,7	70,2
11	Norwegen	69,3	3,1	73,3
12	Kasachstan	68,8	3,1	76,4
13	Mexiko	63,3	2,8	79,2
14	Oman	44,1	2,0	81,2
15	Brasilien	39,6	1,8	83,0
16	Aserbaidshan	35,0	1,6	84,6
17	Vereinigtes Königreich	35,0	1,6	86,1
18	Algerien	33,2	1,5	87,6
19	Kolumbien	30,5	1,4	89,0
20	USA	25,8	1,2	90,1
...				
58	Deutschland	0,1	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [58]	219,5	9,9	100,0
	Welt	2.227,8	100,0	
	Europa	109,8	4,9	
	GUS	358,6	16,1	
	Afrika	277,4	12,5	
	Naher Osten	959,8	43,1	
	Austral-Asien	78,7	3,5	
	Nordamerika	248,3	11,1	
	Lateinamerika	195,2	8,8	
	OPEC	1.251,9	56,2	
	OPEC-Golf	915,7	41,1	
	OECD	371,0	16,7	
	EU-28	40,3	1,8	

Tabelle A-14: Erdölimport 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	393,0	17,1	17,1
2	China	378,7	16,5	33,5
3	Indien	215,7	9,4	42,9
4	Japan	192,7	8,4	51,3
5	Korea, Rep.	147,7	6,4	57,7
6	Deutschland	91,1	4,0	61,6
7	Spanien	64,2	2,8	64,4
8	Italien	61,1	2,7	67,1
9	Frankreich	55,3	2,4	69,5
10	Niederlande	54,4	2,4	71,8
11	Singapur	52,8	2,3	74,1
12	Vereinigtes Königreich	48,9	2,1	76,3
13	Taiwan	44,8	1,9	78,2
14	Thailand	42,3	1,8	80,0
15	Kanada	37,8	1,6	81,7
16	Belgien	31,0	1,3	83,0
17	Griechenland	28,3	1,2	84,3
18	Türkei	25,1	1,1	85,4
19	Polen	24,6	1,1	86,4
20	Schweden	20,0	0,9	87,3
	...			
	sonstige Länder [66]	292,6	12,7	100,0
	Welt	2.301,9	100,0	
	Europa	597,6	26,0	
	GUS	36,1	1,6	
	Afrika	8,0	0,3	
	Naher Osten	31,3	1,4	
	Austral-Asien	1.150,0	50,0	
	Nordamerika	431,4	18,7	
	Lateinamerika	47,5	2,1	
	OECD	1.380,5	60,0	
	EU-28	564,5	24,5	

Tabelle A-15: Übersicht Erdgas 2016 [Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
EUROPA	Albanien	0,1	8	1	50	59	51
	Belgien	–	–	–	85	85	85
	Bulgarien	0,2	8	6	575	589	581
	Dänemark	4,5	191	17	236	445	253
	Deutschland	9,0	1.038	70	1.360	2.468	1.430
	Frankreich	0,1	229	9	3.984	4.222	3.993
	Griechenland	< 0,05	1	1	10	12	11
	Irland	3,0	59	10	50	119	60
	Italien	5,3	761	35	405	1.200	439
	Kroatien	1,6	75	25	50	150	75
	Litauen	–	–	–	14	14	14
	Malta	–	–	–	10	10	10
	Niederlande	47,4	3.618	697	666	4.981	1.363
	Norwegen	121,2	2.224	1.782	2.010	6.016	3.792
	Österreich	1,3	100	9	244	354	253
	Polen	4,3	269	91	1.244	1.604	1.335
	Portugal	–	–	–	148	148	148
	Rumänien	9,9	1.318	103	1.142	2.563	1.245
	Schweden	–	–	–	48	48	48
	Serbien	0,6	34	48	10	92	58
	Slowakei	0,1	26	4	10	40	14
	Slowenien	< 0,05	k. A.	1	30	31	31
	Spanien	0,1	12	3	653	668	656
	Tschechische Republik	0,3	16	7	181	204	188
	Türkei	0,4	15	5	1.153	1.173	1.158
	Ungarn	1,8	232	8	158	399	166
Vereinigtes Königreich	42,0	2.581	297	4.540	7.418	4.837	
Zypern	–	–	–	250	250	250	
GUS	Armenien	–	–	–	18	18	18
	Aserbaidshjan	17,5	596	1.148	1.800	3.545	2.948
	Georgien	< 0,05	3	8	102	113	110
	Kasachstan	22,0	578	1.907	4.179	6.664	6.086
	Kirgisistan	< 0,05	7	6	20	33	26
	Moldau, Republik	–	–	–	20	20	20
	Russische Föderation	640,7	22.966	47.777	152.050	222.793	199.827
	Tadschikistan	< 0,05	9	6	20	34	26
	Turkmenistan	77,0	2.713	9.870	15.000	27.583	24.870
	Ukraine	17,9	2.040	952	4.495	7.487	5.447
	Usbekistan	62,8	2.375	1.585	1.400	5.360	2.985
	Weißrussland	0,2	13	3	10	26	13
	Ägypten	41,8	911	2.086	10.830	13.827	12.916
Algerien	93,2	2.483	4.501	26.720	33.704	31.221	

Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
Angola	1,9	25	308	1.200	1.533	1.508
Äquatorialguinea	6,2	61	37	150	248	187
Äthiopien	–	–	–	176	176	176
Benin	–	–	–	100	100	100
Botsuana	–	–	–	1.840	1.840	1.840
Côte d'Ivoire	1,9	32	28	400	460	428
Eritrea	–	–	–	29	29	29
Gabun	0,4	6	25	600	632	625
Gambia	–	–	–	25	25	25
Ghana	k. A.	k. A.	23	300	323	323
Guinea	–	–	–	200	200	200
Guinea-Bissau	–	–	–	50	50	50
Kamerun	0,4	k. A.	135	200	335	335
Kenia	–	–	–	333	333	333
Kongo, DR	k. A.	k. A.	1	10	11	11
Kongo, Rep.	0,2	k. A.	91	200	291	291
Liberia	–	–	–	200	200	200
Libyen	10,1	330	1.505	4.650	6.484	6.155
Madagaskar	–	–	–	4.700	4.700	4.700
Marokko	0,1	3	1	2.220	2.224	2.221
Mauretanien	k. A.	k. A.	28	500	528	528
Mosambik	4,6	42	127	5.500	5.669	5.627
Namibia	–	–	–	350	350	350
Niger	–	–	–	250	250	250
Nigeria	41,2	577	5.284	3.200	9.061	8.484
Ruanda	k. A.	k. A.	1	50	51	51
São Tomé und Príncipe	–	–	–	100	100	100
Senegal	–	–	–	200	200	200
Seychellen	–	–	–	600	600	600
Sierra Leone	–	–	–	300	300	300
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	–	261	261	261
Südafrika	1,3	46	8	9.080	9.134	9.088
Sudan & Südsudan	k. A.	k. A.	85	250	335	335
Tansania	0,9	k. A.	37	1.500	1.537	1.537
Togo	–	–	–	100	100	100
Tschad	–	–	–	1.455	1.455	1.455
Tunesien	2,6	58	65	750	873	815
Uganda	–	–	–	100	100	100
Westsahara	–	–	–	50	50	50

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	15,5	311	163	200	674	363
	Irak	7,2	140	3.694	4.000	7.834	7.694
	Iran	202,4	2.766	33.721	10.000	46.487	43.721
	Israel	9,3	49	156	2.000	2.205	2.156
	Jemen	2,5	52	266	500	818	766
	Jordanien	0,1	5	6	350	361	356
	Katar	165,4	1.772	24.073	2.000	27.844	26.073
	Kuwait	17,1	369	1.783	500	2.652	2.283
	Libanon	–	–	–	850	850	850
	Oman	34,7	474	705	3.015	4.194	3.720
	Palästinensische Gebiete	–	–	–	380	380	380
	Saudi-Arabien	109,4	2.005	8.427	24.664	35.096	33.091
	Syrien	3,9	145	285	300	730	585
	V. Arab. Emirate	61,9	1.322	6.091	7.315	14.728	13.406
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	0,2	58	50	400	508	450
	Australien	88,2	1.244	3.205	35.085	39.534	38.290
	Bangladesch	27,5	401	205	800	1.406	1.005
	Brunei	11,2	434	258	200	892	458
	China	141,9	1.777	5.191	64.900	71.868	70.091
	Indien	27,6	818	1.227	7.039	9.084	8.266
	Indonesien	74,0	2.224	2.773	9.980	14.977	12.753
	Japan	2,9	141	21	10	172	31
	Kambodscha	–	–	–	50	50	50
	Korea, Rep.	0,2	k. A.	7	50	57	57
	Laos	–	–	–	10	10	10
	Malaysia	73,8	1.404	2.190	1.900	5.494	4.090
	Mongolei	–	–	–	133	133	133
	Myanmar	17,1	218	637	2.000	2.855	2.637
	Neuseeland	5,1	171	36	353	560	389
	Pakistan	41,5	922	542	4.570	6.034	5.112
	Papua-Neuguinea	0,1	4	210	1.000	1.214	1.210
	Philippinen	3,9	47	98	502	647	600
	Sri Lanka	–	–	–	300	300	300
	Taiwan	0,3	52	6	5	63	11
Thailand	38,6	652	207	740	1.599	947	
Timor-Leste	k. A.	k. A.	88	300	388	388	
Vietnam	10,7	122	617	1.355	2.094	1.972	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.900	3.900	3.900
	Kanada	157,1	6.306	2.171	37.901	46.379	40.072
	Mexiko	47,2	1.708	270	17.770	19.748	18.040
	USA	755,8	35.806	8.714	53.246	97.766	61.960

Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	38,3	1.214	325	23.710	25.249	24.035
	Barbados	k. A.	k. A.	< 0,5	100	100	100
	Belize	–	–	–	10	10	10
	Bolivien	19,7	304	280	1.620	2.204	1.900
	Brasilien	23,8	336	392	18.446	19.173	18.837
	Chile	1,2	111	40	1.745	1.896	1.785
	Ecuador	0,5	8	11	20	39	31
	Falklandinseln	–	–	–	1.500	1.500	1.500
	(Französisch-) Guyana	–	–	–	400	400	400
	Grenada	–	–	–	25	25	25
	Guatemala	–	–	–	10	10	10
	Guyana	–	–	–	300	300	300
	Haiti	–	–	–	40	40	40
	Kolumbien	11,4	281	123	2.282	2.686	2.405
	Kuba	1,2	17	71	400	488	471
	Paraguay	–	–	–	2.420	2.420	2.420
	Peru	14,0	143	399	2.550	3.091	2.949
	Puerto Rico	–	–	–	30	30	30
	Suriname	–	–	–	350	350	350
	Trinidad und Tobago	34,5	704	300	500	1.504	800
Uruguay	–	–	–	828	828	828	
Venezuela	22,9	1.163	5.702	7.130	13.995	12.832	
Welt	3.619,8	116.886	196.605	643.157	956.648	839.762	
LÄNDERGRUPPE	Europa	253,2	12.815	3.229	19.316	35.361	22.545
	GUS	838,1	31.300	63.262	179.114	273.676	242.375
	Afrika	206,7	4.572	14.377	79.739	98.688	94.116
	Naher Osten	629,4	9.410	79.370	56.074	144.854	135.444
	Austral-Asien	564,8	10.689	17.569	131.682	159.939	149.250
	Nordamerika	960,1	43.820	11.155	112.817	167.793	123.973
	Lateinamerika	167,5	4.280	7.643	64.416	76.339	72.059
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	733,6	12.965	95.125	91.999	200.089	187.124
	OPEC-Golf	563,4	8.374	77.789	48.479	134.642	126.267
	OECD	1.307,7	56.907	17.667	169.275	243.848	186.941
	EU-28	130,9	10.534	1.393	16.093	28.021	17.486

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle A-16: Erdgasressourcen 2016 [Mrd. m³]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Tight Gas	Schiefergas	Kohleflözgas
1	Russische Föderation	152.050	110.000	20.000	9.500	12.550
2	China	64.900	20.000	12.000	22.000	10.900
3	USA	53.246	23.000	8.500	17.276	4.470
4	Kanada	37.901	10.100	7.500	16.230	4.071
5	Australien	35.085	8.864	8.000	12.380	5.841
6	Algerien	26.720	1.200	5.500	20.020	–
7	Saudi-Arabien	24.664	19.000	–	5.664	–
8	Argentinien	23.710	1.000	–	22.710	–
9	Brasilien	18.446	11.500	–	6.940	6
10	Mexiko	17.770	2.300	–	15.440	30
11	Turkmenistan	15.000	15.000	–	–	–
12	Ägypten	10.830	8.000	–	2.830	–
13	Iran	10.000	10.000	–	–	–
14	Indonesien	9.980	5.500	–	1.300	3.180
15	Südafrika	9.080	1.000	–	7.510	570
16	V. Arab. Emirate	7.315	1.500	–	5.815	–
17	Venezuela	7.130	2.400	–	4.730	–
18	Indien	7.039	2.000	–	2.720	2.319
19	Mosambik	5.500	5.500	–	–	–
20	Madagaskar	4.700	4.700	–	–	–
...						
48	Deutschland	1.360	20	90	800	450
...						
	sonstige Länder [124]	100.732	60.839	1.417	31.538	6.938
	Welt	643.157	323.423	63.007	205.403	51.325
	Europa	19.316	5.387	312	12.416	1.201
	GUS	179.114	130.888	20.000	11.274	16.952
	Afrika	79.739	35.544	5.500	37.285	1.410
	Naher Osten	56.074	42.280	750	13.044	–
	Austral-Asien	131.682	46.889	20.200	41.620	22.973
	Nordamerika	112.817	39.300	16.000	48.946	8.571
	Lateinamerika	64.416	23.135	245	40.818	218
	OPEC	91.999	46.820	5.500	39.679	–
	OPEC-Golf	48.479	37.000	–	11.479	–
	OECD	169.275	55.531	24.547	73.637	15.560
	EU-28	16.093	3.117	312	11.746	918

