

2018

BGR ENERGIESTUDIE



Daten und Entwicklungen
der deutschen und globalen
Energieversorgung



BGR ENERGIESTUDIE 2018

Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung

Hannover, März 2019

IMPRESSUM

- Herausgeber:** Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR),
Fachbereich B1.3, Geologie der Energierohstoffe, Polargeologie
Stilleweg 2
30655 Hannover
E-Mail: energierohstoffe@bgr.de
- Autoren:** Harald Andruleit (Koordination), Dieter Franke, Stefan Ladage,
Rüdiger Lutz, Martin Pein, Dorothee Rebscher, Michael Schauer,
Sandro Schmidt (Koordination), Gabriela von Goerne.
- Mitarbeit:** Andreas Bahr, Uwe Benitz, Jennifer Bremer, Christoph Gaedicke.
- Danksagung:** Die Autoren danken Kwang-Hee Kim, Kayad Moussa, Michelle Ramírez Bueno,
David Rocha Ruiz, Manuela Stehle, Josef Weber und Mirka Zimmermann
für Ihre Unterstützung bei der Erstellung dieser Studie.
- Datenstand:** 2017
- Quelleninformationen**
- Titel:** Gasflamme (EGT Energie GmbH)
Iller Kraftwerk (Steffen Fuchs / Heidelberg Cement AG)
Drilling at Johan Sverdrup field (Kjetil Eide / Equinor)
Der Nuon-Windpark in Zeewolde bei Sonnenaufgang (Jorrit Lousberg / Nuon)
- Zitierhinweis:** BGR (2019): BGR Energiestudie 2018 – Daten und Entwicklungen der deutschen
und globalen Energieversorgung (22). – 178 S.; Hannover.



Prof. Dr. Ralph Watzel

Präsident der Bundesanstalt für
Geowissenschaften und Rohstoffe

Der weltweite Bedarf an Energie ist unverändert hoch. Der globale Primärenergieverbrauch ist im Vergleich zum Vorjahr erneut gestiegen. Nach wie vor wird der Verbrauch zu mehr als drei Viertel durch fossile Energieträger gedeckt, während der Anteil der erneuerbaren Energien bei rund 18 % liegt. Die Reduktion von Treibhausgasemissionen aus fossilen Energieträgern bleibt daher vorrangiges Ziel des in Paris getroffenen Übereinkommens der Weltstaatengemeinschaft. Die einzelnen Staaten verfolgen unterschiedliche Strategien, um die gesteckten Reduktionsziele zu erreichen und gleichzeitig Wohlstand, Wachstum und Entwicklung zu ermöglichen. Qualifizierte Daten und Fakten stellen eine wesentliche Grundlage für die strategische Ausrichtung zukünftiger Energiesysteme dar. In unserer jährlich erscheinenden Energiestudie geben wir Politik, Wirtschaft und Öffentlichkeit einen umfassenden Überblick über die Nutzung und Verfügbarkeit von Energierohstoffen.

Die neue Energiestudie liefert aktuelle Daten zur Energierohstoffversorgung und zum globalen Handel von nicht-erneuerbaren Energieträgern sowie zur Erzeugung von erneuerbaren Energien. Aus rohstoffgeologischer Sicht sind weitreichende Vorräte an Energierohstoffen vorhanden, allerdings stellen insbesondere sich verschiebende geopolitische Rahmenbedingungen gegenwärtig die weltweite Energieversorgung vor neue Herausforderungen. Zentrale Aspekte sind dabei der Klimaschutz und die Reduktion von Treibhausgasemissionen, Maßnahmen zur umwelt- und sozialverträglichen Gewinnung und Nutzung sowie der erforderliche Aus- und Umbau der technischen Infrastruktur.

Unverkennbar schreitet der Ausbau erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung weltweit voran: im Jahr 2017 betrug ihr Anteil am Ausbau der Stromerzeugung rund 70 %, so dass erneuerbare Energieträger heute mit rund 30 % zur globalen Stromerzeugung beitragen. Mittlerweile werden in Deutschland rund 33 % Strom aus erneuerbaren Energieträgern produziert. Verglichen mit dem Jahr 2001 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Primärenergieverbrauch vervierfacht. Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, seine Emissionen bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren. Beim Umbau der Energiesysteme auf Erneuerbare Energien gilt es, die bestehenden Optionen so zu nutzen, dass die Ziele Wohlstandssicherung, Umweltaforderungen und Teilhabe möglichst gut erreicht und dabei konkurrierende Zielstellungen ausbalanciert werden. Dies gilt auch im Licht einer weiter wachsenden Weltbevölkerung; insbesondere in Afrika, wo bislang die wenigsten Menschen gesicherten Zugang zu Energie haben.

Hervorzuheben ist die globale Produktionssteigerung bei Erdgas von knapp 5 %. Diese Steigerung ist auf die Erschließung neuer und nicht-konventioneller Lagerstätten in den USA sowie die Förderung von Erdgas aus konventionellen Lagerstätten vor allem in der Russischen Föderation und im Mittleren Osten zurückzuführen. Parallel dazu verstärkt sich der Trend, Erdgas als Flüssiggas in Tankern zu transportieren. Hierdurch eröffnen sich zunehmend Möglichkeiten insbesondere für Länder in Südasien und Fernost, die bisher nicht durch Pipelines versorgt werden können, ihre Primärenergieversorgung auf einen grundlastfähigen und vergleichsweise emissionsarmen Energierohstoff umzustellen.

Ihr

(Prof. Dr. Ralph Watzel, Präsident)

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	37
	3.1 Globale Vorratssituation	38
	3.2 Erdöl	41
	3.3 Erdgas	49
	3.4 Kohle	55
	3.5 Kernbrennstoffe	62
	3.6 Tiefe Geothermie	68
	3.7 Erneuerbare Energien	75
4	Energierohstoffe im Fokus (Sonderthema)	80
	Venezuelas Schwer- und Schwerstöllagerstätten am Orinoco	80
5	Zukünftige Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe und Tiefer Geothermie	86
	5.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf	86
	5.2 Zusammenfassung und Ausblick	87
6	Literatur	91
	Anhang	
	Tabellen	
	Quellen	
	Glossar/Abkürzungsverzeichnis	
	Definitionen	
	Ländergruppen der BGR Energiestudie	
	Wirtschaftspolitische Gliederungen	
	Maßeinheiten	
	Umrechnungsfaktoren	

1 KURZFASSUNG

Einleitung – Im Jahr 2017 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 immer noch die Basis der weltweiten Energieversorgung. Daher wird noch für absehbare Zeit ein Teil der Energieversorgung von fossilen Energierohstoffen getragen werden. Vor diesem Hintergrund ist ein Abflauen des globalen Wettbewerbs um Energierohstoffe nicht zu erwarten. Auch für Deutschland ist trotz der hohen Wachstumsraten bei den Erneuerbaren eine Zunahme der hohen Importabhängigkeit bei den fossilen Energierohstoffen absehbar. Derzeit leisten Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle nach wie vor mit rund 80 % den 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 2017. 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 Energie 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, der Wissenschaft und 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 und eigenen Erhebungen kompiliert. In Fällen, wo dargestellte Daten nicht aus der Energierohstoff-Datenbank der BGR stammen, ist dies explizit gekennzeichnet.

Ergebnisse – Alle erneuerbaren Energien zusammengenommen tragen rund 18 % zur Deckung des globalen Energieverbrauchs bei. Dies beruht vor allem auf den „klassischen“ erneuerbaren Energien wie Wasserkraft und Biomasse. Die „modernen“ erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik und Windkraft haben zukünftig die größten Wachstumspotenziale. Aber auch die fossilen Energierohstoffvorkommen wurden in 2017 weltweit in weiter steigenden Mengen genutzt. Dabei entfallen auf Austral-Asien mehr als 40 % des globalen Primärenergieverbrauchs, der in dieser Region vorrangig mittels Hartkohle gedeckt wird. Nordamerika (rund 21 %) und Europa (rund 15 %) folgen auf den Rängen zwei und drei, wobei in diesen beiden Regionen vor allem Erdöl und Erdgas (Abb. 1-1) zur Deckung des Primärenergieverbrauchs herangezogen werden (BP 2018).

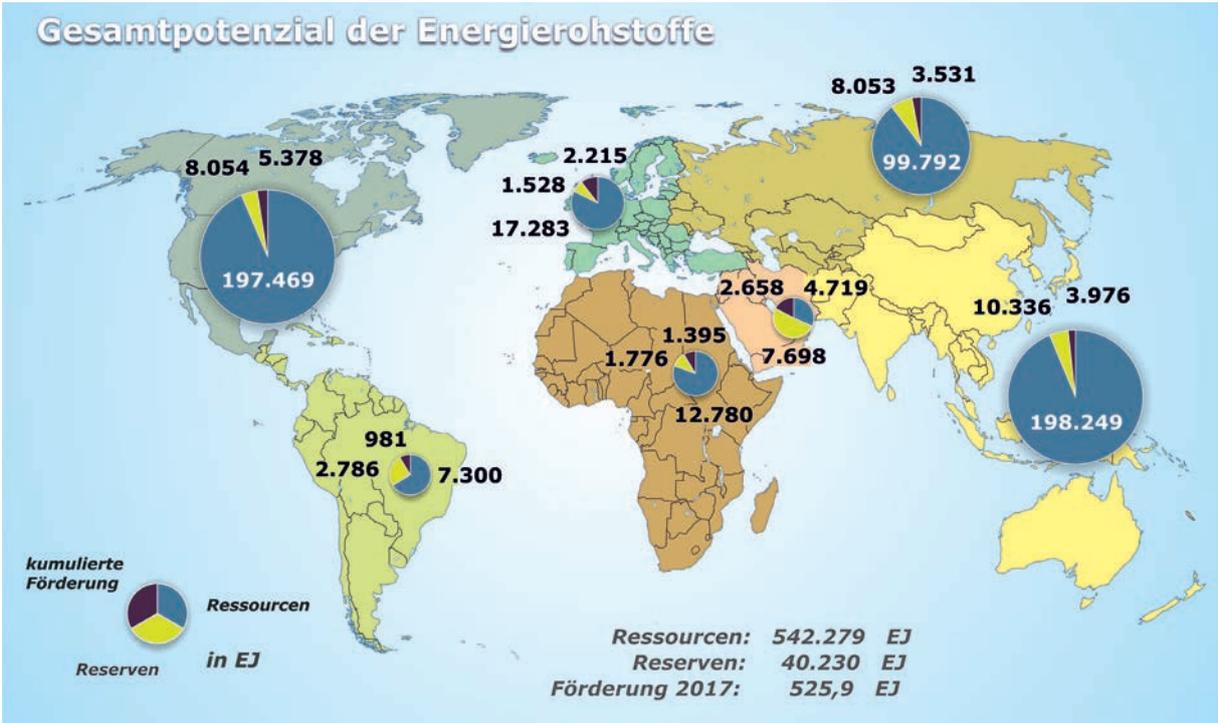


Abbildung 1-2: Gesamtpotenzial der fossilen Energierohstoffe einschließlich Uran für 2017. (Nicht berücksichtigt sind Ressourcen in der Antarktis sowie Aquifergas, Erdgas aus Gashydrat und Thorium, da regional nicht zuordenbar. Die kumulierte Förderung der Kohle ist geschätzt ab 1950).

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. Konventionelles 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 Energieträger und wird dies auch in absehbarer Zukunft bleiben.** Sein Anteil am globalen Primärenergieverbrauch lag in 2017 bei 30,5 %.
- **In den nächsten Jahren kann aus rohstoffgeologischer Sicht bei einem moderaten Anstieg des Bedarfes die Versorgung gewährleistet werden. Die Vorratslage blieb weitgehend konstant.** Dennoch können Versorgungsengpässe mittelfristig nicht ausgeschlossen werden, da die Investitionen in neue E&P – Projekte seit dem starken Rückgang der Rohölpreise im Jahr 2014 vergleichsweise niedrig sind, aber der weltweite Mineralölbedarf voraussichtlich weiter steigen wird.

- **China ist zum größten Erdölimporteur der Welt aufgestiegen.** Die Rohölförderung der Volksrepublik ist in den letzten beiden Jahren deutlich gesunken, während der Verbrauch weiterhin stieg. Der Aspekt der Versorgungssicherheit spiegelt sich zunehmend in der geopolitischen Strategie des Landes wider.
- **Die deutsche Erdölversorgung ist mit 33 Lieferländern weit diversifiziert.** Die beiden wichtigsten Lieferländer bleiben die Russische Föderation und Norwegen, die zusammen bereits einen Anteil von 48,5 % an den deutschen Einfuhren haben.
- **Ostasien, die USA sowie Europa weisen eine besonders hohe Rohölimportabhängigkeit auf.** Der Nahe Osten bleibt auch in den nächsten Jahrzehnten aufgrund seiner großen Vorräte an konventionellem Erdöl für die Versorgung der Welt die wichtigste Region.
- Mit Ausnahme von Venezuela trat durch die **kontinuierliche Erhöhung des Rohölpreises im Jahresverlauf** bei den Ländern mit einem hohen Anteil des Erdölsektors in der Wertschöpfung und der Exportwirtschaft eine wirtschaftliche Stabilisierung ein.

Erdgas

- **Erdgasnutzung stellt eine flexible Brückentechnologie im Übergang zur erneuerbaren Energieversorgung dar.** Erdgas ist der fossile Energieträger mit den geringsten spezifischen CO₂-Emissionen.
- **Aus rohstoffgeologischer Sicht kann die Erdgasversorgung der Welt noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden.** Einer Jahresförderung 2017 in Höhe von rund 3,8 Bill. m³ stehen globale Erdgasreserven von rund 200 Bill. m³ gegenüber.
- **Der weltweite Erdgasverbrauch stieg um drei Prozent gegenüber dem Vorjahr an.** Neu hinzukommende Reserven decken den steigenden Verbrauch.
- **Über 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 %.
- **2017 ist der weltweite Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) erneut gestiegen und macht ein Drittel des Erdgastransportes aus.** Der weitaus größte Teil des LNG wird nach Asien exportiert. In die Länder der europäischen Union wurde in 2017 LNG vor allem aus Katar, Algerien, Nigeria und Norwegen geliefert.
- **Aufgrund der rückläufigen Erdgasförderung in der EU wie auch in Deutschland wächst die Abhängigkeit von Importen.** Europa hat sowohl über Pipelines als auch LNG-Terminals Zugang zu einem großen Teil der weltweiten Erdgasmärkte.

Kernbrennstoffe

- **Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen.** In Folge der Reaktorunfälle in Fukushima 2011 kam es zu einem wirtschaftlichen Einbruch des globalen Uranmarktes mit fallenden Uranpreisen. Dieser Preistrend flachte sich nach sechs Jahren jedoch merklich ab.
- **Die globale Uranproduktion ist erstmalig seit einigen Jahren rückläufig.** Zahlreiche Minen reduzierten auf Grund des stagnierenden Bedarfs ihre Produktion oder stellten sie in diesem Jahr zeitweise ganz ein, darunter auch marktdominierende Minen in Kanada, Kasachstan und Australien. Die geplante, als marktregulatorische Maßnahme eingeführte, Reduzierung der Förderung in einigen Minen soll die derzeitigen großen Uranmengen auf dem Weltmarkt verringern.
- **Weltweit besteht weiterhin ein wachsendes Interesse an der energetischen Nutzung von Kernbrennstoffen. Ende 2017 befanden sich 56 Kernreaktoren in 16 Ländern im Bau.** Darunter allein 40 in Asien. In Asien, aber auch im Nahen Osten, wird die Nachfrage nach Uran langfristig weiter steigen. Zahlreiche Länder planen den Einstieg in die Kernenergie oder deren Ausbau.
- **Aus geologischer Sicht ist kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten.** Die globalen Vorräte sind, trotz anhaltender Rezession des Uranmarktes, sehr umfangreich und liegen derzeit bei 1,2 Mt Reserven (Kostenkategorie < 80 USD/kg U) und 11,7 Mt Uranressourcen.
- **In Deutschland ist der Ausstieg aus der Kernenergie zur kommerziellen Stromerzeugung gesetzlich festgelegt.** Zehn der 17 Kernkraftwerke Deutschlands wurden seit der Änderung des Atomgesetzes von 2011 abgeschaltet. Mit Ablauf des Jahres 2022 soll der Ausstieg vollzogen sein. Ende 2017 ging das Kernkraftwerk Gundremmingen B in Bayern vom Netz.

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 Oberflächenbedarf.
- **Das globale geothermische Potenzial ist sehr groß, wird jedoch bislang nur wenig genutzt.** Der Anteil der Geothermie an der globalen Stromerzeugung lag 2017 bei rund 0,3 %. Das weltweite Potenzial an geothermischer Energie bis zu einer Tiefe von 3 km wird auf etwa 300 EJ/a für Wärme- und 100 EJ/a für Stromerzeugung geschätzt.

- **Außerhalb geothermisch vorteilhafter Regionen erweist sich die praktische Umsetzung und Wirtschaftlichkeit von Geothermievorhaben derzeit noch als schwierig.** Investitionskosten variieren erheblich und lassen sich im Vorfeld nur schwer abzuschätzen. Typische Amortisationszeiträume 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 für Entwicklungsländer erreichen, wo sie zur Strom- als auch Wärmeherzeugung in infrastrukturschwachen Regionen beitragen kann.
- **In Deutschland nahm die Nutzung der Geothermie zum ersten Mal seit zehn Jahren leicht gegenüber dem Vorjahr ab.** Die installierte thermische Leistung verringerte sich leicht um etwa 1 % auf nun 374 MW_{th}, die elektrische installierte Leistung sank um ca. 5 % auf 36,2 MW_e. Der Anteil am Primärenergieverbrauch bleibt mit 0,3 % weiterhin gering. Geothermie wird hierzulande durch das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) gefördert.

Erneuerbare Energien

- **Der Zubau von Stromerzeugungskapazitäten wird global von erneuerbaren Energien dominiert.** Aktuell erfolgen 70 % des globalen Ausbaus der installierten Stromerzeugungskapazitäten durch den Zubau von erneuerbaren Energien. Die internationalen Aktivitäten zur Förderung der erneuerbaren Energien sind weiterhin hoch. Derzeit haben rund 179 Staaten konkrete Ziele zum weiteren Ausbau formuliert. Investitionen in neue Projekte wurden 2017 vor allem in Schwellen- und Entwicklungsländern getätigt.
- **Der Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung der Welt steigt weiter an.** Rund 18 % des globalen Primärenergieverbrauchs wurden 2017 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 immensen weltweiten Ausbaus noch vergleichsweise gering.
- **Die global installierte Leistung zur Stromerzeugung liegt auf neuem Rekordhoch.** Weltweit sind 2.179 GW aus erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung installiert. Dies entspricht rund 30 % der geschätzten globalen Stromerzeugungskapazität. Photovoltaik weist erneut die größten Wachstumsraten auf. Die neuinstallierte Leistung beträgt 98 GW, davon entfallen 54 % allein auf China.
- **Erneuerbare Energien haben in Deutschland den größten Anteil an der Erzeugung elektrischer Energie.** Der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix erreichte 2017 rund 33 % und betrug rund 13 % am Primärenergieverbrauch. Windkraft, Biomasse und Photovoltaik leisten den Hauptanteil. 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

Im Jahr 2017 stieg der Primärenergieverbrauch (PEV) leicht an und lag mit 13.550 PJ (0,328 Gtoe) um 0,9 % über dem Vorjahreswert und knapp 12 % unter dem Maximalwert von 1979 (Abb. 2-1). Begünstigt wurde die Verbrauchsentwicklung durch die weiterhin vergleichsweise niedrigen Preise fossiler Energieträger (AGEB 2018a).

Der wichtigste Primärenergieträger bleibt wie seit Jahrzehnten Mineralöl (34,5 %) gefolgt von Erdgas (23,8 %), Kohle (10,9 % Steinkohle und 11,1 % Braunkohle), erneuerbaren Energien (13,1 %) und Kernenergie (6,1 %) (Abb. 2-1). Zum Anstieg des Energieverbrauchs im Bezugsjahr trugen insbesondere das gesamtwirtschaftliche Wachstum, die Zunahme des Energieverbrauchs im produzierenden Gewerbe sowie das anhaltende Bevölkerungswachstum bei. Die Witterung spielte dagegen kaum eine Rolle (AGEB 2018a).

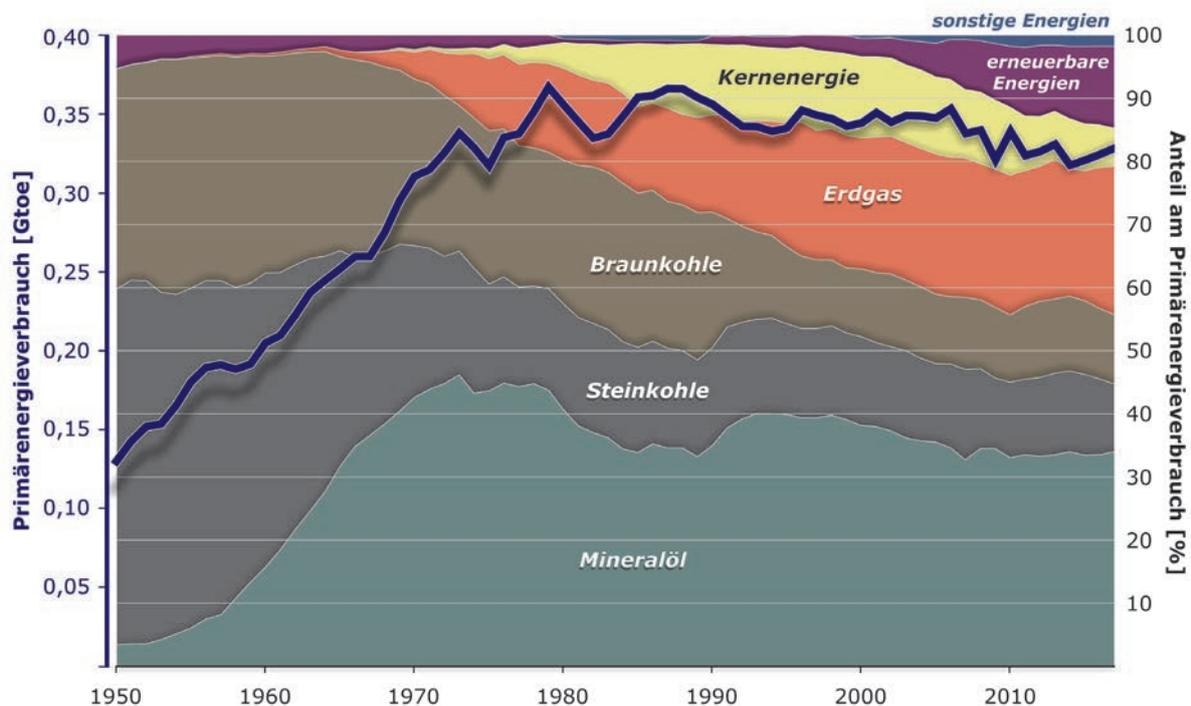


Abbildung 2-1: Entwicklung des deutschen Primärenergieverbrauchs von 1950 bis 2017 (AGEB 2018a).

Der erhöhte Energiebedarf wurde vor allem durch Verbrauchszuwächse beim Erdgas (plus 6,2 %), bei den erneuerbaren Energien (plus 6,1 %) und beim Mineralöl (plus 2,7 %) gedeckt. Rückgänge waren bei Steinkohle (minus 11,3 %), Kernenergie (minus 9,8 %) und Braunkohle (minus 0,6 %) zu verzeichnen. Trotz des erheblichen Rückgangs bei Steinkohle blieb der Anteil fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch konstant hoch und lag wie in den vergangenen 10 Jahren bei rund 80 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch in Deutschland stieg 2017 auf 13,1 % (AGEB 2018a).

Deutschland gehört als hochentwickelte Industrienation zu den größten Energieverbrauchern der Welt und muss den Hauptteil (rund 70 %) seines Energiebedarfs aus importierten Energierohstoffen decken. Aus der inländischen Förderung stammten im Jahr 2017 rund 2 % des Erdöls und 7 % 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. Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich im Vergleich zum Vorjahr halbiert (2017 vier Bohrungen) und die Bohrmeterleistung liegt auf dem niedrigsten Stand seit mehr als drei Jahrzehnten (LBEG 2018).

Den stärksten Förderrückgang gab es bei der Steinkohle, wo mit Erreichen des für Ende des Jahres 2018 vorgesehenen Ausstiegs aus der subventionierten Steinkohlenförderung dieser Anteil an der heimischen Energiegewinnung ganz verschwinden wird. Im Jahr 2017 lag der Anteil der Eigenförderung am Steinkohlenverbrauch bei 7 %. Ein absehbar weiterbestehender Bedarf an Steinkohle muss dann ausschließlich über Importe gedeckt werden. Die Braunkohlenförderung ging ebenfalls leicht zurück. Als bedeutsamste einheimische Energie haben sich die erneuerbaren Energien (knapp 45 %) etabliert, gefolgt von der Braunkohle mit etwa 38 %. Beide rangieren 2017 mit weitem Abstand vor Erdgas, Steinkohle und Erdöl (AGEB 2018). Neben dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird einer Erhöhung des Erdgas-Anteils am Energiemix kurz- und mittelfristig eine positive Wirkung zur Reduktion der CO₂-Emissionen zugeschrieben.

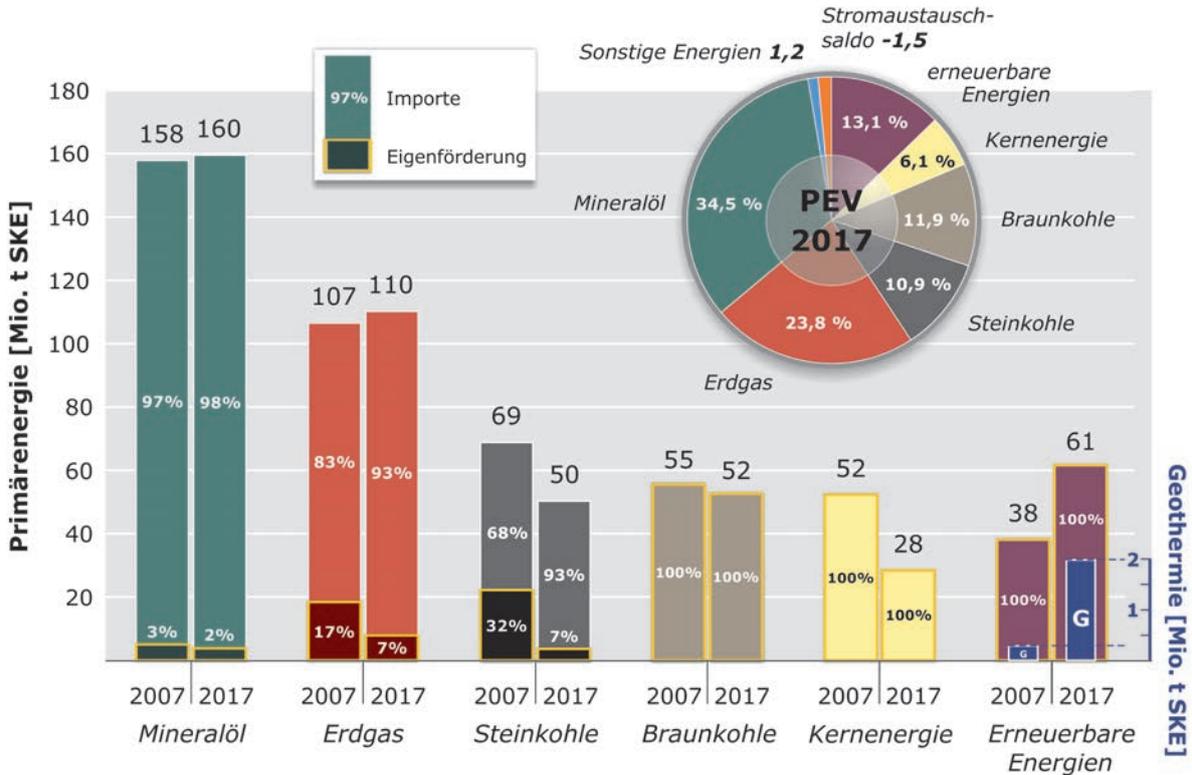


Abbildung 2-2: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergierohstoffen in den Jahren 2007 und 2017 (AGEB 2018a, BMU 2013).

Im 10-Jahresvergleich zeigt sich für die verschiedenen Energieträger ein differenziertes Bild des Primärenergieverbrauchs. Im Gegensatz zu Steinkohle, Braunkohle und Kernenergie stieg von den nicht-erneuerbaren Energierohstoffen der Verbrauch von Mineralöl und Erdgas leicht an. Dies liegt unter anderem an vergleichsweise geringen Verbräuchen aufgrund milder Witterung im Jahr 2007. Der Anteil der erneuerbaren Energien stieg bedingt durch günstigere Windverhältnisse und des fortschreitenden Ausbaus weiter an (Abb. 2-2). Infolge des Förderabfalls bei der Produktion aus heimischen konventionellen Erdöl- und Erdgasvorkommen und des Auslaufens der subventionierten Steinkohlenförderung nimmt der Selbstversorgungsbeitrag weiter ab. Vor diesem Hintergrund ist eine weitere Zunahme der hohen Importabhängigkeit Deutschlands bei den fossilen Energierohstoffen absehbar.

2.2 Energierohstoffe und Energien im Einzelnen

Erdöl

Erdöl bleibt weiter, mit einem Anteil von knapp 35 % am Primärenergieverbrauch, der mit Abstand wichtigste Energieträger Deutschlands (AGEB 2018b) und wird auf Jahrzehnte hinaus einen wichtigen Beitrag zur deutschen Energieversorgung liefern. Erdölprodukte werden überwiegend als Treibstoff im Transportsektor verwendet. Etwa 94 % des Endenergieverbrauchs im Transportsektor entfielen auf Mineralölprodukte (AGEB 2018b). Darüber hinaus ist Erdöl der wichtigste Basisstoff in der organisch-chemischen Industrie (VCL 2017). Für den Verkehrsbereich verfolgt die Bundesregierung das Ziel, den Endenergieverbrauch gegenüber dem Jahr 2005 um 10 % bis 2020 und um 40 % bis 2050 zu senken (BMW 2018a) sowie die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um etwa 40 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu reduzieren (BMUB 2016). Um diese Ziele zu erreichen, ist eine schrittweise Umstellung auf alternative Antriebe, die verstärkte Nutzung von klimafreundlicherem Erdgas und auch der Einsatz synthetischer Kraftstoffe durchzuführen.

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven betragen zum Ende des Jahres 2017 etwa 28,3 Mt und lagen damit um 3,5 Mt bzw. 11 % unter denen des Vorjahres (Tab. A-10 im Anhang). Diese Abnahme beruht maßgeblich auf einer aktualisierten Bewertung der Reserven bestehender Felder. Die im Berichtsjahr entnommene Fördermenge konnte daher nur teilweise durch die Erschließung neuer Lagerstättenbereiche ausgeglichen werden. Die deutschen Erdölreserven lagern im Wesentlichen in Norddeutschen Becken, allein in Schleswig-Holstein (48,1 %) und Niedersachsen (26,5 %) lagern über 70 % der deutschen Reserven (LBEG 2018).

Die Erdöl- und Kondensatförderung in Deutschland ist im Jahr 2017 mit 2,22 Mt abermals gesunken (2016: 2,35 Mt). Ende des Jahres 2017 standen 50 Erdölfelder in Produktion. Die Anzahl der aktiven Fördersonden stieg um 9 auf derzeit 1.000 Sonden. Über 87 % der Gesamterdölförderung wurde aus den 10 förderstärksten Erdölfeldern erbracht. Die Fördermenge aus dem mit Abstand wichtigsten deutschen Erdölfeld Mittelplate/Dieksand reduzierte sich um 5 % auf 1,23 Mt und deckte damit wie im Vorjahr rund 55 % der heimischen Förderung an Erdöl ab. Der Kondensatanteil an der Gesamtförderung erreichte im Jahr 2017 einen Wert von 13.062 t. Das entspricht 0,6 % der Gesamtförderung. Allein 19 % der deutschen Kondensatförderung fallen im einzigen offshore-Erdgasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an (LBEG 2018). Zur Steigerung des Entölungsgrades werden die Felder Emlichheim, Georgsdorf und Rühle mit tertiären Fördermaßnahmen wie

Dampf- und Heiß-/Warmwasserfluten, dem sogenannten „Enhanced Oil Recovery“ (EOR)‘, schon seit vielen Jahren behandelt. Die durch EOR-Maßnahmen erreichte Förderung erzielte einen Anteil von 13 % an der Gesamtproduktion (LBEG 2018).

Bedingt durch den höheren Erdöl- und Erdgaspreis im Vergleich zum Vorjahr stiegen die Förderabgaben der Erdöl- und Erdgasproduzenten an die Länder auf rund 249 Mio. € (plus 6 %). Davon entfielen 81 Mio. € Förderabgaben auf die Erdölproduktion. Die inländische Bohraktivität ist gegenüber dem Vorjahr geringfügig gesunken und verbleibt mit 24 aktiven Bohrungen auf sehr niedrigem Niveau. Die abgeteufte Bohrungen setzten sich zusammen aus vier Explorations- sowie 20 Feldesentwicklungsbohrungen (LBEG 2018).

Die wichtigsten Erdöl-Fördergesellschaften und deren Förderung im Jahr 2017 in Deutschland nach konsortialer Beteiligung waren (BVEG 2018):

▪ Wintershall Holding GmbH	875.137 t
▪ DEA Deutsche Erdoel AG	636.890 t
▪ ENGIE E&P Deutschland GmbH	293.248 t
▪ BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	233.865 t

Als einer der größten Mineralölverbraucher weltweit ist Deutschland fast vollständig auf den Import von Erdöl und Erdölprodukten angewiesen. Die Rohölimporte sanken im Jahr 2017 geringfügig um 0,5 Mt (minus 0,6 %) auf rund 90,7 Mt. Die Rohölimporte Deutschlands stammen zwar aus über 33 Ländern, für die deutsche Rohölversorgung sind aber wie in den letzten Jahren drei Länder von besonderer Relevanz: die Russische Föderation, Norwegen und das Vereinigte Königreich. Zusammen decken diese Länder knapp 58 % der deutschen Rohölimporte ab (Abb. 2-3). Die Hauptlieferregionen waren, wie bisher, die GUS-Staaten (48,6 %), Europa (22,6 %) und Afrika (19,1 %).

Zuwächse gab es bei den Importmengen aus Libyen (plus 5,1 Mt), Nigeria (plus 1,1 Mt) sowie dem Irak (plus 1,5 Mt). Geringere Importmengen kamen aus der Russischen Föderation (minus 2,5 Mt), Norwegen (minus 0,9 Mt) und das Vereinigte Königreich (minus 0,7 Mt) (BAFA 2018a). Eine Übersicht aller Rohöllieferländer im Jahr 2017 liefert Tabelle A-5 im Anhang.

Es wurde kein Rohöl ins Ausland geliefert. Der Handel mit Mineralölprodukten wird meist mit EU-Ländern abgewickelt. Die Ausfuhr von Mineralölprodukten stieg um 3 % auf 23,5 Mt, während die Einfuhren um knapp 6 % auf 41,1 Mt stiegen (BAFA 2018a).

Deutsche Unternehmen produzierten im Jahr 2017 im Ausland rund 7,8 Mt Erdöl (BVEG 2018). Die Wintershall Holding GmbH konnte ihre Auslandsförderung gegenüber dem Vorjahr um 0,176 Mt steigern. Die DEA Deutsche Erdoel AG verzeichnete dagegen deutliche Rückgänge (minus 0,5 Mt).

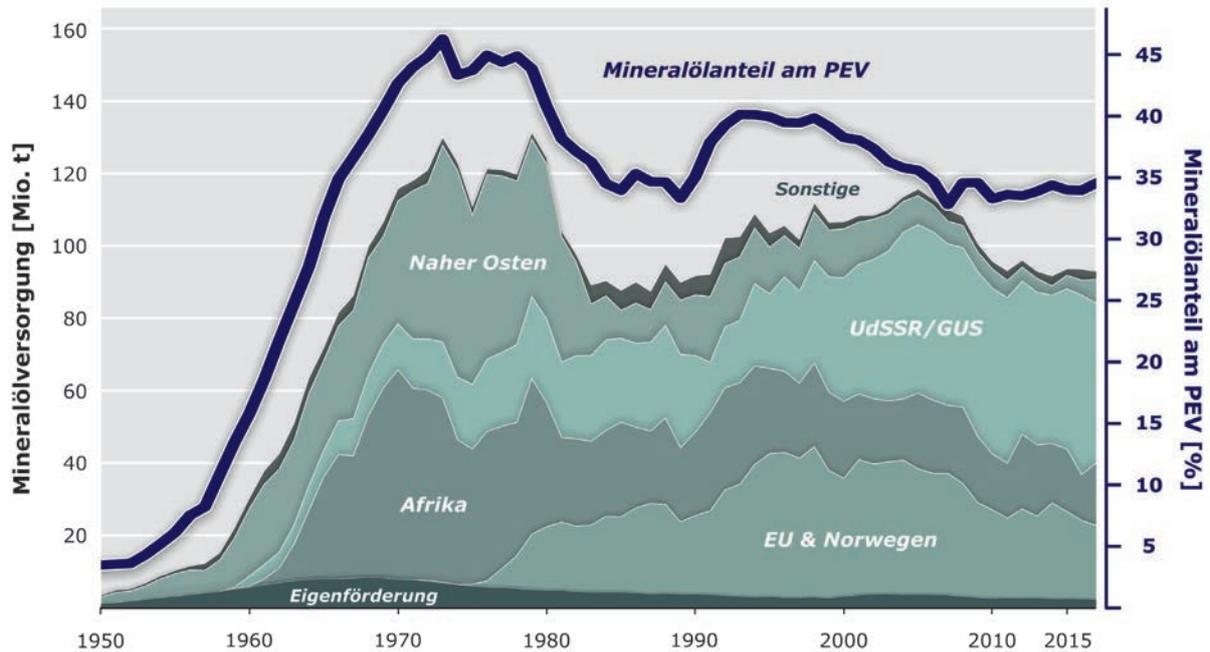


Abbildung 2-3: Erdölversorgung Deutschlands von 1950 bis 2017 (AGEB 2018a, BAFA 2018a).

Die wichtigsten deutschen Erdöl-Fördergesellschaften und deren Förderung im Jahr 2017 nach konsortialer Beteiligung im Ausland waren (BVEG 2018):

- Wintershall Holding GmbH 5,76 Mt
- DEA Deutsche Erdoel AG 2,01 Mt

In den letzten Jahren strukturierten die deutschen Energieversorger ihre Upstream-Beteiligungen um, oder trennten sich von diesen. Bayerngas Norge AS fusionierte im Dezember 2017 mit der E&P-Abteilung der britischen Centria plc zur eigenständigen Spirit Energy. Die deutsche Beteiligung an dem neuen E&P-Unternehmen beträgt 31 %.

Die Bundesrepublik Deutschland war und ist fast nahezu vollständig von Erdöl- und Erdölproduktimporten abhängig. Aufgrund dieser Abhängigkeit wurde bereits im Jahr 1966 eine Pflichtbevorratung eingeführt, die seit dem Jahr 1978 durch das Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG) gesetzlich verankert ist (EBV 2008). Die gesetzlich vorgeschriebene Höhe der Bevorratung entspricht mindestens den täglichen Durchschnittsnettoeinfuhren für 90 Tage bezogen auf die letzten vor dem Bezugszeitraum liegenden drei Kalenderjahre. Vorgehalten werden Rohöl sowie Mineralölprodukte. Diese lagern u.a. in Kavernen, Tank- oder Vorratslagern von Raffinerien (BMJV 2017). Zum Stichtag 01.04.2017 waren 14,2 Mt Rohöl sowie 11,5 Mt Mineralölprodukte bevorratet (EBV 2017). Obgleich in allen Bundesländern Vorräte lagern, konzentrieren sich die Bestände auf den nordwestdeutschen Raum aufgrund der geologischen Gegebenheiten für die Kavernenspeicherung. Bedeutende Kavernenspeicher befinden sich in Wilhelmshaven-Rüstlingen, Heide, Lesum und Sottorf.

E-Fuels – der neue klimafreundliche Treibstoff?

E-Fuels sind synthetische Kraftstoffe, die mittels elektrischer Energie, einem Kohlenstoffträger wie beispielsweise Kohlenstoffdioxid und Wasser hergestellt werden. Dabei können entweder gasförmige (Power-to-Gas, PtG) oder flüssige (Power-to-Liquid, PtL) Kraftstoffe synthetisiert werden. Diese werden zusammengefasst oft als Power-to-X, PtX bezeichnet. Bei der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe mit Hilfe von Strom werden in Abhängigkeit vom Verfahren entweder Wasserstoff, Methan oder längerkettige Kohlenwasserstoffe erzeugt. Die benötigte elektrische Energie wird durch erneuerbare Energien oder durch konventionelle Stromerzeugungsanlagen bereitgestellt. Werden E-Fuels ausschließlich durch erneuerbare Energien erzeugt, sind die synthetisierten Kraftstoffe weitestgehend CO₂-neutral. Eine große Herausforderung für eine großtechnische und wirtschaftliche Erzeugung von E-Fuels sind die derzeitigen sehr niedrigen Wirkungsgrade bei der Umwandlung, da für die Herstellung mehrere energieintensive Prozessschritte benötigt werden. Zudem ist die Bereitstellung der wichtigsten Ausgangsstoffe, zu denen gereinigtes Wasser und Kohlenstoffdioxid zählen, mit einem erheblichen Energieaufwand verbunden. Kraftstoffe werden heutzutage vorrangig aus fossilen Energieträgern Erdöl und Erdgas hergestellt. Eine nennenswerte Substitution der bisher verwendeten Kraftstoffe durch E-Fuels bedingt den Aufbau von zusätzlichen großen Stromerzeugungskapazitäten, insbesondere dann, wenn diese auf Erneuerbaren-Energien-Technologien basieren. Da das grundlastfähige Wasser- und Biomassepotenzial zur Stromerzeugung in Deutschland begrenzt ist, stehen gegenwärtig vor allem Photovoltaik- und Windenergieanlagen zur Verfügung, um die zusätzlich benötigte elektrische Energie zu erzeugen. Diese sind jedoch nicht grundlastfähig und daher nur bedingt geeignet, um E-Fuel-Syntheseanlagen mit Energie zu versorgen. Im Jahr 2017 waren in Deutschland etwa 113 GW an Stromerzeugungskapazitäten von Erneuerbaren-Energien-Anlagen installiert (BNetzA 2018a), die rund 216 Mrd. kWh Strom produzierten (AGEB 2018c). Der Endenergieverbrauch Deutschlands im Transportsektor lag bei rund 2.755 PJ (AGEB 2018b), was rechnerisch einem Stromäquivalent von 766 Mrd. kWh entspricht. Der Energiebedarf im Verkehrssektor wird auch in Zukunft sehr hoch bleiben, auch unter der Annahme von Effizienzsteigerungen und Einsparungen. Nach einer Studie der Prognos AG belief sich der Einsatz synthetischer Energieträger im Verkehrssektor im Jahr 2050 auf 1.570 PJ bei einem PtX-Anteil von 80 % (PtX 80 Szenario) bzw. auf 1.884 PJ bei einem Anteil von 95 % (PtX 95 Szenario). Jeweils 94 % würden dabei auf flüssige synthetische Kraftstoffe (PtL) entfallen (Prognos AG 2018). Vor dem Hintergrund des prozessbedingten niedrigen Endwirkungsgrades bei der Synthese von E-Fuels bis hin zur Verwendung als Treibstoff, ergäbe sich daher die Notwendigkeit der Installation eines Vielfachen der bereits heute installierten Stromerzeugungskapazität in den Erneuerbaren Energien. Alternativ können synthetische Kraftstoffe aus Ländern mit günstigeren Voraussetzungen für deren Erzeugung importiert werden. In welchem Umfang dies realisiert werden kann, insbesondere dann, wenn diese Länder eigene Klimaziele umsetzen und neu installierte Kapazitäten an erneuerbaren Energien für die Eigenversorgung benötigen, ist gegenwärtig nicht absehbar. Aus heutiger Sicht benötigt eine wirtschaftliche Herstellung von E-Fuels eine sowohl klimaneutrale und grundlastfähige als auch kostengünstige Stromerzeugungstechnologie, welche die benötigten enormen Mengen an Elektrizität bereitstellen kann.

Erdgas

In den nächsten Jahrzehnten wird Erdgas einen bedeutenden Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland leisten. Erdgas verursacht im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern bei der Verbrennung die geringsten spezifischen CO₂-Emissionen und gilt daher als der klimafreundlichste fossile Energieträger. Den weitaus wichtigsten Markt für Erdgas stellt nach wie vor der Wärmemarkt dar. Darüber hinaus zeichnet sich Erdgas, neben seiner Funktion als Einsatzstoff in der chemischen Industrie, auch als flexibler Energieträger für die Stromerzeugung aus.

Die Summe aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands lag Ende 2017 bei 63,1 Mrd. m³ (Vn) Rohgas (minus 10 %). Damit gingen die Vorräte erneut und noch stärker als bereits im Vorjahr zurück. Nach geologischen Formationen gestaffelt befanden sich rund 80 % der deutschen Erdgasreserven in Gesteinsformationen des Perm, davon 43 % in Sandsteinen des Rotliegend und 37 % in Karbonatgesteinen des Zechstein. Im Ländervergleich liegen mit einem Anteil von 98,5 % an den Rohgasvorkommen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen (LBEG 2018).

Die Förderung von Erdgas geht in Deutschland seit mehr als einem Jahrzehnt kontinuierlich zurück und beträgt nur noch etwa ein Drittel des im Jahr 2003 geförderten Volumens. Im Berichtsjahr 2017 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,7 Mrd. m³ (Vn) auf nunmehr 7,9 Mrd. m³ (Vn) Rohgas weiter zurück. Dies entspricht einer Verringerung um 8,6 % gegenüber dem Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands betrug 2017 rund 94 %. Zusätzlich zum Erdgas aus reinen Erdgaslagerstätten wurden rund 0,35 Mrd. m³ an Grubengas (Stand 2017) gewonnen. Das bei der Erdölgewinnung anfallende Erdölgas trägt mit rund 62 Mio. m³ (Vn) zur Erdgasproduktion bei. Es wurde vor allem in Niedersachsen (63,6 %) und Schleswig-Holstein (27,9 %) gefördert. Insgesamt waren im Berichtsjahr 449 Fördersonden (Vorjahr 469) in 77 Feldern in Betrieb (LBEG 2018).

Die weitere Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Nennenswerte Neufunde von Lagerstätten sind in den letzten Jahren ausgeblieben. Eine Aufsuchung in Schiefergasvorkommen findet nicht statt bzw. war in Kohleflözvorkommen nicht erfolgreich (LBEG 2018).

Bezogen auf ihre konsortiale Beteiligung erbrachten 2017 sechs Firmen rund 99 % der inländischen Rohgasförderung. Diese sind laut BVEG (2018):

▪ BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	2,935 Mrd. m ³ (40,46 %)
▪ Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	1,744 Mrd. m ³ (24,04 %)
▪ DEA Deutsche Erdoel AG	1,290 Mrd. m ³ (17,78 %)
▪ Wintershall Holding GmbH	0,532 Mrd. m ³ (7,34 %)
▪ ENGIE E&P Deutschland GmbH	0,493 Mrd. m ³ (6,80 %)
▪ Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	0,198 Mrd. m ³ (2,73 %)

Die in Deutschland derzeit nicht wirtschaftlich gewinnbaren konventionellen Erdgasmengen (Ressourcen) werden auf rund 1,36 Bill. m³ geschätzt. Der Anteil von Erdgas aus Schiefergasvorkommen liegt in der Größenordnung von 0,32 Bill. m³ bis 2,03 Bill. m³ bezogen auf eine Tiefe von 1.000 m bis 5.000 m (BGR 2016). Darüber hinaus wird in Tight Gas Vorkommen ein Potenzial von 0,9 Bill. m³, in Kohleflözen von 0,45 Bill. m³ sowie ein Restpotenzial von 0,02 Bill. m³ konventioneller Erdgasressourcen vermutet (BGR 2017).