– keine Ressourcen bzw. keine Angaben

Tabelle A-17: Erdgasreserven 2016 [Mrd. m³]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell ¹	nicht-konventionell ²	
				Schiefergas	Kohleflözgas
1	Russische Föderation	47.777	47.734	–	43
2	Iran	33.721	33.721	–	–
3	Katar	24.073	24.073	–	–
4	Turkmenistan	9.870	9.870	–	–
5	USA	8.714	3.386	4.973	354
6	Saudi-Arabien	8.427	8.427	–	–
7	V. Arab. Emirate	6.091	6.091	–	–
8	Venezuela	5.702	5.702	–	–
9	Nigeria	5.284	5.284	–	–
10	China	5.191	4.734	122	334
11	Algerien	4.501	4.501	–	–
12	Irak	3.694	3.694	–	–
13	Australien	3.205	2.113	–	1.092
14	Indonesien	2.773	2.773	–	–
15	Malaysia	2.190	2.190	–	–
16	Kanada	2.171	2.122	k. A.	49
17	Ägypten	2.086	2.086	–	–
18	Kasachstan	1.907	1.907	–	–
19	Kuwait	1.783	1.783	–	–
20	Norwegen	1.782	1.782	–	–
...					
57	Deutschland	70	70	–	–
...					
	sonstige Länder [76]	15.593	15.480	< 0,5	113
	Welt	196.605	189.524	5.096	1.985
	Europa	3.229	3.229	–	–
	GUS	63.262	63.219	–	43
	Afrika	14.377	14.377	–	–
	Naher Osten	79.370	79.370	–	–
	Austral-Asien	17.569	15.907	122	1.539
	Nordamerika	11.155	5.778	4.973	404
	Lateinamerika	7.643	7.643	–	–
	OPEC	95.125	95.125	–	–
	OPEC-Golf	77.789	77.789	–	–
	OECD	17.667	11.197	4.973	1.496
	EU-28	1.393	1.393	–	–

¹ einschließlich Tight Gas² z. T. Datenstand 2015

k. A. keine Angaben

– keine Reserven

Tabelle A-18: Erdgasförderung 2011–2016

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

Rang	Land/Region	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
				[Mrd. m ³]					
1	USA	650,9	681,5	687,2	729,1	768,1	755,8	20,9	20,9
2	Russische Föderation	629,5	609,7	627,6	610,1	636,0	640,7	17,7	38,6
3	Iran	151,8	158,2	159,1	172,6	183,9	202,4	5,6	44,2
4	Katar	146,8	157,0	158,5	160,0	171,3	165,4	4,6	48,7
5	Kanada	160,5	156,5	154,8	161,3	154,8	157,1	4,3	53,1
6	China	103,1	110,7	119,3	132,8	138,2	141,9	3,9	57,0
7	Norwegen	101,4	114,8	107,1	108,8	121,3	121,2	3,3	60,4
8	Saudi-Arabien	92,3	95,2	103,0	108,2	106,4	109,4	3,0	63,4
9	Algerien	78,0	81,5	79,6	79,7	82,3	93,2	2,6	65,9
10	Australien	45,4	48,8	50,1	55,3	69,9	88,2	2,4	68,4
11	Turkmenistan	59,5	64,4	62,3	69,3	80,2	77,0	2,1	70,5
12	Indonesien	91,7	76,7	70,4	71,8	72,7	74,0	2,0	72,6
13	Malaysia	61,8	63,0	69,1	66,4	68,2	73,8	2,0	74,6
14	Usbekistan	58,8	57,7	58,7	59,3	58,8	62,8	1,7	76,3
15	V. Arab. Emirate	51,7	51,7	56,0	55,6	55,8	61,9	1,7	78,0
16	Niederlande	80,6	80,1	84,5	66,3	51,2	47,4	1,3	79,3
17	Mexiko	52,5	47,0	45,8	44,8	46,0	47,2	1,3	80,7
18	Vereinigtes Königreich	43,0	41,1	38,5	38,7	41,3	42,0	1,2	81,8
19	Ägypten	61,3	60,9	56,1	48,7	44,3	41,8	1,2	83,0
20	Pakistan	38,5	41,3	38,6	42,0	40,0	41,5	1,1	84,1
...									
44	Deutschland	13,3	12,1	11,1	10,5	9,7	9,0	0,2	98,0
...									
	sonstige Länder [69]	564,4	578,6	583,6	592,6	573,3	566,1	15,6	100,0
	Welt	3.336,7	3.388,5	3.421,0	3.483,9	3.573,7	3.619,8	100,0	
	Europa	278,2	286,8	276,3	258,2	256,5	253,2	7,0	
	GUS	811,4	795,9	817,1	807,6	832,5	838,1	23,2	
	Afrika	197,6	210,5	202,2	200,9	201,7	206,7	5,7	
	Naher Osten	523,5	541,1	566,8	587,6	606,2	629,4	17,4	
	Austral-Asien	492,1	491,9	492,5	515,1	535,1	564,8	15,6	
	Nordamerika	863,9	885,0	887,8	935,2	968,9	960,1	26,5	
	Lateinamerika	170,1	177,3	178,3	179,5	172,8	167,5	4,6	
	OPEC	611,3	648,3	656,0	682,7	704,7	733,6	20,3	
	OPEC-Golf	460,9	482,5	498,0	520,0	540,6	563,4	15,6	
	OECD	1.187,1	1.218,7	1.216,3	1.251,7	1.298,9	1.307,7	36,1	
	EU-28	175,6 ¹	170,8 ¹	168,0	148,3	134,3	130,9	3,6	

¹ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle A-19: Erdgasverbrauch 2016

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

Rang	Land/Region	[Mrd. m³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	778,6	21,6	21,6
2	Russische Föderation	437,9	12,1	33,7
3	China	204,0	5,7	39,3
4	Iran	200,8	5,6	44,9
5	Japan	111,2	3,1	48,0
6	Saudi-Arabien	109,4	3,0	51,0
7	Deutschland	101,5	2,8	53,8
8	Kanada	99,9	2,8	56,6
9	Mexiko	89,5	2,5	59,1
10	Vereinigtes Königreich	81,4	2,3	61,3
11	V. Arab. Emirate	71,8	2,0	63,3
12	Italien	64,5	1,8	65,1
13	Usbekistan	50,7	1,4	66,5
14	Thailand	50,7	1,4	67,9
15	Indien	50,1	1,4	69,3
16	Argentinien	49,6	1,4	70,7
17	Ägypten	48,3	1,3	72,0
18	Türkei	46,5	1,3	73,3
19	Korea, Rep.	45,0	1,2	74,6
20	Indonesien	43,2	1,2	75,8
...				
	sonstige Länder [90]	875,4	24,2	100,0
	Welt	3.609,9	100,0	
	Europa	521,0	14,4	
	GUS	598,0	16,6	
	Afrika	131,9	3,7	
	Naher Osten	511,5	14,2	
	Austral-Asien	717,6	19,9	
	Nordamerika	968,0	26,8	
	Lateinamerika	161,9	4,5	
	OPEC	540,9	15,0	
	OPEC-Golf	452,4	12,5	
	OECD	1.682,6	46,6	
	EU-28	462,9	12,8	

Tabelle A-20: Erdgasexport 2016

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

Rang	Land/Region	[Mrd. m³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russische Föderation	208,6	19,2	19,2
2	Katar	124,5	11,4	30,6
3	Norwegen	115,0	10,6	41,2
4	Kanada	82,4	7,6	48,8
5	USA	66,1	6,1	54,9
6	Australien	56,8	5,2	60,1
7	Algerien	53,0	4,9	65,0
8	Niederlande	52,3	4,8	69,8
9	Turkmenistan	47,2	4,3	74,1
10	Malaysia	32,2	3,0	77,1
11	Indonesien	31,0	2,9	79,9
12	Nigeria	23,2	2,1	82,1
13	Deutschland	19,3	1,8	83,8
14	Bolivien	16,1	1,5	85,3
15	Trinidad und Tobago	14,3	1,3	86,6
16	Kasachstan	13,7	1,3	87,9
17	Myanmar	13,5	1,2	89,1
18	Usbekistan	13,0	1,2	90,3
19	Vereinigtes Königreich	10,6	1,0	91,3
20	Oman	10,3	0,9	92,2
	...			
	sonstige Länder [35]	84,4	7,8	100,0
	Welt	1.087,6	100,0	
	Europa	221,5	20,4	
	GUS	291,4	26,8	
	Afrika	91,0	8,4	
	Naher Osten	152,4	14,0	
	Austral-Asien	144,9	13,3	
	Nordamerika	148,6	13,7	
	Lateinamerika	37,8	3,5	
	OPEC	222,7	20,5	
	OPEC-Golf	140,5	12,9	
	OECD	426,9	39,2	
	EU-28	105,8	9,7	

Tabelle A-21: Erdgasimport 2016

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

Rang	Land/Region	[Mrd. m ³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	112,0	10,3	10,3
2	Japan	108,5	10,0	20,3
3	USA	85,1	7,8	28,1
4	China	72,4	6,7	34,8
5	Italien	65,1	6,0	40,8
6	Vereinigtes Königreich	48,5	4,5	45,2
7	Frankreich	46,4	4,3	49,5
8	Türkei	46,3	4,3	53,8
9	Korea, Rep.	44,2	4,1	57,9
10	Mexiko	43,1	4,0	61,8
11	Niederlande	39,3	3,6	65,4
12	Spanien	32,4	3,0	68,4
13	Belgien	25,0	2,3	70,7
14	Indien	22,5	2,1	72,8
15	Russische Föderation	21,7	2,0	74,8
16	Kanada	21,0	1,9	76,7
17	V. Arab. Emirate	18,4	1,7	78,4
18	Taiwan	17,9	1,7	80,1
19	Weißrussland	16,6	1,5	81,6
20	Polen	14,7	1,4	83,0
	...			
	sonstige Länder [58]	185,0	17,0	100,0
	Welt	1.086,2	100,0	
	Europa	487,1	44,8	
	GUS	63,8	5,9	
	Afrika	15,8	1,5	
	Naher Osten	34,5	3,2	
	Austral-Asien	303,4	27,9	
	Nordamerika	149,2	13,7	
	Lateinamerika	32,3	3,0	
	OPEC	30,0	2,8	
	OPEC-Golf	29,6	2,7	
	OECD	791,0	72,8	
	EU-28	435,6	40,1	

Tabelle A-22: Übersicht Hartkohle 2016 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
EUROPA	Belgien	–	–	4.100	4.100
	Bulgarien	–	192	3.920	4.112
	Deutschland	4,1	8	82.963	82.971
	Frankreich	–	–	160	160
	Irland	–	14	26	40
	Italien	0,1	10	600	610
	Montenegro	–	142	195	337
	Niederlande	–	497	2.750	3.247
	Norwegen	0,8	1	90	91
	Polen	70,6	19.808	160.946	180.754
	Portugal	–	3	k. A.	3
	Rumänien	–	11	2.435	2.446
	Schweden	–	1	4	5
	Serbien	0,1	402	453	855
	Slowakei	–	–	19	19
	Slowenien	–	56	39	95
	Spanien	1,8	868	3.363	4.231
	Tschechische Republik	6,1	1.099	15.410	16.509
	Türkei	1,3	378	803	1.181
	Ungarn	–	276	5.075	5.351
Vereinigtes Königreich	4,2	70	186.700	186.770	
GUS	Armenien	–	163	154	317
	Georgien	0,4	201	700	901
	Kasachstan	92,6	25.605	123.090	148.695
	Kirgisistan	0,2	971	27.528	28.499
	Russische Föderation	312,0	69.634	2.658.281	2.727.915
	Tadschikistan	1,3	375	3.700	4.075
	Turkmenistan	–	–	800	800
	Ukraine	40,9	32.039	49.006	81.045
	Usbekistan	–	1.375	9.477	10.852
AFRIKA	Ägypten	0,7	16	166	182
	Algerien	–	59	164	223
	Botsuana	1,9	40	21.200	21.240
	Kongo, DR	–	88	900	988
	Madagaskar	–	–	150	150
	Malawi	0,1	2	800	802
	Marokko	–	14	82	96
	Mosambik	6,8	1.792	21.844	23.636
	Namibia	–	–	350	350
	Niger	0,2	–	90	90
	Nigeria	1,0	287	1.857	2.144
	Sambia	–	45	900	945
	Simbabwe	2,7	502	25.000	25.502
	Südafrika	254,0	9.893	203.667	213.560
	Swasiland	0,1	144	4.500	4.644
Tansania	0,3	269	1.141	1.410	
Uganda	–	–	800	800	
NO	Iran	1,5	1.203	40.000	41.203

Fortsetzung Tabelle A-22
[Mt]