Im Berichtsjahr 2017 lagen die Erdgasimporte nach vorläufigen Berechnungen des BAFA (2018a) mit 4.778 Petajoule (PJ) um 15 % über der entsprechenden Menge des Jahres 2016 (4.156 PJ). Das Gesamtaufkommen (Importe und Eigenförderung) lag für 2017 bei 5.049 PJ (Abb. 2-4). Bezogen auf das Erdgasvolumen (Rohgas) stieg das Gesamtaufkommen im Vergleich zum Vorjahr um 8,2 % auf eine berechnete Menge von 130,5 Mrd. m³ an. Auch wurde im Vergleich zu 2016 mehr Erdgas re-exportiert und es wurden den deutschen Erdgasspeichern mehr Erdgas entnommen. Daraus ergibt sich ein gegenüber dem Vorjahr um 4,4 % gesteigener Verbrauch in der Größenordnung von 105,9 Mrd. m³. Aus inländischer Rohgasförderung stammten dabei 7,5 % des in Deutschland verbrauchten Erdgasvolumens (Tab. A-6 im Anhang).

Die Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland (GUS-Staaten, Amerika, Europa, Afrika) wird im Wesentlichen von den Unternehmen Wintershall Holding GmbH und DEA Deutsche Erdoel AG erbracht. Beide Unternehmen förderten im Jahr 2017 rund 19,6 Mrd. m³ im Ausland und damit geringfügig mehr als im Vorjahr.

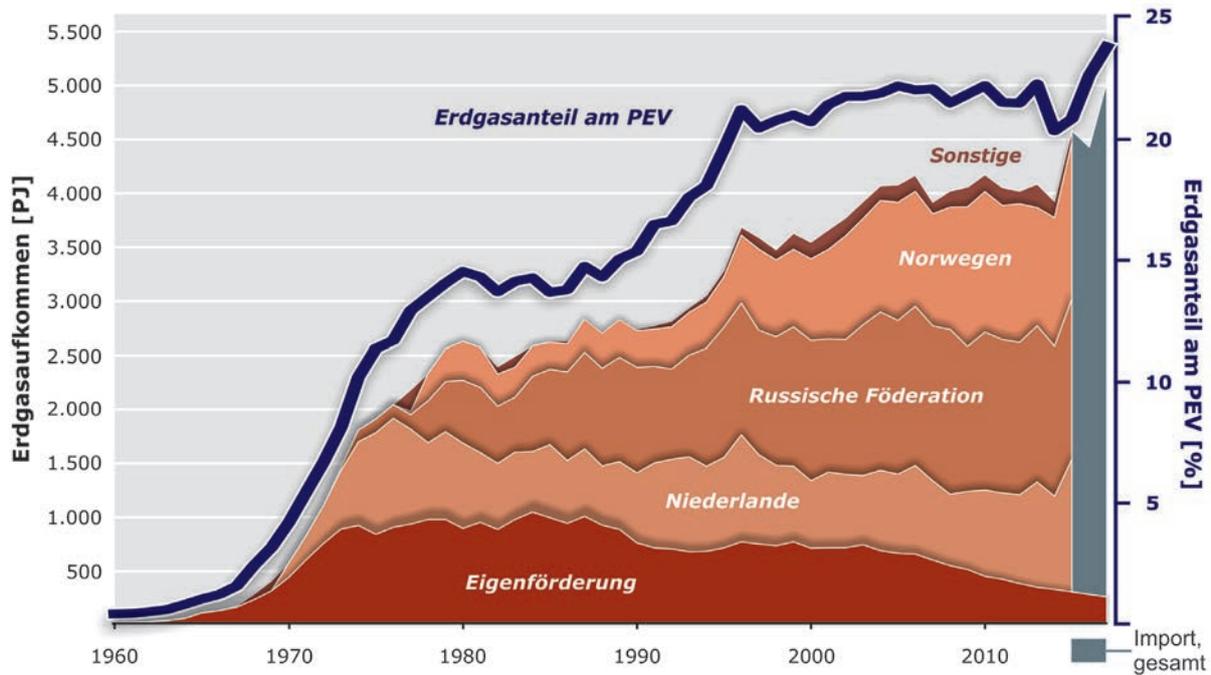


Abbildung 2-4: Erdgasversorgung Deutschlands von 1960 bis 2017 und Erdgasanteil am PEV (BAFA, AGEb). (Das BAFA veröffentlicht seit 2016 keine Angaben zu den Liefermengen einzelner Export-Länder).

Steinkohle

Aus Klimaschutzgründen ist ein schrittweiser Ausstieg aus der Kohleverstromung ein erklärtes Ziel der Bundesregierung. Dies soll durch einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien flankiert werden (BMUB 2016). Neben der Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung existieren mit dem Wärmemarkt, der Kohlevergasung und -verflüssigung sowie der Verkokung noch weitere Einsatzgebiete für Kohle. Insbesondere die Verwendung von Koks, erzeugt aus Koks kohlen, ist für die Roheisenerzeugung und somit für die Stahlindustrie derzeit nicht in großem Umfang ersetzbar.

Im Jahr 2017 wurden in Deutschland 3,7 Mt verwertbare Förderung (v. F.) Steinkohle gefördert (Abb. 2-5). In den vergangenen Jahrzehnten wurde heimische Steinkohle durch Erdöl, Erdgas sowie Uran und besonders durch Importkohle (Abb. 2-7) ersetzt. Der Zuwachs bei den erneuerbaren Energien bewirkt seit einigen Jahren ebenfalls eine geringere Verwendung von Kohle in der Stromerzeugung. Insgesamt verfügt Deutschland über Steinkohlengesamtressourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) von etwa 83 Gt.

Im Ruhrrevier förderte 2017 das Bergwerk Prosper-Haniel rund drei Viertel (2,7 Mt v. F.) der deutschen Steinkohlenproduktion. Im Ibbenbürener Revier wurden auf der gleichnamigen Schachtanlage rund ein Viertel (1 Mt v. F.) der deutschen Steinkohlenförderung gehoben (Abb. 2-6). Aufgrund der planmäßigen Stilllegung des Ruhrrevier-Bergwerks Auguste Victoria zum 1. Januar 2016 sank die Anzahl der aktiven deutschen Steinkohlenbergwerke auf zwei Bergwerke. Die Steinkohlenförderung im Saarrevier wurde bereits Ende Juni 2012 eingestellt.

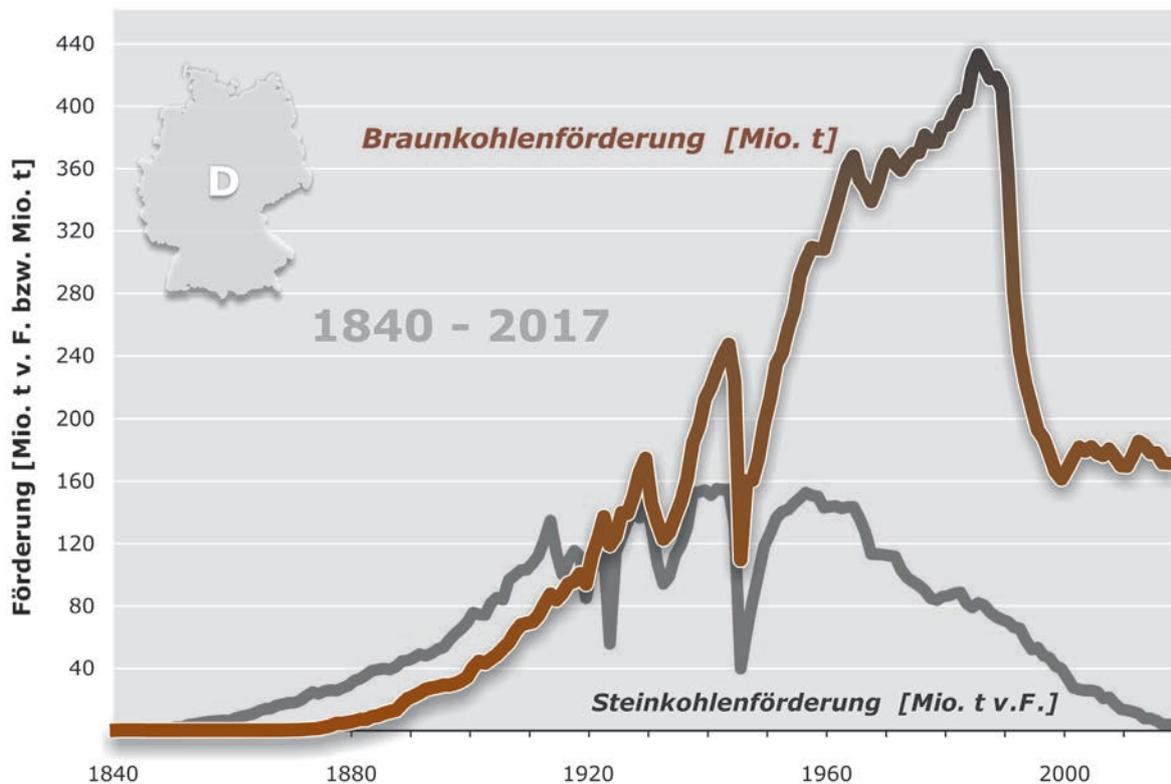


Abbildung 2-5: Entwicklung der deutschen Kohlenförderung von 1840 bis 2017 (nach SdK 2018).

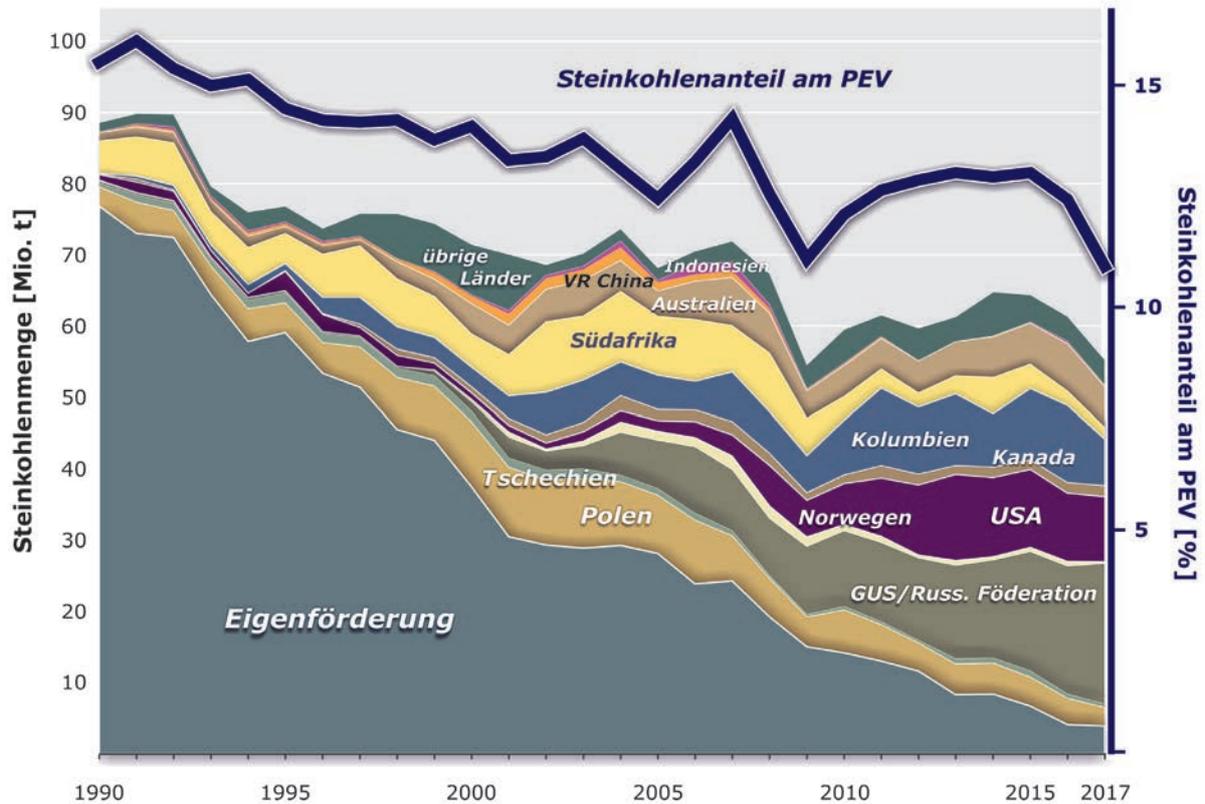


Abbildung 2-6: Steinkohlenversorgung Deutschlands von 1990 bis 2017 (AGEB 2018a, IEA 2018a, SdK 2018, VDKI 2018a).

Der deutsche Steinkohlenbergbau ist seit vielen Jahren insbesondere wegen der ungünstigen geologischen Bedingungen international nicht wettbewerbsfähig. Im Jahr 2017 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 91,82 €/t SKE (BAFA 2018c). 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 2017 wurden dem Steinkohlenbergbau 1.181,5 Mio. € an öffentlichen Mitteln zugesagt (BMWi 2018). 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 2018). Während sich die Beihilfen bis 2018 sowohl aus Stilllegungsbeihilfen für die Rückführung der Produktion als auch aus Beihilfen zur Deckung außergewöhnlicher Kosten zusammensetzten, entfallen ab 2019 die Stilllegungsbeihilfen (EC 2010, GVSt 2018a).

Gegenüber dem Jahr 2016 fiel der Verbrauch an Steinkohle in Deutschland im Berichtsjahr nach vorläufigen Angaben niedriger aus. Er verringerte sich um mehr als 11 % auf rund 50,3 Mt SKE. Damit fiel der Anteil von Steinkohle am Primärenergieverbrauch auf 10,9 % nach 12,4 % im Vorjahr (AGEB 2018a). Der Gesamtabsatz deutscher Steinkohle verringerte sich im Berichtsjahr nur marginal um 0,4 %. Er fiel um rund 17.000 t auf 4,68 Mt (GVSt 2018b, SdK 2018). Vom deutschen Steinkohlenverbrauch stammten im Jahr 2017 rund 7 % aus heimischer Förderung. Die Importe von Steinkohle und Steinkohlenprodukten verringerten sich um 10,2 % gegenüber 2016 auf 51,2 Mt (Abb. 2-6). Davon entfiel mit rund 36,1 Mt rund 70 % der Importe auf Kraftwerkskohlen, die vorrangig in Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Koks kohlen, die zur Kokserzeugung und somit zur Roheisen-/Stahlproduktion eingesetzt werden, machten rund 25 % (12,9 Mt) aus. Während sich die Einfuhren an Kraftwerkskohlen seit 2015 aufgrund des verringerten Einsatzes von Steinkohlen in der Stromerzeugung stetig reduzierten, sind die Koks kohleneinfuhren zuletzt nahezu jährlich leicht gestiegen. Neben Kraftwerks- und Koks kohle werden auch geringe Mengen an Koks importiert. Diese beliefen sich 2017 auf rund 2,3 Mt (5 %). Die Einfuhren von Steinkohle und Steinkohlenprodukten stammten im Wesentlichen aus der Russischen Föderation, den USA, Kolumbien, Australien, Polen und Südafrika. Im Jahr 2017 war die Russische Föderation mit rund 19,7 Mt (38,5 %) erneut der größte Lieferant, gefolgt von den USA (17,8 %) und Kolumbien (12,7 %). Die Einfuhren aus Polen verringerten sich auf rund 2,7 Mt. Davon entfielen rund 1,4 Mt auf Koks (VDKi 2018a). Der Anteil der Importe am gesamten Kohleaufkommen in Deutschland belief sich wie im Vorjahr auf rund 93 %. Mit der Schließung der letzten beiden Bergwerke Ibbenbüren und Prosper-Haniel wurde Ende 2018 die Steinkohleförderung in Deutschland eingestellt (van de Loo & Sitte 2018). Damit endete eine über 200 Jahre währende Ära der industriellen Förderung von Steinkohle im Ruhrgebiet und ganz Deutschland.

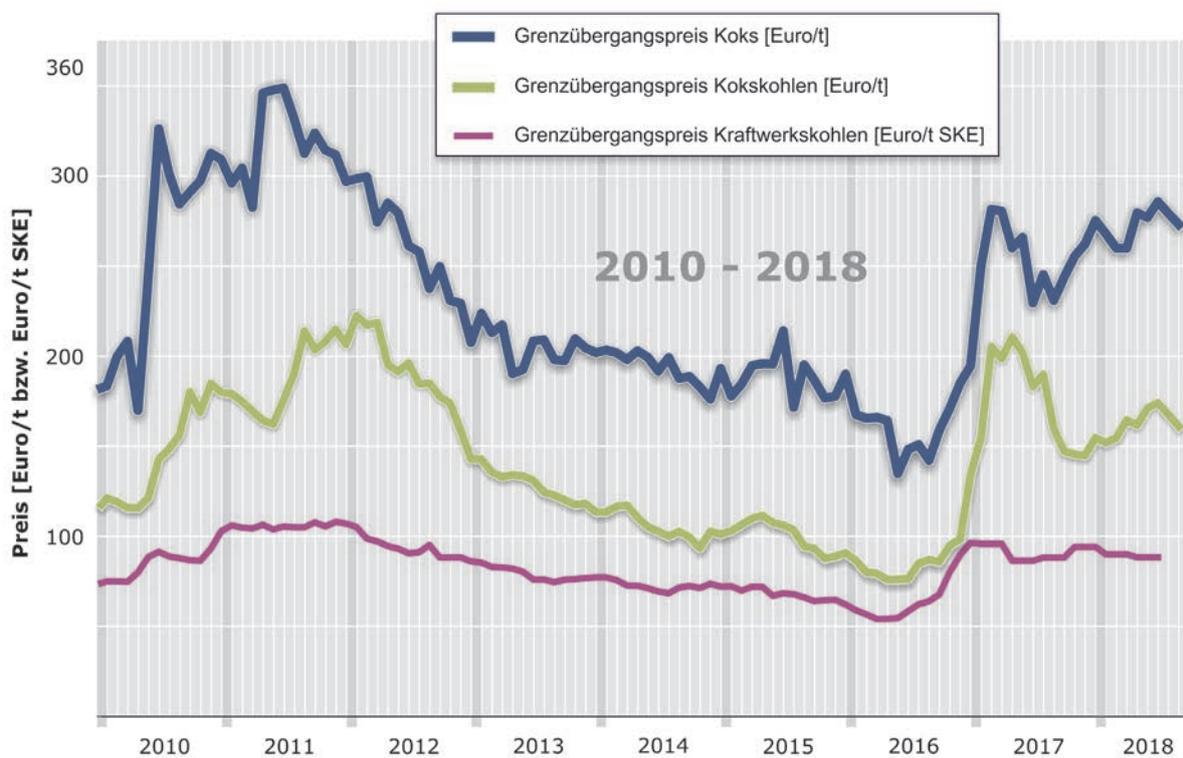


Abbildung 2-7: Entwicklung der Grenzübergangspreise für nach Deutschland importierte Kraftwerks- und Koks kohlen sowie Koks seit 2010 (BAFA 2018c, VDKI 2018b).

Der Preis (hier: Grenzübergangspreis) für importierte Kraftwerkskohlen bewegte sich im Jahr 2017 zwischen rund 86 €/t SKE und rund 96 €/t SKE und damit auf einem vergleichsweise hohen Preisniveau (Abb. 2-7). Der jahresdurchschnittliche Preis belief sich dabei auf 91,82 €/t SKE (plus 36,9 % gegenüber 2016). Wesentlich größer fielen die Preissteigerungen bei Koks Kohle und Koks aus. Der jahresdurchschnittliche Preis für Koks Kohlen verdoppelte sich nahezu gegenüber dem Vorjahr von 87,68 €/t um 99,4 % auf 174,84 €/t. Der Kokspreis stieg um 60,4 % gegenüber dem Vorjahr und der jahresdurchschnittliche Preis belief sich auf 256,34 €/t (BAFA 2018c, VDKi 2018 a, b).

Braunkohle

Braunkohle gilt als der fossile Energieträger mit den höchsten spezifischen CO₂-Emissionen. Daher verfolgt die Bundesregierung laut Klimaschutzplan 2050 (BMUB 2016) das Ziel, die erneuerbaren Energien weiter auszubauen und schrittweise aus der Kohleverstromung auszustiegen.

Seit Beginn der industriellen Braunkohlenproduktion am Ende des 19. Jahrhunderts ist Deutschland der weltweit größte Produzent von Braunkohle. Günstige geologische Bedingungen der Lagerstätten ermöglichen den Einsatz einer leistungsfähigen Tagebautechnik, so dass große Mengen zu wettbewerbsfähigen Marktpreisen in nahegelegene Kraftwerke zur Stromerzeugung abgesetzt werden können. Über erschlossene und geplante Tagebaue sind in Deutschland rund 4,2 Gt an Braunkohlenvorräten zugänglich. Weitere Reserven belaufen sich auf rund 32 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 2017 bei 171,3 Mt und fiel damit um 0,2 % geringer als im Vorjahr aus (Abb. 2-6). Im Rheinischen Revier betreibt die RWE Power AG die drei Tagebaue Garzweiler, Hambach und Inden, deren Förderung sich 2017 auf zusammen 91,2 Mt belief. Die Tagebaue Garzweiler und Hambach versorgen per Bahn die Kraftwerke Frimmersdorf, Goldenberg, Neurath und Niederaußem mit Braunkohle, wobei das Kraftwerk Frimmersdorf zum 1. Oktober 2017 und die Kraftwerksblöcke E und F des Kraftwerkes Niederaußem zum 1. Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden. Letzteres bedeutet, dass die Kraftwerke bzw. die Kraftwerksblöcke nicht mehr am Markt eingesetzt werden und ein Anfahren nur auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers, der für die Systemstabilität der Übertragungs-/Stromnetze zuständig ist, gestattet ist. Das Kraftwerk Weisweiler wird vom Tagebau Inden versorgt. Die Förderung im Lausitzer Revier in Höhe von 61,2 Mt erfolgte im Berichtsjahr aus den vier Tagebauen Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde. Die Braunkohle wird nahezu vollständig von den modernisierten beziehungsweise neu gebauten Kraftwerken Jänschwalde, 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. Die Änderung 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 Markennamen LEAG (2017) dar.

Die im Mitteldeutschen Revier erbrachte 2017er Förderung von 18,8 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 Lippendorf verstromt. Die Braunkohlenförderung in Höhe von 0,5 Mt aus dem Tagebau Amsdorf der ROMONTA GmbH dient in erster Linie zur Herstellung von Montanwachsen (DEBRIV 2017, Kaltenbach & Maaßen 2018, Maaßen & Schiffer 2018, SdK 2018). Im Helmstedter Revier wurde die Braunkohlenförderung im Tagebau Schöningen am 30. August 2016 aufgrund von Auskohlung eingestellt. Damit endete 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 nur geringfügig um 0,2 % auf 171,3 Mt. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch verringerte sich gegenüber dem Vorjahr ebenfalls geringfügig auf 11,1 % (51,5 Mt SKE). Während sich sowohl der Absatz an Braunkohlenbriketts um 8,8 % auf 1,7 Mt als auch der Absatz des Veredlungsprodukts Braunkohlenstaub um 3,3 % auf 4,9 Mt gegenüber dem Vorjahr erhöhte, verringerte sich der Absatz des Veredlungsprodukts Braunkohlenkoks um 2,9 % auf 155.000 t. Die Außenhandelsbilanz mit Braunkohle und Braunkohlenprodukten war im Jahr 2017 positiv, wenn auch auf einem relativ niedrigen Niveau. Die Gesamteinfuhren verringerten sich auf 31.700 t. Gleichzeitig nahm der Export (Briketts, Koks, Staub und Braunkohle) um 7,7 % auf 1,487 Mt gegenüber dem Vorjahr zu. Hauptabnehmer sind die Länder der EU-28 (SdK 2018).

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. Mit der Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen B (Bruttoleistung 1.344 MW_e) am 31.12.2017 erfolgte ein weiterer Schritt zur Umsetzung des Kernenergieausstiegs. Seit 1962 wurden in Deutschland insgesamt 37 Kernkraftwerke errichtet, die den kommerziellen Leistungsbetrieb aufgenommen haben. Aktuell sind noch sieben Kernkraftwerke in Betrieb. Sie werden nach folgendem Zeitplan, jeweils zum Jahresende, abgeschaltet: 2019: Philippsburg 2, 2021: Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf, 2022: Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.

Mit dem Abschalten der Kernkraftwerke beginnt der lange Prozess des Rückbaus. Dabei startet die Stilllegung des jeweiligen Kernkraftwerkes erst einige Jahre nach der Abschaltung. Nach einer Nachbetriebsphase (Abklingzeit und Transport in das Standortzwischenlager der Brennelemente) von ca. 5 Jahren, können erste nukleare Anlagenteile zurückgebaut werden. Der Rückbau muss von der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde genehmigt werden, die Kosten des Rückbaus werden

laut Atomgesetz von den Betreibern getragen. In Deutschland wurden bereits drei Kernkraftanlagen vollständig zurückgebaut (BfS 2015). Von den Kernkraftwerken die im Zuge des Atomausstieges der Bundesregierung im Jahr 2011 abgeschaltet wurden, erhielten bislang fünf Anlagen ihre Stilllegungs- und Abbaugenehmigung: Biblis A und B, Isar 1, Neckarwestheim 1 und Philippsburg 1. Für den kerntechnischen Rückbau im Anschluss an die Nachbetriebsphase werden rund 10 bis 15 Jahre veranschlagt (DAtF 2018a).

Der Beitrag der Kernenergie zum Primärenergieverbrauch verringerte sich 2017 weiter auf 833 PJ (2016: 923 PJ), was 28,4 Mt SKE entspricht (Abb. 2-2). Sie hatte damit einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 6,1 % (2016: 6,9 %). In der öffentlichen Stromversorgung lag die Kernenergie mit einem Anteil von 11,7 % an fünfter Stelle hinter den erneuerbaren Energien (33,3 %), Braunkohle (22,5 %), Steinkohle (14,1 %) und Erdgas (13,2 %).

Insgesamt wurden 2017 in Deutschland 654,8 TWh Strom produziert. Damit lag die Stromerzeugung ungefähr auf Vorjahresniveau (plus 0,6 %; 2016: 650,6 TWh). Der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung sank weiter um 9,8 % auf 76,3 TWh gegenüber 2016 mit 84,6 TWh. Die Nettostromerzeugung betrug 72,2 TWh (2016: 80,1 TWh). Bis zur Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 waren 17 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 21.517 MW_e installiert. Derzeit sind noch sieben Kernkraftwerke mit 10.013 MWe (brutto) am Netz. Die zeitlichen und produzierenden Arbeitsverfügbarkeiten betragen 81,95 % (2016: 88,91 %) und 80,21 % (2016: 88,40 %).

Der Bedarf an Natururan in Brennstoff berechnete sich auf 1.480 t U. 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, das Vereinigte Königreich, 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 (2017: 34 t).

Die Sanierungsarbeiten der ehemaligen Produktionsstätten der SDAG WISMUT befanden sich 2017 im 27. Jahr. 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 2017 rund 90 % (6,4 Mrd. €) verausgabt.

Eine Hauptaufgabe der Sanierung ist und bleibt das Wassermanagement zur Fassung und Behandlung kontaminierter Wässer aus der Flutung der Gruben und der Sanierung der industriellen Absetzanlagen. Im Jahr 2017 wurden mit 6 Wasserbehandlungsanlagen etwa 15,8 Mio. m³ kontaminierte Wässer behandelt und an die Vorfluter abgegeben.

- Am Standort Königstein konnte, nach einer europaweiten Ausschreibung, der Zuschlag für den Umbau der bestehenden Wasserbehandlungsanlage erteilt werden. Der Neubau eines Funktionalgebäudes am gleichen Standort wurde im zweiten Quartal 2018 abgeschlossen.
- Für die industrielle Absetzanlage (IAA) Helmsdorf am Standort Crossen wurden die Genehmigungen zum Bau und Betrieb erteilt. Grund für diesen Neubau ist die geänderte Wasserqualität in Verbindung mit den rückläufigen Wassermengen nach Entfernung des Freiwassers der IAA.
- Auf der IAA Culmitzsch am Standort Seelingstädt wurden die Arbeiten zur Zwischenabdeckung beendet. Dafür wurden insgesamt ca. 3,7 Mio. m³ Erdstoffe benötigt. Die Arbeiten zur Konturierung und Endabdeckung werden fortgesetzt. Zurzeit läuft das Genehmigungsverfahren zur Anbindung der IAA Culmitzsch an die Vorfluter.
- Am Standort Ronneburg wurde nach der Modernisierung und Erweiterung des Systems zur Fassung aufsteigender Flutungswässer im Gessental die Wasserbehandlungsanlage Ronneburg für 3 Monate außer Betrieb genommen. Damit begann der geplante Wiedereinstau der Grubenwässer, so dass seit diesem Zeitpunkt der Wasserspiegel in der Grube wieder ansteigt. Inzwischen werden die aufsteigenden Grubenwässer im Gessental wieder gefasst und der Wasserbehandlungsanlage Ronneburg zur Behandlung zugeführt.
- Am Standort Aue konzentrieren sich die Arbeiten im untertägigen Bereich auf Sicherungsarbeiten im Bereich der Marcus-Semmler-Sohle und die Fortsetzung der Nachverwahrung des Schachtes 38. Gleichzeitig beginnen die physischen Vorbereitungsarbeiten für die Verwahrung des Schachtes 208, einem der letzten offenen Tagesschächte am Standort Aue. Der Schacht 208 soll mit einer Plombe dauerhaft verschlossen werden.
- Mit der Wasserbehandlungsanlage Schlema-Alberoda wird die grundsätzlich abgeschlossene Flutung der Grube Schlema-Alberoda kontrolliert gesteuert.

Tiefe Geothermie

In Deutschland beschränkt sich die Nutzung der Tiefen Geothermie auf lediglich sechs Bundesländer (Baden-Württemberg, Bayern, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz). Eine herausragende Position nimmt hier Bayern ein, nicht zuletzt auf Grund seiner besonders günstigen geologischen Bedingungen. In den letzten 15 Jahren wurden im Süddeutschen Molassebecken über 50 Bohrungen zur Untersuchung der Tiefen Geothermie niedergebracht (Schulz et al. 2017). Von insgesamt aktuell 30 Projekten der Tiefen Geothermie finden sich daher alleine 22 in Bayern. Betrachtet man die Nutzungskategorien aller Anlagen deutschlandweit (Weber & Moeck 2018), fällt auf, dass es sich bei der Mehrheit der in Betrieb befindlichen Anlagen um Standorte mit Fernwärme (18) handelt. Von den verbleibenden zwölf Anlagen produzierten im Jahr 2017 neun Anlagen elektrische Energie in Höhe von knapp 160 GWh_e, bei einer installierten Leistung von etwa 36 MW_e (LIAG 2018). Drei Anlagen sind weiterhin außer Betrieb

(Neustadt-Glewe, Simbach-Braunau, Taufkirchen). Bei fünf der genannten neun Strom erzeugenden Anlagen handelt es sich um Kombinationskraftwerke (Oberhaching-Laufzorn/Grünwald, Unterhaching, Sauerlach, Traunreut, Landau) das heißt, sie stellen Strom und Wärme bereit. Die übrigen vier Anlagen dienen der reinen Stromerzeugung (Bruchsal, Dürrnhaar, Insheim, Kirchstockach). Zwei Projekte befinden sich derzeit im Bau, etwa 30 weitere Projekte sind in der Planung. In den Bereich der Forschung gehören fünf laufende Pilotanlagen, ein sechster Standort wird aktuell in Sachsen erkundet (siehe blaue Box).

Die gesamte im Jahr 2017 geothermisch erzeugte Energie betrug etwa 1.540 GWh_{e,th}. Hiervon liegt der elektrisch gewonnene Energieanteil bei circa 160 GWh_e, der mit einer installierten Leistung von etwa 36 MW_e erzielt wurde (LIAG 2018). Im Vergleich zum Vorjahr ist dies eine Abnahme von annähernd 15 GWh_e, d.h. eine Verringerung von etwa 10 %. Entsprechend geringer fallen auch die durch den Einsatz der Tiefen Geothermie vermiedenen Treibhausgasemissionen aus. Sie beliefen sich auf 0,87 Mt CO₂ eq (2016: 0,99 Mt CO₂ eq) (BMW 2018c, d).

GIGS — Geothermie im Granit Sachsens

Um die zukünftige wirtschaftliche Bedeutung der Geothermie in Deutschland umfassender beurteilen zu können, sollen neben den bereits geothermisch erfolgreich genutzten bzw. untersuchten Karst-Gebieten des Alpenvorlandes, den tektonisch aktiven Grabenzonen des Oberrheingrabens und den Sedimenten des Norddeutschen Beckens im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie auch das Potenzial des kristallinen Untergrunds untersucht werden. Um diese petrothermalen Reservoirs besser verstehen und einschätzen zu können, wird derzeit in einer Vorstudie ein Standort im Erzgebirge untersucht. Ziel des Forschungsvorhabens ist das zentrale tektonische Element der Gera-Jáchymov-Störungszone, genannt Roter Kamm, in der Region Bad Schlema, Schneeberg, Wildbach. Das Konsortium, unter der Leitung der BGR, besteht aus dem Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG), den zwei Technischen Universitäten Bergakademie Freiberg (TU BAF) und Clausthal (TUC) sowie den Helmholtz-Zentren Dresden-Rossendorf (HZDR) und Deutsches GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ). Unterstützt wird das Projekt durch das sächsische Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG) sowie die Wismut GmbH. Die wissenschaftlichen Fragestellungen umfassen u.a. Themen der Geologie, Mineralogie, Fluid- und Isotopen-Geochemie, Geomechanik, Geophysik und Petrologie. Im Besonderen sollen die folgenden vier Aspekte bearbeitet werden:

- *Evaluierung der in den Jahren 2010 bis 2012 im Untersuchungsgebiet durchgeführten 3D-Seismik;*
- *Charakterisierung der im Erzgebirge dominanten Störungszone „Roter Kamm“ und deren seismisch identifizierten, assoziierten Elementen;*
- *Erprobung von Bohrtechnik und Komplettierungstechnologien im Granit;*
- *Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zur Bewertung des geothermischen Potenzials für eine zukünftige Energiegewinnung aus den Kristallinformationen Deutschlands.*

Nach Ablauf des 18-monatigen Vorprojekts im Sommer 2019 wird die technische Planung für die Pilotbohrung „Silberberg“ mit Durchörterung des Roten Kamms sowie das wissenschaftliche Programm fertiggestellt sein. Die Umsetzung soll in einem anschließenden Hauptprojekt realisiert werden, in dem die spätere Eignung des Standorts zur geothermischen Energiegewinnung geprüft werden soll. Der Bohrbeginn ist frühestens für das Jahr 2020 zu erwarten.

Im Vergleich hierzu liegt die thermisch erzeugte Energie mit etwa 1.380 GWh_{th} wie erwartet bedeutend höher. Jedoch verzeichnet die Direktwärmenutzung gegenüber dem Vorjahr nur noch eine leichte Zunahme von ca. 24 GWh. Der Anstieg von 2015 zu 2016 lag mit fast 200 GWh_{th} dagegen etwa eine Größenordnung höher. Die thermisch erzeugte Energie verteilt sich deutschlandweit auf Fernwärme (etwa 893 GWh_{th}, 64,8 %), Thermalbäder (475 GWh_{th}, 34,5 %) und Gebäudeheizung (10 GWh_{th}, 0,7 %). Nach Jahren stetigen Wachstums deutet sich in 2017 eine Abschwächung sowohl in der installierten thermischen Leistung als auch am Zuwachs der thermisch erzeugten Energie an (Abb. 2-8). Ob dies ein einmaliges Ereignis ist, vergleichbar mit der Stagnation im Jahr 2010, kann derzeit nicht abgeschätzt werden.

Auch im Jahr 2017 entspricht die Energie geothermischen Ursprungs mit knapp 0,1 % lediglich einem sehr kleinen Anteil des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland von etwa 13,5 TJ. Im Bereich der Stromerzeugung belief sich der Beitrag geothermischer Kraftwerke an der Bruttostromerzeugung auf 0,02 % des gesamten erzeugten Stroms von 655 TWh_e (BMWi 2018d).

Perspektivisch wird ein erheblich größerer Anteil geothermischer Energie an der Energieversorgung notwendig werden. Zur Erreichung der Klimaschutzziele müssen erneuerbare Energien, und damit auch die Geothermie, weiter ausgebaut werden. In Szenarien des BCG (2018) werden in der Fernwärmeerzeugung je nach Reduktionspfad (Referenzszenario, Reduktion von 80 % bzw. 95 %) ab dem Jahr 2030 ein Bedarf an geothermischer Wärme von etwa 5 TWh notwendig, dieser Energiewert steigt für das Jahr 2050 weiter auf 10 TWh bis 12 TWh an. Die prognostizierten hohen Zahlen gewinnen an Bedeutung, wenn man sie in Relation zum aktuellen Anteil der Tiefen Geothermie im Jahr 2017 sieht, der mit knapp 0,9 TWh ca. eine Größenordnung niedriger liegt.

Die Ursachen der nach wie vor geringen Realisierung von Geothermieprojekten bleiben weiterhin unverändert: die Unsicherheit bei der Vorhersage für die Geothermie maßgebenden Parameter im Untergrund, ein im Vergleich zu anderen Energieträgern hohes Fündigkeitsrisiko, Risiken durch induzierte Seismizität und möglichen Gasaustritt von zum Beispiel Radon oder Schwefelwasserstoff. Nicht zuletzt hierauf gründen sich Zurückhaltung von Investoren, Ablehnung durch die Öffentlichkeit und ökonomische Probleme. Zu den letzteren zählen u.a. signifikante Unterhaltungskosten (Janczik und Kaltschmitt 2017) und Schwierigkeiten bei der Anbindung an bestehende oder noch

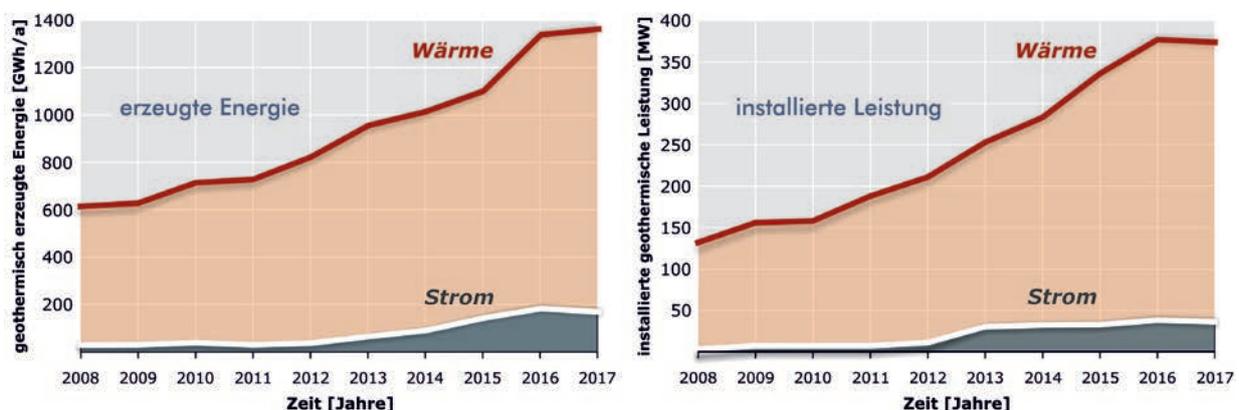


Abbildung 2-8: Entwicklung der geothermisch erzeugten elektrischen (blau) und thermischen (rot) Energie (links) sowie der installierten geothermischen elektrischen (blau) und thermischen (rot) Leistung (rechts) im Verlauf der vergangenen zehn Jahre in Deutschland (Daten LIAG 2018).

aufzubauende Fernwärmenetze. Das BMWi listet für den relativ geringen Ausbau der Geothermie zudem die großen technischen Schwierigkeiten, eine geringe Wettbewerbsintensität sowie lange Planungs- und Entwicklungszeiträume (BMWi 2015).

Damit die Tiefe Geothermie einen prominenteren Platz im Energiemix einnehmen kann, bedarf es dem Zusammenwirken aller Akteure. Die Kosten für Geothermieprojekte sind derzeit im Vergleich zu anderen Energieträgern hoch, Kostensenkungspotenziale sind aufgrund der wenigen Anlagen bislang schwer zu ermitteln (BMWi 2015). Dennoch ist zukünftig mit erheblichen Effizienzsteigerungen, insbesondere bei den Explorations- und Bohrkosten, zu rechnen.

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 es, bis zum Jahr 2025 etwa 40 % bis 45 % des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen (BMWi 2017; BMWi 2018e). Bis zum Jahr 2030 soll sich dieser Anteil auf 65 % und bis 2050 auf 80 % erhöhen (Abb. 2-9). 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 2018f).

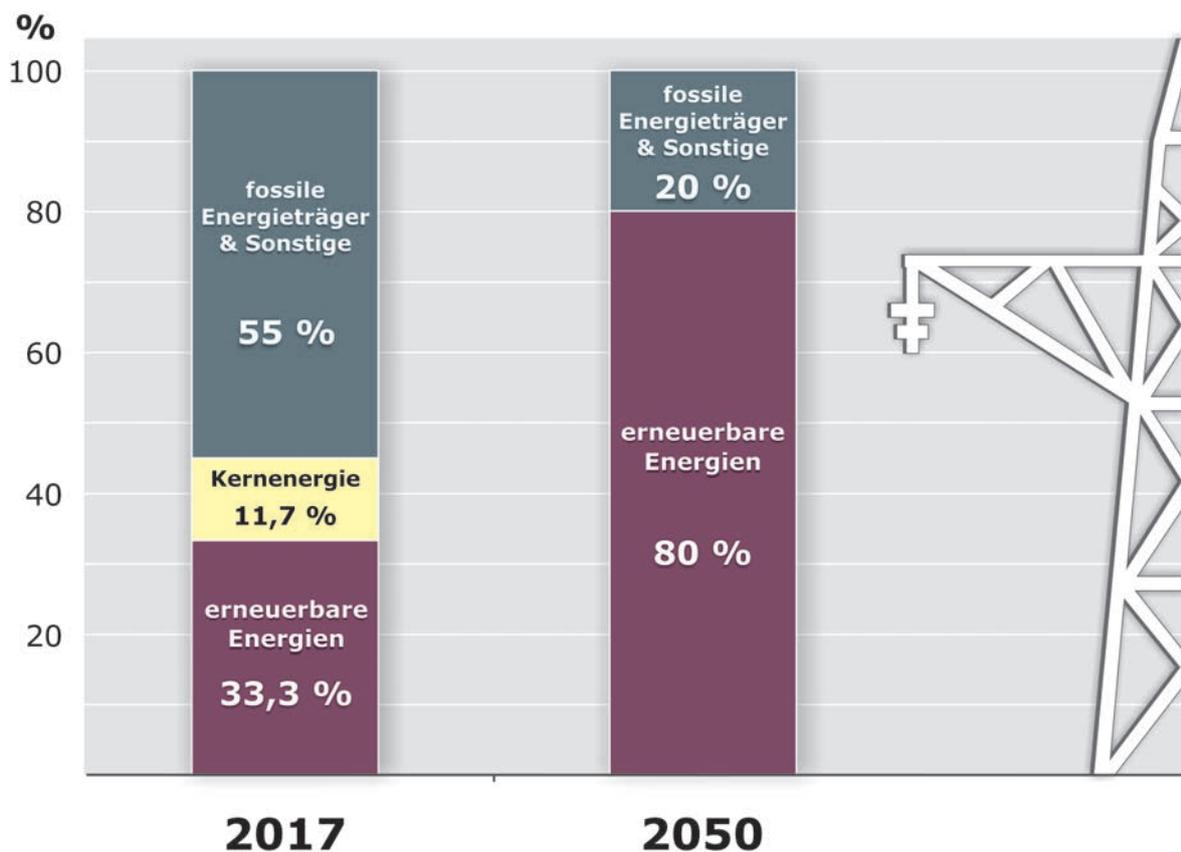


Abbildung 2-9: Anteil an der Bruttostromerzeugung einzelner Energieträger (Datenquellen: AGEB, BMWi).

Bislang fokussiert sich die Entwicklung der erneuerbaren Energien primär auf den Stromsektor. Aktuell werden rund 33 % des Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energien erzeugt (Abb. 2-9). 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 36,2 % im Jahr 2017 und lag damit deutlich über dem Niveau von 2016 (31,6 %). Zurückzuführen ist das zum einen auf den kräftigen Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten, insbesondere bei der Windenergie, als auch auf bessere Windverhältnisse sowie höhere Anzahl von Sonnenstunden als noch im Vorjahr.

Insgesamt betrug die Stromerzeugung aus Windkraft (onshore und offshore) 106,6 Mrd. kWh (rund ein Drittel mehr als 2016: 79,9 Mrd. kWh) und steht, mit einem Anteil von 16,3 % am deutschen Strommix nach der Braunkohle an zweiter Stelle der Stromerzeugung in Deutschland (AGEB 2018a). Besonders der Ausbau der Windenergie an Land erreichte 2017 einen neuen Rekordwert. Insgesamt wurden Windenergieanlagen an Land mit einer Gesamtleistung von 5.484 MW neu in Betrieb genommen (UBA 2018). Die Windkraftanlagen an Land (Onshore) erzeugten mit 88,7 Mrd. kWh 31 % mehr Strom als im Vorjahr.

Auch die Offshore-Anlagen erzeugten 46 % mehr Strom als im Vorjahr. Hauptgrund ist, neben den guten Windverhältnissen in 2017, der stetige Zubau von Offshore-Windkraftanlagen der letzten Jahre. Betrug die Stromerzeugung auf See im Jahr 2014 noch 1,4 Mrd. kWh, wurden 2017 bereits 17,9 Mrd. kWh erzeugt. Insgesamt stehen in Deutschland über 55.850 MW installierte Leistungen 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. Aus knapp 9.000 MW installierter Leistung, wurden 2017 51,4 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 2018a). Der Anteil der Biomasse am deutschen Strommix betrug, wie bereits im Vorjahr, 8 %. Während es bei fester und flüssiger Biomasse kaum Änderungen der installierten Leistung gab, wird derzeit besonders in Leistungserhöhungen bestehender Biogasanlagen, aber auch im Zubau neuer Anlagen, investiert (UBA 2018). Mit 313 MW wurde deutlich mehr Biogas Kapazitäten zugebaut als noch im Vorjahr (Zubau 2016: 192 MW).

Auch Stromerzeugung aus Sonnenenergie (Photovoltaik) wird in Deutschland weiter intensiv ausgebaut und hat nach der Windkraft die höchsten installierten Kapazitäten unter den erneuerbaren Energien. Nach einem Rückgang des Ausbauvolumens in den letzten Jahren erhöhte sich die Zuwachsrate wieder leicht. Der Zubau der installierten Leistung von Photovoltaik betrug 2017 rund 1,6 GW. Dennoch konnte auch im vierten Jahr in Folge der im EEG festgelegte Ausbaurahmen von 2,5 GW pro Jahr nicht erreicht werden (BMWi 2018e). Ein Grund dafür dürfte die Absenkung der Vergütungssätze für Solarstrom gemäß EEG sein. Insgesamt stehen in Deutschland derzeit knapp 42.400 MW installierte Leistung aus Photovoltaik zur Verfügung (Tab. A-44 im Anhang). Im

Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem leichten Anstieg um 3 %. Bislang ist die Stromerzeugung aus dieser Quelle aber vergleichsweise gering. Der Beitrag zum deutschen Strommix betrug mit 39,4 Mrd. kWh nur rund 6,6 %.

Der Anteil (12,9 %) erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung hat 2017 leicht abgenommen. Aufgrund geringerer Erdgas- und Heizölpreise bei ähnlichen Witterungsverhältnissen ging der Holzverbrauch in Privathaushalten (66 Mrd. kWh) leicht zurück (UBA 2018). Der Verbrauch von Holzpellets hingegen (2,1 Mt) stieg wie in den letzten Jahren weiter an. Mit rund 87 % hat die feste Biomasse (inkl. biogener Abfall) den bedeutendsten Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmeerzeugung. Im Verkehrssektor leisten erneuerbare Energien rund 5,2 % des Kraftstoffverbrauchs in Deutschland (UBA 2018). Biokraftstoffe wie Bioethanol, Biodiesel und Biogas machen dabei den Hauptanteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor aus. Hingegen trägt der Stromverbrauch im Verkehr aus erneuerbare Energien (Elektrofahrzeuge) mit einem Anteil von 0,6 % nur untergeordnet bei.

Mit Blick auf den Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch (PEV) nach Verwendungsfeldern dominiert der Einsatz zur Stromerzeugung mit einem Anteil von 57 %. Zweitgrößtes Einsatzgebiet der erneuerbaren Energien ist die Wärmeerzeugung, wobei die Wärmeerzeugung vor allem bei privat genutzten Anlagen (Kaminöfen, Solarthermieanlagen, Wärmepumpen etc.) mit einem Anteil von 23 % nach Verwendungsfeldern deutlich überwiegt. Der Einsatz zur Wärmeerzeugung in industriellen Kraftwerken beträgt hingegen nur 5,5 %. Weitere 6 % werden im Verkehrssektor als Beimischung von Benzin- und Dieselmotoren eingesetzt sowie weitere 6 % von der Industrie genutzt (AGEB 2018a). Biomasse ist mit einem Anteil der Erneuerbaren am PEV von über 54,1 % die dominierende Energieform (Abb. 2-10), gefolgt von Windenergie (21,6 %), Solarenergie (9,7 %), Abfällen (7,3 %), Wasserkraft (4,1 %) und Geothermie (3,3 %).

Der PEV Deutschlands ist 2017 um knapp 1 % gegenüber dem Vorjahr auf 13.550 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 um 8 % von 14.679 PJ (2001) auf 13.550 PJ (2017) verringert, während sich gleichzeitig der Anteil der Erneuerbaren Energien am PEV von 427 PJ (2001) auf 1.780 PJ (2017) vervierfacht hat. Dazu trugen die einzelnen erneuerbaren Energieträger in unterschiedlichem Maße bei (Abb. 2-10). 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 auch künftig 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.

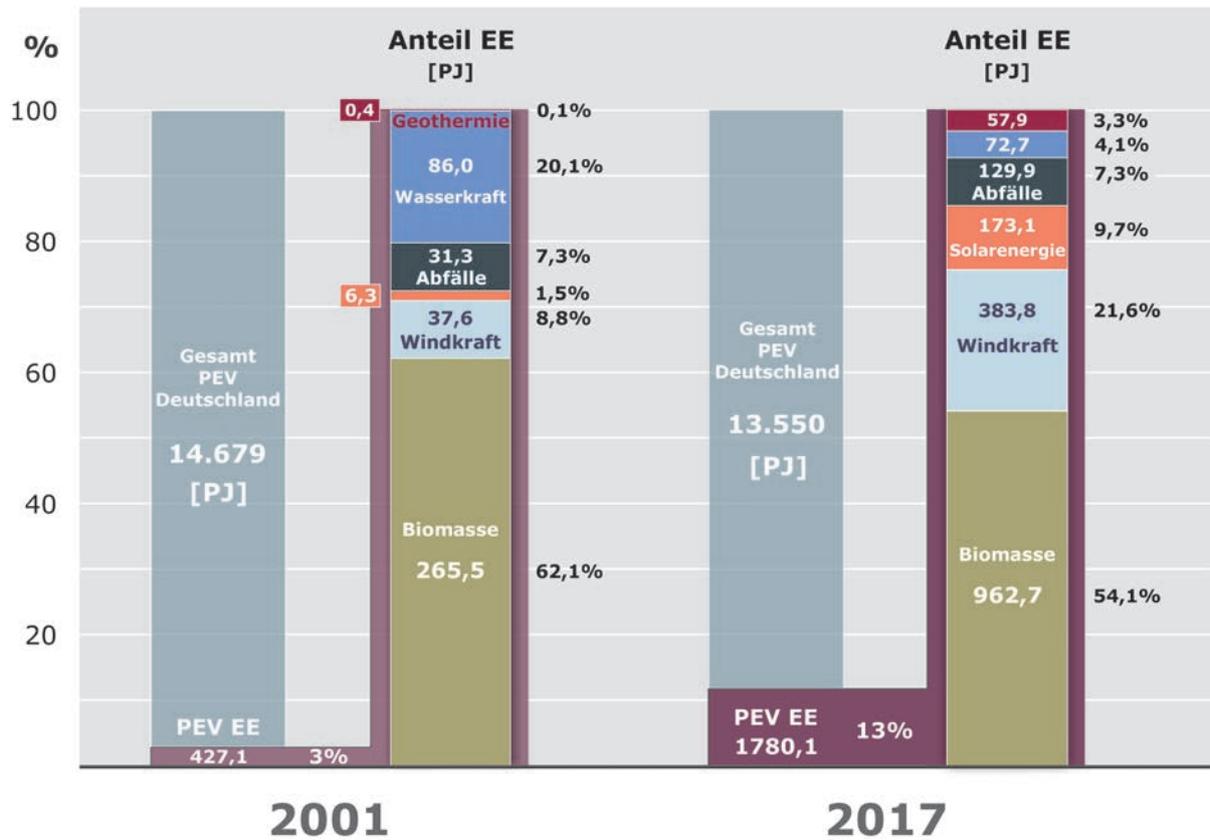


Abbildung 2-10: Primärenergieverbrauch [PJ] in Deutschland 2001 und 2017 sowie der Anteil [%] der einzelnen Energieträger der erneuerbaren Energien im Vergleich (Datenquellen: AGEB, BMWi).

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 verbrauchten Mengen aller Energieträger angestiegen und erreichten bei Erdöl und Erdgas auch in 2017 neue Maxima, um den Energiebedarf der Welt decken zu können.

Die global wachsende Bevölkerung verbunden mit dem Anstieg 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. Ohne eine erhebliche Beschleunigung der Wandlung der globalen Energiesysteme werden die fossilen Energieträger noch langfristig benötigt werden. 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).

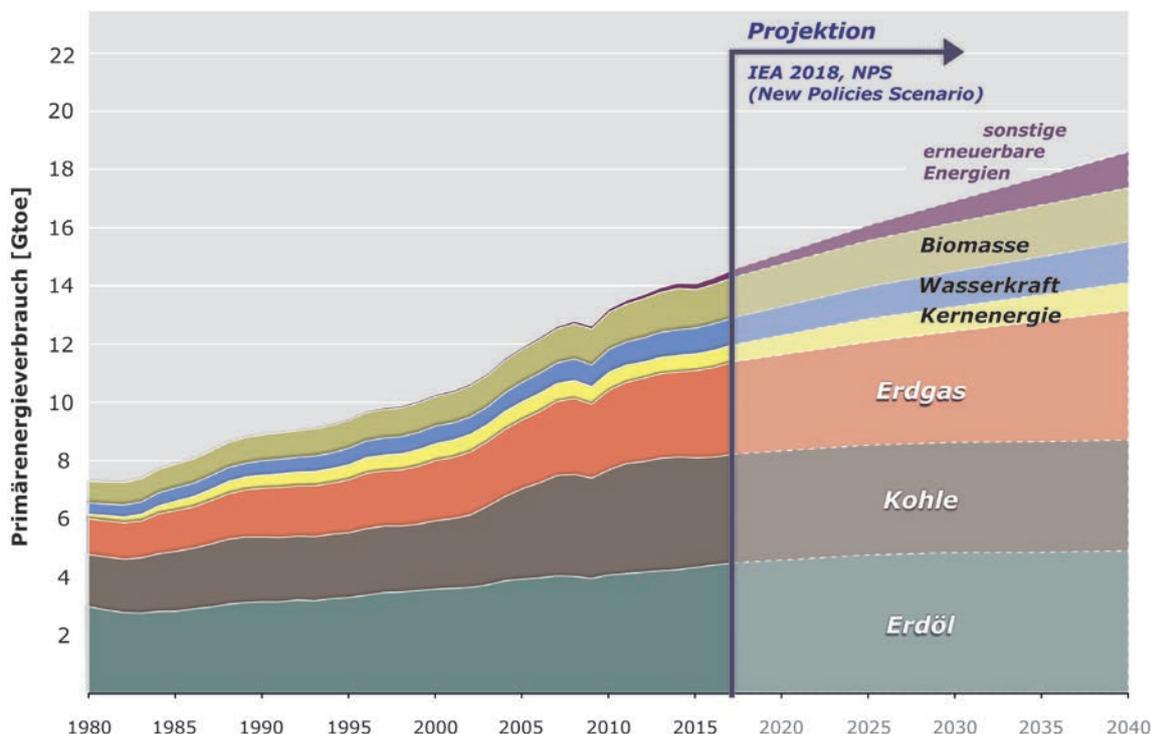


Abbildung 3-1: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und ein mögliches Szenario (IEA New Policies Scenario) der künftigen Entwicklung (nach BP 2018, IEA 2018b).

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. Sie wird in einem eigenen Kapitel ebenfalls gesondert betrachtet.

3.1 Globale Vorratssituation

Die Gesamtheit aller bekannten globalen Potenziale an fossilen Energierohstoffen einschließlich Kernbrennstoffen ist in Tabelle 1 dargestellt. Zur ergänzenden Information sind die bei der Nutzung freiwerdenden 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 weltweiten Ressourcen von Aquifergas, Erdgas aus Gashydrat sowie Thorium mit ein, da deren Mengen nicht bis auf einzelne Länder herunter gebrochen werden können. Obgleich die Datenlage nicht vollständig ist, 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 550.183 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 0,1 % im Vergleich zum Vorjahr (BGR 2017). Zuwächse gab es bei den Ressourcen vorrangig bei Uran (plus 1,2 %) aufgrund von Exploration und Neubewertungen. Niedrigere Ressourcen beim konventionellem Erdgas sind auf Neubewertungen beziehungsweise auf die Überführung in Reserven zurückzuführen. Im Vergleich aller Energierohstoffe dominiert die Kohle (Hart- und Weichbraunkohle) weiterhin mit einem Anteil von 89,2 % (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 (3,4 %), 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 2017 insgesamt 40.237 EJ und stieg damit um 1,8 % gegenüber dem Vorjahreswert an. Die größten absoluten Änderungen ergaben sich bei den Hartkohlevorkommen insbesondere aufgrund von Explorationsaktivitäten und der Neubewertung der Vorräte Indonesiens. Weitere, aber weniger große Erhöhungen ergaben sich auch bei den meisten anderen Energierohstoffen. Hervorzuheben sind die großen relativen Änderungen beim Schieferöl

(plus 31,9 %) und beim Schiefergas (plus 18,6 %) bedingt durch Neubewertungen im Zuge gestiegener Erdöl- und Erdgaspreise sowie aufgrund von Explorationsaktivitäten. Vorgenannte Änderungen betreffen vorrangig die USA. Gemessen am Energieinhalt bleibt die Kohle bei den Reserven mit 54,4 % weiterhin der beherrschende Energierohstoff. Erdöl (konventionell und nicht-konventionell) hält 25,3 % der Gesamtreserven, Erdgas 18,7 % 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 1: 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	173	7.234	530	168	7.034	516
Schieferöl	Gt	2,2	91	6,7	60	2.496	183
Ölsand	Gt	26	1.086	116	67	2.785	298
Schwerstöl	Gt	42	1.752	187	42	1.767	189
Ölschiefer	Gt	< 0,5	7,2	0,77	111	4.653	498
Erdöl (gesamt)	Gtoe	243	10.070	841	448	18.734	1.683
Konventionelles Erdgas	Bill. m ³	191	7.261	407	312	11.855	665
Schiefergas	Bill. m ³	6,1	230	13	203	7.713	433
Tight Gas	Bill. m ³	– ¹	– ¹	– ¹	61	2.332	131
Kohleflözgas	Bill. m ³	1,8	69	3,9	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	199	7.560	424	836	31.754	1.338
Hartkohle	Gt SKE	624	18.288	1.730	14.966	438.625	41.494
Weichbraunkohle	Gt SKE	123	3.601	364	1.776	52.037	5.256
Fossile Energieträger (gesamt)	–	–	39.619	3.359	–	541.150	49.771
Uran ²	Mt	1,2 ⁴	618 ⁴	–	12 ⁵	5.855 ⁵	–
Thorium ³	Mt	–	–	–	6,4	3.178	–
Nicht erneuerbare Energierohstoffe	–	–	40.237	3.359	–	550.183	49.771

– 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

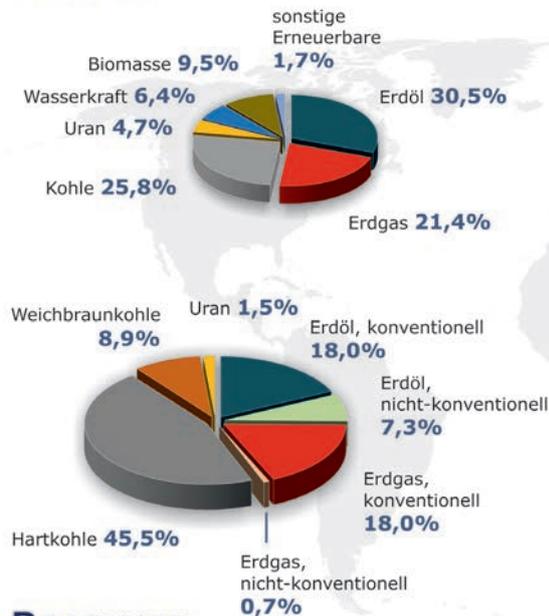
³ 1 t Th gleicher SKE-Wert wie 1 t U angenommen

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

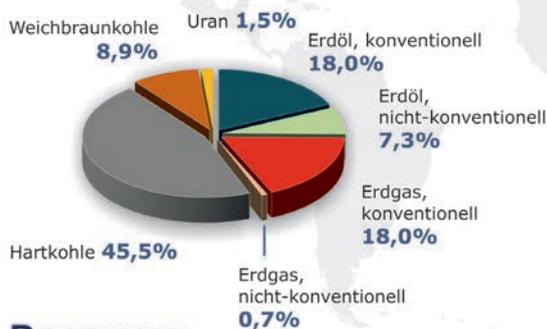
Energieverbrauch

609 EJ



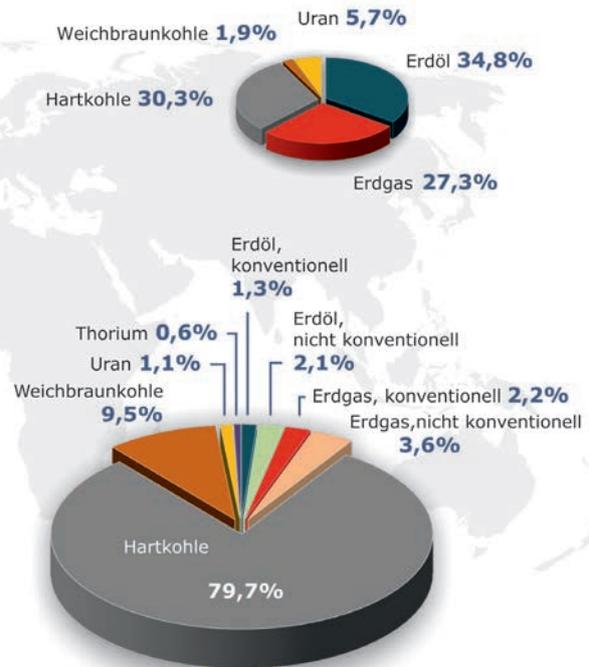
Reserven

40.237 EJ



Produktion

526 EJ



Ressourcen

550.183 EJ



Abbildung 3-2: Weltweite Anteile aller Energien und Energieträger am Verbrauch (IEA 2018b, Wirkungsgrad für Wasserkraft berechnet nach BP 2018) sowie der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Produktion, Reserven und Ressourcen für Ende 2017.

Im Jahr 2017 wurden nicht-erneuerbare Energierohstoffe mit einem Energieinhalt von etwa 526 EJ gefördert. Damit erhöhte sich die Förderung um 2,1 % im Vergleich zum Vorjahr (2016: 515 EJ). Bezogen auf den Energiegehalt erhöhten sich im Produktionsmix die Anteile von Erdgas und Hartkohle sowohl aufgrund gestiegener Fördermengen als auch durch den Förderrückgang bei Uran (Abb.3-2). Weiterhin ist Erdöl (34,8 %) der wichtigste Rohstoff vor Hartkohle (30,3 %), gefolgt von Erdgas (27,3 %), Uran (5,7 %) und Weichbraunkohle (1,9 %).

Der Energieverbrauch der Welt lag im Jahr 2017 bei 609 EJ und umfasst die gesamte, global genutzte Menge an Primärenergie. In der Zusammensetzung des weltweiten Energiemixes, dominieren die fossilen Energieträger bei weitem, angeführt von Erdöl mit 30,5 %, Kohle (25,8 %) und Erdgas (21,4 %). Kernenergie trägt global 4,7 % zum PEV bei. Unter den erneuerbaren Energieträgern dominiert die Biomasse mit 9,5 % vor der Wasserkraft (6,4 %). Die übrigen erneuerbaren Energien darunter die Solar- und Windenergie haben global einen Anteil von 1,7 % (BP 2018, IEA 2018b).

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

geringen Investitionen in den Erdölsektor der letzten Jahre und der vergleichsweise fortgeschrittenen Ausförderung vieler Lagerstätten weltweit. 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 gesicherten 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 Versorgungsengpässen und Preisanstiegen zu rechnen.

3.2 Erdöl

Erdöl bleibt weiterhin der wichtigste Energieträger weltweit. Sein Anteil am Primärenergieverbrauch lag bei 30,5 %. Die weltweite Erdölförderung stieg geringfügig um 0,1 % auf 4.380 Mt (2016: 4.375 Mt).

Es kam bei den nicht-konventionellen und konventionellen Erdölressourcen zu keinen größeren Änderungen gegenüber dem Vorjahr. Die gesamten Erdölressourcen (konventionell und nicht-konventionell) nahmen insgesamt nur geringfügig auf 448,2 Gt zu.

Die weltweiten konventionellen Erdölreserven sind um 1,1 % auf 173 Gt gestiegen. Die nicht-konventionellen Erdölreserven haben sich auf rund 70 Gt (plus 0,3 %) erhöht. Die Schieferölreserven der USA sind im Berichtsjahr signifikant um 33 % auf 2,1 Gt angewachsen. Grund hierfür sind die im Jahresvergleich deutlich höheren Erdölpreise, die viele Schieferölprojekte rentabel machten. Zudem führten technologische Fortschritte zu weiter steigenden Entölungsgraden in den Schieferöllagerstätten. Auf die Höhe der weltweiten Gesamtreserven (konventionell und nicht-konventionell) hat dies bisher allerdings einen vergleichsweise geringen Einfluss. Durch eine verbesserte Datenlage erhöhten sich die Reserven Saudi-Arabiens um 3,3 Gt (plus 9 %). In den Angaben zu den saudischen Erdölreserven sind neben dem Rohöl nun auch NGL und Kondensat enthalten.

Der größte Anteil der gesamten Erdölreserven liegt mit rund 112 Gt (46 %) im Nahen Osten, gefolgt von Lateinamerika mit 51 Gt (21 %) und Nordamerika mit 34,6 Gt (14 %). Im europäischen Raum lagert nur knapp ein Prozent der gesamten Reserven an Erdöl (Abb. 3-3). Die Erdölreserven sind weltweit ungleich verteilt. Die drei Länder mit den höchsten Erdölreserven, Venezuela, Saudi-Arabien und Kanada, verfügen zusammen bereits über 46 % der weltweiten Erdölreserven. Die konventionellen Erdölreserven, die für die weltweite Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen aufgrund des vergleichsweise geringen Förderaufwandes besonders relevant sind, lagern zu etwa zwei Dritteln in den Ländern des Nahen Ostens.

Das für die Erdölförderung im Berichtsjahr prägende Ereignis war die im Dezember 2016 beschlossene Förderregulierung zwischen den OPEC-Staaten sowie weiteren führenden Förderländern, darunter die Russische Föderation, um die am Weltmarkt bestehende Überversorgung mit Rohöl zu reduzieren (OPEC 2016).

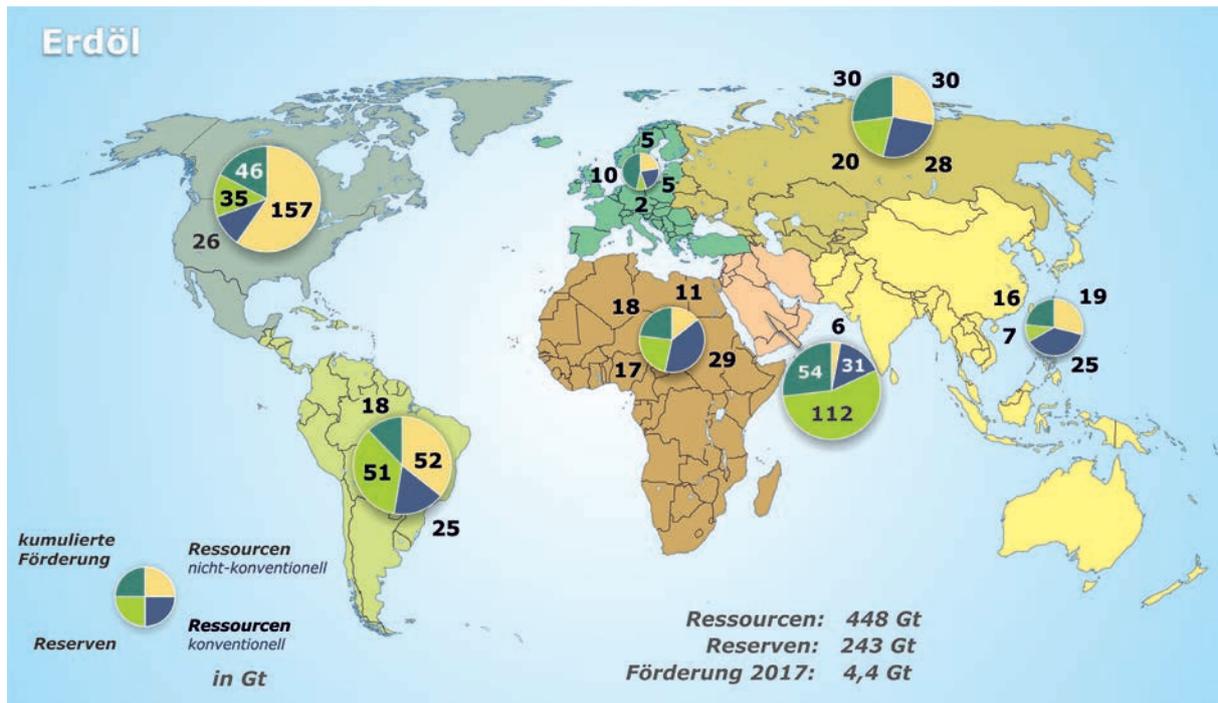


Abbildung 3-3: Gesamtpotenzial Erdöl 2017: Regionale Verteilung.

Die förderstärksten Nationen blieben die USA, Saudi-Arabien und die Russische Föderation. Durch eine deutliche Ausweitung der Schieferölförderung, steigerten die USA ihre Erdölförderung um 9,5 % und übernahmen damit die Spitzenposition unter den Erdölförderländern. Begünstigt wurde die Förderung durch den im Jahresverlauf kontinuierlich gestiegenen Erdölpreis, der damit verbundenen höheren Bohraktivität sowie der einer effizienteren Entölung der Schieferöllagerstätten. Schieferöl erreichte einen Anteil von rund 50 % an der US-amerikanischen Gesamtförderung. Auch der Irak (plus 7 %) konnte abermals erhebliche Förderzuwächse vorweisen. Die kanadische Erdölproduktion aus Ölsand ist um rund 10 % auf 155 Mt und somit auf ein neues Allzeithoch gestiegen. Zusammen mit der konventionellen Erdölförderung und einem geringen Anteil an Schieferölförderung produzierte Kanada 224 Mt Erdöl (plus 2,6 %).

Erhebliche Förderrückgänge gab es wiederholt in Venezuela (minus 14 %). Hier lag die Ursache für die Förderrückgänge in den mangelnden Investitionen im E&P-Bereich der letzten Jahre. Insbesondere die Förderung und Verarbeitung von Schwer- und Schwerstöl aus dem Orinoco-Schwerölgürtel, die einen bedeutenden Teil der venezolanischen Gesamtförderung darstellt, ist vergleichsweise aufwändig und mit steten Investition in die Förder- und Verarbeitungsanlagen verbunden.

Deutliche Förderrückgänge gab es auch in Angola (minus 7 %) durch die zunehmende Erschöpfung der Felder und den seit Jahren unzureichenden Investitionen in den E&P-Bereich. Das Land fördert fast ausschließlich aus Offshore-Erdölfeldern, die aufgrund ihrer geologischen Beschaffenheit wesentlich schneller in den Förderrückgang gelangen als Onshore-Felder (Höök et al. 2009).

Die angolische Regierung versucht seit dem Jahr 2017 dem seit Jahren andauernden Förderrückgang dadurch zu begegnen, dass Erdölfirmen Steuervorteile eingeräumt werden, wenn diese ihre E&P-Aktivitäten auch auf marginal wirtschaftliche Felder ausdehnen (Eisenhammer 2018). Auch in Mexiko, Rang 12 der Erdölförderer der Welt, sank wiederholt die Erdölförderung (minus 8,5 %). Die Volksrepublik China verzeichnete abermals einen Förderrückgang (minus 4,1 %) auf 191,5 Mt. Vor dem Hintergrund eines weiterhin steigenden Mineralölverbrauches und der sinkenden Eigenförderung zeichnet sich ab, dass sich Chinas Importabhängigkeit weiterhin erhöhen wird. Staatliche chinesische Erdölunternehmen hatten in den 1990er Jahren begonnen, weltweit langfristig in Erdölprojekte zu investieren, um die eigene Versorgungssicherheit zu gewährleisten (Hayward 2009). Durch direkte Beteiligung an den Erdöl- und Erdgasfeldern, Kredite im Austausch für Öllieferungen sowie langfristige Investitionen in die Förder- und Verarbeitungsinfrastruktur im Ausland sichert China seine Erdöl- und Erdgasversorgung. Staatliche chinesische Erdölunternehmen sind in 42 Ländern in Upstream-Projekten beteiligt (EIA 2015).

Der Anteil der OPEC-Staaten an der Gesamtförderung sank 2017 geringfügig von 43,1 % auf 42,5 %. Die stärksten regionalen Zuwächse hatte Nordamerika, bedingt durch die hohen Zuwächse der US-amerikanischen Schieferöl- und der kanadischen Ölsandproduktion, vorzuweisen. Der Anteil Nordamerikas stieg von 20,2 % auf 21,2 %.

Während alle Länder der Welt Erdöl in Form von Treibstoff oder petrochemischen Produkten verbrauchen, fördern nur 102 Länder diesen Rohstoff. Darüber hinaus ist die Erdölförderung auf die einzelnen Länder und Regionen sehr ungleichmäßig verteilt. Bereits die 10 größten Erdölförderer decken bereits rund 70 % der gesamten Erdölproduktion ab. Wichtigste Förderregion mit einem Anteil von 33,6 % bleibt der Nahe Osten. Obgleich die globale konventionelle Erdölförderung seit dem Jahr 2005 stagniert, bleibt sie mit einem Anteil von rund 79 % an der gesamten Förderung auch langfristig die tragende Säule bei der Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen (Abb. 3-4). Durch die zunehmende Erdgasförderung fällt immer mehr NGL bzw. Kondensat an, welches der Erdölförderung zugeschlagen wird. Der Anteil an der Gesamtförderung hat sich innerhalb der letzten 30 Jahre von 5 % auf 9 % erhöht.

Die Förderung von nicht-konventionellem Erdöl wird zunehmend wichtiger. Der Anteil von Schieferöl, Ölsand und Schweröl an der Gesamtproduktion lag im Berichtsjahr bei etwa 10 %; eine Verdreifachung innerhalb eines Jahrzehnts. Die weltweite Bedeutung von Schieferöl, das vor allem in den USA sowie in geringerem Umfang auch in Kanada und Argentinien gefördert wird, hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Der Anteil von Schieferöl an der nicht-konventionellen Erdölförderung beträgt mittlerweile mehr als 50 %. Ölsand wird bisher aufgrund der vergleichsweise günstigen geologischen Bedingungen ausschließlich in Kanada gefördert. Die kanadische Produktion von Erdöl aus Ölsand, die im Jahr 1967 begann, steigt kontinuierlich und trägt bereits zu über 3 % zur weltweiten Ölförderung bei. Die Produktion von Biokraftstoffen erreichte ein neues Allzeithoch. Im Berichtsjahr wurden etwa 84 Mt Biokraftstoffe hergestellt (BP 2018). Die USA (45 % Weltanteil) und Brasilien (22 %) sind die weltweit mit Abstand wichtigsten Produzenten von Biokraftstoff. Die Förderung von nicht-konventionellem Erdöl und die Produktion von Biokraftstoffen konzentriert sich bisher weitgehend auf Nord- und Südamerika (Abb. 3-4).

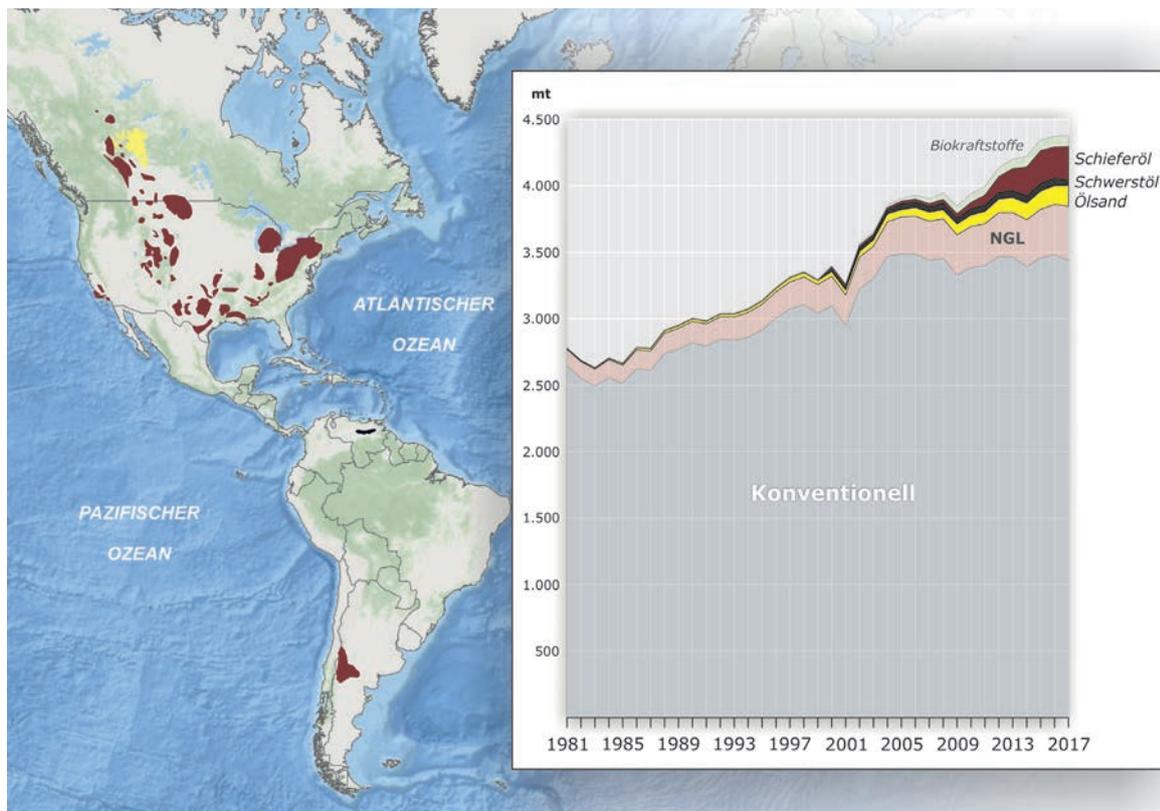


Abbildung 3-4: Ölsand-, Schwerstöl- und Schieferölfördergebiete in Nord- und Südamerika (links); Zusammensetzung der weltweiten Erdölproduktion (rechts).

Der weltweite Verbrauch an Mineralölprodukten ist gegenüber dem Vorjahr erheblich um 4,2 % auf 4.593 Mt angestiegen. Als weltweit wichtigstes Handelsgut, bedeutendster Energieträger und Grundstoff für die chemische Industrie, ist Erdöl ein wichtiger Indikator für die wirtschaftliche Entwicklung. Trotz des deutlichen Preisanstieges, welche die Referenzsorten von Erdöl im Laufe des Berichtsjahres erfuhren, ist der Preis für Rohöl nach wie vor erheblich niedriger als im Durchschnitt der letzten zehn Jahre. Dies und die vergleichsweise günstige weltwirtschaftliche Entwicklung trug zu einem höheren Verbrauch bei. Der größte Verbraucher blieb die Großregion Austral-Asien mit 1.588 Mt (plus 2,5 %), gefolgt von Nordamerika mit 1.186 Mt (plus 1 %)¹. Auch in Europa ist der Erdölverbrauch abermals um 2,9 % auf 686 Mt gestiegen. Lateinamerika ist die einzige Großregion in der es zu einem Rückgang (minus 1,4 %) des Mineralölverbrauches gekommen ist. Dies spiegelt die schwache wirtschaftliche Entwicklung in der Großregion insgesamt wider.

Gleichwohl der Mineralölbedarf Afrikas relativ mit etwa 6 % auf 199,9 Mt am stärksten gestiegen ist, bleibt der Pro-Kopf-Verbrauch insbesondere im Vergleich mit den hochindustrialisierten Großräumen in Europa, Nordamerika und Ostasien auf einem sehr niedrigen Niveau.

¹ Bei den USA gab es eine Revision der Verbrauchsdaten. Ab dem Berichtsjahr 2017 wurde LPG (engl. Liquefied Petroleum Gas) in den Verbrauch miteingeschlossen. Die Verbrauchswerte der vergangenen Jahre wurden aktualisiert.

Über drei Viertel des Mineralöls wurden von den 20 führenden Verbraucherländern genutzt. Von diesen Ländern sind aber lediglich fünf Staaten (Saudi-Arabien, die Russische Föderation, Kanada, Mexiko und der Iran) in der Lage, ihren Bedarf aus der eigenen Förderung zu decken und darüber hinaus (Netto-) Rohölexporte zu tätigen. Die Länder der Europäischen Union decken lediglich 12 % ihres Bedarfes über Eigenförderung.

Von dem im Jahr 2017 geförderten Erdöl wurde über die Hälfte grenzüberschreitend gehandelt. Der Transport erfolgte hauptsächlich per Tankschiff oder Pipeline, in sehr geringem Umfang auch mit dem Zug oder Tankwagen. Weltweit wurden 2.255 Mt Rohöl exportiert, ein Anstieg um 1,2 % gegenüber dem Vorjahr. Die beiden führenden Exportnationen sind Saudi-Arabien und die Russische Föderation. Die fünf größten Ausfuhrländer decken bereits knapp die Hälfte der Exporte ab. Die weltweite Raffineriekapazität stieg um 0,6 % auf 4.873 Mt (BP 2018).

Die wichtigste Importregion blieb Austral-Asien mit einem Anteil von 51 %. Afrika importierte mit 0,4 % Gesamtanteil das wenigste Rohöl. China importierte 420 Mt Erdöl (plus 11 %) im Berichtsjahr und stieg damit zum größten Rohölimporteur der Welt auf. China verdrängte damit die USA (393 Mt), die die führende Position seit Jahrzehnten innehielt, auf den zweiten Rang. Drittgrößter Rohölimporteur war Indien, das seine Rohölimporte auf 217 Mt (plus 0,6%) steigerte.

Der Jahresdurchschnittspreis 2017 für die Rohölreferenzsorte ‚Brent‘ (Nordseeöl) lag bei 54,13 USD/bbl. Damit stieg der Preis um knapp 25 % gegenüber dem Vorjahr (43,56 USD/bbl) und setzte den seit Januar 2016 anhaltenden Trend steigender Erdölpreise fort. Den höchsten Stand des Jahres erreichte der Ölpreis im Dezember 2017 mit 64,37 USD/bbl. Die Erdölpreise pendelten im ersten Quartal 2017 nach den von der OPEC zum Jahresende 2016 beschlossenen Förderregulierungen auf vergleichsweise konstantem Niveau zwischen 50 und 55 USD/bbl. Bis zur Jahresmitte zeigte sich der Ölpreis sehr volatil, ausgelöst durch Spekulationen um die Höhe der amerikanischen Rohöl- und Mineralölproduktlagerstände und in Erwartung einer Beendigung bzw. Fortführung der OPEC Förderregulierungen. Die Jahrestiefststände wurden Ende Juni mit 44,63 USD/bbl erreicht. Durch die weltweit robuste Nachfrage nach Erdöl sowie eine verheerende Hurrikansaison, die zweitweise große Teile der US-amerikanischen Raffineriekapazität und Offshore-Produktion beeinträchtigte, stieg der Erdölpreis kontinuierlich an. Darüber hinaus verkündete die OPEC im November die Förderregulierungen bis Dezember 2018 beizubehalten. Dies verursachte weitere Preissteigerungen zum Jahresende.

Die US-amerikanische Referenzölsorte ‚West Texas Intermediate‘ (WTI) zeichnete den Preisverlauf von ‚Brent‘ mit geringen Preisunterschieden nach. Im Durchschnitt stieg der Rohölpreis von 43,77 USD/bbl im Vorjahr auf 50,88 USD/bbl im Jahr 2017. Die Preisdifferenz zwischen den beiden Rohölsorten war seit dem Jahr 2014 vergleichsweise gering. Diese kann aber, bedingt durch Unterschiede bei der regionalen Nachfrage- und Angebotssituationen, mitunter deutlich schwanken. Gegen Ende des Berichtsjahres weitete sich die Preisdifferenz dann auf zeitweise über 6,49 USD/bbl aus. Als dritter Preisindikator für Rohöl ist der OPEC-Korbpreis zu nennen, der sich aus 13 ausgewählten Erdölsorten der OPEC-Mitgliedsländer zusammensetzt. Dieser erhöhte sich im Jahresdurchschnitt auf 52,43 USD/bbl (2016: 40,68 USD/bbl).

Die Lagerkapazitäten der OECD-Staaten für Rohöl und Rohölprodukte (strategische Reserven und industrielle Vorräte), die in Kavernen oder oberirdischen Tanklagern vorgehalten werden, beliefen sich gegen Ende des Jahres 2017 auf rund 2,85 Mrd. Barrel (IEA 2018c). Die freie Produktionskapazität² der OPEC-Staaten Ende September 2018 lag bei etwa 1,4 Mio. Barrel pro Tag (EIA 2018a).

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.

Die Versorgungssicherheit mit flüssigen Kohlenwasserstoffen

Obgleich die geologischen Vorräte an Erdöl über Jahrzehnte hinaus auch einen steigenden Bedarf decken können und die Überversorgung der Märkte mit Rohöl seit dem 3. Quartal 2018 zu stark rückläufigen Erdölpreisen geführt hat, sind übergeordnete Entwicklungen, insbesondere die Investitionsaktivität, für die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit entscheidend.

Versorgungssicherheit mit flüssigen Kohlenwasserstoffen bedeutet, dass diese jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Sie kann bei Betrachtung einzelner Länder oder Regionen über eine Eigenförderung und -verarbeitung von Erdöl, durch Importe sowie über den Zugriff auf strategische Vorräte sichergestellt werden; im globalen Maßstab aber ausschließlich über bedarfsgerechte Förderung und Verarbeitung von Erdöl oder den Zugriff auf strategische Vorräte.

Die IEA geht in ihrem New Policies Scenario (NPS) davon aus, dass der weltweite Bedarf an erdölbasierten Treib- und Grundstoffen bis zum Jahr 2040 um rund 12 % zunimmt. Zunächst steigt der Mineralölverbrauch bis 2025 jährlich um rund 1 Mio. Barrel pro Tag an. In den nachfolgenden 15 Jahren beläuft sich der jährliche Zuwachs auf 0,25 Mio. Barrel pro Tag (IEA 2018b). Der Bedarf an erdölbasierten Kraftstoffen ist in den entwickelten Ländern in den nächsten Jahren tendenziell rückläufig, verbleibt aber dennoch auf einem weit höheren Pro-Kopf-Verbrauch als in den meisten Ländern der restlichen Welt. Gründe für den Rückgang sind die voraussichtlich steigende Elektrifizierung des Transportsektors, kraftstoffsparende Verbrennungstechnologien sowie die Nutzung von alternativen Kraftstoffen. In den Schwellen- und Entwicklungsländern soll es dagegen zu einem stark steigenden Erdölverbrauch kommen. Insbesondere die Zunahme des erdölbasierten Verkehrs in diesen Ländern trägt zu einem Verbrauchanstieg bei, der die vergleichsweise moderaten Rückgänge in den entwickelten Ländern überkompensiert. Etwa die Hälfte der Zuwächse im New Policies Scenario werden auf China und Indien entfallen (IEA 2018b). Um den steigenden Bedarf an flüssigen Kohlenwasserstoffen decken zu können, muss die Förderung daher entsprechend ausgeweitet werden.

Das zukünftige Erdölangebot setzt sich aus der Förderentwicklung bereits in Produktion stehenden Erdölfelder sowie den Anschluss neuer Förderkapazitäten zusammen. Konventionelle Erdöllagerstätten, die einen Anteil von rund 80 % an der weltweiten Förderung haben, gehen nach Erreichung des Fördermaximums und der anschließenden Plateauförderung in den Förderrückgang. Die Höhe dieses Rückgangs (Abb. 3-5) hängt neben der Größe der Lagerstätte im Wesentlichen davon ab,

² Die zusätzliche Menge an Erdöl, um welche die Förderung innerhalb von 30 Tagen gesteigert und mindestens 90 Tage beibehalten werden kann.

ob das Feld on- oder offshore liegt; im Fall von Offshore-Feldern auch von der Wasserstiefe (OGJ 2008). Dieser Förderrückgang kann durch geeignete technische Maßnahmen, die überwiegend den Druckerhalt und die Permeabilität in der Lagerstätte sowie die Viskosität des Erdöls betreffen, verzögert bzw. verlangsamt werden. Bislang stammt weniger als die Hälfte der weltweit geförderten Menge an Erdöl aus Feldern, die sich im Förderrückgang befinden. Dieser Anteil wird aber zukünftig steigen, da immer mehr Felder in die Post-Plateau-Phase eintreten. Der weltweite Durchschnitt des jährlichen Förderrückgangs dieser Felder beträgt rund 6,1 % (IEA 2018b).

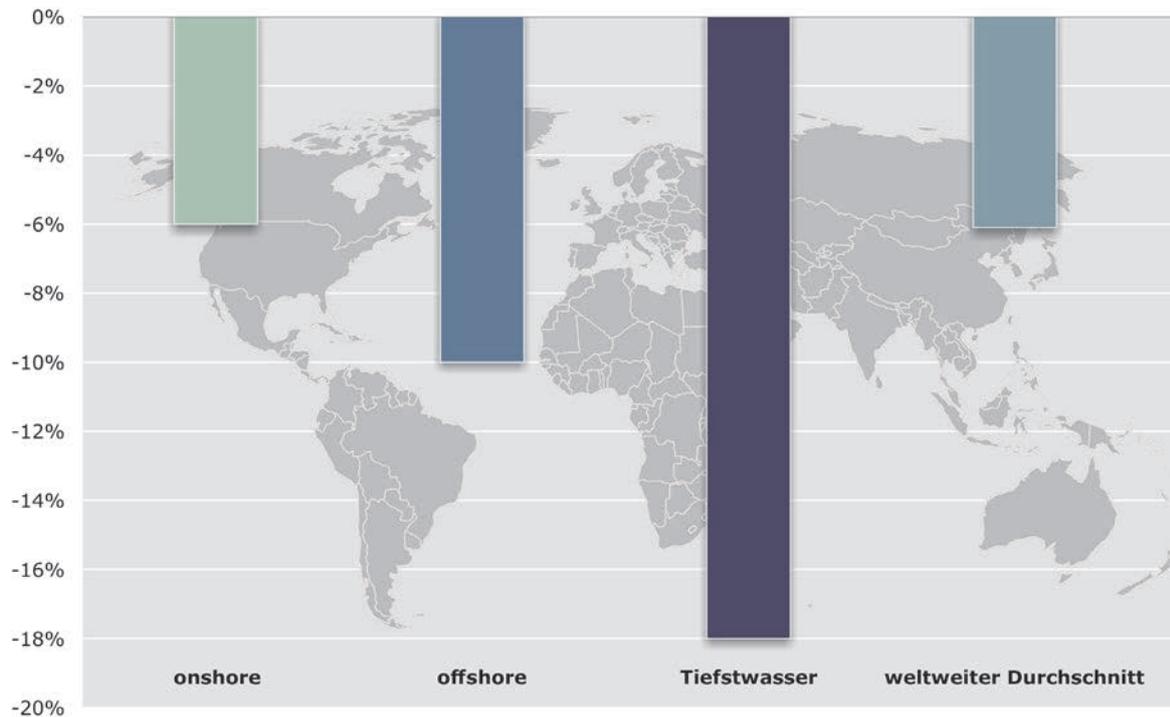


Abbildung 3-5: Jährliche Förderrückgänge von konventionellen Erdöllagerstätten nach der Plateau-Phase (OGJ 2008, IEA 2018b).

Die zukünftige Erdölförderung muss daher sowohl einen Mehrbedarf durch eine steigende Nachfrage decken, als auch den tendenziell steigenden Förderrückgang der Bestandsproduktion ausgleichen.

Durch die erhebliche Verringerung der Erdölpreise seit dem dritten Quartal 2014 sind die Investitionen in E&P-Projekte bis zum Jahr 2016 um etwa 50 % zurück gegangen. Trotz der deutlichen Steigerung der Rohölpreise haben sich die Investitionen seither nur moderat erhöht und konzentrieren sich darüber hinaus überwiegend auf die US-amerikanische Schieferölproduktion (IEA 2018b). Um den im New Policies Scenario angezeigten Bedarf bis zum Jahr 2025 zu decken, müssten jährlich konventionelle Erdöllagerstätten mit einem Volumen von 16 Mrd. Barrel für eine Förderung erschlossen werden. Zwischen 2015 und 2017 lag das Volumen der erschlossenen Lagerstätten durchschnittlich bei 8 Mrd. Barrel pro Jahr (IEA 2018b). Durch diese möglicherweise eintretende Angebots-Nachfrage-Diskrepanz könnte es mittelfristig zu Versorgungsengpässen kommen, die sich voraussichtlich in Preisspitzen widerspiegeln werden.

Aus heutiger Sicht gibt es mehrere Möglichkeiten, um diese potenziellen Versorgungsengpässe zu verhindern: Die Investitionen in E&P-Projekte müssten in einem vergleichsweise kurzen Zeitrahmen deutlich erhöht werden, da die Realisierung neuer konventioneller Erdölprojekte mehrere Jahre in Anspruch nimmt. Ein weiterer Weg wäre die Durchsetzung von Maßnahmen zur Senkung des Verbrauches, die über jene des New Policies Szenarios hinausgehen. Weiterhin sieht die IEA die Option einer zusätzlichen Ausweitung der US-amerikanischen Schieferölproduktion um 6 Mio. Barrel am Tag bis zum Jahr 2025 (IEA 2018b). Im Gegensatz zur Erschließung von konventionellen Erdölfeldern, können Schieferölprojekte in vergleichsweise kurzen Zeiträumen und mit vergleichsweise geringem initialen Kapitalaufwand realisiert werden. Allerdings weist die amerikanische Energieinformationsbehörde (EIA) selbst in ihrem optimistischsten Produktionsszenario, das hohe Erdöl- und Erdgaspreise sowie weitere technologische Fortschritte annimmt, nicht solche hohen Zuwächse beim Schieferöl auf (EIA 2018b).

Insgesamt sind 159 Länder (Netto-) Erdöl- bzw. Mineralölproduktimporteure. Europa, als einer der größten Verbraucher, deckt lediglich 12 % seines Bedarfes über Eigenförderung und ist daher auf Importe angewiesen. Norwegen ist der einzige (Netto-) Erdölexporteur Europas (Abb. 3-6).