Land / Region		Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	1,7	66	k. A.	66
	Australien	443,9	68.310	1.542.829	1.611.139
	Bangladesch	1,0	293	2.967	3.260
	Bhutan	0,1	k. A.	k. A.	k. A.
	China	3.102,5	128.112	5.331.336	5.459.448
	Indien	662,6	92.786	171.091	263.877
	Indonesien	396,2	15.068	93.358	108.426
	Japan	–	340	13.543	13.883
	Korea, DVR	34,0	600	10.000	10.600
	Korea, Rep.	1,7	326	1.360	1.686
	Laos	0,1	4	58	62
	Malaysia	1,3	141	1.068	1.209
	Mongolei	28,1	1.170	39.854	41.024
	Myanmar	0,5	3	248	252
	Nepal	< 0,05	1	7	8
	Neukaledonien	–	2	k. A.	2
	Neuseeland	2,7	825	2.350	3.175
	Pakistan	2,8	207	5.789	5.996
	Philippinen	12,1	215	1.074	1.289
	Taiwan	–	1	101	102
Vietnam	38,5	3.116	3.519	6.635	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	183	200	383
	Kanada	52,0	4.346	183.260	187.606
	Mexiko	11,6	1.160	3.000	4.160
	USA	594,4	220.800	6.458.296	6.679.096
LATEINAMERIKA	Argentinien	0,1	500	300	800
	Bolivien	–	1	k. A.	1
	Brasilien	3,5	1.547	4.665	6.212
	Chile	2,5	1.181	4.135	5.316
	Costa Rica	–	–	17	17
	Kolumbien	90,5	4.881	9.928	14.809
	Peru	0,3	102	1.465	1.567
	Venezuela	0,3	731	5.981	6.712
Welt	6.290,7	715.569	17.708.199	18.423.768	
LÄNDERGRUPPE	Europa	89,0	23.837	470.051	493.888
	GUS	447,4	130.362	2.872.737	3.003.098
	Afrika	267,7	13.150	283.611	296.761
	Naher Osten	1,5	1.203	40.000	41.203
	Austral-Asien	4.729,9	311.587	7.220.553	7.532.139
	Nordamerika	658,0	226.489	6.644.756	6.871.245
	Lateinamerika	97,2	8.943	26.491	35.434
	Antarktis ¹	–	–	150.000	150.000
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	2,8	2.279	48.002	50.281
	OPEC-Golf	1,5	1.203	40.000	41.203
	OECD	1.197,7	320.559	8.672.021	8.992.580
	EU-28	86,8	22.912	468.510	491.422

¹ Die Exploration und Produktion von Rohstoffen ist in der Antarktis völkerrechtlich untersagt

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle A-23: Hartkohleressourcen 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	6.458.296	36,5	36,5
2	China	5.331.336	30,1	66,6
3	Russische Föderation ¹	2.658.281	15,0	81,6
4	Australien	1.542.829	8,7	90,3
5	Südafrika	203.667	1,2	91,5
6	Vereinigtes Königreich	186.700	1,1	92,5
7	Kanada	183.260	1,0	93,5
8	Indien	171.091	1,0	94,5
9	Polen	160.946	0,9	95,4
10	Kasachstan	123.090	0,7	96,1
11	Indonesien	93.358	0,5	96,6
12	Deutschland	82.963	0,5	97,1
13	Ukraine ¹	49.006	0,3	97,4
14	Iran	40.000	0,2	97,6
15	Mongolei ¹	39.854	0,2	97,8
16	Kirgisistan	27.528	0,2	98,0
17	Simbabwe	25.000	0,1	98,1
18	Mosambik	21.844	0,1	98,3
19	Botsuana	21.200	0,1	98,4
20	Tschechische Republik ¹	15.410	0,1	98,5
	...			
	sonstige Länder [57]	272.540	1,5	100,0
	Welt	17.708.199	100,0	
	Europa	470.051	2,7	
	GUS	2.872.737	16,2	
	Afrika	283.611	1,6	
	Naher Osten	40.000	0,2	
	Austral-Asien	7.220.553	40,8	
	Nordamerika	6.644.756	37,5	
	Lateinamerika	26.491	0,1	
	Antarktis ²	150.000	0,8	
	OPEC	48.002	0,3	
	OPEC-Golf	40.000	0,2	
	OECD	8.672.021	49,0	
	EU-28	468.510	2,6	

¹ Hartkohleressourcen umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation² Die Exploration und Produktion von Rohstoffen ist in der Antarktis völkerrechtlich untersagt

Tabelle A-24: Hartkohlereserven 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	220.800	30,9	30,9
2	China	128.112	17,9	48,8
3	Indien	92.786	13,0	61,7
4	Russische Föderation ¹	69.634	9,7	71,5
5	Australien	68.310	9,5	81,0
6	Ukraine ¹	32.039	4,5	85,5
7	Kasachstan	25.605	3,6	89,1
8	Polen	19.808	2,8	91,8
9	Indonesien	15.068	2,1	93,9
10	Südafrika	9.893	1,4	95,3
11	Kolumbien	4.881	0,7	96,0
12	Kanada	4.346	0,6	96,6
13	Vietnam	3.116	0,4	97,0
14	Mosambik	1.792	0,3	97,3
15	Brasilien	1.547	0,2	97,5
16	Usbekistan	1.375	0,2	97,7
17	Iran	1.203	0,2	97,9
18	Chile	1.181	0,2	98,0
19	Mongolei ¹	1.170	0,2	98,2
20	Mexiko	1.160	0,2	98,4
...				
61	Deutschland ²	8	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [50]	11.736	1,6	100,0
	Welt	715.569	100,0	
	Europa	23.835	3,3	
	GUS	130.362	18,2	
	Afrika	13.150	1,8	
	Naher Osten	1.203	0,2	
	Austral-Asien	311.587	43,5	
	Nordamerika	226.489	31,7	
	Lateinamerika	8.943	1,2	
	OPEC	2.279	0,3	
	OPEC-Golf	1.203	0,2	
	OECD	320.559	44,8	
	EU-28	22.912	3,2	

¹ Hartkohlereserven umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation² Abweichend von der BGR-Definition für Reserven weist die RAG AG einen „Technisch gewinnbaren Planvorrat“ von 2,5 Mrd. t aus (Stand 2011)

Tabelle A-25: Hartkohleförderung 2011–2016

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

Rang	Land/Region	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
					[Mt]				
1	China	3.471,9	3.532,6	3.601,5	3.495,2	3.423,2	3.102,5	49,3	49,3
2	Indien	539,9	556,4	565,8	609,2	639,2	662,6	10,5	59,9
3	USA	920,4	850,5	823,4	835,1	748,8	594,4	9,4	69,3
4	Australien	352,0	381,0	411,3	441,5	441,1	443,9	7,1	76,4
5	Indonesien	364,5	406,3	430,0	410,8	401,6	396,2	6,3	82,7
6	Russische Föderation	258,5	276,1	279,0	287,0	300,1	312,0	5,0	87,6
7	Südafrika	252,8	258,6	256,3	260,5	252,1	254,0	4,0	91,7
8	Kasachstan	108,1	112,8	112,9	107,7	101,0	92,6	1,5	93,1
9	Kolumbien	85,8	89,0	85,5	88,6	85,5	90,5	1,4	94,6
10	Polen	76,4	79,8	77,1	73,3	72,7	70,6	1,1	95,7
11	Kanada	57,4	57,0	59,9	60,5	51,2	52,0	0,8	96,5
12	Ukraine ¹	81,7	85,6	83,4	65,0	39,7	40,9	0,6	97,2
13	Vietnam	46,6	42,1	41,0	41,1	41,7	38,5	0,6	97,8
14	Korea, DVR ²	31,5	32,2	31,6	34,0	34,0	34,0	0,5	98,3
15	Mongolei ¹	26,1	23,6	27,0	18,1	18,2	28,1	0,4	98,8
16	Philippinen	7,6	8,2	7,2	8,4	8,2	12,1	0,2	99,0
17	Mexiko	21,0	16,3	15,7	15,9	15,7	11,6	0,2	99,1
18	Mosambik	0,6	5,0	5,9	6,3	6,6	6,8	0,1	99,2
19	Tschechische Republik ¹	11,0	10,8	8,6	8,3	7,6	6,1	0,1	99,3
20	Vereinigtes Königreich	18,6	17,0	12,8	11,6	8,6	4,2	0,1	99,4
21	Deutschland	13,0	11,6	8,3	8,3	6,6	4,1	0,1	99,5
	...								
	sonstige Länder [32]	38,3	36,7	39,7	46,9	39,6	33,1	0,5	100,0
	Welt	6.783,5	6.889,1	6.983,8	6.933,4	6.743,1	6.290,7	100,0	
	Europa	132,5	131,7	117,6	109,5	101,4	89,0	1,4	
	GUS	449,0	475,5	476,6	461,3	443,0	447,4	7,1	
	Afrika	257,6	267,6	268,2	276,7	267,1	267,7	4,3	
	Naher Osten	0,9	0,8	0,9	1,4	1,5	1,5	0,0	
	Austral-Asien	4.855,9	4.998,2	5.130,9	5.073,6	5.020,1	4.729,9	75,2	
	Nordamerika	998,7	923,8	899,0	911,5	815,7	658,0	10,5	
	Lateinamerika	88,9	91,3	90,5	99,4	94,4	97,2	1,5	
	OPEC	3,6	2,7	3,3	3,8	2,4	2,8	0,0	
	OPEC-Golf	0,9	0,8	0,9	1,4	1,5	1,5	0,0	
	OECD	1.488,5	1.441,8	1.435,3	1.473,1	1.366,0	1.197,7	19,0	
	EU-28	128,2 ³	128,0 ³	113,6	105,9	98,7	86,8	1,4	

¹ Hartkohleförderung beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation² Daten vorläufig³ einschließlich Kroatien (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle A-26: Hartkohleverbrauch 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	3.349,4	53,4	53,4
2	Indien	852,9	13,6	67,0
3	USA	548,7	8,7	75,7
4	Japan	189,7	3,0	78,7
5	Südafrika	178,5	2,8	81,6
6	Russische Föderation	168,7	2,7	84,3
7	Korea, Rep.	136,2	2,2	86,5
8	Polen	69,7	1,1	87,6
9	Kasachstan	69,0	1,1	88,7
10	Taiwan	65,6	1,0	89,7
11	Deutschland	56,9	0,9	90,6
12	Ukraine	56,0	0,9	91,5
13	Australien	51,8	0,8	92,3
14	Vietnam	50,9	0,8	93,1
15	Türkei	37,5	0,6	93,7
16	Indonesien	30,5	0,5	94,2
17	Malaysia	29,9	0,5	94,7
18	Kanada	28,1	0,4	95,2
19	Brasilien	23,0	0,4	95,5
20	Thailand	21,8	0,3	95,9
	...			
	sonstige Länder [81]	259,5	4,1	100,0
	Welt	6.274,2	100,0	
	Europa	279,8	4,5	
	GUS	297,1	4,7	
	Afrika	195,6	3,1	
	Naher Osten	14,9	0,2	
	Austral-Asien	4.845,8	77,2	
	Nordamerika	596,6	9,5	
	Lateinamerika	44,2	0,7	
	OPEC	4,9	0,1	
	OPEC-Golf	3,8	0,1	
	OECD	1.275,4	20,3	
	EU-28	239,3	3,8	

¹ Hartkohleverbrauch beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle A-27: Hartkohleexport 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Australien	392,1	30,3	30,3
2	Indonesien	369,6	28,6	58,9
3	Russische Föderation	165,0	12,8	71,7
4	Kolumbien	91,5	7,1	78,7
5	Südafrika	76,5	5,9	84,7
6	USA	54,7	4,2	88,9
7	Kanada	30,2	2,3	91,2
8	Mongolei	25,8	2,0	93,2
9	Kasachstan	23,6	1,8	95,0
10	Korea, DVR	22,5	1,7	96,8
11	Polen	9,2	0,7	97,5
12	China	8,7	0,7	98,2
13	Philippinen	7,6	0,6	98,8
14	Mosambik	5,5	0,4	99,2
15	Tschechische Republik	3,4	0,3	99,4
16	Vietnam	1,3	0,1	99,5
17	Neuseeland	1,2	0,1	99,6
18	Norwegen	0,9	0,1	99,7
19	Chile	0,9	0,1	99,8
20	Indien	0,7	0,1	99,8
...				
25	Deutschland	0,3	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [4]	2,0	0,2	100,0
	Welt	1.293,1	100,0	
	Europa	14,7	1,1	
	GUS	189,2	14,6	
	Afrika	82,0	6,3	
	Austral-Asien	829,5	64,1	
	Nordamerika	84,9	6,6	
	Lateinamerika	92,9	7,2	
	OPEC	0,5	0,0	
	OECD	493,8	38,2	
	EU-28	13,8	1,1	