Die Abhängigkeit von Rohölimporten ist, insbesondere vor dem Hintergrund des sehr hohen Verbrauches, in der Großregion Europa sehr ausgeprägt. Versorgungsengpässe könnten in den hochindustrialisierten Ländern Europas lediglich vergleichsweise kurzfristig durch den Zugriff auf

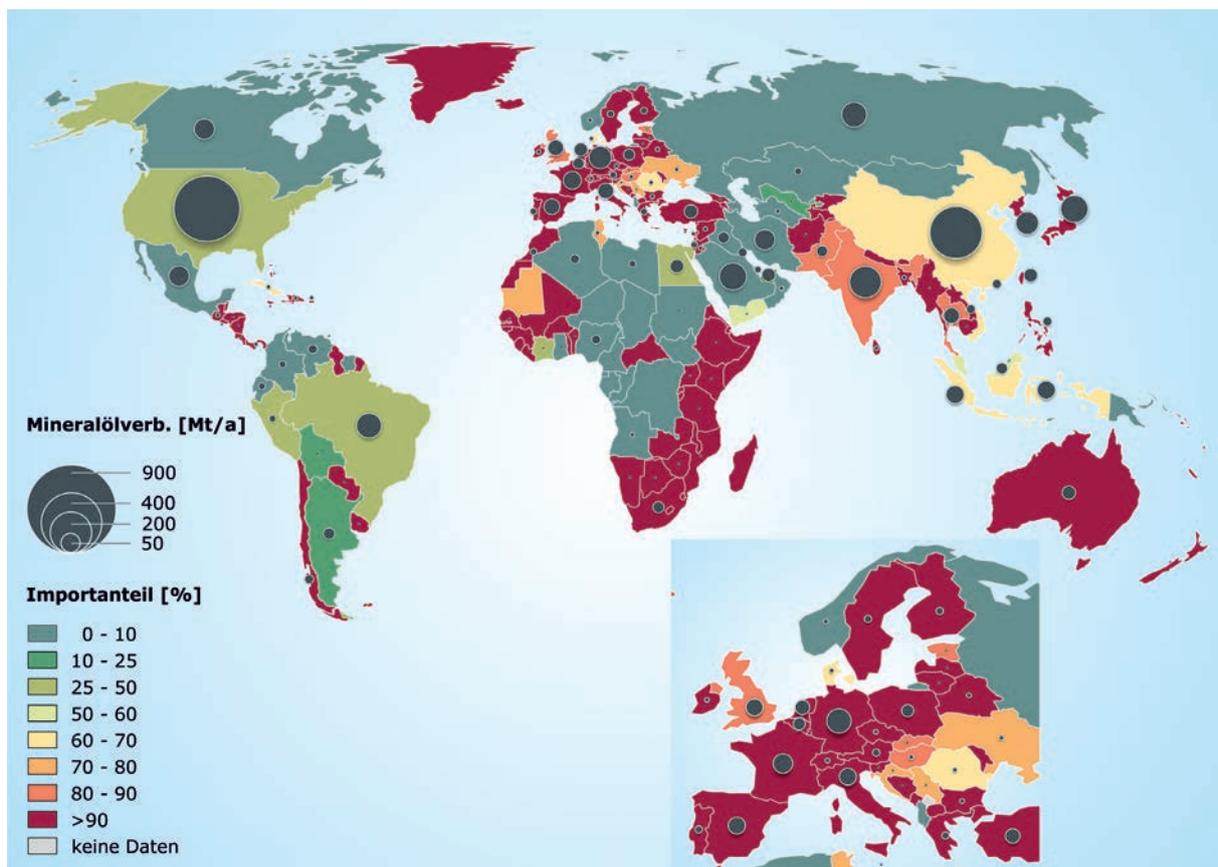


Abbildung 3-6: Importabhängigkeit und Mineralölverbrauch der Länder weltweit.

strategische Rohöl- und Mineralölproduktreserven gepuffert werden. Um den eigenen Bedarf zu decken, ist Europa daher auf einen störungsfreien weltweiten Erdölhandel angewiesen. Die USA sind trotz der erheblichen Fördersteigerungen innerhalb des letzten Jahrzehnts der zweitgrößte Erdölimporteur der Welt. In der Nachbarschaft von Kanada, Mexiko und Venezuela als bedeutende Erdölexporteure mit erheblichen Erdöl-Ressourcen sind die USA in einer geografisch vorteilhaften Lage. Die dritte Großregion mit einer besonders hohen Importabhängigkeit ist Ostasien zusammen mit dem indischen Subkontinent. Insbesondere die wirtschaftsstarken bzw. bevölkerungsreichen Länder Japan, Südkorea, China, Indien und Pakistan weisen einen seit Jahrzehnten rasant wachsenden Erdölbedarf auf. Der Nahe Osten ist schon heute die mit Abstand wichtigste Lieferregion dieser Länder und wird in den kommenden Jahren eine immer bedeutendere Rolle für die Versorgung dieser Region mit flüssigen Kohlenwasserstoffen spielen.

Die Länder mit einem hohen Mineralölverbrauch und einer hohen Importabhängigkeit würden bei Förderverknappungen besonders betroffen sein.

Flüssige Kohlenwasserstoffe können durch Erdgas- und Kohleverflüssigungsverfahren auch synthetisch hergestellt werden. Ihr Anteil an der weltweiten Produktion flüssiger Kohlenwasserstoffe beträgt zurzeit lediglich rund 1 % (IEA 2018b). Obgleich die Rohstoffbasis insbesondere bei Kohle wesentlich größer als beim Erdöl ist, wird der Anteil mittelfristig aufgrund der Diskussion um die CO₂-Problematik sowie den benötigten großen Investitionen in die Verflüssigungsanlagen voraussichtlich nicht wesentlich steigen. Die führenden Länder bei der Herstellung synthetischer flüssiger Kohlenwasserstoffe aus Kohle sind Südafrika und China, aus Erdgas sind dies Katar und Malaysia.

3.3 Erdgas

Bezogen auf seinen Anteil am globalen Primärenergieverbrauch blieb Erdgas hinter Erdöl und Kohle dritt wichtigster Energieträger. Erdgas ist der fossile Energieträger mit den geringsten spezifischen CO₂-Emissionen. Daher wird die Erdgasnutzung als flexible Brückentechnologie im Übergang zur erneuerbaren Energieversorgung angesehen. Nach dem geringfügigen Anstieg des Vorjahres um knapp 1,4 % erhöhte sich der weltweite Erdgasverbrauch 2017 um rund 3 %.

Die globalen Erdgasressourcen belaufen sich auf rund 628 Bill. m³ (Vorjahr 643 Bill. m³). Hierin sind die konventionellen Erdgasressourcen sowie Schiefergas, Tight Gas und CBM einbezogen (Tab. A-16 im Anhang). Weltweit dominieren Erdgasressourcen in konventionellen Vorkommen mit rund 312 Bill. m³, gefolgt von Schiefergasressourcen mit 203 Bill. m³, Tight Gas mit 61 Bill. m³ und CBM mit 51 Bill. m³.

Die mit Abstand größten Erdgasressourcen werden für die Russische Föderation ausgewiesen, gefolgt von China, den USA, Kanada und Australien (Tab. A-16 im Anhang). Auch wenn nur die konventionellen Erdgasressourcen der Welt betrachtet werden, hat die Russische Föderation die umfangreichsten Vorkommen, gefolgt von den USA, China und Saudi-Arabien (Abb. 3-7). In der Rangfolge und der Größenordnung der Erdgasressourcen hat es gegenüber dem Vorjahr keine wesentlichen Veränderungen gegeben. Der geringfügige Rückgang von etwa 15 Bill. m³ gegenüber dem Vorjahr beruht auf Neubewertungen der Ressourcen insbesondere in Australien und den Niederlanden, sowie der Überführung von Ressourcen in Reserven.

Erhebliche Erdgaspotenziale bestehen darüber hinaus in Gashydrat-Vorkommen. Gashydrate sind eisähnliche Verbindungen von Wasser und überwiegend Methan, die unter bestimmten Druck- und Temperaturverhältnissen stabil sind. Schätzungen der globalen technisch förderbaren Ressourcen liegen in einer Größenordnung von 180 Bill. m³ bis 300 Bill. m³. Diese Angaben sind allerdings noch wenig belastbar. Zahlreiche Länder erforschen und erproben die Erschließung und Nutzung von Gashydrat-Vorkommen seit Jahren und erste Anwendungen zeichnen sich ab. So ist es etwa China 2017 gelungen, im Südchinesischen Meer während eines 60-tägigen Testbetriebes mehr als 300.000 m³ Erdgas mit einem hohen Reinheitsgrad aus Gashydrat in einer Wassertiefe von rund 1.230 m zu fördern. Eine kommerzielle Erschließung und Förderung von Erdgas aus Gashydrat-Vorkommen steht aber weiterhin aus.

Die globalen Erdgasreserven haben sich im Vergleich zum Vorjahr leicht erhöht und belaufen sich Ende 2017 auf 199 Bill. m³ (Vorjahr 197 Bill. m³) (Abb. 3-7). Unter Berücksichtigung der Jahresförderung 2017 in Höhe von rund 3.782 Mrd. m³ zeigt sich, dass die Förderung insgesamt durch Reserven-Zugewinne mehr als ausgeglichen werden konnte.

Im globalen Maßstab liegt der Anteil der Erdgasreserven in konventionellen Vorkommen bei über 95 %; nicht-konventionelle Erdgasreserven in Schiefergas- und CBM-Vorkommen hingegen machen nur einen geringen Anteil der weltweiten Reserven aus (Tab. A-17 im Anhang). Tight Gas Reserven werden in aller Regel nicht separat, sondern mit den konventionellen Reserven ausgewiesen. Sie können einen erheblichen Anteil ausmachen, in den USA z. B. wird ihr Anteil in der Größenordnung von 20 % der Erdgasreserven angenommen. Signifikante Schiefergasreserven werden derzeit nur für die USA ausgewiesen und machen dort mittlerweile mit über 65 % an den Gesamtreserven den weitaus größten Anteil aus. Die Schiefergasreserven lagen dort Ende 2016 bei fast 6 Bill. m³, ein deutlicher Zuwachs um fast 1 Bill. m³ gegenüber dem Vorjahr.

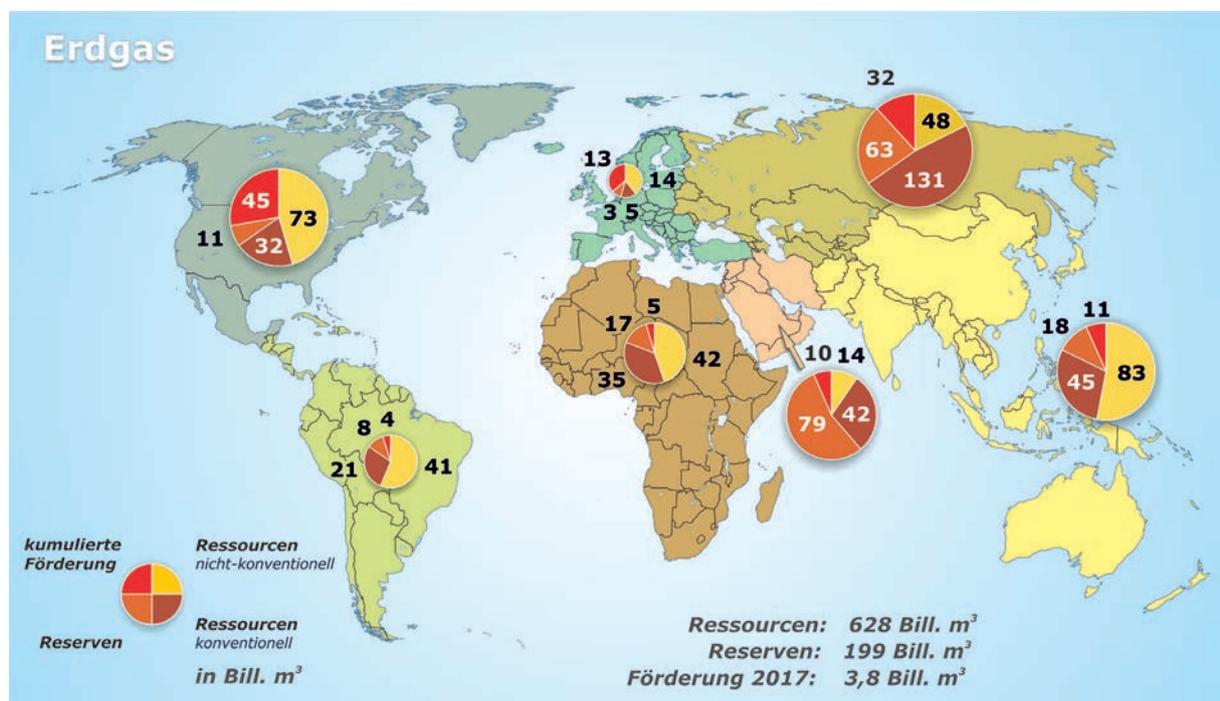


Abbildung 3-7: Gesamtpotenzial Erdgas 2017 (ohne Aquifergas und Gashydrat): Regionale Verteilung.

Etwa die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven (knapp 53 %) sind in der Russischen Föderation, im Iran und in Katar konzentriert (Tab. A-17 im Anhang) und befinden sich nahezu ausschließlich in konventionellen Vorkommen. Knapp 80 % 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 Mega-Giant enthielt Schätzungen zufolge ursprünglich fast doppelt so viel förderbares Erdgas wie das zweitgrößte Erdgasfeld der Welt, Galkynysh im Osten Turkmenistans (Tab. 2). 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 (Tab. 2). Aufgrund der gegenwärtig relativ moderaten Förderung und der noch vorhandenen, riesigen verbleibenden Reserven wird North Dome/South Pars (Katar/Iran) auch in Zukunft von großer wirtschaftlicher und geostrategischer Bedeutung sein.

Die globale Erdgasförderung 2017 erhöhte sich deutlich um 4,8 % auf rund 3.782 Mrd. m³ (Vorjahr 3.608 Mrd. m³). Regional betrachtet kamen die größten prozentualen Förderzuwächse aus Afrika (10 %), Austral-Asien (8 %) und der GUS (7 %). In Afrika sind Förderzuwächse vor allem in Ägypten, sowie untergeordnet in Nigeria und Algerien zu verzeichnen. In Austral-Asien und der GUS ist die Förderung vor allem in Australien, Iran, Kanada, China und der Russischen Föderation angestiegen. In der Europäischen Union blieb die Förderung im Vergleich zum Vorjahr auf gleichem Niveau.

Die USA blieben vor der Russischen Föderation und gefolgt vom Iran weltgrößter Erdgasproduzent (Tab. A-18 im Anhang) und konnten nahezu ihren gesamten Erdgasverbrauch aus eigener Förderung decken. Der Schiefergasanteil an der US-amerikanischen Gesamtförderung stieg weiterhin und betrug im Jahr 2017 62 % (EIA 2018c). Neben den USA gab es nur in Kanada, China und Argentinien eine kommerzielle Schiefergasförderung, allerdings auf erheblich niedrigerem Niveau als in den USA.

Die Russische Föderation und die USA produzierten 2017 zusammen rund 1,4 Bill. m³. Dies entspricht rund 38 % der globalen Erdgasförderung.

Der weltweite Erdgasverbrauch stieg um drei Prozent gegenüber dem Vorjahr an. Dabei verzeichneten die meisten Regionen der Welt eine Zunahme um 2 % bis 6 %, einzig in Nordamerika, vor allem in Kanada, nahm der Erdgasverbrauch um knapp 3 % ab. Die USA bleiben mit 767 Mrd. m³ Erdgas aber größter Verbraucher weltweit, gefolgt von der Russischen Föderation und China (Tab. A-19 im Anhang).

In der EU setzte sich das starke Wachstum des Erdgasverbrauches, wie schon im Vorjahr mit einem Plus von 6 % weiter fort. Deutliche Zunahmen von 13 % verzeichneten auch China und Iran.

Tabelle 2: Die größten Erdgasfelder der Welt (1 bis 5) und ausgewählte Beispiele aus verschiedenen Ländern

Feldesname	Land	Lokation	Fundjahr	Initiale Reserven* [Mrd. m ³]	Verbleibende Reserven* [Mrd. m ³]	Jahresförderung** [Mrd. m ³]
1 North Dome South Pars	Katar Iran	Persischer Golf – Offshore	1971 1990	38.000	35.800	255
2 Galkynysh	Turkmenistan	Onshore	1970 2006	21.000	20.500	40
3 Urengoy	Russische Föderation	Westsibirien – Onshore	1966	9.500	2.500	77
4 Yamburg	Russische Föderation	Westsibirien – onshore	1969	6.200	1.500	60
5 Shtokman	Russische Föderation	Barentssee - Offshore	1988	3.800	3.800	–
Hassi R'Mel	Algerien	Großer Erg – Onshore	1956	2.800	< 500	50
Groningen	Niederlande	Onshore	1959	2.800	600	22
Troll	Norwegen	Nordsee – Offshore	1979	1.625	823	36
Zohr	Ägypten	Östl. Mittelmeer – Offshore	2015	700	700	–
Leviathan	Israel	Östl. Mittelmeer – Offshore	2010	538	538	–
Aphrodite	Zypern	Östl. Mittelmeer – Offshore	2011	125	125	–
Calypso	Zypern	Östl. Mittelmeer – Offshore	2017	100	100	–
Coral (Area 4)	Mosambik	Westl. Indischer Ozean – Offshore	2011	2.123	2.123	–
Snøhvit	Norwegen	Barentssee – Offshore	1984	224	182	6
Salzwedel	Deutschland	Sachsen-Anhalt Onshore	1968	200	2	0,4

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

In 2017 wurden rund 1.205 Mrd. m³ Erdgas und damit 30 % des weltweiten geförderten Erdgases (3.782 Mrd. m³) grenzüberschreitend gehandelt. Weltweit nahmen die Erdgasimporte dabei um 10 % zu. Die meisten Regionen der Welt importierten deutlich mehr Erdgas als im Vorjahr, nur Lateinamerika und die GUS verzeichnen mit minus 10 % und minus 16 % deutliche Rückgänge. Europa war für rund 46 % der globalen Erdgasimporte verantwortlich. Der Anteil Deutschlands steigerte sich nochmals gegenüber dem Vorjahr und macht mit 126 Mrd. m³ fast ein Viertel der gesamten europäischen Einfuhren aus. Damit stand Deutschland 2017 im globalen Maßstab wiederum an erster Stelle der Erdgas-Importeure. Davon wurden 25,6 Mrd. m³ Erdgas in andere Länder durchgeleitet. Deutschland gehörte bei einem Verbrauch von rund 106 Mrd. m³ (Vorjahr rund 102 Mrd. m³) mit zu den größten Konsumenten in der Welt (Tab. A-19).

Gleichzeitig verfügt Deutschland auch im Weltmaßstab über bedeutende Erdgas – Speicherkapazitäten. Ende 2017 betrug das maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen dieser Speicher rund 24 Mrd. m³ (LBEG 2017), was etwa einem Viertel des jährlichen Verbrauches entspricht.

Während Deutschland sein Erdgas ausschließlich über Pipelines einführt, kann Japan als zweitgrößter Erdgasimporteur der Welt sein Erdgas nur in verflüssigter Form (LNG) importieren. Die im Vorjahr an dritter Stelle stehenden USA wurden trotz einer leichten Steigerung der Importe durch China als drittgrößter Erdgasimporteur abgelöst. China hatte eine beachtliche Steigerung der Importe um 23 % (von 23,5 Mrd. m³ auf 94,6 Mrd. m³) zu verzeichnen. Sofern diese Steigerungsraten anhalten, wird China in den nächsten Jahren zum größten Erdgasimporteur der Welt aufsteigen.

Als LNG (Flüssigerdgas; Abkürzung LNG für Englisch „liquefied natural gas“) wird durch Abkühlung auf minus 160 °C verflüssigtes aufbereitetes Erdgas bezeichnet, das hierdurch auch nicht-pipelinegebunden transportierbar ist.

Der weltweite Handel mit LNG legte mit knapp 10 % (gegenüber 6,5 % in 2016) (GIIGNL 2018) nochmals mehr zu als der bei den leitungsgebundenen Transporten und macht 2017 rund 33 % des Erdgashandels aus (IEA 2018d). Es stehen jetzt 40 LNG-Importnationen 19 LNG-exportierenden Ländern gegenüber. Mit jeweils zwei neue Verflüssigungsanlagen in Australien und in den USA, einer in der Russischen Föderation sowie einer schwimmenden Anlage in Malaysia gingen in 2017 sechs neue Verflüssigungsanlagen in Betrieb.

Der größte Anteil von LNG wurde dabei nach Asien geliefert. Bei LNG-Importen hat China (54 Mrd. m³) Südkorea (52 Mrd. m³) überholt und liegt nach Japan (116 Mrd. m³), auf dem zweiten Platz (GIIGNL 2018), obwohl LNG-Importe nach China erst in 2011 begannen .

2017 war erneut Katar mit einem leicht gesunkenen Exportvolumen von 107 Mrd. m³ der weltweit größte LNG-Exporteur (26,7 % Anteil). Australien folgte mit 77 Mrd. m³ und einem Anteil von 19,2 %. An dritter Stelle lag Malaysia und lieferte rund 37 Mrd. m³ LNG (GIIGNL 2018). Die größten Zunahmen beim Export verzeichneten wiederum Australien (16 Mrd. m³; 27 % Zunahme) und die USA (13 Mrd. m³; 330 % Zunahme) (IEA 2018d).

Einhergehend mit dem Preisanstieg beim Erdöl stiegen im Jahr 2017 ebenfalls die Erdgaspreise wieder an. In den USA war Erdgas aufgrund der reichlich zur Verfügung stehenden Mengen auch weiterhin vergleichsweise günstig. Der Jahresdurchschnittspreis (Henry Hub Spotpreis) lag dort bei 2,96 USD/Mio. Btu (Vorjahr 2,46 USD/Mio. Btu). Die Preise für LNG-Importe nach Japan erhöhten sich um durchschnittlich 1,16 USD/Mio. Btu auf 8,10 USD/Mio. Btu. In Deutschland kostete Erdgas bei der Einfuhr im Schnitt 5,62 USD/Mio. Btu und damit rund 14 % mehr als im Vorjahr (BP 2018).

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

Trotz aller Anstrengungen zum Ausbau von erneuerbaren Energien und zum Klimaschutz wird global immer noch in großem Umfang Kohle genutzt. Mit einem Anteil von 27,6 % am globalen PEV war Kohle im Jahr 2017 hinter Erdöl der zweitwichtigste Energieträger (BP 2018). Zu der weltweiten Stromerzeugung trug Kohle in 2016 mit einem Anteil von 38,3 % bei und damit mehr als jeder andere Energieträger (IEA 2018e). Unter den fossilen Energierohstoffen ist Kohle sowohl der fossile Energieträger mit den höchsten spezifischen CO₂-Emissionen als auch der Energierohstoff mit den bei weitem größten globalen Reserven und Ressourcen.

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 Koks- und Kraftwerkskohle unterschieden. Aufgrund des vergleichsweise hohen Energiegehalts ist Hartkohle wirtschaftlich 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) erhöhten sich nur geringfügig gegenüber dem Vorjahr. Ende 2017 waren weltweit Kohlenreserven in Höhe von 1.055 Gt nachgewiesen, die sich auf 734,9 Gt Hartkohle und 319,9 Gt Weichbraunkohle verteilten. Es ergeben sich bei den Reserven gegenüber 2016 (BGR 2017) insbesondere Veränderungen bei den Hartkohlenreserven (plus 2,2 %), die primär auf Explorationsaktivitäten und Neubewertungen von Vorräten in Indonesien (ESDM 2018), aber auch Australien, Indien, und China zurückzuführen sind.

Die Welt-Kohlenförderung nahm 2017 leicht zu und belief sich auf rund 7.566 Mt. Dies entspricht einer Erhöhung von 3,5 % gegenüber dem Vorjahr. Davon entfielen 6.529 Mt (plus 3,9 %) auf Hartkohle und die restlichen 1.037 Mt (plus 1,4 %) auf Weichbraunkohle.

Im Gegensatz zu konventionellen Erdöl- und Erdgaslagerstätten 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 7.542 Gt, gefolgt von Nordamerika mit 6.872 Gt und der GUS mit rund 3.003 Gt. Über die weltweit größten Hartkohlenreserven verfügen die USA mit 220 Gt (30 % Weltanteil). Die VR China folgt mit rund 131 Gt (17,8 %) vor Indien mit rund 96 Gt (13,1 %). Danach folgen Australien (9,7%), die Russische Föderation (9,5 %), und die Ukraine (4,4 %). Die bis Ende 2018 subventioniert förderbaren Mengen (Reserven) Deutschlands betragen rund 3 Mt Hartkohle. Bei den Ressourcen verfügen allein die USA mit 6.459 Gt über 36,5 % der weltweiten Hartkohlenressourcen, gefolgt von China (30,1 %) und der Russischen Föderation (15 %).

Die drei größten Hartkohlenförderer in 2017 waren China mit einem Anteil von 49,6 % (3.236 Mt), Indien (10,4 %) und die USA (9,8 %). Alle drei Länder weiteten 2017 ihre Förderung aus, wobei die USA einen Zuwachs von 7,5 % zu verzeichnen hatten, gefolgt von China (plus 4,3 %) und Indien (plus 3,4 %). Auf die Europäische Union (EU-28) entfiel mit 80 Mt – und damit rund 7 Mt weniger als im Vorjahr – ein Anteil von 1,2 % an der globalen Hartkohlenförderung.

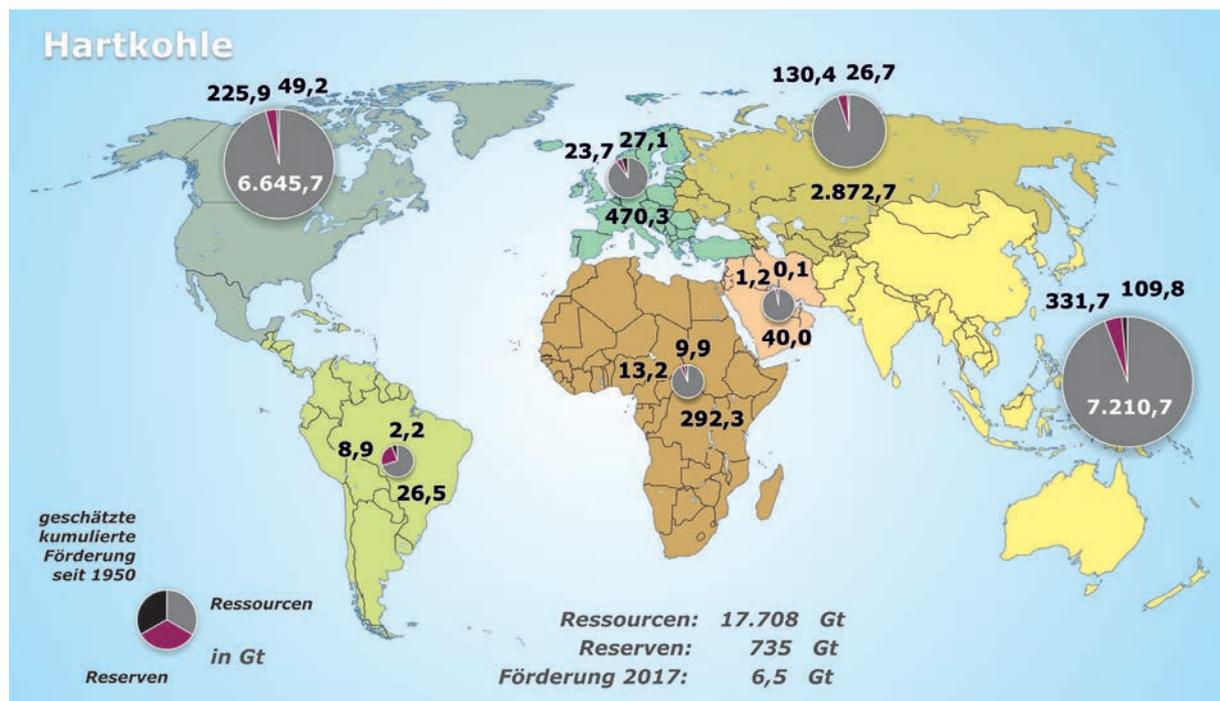


Abbildung 3-9: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Hartkohle 2017 (18.443 Gt).

Mit rund 1.350 Mt wurde 2017 rund 21 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon 1.145 Mt seewärtig (VdKi 2018a). Damit erhöhte sich das weltweite Handelsvolumen von Hartkohle gegenüber dem Vorjahr um 4,7 %. Indonesien dominierte den Hartkohlenweltmarkt (Abb. 3-10) mit Exporten in Höhe von 389,5 Mt (28,9 %), gefolgt von Australien (27,7 %) und der Russischen Föderation (13,8 %).

Die höchsten Hartkohlenimporte verzeichneten China, Indien und Japan mit einem Volumen von zusammen rund 672 Mt (49,2 %). China erhöhte 2017 seine Importe gegenüber dem Vorjahr (256 Mt) um rund 6 % auf 271 Mt. Damit entfiel 2017 rund ein Fünftel der globalen Hartkohlenimporte auf China. Auch Indien und Japan erhöhten 2017 ihre Importe auf rund 208 Mt (plus 9,1 %) bzw. rund 193 Mt (plus 1,6 %). Wie schon in den Vorjahren dominiert Asien den globalen Hartkohlenimportmarkt mit einem Anteil von derzeit rund 74 %. Mit 171 Mt – und damit rund 7 Mt bzw. 4 % mehr als im Vorjahr – entfiel nur noch ein Achtel der weltweiten Hartkohlenimporte auf die Europäische Union (EU-28), die damit 2017 rund 70 % ihres Hartkohlenbedarfs deckte.

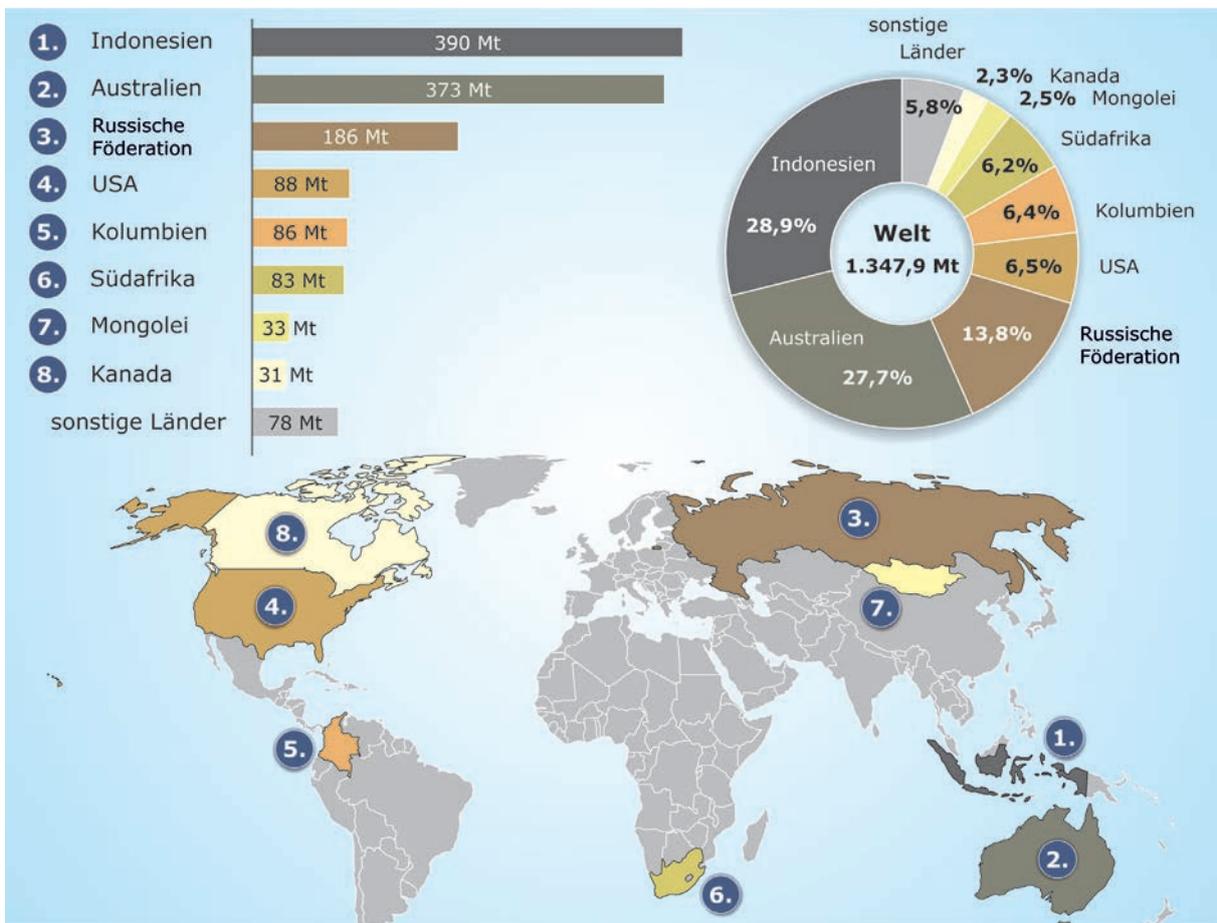


Abbildung 3-10: Die größten Hartkohlenexporteure 2017 (> 30 Mt/a).

Die nordwesteuropäischen jahresdurchschnittlichen Spotpreise für Kraftwerkskohlen (Häfen Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen; cif ARA) erhöhten sich signifikant von 68,53 USD/t SKE im Jahr 2016 um rund 30 USD/t SKE (plus 43,6 %) auf 98,38 USD/t SKE im Jahr 2017. Getrieben vor allem durch die hohen Preise im asiatischen (chinesischen) Kohlenmarkt stiegen dabei die Preise bis auf rund 111 USD/t SKE im November 2017. Die Preise blieben auch bis in den Herbst 2018 auf einem vergleichbar hohen Preisniveau, wobei sie im Oktober 2018 sogar bis auf rund 118 USD/t SKE stiegen (Abb. 3-11) (VDKI 2018b). Ein vergleichbar hohes Preisniveau wurde zuletzt im Februar 2012 verzeichnet.

Die Koks kohlenpreise, deren fünfjähriger Rückgang bereits im Sommer 2016 ein Ende fand, blieben auch 2017 und 2018 sehr volatil (Abb. 3-11). Die jahresdurchschnittlichen Spotpreise für qualitativ hochwertige australische Koks kohle verdoppelten sich von rund 92 USD/t im Jahr 2015 auf rund 189 USD/t im Jahr 2017. Zu Beginn des Jahres 2017 stieg der Spotpreis für hochqualitative australische Koks kohle aufgrund von Produktions- und Transportausfällen in Folge des Zyklons Debbie in Australien bis auf 290 USD/t (Tagespreis Mitte April 2017) an. Bis zum Sommerbeginn 2017 fiel der Preis dann wieder bis auf knapp unter 150 USD/t. Aufgrund von Angebotsverknappung australischer Koks kohle erhöhte sich der Preis anschließend nahezu kontinuierlich bis auf rund 240 USD/t im Januar 2018, verringerte sich aber bis zum Spätsommer 2018 wieder auf rund 180 USD/t. Im Herbst 2018 erreichte der Spotpreis für hochqualitative australische Koks kohle nachfragebedingt ein Preisniveau von 227 USD/t (Tagespreis Anfang November 2018) (IHS Markt 2018a).

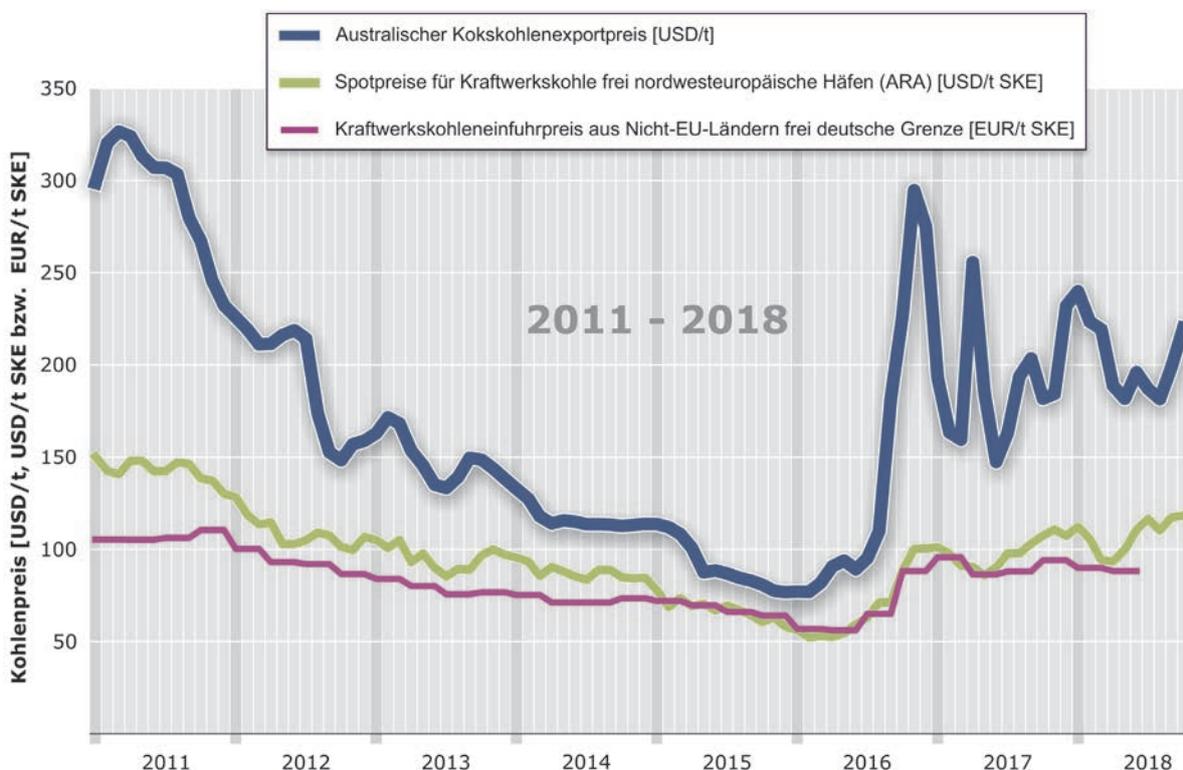


Abbildung 3-11: Entwicklung der australischen Exportpreise für Koks kohlen (prime hard coking coals) sowie der nordwesteuropäischen und deutschen Kraftwerkskohleneinfuhrpreise von Januar 2011 bis Oktober 2018 (BAFA 2018c, IHS Markt 2018a, VDKI 2018b).

Mit Blick auf den seit zwei Jahren wieder ansteigenden globalen Bedarf sowohl an Kraftwerks- als auch Kokscohlen einerseits und den vergleichsweise geringen Investitionen in Exploration und Neuaufschlüsse von Kohlenprojekten andererseits, dürfte sich das Preisniveau und die hohe Preisvolatilität auch kurzfristig kaum signifikant ändern. Großen Einfluss auf die Preise könnte allerdings eine weitere Ausweitung des Handelskonfliktes zwischen den USA sowie China und eine daraus möglicherweise resultierende globale Rezession haben.

Mit dem Anstieg der Weltmarktpreise für Kohle ab dem Sommer 2016 hat der globale (exportorientierte) Kohlesektor wieder zugelegt. Bedingt durch den gesunkenen Bedarf im Zeitraum von 2013 bis 2016 verringerte sich die globale Hartkohlenförderung von 6,98 Gt auf 6,28 Gt. Diese Verringerung um rund 700 Mt entspricht nahezu dem dreifachen Hartkohle-Jahresbedarf (2017) aller EU-28-Länder. Im Jahr 2017 verzeichnete die globale Hartkohlenförderung einen Zuwachs von 3,9 % auf rund 6,53 Gt. Dieser Trend setzt sich auch 2018 fort, wobei nach vorläufigen Schätzungen mit einem Zuwachs von rund 3 % auf 6,72 Gt gerechnet werden kann. Während auf die Region Austral-Asien mit den großen Kohlenförderländern China, Indien, Indonesien und Australien wie auch in den Vorjahren mehr als drei Viertel der globalen Hartkohlenförderung entfallen dürften, beläuft sich der europäische Anteil nur noch auf etwas mehr als ein Prozent (Abb. 3-12).

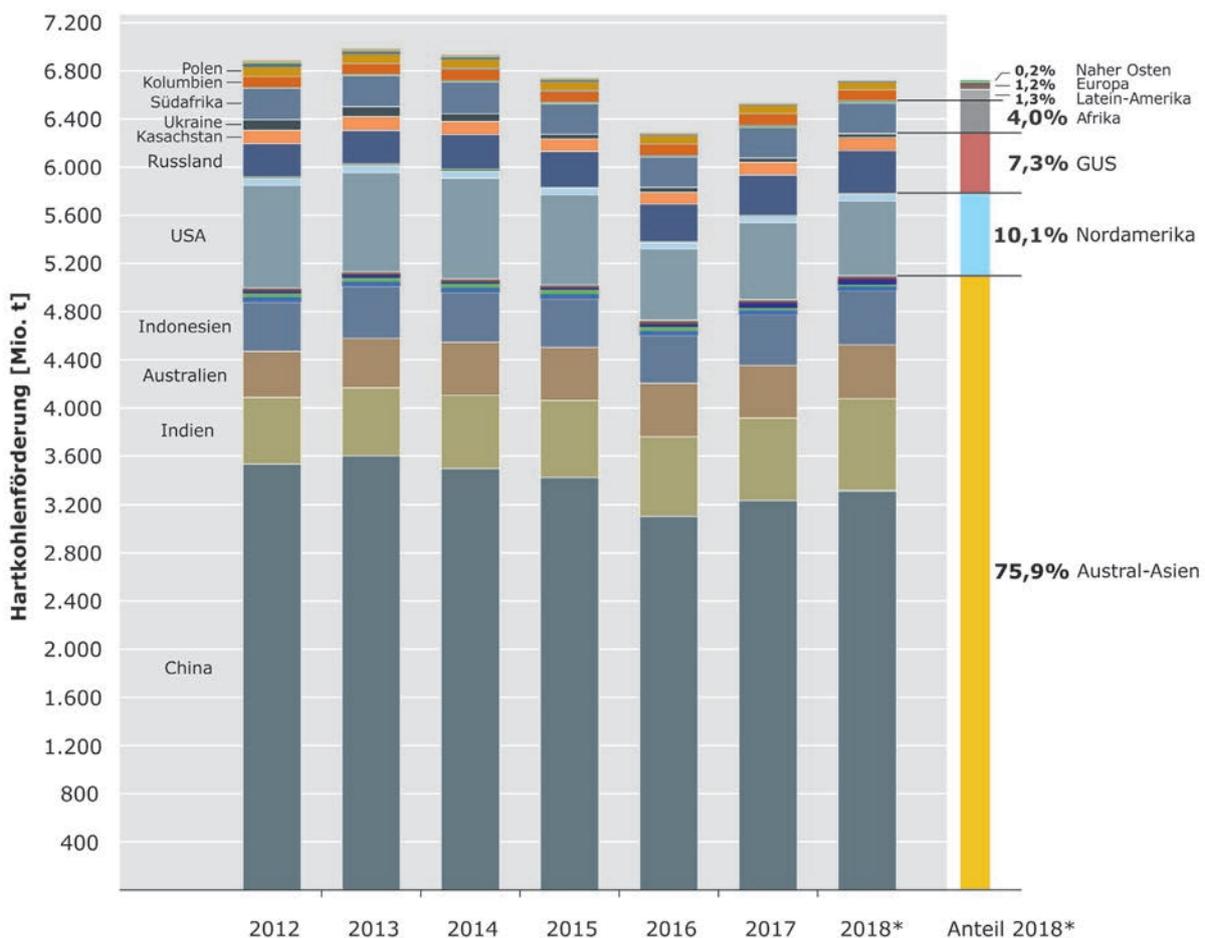


Abbildung 3-12: Entwicklung der globalen Hartkohlenförderung seit 2012 (Schätzung für 2018).

Während sich die Hartkohlenförderung der USA von 2008 bis 2016 von fast 1 Gt um 400 Mt auf rund 594 Mt verringerte, verzeichnete sie 2017 einen Zuwachs von 7,5 % auf 639 Mt. Allerdings gingen von dem Produktionszuwachs in Höhe von rund 45 Mt gegenüber dem Vorjahr fast drei Viertel in den Export und ist somit kaum einem höheren US-Kohlenverbrauch geschuldet. Vielmehr steigerte die als sogenannter Swing Supplier bekannte US-Kohleindustrie parallel zu den gestiegenen Kohlenweltmarktpreisen (Abb. 3-11) ihre Kohlenexporte gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 61 % auf rund 88 Mt. Aufgrund des Produktionszuwachses nahm auch die Anzahl der Beschäftigten im Kohlensektor wieder geringfügig um 2,4 % auf rund 53.000 zu, obwohl sich die Anzahl der US-amerikanischen Kohlengruben nochmals von 710 (2016) auf 680 (2017) verringerte (EIA 2018d). Die vorläufigen Schätzungen für 2018 deuten wieder auf eine Verringerung der US-amerikanischen Kohlenförderung in der Größenordnung von voraussichtlich rund 3 % gegenüber 2017 hin (EIA 2018e). Dies ist vor allem auf die stetig verringerte Nutzung von Kohle in der Stromerzeugung zurückzuführen, die in zunehmendem Maße durch Erdgas und auch erneuerbare Energien ersetzt wird (EIA 2018f). Der Grund dafür sind aber neben dem vorhandenen Angebot an preisgünstigem Erdgas sowie einem wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien auch die Schließung einer Vielzahl von Kohlekraftwerken in den vergangenen Jahren (EIA 2018g). So wurden im Zeitraum von Januar 2015 bis August 2018 Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von rund 43,8 GW (EIA 2018h) vor allem aus betriebswirtschaftlichen Gründen und/oder aufgrund verschärfter Umweltauflagen (EPA 2016) stillgelegt. Somit wurde in den USA in rund dreieinhalb Jahren der Kohlekraftwerkspark um nahezu die gleiche Kapazität reduziert, die im November 2018 mit 40,8 GW (davon 21,9 GW Steinkohle- und 18,9 GW Braunkohlekraftwerkskapazitäten, BNetzA 2018b) in Deutschland am Strommarkt aktiv waren.

China erhöhte 2017 erstmals nach drei Jahren wieder seine Hartkohlenförderung um rund 4 % gegenüber dem Vorjahr. Zudem treibt das Land 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. Damit einher geht der Abbau von Überkapazitäten, der sich 2016 in der Verringerung von 290 Mt und 2017 um weitere 183 Mt an Produktionskapazitäten niederschlug. Für 2018 ist die Stilllegung von weiteren 150 Mt an Produktionskapazitäten geplant und bis Ende 2020 sollen dann gemäß dem 2016 formulierten Fünfjahresziel der chinesischen Regierung insgesamt 800 Mt an veralteten und unproduktiven Gruben geschlossen sein (IHS Markit 2018b). Bis Ende 2020 sollen zudem auch die Überkapazitäten im chinesischen Stahlsektor reduziert und dazu Stahlproduktionskapazitäten in Höhe von 100 Mt bis 150 Mt geschlossen werden (Staatsrat der Volksrepublik China 2016). Bis zum Frühjahr 2018 wurden davon bereits 120 Mt stillgelegt und das obere anvisierte 150 Mt-Ziel könnte bereits Ende 2018 - und somit zwei Jahre früher als geplant - erreicht sein (Reuters 2018a). Von dem staatlich verordneten Abbau der Überkapazitäten im Kohle- und Stahlsektor waren 2016 rund 726.000 Arbeitnehmer und bis 2020 noch schätzungsweise weitere rund 1 Mio. Arbeitnehmer betroffen sein. Für diese Arbeiter hat China einen Sonderfond in Höhe von 15 Mrd. USD aufgelegt. Allein im Jahr 2017 wurden aus diesem Sonderfond 3,43 Mrd. USD für die Wiedereingliederung von 377.000 Arbeitnehmern zur Verfügung gestellt (Fenwei Energy Information Services 2018a).

Trotz der aktuellen Stilllegungen befinden sich neue, moderne Kohlenbergwerke in der Planung sowie im Bau. Auch bestehende Gruben werden modernisiert und deren Produktionskapazitäten ausgebaut. Laut Angaben der chinesischen National Energy Administration (NEA) belief sich Ende Juni 2018 die chinesische Produktionskapazität auf 3,5 Gt/a. Zusätzlich seien noch Gruben mit fast

1 Gt an Kohleförderkapazitäten im Bau bzw. in der Modernisierungsphase. Insbesondere auf die Inbetriebnahme von hochmodernen Kohlenbergwerken bei gleichzeitig erhöhter Nachfrage nach Kohle im Stromerzeugungssektor ist die Ausweitung von rund 5 % in den ersten drei Quartalen 2018 gegenüber dem Vorjahreszeitraum zurückzuführen (Reuters 2018b, Fenwei Energy Information Services 2018b). Aufgrund der derzeit im Bau befindlichen Gruben wird die Produktionskapazität des chinesischen Kohlensektors bis zum Jahr 2020 voraussichtlich wieder auf eine Kapazität von mehr als 4 Gt/a ansteigen. Daher wird von einigen Marktbeobachtern vermutet, dass China infolge einer höheren heimischen Kohlenförderung seine Importe zumindest an Kraftwerkskohle reduzieren wird. Nach vorläufigen Schätzungen dürften 2018 die chinesischen Kohlenimporte ähnlich hoch wie im Vorjahr (271 Mt) ausfallen (S&P Global Platts 2018a, b, Fenwei Energy Information Services 2018c).

Wie schon in den Vorjahren hat Indien auch 2017 seine Hartkohlenförderung auf rund 681 Mt (plus 3,4 %) erhöht. Auf den großen staatlichen Kohlenproduzenten Coal India Limited (CIL) entfiel dabei im Fiskaljahr 2018 (April 2017 bis März 2018) mit 567,4 Mt der Großteil der gesamtindischen Hartkohlenförderung (CIL 2018a), wobei das CIL-Produktionsziel von 600 Mt verfehlt wurde. Die CIL-Förderung erfolgte aus insgesamt 369 Gruben, davon 177 Tagebaue, 174 Tiefbaue und 18 Tagebau-/Tiefbaukomplexen, wobei mit 536 Mt der überwiegende Teil der Förderung aus den Tagebauen stammte (CIL 2018b). In den ersten sieben Monaten des Fiskaljahres 2019 (April 2018 bis Oktober 2018) erhöhte sich die indische Kohlenförderung nochmals signifikant um 10,4 % auf 370,3 Mt. CIL hat in diesem Zeitraum seine Förderung um 10,1 % gesteigert und geht daher davon aus, dass das Produktionsziel in Höhe von 652 Mt für das Fiskaljahr 2019 erreicht werden kann (Fenwei Energy Information Services 2018d).

Die von der indischen Regierung im Frühjahr 2015 vorgelegten Pläne zur Steigerung der indischen Kohlenförderung auf 1,5 Gt (Gesamtkohle) im Jahr 2020 (IEA 2015) wurden verschoben. Mit Verweis auf eine Kombination von Faktoren wie verringertes Wachstum, Veränderung des Energiemixes, ökologische Herausforderungen und Probleme beim Landerwerb wurde der Zeitrahmen für die Erreichung des CIL-Förderziels von 1 Gt (CIL 2015) – und somit auch des gesamtindischen Förderziels – auf 2025/2026 verschoben (CIL 2018a).

Die indischen Hartkohlenimporte beliefen sich 2017 auf rund 208 Mt, was einem Zuwachs von rund 9 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Aber wie auch in China könnte die Ausweitung der indischen Hartkohlenförderung zukünftig zu einer Verringerung des Importbedarfs (Kraftwerkskohle) führen (S&P Global Platts 2018a).

Weichbraunkohle

Nordamerika verfügt mit rund 1.519 Gt über das größte verbleibende Potenzial an Weichbraunkohle, gefolgt von Austral-Asien (1.416 Gt) und der GUS (1.389 Gt, inklusive Hartbraunkohle) (Abb. 3-13). Von den 2017 weltweit bekannten 320 Gt an Weichbraunkohlenreserven lagern mit 90,7 Gt (inklusive Hartbraunkohle) mehr als ein Viertel in der Russischen Föderation (28,4 % Weltanteil), gefolgt von Australien (23,9 %), Deutschland (11,3 %), den USA (9,4 %) und der Türkei (3,4 %). 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 37 Förderländern wurden 2017 rund 80 % der globalen Weichbraunkohlenförderung in Höhe von 1.037 Mt erbracht. Die globale Weichbraunkohlenförderung erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr um 1,4 % Deutschland verringerte gegenüber dem Vorjahr die heimische Förderung geringfügig um 0,1 % und war mit einem Anteil von 16,5 % (171 Mt) der größte Weichbraunkohlenproduzent vor China (14 %) und der Russischen Föderation (7,2 %).

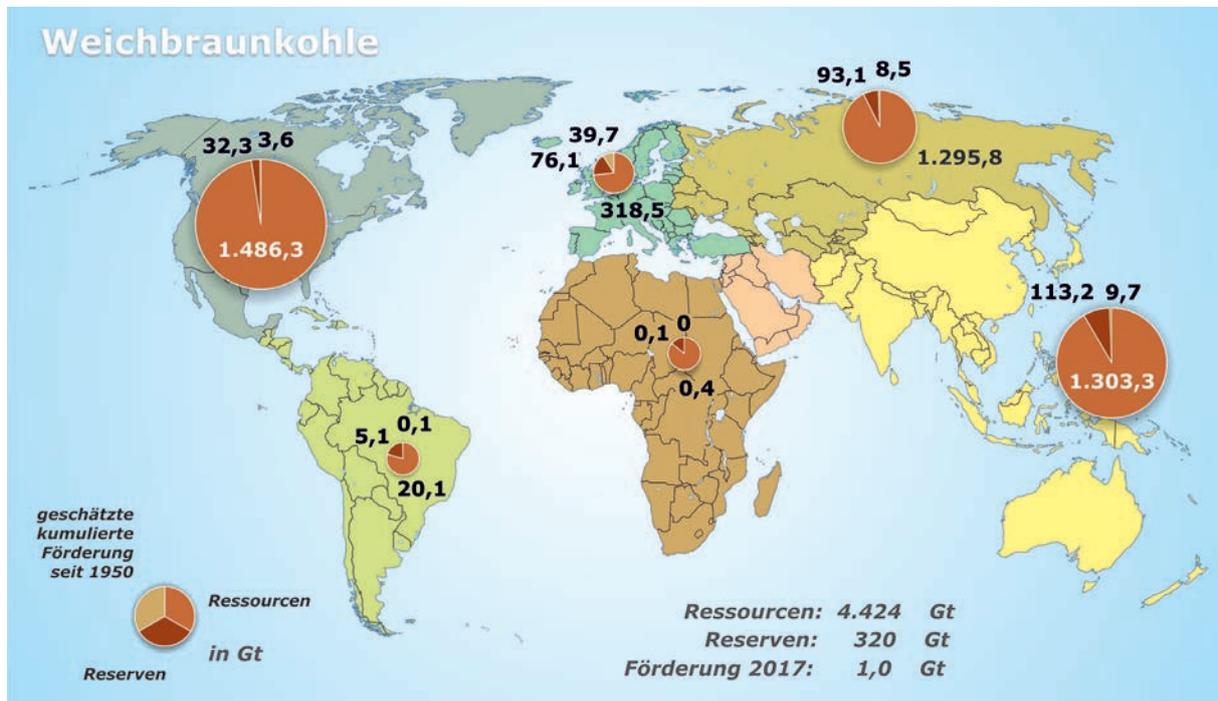


Abbildung 3-13: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Weichbraunkohle 2017 (4.744 Gt).

3.5 Kernbrennstoffe

Uran

Nach dem Beschluss zum Atomausstieg verliert die Kernenergie in Deutschland weiter an Bedeutung. Aus globaler Sicht bleibt Kernenergie ein Energieträger von hoher Relevanz. In Europa wird der Bedarf nach Uran zukünftig voraussichtlich weiter sinken, vor allem in Asien und im Nahen Osten ist mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. Derzeit befinden sich allein in Asien 128 Reaktoren in Betrieb und 40 weitere im Bau. In China wurden 2017 wieder zwei neue Kernreaktoren fertiggestellt und an das nationale Netz angeschlossen. Ebenfalls startete Pakistan den Betrieb seines fünften Reaktors. Mit Bangladesch und der Türkei sind zwei Staaten neu in die Kernenergie eingestiegen. Beide Staaten begannen 2017 mit dem jeweiligen Bau erster Kernkraftwerke. Auch für die Regionen Lateinamerika und Afrika wird ein moderater Anstieg des Uranbedarfs in den kommenden Dekaden erwartet (IAEA 2017a, OECD-NEA/IAEA 2016, WNA 2018a).

Die globalen Uranressourcen³ sind mit 11,7 Mt sehr umfangreich, in ihrer Höhe gegenüber dem Vorjahr aber nahezu unverändert geblieben. Wie in den vergangenen Jahren sind bei Uranressourcenänderungen hauptsächlich einige wenige Länder ausschlaggebend. Infolge der anhaltenden Rezession des Uranmarktes (BGR 2017) blieben die globalen Uranressourcenzuwächse 2017 gering. Aufgrund der Reaktorunfälle in Fukushima 2011 und der damit einhergehenden Abschaltung von 48 Reaktoren in Japan und 8 Reaktoren in Deutschland, fiel der Uranpreis in den letzten Jahren weltweit rapide. Innerhalb eines sehr kurzen Zeitraumes hat sich der Preis für Uran auf dem Spotmarkt nahezu halbiert (Cameco 2018a). Der Uranpreis ist für die Entwicklung neuer Explorations- und Abbauprojekte maßgebend und hat auch einen direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Minen und Projekten. In vielen Explorationsprojekten wurden Investitionen gestoppt oder reduziert. Die Zahl der ruhenden oder verzögert fortgeführten Projekte steigt seit Jahren und hat direkt Auswirkungen auf Neubewertungen von Ressourcen in vielen Ländern.

Abgesehen von erneuten meldebedingten Reduzierungen der US-amerikanischen Ressourcen (BGR 2017), gab es 2017 erwähnenswerte Zuwächse in Kanada. Hier sind auf Grund von Explorationsbemühungen und Re-Evaluierungen der letzten Jahre Neubewertungen erfolgt. Minderungen von Ressourcen ergaben sich durch Überführung von Ressourcen in Reserven hauptsächlich in Kasachstan. 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 2017 weiterhin über dem Marktpreis. Als drittgrößtes Uranförderland der Welt gewinnt Australien 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 Gewinnungskategorie < 80 USD/kg U als Reserven. Alle Vorräte mit höheren Gewinnungskosten werden im Rahmen dieser Studie als Ressourcen betrachtet, auch wenn diese schon abgebaut werden.

Wie bei den Uranressourcen ergeben sich bei den Uranreserven nahezu keine Änderungen gegenüber dem Vorjahr (plus 1 %; Tab. A-36 im Anhang). Signifikante Erhöhungen der Reserven erfolgten in Kasachstan (plus 5 %), wo Ressourcen durch die Neubewertung in die Kategorie gesicherte Reserven überführt wurden. Produktionsbedingte Minderungen aber auch Neubewertungen führten in Kanada insgesamt zu einer Reduzierung der Reserven, auch wenn die Reserven in der niedrigsten Kostenkategorie (< 40 USD/kg U) gestiegen sind. Ausschlaggebend sind hier Bewertungen des Hauptabbaugebietes für Uran in Kanada. Die kanadischen Minen McArthur River und Cigar Lake im Athabasca-Becken in Nord-Saskatchewan sind die beiden größten produktionsstärksten Gruben der Welt. Im globalen Vergleich weisen diese sehr hohe Urangehalte von bis zu 15 % auf, so dass beim Abbau eine vergleichsweise höhere Uranausbeute erzielt werden kann.

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).

Hinzu kommt der Einsatz eines neuen technischen Abbaufahrens in der Cigar Lake Mine, bei dem in rund 400 m Teufe das Sediment zur mechanischen Stabilisierung um den Erzkörper herum eingefroren wird, um das Uran in-situ vollautomatisiert abzubauen (Cameco 2018b), die die Abbaukosten dort weiter reduzierten. Die weltweiten Uranreserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U belaufen sich auf 1,2 Mt (2016: 1,2 Mt). Rund 93 % der Reserven befinden sich in nur zehn Ländern, angeführt von Kasachstan, gefolgt von Kanada und Südafrika. In diesen drei Ländern befinden sich nach aktuellem Datenstand über die Hälfte der Weltreserven an Uran (Abb. 3-14).

Die globale Uranproduktion ist erstmalig seit einigen Jahren rückläufig. So fiel die Förderung 2017 um rund 2.800 t U auf insgesamt 59.566 t (minus 5 %). Ausschlaggebend hierfür war die als marktregulatorische Maßnahme eingeführte Reduzierung der Förderung in einigen Minen, um dem derzeitigen Uran-Überangebot auf dem Weltmarkt entgegenzuwirken. Zahlreiche Minen reduzierten ihre Produktion oder stellten sie in diesem Jahr zweitweise ganz ein. Darunter auch marktdominierende Minen in Kanada, Kasachstan und Australien. Größte Einzelproduktionsstätte war 2017 erstmalig die kanadische Mine Cigar Lake mit 6.924 t U und einem Marktanteil von 12 %. Sie löste damit die sonst seit Jahren produktionsstärkste Mine McArthur River, Kanada (6.193 t U, 10 %) ab, die auf Grund des derzeitigen Druckes auf den globalen Uranmarkt Kürzungen in der Produktion vornahm. Auch die Minen Tortkuduk und Myunkum, Kasachstan (4.519 t U, 6 %), Olympic Dam, Australien (2.281 t U, 4 %) und Budenovskoye 2, Kasachstan (2.381 t U, 4 %) reduzierten ihre Förderungen in 2017.

Rund 89 % der Weltproduktion wurde von nur sechs Ländern erbracht (Abb. 3-15). Größtes Förderland war erneut Kasachstan. Auf Grund der globalen Marktlage reduzierte das Land zwar erstmalig

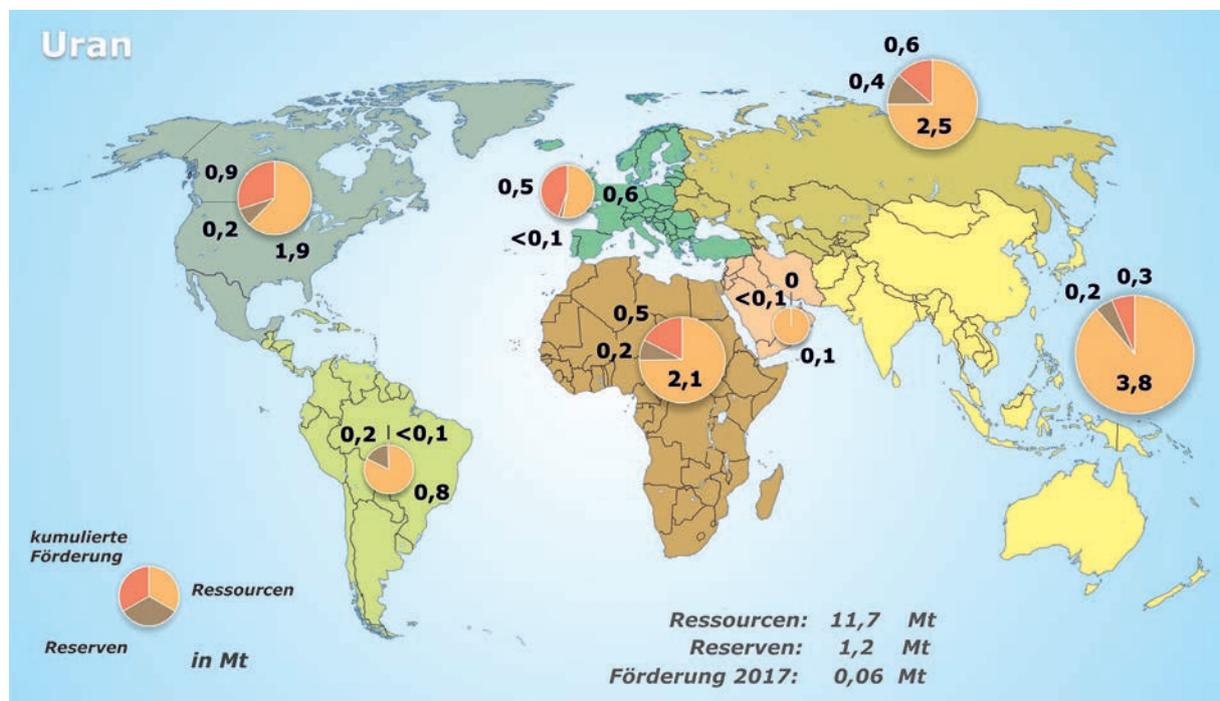


Abbildung 3-14: Gesamtpotenzial Uran 2017: Regionale Verteilung.

seine Produktion gegenüber dem Vorjahr (2016: 24.574 t U) auf 23.391 t U merklich, blieb aber mit einem Anteil von 39 % an der globalen Uranförderung maßgebend. Die jährliche kasachische Produktion hat sich in den letzten zehn Jahren mehr als verfünffacht. Kanada, Australien, Namibia, Niger, und Russische Föderation erbrachten insgesamt weitere 49 % der Weltförderung. Die Uranproduktion konzentrierte sich wie in den Vorjahren auf einige wenige große Konzerne. So wurden 2017 rund 88 % der Weltproduktion von lediglich zehn Bergbaugesellschaften erbracht. Über die Hälfte des weltweit geförderten Urans entfällt auf die drei Konzerne Kazatomprom (Kasachstan) mit 21 % Weltanteil, Cameco (Kanada) mit 15 % und Orano (ehemals 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 China. Der weltweite Bedarf an Uran belief sich für 2017 auf 65.014 t U (2016: 63.404 t U) und ist damit gegenüber dem Vorjahr um 3 % gestiegen. Vor allem in Asien und im Nahen Osten ist ein höherer Verbrauch von Uran zu verzeichnen (Tab. A-39 im Anhang), der voraussichtlich auch in den folgenden Jahren, vornehmlich in China und Indien, weiter steigen wird. Durch die Abschaltung von zehn Kernkraftwerken in Deutschland seit 2011, verringerte sich der Uranbedarf seitdem merklich und lag 2017 bei 1.480 t U (vergl. Kapitel 2.2). Die Abschaltung des Kernkraftwerkes Gundremmingen B in Bayern im Dezember 2017 hatte statistisch bedingt noch keinen Einfluss auf den Jahresreaktorbedarf.

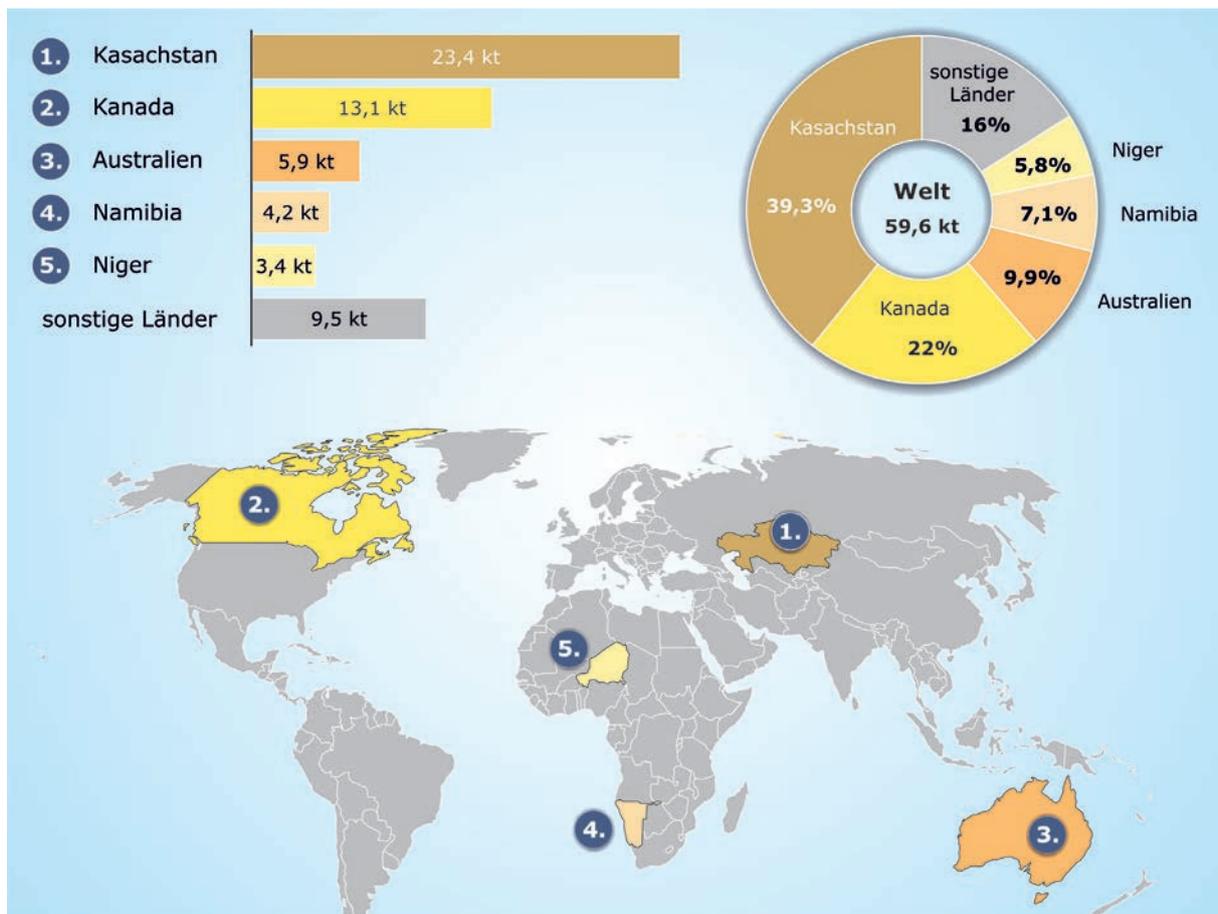


Abbildung 3-15: Die größten Uranförderländer 2017.

Weltweit wird Uran hauptsächlich über langfristige Lieferkontrakte gehandelt. Uranlieferungen an die Mitgliedsstaaten der EU lagen 2017 mit 14.312 t U annähernd auf Vorjahresniveau (2016: 14.325 t U). Wie in Europa üblich lag der Anteil von Lieferungen aus Spotmarkt-Verträgen bei lediglich 4 % (European Union 2018). Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte weiter in Frage stellen. Der seit 2011 bestehende Trend fallender Uranpreise (Stand Jan. 2011: 188 USD/kg U), flachte sich aber nun nach sechs Jahren erstmalig merklich ab. Die Spotmarktpreise fielen im Jahresverlauf 2017 nur noch minimal von 63,70 USD/kg U auf 58,03 USD/kg U. Im Jahresverlauf blieben sie bei einem Durchschnittswert von 56,46 USD/kg U annähernd konstant. Ob es sich dabei um eine Kehrtwende und somit eine langfristige Änderung handelt, ist noch nicht gänzlich absehbar. Ein Ausblick auf das Jahr 2018 zeigt aber ein stabiles Niveau des Spotmarktpreises im ersten Halbjahr. Viele Uranproduzenten profitieren zudem noch von bestehenden Langzeitverträgen, die meist eine höhere Preisgarantie beinhalten.

Mittel- bis langfristig ist weltweit eine steigende Nachfrage nach Uran zu erwarten. Besonders der wachsende Energiebedarf in Asien wird voraussichtlich einen höheren Uranbedarf zur Folge haben. Mehrere asiatische Staaten streben den Einstieg in die Kernenergie an. Bangladesch startete Ende 2017 den Bau seines ersten Kernreaktors Rooppur-1 (im Juli 2018 folgte der Baubeginn des zweiten Reaktors Rooppur-2). Des Weiteren planen Indonesien, Philippinen, Thailand und Vietnam Kernenergie in ihren Energiemix aufzunehmen.

Auch in Europa wird Uran als Energierohstoff langfristig weiterhin Bestand haben, trotz des zu erwartenden Rückgangs der Nachfrage aufgrund des Kernenergieausstiegs in Deutschland und Belgien, sowie des Stopps der Ausbaupläne in Italien und der Schweiz. So setzen Länder wie Finnland, Frankreich, Rumänien, Schweden, die Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn und das Vereinigte Königreich auf Kernenergie als einen wichtigen Teil ihres nationalen Energiemixes. Polen plant den Bau eines ersten Kernkraftwerkes und darüber hinaus den Bau von bis zu fünf weitere Reaktoren. Der erste Reaktor soll 2033 ans Netz gehen.

Ende 2017 befanden sich 56 Kernkraftanlagen in 16 Ländern im Bau, darunter in China (18), der Russischen Föderation (7), Indien (7), den Vereinigten Arabische Emiraten (4), Südkorea (4), Japan (2), Pakistan (2), der Slowakei (2), Taiwan (2), den USA (2), Belarus (2), Argentinien (1), Bangladesch (1), Brasilien (1), Finnland (1), und Frankreich (1). Weitere 125 Kernkraftwerke befinden sich weltweit in der Planungs- bzw. in der Genehmigungsphase. Abschaltungen gab es in Deutschland (1), Japan (1), Schweden (1), Spanien (1), sowie in Südkorea (1). Seit der Nutzung von Kernreaktoren wurden 115 kommerzielle Reaktoren (plus 48 Prototypen und 250 Forschungsreaktoren) weltweit stillgelegt (Stand: November 2018). Davon wurden 17 Reaktoren (inkl. Forschungsreaktoren und Prototypen) vollständig zurückgebaut (WNA 2018c). In Europa wurden vier Stilllegungsprojekte vollständig abgeschlossen, davon allein drei in Deutschland (BfS 2015). Neu in Betrieb genommen wurden zwei Kernkraftwerke in China sowie eins in Pakistan. In Japan wurden, nach der sofortigen Abschaltung aller Reaktoren als Reaktion auf die Reaktorunfälle in Fukushima 2011, zwei Reaktoren (Takahama 3 und 4) wieder in Betrieb genommen. Von den 2017 weltweit 448 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken mit einer Gesamt-Nettoleistung von 396 GW_e (DAtF 2018b) wurden rund 65.014 t Natururan verbraucht. Der Hauptteil davon stammte mit 59.566 t aus der Bergwerksproduktion.

Die globale Bergwerksförderung von Uran lag in den vergangenen fünf Jahren bei rund 60.000 t U bei einem jährlichen Verbrauch von rund 65.000 t U. Die Differenz aus jährlichem Bedarf und Primärproduktion wurde aus zivilen und militärischen Lagerbeständen, insbesondere der Russischen Föderation und den USA, gedeckt. Viele 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 (~ 20.000 Sprengköpfe) in 14.446 t LEU umgewandelt, dies entspricht der Menge von rund 150.000 t Natururan (WNA 2018d). 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 wiederaufbereitetem 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 Schließung von mehreren Minen und die Reduzierung von 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, so werden dafür 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 50 % der Uranproduktionsmethoden führend. Die durchschnittlichen Gewinnungskosten liegen hier unter 80 USD/kg U (Stand: 2018).

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 2017 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 hier gesondert von den übrigen erneuerbaren Energien (Kap. 3.7) betrachtet.

Die geothermische Stromproduktion hat im Jahr 2017 wieder einen kleinen Schritt nach vorne getan: Für die neu installierte elektrische Leistung lag der globale Zubau mit 644 MW_e (IRENA 2018a) in etwa im Bereich von 2016. Wie auch schon in den Jahren zuvor wird der Zubau weiterhin dominiert von Indonesien (306 MW_e) und der Türkei (243 MW_e). Führend im Bereich installierter elektrischer Leistung sind weiterhin die USA (2,5 GW_e), vor Indonesien (1,9 GW_e) und den Philippinen (1,9 GW_e). Mit jeweils ca. 1 GW_e installierter Leistung folgen die Länder Türkei, Neuseeland, Mexiko und Italien. Erstmals seit fünf Jahren hat sich die Zahl der Länder, in denen Strom mittels Geothermie produziert wird, erhöht: Mit Ungarn, Honduras und Chile sind es nun 27 Länder.

Die gesamte weltweit installierte elektrische Leistung beträgt 12,9 GW_e⁴ (Abb. 3-16). Die hiermit erzeugte elektrische Energie von 85 TWh_e bildet nur einen geringen Beitrag zur gesamten Stromproduktion und verbleibt weiterhin nur auf einem niedrigen Niveau. Den Großteil der Stromversorgung decken mit einem Anteil von knapp drei Vierteln weiterhin nicht-erneuerbare Energierohstoffe (REN21 2018). Verbunden damit stiegen die CO₂-Emissionen nach dreijähriger Stagnation um insgesamt 1,4 % erstmals wieder an. Die Zunahme begründet sich u.a. aus einem stabilen globalen Wirtschaftswachstum (3,7 %) und gesunkenen Preisen für einige fossile Energieträger (REN21 2018).

Ein vollständiger Datensatz für das Jahr 2017, der alle geothermischen Strom produzierenden Länder umfasst, liegt aktuell noch nicht vor. Einen Überblick der derzeit bekannten Datenlage bietet Abbildung 3-16, eine tabellarische Übersicht findet sich im Anhang (Tab. A-40). Die verwendeten Daten basieren im Wesentlichen auf Informationen von EGEC (2018), IRENA (2018b), REN21 (2018), Weber (2019, unveröffentl.). Neben der lückenhaften Datenlage ist zudem für die konsistente Zusammenstellung erschwerend, dass einige relevante Datenquellen (z. B. REN21 2018) ihre Datenbasen in 2017 revidierten; darüber hinaus wurden Datensätze zum Teil auch rückwirkend angepasst.

Innerhalb der EU-28 trägt die geothermische Stromerzeugung einen Anteil von 0,2 % an der Gesamtstromerzeugung bei, entsprechend etwa 6,5 TWh_e, die installierte elektrische Leistung beträgt etwas mehr als 1 GW_e (WEC 2018). Wie zuvor bereits erwähnt, gehört seit 2017 Ungarn zu den Ländern, die Strom mittels Geothermie produzieren. In der Europäischen Union erhöhte sich deren Zahl somit von fünf (Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich, Portugal) auf sechs. Bei dem Kraftwerk in Ungarn handelt es sich um ein kombiniertes Kraftwerk, welches sowohl Strom produziert (3 MW_e) als auch Wärme nutzt (7 MW_{th}). Zwei weitere Kombi-Kraftwerke befinden sich hier in der Entwicklung mit jeweils 18 MW_e bzw. 34 MW_{th}. Italien stellt mit 916 MW_e weiterhin den

⁴ Ein direkter Vergleich mit Zahlen aus den Vorjahren ist aufgrund verzögerter Datenmeldungen bzw. Datenpublikationen nicht für alle Länder möglich. Gesamtbeträge können infolge von Rundungsfehlern von der Summe der Einzelwerte differieren. Hinweis im REN21 Bericht: aktuelle Daten können nicht ohne Weiteres mit denen der Vorjahre verglichen werden, da Überarbeitungen vorgenommen werden mussten auf Grund verbesserter bzw. angepasster Daten bzw. Technologien (REN21 2018).

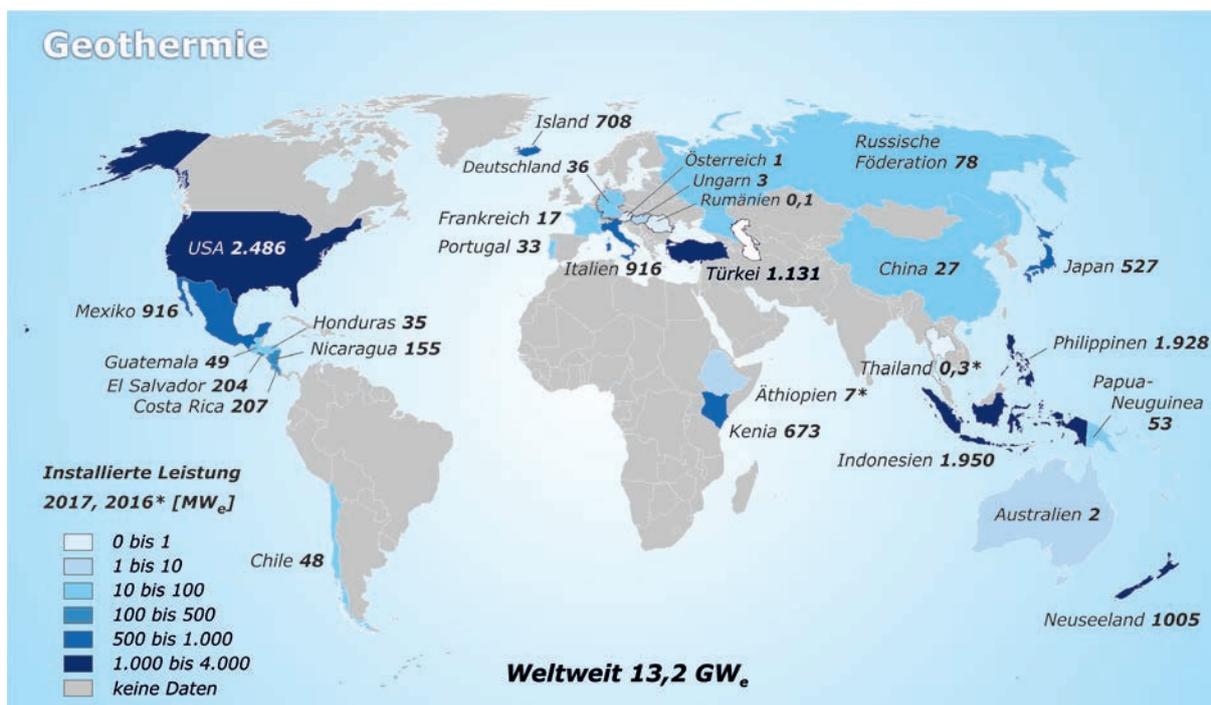


Abbildung 3-16: Länder, welche Tiefe Geothermie zur Erzeugung von Elektrizität nutzen. Aufgrund der begrenzten Datenlage für 2017 wurden teilweise Daten mit Stand von 2016 dargestellt.

größten Produzenten von Geothermiestrom innerhalb der EU-28. Betrachtet man Europa gesamt, das heißt inklusive Türkei und Island, ergibt sich ein leicht verändertes Bild: Aufgrund ihrer günstigen geologischen Voraussetzungen können beide Länder, wie auch Italien, die Wärme im Untergrund sehr viel stärker nutzen: Island mit 708 MW_e, Türkei mit 1.131 MW_e. Aktuell erreicht somit die installierte elektrische Leistung für gesamt Europa 2,8 GW_e.

Im Bereich der geothermischen Wärmenutzung sind weltweit Zuwächse zu verzeichnen. Der Aufwärtstrend der letzten Jahre setzt sich fort und liegt stabil bei ca. 6 %. Die in 2017 hinzugekommene installierte thermische Leistung beträgt 1,4 GW_{th} (Wert ohne Wärmepumpen) und erreicht somit eine gesamte installierte thermische Leistung von 25 GW_{th} (REN21 2018). Die hierdurch gewonnene Wärmenutzung beträgt im Jahr 2017 etwa 85 TWh_{th}. Neben der Direktnutzung für Schwimmbäder oder Gewächshäuser gewinnt die Heizung (bzw. Kühlung) von Gebäuden zunehmend an Attraktivität und hat sich zum inzwischen größten und schnellst wachsenden Sektor innerhalb der geothermischen Wärmenutzung entwickelt. Global gesehen bleibt China der größte Nutzer geothermischer Wärme mit 17,9 GW_{th}, inkl. flacher Geothermie (Zahlen aus 2016, WEC 2018). China hat sich weitere ambitionierte Ausbauziele gesetzt, da nicht zuletzt der Ausbau der Geothermie als ein wichtiger Beitrag gesehen wird, der sowohl die Luftverschmutzung verringern als auch zum Schutz der Wasserressourcen beitragen kann (REN21 2018).

In Europa gingen 2017 neun neue Direktwärme nutzende Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 75 MW_{th} in Betrieb. Damit setzt sich der Wachstumstrend der letzten Jahre in der EU-28 auch in dieser Sparte der Geothermie kontinuierlich fort (ThinkGeoEnergy 2018 nach EGENC 2018) und erreicht mit diesem Zuwachs in der thermisch installierten Leistung von 2 % nun einen Wert von etwa 3,6 GWh_{th}. Im Jahr 2017 produzierten die 288 europäischen Geothermie-Anlagen Wärme mit einem Gesamtwert von 11,7 GWh_{th}, hierin enthalten sind die 198 Anlagen der EU-28 mit einer Direktwärmennutzung von 4,6 GWh_{th} (EGEC 2018).

In Bezug auf die Entwicklungsbetrachtung muss angemerkt werden, dass sowohl im Bereich der Wärmenutzung, wie auch im Bereich der Stromerzeugung, derzeit keine aktuellen, weltweit umfassenden Länderdaten für das Jahr 2017 vorliegen. Eine Zusammenstellung der verfügbaren länderspezifischen Daten zur Tiefen Geothermie liefern die Tabellen A-40 bis A-42 im Anhang; im Einzelnen finden sich dort installierte Leistung (elektrisch und thermisch), Verbrauch (elektrisch) sowie theoretisches und technisches Potenzial⁵. Trotz den zuvor aufgeführten, positiven Wachstumszahlen fällt der Ausbau der Geothermie im Vergleich zu seinen Möglichkeiten weiterhin eher klein aus. Gründe hierzu liegen u. a. an den hohen Bohrkosten und Fündigkeitsrisiken, die potenzielle Investoren oft zurückschrecken lassen.

Einen Rückschlag erlitt die Geothermie-Branche nicht zuletzt durch das Erdbeben in Pohang, Südkorea, welches sich am 15. November 2018 in der Nähe der EGS-Lokation Pohang in einer Tiefe von etwa 4,5 km ereignete (Kim et al. 2018a; blauer Kasten). Derzeit findet eine wissenschaftliche Diskussion statt, ob es sich bei dem Beben um das weltweit stärkste seismisch induzierte Ereignis in der Geothermie handelt (z. B. Grigoli et al. 2018, Hainzl et al. 2018; Kim et al. 2018a, Porter et al. 2018). Mit einer Magnitude von Mw 5,4 handelt es sich zudem um das zweitstärkste Erdbeben in Südkorea seit Beginn der seismischen Aufzeichnungen vor vier Dekaden und um das größte bzgl. seiner Schadensverursachung innerhalb der vergangenen 100 Jahre (Kim et al. 2018b, Porter et al. 2018). Global werden aktuell annähernd 60 geothermisch verursachte Erdbeben gelistet, entsprechend 8 % aller anthropogen induzierten Beben (The Human Induced Earthquake Data base). Der Sachverhalt der induzierten Seismizität beeinflusst in hohem Maße die öffentliche Akzeptanz, letztere ein wesentlicher Faktor für die erfolgreiche Einführung neuer Technologien bzw. Nutzungsoptionen im geologischen Untergrund. Studien belegen, dass einige der Hauptgründe für den fehlenden Zuspruch der geothermischen Nutzung in (a) der begrenzten Kenntnis der Technologie seitens der Bevölkerung bzw. deren Gefühl, in Entscheidungsprozesse nicht genügend eingebunden zu werden, (b) der ablehnenden Berichterstattung durch Medien und (c) den Bedenken bzgl. Wasserbeeinflussung und induzierte Seismizität (Payera 2018) zu sehen sind.

Entgegen diesen Schwierigkeiten fordert die IEA (2018b) in ihrem World Energy Outlook, im „New Policies Scenario“ den Ausbau der Geothermie. Allein für die elektrische Energie wird ein Ausbau der installierten elektrischen Leistung um etwa das Vierfache bis zum Jahr 2040 notwendig. Dennoch bleibt auch im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien innerhalb der EU die Unterstützung von Forschung & Entwicklung im Bereich der Geothermie weiterhin niedrig (ETIP-DG 2018). Dabei könnte laut IRENA (2017) die Geothermie gerade im Fernwärmesektor einen großen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten.

⁵ Unter dem theoretischen Potenzial wird in der Geothermie die im physikalischen Sinne vorhandene Wärme eines geothermischen Reservoirs verstanden, auch „heat in place“ genannt. Das technische Potenzial gibt den Anteil an, der mit den derzeitigen technischen Mitteln gewonnen werden könnte.

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. Kayad Moussa

Directeur Général
Djiboutian Office for the Development of Geothermal Energy (ODDEG)

REPUBLIK DSCHIBUTI

- zu (1) Die Republik Dschibuti befindet sich in einer äußerst günstigen geologischen Lage bezüglich geothermischer Energie. Der Mittelozeanische Rücken des Golfs von Aden dringt über den Golf von Tadjourah in den afrikanischen Kontinent vor. Als Konsequenz trifft man relativ hohe Wärmeströme entlang des gesamten Golfs und in der Region Asal-Ghoubbet an, wo das Spreizungssegment an Land tritt. Die regionale Geodynamik setzt sich in der westlichen Hälfte der Republik fort, wo die Afar-Tektonik und vulkanische Aktivität zur Ausbildung mehrerer hydrothermalen Standorte führte (Dampfaustritt). Geothermische Reservoirs werden begünstigt durch Dehnungstektonik (offene Risse und Abschiebungen) und in diesem Kontext stattfindende Blockrotation, des Weiteren durch das Zusammentreffen mit zwei weiteren Riftzonen, dem East African Rift Valley (EARV) im Süden und Südwesten sowie dem Roten Meer im Norden.
- zu (2) Die geothermischen Perspektiven sind sehr groß, speziell entlang des Golfs von Tadjourah und dessen westlichen Ausläufern, wo Temperaturen von 180° C in weniger als 1.000 m bzw. 350° C in 2.000 m Tiefe angetroffen wurden. Dies ermöglicht eine wirtschaftliche Stromproduktion, auch aufgrund der Stimulation, die die Reservoir-Durchlässigkeit durch hydraulische Risserzeugung verbessert. Das geothermische Potential könnte den lokalen Bedarf der Bevölkerung decken und Dienstleistungen könnten angeboten werden (für den äthiopischen Hafen und den regionalen Verkehrsnotenpunkt). Auch energieintensive Industrie könnte angezogen werden, die hier von einer bezahlbaren erneuerbaren Energiequelle profitieren könnte, welche die Grundlast mit einer klimafreundlichen Option abdecken könnte.
- zu (3) Nach wie vor fehlt es uns an Ausbildung für unsere lokalen Mitarbeiter, Ausrüstung und Software für die Exploration und Datenprozessierung, Wissenstransfer von Experten mit solidem Hintergrund in Geothermie und spezifischem Wissen der regionalen geologischen Charakteristika. Zudem müssen wir die legalen und administrativen Verhältnisse verbessern, um ausländische Investoren und Industrie zu gewinnen.
- zu (4) Die Akzeptanz in der Öffentlichkeit ist wirklich hoch. Das Problem besteht jedoch nicht in der Öffentlichkeitsakzeptanz sondern in der Fähigkeit der Produzenten ihr Leistungsvermögen zu zeigen; über einen Zeitraum von 50 Jahren wurden Untersuchungen zur geothermischen Energie durchgeführt, jedoch noch keine Energie produziert. Die Erwartung ist hoch!

Angaben zum Stand der geothermischen Nutzung in der Republik Dschibuti:

Die Republik Dschibuti ist ein relativ kleiner Staat mit einer Bevölkerung von weniger als einer Million Einwohner. Jedoch besitzt sie eine Schlüsselposition in Ostafrika, in enger Nachbarschaft zur Arabischen Halbinsel, verkehrsmäßig gut angeschlossen durch die Seewege im Roten Meer und im Golf von Aden, welche die Verbindung zwischen den Regionen am Mittelmeer und am Indischen Ozean ermöglichen. Sie fungiert als Haupthafen für den Nachbarstaat Demokratische Bundesrepublik Äthiopien mit einer Bevölkerung von 100 Millionen.

Im Energiesektor ist die Republik Dschibuti seit langem auf die Einfuhr fossiler Energieträger angewiesen. Trotz ihres moderaten Beitrags zur Treibhausgasemission definierte die dschibutische Regierung im Hinblick auf die globale Klimaproblematik (die Region ist zunehmend von Dürren betroffen) eine „Vision 2035“, mit der Zielsetzung einer Energieproduktion von 100 % aus erneuerbaren Energieträgern. Dies beinhaltet die Nutzung der verschiedenen vorhandenen, natürlichen Energiequellen wie Wind- und Solarenergie sowie Geothermie. Aus diesem Grund entschied der Präsident der Republik Dschibuti im Jahr 2014, eine spezialisierte öffentliche Institution mit Namen ODDEG (Djiboutian Office for the Development of Geothermal Energy) einzurichten.

Seit der Gründung ODDEGs wurde die Institution personell ausgestattet und mit großen Büroeinrichtungen und einem signifikanten Budget ausgerüstet. ODDEG entwickelte eine Strategie, einen Mehrjahresplan und ein Verfahrenshandbuch. Zudem wurde eine Datenbank mit Beschreibungen von mehr als 20 identifizierten geothermischen Standorten in der Republik Dschibuti etabliert. Mit unterschiedlichen, derzeit laufenden Projekten erwartet ODDEG die ersten durch Geothermie erzeugten MW_e Energieeinheiten in den kommenden drei Jahren.

Machbarkeitsstudien werden an vier Standorten durchgeführt:

- Asal Fiale (Hochenthalpie) – gesicherte Finanzierung von drei Explorations- und Produktionsbohrungen, der Bohranfang wird in 2018 erwartet.
- Asal Gale le Koma (Mittlere Enthalpie) – gesicherte Finanzierung von acht Explorations- und Produktionsbohrungen sowie zwei Injektionsbohrungen, der Bohranfang wird im September 2018 erwartet.
- Hanlé (Mittlere Enthalpie) – gesicherte Finanzierung von drei Explorations- und Produktionsbohrungen, der Bohranfang wird im September 2020 erwartet.
- PK20 Ambado (Mittlere Enthalpie) – gesicherte Finanzierung einer Explorations- und Produktionsbohrung, der Bohranfang wird im September 2018 erwartet.

Vorstudien werden an fünf Standorten durchgeführt:

Arta, North Ghoubbet, Abhe, Sakalol, Dimbir Dirir und Assal West.

Insgesamt wurden 22 Standorte identifiziert (16 weitere befinden sich in der Erkundungsphase).

MEXIKO



Michelle Ramírez Bueno

Directora Directora de Geotermia
SENER
Secretaría de Energía México



David Rocha Ruiz

Coordinador Técnico de Geotermia
SENER
Secretaría de Energía México

- zu (1) *Die geothermischen Systeme in Mexiko werden den konvektiven Typen zugeordnet. Die Wärmequelle beruht auf extrusiven magmatischen Körpern, die ein Produkt der Subduktion von tektonischen Platten im zentralen Teil des Landes (Faja Volcánica Transmexicana) und der extensionalen Domäne (Pull-Apart-Basin) in der Region der Halbinsel Baja California sind.*
- zu (2) *Im Energiesektor Mexikos (Reforma Energética) finden derzeit Änderungen statt, die im Zusammenhang mit den Zielen der Regierung für eine umweltfreundliche Energiegewinnung stehen. Eine Reihe von Anreizen wird durch ein spezielles Gesetz (Ley de Energía Geotérmica) gegeben, welches Investoren Rechtssicherheit bietet und einen Forschungsimpuls durch das mexikanische Innovationszentrum in Geothermie (CeMIEGeo) bedeutet. Zudem wird ein Finanzierungs- und Risikotransferprogramm angeboten mit dem Ziel, das Explorationsrisiko zu verringern. Dieser Finanzierungsmechanismus enthält Schritte bis hin zur Ausarbeitung eines technologischen Fahrplans, in dem die Herausforderungen und Hindernisse für die nachhaltige Nutzung der Geothermie aufgeführt werden. Die genannten Aktivitäten als Ganzes begünstigen die Bedingungen für die Entstehung neuer Investitionsmöglichkeiten mit Blick auf die Nachhaltigkeit im Energiesektor des Landes und die derzeit installierte Kapazität zur Stromerzeugung aus geothermischen Ressourcen mittelfristig zu erhöhen.*
- zu (3) *Die vergleichsweise günstigen Strompreise der Solar- und Windtechnologie-Projekte, die bei den Stromauktionen des mexikanischen Elektrizitätsgroßhandelsmarkts die Gewinner sind, erschweren die Konkurrenzfähigkeit der geothermischen Projekte aufgrund deren kostenintensiver Anfangsphase. Diese Barriere stellt ein Marktrisiko dar, das höher als das technische Risiko zu bewerten ist. In diesem Sinne besteht eine große Herausforderung darin, die idealen Mechanismen zu entwerfen, die einen Markt für Geothermie (in Mexiko) ermöglichen. Mit der Umsetzung des mexikanischen Geothermie-Finanzierungs-Programmes wird jedoch ein äußerst wettbewerbsfähiges Niveau der Erzeugungskosten erreicht, das es ermöglichen kann, mit den derzeitigen Referenzkosten der Kombikraftwerke zu konkurrieren. Dies eröffnet die Möglichkeit einer stärkeren Integration von geothermischen Projekten im Land.*
- zu (4) *Öffentliche Wahrnehmung und Akzeptanz für Projekte dieser Art sind in der Nachbarschaft von Projekten, in denen die Entwickler die umliegenden Gemeinden integriert haben, hoch. In Gebieten mit geothermaleem Potenzial, in denen [noch keine Informationskampagnen für] Explorationsprojekte [stattfanden], ist die Akzeptanz derzeit jedoch gering; dies liegt hauptsächlich an der fehlenden Bekanntheit. Es ist zu erwarten, dass zukünftig die Akzeptanz innerhalb der Gemeinden durch die Implementierung von spezifischen Informationskampagnen und weiteren Projekten mit direkter Nutzung der Geothermie gesteigert wird.*



Kwang-Hee Kim

Associate Professor
Department of Geological Science, Pusan National University, Korea

- zu (1) *Durch Koreas Entfernung zu aktiven Plattenrändern und das Nichtvorhandensein von rezent aktiven Vulkanen gibt es keine geothermischen Ressourcen im flachen Untergrund. Dies führte Entwickler dazu, tiefe Bohrungen in Teufen von 4,5 km in Betracht zu ziehen, um das geothermische Potenzial zu untersuchen. Demnach sind Gebiete zur Erforschung potenziell nutzbarer geothermischer Energie in Korea weit über das Land verteilt, inklusive einiger weniger Inseln vor der Küste.*
- zu (2) *Der EGS-Standort Pohang (Enhanced Geothermal System) war die einzige kommerzielle Entwicklung zur geothermischen Nutzung in Korea im größeren Rahmen. In der Anfangsphase wurde diese Entwicklung von der Öffentlichkeit als alternative erneuerbare Energiequelle begrüßt. Nach dem zerstörerischsten Erdbeben in der modernen Geschichte Koreas, d.h. dem Erdbeben in Pohang mit dessen Magnitude von 5,4, äußerten Anwohner ihre Bedenken zum potenziellen Zusammenhang zwischen der EGS-Aktivität und dem hohen Aufkommen induzierter Seismizität. Augenscheinlich wird das Beispiel EGS in Pohang einen hohen Standard setzen für technologische und ökologische Bedenken in Bezug auf zukünftige geothermische Entwicklungen in Korea.*
- zu (3) *Bedingt durch das Nichtvorhandensein von aktiver Tektonik bzw. rezentem aktivem Vulkanismus in den Nachbarregionen wird sich die Energieentwicklung wahrscheinlich auf „nicht-konventionelle“ Herangehensweisen konzentrieren. Zu den spezifischen Herausforderungen für die Entwicklung der geothermischen Energie in der Republik Korea gehören, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, (1) der Aufbau von Brücken zwischen der wissenschaftlichen Gemeinschaft und der allgemeinen Öffentlichkeit in Bezug auf moderne Energiethemen mit Hilfe von Bildung, Presse und Fernsehen, (2) die Identifikation von idealen Standorten mit jeweils einem geschlossenem System, um einen vollständigen Wasserkreislauf zu ermöglichen und gleichzeitig Gefährdung und Umwelteinflüsse zu minimieren, (3) das Fehlen von gut ausgebildeten Fachkräften in den Bereichen geothermische Exploration, Bohren und Management, (4) das Fehlen von Erfahrungen, um auf Regierungsebene Anleitungen für geothermische Entwicklungen zu regulieren und (5) hohe Kosten für das Abteufen von Bohrungen und kontinuierlicher Instandhaltung. Demzufolge befindet sich die Entwicklung der geothermischen Nutzung in der Republik Korea noch in ihrem Anfangsstadium. Der bisher größte Rückschlag im geothermischen Energiesektor der Republik Korea besteht im Potenzial der induzierten Seismizität und deren Auswirkungen auf seismische Gefährdung und Umwelteinflüssen durch EGS-Aktivitäten. Die Lehren, die wir aus dem Pohang-Beben gezogen haben, werden zur Etablierung verbesserter Beratung und Regulationen für die zukünftige geothermische Entwicklung in der Republik Korea führen.*
- zu (4) *Obwohl die koreanische Regierung offiziell nicht anerkannt hat, dass die Pohang-Bebensequenz möglicherweise durch EGS-Aktivitäten ausgelöst wurde, spekuliert dies die Mehrheit der lokalen Bevölkerung auf der Basis von Berichten in Zeitungen und im Fernsehen. Da das Pohang-Beben das zerstörerischste Erdbeben in der modernen Geschichte der Republik Koreas ist, sank der Zuspruch der Öffentlichkeit drastisch und die meisten lokalen Regierungen entzogen geothermischen Entwicklungen ihre Unterstützung. Das Scheitern von EGS in Pohang im kommerziellen Bereich und das Fehlen eines Austauschs zwischen der Öffentlichkeit, lokalen sowie zentralen Regierungseinheiten und EGS-Entwicklern erschweren die Entwicklung zukünftiger EGS-Aktivitäten in der Republik Korea in hohem Maße.*

Angaben zum Stand der geothermischen Nutzung in der Republik Korea:

Vor dem Erdbeben am 15. November 2017 (Lokalmagnitude 5,4) in Pohang im Südosten Koreas gab es eine extensive Forschung und Entwicklung in der Region zu geothermischer Energie, obwohl die Mehrheit der Bevölkerung sich der Vor- und Nachteile nicht bewusst war. Einige wenige lokale Regierungen untersuchten zudem das Geschäftspotenzial zur Erkundung und Nutzung der geothermischen Energie. Nach den zerstörerischen Erdbeben mit Magnituden bis zu 5,4 wurden die meisten Pläne aufgegeben.