Tabelle A-28: Hartkohleimport 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	255,6	20,0	20,0
2	Indien	191,0	14,9	34,9
3	Japan	189,7	14,8	49,8
4	Korea, Rep.	134,5	10,5	60,3
5	Taiwan	65,6	5,1	65,5
6	Deutschland	53,1	4,2	69,6
7	Türkei	36,2	2,8	72,4
8	Malaysia	28,5	2,2	74,7
9	Russische Föderation	21,7	1,7	76,4
10	Thailand	21,7	1,7	78,1
11	Philippinen	20,0	1,6	79,7
12	Brasilien	19,5	1,5	81,2
13	Italien	17,0	1,3	82,5
14	Ukraine	15,6	1,2	83,7
15	Niederlande	14,9	1,2	84,9
16	Spanien	14,7	1,2	86,0
17	Vietnam	13,6	1,1	87,1
18	Chile	11,9	0,9	88,0
19	Frankreich	11,8	0,9	89,0
20	Hongkong	11,2	0,9	89,8
	...			
	sonstige Länder [65]	129,8	10,2	100,0
	Welt	1.277,8	100,0	
	Europa	203,3	15,9	
	GUS	38,9	3,0	
	Afrika	9,9	0,8	
	Naher Osten	13,7	1,1	
	Austral-Asien	949,6	74,3	
	Nordamerika	23,5	1,8	
	Lateinamerika	38,7	3,0	
	OPEC	2,4	0,2	
	OPEC-Golf	2,3	0,2	
	OECD	569,4	44,6	
	EU-28	164,0	12,8	

Tabelle A-29: Übersicht Weichbraunkohle 2016 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
EUROPA	Albanien	–	522	205	727
	Bosnien & Herzegowina	7,3	2.264	3.010	5.274
	Bulgarien	31,2	2.174	2.400	4.574
	Deutschland	171,5	36.100	36.500	72.600
	Frankreich	–	k. A.	114	114
	Griechenland	32,3	2.876	3.554	6.430
	Italien	–	7	22	29
	Kosovo	8,8	1.564	9.262	10.826
	Kroatien	–	k. A.	300	300
	Mazedonien	5,1	332	300	632
	Montenegro	1,4	k. A.	k. A.	k. A.
	Österreich	–	–	333	333
	Polen	60,2	6.003	222.393	228.396
	Portugal	–	33	33	66
	Rumänien	23,0	280	9.640	9.920
	Serbien	38,0	7.112	13.074	20.186
	Slowakei	1,9	135	938	1.073
	Slowenien	3,3	315	341	656
	Spanien	–	319	k. A.	319
	Tschechische Republik	38,6	2.541	7.136	9.677
Türkei	56,9	10.975	3.405	14.381	
Ungarn	9,2	2.633	2.704	5.337	
Vereinigtes Königreich	–	–	1.000	1.000	
GUS	Kasachstan	5,3	k. A.	k. A.	k. A.
	Kirgisistan	2,3	k. A.	k. A.	k. A.
	Russische Föderation	73,7	90.730	1.288.894	1.379.623
	Tadschikistan	0,1	k. A.	k. A.	k. A.
	Ukraine	0,2	2.336	5.381	7.717
	Usbekistan	3,5	k. A.	k. A.	k. A.
	Weißrussland	–	–	1.500	1.500
AFRIKA	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	59,7	76.508	403.382	479.890
	Bangladesch	–	–	3	3
	China	140,0	7.801	324.654	332.455
	Indien	45,3	4.942	38.157	43.099

Fortsetzung Tabelle A-29
[Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Indonesien	60,0	7.530	34.705	42.235
	Japan	–	10	1.026	1.036
	Korea, DVR	7,0	k. A.	k. A.	k. A.
	Laos	< 0,05	499	22	521
	Malaysia	–	39	412	451
	Mongolei	7,0	1.350	119.426	120.776
	Myanmar	< 0,05	3	2	5
	Neuseeland	0,3	6.750	4.600	11.350
	Pakistan	1,2	2.857	176.739	179.596
	Philippinen	–	146	842	988
	Thailand	17,0	1.063	826	1.889
	Vietnam	–	244	199.876	200.120
NORD-AMERIKA	Kanada	9,0	2.236	118.270	120.506
	Mexiko	–	51	k. A.	51
	USA	66,2	30.116	1.367.962	1.398.078
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	–	7.300	7.300
	Brasilien	3,5	5.049	12.587	17.636
	Chile	–	k. A.	7	7
	Dominikanische Rep.	–	–	84	84
	Ecuador	–	24	k. A.	24
	Haiti	–	–	40	40
	Peru	–	–	100	100
	Welt	990,2	316.534	4.423.861	4.740.395
LÄNDERGRUPPE	Europa	488,8	76.186	316.663	392.848
	GUS	85,1	93.065	1.295.775	1.388.840
	Afrika	–	66	402	468
	Naher Osten	–	–	–	–
	Austral-Asien	337,6	109.741	1.304.673	1.414.414
	Nordamerika	75,2	32.403	1.486.232	1.518.635
	Lateinamerika	3,5	5.073	20.118	25.191
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	–	81	320	401
	OECD	509,2	177.609	2.173.719	2.351.328
	EU-28	371,4	53.416	287.407	340.824

k. A. keine Angaben
– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle A-30: Weichbraunkohleressourcen 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	1.367.962	30,9	30,9
2	Russische Föderation ¹	1.288.894	29,1	60,1
3	Australien	403.382	9,1	69,2
4	China	324.654	7,3	76,5
5	Polen	222.393	5,0	81,5
6	Vietnam	199.876	4,5	86,1
7	Pakistan	176.739	4,0	90,1
8	Mongolei ¹	119.426	2,7	92,8
9	Kanada	118.270	2,7	95,4
10	Indien	38.157	0,9	96,3
11	Deutschland	36.500	0,8	97,1
12	Indonesien	34.705	0,8	97,9
13	Serbien	13.074	0,3	98,2
14	Brasilien	12.587	0,3	98,5
15	Rumänien	9.640	0,2	98,7
16	Kosovo	9.262	0,2	98,9
17	Argentinien	7.300	0,2	99,1
18	Tschechische Republik ¹	7.136	0,2	99,2
19	Ukraine	5.381	0,1	99,4
20	Neuseeland	4.600	0,1	99,5
	...			
	sonstige Länder [32]	23.924	0,5	100,0
	Welt	4.423.861	100,0	
	Europa	316.663	7,2	
	GUS	1.295.775	29,3	
	Afrika	402	0,0	
	Austral-Asien	1.304.673	29,5	
	Nordamerika	1.486.232	33,6	
	Lateinamerika	20.118	0,5	
	OPEC	320	0,0	
	OECD	2.173.719	49,1	
	EU-28	287.407	6,5	

¹ Weichbraunkohleressourcen enthalten auch Hartbraunkohlen

Tabelle A-31: Weichbraunkohlereserven 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russische Föderation ¹	90.730	28,7	28,7
2	Australien	76.508	24,2	52,8
3	Deutschland	36.100	11,4	64,2
4	USA	30.116	9,5	73,8
5	Türkei	10.975	3,5	77,2
6	China	7.801	2,5	79,7
7	Indonesien	7.530	2,4	82,1
8	Serbien	7.112	2,2	84,3
9	Neuseeland	6.750	2,1	86,4
10	Polen	6.003	1,9	88,3
11	Brasilien	5.049	1,6	89,9
12	Indien	4.942	1,6	91,5
13	Griechenland	2.876	0,9	92,4
14	Pakistan	2.857	0,9	93,3
15	Ungarn	2.633	0,8	94,1
16	Tschechische Republik ¹	2.541	0,8	94,9
17	Ukraine	2.336	0,7	95,7
18	Bosnien & Herzegowina ¹	2.264	0,7	96,4
19	Kanada	2.236	0,7	97,1
20	Bulgarien	2.174	0,7	97,8
	...			
	sonstige Länder [22]	7.001	2,2	100,0
	Welt	316.534	100,0	
	Europa	76.186	24,1	
	GUS	93.065	29,4	
	Afrika	66	0,0	
	Austral-Asien	109.741	34,7	
	Nordamerika	32.403	10,2	
	Lateinamerika	5.073	1,6	
	OPEC	81	0,0	
	OECD	177.609	56,1	
	EU-28	53.416	16,9	

¹ Weichbraunkohlereserven enthalten auch Hartbraunkohlen

Tabelle A-32: Weichbraunkohleförderung 2011–2016

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

Rang	Land/Region	2011	2012	2013	2014			2015	2016	Anteil [%]	
					[Mt]					Land	kumuliert
1	Deutschland	176,5	185,4	183,0	178,2	178,1	171,5	17,3	17,3		
2	China	136,3	145,0	147,0	145,0	140,0	140,0	14,1	31,5		
3	Russische Föderation ¹	77,6	77,9	73,0	70,0	73,2	73,7	7,4	38,9		
4	USA	73,6	71,6	70,1	72,1	64,9	66,2	6,7	45,6		
5	Polen	62,8	64,3	65,8	63,9	63,1	60,2	6,1	51,7		
6	Indonesien ¹	51,3	60,0	65,0	60,0	60,0	60,0	6,1	57,7		
7	Australien	66,7	69,1	59,9	58,0	61,0	59,7	6,0	63,8		
8	Türkei	72,5	68,1	57,5	62,6	56,1	56,9	5,7	69,5		
9	Indien	42,3	46,5	44,3	48,3	43,8	45,3	4,6	74,1		
10	Tschechische Republik ¹	46,8	43,7	40,6	38,3	38,3	38,6	3,9	78,0		
11	Serbien ¹	40,6	38,0	40,1	29,7	37,7	38,0	3,8	81,8		
12	Griechenland	58,4	62,4	54,0	50,4	45,6	32,3	3,3	85,1		
13	Bulgarien ²	34,5	31,0	26,5	31,3	35,9	31,2	3,2	88,2		
14	Rumänien ¹	32,9	34,1	24,7	23,6	25,5	23,0	2,3	90,6		
15	Thailand	21,3	18,1	18,1	18,0	15,2	17,0	1,7	92,3		
16	Ungarn ¹	9,5	9,3	9,6	9,6	9,3	9,2	0,9	93,2		
17	Kanada	9,7	9,5	9,0	8,5	8,4	9,0	0,9	94,1		
18	Kosovo	8,2	8,0	8,2	7,2	8,2	8,8	0,9	95,0		
19	Bosnien & Herzegowina ¹	7,1	7,0	6,2	6,2	6,0	7,3	0,7	95,7		
20	Mongolei ¹	6,9	5,9	6,3	6,3	5,8	7,0	0,7	96,4		
	Korea, DVR ³	7,6	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	0,7	97,1		
	...										
	sonstige Länder [14]	38,0	37,5	37,4	31,1	28,8	28,2	2,9	100,0		
	Welt	1.081,5	1.099,4	1.053,3	1.025,2	1.011,8	990,2	100,0			
	Europa	566,7	566,9	530,7	514,3	516,5	488,8	49,4			
	GUS	90,8	90,6	84,9	82,6	84,2	85,1	8,6			
	Afrika	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	k. A.	0,0			
	Austral-Asien	334,6	353,6	349,5	344,1	334,2	337,6	34,1			
	Nordamerika	83,3	81,1	79,0	80,6	73,4	75,2	7,6			
	Lateinamerika	6,0	7,1	9,1	3,6	3,6 ⁴	3,5 ⁴	0,4			
	OECD	584,4	590,8	556,3	547,3	530,2	509,2	51,4			
	EU-28	428,4 ⁵	436,8 ⁵	410,3	400,5	400,7	371,4	37,5			

¹ Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen² Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen ab 2014³ Daten vorläufig⁴ Förderung ab 2014 aufgrund Änderung in der Statistik nicht mit den Vorjahren vergleichbar⁵ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

k. A. keine Angaben

Tabelle A-33: Weichbraunkohleverbrauch 2016

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	168,2	17,0	17,0
2	China	140,0	14,2	31,2
3	Russische Föderation ¹	73,7	7,5	38,7
4	USA	66,2	6,7	45,4
5	Polen	60,2	6,1	51,5
6	Indonesien ¹	60,0	6,1	57,6
7	Australien	59,7	6,1	63,7
8	Türkei	56,9	5,8	69,4
9	Indien	45,3	4,6	74,0
10	Tschechische Republik ¹	38,6	3,9	77,9
11	Serbien ¹	38,0	3,8	81,8
12	Griechenland	32,3	3,3	85,0
13	Bulgarien ¹	31,2	3,2	88,2
14	Rumänien ¹	23,0	2,3	90,5
15	Thailand	16,9	1,7	92,2
16	Ungarn ¹	9,2	0,9	93,2
17	Kanada	9,0	0,9	94,1
18	Kosovo	8,8	0,9	95,0
19	Bosnien & Herzegowina ¹	7,3	0,7	95,7
20	Mongolei ¹	7,0	0,7	96,4
	Korea, DVR	7,0	0,7	97,1
	...			
	sonstige Länder [14]	28,2	2,9	100,0
	Welt	986,8	100,0	
	Europa	485,4	49,2	
	GUS	85,1	8,6	
	Afrika	0,0	0,0	
	Austral-Asien	337,6	34,2	
	Nordamerika	75,2	7,6	
	Lateinamerika	3,5	0,4	
	OECD	505,9	51,3	
	EU-28	368,0	37,3	