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 USA⁶ und China am 3. September 2016 sowie der Europäischen Union (inklusive Deutschland) am 5. Oktober 2016 (UNFCCC 2018) wurden die Bedingungen dafür erfüllt, dass das Abkommen am 4. November 2016 in Kraft treten konnte. Derzeit haben 184 Staaten das Abkommen ratifiziert (Stand: November 2018). Zur Erreichung der formulierten Ziele des Pariser Abkommens ist eine weltweite Energiewende mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien als zentrale Energiequelle und weiteren flankierenden Maßnahmen unabdingbar.

In 2017 wurden bereits 18 % 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 60 % 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 1,7 % 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 2017 betrug rund 70 % (2016: 63 %). 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 und führen zu einer besseren Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien. In 2017 sind Neuinstallationen auf dem Stromsektor vor allem bei der Photovoltaik maßgebend. Rund 55 % der neuinstallierten Leistung der erneuerbaren Energien wurden durch den Zubau von 98 GW Photovoltaikanlagen umgesetzt.

⁶ 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.

Dies entspricht ungefähr der Netto-Nennleistung der konventionellen Kraftwerke Deutschlands von 103 GW (BNetzA 2018b). Die Hälfte der Photovoltaikanlagen wurde allein in China installiert. Mit einem Zubau von 53 GW installierte China in 2017 mehr Photovoltaikkapazität als 2015 global insgesamt neu hinzugekommen ist. Bei der Windkraft und Wasserkraft sind weltweit zusätzliche Kapazitäten von jeweils 52 GW und 19 GW in 2017 neu installiert worden.

Auch Investitionen in neue Projekte sind gegenüber dem Vorjahr auf insgesamt 279,8 Mrd. USD (274 Mrd. USD in 2016) gestiegen (REN21 2018). Dabei überragen die Investitionen der Schwellen- und Entwicklungsländern, mit einem Anteil von 67 % an den Gesamtinvestitionen, die der frühindustrialisierten Staaten deutlich. Maßgebend sind vor allem Investitionen im chinesischen Markt, wo rund 45 % der globalen Kapitalanlagen in erneuerbare Energien getätigt werden. Chinas Investitionen in neue Projekte, hauptsächlich in den Bereichen Photovoltaik und Windkraft, stiegen von rund 97 Mrd. USD in 2016 auf 126 Mrd. USD in 2017. Hingegen sind Investitionen in frühindustriellen Staaten wie den USA, Japan und Staaten der EU, trotz des immensen Ausbaus von Kapazitäten, um 18 % zurückgegangen. Zum einen ist das auf ein rückläufiges Wachstum der Stromnachfrage in einigen Ländern, signifikante bereits existierende Potenziale oder der priorisierenden Integration bestehender erneuerbarer Energiekapazitäten in das Netz zurückzuführen (REN21 2018). 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 2.179 GW (Abb. 3-17). Im Vergleich dazu standen rund 420 GW (brutto) aus der Kernenergie 2017 global zur Verfügung. Hauptkraft der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist mit rund 1.270 GW installierter Leistung (rund 58 %) die Wasserkraft, gefolgt von Windkraft (513 GW; 23 %) und Photovoltaik (385 GW; 17 %). China ist mit über einem Viertel der global installierten Leistung (619 GW) an erneuerbaren Energien führend. Allein 341 GW entfallen in China auf Wasserkraft sowie weitere 164 GW auf Windkraft. In den USA (230 GW), Brasilien (128 GW) und Deutschland (113 GW) sind weitere 471 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 48 GW installierter Leistung zur Stromerzeugung weltweit unter den ersten drei marktdominierenden Ländern. In 2017 sind 1,7 GW Leistung neu installiert wurden. Marktführer bleibt aber China mit über 130 GW installierter Leistung. Dort sind 2017 zusätzliche Kapazitäten von 53 GW neu installiert wurden. Nach China weist Japan die höchsten installierten Leistungen mit 49 GW Leistung auf. Diese vier Länder decken über 57 % der global zur Verfügung stehenden Kapazitäten von Solarenergie ab. Die global installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Photovoltaik stieg um 32 % gegenüber dem Vorjahr auf 386 GW an (2016: 292 GW).

Erneuerbare Energien

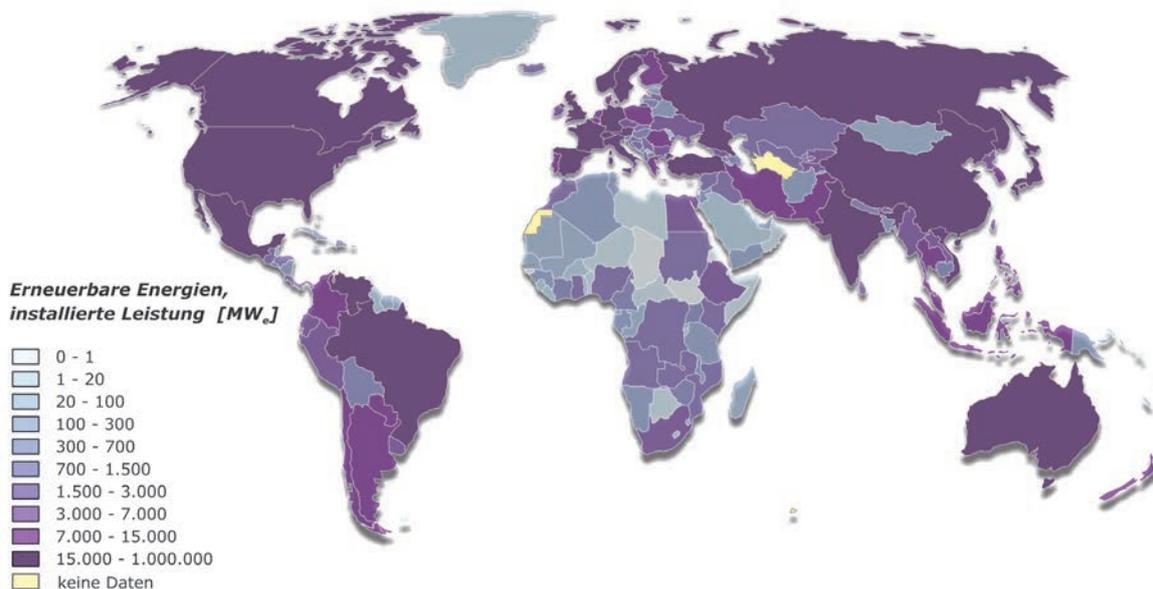


Abbildung 3-17: Gesamtpotenzial der installierten Leistung erneuerbarer Energien zur Stromgewinnung (2.008 GW): Regionale Verteilung (IRENA 2018b).

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 26,5 % (2016: 24,5 %), aber auch hier ist mit rund 16,4 % (rund 60 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) die Wasserkraft führend. Windkraft (5,6 %), Biomasse (2,2 %) und Photovoltaik (1,9 %) trugen 2017 insgesamt zu 10 % der Stromerzeugung bei (REN21 2018). 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 (106,6 Mrd. kWh; 16,3 % des deutschen Strommixes) und Biomasse (51,4 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 (368 Mtoe), die USA (162 Mtoe), Brasilien (106 Mtoe), und Kanada (100 Mtoe). Über die Hälfte der weltweit zur Stromgewinnung genutzten Energie aus erneuerbaren Energiequellen erfolgte von diesen vier Ländern (Abb. 3-18).

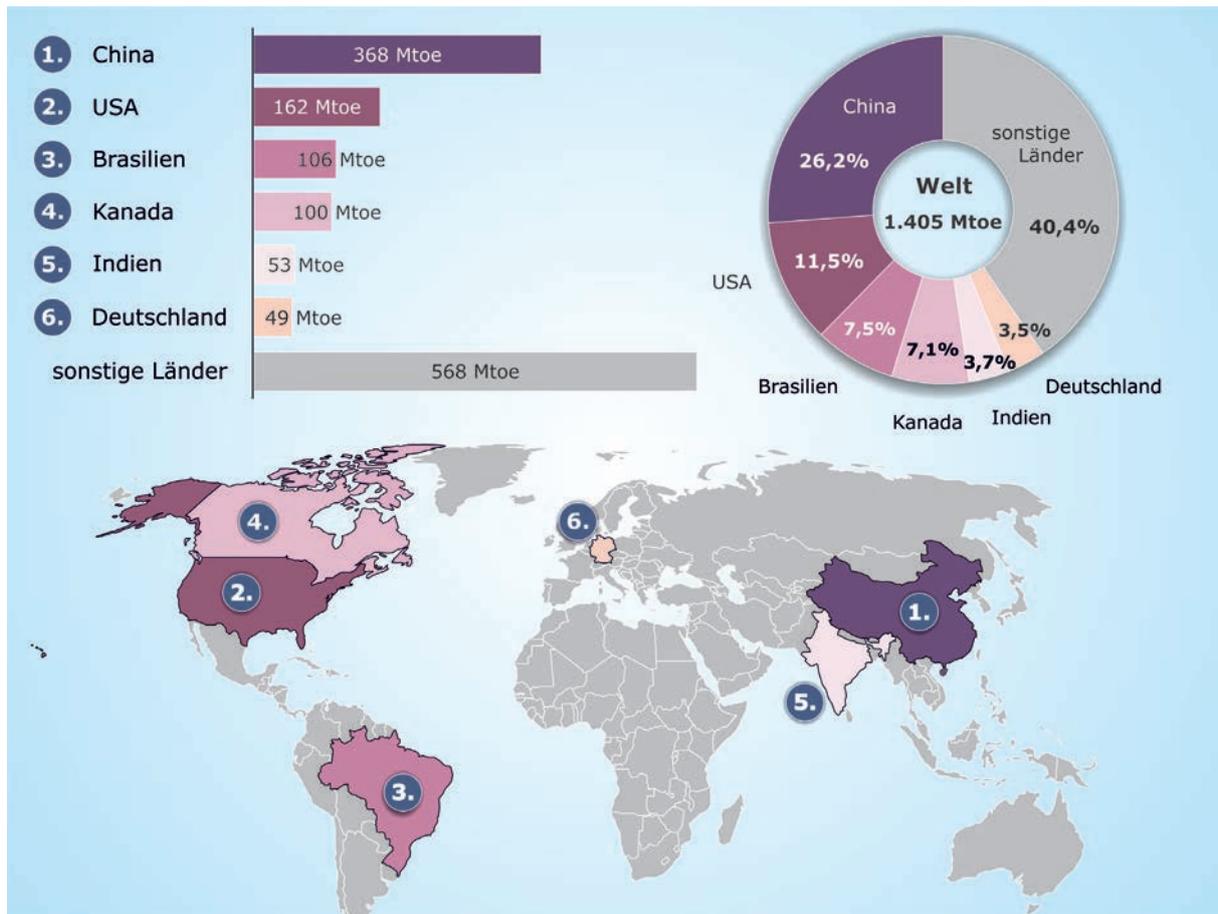


Abbildung 3-18: Die größten Nutzer erneuerbarer Energien zur Elektrizitätsgewinnung 2017.

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, Deutschland, Irland, Portugal, Spanien und Uruguay bereits heute jeweils über 20 % des Strombedarfs durch Windenergie und Photovoltaik gedeckt (REN21 2018). Island deckt seinen Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien (73,1 % Wasserkraft; 26,9 % Geothermie; 0,04 % Windkraft) (IEA 2018f). In Deutschland wurden 2017 rund 33 % (2016: 29 %) 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) oder in Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien in Elektrofahrzeugen (E-Mobilität) an Bedeutung. Derzeit tragen Biokraftstoffe, gemessen am globalen Endenergieverbrauch, zu 0,9 % bei. Die glo-

bale Produktion hat sich dabei in den letzten 13 Jahren von rund 30 Mrd. Liter (2004) auf rund 143 Mrd. Liter (2016) mehr als vervierfacht (REN21 2018) und ein weiterer Anstieg ist zu erwarten. Bei der Produktion sind die USA und Brasilien führend. Über 80 % der Ethanolkraftstoffe und Biodiesel stammen aus diesen beiden Ländern. Die Integrierung von E-Mobilität in den Verkehrs- und Transportsektor wird, neben den bereits global bestehenden Einsatz im Schienenverkehr, weiter ausgebaut. Norwegen und China sind derzeit die führenden Länder in der Nutzung von E-Mobilität. Rund 3 Mio. Elektroautos und über 200 Mio. zweirädrige Elektrofahrzeuge sind derzeit weltweit, mit steigender Tendenz, im Einsatz (REN21 2018). Auch die Verwendung im Schwerlastverkehr auf der Straße aber auch in Schiffen wird entwickelt bzw. ausgebaut. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Verbrauch im Transportsektor beträgt derzeit rund 3 %.

Die Produktion von Holzpellets zur Wärmegewinnung stieg von rund 4 Mt (2004) auf rund 28,9 Mt (2016). Europa und Nordamerika sind hierbei die maßgeblichen Produzentenregionen. Wurden in Europa (EU-28) 2004 noch rund 2 Mt Holzpellets produziert, waren es 2016 bereits rund 14 Mt (AEBIOM 2017). Der Bedarf in Europa, aber auch in Asien ist in den letzten Jahren signifikant gestiegen (IEA 2015) und kann aus eigener Förderung bereits kaum mehr gedeckt werden. Größter Exporteur dabei ist heute Nordamerika. Allein der Inlandsbedarf in Deutschland berechnet sich auf 2,2 Mt/a (2006: 470 kt) (DEPI 2017), 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 (SONDERTHEMA)

Venezuelas Schwer- und Schwerstöllagerstätten am Orinoco

Venezuela verfügt über die größten Erdölreserven der Welt. Diese lagern überwiegend als aufwändig zu förderndes und zu verarbeitendes Schwer- und Schwerstöl nördlich des Orinoco, im sogenannten Orinoco-Schwerölgürtel. Durch technologische Fortschritte in der Explorations- und Fördertechnologie konnte die Produktion aus diesem Gebiet seit Mitte der 1990er Jahre kontinuierlich gesteigert werden und beträgt gegenwärtig etwa 40 % der venezolanischen Förderung. Die Entwicklung dieser Vorkommen wird mit ausländischen Erdölunternehmen über gemeinsame Unternehmen (sog. Empresa mixtas) vorangetrieben bei denen der staatliche Erdölkonzern PdVSA Mehrheitseigner ist. Der Erdölsektor ist der mit Abstand wichtigste wertschöpfende Wirtschaftsbereich des Landes, mit etwa 25 % Anteil am Bruttoinlandsprodukt (OPEC 2018a). Über 82 % der gesamten Exporterlöse wurden im Jahr 2016 durch den Verkauf von Rohöl und Rohölprodukten erzielt (Observatory of Economic Complexity 2018). Die Leistungsfähigkeit der venezolanischen Erdölwirtschaft ist in den letzten 20 Jahren, trotz Steigerungen der Schwer- und Schwerstölproduktion aus dem Orinoco-Schwerölsektor, erheblich zurückgegangen. Die Produktions- und Exportrückgänge von Erdöl beschleunigen sich zunehmend und beginnen auch auf die Schwer- und Schwerstölproduktion überzugreifen.

Erdölgeologie des Orinoco Schwerölgürtels

Der Orinoco-Schwerölgürtel liegt im südlichen Teil des ostvenezolanischen Beckens und umfasst eine Fläche von 55.000 km² (Abb. 4-1). Er erstreckt sich etwa 600 km in Ost-West-Ausdehnung sowie 90 km vom Orinoco in nördlicher Richtung (Villarroel 2008) und ist neben den kanadischen Ölsanden das größte weitgehend zusammenhängende Erdölvorkommen der Welt. Im Orinoco-Schwerölgürtel lagern überwiegend in Form von Schwer- und Schwerstöl schätzungsweise 1.300 Gt Erdöl „in place“ (Villarroel 2008). Das ostvenezolanische Becken ist ein Vorlandbecken südlich eines Falten- und Überschiebungsgürtels. Dieses bildete sich durch die Ende des Paläogens beginnende West-Ost Kollision der karibischen Platte mit dem passiven Rand der nördlichen südamerikanischen Platte (Schenk et al. 2009).

Die wichtigsten Muttergesteine des Orinoco-Schwerölgürtels sind kretazische marine Schwarzschiefer der Quarequal und San Antonio Formation (Talwani 2002). Diese wurden im nördlichen und zentralen Teil des heutigen ostvenezolanischen Beckens vor dem passiven Kontinentalrand abgelagert. Die Muttergesteine weisen im Gebiet der Serrania del Interior eine Mächtigkeit von bis zu 1.000 m auf, keilen aber nach Süden aus. Das Kohlenwasserstoffbildungspotenzial ist mit einem sehr hohen HI-Index⁷ (bis zu 700 mg KW/g TOC) und organischen Kohlenstoffgehalten (TOC) von bis zu 8 % nach wie vor sehr hoch (Summa et al. 2003). Die Reifungsgeschichte der Muttergesteine ist komplex. Die Kohlenwasserstoffbildung begann im frühen Miozän im Gebiet der heutigen Serrania del Interior infolge der nach Osten gerichteten Bewegung der karibischen Platte und ist

7 HI: Hydrogen-Index: S₂ bezogen auf Gramm organischen Kohlenstoff (mg KW/g C_{org})

bis heute aktiv. Eine schnelle, durch orogene Prozesse begünstigte Versenkung ermöglichte eine effiziente Reifung der Muttergesteine. Aufgrund fehlender Fallenstrukturen gingen zunächst große Mengen der gebildeten Kohlenwasserstoffe verloren. Im mittleren Miozän, als das Muttergestein im Bereich der Vortiefe des Vorlandbeckens zu reifen begann, waren sowohl Reservoir- und abdichtende Gesteine als auch Migrationspfade vorhanden.

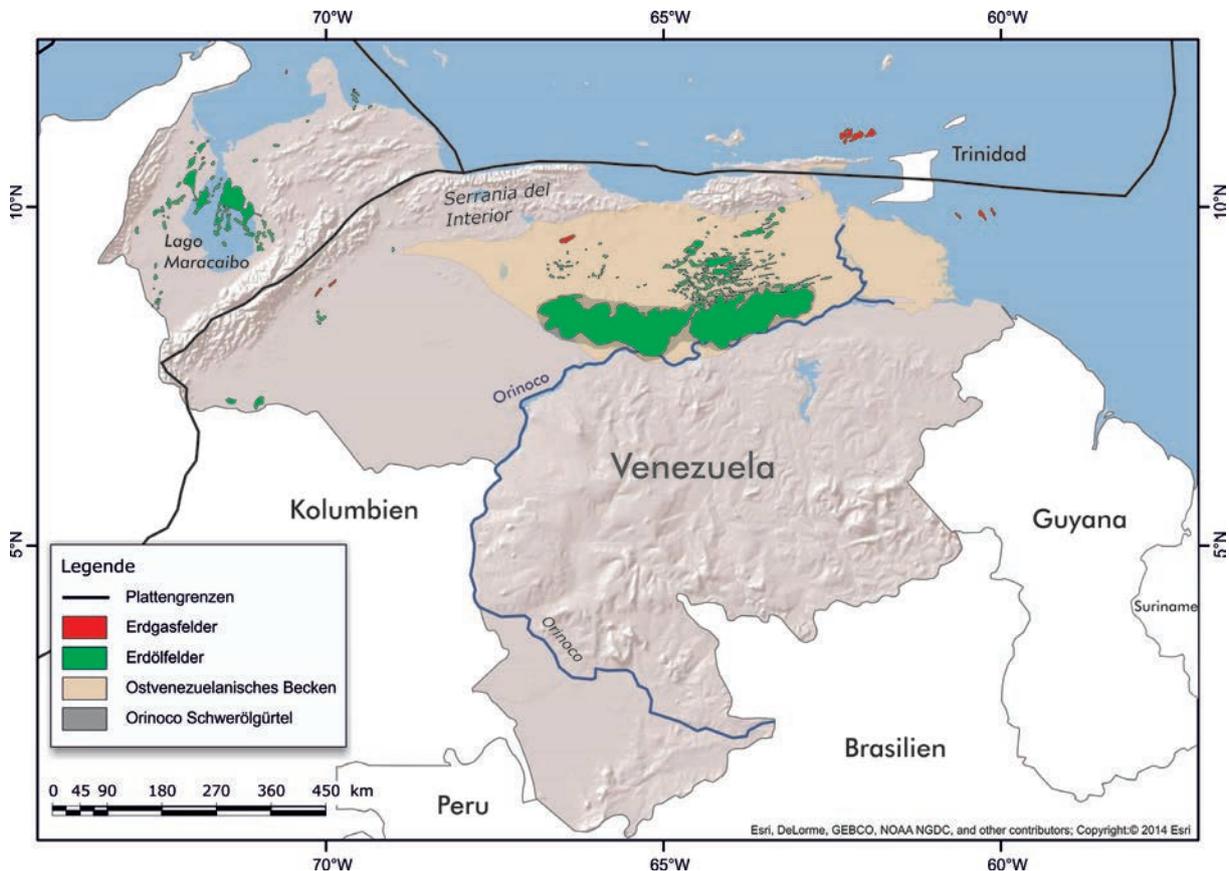


Abbildung 4-1: Erdöl- und Erdgasfelder Venezuela (modifiziert nach Petroleum Economist 2013).

Das gebildete Erdöl migrierte hunderte Kilometer in südliche Richtung (Villaruel & Hernández 2013) und akkumulierte im südlichen Teil des Vorlandbeckens (Schenk et al. 2009), dem heutigen Orinoco-Schwerölgürtel (Abb. 4-2). Während der Migration veränderte das Erdöl durch Verlust leichter Kohlenwasserstoffe und Biodegradation (Villaruel & Hernández 2013) seine geochemische Zusammensetzung erheblich. Die Biodegradation des Erdöls wurde durch den Eintrag von meteorischen Wässern in die vergleichsweise flach lagernden Reservoirgesteine begünstigt. Die Dichte und Zähflüssigkeit des Erdöls nimmt nach Süden in Richtung Orinoco zu. Das Schwer- und Schweröl hat durch den Verlust der kurzketigen Kohlenwasserstoffe sehr hohe Schwefel- und Metallgehalte (bis zu vier Prozent bzw. größer 500 ppm) (Fiorillo 1987). Eine vor 12 Millionen Jahren einsetzende Bruchtektonik unterbrach die langen lateralen Migrationspfade (Talawi 2002).

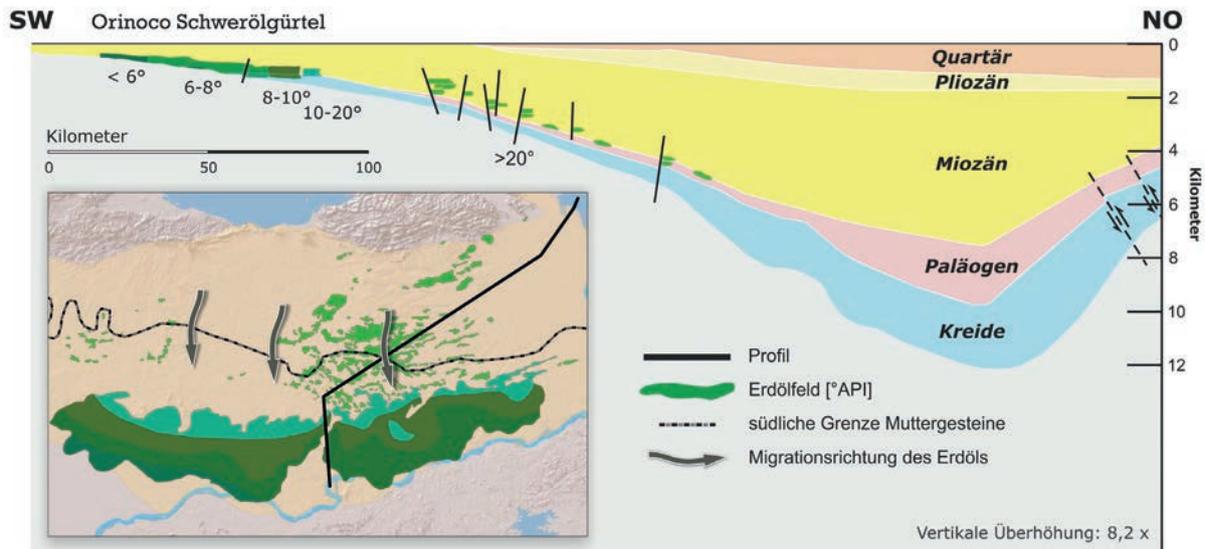


Abbildung 4-2: Geologisches Profil durch das ostvenezolanische Becken (zusammengestellt aus Talwani 2002, Petroleum Economist 2013).

Die Hauptreservoirsteine des Orinoco-Schwerölgürtels sind fluviatile und randmarine Sandsteine der oligozänen Merecure Formationen und der miozänen Oficina Formation (Abb. 4-3). Diese bestehen aus einer Reihe übereinander lagernder ästuariner und deltaischer Sedimentkomplexe, die von Flüssen gebildet wurden, welche den Guayana-Schild südlich des Orinoco entwässerten (Talawi 2002). Die Oficina Formation besteht im unteren Bereich aus überwiegend unkonsolidierten Sanden. Die Hauptreservoirs werden durch die Tonsteine der überliegenden Carapita Formation abgedichtet (Villaruel & Hernández 2013). Das Erdöl lagert vergleichsweise flach zwischen etwa 250 m im Süden bis 1.200 m im Norden des Schwerölgürtels. Die Reservoirtemperaturen steigen mit zunehmender Tiefe von 37°C auf 60°C. Die einzelnen erdöhlöffigen Sandkörper sind zwischen 6 m und 90 m mächtig. Sie haben eine Porosität zwischen 28 % bis 34 % und Permeabilität von 1 Darcy bis über 20 Darcy (Villaruel & Hernández 2013). Die API-Grade des Erdöls⁸ im Orinoco Schwerölgürtel nehmen von Süden nach Norden von unter 6 auf über 20 zu und gehen sukzessive von Schwerst- in Schweröl über. Nördlich des Orinoco-Schwerölgürtels lagert überwiegend Schweröl und mittelschweres Erdöl. Im nördlicheren Teil des Orinoco Schwerölgürtels ist das Erdöl weniger biodegradiert und durch zusätzlich erhöhten Wärmefluss auch fließfähiger. Die Erdölproduktion konzentrierte sich daher bisher auf diese Gebiete.

Das Erdöl ist trotz der hohen Dichte und vergleichsweise hohen Viskosität im Speichergestein weitgehend mobil und lässt sich ohne zusätzliche thermische Stimulation (Cold Production) fördern, wenngleich auch mit vergleichsweise geringen Entölungsgraden zwischen 8 % und 12 %. Höhere Entölungsgrade können mit aufwändigeren thermischen Förderverfahren erzielt werden.

⁸ Klassifizierung von Rohöl nach °API: Leichtöl (>31,1), Mittelschweres Erdöl (22,3-31,1), Schweröl (10-22,3), Schwerstöl (<10)

Petroleumsystem	Orinoco Schwerölgürtel									
Zeitraum (Mio. Jahre)	142	65	55	35	25	5	2,6	0,012	0	
Ära	Mesozoikum			Känozoikum						
System	Kreide		Paläogen			Neogen		Quartär		
Epoche	Unter	Ober	Paleozän	Eozän	Oligozän	Miozän	Pliozän	Pleistozän	Holozän	
Muttergestein										
Speichergestein										
Abdichtendes Gestein										
Reifung/ Migration										
Zyklen	Trangression +		Regression -							
Beckentyp	Passiver Kontinentalrand					? Vorlandbecken				

Abbildung 4-3: Petroleumsystem Orinoco Schwerölgürtel (generalisiert nach Parnaud et al. 1995).

Die größte Erdölreserve der Erde

Die gesamten Erdölreserven Venezuelas betragen gegenwärtig 302 Mrd. Barrel beziehungsweise 47,7 Gt (PdVSA 2017a) (Abb. 4-4). Davon kommen rund 90 % beziehungsweise 272 Mrd. Barrel (etwa 43,7 Gt) als Schwer- und Schwerstöl im Orinoco-Schwerölgürtel vor (PdVSA 2017). Venezuela hat damit vor Saudi-Arabien (35,4 Gt) und Kanada (26,8 Gt) die größten Erdölreserven der Erde.

Infolge der Untersuchungen des Orinoco-Schwerölgürtels in den Jahren 1978 bis 1983 wurde der wirtschaftlich förderbare Teil des Schwer- und Schwerstöls ab Mitte der 1980er Jahre den venezolanischen Erdölreserven hinzugerechnet. Die zugrunde gelegten Entölungsgrade lagen nach Stand der damaligen Bohr- und Fördertechnik (Cold Production) zwischen 8 % und 12 % (Dusseault 2001, Safinya 2008, PdVSA 2017). Durch Neubewertung der Vorkommen im Rahmen des im Jahr 2005 initiierten Magna Reserva Projektes erhöhten sich die Reserven zwischen den Jahren 2007 und 2010 deutlich. Gegenwärtig liegt der Entölungsgrad bezogen auf die in-place Mengen bei etwa 21 % (PdVSA 2017, Villarroel 2008). Die Erhöhung der Reserven trägt den technischen Entwicklungen in der Bohr- und Fördertechnik Rechnung und ist aus Sicht der BGR nachvollziehbar. Allerdings ist erst ein sehr geringer Teil der Schwerstölreserven (0,65 Gt beziehungsweise 1,5 %) tatsächlich für die Förderung erschlossen (PdVSA 2017). Die Größenordnung der Schwer- und Schwerstölreserven Venezuelas (43,7 Gt) ist damit zwar mit den konventionellen Erdölreserven Saudi-Arabiens (35,4 Gt) vergleichbar, aber die Produktion erfolgt bis heute bedingt durch die wesentlich aufwändigere Förderung und Verarbeitung auf einem viel niedrigeren Niveau.

Aus geologischer Sicht könnten auch zukünftig die Erdölreserven Venezuelas weiter steigen, da sowohl in der Erdölprovinz um den Lago Maracaibo (Schenk et al. 2017) als auch im ostvenezolanischen Becken (Schenk et al. 2009) erhebliche weitere Kohlenwasserstoffpotenziale existieren. Darüber hinaus könnten durch Technologiefortschritte die Entölungsgrade im Orinoco-Schwerölgürtel erhöht und damit weitere Schwer- und Schwerstölvorkommen in Reserven überführt und diese weiter ansteigen lassen. Venezuela verfügt zudem über erhebliche Erdgasreserven, die teils in Form von Erdölbegleitgas mit den Erdöllagerstätten assoziiert sind und teils offshore in Erdgasfeldern lagern.

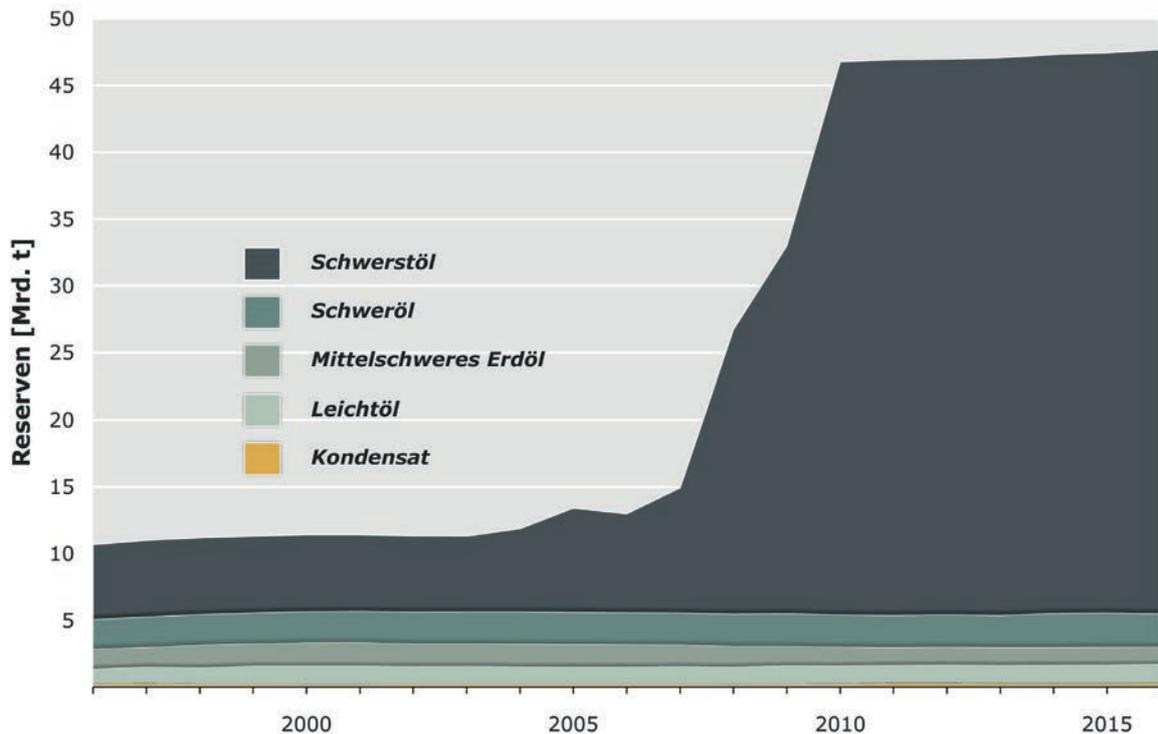


Abbildung 4-4: Erdölreserven Venezuelas klassifiziert nach Öltypen (Daten: PdVSA 2017).

Entwicklung der Erdölförderung

Die Förderhistorie des Landes ist von starken Auf- und Abschwüngen geprägt (Abb. 4-8). Ein Produktionsmaximum wurde im Jahr 1970 erreicht. Durch erhebliche Förderrückgänge in den traditionellen Erdölfördergebieten um den Lago Maracaibo im Nordwesten des Landes, eine jahrelang andauernde Phase unzureichender Investitionen in die Exploration und den Umbrüchen, die die Verstaatlichung der venezolanischen Erdölindustrie Anfang bis Mitte der 1970er Jahre mit sich brachte, halbierte sich die Erdölproduktion innerhalb der folgenden 10 Jahre. Die starke Ausweitung der Exploration nach dem Abschluss der Nationalisierung im Jahr 1976 hatte zahlreiche neue Funde zur Folge, die eine Produktionszunahme von 1983 bis Ende der 1990er Jahre ermöglichte. Abermalige Produktionsrückgänge im wichtigsten Fördergebiet um den Lago Maracaibo konnten bisher in zunehmende Maße durch die Förderzuwächse von Schwer- und Schwerstöl aus dem Orinoco-Schwerölgürtel kompensiert werden. Im Jahr 2016 stellte die Schwer- und Schwerstölförderung aus dem Orinoco-Schwerölgürtel bereits 40 Prozent der gesamten Förderung dar (Abb. 4-5). Etwa ein Viertel der Gesamtförderung stammt aus dem Fördergebiet um den Lago Maracaibo und über 30 % aus den Lagerstätten nördlich des Orinoco-Schwerölgürtels. Der Rest kommt aus anderen Gebieten des Landes. Die Förderung von Rohöl in Venezuela ist seit dem Jahr 2015 stark rückläufig. Wurden im Jahr 2016 durchschnittlich noch über 2,3 Mio. Barrel am Tag gefördert, sank die Menge im September 2018 auf 1,2 Mio. Barrel am Tag (OPEC 2018b). Der deutliche Rückgang der Produktion ist eine Folge der seit Jahren fehlenden Investitionen in den Ölsektor.

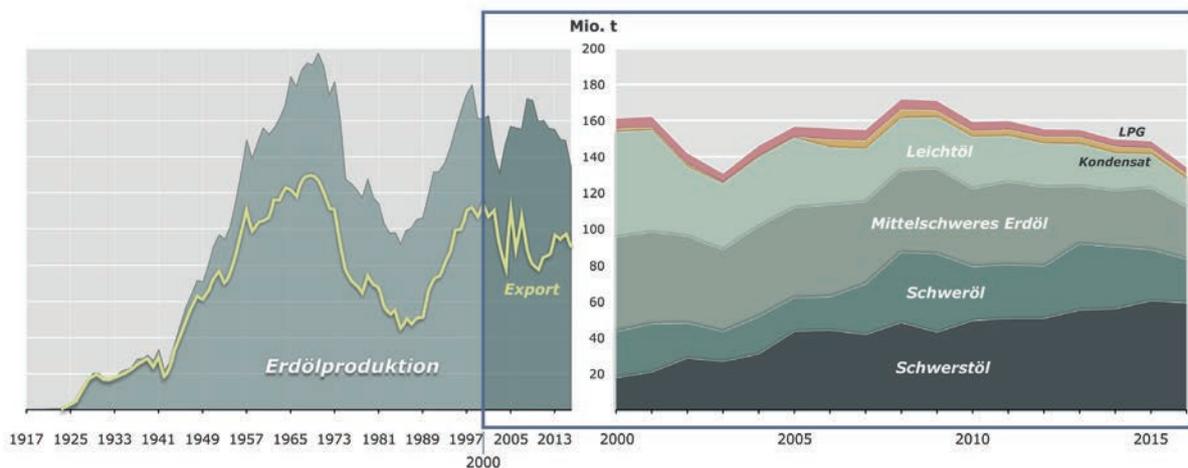


Abbildung 4-5: Erdölproduktion in Venezuela bis 2016 (BGR Datenbank, PdVSA 2017).

Ausblick

Die Aufrechterhaltung und der Ausbau der Erdölproduktion sind im Wesentlichen von den zukünftigen Investitionen in den Erdölsektor abhängig. In der Vergangenheit führte die Zusammenarbeit mit ausländischen Erdölunternehmen und -dienstleistern zu einer Steigerung der Erdölförderung und -verarbeitung, insbesondere der Schwer- und Schwerstölproduktion aus dem Orinoco-Schwerölgürtel. Der Ausbau der Erdölförderung im Orinoco-Schwerölgürtel sowie die Verarbeitung des Schwer- und Schwerstöls zu hochwertigem Syncrude ist dabei für Venezuela von zentraler Bedeutung, da die Einkünfte aus dem Erdöllexport in den nächsten Jahren voraussichtlich die mit großem Abstand wichtigste Einnahmequelle des Landes bleiben werden. Welche Maßnahmen im Erdölsektor zukünftig tatsächlich getroffen und welchen Einfluss die Implementierung der Kryptowährung El Petro haben wird, ist vor dem Hintergrund der allgemein kritischen Lage schwer abzuschätzen. Die historische Erfahrung zeigt, dass beispielsweise eine vollständige Nationalisierung der Empresa mixtas bis hin zu einer sukzessiven Übernahme von Teilen der Erdölindustrie durch ausländische Konzerne denkbar ist.

Schwerstöl ist nicht-konventionelles Erdöl, das leichte Kohlenwasserstofffraktionen durch Biodegradation verloren hat. Dadurch besitzt es einen hohen Anteil von schweren Rückständen, wie Asphalte und Wachse. Es hat eine hohe Dichte ($< 10^\circ$ API) und Viskosität (zwischen 1.000–5.000 cP) sowie einen, im Vergleich zu konventionellem Erdöl, hohen Anteil an Schwefel und Metallen. Schwerstöl unterscheidet sich von natürlichem Bitumen durch eine geringere Viskosität, die eine Mobilität des Erdöls im Reservoir ermöglicht. Schwerstöl ist technisch wesentlich aufwändiger zu fördern als konventionelles Erdöl und die Raffinationsprodukte haben, aufgrund der Zusammensetzung des Erdöls, einen vergleichsweise geringen Anteil an hochwertigen Destillaten, aber einen hohen Anteil an Residuen. Durch vorgeschaltete Verarbeitungsprozesse („Upgrading“) ist es aber möglich, qualitativ hochwertiges Syncrude beziehungsweise Raffinationsprodukte zu erzeugen.

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 der Energieversorgung. 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 Energiebedarf setzen daher für ihren zukünftigen Energiemix neben Sonne, Wind und Erdwärme vorerst weiterhin auf Erdöl, Erdgas, Kohle und Kernenergie.

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. Wird als Basis für den langfristigen Vergleich von Angebot und Nachfrage der projizierte Verbrauch dieser Energieträger bis zum Jahr 2040 nach dem New Policies Scenario der IEA (2018b) genutzt (Abb. 5-1), dann

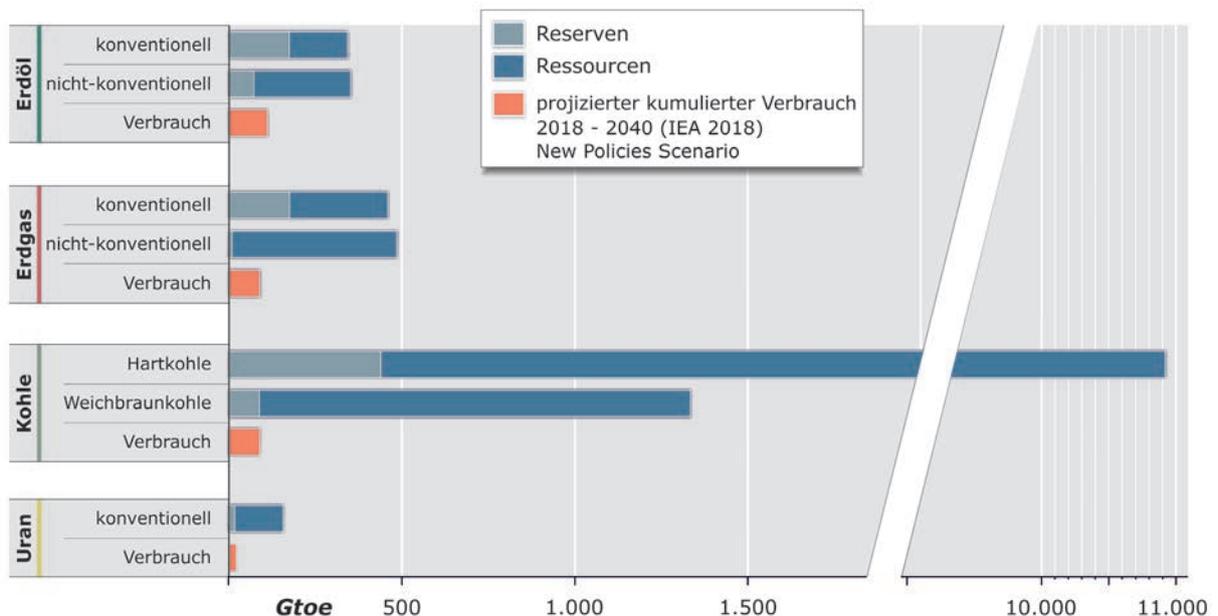


Abbildung 5-1: Angebotssituation nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2017.

ergibt sich für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus rohstoffgeologischer Sicht entspannte 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. Vor allem die Kohle sticht 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 Ölschiefern, 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. 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.

5.2 Zusammenfassung und Ausblick

Erdöl

Erdöl bleibt auch weiterhin der wichtigste Primärenergieträger der Welt. Sowohl die Förderung von Erdöl als auch der Verbrauch stieg auf ein neues Allzeithoch. Die weltweite Vorratslage ist weitgehend unverändert. Der weltweite Bedarf an Mineralölprodukten wird voraussichtlich auch in den nächsten Jahrzehnten weiter zunehmen. China stieg im Berichtsjahr erstmals vor den USA zum größten Rohölimporteur auf. Trotzdem die Schieferölförderung der USA im vergangenen Jahr auf neue Höchststände stieg und voraussichtlich mittelfristig weiter steigen wird, bleibt das Land von Rohölimporten abhängig. Obwohl alle Länder Erdölprodukte verbrauchen, gibt es sowohl bei der Produktion als auch beim Export eine hohe Marktkonzentration. Bereits die 10 größten Erdölförderer decken rund 70 % der Produktion und die fünf größten Exporteure etwa die Hälfte der Ausfuhren ab. Die Erdölpreise stiegen im Jahresvergleich um rund 25 %. Für die kommenden Jahre kann aus rohstoffgeologischer Sicht bei einem weiterhin moderaten Anstieg des Verbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden. Dennoch können Versorgungsengpässe mittelfristig nicht ausgeschlossen werden, da die Investitionen in den Erdölsektor seit Jahren auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau liegen und sich ein Nachfrage-Angebots-Defizit durch unzureichenden Erschließung neuer Lagerstätten sowie weiterhin geringer Neufunde andeutet. Als auch zukünftig einer der größten Mineralölverbraucher sieht sich Europa, insbesondere Deutschland, mit einer tendenziell sinkenden Eigenförderung konfrontiert. Erdöl bleibt in seiner tragenden Rolle als Energie- und Basisrohstoff bislang alternativlos. Vor dem Hintergrund eines möglicherweise mittelfristig auftretenden Nachfrage-Angebot-Defizits kann die hohe Abhängigkeit von Rohölimporten kritisch werden.

Erdgas

Erdgas blieb auch 2017 hinter Erdöl und Kohle der global dritt wichtigste Energieträger bezogen auf den Primärenergiebedarf. Nach dem geringfügigen Anstieg des Vorjahres um knapp 1,4 % erhöhte sich der weltweite Erdgasverbrauch 2017 um rund 3 %. Mittel- bis langfristig ist weiterhin mit einem spürbaren Anstieg des weltweiten Erdgasverbrauches zu rechnen. Aufgrund des hohen verbleibenden Erdgaspotenzials kann die Versorgung der Welt mit diesem Rohstoff aber noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden. Die globalen Erdgasreserven haben sich im Vergleich zum Vorjahr leicht erhöht. Wie in den Vorjahren konnte damit die Erdgasförderung 2017 vollständig durch Reserven-Zugewinne ausgeglichen werden. Der globale Erdgashandel hat 2017 weiter zugenommen. Durch ein großzügiges LNG-Angebot wachsen die globalen Erdgasmärkte, trotz der Preisdifferenz zum leitungsgebundenem Erdgas, enger zusammen. Es stehen jetzt 40 Importnationen 19 exportierenden Ländern gegenüber. Die größten Zunahmen beim LNG-Export verzeichneten die USA (plus 13 Mrd. m³) und, wie im Vorjahr Australien (plus 16 Mrd. m³). Deutschland und Europa sind mit ihrem integrierten und wachsenden Versorgungsnetz an einen bedeutenden Teil der weltweiten Erdgasreserven sowohl über Pipelines als auch über LNG-Anlandeterminals angeschlossen und damit relativ gut abgesichert. Damit bleiben vor allem geopolitische Risiken ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung. In der EU gibt es gegenwärtig 24 große LNG-Anlandeterminals, die in Betrieb sind und zusätzlich 12 Terminals, die geplant sind. Auch für Deutschland wird der Bau eines Terminals diskutiert. 2017 lag die gesamte Regasifizierungs-Kapazität der 24 EU-Anlagen bei 206 Mrd. m³, was etwa 40 % des Erdgasverbrauches der EU entspricht. Allerdings betrug die durchschnittliche Auslastung der europäischen Erdgasterminals im Schnitt nur etwa 25 %. Europa könnte bereits heute einen weitaus größeren Teil des Erdgases über LNG-Importe beziehen.

Kohle

Erstmals nach drei Jahren stieg 2017 die globale Kohlenförderung wieder an. Gegenüber dem Vorjahr erhöhte sie sich um 3,5 % und belief sich im Jahr 2017 auf rund 7.566 Mt. Die weltweiten Kohlereserven stiegen im Vergleich zum Vorjahr leicht an. Die globalen Vorräte an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht den Bedarf noch für viele Jahrzehnte decken. Der globale Hartkohlenwelthandel verzeichnete gegenüber dem Vorjahr mit fast 5 % einen kräftigen Zuwachs. Die Bedeutung des pazifischen Marktes bleibt mit Blick auf den Anteil an den globalen Kohlenimporten (Asien: 74 %) wie in den Vorjahren ungebrochen hoch. 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 USA als zweitgrößten Kohlenproduzenten abgelöst. Trotz hoher Zuwächse bei der US-amerikanischen Kohlenförderung im Jahr 2017 verblieb Indien auf Rang 2. Mit Blick auf die großen Produktionszuwächse in Indien im Jahr 2018 und die für Mitte der 2020er Jahre anvisierten Förderziele der indischen Regierung von 1,5 Gt (Gesamtkohle) dürfte sich an dieser Rangfolge auch in den kommenden Jahren kaum etwas ändern.

Wie in den Vorjahren wird die Entwicklung der globalen und damit auch der europäischen Kohlenpreise maßgeblich durch die aktuelle Situation in Asien und vor allem in China bestimmt. Eine absehbare Ausweitung der chinesischen und indischen Förderung einhergehend mit wahrscheinlich sinkenden Importen dieser beiden Länder dürfte mittelfristig zu einer Entspannung der Preise

auf dem Weltkohlemarkt führen. Vor allem in Europa ist in den nächsten Jahrzehnten mit einem Rückgang des Hartkohlenbedarfs zu rechnen. Der globale Hartkohlenbedarf hingegen dürfte kaum schrumpfen, da insbesondere in Südostasien eine signifikante Bedarfssteigerung erwartet wird (IEA 2018b). Vor dem Hintergrund eines stabilen Hartkohlenweltbedarfs sowie geringen Investitionen in neue Kohleprojekte (Exportgruben) bei gleichzeitig einhergehender Erschöpfung von produzierenden Gruben dürfte sich der Trend volatiler Kohlenpreise kurzfristig – vorbehaltlich einer möglichen globalen Rezession aufgrund eines sich ausweitenden Handelskonfliktes zwischen den USA und China – kaum ändern.

Kernbrennstoffe

Die globalen Vorräte für Uran sind sehr umfangreich. Aus geologischer Sicht ist in absehbarer Zeit kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten. Der Uranmarkt ist aber weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen. Die aktuelle Reduzierung der Uranproduktion gegenüber dem Vorjahr ist hauptsächlich der derzeitigen Rezession des Uranmarktes geschuldet. In naher Zukunft werden regulatorischen Maßnahmen, wie die Reduzierung oder Aussetzung der Produktion auch in marktdominierenden Produktionsstätten, weiter zunehmen. So wird Kasachstan, als mit Abstand größtes uranföhrndes Land, seine Produktion weiter drosseln. In Kanada und Namibia wird die Produktion in einigen Minen zeitweise ganz eingestellt. Eine Reduzierung der Förderung soll zu einem Anstieg der Uranpreise auf dem Weltmarkt führen.

Bei einem absehbar steigenden globalen Bedarf ist aber mittelfristig wieder mit Produktionszuwächsen zu rechnen. 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. Derzeit befinden sich von den 56 weltweit im Bau befindlichen Reaktoren allein 40 in Asien. Der wachsende Energiebedarf in Asien führte bereits in der Vergangenheit zu einem Ausbau der Kernenergie vornehmlich in China, Japan, Indien und Südkorea. In Zukunft wird er sich noch auf weitere asiatische Staaten ausweiten. Auch im Nahen Osten wird Kernenergie zukünftig eine größere Rolle spielen. Neben Iran und den Vereinigten Arabischen Emiraten, werden voraussichtlich auch Saudi-Arabien und Jordanien in den nächsten Jahren Kernenergie in ihren jeweiligen nationalen Energiemix integrieren.

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, das Fündigkeitsrisiko und signifikante Unterhaltungskosten sind nur einige der vielen Herausforderungen, mit denen die Tiefe Geothermie konfrontiert ist. Dennoch geht EGEN (2017) davon aus, dass die installierte Kapazität in Europa von derzeit etwa 2,5 GW_e bis zum Jahr 2020 auf 3 GW_e steigen wird. Allerdings wären hierfür in den kommenden Jahren sehr viel größere Anstrengungen als in den vergangenen Jahren notwendig.

Nach dem fast exponentiellen Wachstum der Direktwärmenutzung in Deutschland in den vergangenen zehn Jahren verringerte sich die installierte thermische Leistung im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr leicht um 3 MW_{th} auf etwa $374 \text{ MW}_{\text{th}}$. Die installierte elektrische Leistung nahm im selben Zeitraum ebenfalls mit 2 MW_{e} leicht ab und liegt aktuell bei $36,2 \text{ MW}_{\text{e}}$. Die produzierte elektrische Energie ging um knapp $15 \text{ GWh}_{\text{e}}$ auf etwa $160 \text{ GWh}_{\text{e}}$ zurück, die thermische erhöhte sich dagegen um $24 \text{ GWh}_{\text{th}}$ auf $1377 \text{ GWh}_{\text{th}}$. Ob dies eine Trendwende oder eine temporäre Pause bedeutet, kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden. Global verläuft die Entwicklung wenig dynamisch. Im Bereich geothermischer Stromproduktion führen nach wie vor die USA, unverändert gefolgt von den Philippinen und Indonesien. Weltweit gesehen nahm die geothermisch genutzte Wärme im Jahr 2017 um etwa 6 % zu. Die höchsten Werte bei der direkten Wärmenutzung erzielt China, gefolgt von der Türkei, Japan und Island. Damit auch die Tiefe Geothermie an Bedeutung hinzu gewinnt und zukünftig einen prominenteren Platz im Energiemix einnehmen kann, bedarf es neben weiterer intensiver Forschung auf nationaler und internationaler Ebene nicht zuletzt einem stetigen Aufbau des gegenseitigen Vertrauens zwischen Öffentlichkeit, Betreibern und Politik.

Erneuerbare Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien stieg im Jahr 2017 vor allem zur Stromerzeugung weiter an. Besonders die Photovoltaik weist erneut die größten Wachstumsraten beim Ausbau der erneuerbaren Energien auf. Weltweit gibt es heute rund $2.179 \text{ GW}_{\text{e}}$ installierter Leistung zur Stromerzeugung. Dabei werden besonders auch in Entwicklungs- und Schwellenländern vermehrt Investitionen getätigt. Das globale finanzielle Investitionsvolumen in erneuerbare Energien hat sich in den vergangenen zehn Jahren von 113 Mrd. USD/a auf über 265 Mrd. USD/a erhöht. Dabei wird derzeit nahezu die Hälfte (47 %) aller Investitionen in erneuerbare Energien in China getätigt. Hier wurde, wie auch global, vor allem Kapital in den Sektoren Photovoltaik und Windkraft aufgewendet. Zukünftig ist weltweit mit einem weiteren Ausbau in diesen aber auch in allen Bereichen der Energieversorgung, einhergehend mit der Entwicklung neuer bedeutender Märkte in Afrika, Asien und Lateinamerika, zu rechnen. Derzeit haben rund 179 Staaten Ziele zum Ausbau von erneuerbaren Energien formuliert. Technologische Weiterentwicklungen, Investitionen und Ausbau von Kapazitäten werden den Einfluss der erneuerbaren Energien besonders im Stromsektor global weiter steigern, aber auch deren Einfluss im Wärme- und Verkehrssektor mittelfristig wachsen lassen. Eine große Herausforderung ist die Diskrepanz zwischen der potenziell zur Verfügung stehenden und der tatsächlich erbrachten Leistung erneuerbarer Energien, so dass bislang nur rund 18 % 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

- Abdillahi, O., Mohamed, A., Moussa, K. & Khaireh, A. (2016): Geothermal Development in Republic of Djibouti: A Country update report. Proceedings of the 6th African Rift Geothermal Conference (2.-4. November 2016). – 16 S.; Addis Ababa, Äthiopien.
<http://theargeo.org/fullpapers/COUNTRY%20UPDATE%20REPORT%20FOR%20DJIBOUTI.pdf> [01.2019]
- AEBIOM (2017): AEBIOM Statistical Report 2017 – Key findings 2017. – 43 S.; Brüssel, Belgien.
<https://epc.bioenergyeurope.org/aebiom-statistical-report-2017/> [01.2019]
- AGEB (2018a): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017. – 43 S.; Berlin, Köln.
https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2017_20180315-02_dt.pdf
 [01.2019]
- (2018b): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2017. – 40 S.; Berlin, Bergheim.
https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_30jul2018_ov.pdf [01.2019]
- (2018c): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.
<https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html> [12.2018]
- Agemar, T., Weber, J. & Schulz, R. (2014): Deep Geothermal Energy Production in Germany. – In: Energies 2014, 7(7), 4397–4416.
- BAFA (2018a): Amtliche Mineralölzeiten Dezember 2017; Eschborn.
http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2016_dezember.html
- (2018b): Energie, Rohstoffe, Erdgas.
http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html;jsessionid=E591D5B9C693FBC04516646D0BD96BB2.2_cid362
- (2018c): Drittlandskohlepreis, Mengen- und Preisübersicht.
http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html
- BCG (2018): Klimapfade für Deutschland. – 290 S.
http://image-src.bcg.com/Images/Klimapfade-fuer-Deutschland_tcm108-181356.pdf [01.2019]
- 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 [11.2018]
- 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 [11.2018]
- (2016): 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 [11.2018]

- (2017): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung (21). – 184 S.; Hannover.
<http://www.bgr.bund.de/energiestudie2017.de> [01.2019]
- BMJV (2017): Gesetz über die Bevorratung mit Erdöl und Erdölerzeugnissen (Erdölbevorratungsgesetz – ErdölBevG); Berlin.
URL: http://www.gesetze-im-internet.de/erd_lbevg_2012/Erd%C3%B6lBevG.pdf [12.2018]
- BMU (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen. – 110 S.; Berlin.
<http://www.erneuerbare-energien.de> [12.2018]
- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. – 91 S.; Berlin.
https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf [11.2018]
- BMWi (2015): Marktanalyse tiefe Geothermie. – 3 S.; Berlin.
https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-geothermie.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [12.2018]
- (2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/EEG.html> [11.2018]
- (2018a): Konventionelle Energieträger – Mineralöl und Kraftstoffe.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/mineraloelversorgung.html> [11.2018]
- (2018b): Konventionelle Energieträger – Kohle.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/kohlepolitik.html> [12.2018]
- (2018c): Erfahrungsbericht nach §97 EEG (EEG-Erfahrungsbericht). – 24 S.; Berlin.
https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/eeg-erfahrungsbericht.html
- (2018d): Energiedaten und -szenarien.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html> [23.11.2018]
- (2018e): Erneuerbare Energien in Zahlen.
<https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2017.html> [11.2018]
- (2018f): Unsere Energiewende: sicher, sauber, bezahlbar.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html> [11.2018]
- BNetzA (2018a): Monitoringbericht 2018. – 516 S.; Bonn.
https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [12.2018]
- (2018b): Kraftwerkliste – Aktuelle Erzeugungsanlagen. Stand 19.11.2018.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html [11.2018]
- BP (2018): Statistical Review of World Energy. – 56 S.; London
<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> [12.2018]

- BVEG (2018): Die E&P-Industrie in Zahlen. Statistischer Bericht 2017; Hannover.
<http://www.bveg.de/Erdgas/Zahlen-und-Fakten> [12.2018]
- Cameco (2018a): Uranium Price.
<https://www.cameco.com/invest/markets/uranium-price> [11.2018]
- (2018b): Mining Methods; Jet boring.
<https://www.cameco.com/businesses/mining-methods> [11.2018]
- CIL (2015): Road Map for Enhancement of Coal Production. – 14 S.; Neu Dehli, Indien.
https://www.coalindia.in/DesktopModules/DocumentList/documents/RoadMap_for_Enhancement_of_Coal_Production_26052015.pdf [12.2018]
- (2018a): Annual reports & accounts 2017-18. – 335 S.; Neu Dehli, Indien.
https://www.coalindia.in/DesktopModules/DocumentList/documents/Annual_Report_Accounts_2017-18_10082018.pdf [12.2018]
- (2018b): Coal India Limited Corporate Presentation, August 2018. – 17 S.; Neu Dehli, Indien.
https://www.coalindia.in/DesktopModules/DocumentList/documents/Revised_Presentation_to_Institutional_Investors_Non_deal_Roadshow_17082018.pdf [12.2108]
- DAtF (2018a): Stilllegung und Rückbau von Kernkraftwerken.
https://www.kernenergie.de/kernenergie/themen/Rueckbau/Stilllegung/01_index.php [11.2018]
- (2018b): Nuclear Power Plants: 2017 atw Compact Statistics; atw Vol.63/3 March 2018
- DEBRIV (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 [12.2018]
- DEPI (2017): Pelletproduktion und Inlandsbedarf in Deutschland (Grafik)
<https://depi.de/assets/c6452e2c-a698-43ae-af21-c5875b1aaf04> [09.2018]
- Dusseault, M.B. (2001): Comparing Venezuela and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. Canadian International Petroleum Conference 2001, Paper 2001–061
- EBV (2008): Mineralölpflichtbevorratung in der Bundesrepublik Deutschland. – 6 S.; Hamburg.
<https://www.ebv-oil.org/cms/pdf/pflicht2008.pdf> [01.2019]
- (2017): Geschäftsbericht 2016/2017. – 70 S.; Hamburg.
https://www.ebv-oil.org/cms/pdf/EBV_GB_2016_2017.pdf [01.2019]
- 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> [01.2019]
- EGEC (2018): 2017 EGEN Geothermal Market Report, Key Findings. – 17 S.; Brüssel, Belgien.
https://www.egec.org/wp-content/uploads/media_publication/MR17_KF_final_web.pdf [11.2018]
- EIA (2015): International energy data and analysis; China
https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/China/china.pdf [11.2018]
- (2018a): What drives crude oil prices: Supply OPEC
<https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/supply-opec.php> [12.2018]

- (2018b): Annual Energy Outlook 2018
<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/> [12.2018]
- (2018c): Frequently Asked Questions - How much shale gas is produced in the United States?
<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=907&t=8> [12.2018]
- (2018d): Annual Coal Report 2017. – 64 S.; Washington, DC.
<https://www.eia.gov/coal/annual/pdf/acr.pdf> [12.2018]
- (2018e): Weekly Coal Production, For the week ended November 17, 2018. Release date: 23.11.2018.
<http://www.eia.gov/coal/production/weekly/> [12.2018]
- (2018f): Monthly Energy Review November 2018. – 261 S.; Washington, D.C., USA.
<https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/mer.pdf> [12.2018]
- (2018g): Today in Energy: Almost all power plants that retired in the past decade were powered by fossil fuels. 09.01.2018; Washington, D.C., USA.
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34452> [12.2108]
- (2018h): Preliminary Monthly Electric Generator Inventory – August 2018. Release date: 24.10.2018.
https://www.eia.gov/electricity/data/eia860m/xls/august_generator2018.xlsx [12.2018]
- Eisenhammer, S. (2018): Angola cuts tax rates for development of marginal oil fields.
<https://af.reuters.com/article/investingNews/idAFKCN1IN0SN-OZABS> [11.2018]
- EPA (2016): Mercury and Air Toxics Standards.
<https://www.epa.gov/mats/regulatory-actions-final-mercury-and-air-toxics-standards-mats-power-plants> [12.2018]
- ESDM (2018): Rekonsiliasi Data, Sumber Daya Batubara Indonesia Kini 166 Miliar Ton, Cadangan 37 Miliar Ton.
<https://www.esdm.go.id/en/media-center/arsip-berita/rekonsiliasi-data-sumber-daya-batubara-indonesia-kini-166-miliar-ton-cadangan-37-miliar-ton> [12.2018]
- ETIP-DG (2018): Vision for deep geothermal. – 19 S.
https://www.etip-dg.eu/front/wp-content/uploads/ETIP-DG_Vision_web.pdf [01.2019]
- European Union (2018): EURATOM Supply Agency (ESA), ANNUAL REPORT 2017. – 68 S.; Luxembourg.
<http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf> [11.2018]
- Fenwei Energy Information Services (2018a): China spends \$3.4 billion to resettle steel, coal workers in 2017. Release date: 21.06.2018.
<http://www.sxcoal.com/news/4573825/info/en> [12.2018]
- (2018b): An overview of China thermal coal market since April. Release date: 01.06.2018.
<http://www.sxcoal.com/news/4573061/info/en> [12.2018]
- (2018c): China coal imports set to fall in the long run. Release date: 29.11.2018.
<http://www.sxcoal.com/news/4582648/info/en> [11.2018]
- (2018d): Coal output rises 10.4% to 370 mln T in Apr-Oct. Release date: 20.11.2018.
<http://www.sxcoal.com/news/4581890/info/en> [11.2018]

- Fiorillo, G. (1987): Exploration and evaluation of Orinoco oil belt. – In: R.F. Meyer, ed., Exploration for heavy crude oil and natural bitumen: AAPG Studies in Geology 25, 103–114
- GIIGNL (2018): The LNG industry. GIIGNL ANNUAL REPORT 2018. – 40 S.; Neuilly-sur-Seine, Frankreich.
https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/rapportannuel-2018pdf.pdf [12.2018]
- Grigoli, F., Cesca, S., Rinaldi, A.P., Manconi, A., Lopez-Comino, J.A., Clinton, J.F., Westaway, R., Cauzzi, C., Dahm, T., & Wiemer, S. (2018): The November 2017 M_w 5.5 Pohang earthquake: A possible case of induced seismicity in South Korea. – In: Science 360, 1003–1006.
- GVSt (2018a): Jahresbericht 2018. – 94 S.; Essen.
http://www.gvst.de/site/steinkohle/pdf/GVSt_Jahresbericht_2018.pdf
- (2018b): Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2017.
<https://www.gvst.de/site/steinkohle/kennzahlen.htm> [12.2018]
- Hainzl, S., Dahm, T., Hofmann, H., Cesca, S., Zimmermann, G. & Huenges, E. (2018): Combining geomechanical modeling with physics-based seismicity models to assess the trigger probabilities of the M_w 5.5 2017 Pohang earthquake, Vortrag Workshop der Arbeitsgruppe Induzierte Seismizität (AGIS), 21./22. November 2018, Hannover.
- Hayward, D. (2009): China's Oil Supply Dependence. – In: Journal of Energy Security, June 2009 Issue
http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=197:chinas-oil-supply-dependence&catid=96:content&Itemid=345 [11.2018]
- Höök, M., Hirsch, R. & Aleklett, K. (2009): Giant oil field decline rates and their influence on world oil production. – In: Energy Policy, 37(6), 2262–2272
https://www.researchgate.net/publication/46496655_Giant_oil_field_decline_rates_and_their_influence_on_world_oil_production/download [11.2018]
- HSR (2016a): Ende der Bergbauära im Helmstedter Revier. Pressemitteilung 04/2016 vom 01.09.2016.
<http://www.helmstedterrevier.de/index.php/aktuelles.html> [12.2018]
- HSR (2016b): Beginn der Sicherheitsbereitschaft im Helmstedter Revier. Pressemitteilung 05/2016 vom 30.09.2016.
<http://www.helmstedterrevier.de/index.php/aktuelles.html> [12.2018]
- IAEA (2017a): 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 [11.2018]
- IEA (2015): World Energy Outlook 2015. – 718 S.; Paris, Frankreich.
- (2018a): Coal Information 2018. – 503 S.; Paris, Frankreich.
- (2018b): World Energy Outlook. – 661 S.; Paris, Frankreich.
<https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018> [12.2018]
- (2018c): Oil Market Report February 2018
<https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2018-02-13.pdf>

- (2018d): Natural Gas Information 2018. – 418 S.; Paris, Frankreich.
- (2018e): Electricity Information 2018. – 681 S.; Paris, Frankreich.
- (2018f): Renewables Information 2018. – 492 S.; Paris, Frankreich
- IHS Markit (2018a): McCloskey Coal Report. – 14-tägiger Newsletter.
<https://www.ihs.com/products/global-coal-news-analysis.html> [12.2018]
- (2018b): McCloskey Fax - Issue 879. Release date: 09.03.2018.
<https://ihsmarkit.com/products/global-coal-news-analysis.html> [12.2018]
- 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 (2017): Renewable energy in district heating and cooling, A sector roadmap for REMAP, – 122 S.
http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_remap_dhc_report_2017.pdf [11.2018].
- (2018a): Renewable capacity highlights. – 2 S.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Mar/RE_capacity_highlights_2018.pdf?la=en&has_h=21795787DA9BB41A32D2FF3A9C0702C43857B39C [11.2018].
- (2018b): Renewable capacity statistics 2018. – 60 S.; Abu Dhabi, Vereinigte Arabische Emirate
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2018.pdf [11.2018].
- Janczik, S. & Kaltschmitt, M. (2017): Tiefe Geothermie in Deutschland und weltweit: Statusreport 2017. – In: Erdöl, Erdgas, Kohle 133(7/8), 286–293
- Kaltenbach, E. & Maaßen, U. (2018): Braunkohle. – In: BWK, 70 (5): 109–121; Düsseldorf.
https://braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=bwk_05_2018_sd_braunkohle.pdf [12.2018]
- Kim, K.-H., Ree, J.-H., Kim, Y., Kim, S., Kang, S. Y., & Seo, W. (2018a): Assessing whether the 2017 M_w 5.4 Pohang earthquake in South Korea was an induced event. – In: Science, 360(6392), 1007–1009.
- Kim, H.-S., Sun, C.-G., & Cho, H.-I. (2018b): Geospatial Assessment of the Post-Earthquake Hazard of the 2017 Pohang Earthquake Considering Seismic Site Effects. – In: ISPRS International Journal of Geo-Information, 7(9): – 375 S.
- King & Spalding (2018): LNG in Europe 2018: An Overview of Import Terminals in Europe
- LBEG (2018): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017; Hannover.
<https://www.lbeg.niedersachsen.de/erdoel-erdgas-jahresbericht/jahresbericht-erdoel-und-erdgas-in-der-bundesrepublik-deutschland-936.html> [12.2018]
- LEAG (2017): LEAG – die neue Lausitzer Energie.
<https://www.leag.de/de/unternehmen/> [12.2018]

- LIAG (2018): GeotIS – Geothermisches Informationssystem für Deutschland. Hannover.
<http://www.geotis.de> [11.2018]
- Maaßen, U. & Schiffer, H.-W. (2018): The German lignite industry in 2017 / Die deutsche Braunkohlenindustrie im Jahr 2017. – In: World of Mining – surface & underground, 70(3): 156–166; Clausthal-Zellerfeld.
https://braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=maassen_schiffer_318.pdf [12.2018]
- Observatory of Economic Complexity (2018): Venezuela 2016
<https://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/ven/> [12.2018]
- 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> [11.2018]
- OGJ (2008): CERA-IHS: Global oil field decline rate at 4.5 %/year
<https://www.ogj.com/articles/print/volume-106/issue-4/general-interest/cera-ihs-global-oil-field-decline-rate-at-45-year.html> [12.2018]
- OPEC (2016): OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting, Vienna, Austria, 10 Dec 2016
https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3944.htm [12.2018]
- (2018a): Venezuela facts and figures
http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/171.htm [12.2018]
- (2018b): Monthly Oil Market Report, 11 October 2018, Vienna
https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20October%202018.pdf [12.2018]
- Parnaud, F., Gou, Y., Pascual, J.-C., Truskowski, I., Gallango, O., Passalacqua, H. & Roure, F. (1995): Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuela Basin. – In: Tankard, A.J., Suárez Soruccho, R., Welsin, H.J.: Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, 741–756
- Payera, S. V. (2018): Understanding social acceptance of geothermal energy: Case study for Araucanía region, Chile, Geothermics, 72, 138–144.
- PdVSA (2017): Informe de Gestión: 2006–2016
http://www.pdvs.com/index.php?option=com_content&view=article&id=6538&Itemid=1186&lang=es [12.2018]
- Petroleum Economist (2013): World Energy Atlas 7th edition, Petroleum Economist Ltd. – 268 S.; London.
- Porter, R. T., Striolo, A., Mahgerefteh, H., & Faure Walker, J. (2018): Addressing the risks of induced seismicity in subsurface energy operations, Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, e324.
- Prognos AG (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. –161.S; Basel.
https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/Prognos-Endbericht_Fluessige_Energietraeger_Web-final.pdf [12.2018]
- REN21 (2018): Global Status Report. – 325 S.
<http://www.ren21.net/gsr-2018/> [11.2018]

Reuters (2018a): China steel capacity to be brought below 1 bln T by 2025. Release date: 19.05.2018.
<https://www.reuters.com/article/china-steel/china-steel-capacity-to-be-brought-below-1-blnt-by-2025-assn-idUSL3N1SQ03O> [12.2018]

– (2018b): China September coal output hits nine-month high as new capacity starts up. Release date: 19.10.2018.
<https://www.reuters.com/article/us-china-economy-output-coal/china-september-coal-output-hits-nine-month-high-as-new-capacity-starts-up-idUSKCN1MT0E9?rpc=401&> [12.2018]

Safinya, K. (2008): Heavy Oil Recovery – The Road Ahead, – 5 S.
http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/heavy_oil/industry_articles/200801_alo_heavy_oil_recovery.pdf
 [12.2018]

Schenk, C.J., Cook, T.A., Charpentier, R.R., Pollastro, R.M., Klett, T.R., Tennyson, M.E., Kirschbaum, M.A., Brownfield, M.E. & Pitman, J.K. (2009): An estimate of recoverable heavy oil resources of the Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela. – In U.S. Geological Survey Fact Sheet 2009–3028, – 4 S.

–, Tennyson, M.E., Mercier, T.J., Gaswirth, S.B., Marra, K.R., Le, P.A., Pitman, J.K., Brownfield, M.E., Hawkins, S.J., Leathers-Miller, H.M., Finn, T.M., & Klett, T.R. (2017): Assessment of continuous oil and gas resources of the Maracaibo Basin Province of Venezuela and Colombia, 2016. – In: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2017–3011, 2 S.

Schulz, I., Steiner, U. & Schubert, A. (2017): Erfolgsfaktoren bei Projekten der Tiefengeothermie — Erfahrungen aus dem bayerischen Molassebecken. – In: EEK 133(2), 73–79.

SdK (2018): Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft.
<http://www.kohlenstatistik.de/4-0-Download.html> [12.2018]

S&P Global Platts (2018a): Citi analysts see oversupplied seaborne thermal coal market for next four years. Release date: 28.11.2018.
<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/112818-citi-analysts-see-oversupplied-seaborne-thermal-coal-market-for-next-four-years> [12.2018]

– (2018b): Analysis: Chinese thermal coal buyers cautious in 2019 amid import quota uncertainty. Release date: 28.11.2018.
<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/112818-analysis-chinese-thermal-coal-buyers-cautious-in-2019-amid-import-quota-uncertainty> [12.2018]

Staatsrat der Volksrepublik China (2016): China sets steel overcapacity-cut target by 2020.
http://english.gov.cn/state_council/ministries/2016/11/14/content_281475490843367.htm [12.2018]

Summa, L.L., Goodman, E.D., Richardson, M., Norton, I.O. & Green, A.R. (2003): Hydrocarbon systems of Northeastern Venezuela: plate tectonic molecular sacle-analysis of the genesis and evolution of the Eastern Venezuela Basin. – In: Marine and Petroleum Geology 20(2003), 323–349.

Talwani, M. (2002): The Orinoco Heavy Oil Belt in Venezuela (Or Heavy Oil to the Rescue?), Energy Study: Latin America, The James Baker III. Institute for Public Policy of Rice University

- ThinkGeoEnergy (2018): Geothermal energy and its key role for Europe – EGEC's 7th Annual Geothermal Market Report.
<http://www.thinkgeoenergy.com/geothermal-energy-and-its-key-role-for-europe-egecs-7th-annual-geothermal-market-report/> [07.2018].
- UBA (2018): Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2017. – 24 S.
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2017> [11.2018]
- UNFCCC (2015): Paris Agreement. – 27 S.
https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf [12.2018]
- (2018): Status of ratification of the convention
<https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification> [12.2018]
- 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]
- van de Loo, K. & Sitte, A.-P. (2018): Steinkohle. – In: BWK 70(5), 102–108; Düsseldorf.
<http://www.gvst.de/dokumente/fachbeitraege/Beleg-PDF-Steinkohle.pdf> [12.2018]
- 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 (2018a): Jahresbericht 2018. – 132 S.; Hamburg.
https://www.kohlenimporteure.de/publikationen/jahresbericht-2018.html?file=files/user_upload/jahresberichte/vdki_jahresbericht_2018.pdf [12.2018]
- (2018b): Marktinformationen / Steinkohlenpreise, Wechselkurse.
<http://www.kohlenimporteure.de/marktinformationen.html> [12.2018]
- Villarroel, T. (2008): New Developments on Orinoco Oil Belt Projects Reflect a Positive Effect on the Areas Reserves. On Proceedings world heavy oil congress, Edmonton, 10-12 March, 2008
- & Hernández, R. (2013): Technological Developments for Enhancing Extra Heavy Oil Productivity in Fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO), Venezuela; Search and Discovery Article #20205 (2013)
http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/20205villarroel/ndx_villarroel.pdf.html [12.2018]
- Weber, J. & Moeck, I. (2018): Wärmewende mit Geothermie. Möglichkeiten und Chancen in Deutschland. – 10 S.
- & IEA Geothermal (2019): Trends in Geothermal Applications 2017, Survey Report on Geothermal Utilisation and Development in IEA Geothermal Member Countries in 2017, with Trends in Geothermal Power Generation and Heat Use 2000 – 2017, Publication of the IEA Geothermal (in preparation).
- & IEA Geothermal (unveröffentl.): Geothermal Power Statistics 2017, Publication of the IEA Geothermal.

WEC (2018): Energie für Deutschland. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext.
– 144 S.; Berlin.

https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2014/02/Energie-f%C3%BCr-Deutschland-2017_.pdf. <https://www.worldenergy.org/data/resources/country/china/geothermal/> [07.2018].

WNA (2018a): Nuclear Power in the World Today

<http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>
[11.2018]

– (2018b): Decommissioning Nuclear Facilities.

<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Nuclear-Wastes/Decommissioning-Nuclear-Facilities/> [11.2018]

– (2018c): 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/> [11.2018]

Anhang

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

Tabelle A-1: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2017: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell ¹	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	84	7	117	< 0,5	632	681	13	1.535	3,8
GUS	825	–	2.406	2	3.282	1.354	183	8.053	20,0
Afrika	719	–	635	–	309	1	112	1.776	4,4
Naher Osten	4.680	–	2.988	–	30	–	–	7.698	19,1
Austral-Asien	275	–	635	59	8.126	1.139	102	10.336	25,7
Nordamerika	268	1.177	191	239	5.676	383	120	8.054	20,0
Lateinamerika	383	1.751	289	–	232	43	88	2.786	6,9
Welt	7.234	2.936	7.261	300	18.288	3.601	618	40.237	100,0
OECD	371	1.184	403	277	8.227	1.747	133	12.342	30,7
EU-28	35	7	49	< 0,5	605	481	10	1.187	2,9
OPEC	5.523	1.751	3.575	–	59	1	–	10.908	27,1

¹ einschließlich Tight Gas

Tabelle A-2: Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2017: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell ¹	Hartkohle	Weichbraunkohle				
Europa	217	209	220	530	12.570	2.972	280	286	17.283	3,2
GUS	1.155	1.245	4.974	1.833	70.292	18.958	1.233	103	99.792	18,4
Afrika	1.211	443	1.317	1.611	6.864	4	1.063	264	12.777	2,4
Naher Osten	1.276	254	1.602	521	1.008	–	57	–	4.719	0,9
Austral-Asien	1.058	813	1.722	3.141	176.472	12.383	1.890	771	198.249	36,6
Nordamerika	1.082	6.576	1.206	2.790	166.908	17.548	932	427	197.469	36,4
Lateinamerika	1.034	2.159	814	1.570	686	173	398	466	7.300	1,3
Welt	7.034	11.700	11.855	11.995	438.625 ²	52.037	5.855	3.178 ³	542.279	100,0
OECD	1.375	6.917	1.767	4.295	220.593	24.028	2.089	1.010	262.075	48,3
EU-28	107	162	117	494	12.531	2.687	280	55	16.432	3,0
OPEC	1.900	2.157	1.787	1.717	1.220	3	21	150	8.954	1,7

¹ ohne Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas (7.904 EJ)

² einschließlich Antarktis für Hartkohle (3.825 EJ)

³ einschließlich Thoriumressourcen ohne Länderzuordnung (863 EJ)

Tabelle A-3: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2017: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	7,4	9,6	2,2	4,7	< 0,05	23,9	4,5
GUS	28,9	33,6	11,8	1,2	14,6	90,1	17,1
Afrika	15,9	8,7	6,4	< 0,05	4,0	35,0	6,7
Naher Osten	61,6	24,9	< 0,05	–	–	86,5	16,5
Austral-Asien	15,3	23,1	118,6	3,4	4,1	164,6	31,3
Nordamerika	38,9	37,2	17,5	0,9	7,0	101,4	19,3
Lateinamerika	15,2	6,6	2,6	< 0,05	–	24,4	4,6
Welt	183,1	143,7	159,1	10,2	29,8	525,9	100,0
OECD	46,6	51,4	31,3	4,9	10,0	144,3	27,4
EU-28	3,1	4,9	2,1	3,5	< 0,05	13,6	2,6
OPEC	77,7	29,9	0,1	–	–	107,7	20,5

Tabelle A-4: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2017: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	28,7	21,1	7,5	4,7	9,8	71,7	13,4
GUS	8,3	23,6	7,8	1,2	3,7	44,6	8,3
Afrika	8,4	5,1	4,5	< 0,05	0,1	18,1	3,4
Naher Osten	17,3	20,6	0,3	–	0,4	38,7	7,2
Austral-Asien	66,4	28,8	122,9	3,4	7,9	229,5	42,9
Nordamerika	49,6	35,8	15,2	0,9	10,3	111,7	20,9
Lateinamerika	13,3	6,4	1,2	< 0,05	0,3	21,1	3,9
Welt	192,0	141,5	159,3	10,2	32,5	535,5	100,0
OECD	93,2	64,7	33,4	4,9	22,5	218,8	40,9
EU-28	25,4	18,6	6,4	3,5	9,5	63,4	11,8
OPEC	19,5	21,7	0,1	–	0,4	41,7	7,8

– keine Reserven, Ressourcen, Förderung oder Verbrauch

Tabelle A-5: Deutschland: Rohöllieferländer 2016/2017 [kt]

Land / Gruppe	2016	2017*	[%]	Veränderung 2016 / 2017	[%]
Russische Föderation	36.048	33.517	36,9	-2.531	-7,0
Norwegen	11.190	10.303	11,4	-887	-7,9
Vereinigtes Königreich	9.210	8.555	9,4	-655	-7,1
Kasachstan	8.375	8.114	8,9	-261	-3,1
Libyen, Staat	1.779	6.915	7,6	5.136	288,7
Nigeria	3.810	4.916	5,4	1.106	29,0
Irak	3.146	4.675	5,2	1.529	48,6
Aserbaidshjan	5.131	2.451	2,7	-2.680	-52,2
Algerien	3.266	1.958	2,2	-1.308	-40,0
Ägypten	1.740	1.737	1,9	-3	-0,2
Saudi-Arabien	812	1.021	1,1	209	25,7
USA	608	868	1,0	260	42,8
Iran	0	794	0,9	794	
Ghana	202	662	0,7	460	227,7
Venezuela	407	654	0,7	247	60,7
Dänemark	503	612	0,7	109	21,7
Côte d'Ivoire	492	460	0,5	-32	-6,5
Niederlande	327	440	0,5	113	34,6
Mexiko	854	345	0,4	-509	-59,6
Italien	235	316	0,3	81	34,5
Polen	223	219	0,2	-4	-1,8
Angola	675	205	0,2	-470	-69,6
Äquatorialguinea	304	180	0,2	-124	-40,8
Kuwait	190	176	0,2	-14	-7,4
Tunesien	284	160	0,2	-124	-43,7
Kolumbien	228	138	0,2	-90	-39,5
Brasilien	208	97	0,1	-111	-53,4
Südafrika	0	87	0,1	87	
nicht ermittelte Länder	680	82	0,1	-598	-87,9
Kongo, Rep.	0	39	0,0	39	
Schweden	16	30	0,0	14	87,5
Guatemala	0	14	0,0	14	
Frankreich	18	3	0,0	-15	-83,3

Fortsetzung Tabelle A-5
[kt]

Land / Gruppe	2016	2017	[%]	Veränderung 2016 / 2017	[%]
Turkmenistan	159	0	0,0	-159	-100,0
Kanada	32	0	0,0	-32	-100,0
Einfuhr insgesamt	91.245	90.743	100,0	-502	-0,6
OPEC		21.494	23,7		
Naher Osten	4.148	6.666	7,3	2.518	60,7
Afrika	12.586	17.319	19,1	4.733	37,6
GUS	49.713	44.082	48,6	-5.631	-11,3
Europa	21.781	20.478	22,6	-1.303	-6,0

* Daten für 2017 sind zum Teil vorläufig

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

Herkunft	2016	[%]	2017	[%]	Veränderung 2016 / 2017	[%]
Import	112,0	92,9	122,6	93,9	10,6	9,4
Eigenproduktion*	8,6	7,1	7,9	6,1	-0,7	-7,9
Gesamtaufkommen	120,6	100,0	130,5	100,0	9,9	8,2
Re-Export	19,3	16,0	24,9	19,1	5,6	29,3
Speichersaldo	0,2	0,1	0,4	0,3	0,2	155,0
Gesamtverbrauch	101,5	84,1	105,9	81,2	4,5	4,4
Anteil Eigenproduktion am Gesamtverbrauch		8,5		7,5		

* (Rohgas ohne Erdölgas und Grubengas)

Daten sind zum Teil vorläufig

Umwandlung von Energieeinheiten in Volumeneinheiten basiert auf Umrechnungskoeffizienten der IEA 2018

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

Quellen: BAFA 2018b (Originalausgaben in TJ), LBEG 2018

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

Land / Gruppe	2013	2014	2015	2016	2017	Veränderung 2016/2017	[%]
EU	8.364	11.024	8.248	7.209	6.010	-1.199	-16,6
STK	5.891	8.817	6.651	5.502	4.113	-1.389	-25,2
STKK	2.473	2.207	1.597	1.707	1.897	190	11,1
Nicht-EU	44.502	45.182	49.262	49.835	45.213	-4.622	-9,3
STK	44.228	44.854	48.894	49.584	44.849	-4.735	-9,5
STKK	274	328	368	251	364	113	45,0
Australien	4.739	5.673	5.737	6.608	5.635	-973	-14,7
STK	4.739	5.673	5.737	6.608	5.635	-973	-14,7
STKK	0	0	0	0	0	0	
Indonesien	0	0	53	180	0	-180	-100,0
STK	0	0	53	180	0	-180	-100,0
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kanada	1.214	1.462	1.316	1.487	1.524	37	2,5
STK	1.214	1.462	1.316	1.487	1.481	-6	-0,4
STKK	0	0	0	0	43	43	
Kolumbien	9.999	7.381	9.948	10.745	6.503	-4.242	-39,5
STK	9.974	7.381	9.948	10.711	6.461	-4.250	-39,7
STKK	25	0	0	34	42	8	23,5
Norwegen	680	435	561	636	171	-465	-73,1
STK	680	435	561	636	171	-465	-73,1
STKK	0	0	0	0	0	0	
Polen	4.325	4.389	4.096	3.705	2.673	-1.032	-27,9
STK	3.008	2.931	3.098	2.421	1.248	-1.173	-48,5
STKK	1.317	1.458	998	1.284	1.425	141	11,0
GUS	13.091	13.722	16.724	17.943	19.710	1.767	9,8
STK	12.842	13.495	16.528	17.854	19.612	1.758	9,8
STKK	249	227	196	89	98	9	10,1
Südafrika	2.533	5.082	3.400	2.003	1.630	-373	-18,6
STK	2.533	5.082	3.400	2.003	1.630	-373	-18,6
STKK	0	0	0	0	0	0	
Tschechien	690	659	832	539	441	-98	-18,2
STK	365	362	566	393	160	-233	-59,3
STKK	325	297	266	146	281	135	92,5

Fortsetzung Tabelle A-7
[kt]

Land / Gruppe	2013	2014	2015	2016	2017	Veränderung 2016/2017	[%]
USA	12.044	11.099	10.913	9.547	9.141	-406	-4,3
STK	12.044	11.099	10.913	9.547	9.141	-406	-4,3
STKK	0	0	0	0	0	0	
Venezuela, Bolivarische Republik	59	0	0	0	0	0	
STK	59	0	0	0	0	0	
STKK	0	0	0	0	0	0	
China	8	124	91	140	184	44	31,4
STK	8	23	16	12	12	0	0,0
STKK	0	101	75	128	172	44	34,4
sonstige nicht-EU Länder	135	204	519	546	717	171	31,3
STK	135	204	422	546	707	161	29,5
STKK	0	0	97	0	10	10	
insgesamt	52.866	56.206	57.510	57.044	51.224	-5.820	-10,2
STK	50.119	53.671	55.545	55.086	48.963	-6.123	-11,1
STKK	2.747	2.535	1.965	1.958	2.261	303	15,5

Tabelle A-8: Übersicht Erdöl 2017 [Mt]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
EUROPA	Albanien	1,0	60	28	56	144	84
	Bosnien & Herzegowina	–	–	–	10	10	10
	Bulgarien	0,2	10	2	34	46	36
	Dänemark	6,7	369	60	187	615	247
	Deutschland	2,2	309	28	240	577	268
	Estland	1,0	9	172	455	636	627
	Finnland	0,7	6	–	–	6	–
	Frankreich	0,8	129	9	801	939	810
	Griechenland	0,1	17	1	35	53	36
	Irland	–	–	–	245	245	245
	Italien	4,1	205	78	1.540	1.823	1.618
	Kroatien	0,8	106	10	16	131	26
	Litauen	0,2	5	2	60	67	62
	Malta	–	–	–	5	5	5
	Niederlande	2,1	153	11	455	619	466
	Norwegen	97,7	3.924	1.089	2.482	7.495	3.571
	Österreich	0,7	126	6	10	142	16
	Polen	0,9	67	14	259	340	273
	Rumänien	3,6	784	82	200	1.065	282
	Schweden	–	–	–	112	112	112
	Serbien	0,9	49	11	220	280	231
	Slowakei	0,7	4	1	5	10	6
	Slowenien	< 0,05	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	Spanien	0,1	39	20	43	102	63
	Tschechien	0,6	14	2	27	43	29
	Türkei	3,2	154	53	980	1.186	1.033
Ungarn	1,2	104	3	16	123	19	
Vereinigtes Königreich	47,0	3.761	501	1.643	5.905	2.144	
Zypern	–	–	–	35	35	35	
GUS	Armenien	–	–	–	6	6	6
	Aserbaidshjan	38,7	1.968	952	1.245	4.165	2.197
	Belarus	1,7	143	27	158	328	185
	Georgien	< 0,05	24	5	51	79	55
	Kasachstan	86,2	1.949	4.082	12.933	18.964	17.015
	Kirgisistan	< 0,05	12	5	10	27	15
	Moldau, Republik	–	–	–	10	10	10
	Russische Föderation	546,7	24.373	14.449	40.078	78.900	54.527
	Tadschikistan	0,1	8	2	60	69	62
	Turkmenistan	12,4	587	82	1.700	2.369	1.782
	Ukraine	2,2	373	54	377	804	431
	Usbekistan	2,4	207	81	800	1.088	881

Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
Ägypten	32,0	1.723	599	2.340	4.661	2.939
Algerien	66,6	3.230	1.660	2.375	7.265	4.035
Angola	81,8	1.816	1.296	5.095	8.207	6.391
Äquatorialguinea	9,5	258	150	250	657	400
Äthiopien	–	–	–	60	60	60
Benin	–	4	1	70	75	71
Côte d'Ivoire	1,2	35	14	300	348	314
Eritrea	–	–	–	15	15	15
Gabun	11,5	582	272	1.400	2.254	1.672
Gambia	–	–	–	20	20	20
Ghana	4,9	38	90	210	338	300
Guinea	–	–	–	150	150	150
Guinea-Bissau	–	–	–	40	40	40
Kamerun	3,9	200	27	350	577	377
Kenia	–	–	–	300	300	300
Kongo, DR	0,9	49	24	1.980	2.053	2.004
Kongo, Rep.	14,7	410	218	519	1.147	737
Liberia	–	–	–	160	160	160
Libyen, Staat	40,6	3.890	6.580	4.750	15.220	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	0,2	8	3	184	195	187
Mosambik	k. A.	k. A.	2	2.300	2.302	2.302
Namibia	–	–	–	300	300	300
Niger	0,8	k. A.	20	30	50	50
Nigeria	95,3	4.770	5.096	5.378	15.244	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	4,2	–	204	365	569	569
Sudan & Südsudan	9,6	210	680	730	1.621	1.410
Südsudan	5,4	–	476	365	841	841
Tansania	–	–	–	500	500	500
Togo	–	–	–	70	70	70
Tschad	5,4	87	204	2.365	2.656	2.569
Tunesien	2,4	215	58	300	573	358
Uganda	–	–	137	300	437	437