¹ Weichbraunkohleverbrauch enthält auch Hartbraunkohlen

Tabelle A-34: Übersicht Uran 2016 [kt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
EUROPA	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	–	–	5	11	16	16
	Portugal	–	4	5	4	12	9
	Rumänien	0,1	19	–	13	32	13
	Schweden	k. A.	< 0,5	–	10	10	10
	Slowakei	k. A.	–	9	18	26	26
	Slowenien	k. A.	–	2	9	10	10
	Spanien	–	5	–	34	39	34
	Tschechische Republik	0,1	112	–	342	454	342
	Türkei	–	–	6	1	7	7
Ungarn	–	21	–	27	48	27	
GUS	Kasachstan	24,6	294	229	1.248	1.771	1.477
	Russische Föderation	3,0	165	27	794	986	822
	Ukraine	1,0	22	42	321	385	363
	Usbekistan	2,4	55	37	118	210	155
AFRIKA	Ägypten	–	–	–	2	2	2
	Algerien	–	–	–	20	20	20
	Botsuana	–	–	–	74	74	74
	Gabun	k. A.	25	–	6	31	6
	Kongo, DR	–	26	–	3	28	3
	Malawi	< 0,05	4	–	14	19	14
	Mali	–	–	–	13	13	13
	Mauretanien	–	–	–	24	24	24
	Namibia	3,7	128	–	520	648	520
	Niger	3,5	143	18	459	620	476
	Sambia	–	< 0,5	–	54	54	54
	Simbabwe	–	–	–	26	26	26
	Somalia	–	–	–	8	8	8
	Südafrika	0,5	161	168	851	1.180	1.019
	Tansania	–	–	38	20	58	58
	Tschad	–	–	–	2	2	2
Zentralafrikanische Rep.	–	–	–	32	32	32	
NAHER-OSTEN	Iran	–	< 0,5	–	16	16	16
	Jordanien	–	–	–	98	98	98

Fortsetzung Tabelle A-34
[kt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Australien	6,3	206	–	1.781	1.986	1.781
	China	1,6	42	95	185	322	280
	Indien	0,4	12	–	245	257	245
	Indonesien	–	–	2	33	35	35
	Japan	k. A.	< 0,5	–	7	7	7
	Mongolei	–	1	108	1.444	1.553	1.553
	Pakistan	< 0,05	2	–	–	2	–
	Vietnam	–	–	–	85	85	85
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	278	278	278
	Kanada	14,0	511	240	1.314	2.065	1.554
	Mexiko	k. A.	< 0,5	1	5	7	6
	USA	1,1	376	17	121	514	138
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	3	5	85	92	90
	Brasilien	< 0,05	4	156	421	581	577
	Chile	–	–	–	4	4	4
	Kolumbien	–	–	–	228	228	228
	Peru	–	–	14	59	73	73
	Welt	62,4	2.636	1.224	11.576	15.436	12.800
LÄNDERGRUPPE	Europa	0,2	457	26	560	1.043	586
	GUS	31,0	536	336	2.481	3.352	2.817
	Afrika	7,6	487	224	2.127	2.838	2.351
	Naher Osten	–	< 0,5	–	114	114	114
	Austral-Asien	8,4	262	205	3.780	4.247	3.985
	Nordamerika	15,2	887	259	1.717	2.863	1.976
	Lateinamerika	< 0,05	7	175	797	978	972
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	–	26	–	42	67	42
	OPEC-Golf	–	< 0,5	–	16	16	16
	OECD	21,7	1.531	285	4.031	5.847	4.316
	EU-28	0,2	457	20	560	1.037	579

k. A. keine Angaben
– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle A-35: Uranressourcen 2016 (>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 \triangle 2+3	5	6	7 \triangle 4+5+6	8	9
Australien	1.150	631	1.781	k. A.	k. A.	1.781	15,4	15,4
Mongolei	–	33	33	21	1.390	1.444	12,5	27,9
Kanada	246	217	464	150	700	1.314	11,3	39,2
Kasachstan	134	578	712	236	300	1.248	10,8	50,0
Südafrika	92	190	281	159	411	851	7,4	57,3
Russische Föderation	247	421	668	126	k. A.	794	6,9	64,2
Namibia	298	165	463	57	k. A.	520	4,5	68,7
Niger	298	95	394	14	51	459	4,0	72,7
Brasilien	–	121	121	300	k. A.	421	3,6	76,3
Tschechische Republik	51	68	119	223	–	342	3,0	79,2
Ukraine	97	81	179	23	120	321	2,8	82,0
Grönland	103	125	228	k. A.	50	278	2,4	84,4
Indien	121	18	139	106	k. A.	245	2,1	86,5
Kolumbien	–	k. A.	–	11	217	228	2,0	88,5
China	33	144	178	4	4	185	1,6	90,1
USA	121	k. A.	121	–	–	121	1,0	91,1
Usbekistan	18	76	93	25	–	118	1,0	92,2
Jordanien	–	48	48	–	50	98	0,8	93,0
Vietnam	1	3	4	81	k. A.	85	0,7	93,7
Argentinien	3	11	14	14	56	85	0,7	94,5
Botsuana	14	60	74	k. A.	k. A.	74	0,6	95,1
Peru	–	19	19	20	20	59	0,5	95,6
Sambia	10	15	25	30	k. A.	54	0,5	96,1
Finnland	1	35	36	–	–	36	0,3	96,4
Spanien	13	21	34	–	–	34	0,3	96,7
Indonesien	4	2	6	28	k. A.	33	0,3	97,0
Zentralafrikanische Rep.	32	k. A.	32	k. A.	k. A.	32	0,3	97,3
Ungarn	–	14	14	13	k. A.	27	0,2	97,5
Simbabwe	1	k. A.	1	–	25	26	0,2	97,7
Bulgarien	–	–	–	25	k. A.	25	0,2	97,9
Mauretanien	1	23	24	–	–	24	0,2	98,1
...								
Deutschland	3	4	7	–	–	7	0,1	99,7

Fortsetzung Tabelle A-35
[kt]

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
Welt	3.174	3.290	6.465	1.704	3.408	11.576	100,0	–
Europa	90	173	263	284	13	560	4,8	–
GUS	496	1.157	1.652	409	420	2.481	21,4	–
Afrika	797	583	1.380	259	487	2.127	18,4	–
Naher Osten	1	50	52	12	50	114	1,0	–
Austral-Asien	1.316	831	2.147	239	1.394	3.780	32,7	–
Nordamerika	470	344	814	153	750	1.717	14,8	–
Lateinamerika	4	152	156	347	293	797	6,9	–
OPEC	26	4	29	12	–	42	0,4	–
OPEC-Golf	1	3	4	12	–	16	0,1	–
OECD	1.715	1.145	2.860	411	760	4.031	34,8	–
EU-28	90	173	263	284	13	560	4,8	–

k. A. keine Angaben
– keine Ressourcen

Tabelle A-36: Uranreserven 2016 (gewinnbar < 80 USD/kg U)

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

Rang	Land/Region	[kt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Kanada	240	19,6	19,6
2	Kasachstan	229	18,7	38,4
3	Südafrika	168	13,7	52,1
4	Brasilien	156	12,7	64,8
5	Mongolei	108	8,8	73,7
6	China	95	7,8	81,4
7	Ukraine	42	3,4	84,9
8	Tansania	38	3,1	88,0
9	Usbekistan	37	3,0	91,0
10	Russische Föderation	27	2,2	93,2
11	Niger	18	1,4	94,7
12	USA	17	1,4	96,1
13	Peru	14	1,1	97,2
14	Slowakei	9	0,7	98,0
15	Türkei	6	0,5	98,5
16	Argentinien	5	0,4	98,9
17	Italien	5	0,4	99,3
18	Portugal	5	0,4	99,6
19	Slowenien	2	0,1	99,8
20	Indonesien	2	0,1	99,9
...				
	sonstige Länder [1]	1	0,1	100,0
	Welt	1.224	100,0	
	Europa	26	2,1	
	GUS	336	27,4	
	Afrika	224	18,3	
	Austral-Asien	205	16,7	
	Nordamerika	259	21,1	
	Lateinamerika	175	14,3	
	OECD	285	23,3	
	EU-28	20	1,6	

Tabelle A-37: Uranressourcen 2016 (gewinnbar < 130 USD/kg U)

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

Rang	Land/Region	[kt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Australien	1.135,2	32,8	32,8
2	Kanada	374,2	10,8	43,6
3	Kasachstan	275,8	8,0	51,6
4	Südafrika	237,6	6,9	58,5
5	Niger	235,3	6,8	65,3
6	Russische Föderation	228,4	6,6	71,9
7	Namibia	189,6	5,5	77,4
8	Brasilien	155,9	4,5	81,9
9	China	128,3	3,7	85,6
10	Mongolei	108,1	3,1	88,7
11	Ukraine	82,9	2,4	91,1
12	USA	62,9	1,8	92,9
13	Usbekistan	54,6	1,6	94,5
14	Tansania	40,4	1,2	95,7
15	Zentralafrikanische Rep.	32,0	0,9	96,6
16	Peru	14,0	0,4	97,0
17	Botsuana	13,7	0,4	97,4
18	Sambia	9,9	0,3	97,7
19	Slowakei	8,8	0,3	98,0
20	Argentinien	8,6	0,2	98,2
...				
	sonstige Länder [16]	62,3	1,8	100,0
	Welt	3.458,5	100,0	
	Europa	37,8	1,1	
	GUS	641,7	18,6	
	Afrika	776,9	22,5	
	Naher Osten	1,2	0,0	
	Austral-Asien	1.383,5	40,0	
	Nordamerika	438,9	12,7	
	Lateinamerika	178,5	5,2	
	OPEC	6,0	0,2	
	OPEC-Golf	1,2	0,0	
	OECD	1.615,4	46,7	
	EU-28	31,7	0,9	

Tabelle A-38: Natururanproduktion 2011–2016

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2011	2012	2013	2014		2015	2016	Anteil [%]	
					[kt]				Land	kumuliert
1	Kasachstan	19,5	21,3	22,6	23,1	23,8	24,6	39,4	39,4	
2	Kanada	9,1	9,0	9,3	9,1	13,3	14,0	22,5	61,9	
3	Australien	6,0	7,0	6,4	5,0	5,7	6,3	10,1	72,0	
4	Namibia	3,3	4,5	4,3	3,3	3,0	3,7	5,9	77,8	
5	Niger	4,4	4,7	4,5	4,1	4,1	3,5	5,6	83,4	
6	Russische Föderation	3,0	2,9	3,1	3,0	3,1	3,0	4,8	88,2	
7	Usbekistan	3,0	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	3,9	92,1	
8	China	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	2,6	94,7	
9	USA	1,5	1,6	1,8	1,9	1,3	1,1	1,8	96,5	
10	Ukraine	0,9	1,0	1,1	0,9	1,2	1,0	1,6	98,1	
11	Südafrika	0,6	0,5	0,5	0,6	0,4	0,5	0,8	98,9	
12	Indien	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	99,5	
13	Tschechische Republik	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	99,7	
14	Rumänien	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	99,8	
15	Pakistan	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	0,1	99,9	
	Deutschland ¹	0,1	0,1	< 0,05	< 0,05	0,0	< 0,05	0,1	99,9	
17	Brasilien	0,3	0,2	0,2	0,2	< 0,05	< 0,05	0,1	100,0	
18	Malawi	0,8	1,1	1,1	0,4	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0	
	Welt	54,6	58,4	59,6	56,2	60,5	62,4	100,0		
	Europa	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,4		
	GUS	26,3	27,5	29,2	29,4	30,4	31,0	49,6		
	Afrika	9,0	10,7	10,5	8,3	7,5	7,6	12,2		
	Austral-Asien	7,9	8,9	8,2	6,9	7,7	8,4	13,4		
	Nordamerika	10,7	10,6	11,2	11,1	14,6	15,2	24,3		
	Lateinamerika	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1		
	OECD	17,0	17,9	17,8	16,3	20,4	21,7	34,7		
	EU-28	0,4 ²	0,4 ²	0,3	0,3	0,2	0,2	0,4		

¹ nur im Rahmen der Sanierung von Produktionsstätten als Urankonzentrat² einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle A-39: Uranverbrauch 2016

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

Rang	Land/Region	[kt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	18,16	28,6	28,6
2	Frankreich	9,21	14,5	43,2
3	Russische Föderation	6,26	9,9	53,1
4	China	5,34	8,4	61,5
5	Korea, Rep.	5,01	7,9	69,4
6	Ukraine	2,25	3,6	72,9
7	Vereinigtes Königreich	1,73	2,7	75,7
8	Deutschland	1,69	2,7	78,3
9	Kanada	1,63	2,6	80,9
10	Schweden	1,47	2,3	83,2
11	Spanien	1,27	2,0	85,2
12	Finnland	1,13	1,8	87,0
13	Belgien	1,02	1,6	88,6
14	Indien	1,00	1,6	90,2
15	Slowakei	0,92	1,4	91,6
16	Taiwan	0,78	1,2	92,9
17	Japan	0,68	1,1	93,9
18	Tschechische Republik	0,57	0,9	94,8
19	Schweiz	0,52	0,8	95,6
20	Ungarn	0,36	0,6	96,2
...				
	sonstige Länder [11]	2,41	3,8	100,0
	Welt	63,40	100,0	
	Europa	20,62	32,5	
	GUS	8,60	13,6	
	Afrika	0,30	0,5	
	Naher Osten	0,18	0,3	
	Austral-Asien	13,08	20,6	
	Nordamerika	20,07	31,7	
	Lateinamerika	0,54	0,9	
	OPEC	0,18	0,3	
	OPEC-Golf	0,18	0,3	
	OECD	45,88	72,4	
	EU-28	20,10	31,7	

Tabelle A-40: Übersicht Geothermie 2016¹

Region	el. Leistung [MW _e]	el. Verbrauch [GWh _{th}]	therm. Leistung ohne Wärme- pumpen [MW _e]	therm. Verbrauch ohne Wärme- pumpen [GWh _{th}]
Albanien	–	–	16	30
Belgien	–	–	7	18
Bosnien & Herzegowina	–	–	23	83
Bulgarien	–	–	106	399
Dänemark	–	–	48	–
Deutschland	38	174	391	1.304
Frankreich	17	100	493	1.306
Griechenland	–	–	83	245
Island	665	5.200	2.131	7.676
Italien	916	5.900	1.371	2.916
Kroatien	–	–	68	131
Litauen	–	–	14	34
Mazedonien	–	–	45	123
Niederlande	–	–	115	667
Österreich	1	2	77	298
Polen	–	–	105	354
Portugal	29	200	20	108
Rumänien	< 0,5	< 0,5	176	362
Schweden	–	–	33	140
Schweiz	–	–	40	250
Serbien	–	–	111	488
Slowakei	–	–	148	–
Slowenien	–	–	66	137
Tschechische Republik	–	–	7	25
Türkei	775	6.000	2.844	12.278
Ungarn	–	–	753	1.874
Vereinigtes Königreich	–	–	3	17
Europa	2.441	17.577	9.292	31.262
EU-28	1.001	6.377	4.082	10.335

¹ Aktuelle Daten außerhalb Europas liegen für das Jahr 2016 nicht gesichert vor
 Daten beruhen auf den folgenden Quellen
 EGEC , GeotIS (für Deutschland), IRENA Renewable Statistics 2017.

– keine Daten verfügbar

Tabelle A-41: Geothermie – elektrisch installierte Leistung 2011–2016

Rang	Land/Region	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
					[MW _e]				
1	USA	3.389	3.442	3.525	3.450	3.567	3.596	26,7	26,7
2	Philippinen	1.848	1.904	1.917	1.870	1.930	1.929	14,3	41,1
3	Indonesien	1.341	1.333	1.401	1.340	1.404	1.590	11,8	52,9
4	Neuseeland	843	895	971	1.005	973	971	7,2	60,1
5	Italien	876	876	916	916	915	916	6,8	66,9
6	Mexiko	1.017	1.017	834	1.017	1.069	907	6,7	73,7
7	Türkei	242	167	368	397	624	775	5,8	79,5
8	Kenia	249	249	590	594	607	676	5,0	84,5
9	Island	660	664	665	665	661	665	4,9	89,4
10	Japan	537	537	539	519	540	544	4,0	93,5
11	Costa Rica	207	207	208	207	218	208	1,5	95,0
12	El Salvador	204	204	204	204	204	204	1,5	96,5
13	Nicaragua	150	150	160	159	155	160	1,2	97,7
14	Russische Föderation	82	82	82	82	97	82	0,6	98,3
15	Papua-Neuguinea	56	56	56	50	56	56	0,4	98,8
16	Guatemala	48	48	48	52	49	48	0,4	99,1
17	Deutschland	29	24	27	27	31	38	0,3	99,4
18	Portugal	23	29	29	29	23	29	0,2	99,6
19	China	27	27	27	27	27	27	0,2	99,8
20	Frankreich	17	17	17	16	18	17	0,1	99,9
	...								
	sonstige Länder [2]	49	11	10	10	10	9	0,1	100,0
	Welt	11.893	11.938	12.594	12.636	13.178	13.447	100,0	
	Europa	1.848	1.850	1.850	2.133	2.273	2.440	18,1	
	GUS	82	82	82	82	97	82	0,6	
	Afrika	220	200	200	601	614	683	5,1	
	Austral-Asien	4.720	4.800	4.800	4.812	4.930	5.119	38,1	
	Nordamerika	4.920	5.100	5.100	5.089	4.636	4.503	33,5	
	Lateinamerika	639	609	620	622	626	620	4,6	
	OECD	7.635	7.670	7.894	8.043	8.423	8.460	62,9	
	EU-28	946 ²	946 ²	991	989	988	1.000	7,4	

¹ Daten beruhen auf den folgenden Quellen
BP Statistical Review 2017, IRENA Renewable Statistics 2017

² einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle A-42: Geothermie – Ressourcen 2016

Region	theoretisches Potenzial bis 5 km Tiefe [EJ] gesamt	technisches Potenzial [EJ/Jahr]		
		Strom	Wärme	gesamt
Europa	2.342.000	37,1	3,5	40,6
GUS	6.607.000	104,0	9,9	113,9
Afrika	6.083.000	95,0	9,1	104,1
Naher Osten	1.355.000	21,0	2,0	23,0
Austral-Asien	10.544.000	164,3	15,2	179,5
Nordamerika	8.025.000	127,0	11,8	138,8
Lateinamerika	6.886.000	109,0	9,9	118,9
Welt	41.842.000	657,4	61,4	718,8

Anmerkung: Die BGR hält die Verwendung des Begriffs „technisches Potenzial“ für zurzeit nicht sinnvoll, da die Technologie zur Gewinnung der Tiefen Geothermie insbesondere für die petrothermale Geothermie noch nicht hinreichend entwickelt ist.

Tabelle A-43: Stromverbrauch erneuerbare Energien 2016 [Mtoe]

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

Rang	Land/Region	Summe	Wasserkraft	erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft)
1	China	349,2	263,1	86,1
2	USA	143,0	59,2	83,8
3	Brasilien	105,9	86,9	19,0
4	Kanada	97,0	87,8	9,2
5	Indien	45,6	29,1	16,5
6	Deutschland	42,6	4,8	37,9
7	Russische Föderation	42,4	42,2	0,2
8	Japan	36,9	18,1	18,8
9	Norwegen	33,0	32,4	0,5
10	Italien	24,3	9,3	15,0
11	Spanien	23,6	8,1	15,5
12	Frankreich	21,6	13,5	8,2
13	Türkei	20,4	15,2	5,2
14	Schweden	20,2	14,1	6,1
15	Vereinigtes Königreich	18,7	1,2	17,5
16	Venezuela	13,9	13,9	< 0,05
17	Vietnam	13,8	13,7	0,1
18	Österreich	11,4	9,0	2,4
19	Kolumbien	11,1	10,6	0,5
20	Mexiko	10,9	6,8	4,1
...				
	sonstige Länder [48]	244,3	171,2	73,1
	Welt	1.329,9	910,3	419,6
	Europa	271,8	130,9	140,8
	GUS	56,9	56,2	0,7
	Afrika	30,8	25,8	5,0
	Naher Osten	5,5	4,7	0,7
	Austral-Asien	512,6	368,1	144,5
	Nordamerika	250,9	153,9	97,1
	Lateinamerika	184,2	156,0	28,2
	OPEC	20,7	20,3	0,4
	OPEC-Golf	3,1	2,9	0,2
	OECD	586,9	316,8	270,1
	EU-28	214,3	78,7	135,6

Tabelle A-44: Erneuerbare Energien – elektrisch installierte Leistung 2016

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

Rang	Land/Region	[MW]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	545.916	27,2	27,2
2	USA	214.766	10,7	37,9
3	Brasilien	122.951	6,1	44,0
4	Deutschland	104.704	5,2	49,2
5	Kanada	97.517	4,9	54,1
6	Indien	90.748	4,5	58,6
7	Japan	71.809	3,6	62,2
8	Russische Föderation	51.350	2,6	64,7
9	Italien	51.070	2,5	67,3
10	Spanien	47.954	2,4	69,7
11	Frankreich	44.666	2,2	71,9
12	Türkei	34.467	1,7	73,6
13	Vereinigtes Königreich	33.516	1,7	75,3
14	Norwegen	32.744	1,6	76,9
15	Schweden	27.877	1,4	78,3
16	Österreich	18.516	0,9	79,2
17	Mexiko	18.301	0,9	80,1
18	Vietnam	17.973	0,9	81,0
19	Australien	17.669	0,9	81,9
20	Schweiz	15.196	0,8	82,7
...				
	sonstige Länder [191]	347.910	17,3	100,0
	Welt	2.007.619	100,0	
	Europa	513.229	25,6	
	GUS	76.363	3,8	
	Afrika	37.905	1,9	
	Naher Osten	16.494	0,8	
	Austral-Asien	826.529	41,2	
	Nordamerika	330.583	16,5	
	Lateinamerika	206.095	10,3	
	OPEC	36.823	1,8	
	OPEC-Golf	13.189	0,7	
	OECD	932.751	46,5	
	EU-28	420.445	20,9	

QUELLEN

Anuário Estatístico Brasileiro (Brasilien)
Apea Key Statistics (Australien)
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. – AGEB
Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – AGEE
Belorusneft (Belarus)
Bloomberg (China)
BMI Research, Oil and Gas Report (Malaysia)
British Petroleum – BP
British Geological Survey – BGS
Bundesamt für Energie (Schweiz)
Bundesamt für Strahlenschutz – BfS
Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – BAFA
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit – BMUB
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi
Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung – BMZ
Bundesverband Geothermie – GtV
Bureau of Energy, Ministry of Economic Affairs (Taiwan)
Bureau of Resources and Energy Economics – BREE (Australien)
Canadian Association of Petroleum Producers – CAPP (Kanada)
CARBUNION (Spanien)
China Coal Information Institute
Coal India Limited – CIL
Comité Professionnel Du Pétrole – CPDP (Frankreich)
CORES (Spanien)
Customs Statistics of Foreign Trade (Russische Föderation)
Department of Business Enterprise & Regulatory Reform – BERR (Vereinigtes Königreich)
Department of Energy – DOE (Philippinen)
Department of Energy (Südafrika)
Department of Natural Resources and Mines (Australien)
Department of Industry, Innovation and Science (Australien)
Department of Resources, Energy and Tourism (Australien)
Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. – DEBRIV
Deutsches Pelletinstitut – DEPI
Digest of UK Energy Statistics – DUKES
Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche –DGRME (Italien)

DTEK Annual reports (Ukraine)
Energy Fact Book (Australien)
Energy Resources Conservation Board – ERCB (Kanada)
Environmental Protection Agency – EPA
Euratom Supply Agency, European Commission – ESA
European Biomass Association – AEBIOM
European Geothermal Congress – EGC
European Geothermal Energy Council – EGEC (Belgien)
Extractive Industries Transparency Initiative – EITI
Gazprom (Russische Föderation)
Geological Survey of Czech Republic – ČGS
Geological Survey of India – GSI
Geological Survey of Namibia
Geoscience Australia
Geothermal Energy Association – GEA (USA)
Geothermisches Informationssystem für Deutschland – GeotIS
Gesamtverband Steinkohle e.V. – GVSt
Global Methan Initiative – GMI (USA)
Government of Australia, Australian Energy Resource Assessment
Grubengas Deutschland e. V. – IVG
Handbook of Energy & Economics Statistics (Indonesien)
IHS McCloskey Coal Report
INA-Industrija nafte, d.d. (INA, d.d.) (Kroatien)
Instituto Colombiano de Geología y Minería – INGEOMINAS
Interfax Russia & CIS
Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC
International Atomic Energy Agency – IAEA
International Energy Agency – IEA (Frankreich)
International Geothermal Association – IGA
International Journal of Geothermal Research and its Applications – Geothermics
International Renewable Energy Agency – IRENA
Korea Energy Economics Institute – KEEI
Kosmos Energy (Mauretanien)
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie – LBEG
Mineral Resources and Petroleum Authority of Mongolia – MRPAM
Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV)

Ministerie van Economische Zaken (Niederlande)
Ministerio de Energia y Minas (Guatemala)
Ministerio de Energia y Minas (Peru)
Ministério de Minas e Energia (Brasilien)
Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Venezuela)
Ministry of Business, Innovation and Employment – MBIE (Neuseeland)
Ministry of Coal (Indien)
Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy (Frankreich)
Ministry of Economy, Trade and Industry – METI (Japan)
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 and Energy Industries Trinidad & Tobago
Ministry of Energy and Mineral Resources of the Republic of Indonesia – ESDM
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)
Minister of Energy and Mineral Resources of Kazakhstan – MEMP PK
Ministry of Land and Resources (MLR) (China)
Ministry of Minerals, Energy and Water Resources, Department of Mines (Botsuana)
Ministry of Mining and Energy of the Republic of Serbia (Serbien)
Ministry of Mines and Energy – MME (Brasilien)
Ministry of Petroleum and Natural Gas (Indien)
Ministry of Science, Energy & Technology (Jameika)
Ministry of Statistics and Programme Implementation – MOSPI (Indien)
Nacionalni naftni komitet Srbije (Serbien)
NAFTA (Slovakei)
National Coal and Mineral Industries Holding Corporation – Vinacomin (Vietnam)
National Coal Mining Engineering Technology Research Institute (China)
National Energy Board (Kanada)
National Oil & Gas Authority – NOGA (Bahrain)
Natural Gas Europe – NGE
Natural Gas World (Namibia)
National Rating Agency (Russische Föderation)

Norsk Petroleum (Norwegen)
Norwegian Petroleum Directorate – NPD
Nuclear Energy Agency – NEA
Oberbergamt des Saarlandes
Oil and Gas Authority (Vereinigtes Königreich)
Oil & Gas Journal
Organization for Economic, Co-operation and Development – OECD
Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC
Oxford Institute for Energy Studies (Vereinigtes Königreich)
Petrobangla (Bangladesch)
Petróleos Mexicanos – PEMEX (Mexiko)
Petroleum Association of Japan (Japan)
Petróleos de Venezuela S. A – PDVSA (Venezuela)
Petrol İşleri Genel Müdürlüğü – PİGM (Türkei)
Philippine Department of Energy – DOE
Polish Geological Institute – National Research Institute; Department of Deposits and Mining Areas Information – PSH (Polen)
Proceedings World Geothermal Congress 2010 – WGC2010
Proceedings World Geothermal Congress 2015 – WGC2015
Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – REN21
Saudi Arabian Oil Company – Saudi Aramco (Saudi-Arabien)
Servicio Geológico Mexicano – SGM
Servicio Nacional de Geología y Minería – Sernageomin (Chile)
Singapore Energy Statistics - SES (Singapur)
Sino Gas & Energy Holdings Limited (China)
State Oil Company of Azerbaijan Republic – SOCAR (Aserbaidshan)
State Statistic Service of Ukraine (Ukraine)
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 – CBS
Statistics Norway
Statistics Pakistan
Statistics Peru
Statistics Poland
Statistics Romania
Statistics Russian Federation
Statistics Slovakia
Statistics Slovenia
Statistics Taiwan
Statistics Thailand
Statistics Vietnam
Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. – SdK
Statistisches Bundesamt – Destatis
Tanzania Chamber of Minerals and Energy
The Coal Authority (Vereinigtes Königreich)
TÜRKİYE KÖMÜR İŞLETMELERİ KURUMU – TKİ
Türkiye Taşkömürleri Kurumu – TTK (Türkische Steinkohlegesellschaft)
Unidad de Planeación Minero Energética –UPME (Kolumbien)
U.S. Energy Information Administration – EIA
U.S. Geological Survey – USGS
Verein der Kohlenimporteure e.V. – VDKi
Wirtschaftskammer Österreich – WKO (Österreich)
Wismut GmbH
World Coal Association
World Energy Council – WEC
World Geothermal Congress – WGC
World Nuclear Association – WNA

GLOSSAR/ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Sitz: Berlin
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, Sitz: Berlin
Aquifer	Gesteinsschicht im Untergrund deren Permeabilität die Führung von Fluiden erlaubt
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 Erdöl mit hoher Dichte
ARA	Kurzform für Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen
b, bbl	Barrel (Fass); (amerikanische) Volumen-Maßeinheit für Erdöl und Erdölprodukte; <i>s. u. Maßeinheiten</i>
Binary	Über Wärmetauscher wird ein Binärkreislauf erhitzt, dessen Wärmemittel einen niedrigeren Siedepunkt hat als Wasser. Dieses wird verdampft und betreibt eine Turbine
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Sitz: Berlin
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 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, bildet für den europäischen Markt den Referenzpreis
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 Überseegegeschäft 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
dena	Deutsche Energie-Agentur; Sitz: Berlin
DOE	Department of Energy (Energieministerium der USA)
downstream	Aktivitäten ab Fördersonde wie Aufbereitung, Transport, Verarbeitung, Verkauf
EEG 2017	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGC	European Geothermal Congress
EGS	enhanced geothermal systems; durch Fracking künstlich erweiterte geothermische Systeme ohne natürliche konvektive Fluide
EIA	U.S. Energy Information Administration
EIB	European Investment Bank
EITI	Extractive Industries Transparency Initiative; internationale Transparenz-Initiative für den Rohstoffsektor
Entölungsgrad	bzw. Ausbeutegrad; prozentuale Menge des gewinnbaren Erdöls aus einer Lagerstätte
EOR	enhanced oil recovery; Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte
Erdgas	<p>natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende, brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung</p> <p><i>Nasses Erdgas</i> enthält außer Methan auch längerkettige Kohlenwasserstoff-Komponenten</p> <p><i>Trockenes Erdgas</i> enthält ausschließlich gasförmige Komponenten und besteht überwiegend aus Methan</p> <p><i>Saures Erdgas</i> oder <i>Sauergas</i> enthält unterschiedliche Mengen an Schwefelwasserstoff (H₂S) im ppm Bereich</p> <p><i>Konventionelles Erdgas:</i> freies Erdgas und Erdölgas in strukturellen und/oder stratigraphischen Fallen</p> <p><i>Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen</i> (kurz: <i>nicht-konventionelles Erdgas</i>): 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</p>

Erdöl	<p>natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen. Die bei der Erdgasförderung anfallenden flüssigen Kohlenwasserstoffe wie Natural Gas Liquids (NGL) und Kondensate werden der Erdölförderung zugerechnet</p> <p><i>Konventionelles Erdöl:</i></p> <p>Allgemein wird damit ein Erdöl bezeichnet, das aufgrund seiner geringen Viskosität (Zähflüssigkeit) und einer Dichte von weniger als 1 g pro cm³ mit relativ einfachen Methoden und kostengünstig gefördert werden kann (Schweröl, Leichtöl, Kondensat)</p> <p><i>Nicht-konventionelles Erdöl:</i></p> <p>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 (Schweröl, Bitumen) oder auf die sehr geringe Permeabilität des Speichergesteins zurückzuführen ist (Erdöl in dichten Gesteinen, Tight Oil, Schieferöl). Im Fall von Ölschiefer liegt Erdöl erst in einem Vorstadium als Kerogen vor</p>
Erdölgas	in der Lagerstätte im Erdöl gelöstes Gas, wird bei der Erdölförderung freigesetzt
Erneuerbare Energien	umfassen eine sehr große Bandbreite von Energiequellen. Da sie nahezu unerschöpflich zur Verfügung stehen oder sich vergleichsweise schnell erneuern, grenzen sie sich von fossilen Energiequellen ab, die sich erst über den Zeitraum von Millionen Jahren regenerieren. Zu ihnen zählen Biomasse, Geothermie, Meeresenergie, Sonnenenergie, Wasserkraft, und Windenergie.
ESA	Euratom Supply Agency – European Commission
ESMAP	Energy Sector Management Assistant Program
EU-AITF	European Union-Africa Infrastructure Trust Fund
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>)
Geothermie	<p>die Erdwärme setzt sich zusammen aus der Ursprungswärme der Erde und aus dem Zerfall von im Erdinneren vorhandenen radioaktiven Isotopen. Generell wird zwischen der Oberflächennahen Geothermie bis zu 400 m und der Tiefen Geothermie ab 400 m unterschieden. Beide Bereiche werden zu Heizzwecken genutzt (direkte Nutzung), jedoch findet lediglich die Tiefe Geothermie, durch die höheren Temperaturen im tieferen Untergrund und die damit verbundenen ausreichenden Temperaturdifferenzen im Vergleich zu Lufttemperaturen, Anwendung zur Erzeugung elektrischer Energie. Bei der Tiefen Geothermie wird zwischen hydrothermalen und petrothermalen Systemen unterschieden, abhängig davon ob vorrangig Wärme des zirkulierenden Thermalwassers im Untergrund genutzt wird oder die Wärme des heißen Tiefengesteins. Die Geothermie gilt als eine grundlastfähige, bedarfsbestimmte, emissionsarme innovative Technologie, die geopolitisch attraktiv ist und einen Beitrag in der Klimaproblematik leisten kann. Sie zählt zu den erneuerbaren Energieträgern</p>

	<i>Hydrothermale Geothermie</i> die Energie, die die in natürlichen tiefen thermalwasserführenden Schichten (hydrothermal) gespeicherte Wärmeenergie nutzt
Gashydrat	feste (schneeartige) molekulare Verbindung aus Gas und Wasser, die unter hohem Druck und bei niedrigen Temperaturen stabil ist
GDC	Geothermal Development Company
Gesamtpotenzial (EUR)	geschätzte Gesamtmenge eines Energierohstoffs, die Lagerstätten letztendlich entnommen werden kann
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
GRMF	Geothermal Risk Mitigation Facility
Grubengas	Gase die bei der Gewinnung von Kohle freigesetzt werden. Vor allem Methan, Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Stickoxide und teilweise Wasserstoff
GTL	gas to liquid; Herstellung synthetischer Treibstoffe aus Erdgas mittels verschiedener Verfahren, u. a. Fischer-Tropsch-Synthese
GW _e	Gigawatt elektrisch
GWh	Gigawattstunden
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
Hochenthalpielagerstätte	Geothermie-Lagerstätte, die über eine große Wärmeanomalie verfügt. Die hohen Temperaturdifferenzen ermöglichen einen hohen Wirkungsgrad bei der Erzeugung von elektrischem Strom. Lagerstätten dieser Art befinden sich zumeist in der Nähe von aktiven Plattenrändern
IAEA	International Atomic Energy Agency; UN-Behörde (Internationale Atomenergie Organisation, IAEA); Sitz: Wien; s. u. Wirtschaftspolitische Gliederungen
ICEIDA	Icelandic International Development Agency
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur), Organisation der OECD; Sitz: Paris
IMF	International Monetary Fund
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

installierte Leistung	auch installierte Kapazität (engl. installed capacity), gibt die Nennleistung bzw. die maximale Leistung eines Kraftwerkes an. Die zugehörige SI- Einheit ist das Watt
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)
IRENA	International Renewable Energy Agency
J	Joule; <i>s. u. Maßeinheiten</i>
Kondensat	Flüssige Bestandteile des Erdgases, die in der Lagerstätte gasförmig sind und nach der Förderung separiert werden können, engl. Bezeichnung natural gas liquids (NGL) (Dichte >45° API oder < 0,80 g/cm ³)
kumulierte Förderung	Summe der Förderung seit Förderbeginn
kWh	Kilowattstunden
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
LIAG	Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik; Sitz Hannover
LNG	liquefied natural gas (verflüssigtes Erdgas). Für Transportzwecke bei -162 °C verflüssigtes Erdgas (1 t LNG enthält ca. 1.380 Nm ³ Erdgas, 1 m ³ LNG wiegt ca. 0,42 t)
MB	Süddeutsches Molassebecken
MENA	Ländergruppe (Ägypten, Algerien, Bahrain, Dschibuti, Irak Iran, Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Libyen, Marokko, Oman, Palästinensische Gebiete, Saudi-Arabien, Sudan, Syrien, Tunesien, Vereinigte Arabische Emirate)
Methan	einfachster Kohlenwasserstoff (CH ₄), Erdgas
MFAT	New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade
Mineralöl	Erdöl und in Raffinerien hergestellte Erdölprodukte
MW _e	Megawatt elektrisch
NCG	nicht kondensierbare Gase, aus dem englischen „non-condensable gases“

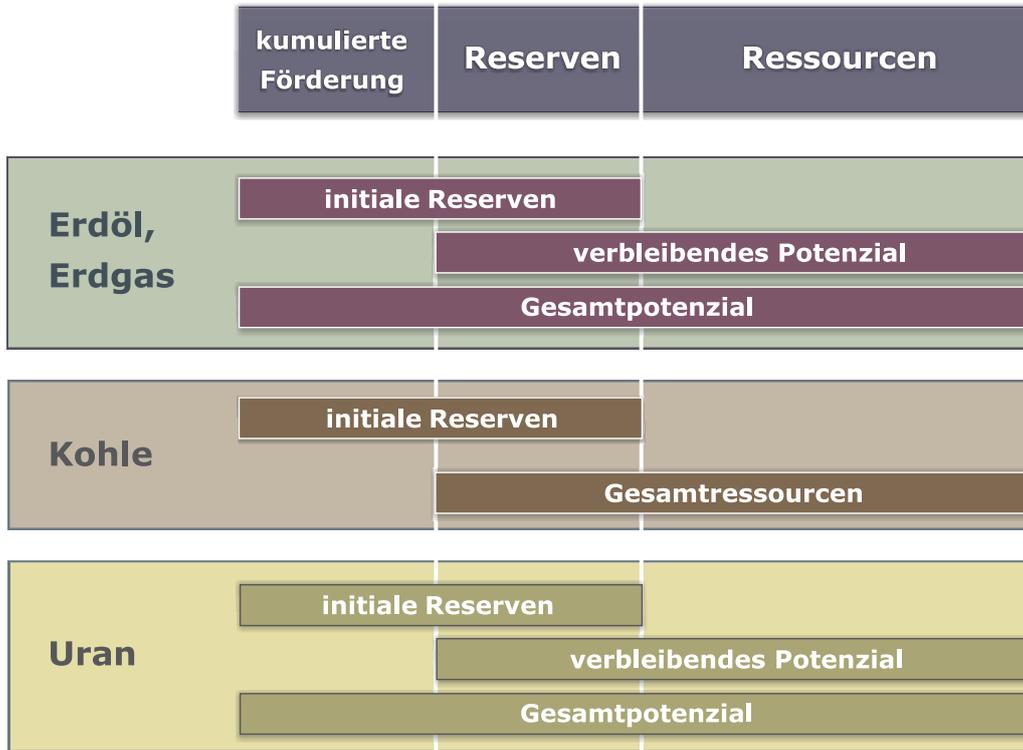
NDB	Norddeutsches Becken
NEA	Nuclear Energy Agency (Kernenergieagentur); zur OECD gehörend; Sitz: Paris
NGL	natural gas liquids; (→ <i>Kondensat</i>)
NGPL	natural gas plant liquids; Bestandteile des geförderten Erdgases, die in Prozessanlagen separat verflüssigt werden; (→ <i>Kondensat</i>)
OECD	Organisation 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>
OPEC-Korbpreis	bildet einen Preisquerschnitt der verschiedenen Rohölqualitäten der OPEC-Mitgliedsstaaten
ORG	Oberreingraben
"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. <i>Maßeinheiten</i>
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
REEGLE	Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership
Reingas	normiertes Erdgas mit einem Heizwert von 9,7692 kWh / Nm ³ für Deutschland
REmap 2030	Renewable Energy Roadmap
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
Reserven	nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen <i>ursprüngliche Reserven</i> : kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
Reservenzuwachs	reserve growth; (→ <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)
Single Flash	Hydrothermales Fluid >182 °C, das in einem Tank bei Unterdruck verdampft und eine Turbine antreibt
SKE	Steinkohleeinheit; entspricht der Energiemenge, die beim Verbrennen von 1 kg Steinkohle frei wird; <i>s. u. Umrechnungsfaktoren</i>
SPE	Society of Petroleum Engineers (Vereinigung der Erdöl-Ingenieure)
SWM	Stadtwerke München
Tight Gas	Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten
t SKE	Tonne Steinkohleneinheiten (→ SKE, hier: in Tonnen) entspricht ca. 29,308 x 10 ⁹ Joule; <i>s. u. Umrechnungsfaktoren</i>
toe	ton(s) oil equivalent (Tonne(n) Erdöläquivalent); Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Tonne Erdöl frei wird; <i>s. u. Umrechnungsfaktoren</i>
UNDP	United Nations Development Programme
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFC	United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
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 meta-somatische LS</p> <p>Uran aus nicht-konventionellen Vorkommen (kurz: <i>nicht-konventionelles Uran</i>): 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

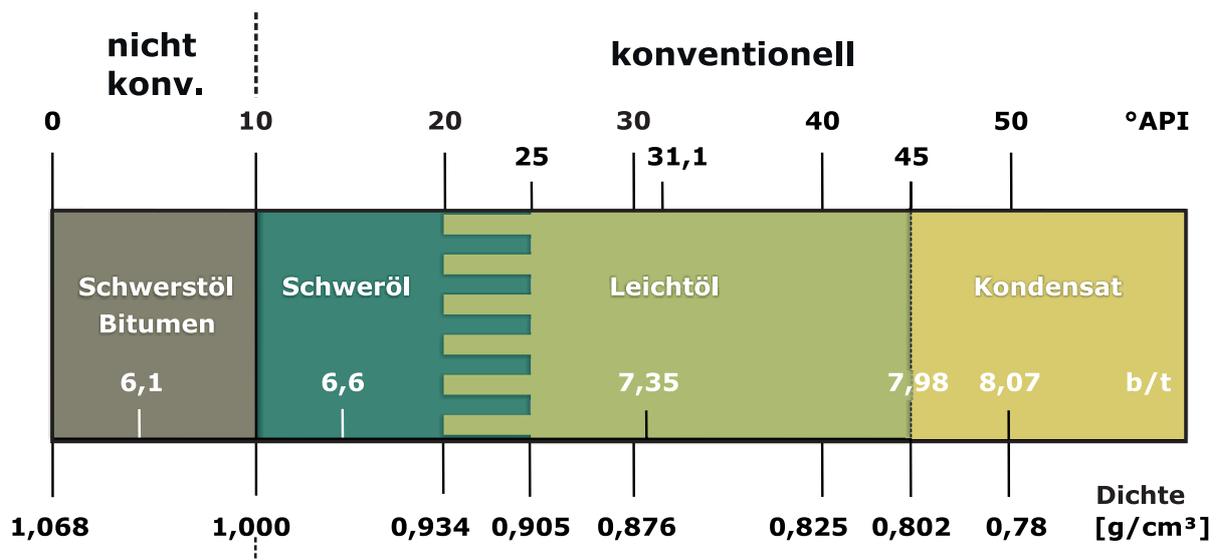
USAID	United States Agency for International Development
USD	US-Dollar; Währung der Vereinigten Staaten
USGS	United States Geological Survey (Geologischer Dienst der Vereinigten Staaten)
VDKi	Verein der Kohlenimporteure e.V.; Sitz: Hamburg
WEC	World Energy Council (Welt-Energie-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Energy Congress (Welt-Energie-Kongress)
Weichbraunkohle	Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg
WGC	World Geothermal Congress; findet alle fünf Jahre statt. Für fünf Tage findet ein Austausch zu geothermischen Fragen zwischen weltweiten Vertretern aus Wissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft statt. Eine umfangreiche Datenerhebung wird im Vorfeld zur aktuellen Lage sowohl der Oberflächen-nahen als auch der Tiefen Geothermie auf nationaler Ebene erhoben und auf dem Kongress vorgestellt
WNA	World Nuclear Association; Sitz: London
WPC	World Petroleum Council (Welt-Erdöl-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Petroleum Congress (Welt-Erdöl-Kongress)
WTI	West Texas Intermediate (Roholssorte), bildet für den amerikanischen Markt den Referenzpreis

DEFINITIONEN

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen



Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte

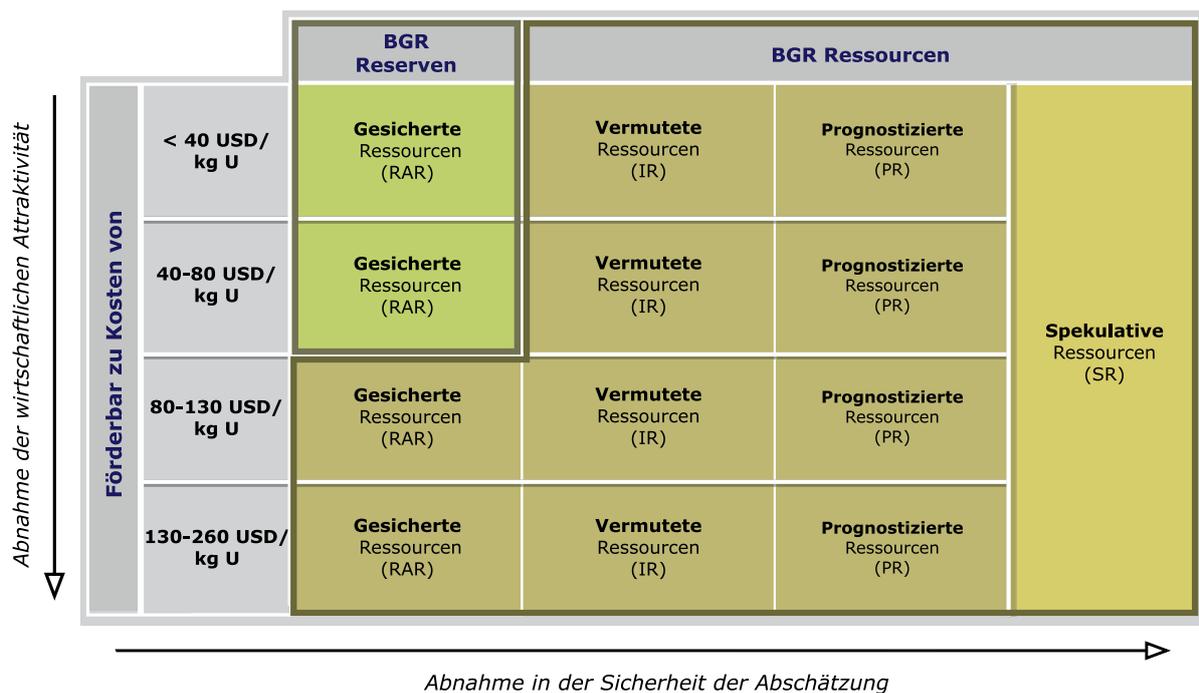


Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

Im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) nach Gewinnungskosten unterteilt. Nach der Definition für Uranreserven liegt die Grenze der Abbaukosten bei < 80 USD/kg U. Allerdings sind die tatsächlichen Abbaukosten in vielen Ländern deutlich höher. Die nachfolgende Abbildung illustriert den Zusammenhang zwischen den verschiedenen Ressourcenkategorien. Die horizontale Achse beschreibt den geologischen Kenntnisstand und die Gewissheit über eine bestimmte Menge der Ressource. Die vertikale Achse hingegen gibt den wirtschaftlichen Aufwand der Gewinnung der Ressource in US Dollar an. Das System ist dabei dynamisch zu betrachten. Veränderungen der Vorratseinteilung sind einerseits die Folge von neuen Erkenntnissen (z. B. über Größe und Lage) von Uranvorkommen und beziehen sich andererseits auf steigende technisch-wirtschaftliche Anforderungen und Kosten der Gewinnung. Daher können für Teile der Vorräte sowohl die Vorratskategorie als auch die Klasse der Gewinnungskosten neu definiert werden. Am zuverlässigsten sind die Angaben in der Kostenkategorie RAR < 80 USD/ kg U, die nach derzeitiger BGR-Definition als Reserven (grün) eingestuft werden. Alle Vorräte mit höheren Gewinnungskosten werden aus Sicht der BGR als Ressourcen (ocker) betrachtet.

Darstellung der Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

(verändert nach IAEA und OECD 2014)



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 (Republik)

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, Palau, Pazifische Inseln (zu USA), Pitcairn, Riukiuiseln, Salomonen, Samoa, Timor-Leste, 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), Macau, 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), 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)

WIRTSCHAFTSPOLITISCHE GLIEDERUNGEN Stand:2016

BRICS-Staaten

Brasilien, Russische Föderation, Indien, China, Südafrika

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, Rumänien

EU-28 Europäische Union (ab 01.07.2013)
EU-27 plus neues Mitgliedsland: Kroatien

IAEA (International Atomic Energy Agency; 168 Länder)

Afghanistan (Islamische Republik), Ägypten, Albanien, Algerien, Angola, Antigua und Barbuda, Argentinien, Armenien, Aserbaidschan, Äthiopien, Australien, Bahamas, Bahrain, Bangladesch, Barbados, Belgien, Belize, Benin, Bolivien (Plurinationaler Staat), Bosnien und Herzegowina, Botswana, Brasilien, Brunei Darussalam, Bulgarien, Burkina Faso, Burundi, Chile, China, Costa Rica, Côte d'Ivoire, Dänemark, Deutschland, Dschibuti, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Eritrea, Estland, Fidschi, Finnland, Frankreich, Gabun, Georgien, Ghana, Griechenland, Guatemala, Guyana, 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, San Marino, Saudi-Arabien, Schweden, Schweiz, Senegal, Serbien, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Singapur, Slowakei, Slowenien, Spanien, Sri Lanka, Südafrika, Sudan, Syrien (Arabische Republik), Swasiland, Tadschikistan, Tansania (Vereinigte Republik), Thailand, Togo, Trinidad und Tobago, Tschad, Tschechische Republik, Türkei, Tunesien, Turkmenistan, Uganda, Ukraine, Ungarn, Uruguay, Usbekistan, Vanuatu, Vatikanstadt, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten, Vietnam, Weißrussland (Republik), Zentralafrikanische Republik, Zypern

NAFTA (North American Free Trade Agreement)

Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

OECD (Organization for Economic Co-operation and Development; 35 Länder)

Australien, Belgien, Chile, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Israel, Italien, Japan, Kanada, Korea (Republik), Lettland, 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; 13 Länder)

Algerien, Angola, Ecuador, Indonesien, 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

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	$1 \text{ kt} = 10^3 \text{ t}$
Mt	Megatonne	$1 \text{ Mt} = 10^6 \text{ t} = 1 \text{ Mio. t}$
Gt	Gigatonne	$1 \text{ Gt} = 10^9 \text{ t} = 1 \text{ Mrd. t}$
Tt	Teratonne	$1 \text{ Tt} = 10^{12} \text{ t}$
W	Watt	$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} = 1 \text{ kg m}^2 / \text{s}^3$
MW_e	Megawatt elektrisch	$1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MW_{th}	Megawatt thermisch	$1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
Wh	Wattstunde	$1 \text{ Wh} = 3,6 \text{ kWh} = 3,6 \text{ kJ}$
k	Kilo	10^3
M	Mega	10^6
G	Giga	10^9
T	Tera	10^{12}
P	Peta	10^{15}

UMRECHNUNGSFAKTOREN

1 t Erdöl	$1 \text{ toe} = 7,35 \text{ bbl} = 1,428 \text{ t SKE} = 1.101 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 41,8 \times 10^9 \text{ J}$
1 t Schwerstöl	$1 \text{ toe} = 6,19 \text{ bbl} = 1,428 \text{ t SKE} = 1.101 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 41,8 \times 10^9 \text{ J}$
1 t LNG	$1.380 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 1,06 \text{ toe} = 1,52 \text{ t SKE} = 44,4 \times 10^9 \text{ J}$
1.000 Nm ³ Erdgas	$35.315 \text{ cf} = 0,9082 \text{ toe} = 1,297 \text{ t SKE} = 0,735 \text{ t LNG} = 38 \times 10^9 \text{ J}$
1 t SKE	$0,70 \text{ toe} = 770,7 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 29,3 \times 10^9 \text{ J}$
1 EJ (10^{18} J)	$34,1 \text{ Mio. t SKE} = 23,9 \text{ Mio. toe} = 26,3 \text{ Mrd. m}^3 \text{ Erdgas} = 278 \text{ Mrd. kWh}$
1 t Uran (nat.)	14.000 bis 23.000 t SKE; je nach Ausnutzungsgrad veränderliche Werte
1 kg Uran (nat.)	2,6 lb U ₃ O ₈

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. Die Daten sind zum Teil vorläufig. 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>