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	9,8	282	17	200	498	217
	Irak	234,2	5.783	20.030	6.320	32.134	26.350
	Iran	221,5	10.353	21.170	7.200	38.723	28.370
	Israel	0,1	3	2	970	974	972
	Jemen	1,6	403	408	500	1.311	908
	Jordanien	< 0,05	–	< 0,5	1.912	1.912	1.912
	Katar	79,9	1.909	3.435	700	6.044	4.135
	Kuwait	146,0	6.655	13.810	700	21.164	14.510
	Libanon	–	–	–	150	150	150
	Oman	47,6	1.586	731	1.540	3.857	2.271
	Palästinensische Gebiete	–	–	–	60	60	60
	Saudi-Arabien	555,1	21.481	38.701	11.800	71.982	50.501
	Syrien	0,4	747	340	400	1.487	740
	V. Arab. Emirate	176,3	5.196	13.306	4.160	22.663	17.466
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	–	–	12	80	92	92
	Australien	13,7	1.079	544	4.055	5.677	4.599
	Bangladesch	0,3	5	4	30	38	34
	Brunei	5,5	538	150	160	848	310
	China	191,5	6.899	3.496	29.001	39.396	32.497
	Indien	37,4	1.407	604	1.840	3.851	2.444
	Indonesien	46,4	3.521	431	3.572	7.524	4.003
	Japan	0,6	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	32,2	1.192	490	850	2.532	1.340
	Mongolei	1,0	7	35	1.015	1.058	1.050
	Myanmar	0,6	59	19	595	672	614
	Neuseeland	1,4	65	10	250	325	260
	Pakistan	4,4	117	45	1.342	1.505	1.387
	Papua-Neuguinea	2,5	76	25	290	391	315
	Philippinen	1,0	20	14	270	304	284
	Sri Lanka	–	–	–	90	90	90
	Taiwan	< 0,05	5	< 0,5	5	10	5
Thailand	11,9	229	44	452	725	496	
Timor-Leste	2,0	54	51	175	280	226	
Vietnam	14,1	384	599	600	1.583	1.199	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.500	3.500	3.500
	Kanada	224,0	6.330	26.613	57.170	90.113	83.783
	Mexiko	110,6	6.780	1.170	4.760	12.710	5.930
	USA	595,0	33.585	6.799	117.768	158.153	124.568

Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	27,4	1.653	294	4.183	6.130	4.477
	Barbados	< 0,05	2	< 0,5	30	33	30
	Belize	0,1	1	1	15	17	16
	Bolivien	3,6	94	29	280	403	309
	Brasilien	130,2	2.531	1.741	15.206	19.478	16.947
	Chile	0,2	63	20	330	414	351
	Dominikanische Rep.	–	–	–	150	150	150
	Ecuador	26,4	853	1.126	107	2.085	1.232
	Falklandinseln	–	–	–	800	800	800
	(Französisch-) Guyana	–	–	–	800	800	800
	Guatemala	0,5	23	14	40	77	54
	Guyana	–	–	–	450	450	450
	Haiti	–	–	–	100	100	100
	Kolumbien	44,7	1.383	226	1.790	3.399	2.016
	Kuba	2,8	76	17	1.145	1.237	1.162
	Panama	–	–	–	122	122	122
	Paraguay	–	–	–	575	575	575
	Peru	6,6	406	167	2.321	2.894	2.488
	Puerto Rico	–	–	–	75	75	75
	Suriname	0,8	16	11	700	728	711
Trinidad und Tobago	4,9	535	33	67	636	101	
Uruguay	–	–	–	275	275	275	
Venezuela	115,4	10.278	47.385	46.820	104.483	94.205	
Welt	4.380,7	192.306	243.286	448.127	883.718	691.413	
LÄNDERGRUPPE	Europa	176,8	10.401	2.181	10.172	22.755	12.354
	GUS	690,4	29.643	19.738	57.428	106.809	77.166
	Afrika	381,5	17.544	17.191	39.564	74.299	56.756
	Naher Osten	1.472,5	54.398	111.950	36.612	202.959	148.562
	Austral-Asien	366,5	15.711	6.578	44.772	67.061	51.350
	Nordamerika	929,6	46.695	34.583	183.198	264.476	217.781
	Lateinamerika	363,5	17.915	51.064	76.381	145.359	127.445
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	1.860,0	77.055	174.015	97.055	348.124	271.070
	OPEC-Golf	1.413,0	51.378	110.452	30.880	192.709	141.332
	OECD	1.115,6	57.345	37.213	198.364	292.922	235.577
	EU-28	73,9	6.214	1.002	6.424	13.640	7.426

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle A-9: Erdölressourcen 2017 [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, Staat	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
...							
84	Deutschland	240	20	70	–	–	150
...							
	sonstige Länder [123]	61.531	42.846	11.196	162	86	7.241
	Welt	448.127	168.246	59.683	66.635	42.261	111.303
	Europa	10.172	5.181	2.181	46	33	2.731
	GUS	57.428	27.635	11.890	12.667	23	5.213
	Afrika	39.564	28.964	7.391	276	8	2.926
	Naher Osten	36.612	30.532	4.134	–	< 0,5	1.946
	Austral-Asien	44.772	25.314	10.207	2.397	121	6.733
	Nordamerika	183.198	25.880	15.770	51.237	50	90.261
	Lateinamerika	76.381	24.739	8.110	13	42.025	1.494
	OPEC	97.055	45.450	9.425	173	42.007	–
	OPEC-Golf	30.880	27.600	3.280	–	–	–
	OECD	198.364	32.887	20.678	51.283	77	93.438
	EU-28	6.424	2.549	1.541	46	27	2.261

¹ Erdöl aus dichten Gesteinen

– keine Ressourcen

Tabelle A-10: Erdölreserven 2017 [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	Venezuela	47.385	5.485	–	–	41.900	–
2	Saudi-Arabien	38.701	38.701	–	–	–	–
3	Kanada	26.613	565	68	25.980	–	–
4	Iran	21.170	21.170	–	–	–	–
5	Irak	20.030	20.030	–	–	–	–
6	Russische Föderation	14.449	14.449	–	–	–	–
7	Kuwait	13.810	13.810	–	–	–	–
8	V. Arab. Emirate	13.306	13.306	–	–	–	–
9	USA	6.799	4.688	2.109	–	3	–
10	Libyen, Staat	6.580	6.580	–	–	–	–
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	1.741	1.741	–	–	–	k. A.
16	Algerien	1.660	1.660	–	–	–	–
17	Angola	1.296	1.296	–	–	–	–
18	Mexiko	1.170	1.170	–	–	–	–
19	Ecuador	1.126	1.126	–	–	k. A.	–
20	Norwegen	1.089	1.089	–	–	–	–
...							
58	Deutschland	28	28	–	–	–	–
...							
	sonstige Länder [84]	10.226	10.054	–	–	–	172
	Welt²	243.286	173.054	2.177	25.980	41.903	172
	Europa	2.181	2.010	–	–	–	172
	GUS	19.738	19.738	–	–	–	–
	Afrika	17.191	17.191	–	–	–	–
	Naher Osten	111.950	111.950	–	–	–	–
	Austral-Asien	6.578	6.578	–	–	–	–
	Nordamerika	34.583	6.423	2.177	25.980	3	–
	Lateinamerika	51.064	9.164	–	–	41.900	–
	OPEC	174.015	132.115	–	–	41.900	–
	OPEC-Golf	110.452	110.452	–	–	–	–
	OECD	37.213	8.881	2.177	25.980	3	172
	EU-28	1.002	830	–	–	–	172

¹ Erdöl aus dichten Gesteinen² beinhaltet die Ölschieferreserven Estlands

k. A. keine Angaben

– keine Reserven

Tabelle A-11: Erdölförderung 2012–2017

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

Rang	Land/Region	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
					[Mt]				
1	USA	431,2	485,2	519,9	567,2	543,0	595,0	13,6	13,6
2	Saudi-Arabien	547,0	523,6	530,1	565,3	589,1	555,1	12,7	26,3
3	Russische Föderation	517,9	522,6	526,7	533,6	547,5	546,7	12,5	38,7
4	Irak	148,1	152,6	160,3	197,0	218,9	234,2	5,3	44,1
5	Kanada	179,2	192,4	208,0	215,1	218,2	224,0	5,1	49,2
6	Iran	185,8	177,7	169,2	182,6	216,4	221,5	5,1	54,2
7	China	207,5	208,1	211,4	214,6	199,7	191,5	4,4	58,6
8	V. Arab. Emirate	155,0	165,7	167,3	175,5	182,4	176,3	4,0	62,6
9	Kuwait	151,6	151,3	150,1	149,1	152,7	146,0	3,3	66,0
10	Brasilien	108,2	105,0	118,5	125,6	125,0	130,2	3,0	68,9
11	Venezuela	155,3	155,0	149,5	148,6	134,2	115,4	2,6	71,6
12	Mexiko	144,8	143,5	137,1	128,8	121,0	110,6	2,5	74,1
13	Norwegen	87,5	90,2	93,1	94,8	98,5	97,7	2,2	76,3
14	Nigeria	123,8	118,3	120,4	113,0	98,8	95,3	2,2	78,5
15	Kasachstan	79,2	83,8	82,1	80,2	79,3	86,2	2,0	80,5
16	Angola	86,9	87,4	83,0	88,7	87,9	81,8	1,9	82,3
17	Katar	83,0	84,2	83,5	79,3	79,4	79,9	1,8	84,2
18	Algerien	76,1	72,6	70,6	68,1	67,8	66,6	1,5	85,7
19	Oman	45,8	46,1	46,2	48,0	49,3	47,6	1,1	86,8
20	Vereinigtes Königreich	44,6	40,6	39,6	45,7	47,9	47,0	1,1	87,9
...									
56	Deutschland	2,6	2,6	2,4	2,4	2,4	2,2	0,1	99,3
...									
	sonstige Länder [81]	600,7	574,7	555,7	539,0	516,2	530,0	12,1	100,0
	Welt	4.161,7	4.183,3	4.224,8	4.362,1	4.375,6	4.380,7	100,0	
	Europa	165,0	164,4	167,4	173,2	176,8	176,8	4,0	
	GUS	661,6	671,3	671,8	674,4	687,2	690,4	15,8	
	Afrika	461,6	430,5	407,5	398,1	375,4	381,5	8,7	
	Naher Osten	1.343,0	1.320,1	1.324,9	1.410,4	1.501,2	1.472,5	33,6	
	Austral-Asien	388,5	384,4	387,6	391,9	377,1	366,5	8,4	
	Nordamerika	755,2	821,1	865,1	911,1	882,2	929,6	21,2	
	Lateinamerika	386,8	391,5	400,6	402,8	375,7	363,5	8,3	
	OPEC	1.838,8	1.790,6	1.765,4	1.839,0	1.898,8	1.860,0	42,5	
	OPEC-Golf	1.270,6	1.255,1	1.260,5	1.348,7	1.438,9	1.413,0	32,3	
	OECD	935,2	996,7	1.044,3	1.095,7	1.070,3	1.115,6	25,5	
	EU-28	73,4 ¹	69,6	69,3	73,2	73,1	73,9	1,7	

¹ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle A-12: Mineralölverbrauch 2017¹

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	987,1	21,5	21,5
2	China	595,5	13,0	34,5
3	Indien	221,8	4,8	39,3
4	Japan	179,1	3,9	43,2
5	Saudi-Arabien	161,1	3,5	46,7
6	Russische Föderation	147,8	3,2	49,9
7	Brasilien	139,6	3,0	52,9
8	Korea, Rep.	127,8	2,8	55,7
9	Deutschland	112,5	2,4	58,2
10	Kanada	103,6	2,3	60,4
11	Mexiko	95,7	2,1	62,5
12	Iran	90,4	2,0	64,5
13	Frankreich	80,4	1,8	66,2
14	Singapur	74,8	1,6	67,9
15	Indonesien	73,7	1,6	69,5
16	Vereinigtes Königreich	69,5	1,5	71,0
17	Thailand	60,9	1,3	72,3
18	Spanien	58,3	1,3	73,6
19	Italien	57,6	1,3	74,8
20	Australien	49,9	1,1	75,9
	...			
	sonstige Länder [181]	1.106,1	24,1	100,0
	Welt	4.593,1	100,0	
	Europa	685,6	14,9	
	GUS	198,1	4,3	
	Afrika	199,9	4,4	
	Naher Osten	414,9	9,0	
	Austral-Asien	1.588,9	34,6	
	Nordamerika	1.186,5	25,8	
	Lateinamerika	317,5	6,9	
	OPEC	466,0	10,1	
	OPEC-Golf	370,2	8,1	
	OECD	2.230,3	48,6	
	EU-28	608,4	13,2	

¹ beinhaltet auch den Verbrauch von Biokraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen auf Kohle- und Erdgasbasis sowie Entnahmen aus Lagern und strategischen Vorräten

Tabelle A-13: Erdölexport 2017

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	346,3	15,4	15,4
2	Russische Föderation	256,7	11,4	26,7
3	Irak	188,8	8,4	35,1
4	Kanada	175,7	7,8	42,9
5	V. Arab. Emirate	118,1	5,2	48,1
6	Iran	105,5	4,7	52,8
7	Kuwait	99,8	4,4	57,3
8	Nigeria	89,9	4,0	61,2
9	Venezuela	79,3	3,5	64,8
10	Angola	78,3	3,5	68,2
11	Norwegen	77,4	3,4	71,7
12	Kasachstan	68,1	3,0	74,7
13	Mexiko	58,3	2,6	77,3
14	Brasilien	56,0	2,5	79,7
15	USA	55,5	2,5	82,2
16	Oman	39,8	1,8	84,0
17	Libyen, Staat	39,3	1,7	85,7
18	Vereinigtes Königreich	36,7	1,6	87,3
19	Aserbaidshan	33,0	1,5	88,8
20	Algerien	31,4	1,4	90,2
...				
71	Deutschland	< 0,05	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [59]	220,8	9,8	100,0
	Welt	2.254,8	100,0	
	Europa	130,5	5,8	
	GUS	360,7	16,0	
	Afrika	296,5	13,1	
	Naher Osten	921,5	40,9	
	Austral-Asien	69,5	3,1	
	Nordamerika	289,5	12,8	
	Lateinamerika	186,7	8,3	
	OPEC	1.238,0	54,9	
	OPEC-Golf	881,7	39,1	
	OECD	432,4	19,2	
	EU-28	53,1	2,4	

Tabelle A-14: Erdölimport 2017

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	420,0	17,9	17,9
2	USA	392,9	16,8	34,7
3	Indien	217,1	9,3	44,0
4	Japan	187,6	8,0	52,0
5	Korea, Rep.	152,1	6,5	58,5
6	Deutschland	90,7	3,9	62,4
7	Italien	66,5	2,8	65,2
8	Spanien	65,9	2,8	68,0
9	Singapur	58,0	2,5	70,5
10	Frankreich	57,3	2,4	73,0
11	Niederlande	54,2	2,3	75,3
12	Vereinigtes Königreich	46,5	2,0	77,3
13	Taiwan	42,5	1,8	79,1
14	Thailand	42,3	1,8	80,9
15	Kanada	35,2	1,5	82,4
16	Belgien	34,3	1,5	83,9
17	Griechenland	29,1	1,2	85,1
18	Türkei	25,9	1,1	86,2
19	Polen	25,3	1,1	87,3
20	Schweden	20,6	0,9	88,2
	...			
	sonstige Länder [64]	277,0	11,8	100,0
	Welt	2.340,9	100,0	
	Europa	614,9	26,3	
	GUS	20,1	0,9	
	Afrika	9,2	0,4	
	Naher Osten	28,1	1,2	
	Austral-Asien	1.193,0	51,0	
	Nordamerika	428,9	18,3	
	Lateinamerika	46,8	2,0	
	OECD	1.397,3	59,7	
	EU-28	582,0	24,9	

Tabelle A-15: Übersicht Erdgas 2017 [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	4,8	196	14	236	446	250
	Deutschland	8,3	1.046	37	1.360	2.443	1.397
	Frankreich	0,1	229	8	3.984	4.221	3.992
	Griechenland	< 0,05	1	1	10	12	11
	Irland	3,5	63	10	50	123	60
	Italien	5,4	766	38	405	1.209	443
	Kroatien	1,5	77	25	50	152	75
	Litauen	–	–	–	14	14	14
	Malta	–	–	–	10	10	10
	Niederlande	43,9	3.662	654	616	4.932	1.270
	Norwegen	124,2	2.348	1.729	2.475	6.552	4.204
	Österreich	1,7	102	8	244	354	252
	Polen	4,2	273	80	1.245	1.598	1.325
	Portugal	–	–	–	148	148	148
	Rumänien	10,3	1.328	105	1.142	2.576	1.247
	Schweden	–	–	–	48	48	48
	Serbien	0,5	35	48	10	93	58
	Slowakei	0,1	26	14	10	50	24
	Slowenien	< 0,05	–	1	30	31	31
	Spanien	< 0,05	12	3	653	668	656
	Tschechien	0,4	16	7	181	204	188
	Türkei	0,4	15	5	1.153	1.173	1.158
	Ungarn	1,8	234	7	173	414	180
Vereinigtes Königreich	42,3	2.623	275	4.540	7.438	4.815	
Zypern	–	–	–	250	250	250	
GUS	Armenien	–	–	< 0,5	18	18	18
	Aserbaidshjan	17,7	614	1.319	1.800	3.733	3.119
	Belarus	0,2	14	3	10	26	13
	Georgien	< 0,05	3	8	102	113	110
	Kasachstan	22,9	601	1.898	4.179	6.678	6.077
	Kirgisistan	< 0,05	8	6	20	33	26
	Moldau, Republik	–	–	–	20	20	20
	Russische Föderation	691,6	23.657	47.777	152.050	223.484	199.827
	Tadschikistan	< 0,05	9	6	20	34	26
	Turkmenistan	80,5	2.793	9.838	15.000	27.631	24.838
	Ukraine	19,5	2.060	950	4.495	7.505	5.445
	Usbekistan	52,1	2.427	1.564	1.400	5.391	2.964
	Ägypten	51,9	963	1.777	12.330	15.070	14.107
Algerien	94,8	2.578	4.501	26.720	33.799	31.221	

Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
Angola	3,1	28	308	1.200	1.536	1.508
Äquatorialguinea	9,6	70	37	150	257	187
Äthiopien	–	–	25	151	176	176
Benin	–	–	–	100	100	100
Botsuana	–	–	–	1.840	1.840	1.840
Côte d'Ivoire	2,4	34	28	400	462	428
Eritrea	–	–	–	29	29	29
Gabun	0,4	6	26	650	682	676
Gambia	–	–	–	25	25	25
Ghana	–	–	23	300	323	323
Guinea	–	–	–	160	160	160
Guinea-Bissau	–	–	–	50	50	50
Kamerun	0,7	k. A.	135	200	335	335
Kenia	–	–	–	333	333	333
Kongo, DR	–	–	1	20	21	21
Kongo, Rep.	1,4	k. A.	91	200	291	291
Liberia	–	–	–	225	225	225
Libyen, Staat	11,5	341	1.430	4.650	6.421	6.080
Madagaskar	–	–	–	4.700	4.700	4.700
Mali	–	–	–	30	30	30
Marokko	0,1	3	1	2.220	2.224	2.221
Mauretanien	–	–	28	500	528	528
Mosambik	5,1	47	2.830	3.160	6.037	5.990
Namibia	–	–	62	300	362	362
Niger	–	–	–	250	250	250
Nigeria	43,0	620	5.201	3.200	9.021	8.401
Ruanda	–	–	1	157	158	158
São Tomé und Príncipe	–	–	–	100	100	100
Senegal	0,1	–	–	200	200	200
Seychellen	–	–	–	600	600	600
Sierra Leone	–	–	–	197	197	197
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	–	261	261	261
Südafrika	1,1	47	8	7.277	7.332	7.285
Sudan & Südsudan	–	–	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	2,8	61	65	750	876	815
Uganda	–	–	14	100	114	114

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	15,2	326	155	400	881	555
	Irak	10,7	151	3.509	4.000	7.660	7.509
	Iran	238,0	3.004	33.700	10.000	46.704	43.700
	Israel	9,6	58	456	1.700	2.214	2.156
	Jemen	0,7	52	267	500	819	767
	Jordanien	0,1	6	6	275	287	281
	Katar	163,6	1.935	23.861	2.000	27.796	25.861
	Kuwait	17,4	386	1.783	500	2.669	2.283
	Libanon	–	–	–	850	850	850
	Oman	32,2	506	664	2.985	4.156	3.650
	Palästinensische Gebiete	–	–	–	380	380	380
	Saudi-Arabien	111,4	2.117	8.035	24.664	34.816	32.699
	Syrien	3,1	148	269	300	716	569
	V. Arab. Emirate	54,1	1.376	5.939	7.315	14.630	13.253
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	0,2	58	50	400	508	450
	Australien	113,9	1.357	3.173	32.875	37.406	36.049
	Bangladesch	26,6	428	186	800	1.414	986
	Brunei	12,0	446	252	200	898	452
	China	154,0	1.925	5.437	63.400	70.762	68.837
	Indien	35,2	853	1.241	7.039	9.133	8.281
	Indonesien	70,4	2.294	2.914	9.980	15.188	12.894
	Japan	3,0	144	21	10	175	31
	Kambodscha	–	–	–	50	50	50
	Korea, Rep.	0,4	–	7	50	57	57
	Laos	–	–	–	10	10	10
	Malaysia	78,4	1.482	2.485	1.900	5.867	4.385
	Mongolei	–	–	–	133	133	133
	Myanmar	18,0	236	637	2.000	2.873	2.637
	Neuseeland	5,1	176	34	353	563	387
	Pakistan	38,9	961	588	4.560	6.109	5.148
	Papua-Neuguinea	0,2	4	192	1.000	1.196	1.192
	Philippinen	3,9	51	98	502	651	600
	Sri Lanka	–	–	–	300	300	300
	Taiwan	0,2	53	6	5	64	11
Thailand	38,2	691	200	740	1.631	940	
Timor-Leste	–	–	88	300	388	388	
Vietnam	9,5	132	646	1.355	2.133	2.001	
NORD-AMERIKA	Kanada	176,3	6.483	2.040	34.201	42.724	36.241
	Mexiko	40,7	1.749	196	17.720	19.664	17.916
	USA	761,1	36.566	9.067	53.246	98.879	62.313

Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	38,2	1.252	327	23.710	25.289	24.037
	Barbados	k. A.	k. A.	< 0,5	100	100	100
	Belize	–	–	–	10	10	10
	Bolivien	17,1	321	270	1.620	2.211	1.890
	Brasilien	27,5	363	370	18.446	19.179	18.816
	Chile	1,2	112	5	1.745	1.862	1.750
	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	10,3	291	110	2.307	2.708	2.417
	Kuba	1,2	19	71	400	490	471
	Paraguay	–	–	–	2.420	2.420	2.420
	Peru	13,0	156	439	1.340	1.934	1.779
	Puerto Rico	–	–	–	30	30	30
	Suriname	–	–	–	350	350	350
	Trinidad und Tobago	33,8	737	260	–	998	260
Uruguay	–	–	–	828	828	828	
Venezuela	29,8	1.193	5.736	7.130	14.059	12.866	
Welt	3.781,9	120.655	198.960	627.639	947.254	826.599	
LÄNDERGRUPPE	Europa	253,7	13.068	3.076	19.747	35.891	22.823
	GUS	884,6	32.184	63.368	179.114	274.666	242.482
	Afrika	228,8	4.798	16.714	77.050	98.561	93.763
	Naher Osten	656,1	10.066	78.644	55.869	144.579	134.513
	Austral-Asien	608,1	11.290	18.256	127.962	157.509	146.219
	Nordamerika	978,1	44.797	11.303	105.167	161.267	116.470
	Lateinamerika	172,6	4.452	7.599	62.731	74.782	70.330
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	787,8	13.814	94.077	92.199	200.089	186.275
	OPEC-Golf	595,1	8.970	76.827	48.479	134.275	125.306
	OECD	1.352,5	58.257	17.890	159.546	235.693	177.436
	EU-28	128,6	10.662	1.293	16.059	28.014	17.352

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, keine Reserven

Tabelle A-16: Erdgasressourcen 2017 [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	63.400	20.000	10.500	22.000	10.900
3	USA	53.246	23.000	8.500	17.276	4.470
4	Kanada	34.201	6.500	7.400	16.230	4.071
5	Australien	32.875	7.278	8.000	11.756	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	17.720	2.250	–	15.440	30
11	Turkmenistan	15.000	15.000	–	–	–
12	Ägypten	12.330	9.500	–	2.830	–
13	Iran	10.000	10.000	–	–	–
14	Indonesien	9.980	5.500	–	1.300	3.180
15	V. Arab. Emirate	7.315	1.500	–	5.815	–
16	Südafrika	7.277	1.000	–	5.707	570
17	Venezuela	7.130	2.400	–	4.730	–
18	Indien	7.039	2.000	–	2.720	2.319
19	Madagaskar	4.700	4.700	–	–	–
20	Libyen, Staat	4.650	1.200	–	3.450	–
...						
46	Deutschland	1.360	20	90	800	450
...						
	sonstige Länder [122]	93.826	57.433	1.367	28.088	6.939
	Welt	627.639	311.981	61.357	202.976	51.326
	Europa	19.747	5.802	327	12.416	1.202
	GUS	179.114	130.888	20.000	11.274	16.952
	Afrika	77.050	34.658	5.500	35.482	1.410
	Naher Osten	55.869	42.155	670	13.044	–
	Austral-Asien	127.962	45.303	18.690	40.996	22.973
	Nordamerika	105.167	31.750	15.900	48.946	8.571
	Lateinamerika	62.731	21.425	270	40.818	218
	OPEC	92.199	47.020	5.500	39.679	–
	OPEC-Golf	48.479	37.000	–	11.479	–
	OECD	159.546	46.510	24.462	73.013	15.561
	EU-28	16.059	3.067	327	11.746	919

– keine Ressourcen bzw. keine Angaben

Tabelle A-17: Erdgasreserven 2017 [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	33.700	33.700	–	–
3	Katar	23.861	23.861	–	–
4	Turkmenistan	9.838	9.838	–	–
5	USA	9.067	2.825	5.942	300
6	Saudi-Arabien	8.035	8.035	–	–
7	V. Arab. Emirate	5.939	5.939	–	–
8	Venezuela	5.736	5.736	–	–
9	China	5.437	4.974	122	340
10	Nigeria	5.201	5.201	–	–
11	Algerien	4.501	4.501	–	–
12	Irak	3.509	3.509	–	–
13	Australien	3.173	2.189	–	984
14	Indonesien	2.914	2.914	–	–
15	Mosambik	2.830	2.830	–	–
16	Malaysia	2.485	2.485	–	–
17	Kanada	2.040	1.994	k. A.	46
18	Kasachstan	1.898	1.898	–	–
19	Kuwait	1.783	1.783	–	–
20	Ägypten	1.777	1.777	–	–
...					
62	Deutschland	37	37	–	–
...					
	sonstige Länder [80]	17.420	17.306	–	114
	Welt	198.960	191.069	6.065	1.826
	Europa	3.076	3.070	–	6
	GUS	63.368	63.326	–	43
	Afrika	16.714	16.714	–	–
	Naher Osten	78.644	78.644	–	–
	Austral-Asien	18.256	16.702	122	1.432
	Nordamerika	11.303	5.015	5.942	345
	Lateinamerika	7.599	7.599	–	–
	OPEC	94.077	94.077	–	–
	OPEC-Golf	76.827	76.827	–	–
	OECD	17.890	10.613	5.942	1.335
	EU-28	1.293	1.287	–	6

¹ einschließlich Tight Gas² z. T. Datenstand 2016

k. A. keine Angaben

– keine Reserven

Tabelle A-18: Erdgasförderung 2012–2017

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

Rang	Land/Region	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
				[Mrd. m ³]					
1	USA	681,5	687,2	729,1	768,1	755,8	761,1	20,1	20,1
2	Russische Föderation	609,7	627,6	610,1	636,0	640,7	691,6	18,3	38,4
3	Iran	158,2	159,1	172,6	183,9	202,4	238,0	6,3	44,7
4	Kanada	156,5	154,8	161,3	154,8	157,1	176,3	4,7	49,4
5	Katar	157,0	158,5	160,0	171,3	165,4	163,6	4,3	53,7
6	China	110,7	119,3	132,8	138,2	141,9	154,0	4,1	57,8
7	Norwegen	114,8	107,1	108,8	121,3	121,2	124,2	3,3	61,0
8	Australien	48,8	50,1	55,3	69,9	88,2	113,9	3,0	64,1
9	Saudi-Arabien	95,2	103,0	108,2	106,4	109,4	111,4	2,9	67,0
10	Algerien	81,5	79,6	79,7	82,3	93,2	94,8	2,5	69,5
11	Turkmenistan	64,4	62,3	69,3	80,2	77,0	80,5	2,1	71,6
12	Malaysia	63,0	69,1	66,4	68,2	73,8	78,4	2,1	73,7
13	Indonesien	76,7	70,4	71,8	72,7	74,0	70,4	1,9	75,6
14	V. Arab. Emirate	51,7	56,0	55,6	55,8	61,9	54,1	1,4	77,0
15	Usbekistan	57,7	58,7	59,3	58,8	51,6	52,1	1,4	78,4
16	Ägypten	60,9	56,1	48,7	44,3	41,8	51,9	1,4	79,8
17	Niederlande	80,1	84,5	66,3	51,2	47,4	43,9	1,2	80,9
18	Nigeria	37,9	36,1	40,3	43,7	41,2	43,0	1,1	82,1
19	Vereinigtes Königreich	41,1	38,5	38,7	41,3	42,0	42,3	1,1	83,2
20	Mexiko	47,0	45,8	44,8	46,0	47,2	40,7	1,1	84,2
...									
46	Deutschland	12,1	11,1	10,5	9,7	9,0	8,3	0,2	98,3
...									
	sonstige Länder [70]	582,6	585,4	594,0	568,9	565,7	587,4	15,5	100,0
	Welt	3.389,2	3.420,4	3.483,7	3.573,0	3.607,9	3.781,9	100,0	
	Europa	286,8	276,3	258,2	256,5	253,2	253,7	6,7	
	GUS	795,9	817,1	807,6	832,5	826,9	884,6	23,4	
	Afrika	210,6	202,2	200,9	201,7	206,8	228,8	6,1	
	Naher Osten	541,7	566,0	587,2	605,4	628,6	656,1	17,3	
	Austral-Asien	492,0	492,6	515,2	535,1	564,8	608,1	16,1	
	Nordamerika	885,0	887,8	935,2	968,9	960,1	978,1	25,9	
	Lateinamerika	177,3	178,3	179,5	172,8	167,5	172,6	4,6	
	OPEC	654,8	662,3	689,3	711,2	739,8	787,8	20,8	
	OPEC-Golf	482,5	498,0	520,0	540,6	563,4	595,1	15,7	
	OECD	1.218,8	1.216,4	1.251,7	1.298,9	1.307,7	1.352,5	35,8	
	EU-28	170,8 ¹	168,0	148,3	134,3	130,9	128,6	3,4	

¹ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle A-19: Erdgasverbrauch 2017

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

Rang	Land/Region	[Mrd. m³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	767,1	20,6	20,6
2	Russische Föderation	468,0	12,6	33,2
3	China	235,3	6,3	39,5
4	Iran	231,1	6,2	45,7
5	Japan	117,1	3,1	48,8
6	Saudi-Arabien	111,4	3,0	51,8
7	Deutschland	105,9	2,8	54,7
8	Kanada	93,7	2,5	57,2
9	Mexiko	81,8	2,2	59,4
10	Vereinigtes Königreich	79,7	2,1	61,5
11	Italien	72,1	1,9	63,5
12	V. Arab. Emirate	71,6	1,9	65,4
13	Ägypten	56,0	1,5	66,9
14	Indien	54,2	1,5	68,3
15	Türkei	53,5	1,4	69,8
16	Thailand	50,8	1,4	71,1
17	Argentinien	50,3	1,4	72,5
18	Korea, Rep.	49,4	1,3	73,8
19	Frankreich	43,5	1,2	75,0
20	Niederlande	43,4	1,2	76,2
...				
	sonstige Länder [90]	887,9	23,8	100,0
	Welt	3.723,7	100,0	
	Europa	555,4	14,9	
	GUS	621,4	16,7	
	Afrika	135,0	3,6	
	Naher Osten	543,4	14,6	
	Austral-Asien	758,0	20,4	
	Nordamerika	942,6	25,3	
	Lateinamerika	168,0	4,5	
	OPEC	571,0	15,3	
	OPEC-Golf	481,4	12,9	
	OECD	1.702,6	45,7	
	EU-28	489,9	13,2	

Tabelle A-20: Erdgasexport 2017

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

Rang	Land/Region	[Mrd. m³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russische Föderation	224,2	18,6	18,6
2	Katar	126,7	10,5	29,1
3	Norwegen	122,0	10,1	39,2
4	USA	86,0	7,1	46,4
5	Kanada	84,7	7,0	53,4
6	Australien	74,7	6,2	59,6
7	Niederlande	55,6	4,6	64,2
8	Turkmenistan	55,3	4,6	68,8
9	Algerien	53,9	4,5	73,3
10	Malaysia	36,6	3,0	76,3
11	Indonesien	29,8	2,5	78,8
12	Nigeria	27,2	2,3	81,0
13	Deutschland	25,6	2,1	83,2
14	Belgien	24,3	2,0	85,2
15	Bolivien	15,5	1,3	86,5
16	Kasachstan	14,6	1,2	87,7
17	Iran	12,9	1,1	88,7
18	Trinidad und Tobago	12,6	1,0	89,8
19	Myanmar	12,2	1,0	90,8
20	V. Arab. Emirate	12,1	1,0	91,8
...				
	sonstige Länder [27]	98,9	8,2	100,0
	Welt	1.205,3	100,0	
	Europa	261,4	21,7	
	GUS	310,8	25,8	
	Afrika	100,4	8,3	
	Naher Osten	162,8	13,5	
	Austral-Asien	165,0	13,7	
	Nordamerika	170,7	14,2	
	Lateinamerika	34,1	2,8	
	OPEC	247,3	20,5	
	OPEC-Golf	151,7	12,6	
	OECD	506,9	42,1	
	EU-28	138,8	11,5	

Tabelle A-21: Erdgasimport 2017

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

Rang	Land/Region	[Mrd. m ³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	125,7	10,4	10,4
2	Japan	115,3	9,5	19,9
3	China	94,6	7,8	27,7
4	USA	86,0	7,1	34,8
5	Italien	69,6	5,7	40,5
6	Türkei	55,2	4,6	45,1
7	Korea, Rep.	54,0	4,5	49,6
8	Niederlande	53,8	4,4	54,0
9	Mexiko	50,3	4,2	58,1
10	Frankreich	48,3	4,0	62,1
11	Vereinigtes Königreich	47,6	3,9	66,1
12	Belgien	42,7	3,5	69,6
13	Spanien	34,6	2,9	72,4
14	V. Arab. Emirate	26,0	2,1	74,6
15	Indien	24,4	2,0	76,6
16	Kanada	23,5	1,9	78,5
17	Belarus	17,5	1,4	80,0
18	Taiwan	16,6	1,4	81,4
19	Polen	15,7	1,3	82,7
20	Thailand	14,1	1,2	83,8
	...			
	sonstige Länder [54]	195,9	16,2	100,0
	Welt	1.211,7	100,0	
	Europa	561,7	46,4	
	GUS	54,9	4,5	
	Afrika	16,9	1,4	
	Naher Osten	42,5	3,5	
	Austral-Asien	346,4	28,6	
	Nordamerika	159,8	13,2	
	Lateinamerika	29,3	2,4	
	OPEC	35,5	2,9	
	OPEC-Golf	35,5	2,9	
	OECD	892,8	73,7	
	EU-28	502,5	41,5	

Tabelle A-22: Übersicht Hartkohle 2017 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
EUROPA	Belgien	–	–	4.100	4.100
	Bulgarien	–	192	3.920	4.112
	Deutschland	3,8	3	82.964	82.967
	Frankreich	–	–	160	160
	Irland	–	14	26	40
	Italien	–	10	600	610
	Montenegro	–	142	195	337
	Niederlande	–	497	2.750	3.247
	Norwegen	0,1	2	84	86
	Polen	65,8	20.542	161.171	181.713
	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	2,8	868	3.363	4.231
	Tschechien	4,9	110	15.414	15.523
	Türkei	1,2	551	787	1.338
	Ungarn	–	276	5.075	5.351
Vereinigtes Königreich	3,0	29	186.700	186.729	
GUS	Armenien	–	163	154	317
	Georgien	0,4	201	700	901
	Kasachstan	105,9	25.605	123.090	148.695
	Kirgisistan	0,3	971	27.528	28.499
	Russische Föderation	333,0	69.634	2.658.281	2.727.915
	Tadschikistan	1,8	375	3.700	4.075
	Turkmenistan	–	–	800	800
	Ukraine	34,9	32.039	49.006	81.045
	Usbekistan	0,4	1.375	9.477	10.852
AFRIKA	Ägypten	0,3	16	166	182
	Algerien	–	59	164	223
	Botsuana	2,2	40	21.200	21.240
	Eswatini	0,2	144	4.500	4.644
	Kongo, DR	–	88	900	988
	Madagaskar	–	–	150	150
	Malawi	0,1	2	800	802
	Marokko	–	14	82	96
	Mosambik	11,8	1.792	30.528	32.321
	Namibia	–	–	350	350
	Niger	0,2	–	90	90
	Nigeria	0,4	287	1.857	2.144
	Sambia	0,3	45	900	945
	Simbabwe	2,9	502	25.000	25.502
	Südafrika	252,3	9.893	203.667	213.560
	Tansania	0,6	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	2,2	66	k. A.	66
	Australien	435,9	70.927	1.545.942	1.616.869
	Bangladesch	1,2	293	2.967	3.260
	Bhutan	0,1	k. A.	k. A.	k. A.
	China	3.236,1	130.851	5.326.420	5.457.270
	Indien	680,5	96.468	170.233	266.701
	Indonesien	420,0	26.122	86.185	112.307
	Japan	1,3	340	13.543	13.883
	Korea, DVR	20,0	600	10.000	10.600
	Korea, Rep.	1,5	326	1.360	1.686
	Laos	0,1	4	58	62
	Malaysia	1,4	141	1.068	1.209
	Mongolei	42,7	1.170	39.854	41.024
	Myanmar	0,3	3	248	252
	Nepal	< 0,05	1	7	8
	Neukaledonien	–	2	k. A.	2
	Neuseeland	2,6	825	2.350	3.175
	Pakistan	3,2	207	5.789	5.996
	Papua-Neuguinea	–	–	11	11
	Philippinen	13,0	215	1.074	1.289
Taiwan	–	1	101	102	
Vietnam	38,2	3.116	3.519	6.635	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	183	200	383
	Kanada	52,1	4.346	183.260	187.606
	Mexiko	9,0	1.160	3.000	4.160
	USA	639,1	220.167	6.459.241	6.679.408
LATEINAMERIKA	Argentinien	0,1	500	300	800
	Bolivien	–	1	k. A.	1
	Brasilien	3,3	1.547	4.665	6.212
	Chile	2,5	1.181	4.135	5.316
	Costa Rica	–	–	17	17
	Kolumbien	90,9	4.881	9.928	14.809
	Peru	0,3	102	1.465	1.567
	Venezuela	0,4	731	5.981	6.712
Welt	6.529,2	734.901	17.708.211	18.443.112	
LÄNDERGRUPPE	Europa	81,8	23.709	470.258	493.967
	GUS	476,6	130.362	2.872.737	3.003.098
	Afrika	271,3	13.150	292.295	305.445
	Naher Osten	1,5	1.203	40.000	41.203
	Austral-Asien	4.900,3	331.679	7.210.729	7.542.408
	Nordamerika	700,2	225.856	6.645.701	6.871.557
	Lateinamerika	97,5	8.943	26.491	35.434
	Antarktis ¹	–	–	150.000	150.000
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	2,3	2.279	48.002	50.281
	OPEC-Golf	1,5	1.203	40.000	41.203
	OECD	1.225,7	322.417	8.676.286	8.998.703
	EU-28	80,3	22.612	468.740	491.352

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 2017

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	6.459.241	36,5	36,5
2	China	5.326.420	30,1	66,6
3	Russische Föderation ¹	2.658.281	15,0	81,6
4	Australien	1.545.942	8,7	90,3
5	Südafrika	203.667	1,2	91,4
6	Vereinigtes Königreich	186.700	1,1	92,5
7	Kanada	183.260	1,0	93,5
8	Indien	170.233	1,0	94,5
9	Polen	161.171	0,9	95,4
10	Kasachstan	123.090	0,7	96,1
11	Indonesien	86.185	0,5	96,6
12	Deutschland	82.964	0,5	97,1
13	Ukraine ¹	49.006	0,3	97,3
14	Iran	40.000	0,2	97,6
15	Mongolei ¹	39.854	0,2	97,8
16	Mosambik	30.528	0,2	98,0
17	Kirgisistan	27.528	0,2	98,1
18	Simbabwe	25.000	0,1	98,3
19	Botsuana	21.200	0,1	98,4
20	Tschechien ¹	15.414	0,1	98,5
	...			
	sonstige Länder [58]	272.528	1,5	100,0
	Welt	17.708.211	100,0	
	Europa	470.258	2,7	
	GUS	2.872.737	16,2	
	Afrika	292.295	1,7	
	Naher Osten	40.000	0,2	
	Austral-Asien	7.210.729	40,7	
	Nordamerika	6.645.701	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	8.676.286	49,0	
	EU-28	468.740	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 2017

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	220.167	30,0	30,0
2	China	130.851	17,8	47,8
3	Indien	96.468	13,1	60,9
4	Australien	70.927	9,7	70,5
5	Russische Föderation ¹	69.634	9,5	80,0
6	Ukraine ¹	32.039	4,4	84,4
7	Indonesien	26.122	3,6	87,9
8	Kasachstan	25.605	3,5	91,4
9	Polen	20.542	2,8	94,2
10	Südafrika	9.893	1,3	95,6
11	Kolumbien	4.881	0,7	96,2
12	Kanada	4.346	0,6	96,8
13	Vietnam	3.116	0,4	97,2
14	Mosambik	1.792	0,2	97,5
15	Brasilien	1.547	0,2	97,7
16	Usbekistan	1.375	0,2	97,9
17	Iran	1.203	0,2	98,0
18	Chile	1.181	0,2	98,2
19	Mongolei ¹	1.170	0,2	98,4
20	Mexiko	1.160	0,2	98,5
...				
63	Deutschland ²	3	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [50]	10.879	1,5	100,0
	Welt	734.901	100,0	
	Europa	23.709	3,2	
	GUS	130.362	17,7	
	Afrika	13.150	1,8	
	Naher Osten	1.203	0,2	
	Austral-Asien	331.679	45,1	
	Nordamerika	225.856	30,7	
	Lateinamerika	8.943	1,2	
	OPEC	2.279	0,3	
	OPEC-Golf	1.203	0,2	
	OECD	322.417	43,9	
	EU-28	22.612	3,1	

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 2012–2017

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

Rang	Land/Region	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
					[Mt]				
1	China	3.532,6	3.601,5	3.495,2	3.423,2	3.102,5	3.236,1	49,6	49,6
2	Indien	556,4	565,8	609,2	639,2	657,9	680,5	10,4	60,0
3	USA	850,5	823,4	835,1	748,8	594,4	639,1	9,8	69,8
4	Australien	381,0	411,3	441,5	440,0	443,4	435,9	6,7	76,4
5	Indonesien	406,3	430,0	410,8	401,6	396,2	420,0	6,4	82,9
6	Russische Föderation	276,1	279,0	287,0	300,1	312,0	333,0	5,1	88,0
7	Südafrika	259,0	256,6	261,9	252,2	250,6	252,3	3,9	91,8
8	Kasachstan	112,8	112,9	107,7	101,8	97,3	105,9	1,6	93,5
9	Kolumbien	89,7	85,9	88,8	86,6	91,1	90,9	1,4	94,9
10	Polen	79,8	77,1	73,3	72,7	70,6	65,8	1,0	95,9
11	Kanada	57,0	59,9	60,9	53,5	51,4	52,1	0,8	96,7
12	Mongolei ¹	23,6	27,0	18,1	18,2	28,4	42,7	0,7	97,3
13	Vietnam	42,1	41,0	41,1	41,7	38,7	38,2	0,6	97,9
14	Ukraine ¹	85,6	83,4	65,0	39,7	40,9	34,9	0,5	98,4
15	Korea, DVR ²	32,2	31,6	34,0	34,0	34,0	20,0	0,3	98,7
16	Philippinen	8,2	7,2	8,4	8,2	12,1	13,0	0,2	98,9
17	Mosambik	5,0	5,9	6,3	6,6	6,2	11,8	0,2	99,1
18	Mexiko	13,7	13,1	13,5	7,5	8,1	9,0	0,1	99,3
19	Tschechien ¹	10,8	8,6	8,3	7,6	6,1	4,9	0,1	99,3
20	Deutschland	11,6	8,3	8,3	6,6	4,1	3,8	0,1	99,4
	...								
	sonstige Länder [35]	53,7	52,3	58,0	49,4	38,5	39,3	0,6	100,0
	Welt	6.887,5	6.981,7	6.932,4	6.739,2	6.284,4	6.529,2	100,0	
	Europa	131,7	117,6	109,5	101,4	89,0	81,8	1,3	
	GUS	475,5	476,6	461,3	443,7	452,5	476,6	7,3	
	Afrika	268,0	268,3	277,5	266,5	262,4	271,3	4,2	
	Naher Osten	0,8	0,9	1,4	1,5	1,5	1,5	0,0	
	Austral-Asien	4.998,2	5.130,9	5.073,6	5.021,0	4.727,3	4.900,3	75,1	
	Nordamerika	921,2	896,4	909,5	809,8	653,9	700,2	10,7	
	Lateinamerika	92,0	91,0	99,7	95,4	97,8	97,5	1,5	
	OPEC	2,7	3,3	3,8	2,4	2,8	2,3	0,0	
	OPEC-Golf	0,8	0,9	1,4	1,5	1,5	1,5	0,0	
	OECD	1.439,2	1.432,7	1.471,1	1.360,2	1.194,5	1.225,7	18,8	
	EU-28	128,0 ³	113,6	105,9	98,7	86,8	80,3	1,2	

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

Tabelle A-26: Hartkohleverbrauch 2017

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	3.499,1	53,4	53,4
2	Indien	887,2	13,5	67,0
3	USA	558,2	8,5	75,5
4	Japan	194,2	3,0	78,4
5	Russische Föderation ¹	173,4	2,6	81,1
6	Südafrika	171,8	2,6	83,7
7	Korea, Rep.	149,7	2,3	86,0
8	Kasachstan	79,1	1,2	87,2
9	Polen	72,1	1,1	88,3
10	Taiwan	67,3	1,0	89,3
11	Australien	63,1	1,0	90,3
12	Ukraine ¹	54,1	0,8	91,1
13	Deutschland	52,6	0,8	91,9
14	Vietnam	50,7	0,8	92,7
15	Türkei	39,5	0,6	93,3
16	Indonesien	35,0	0,5	93,8
17	Malaysia	31,9	0,5	94,3
18	Kanada	28,6	0,4	94,8
19	Philippinen	27,5	0,4	95,2
20	Brasilien	24,3	0,4	95,6
	...			
	sonstige Länder [88]	291,1	4,4	100,0
	Welt	6.550,4	100,0	
	Europa	286,1	4,4	
	GUS	311,2	4,8	
	Afrika	191,1	2,9	
	Naher Osten	12,1	0,2	
	Austral-Asien	5.094,5	77,8	
	Nordamerika	606,3	9,3	
	Lateinamerika	49,2	0,8	
	OPEC	3,5	0,1	
	OPEC-Golf	3,0	0,0	
	OECD	1.317,9	20,1	
	EU-28	243,6	3,7	

¹ Hartkohleverbrauch beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle A-27: Hartkohleexport 2017

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Indonesien	389,5	28,9	28,9
2	Australien	373,0	27,7	56,6
3	Russische Föderation	186,3	13,8	70,4
4	USA	88,0	6,5	76,9
5	Kolumbien	86,1	6,4	83,3
6	Südafrika	83,0	6,2	89,5
7	Mongolei	33,4	2,5	91,9
8	Kanada	31,0	2,3	94,2
9	Kasachstan	27,0	2,0	96,2
10	Mosambik	12,6	0,9	97,2
11	China	8,1	0,6	97,8
12	Polen	7,1	0,5	98,3
13	Philippinen	6,4	0,5	98,8
14	Korea, DVR	4,8	0,4	99,1
15	Tschechien	2,4	0,2	99,3
16	Vietnam	2,2	0,2	99,5
17	Indien	1,5	0,1	99,6
18	Neuseeland	1,2	0,1	99,7
19	Malaysia	1,0	0,1	99,8
20	Chile	1,0	0,1	99,8
...				
26	Deutschland	0,2	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [6]	2,1	0,2	100,0
	Welt	1.347,9	100,0	
	Europa	10,5	0,8	
	GUS	213,9	15,9	
	Afrika	95,6	7,1	
	Austral-Asien	821,2	60,9	
	Nordamerika	118,9	8,8	
	Lateinamerika	87,7	6,5	
	OPEC	0,3	0,0	
	OECD	504,6	37,4	
	EU-28	10,5	0,8	

Tabelle A-28: Hartkohleimport 2017

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	271,1	19,9	19,9
2	Indien	208,3	15,3	35,1
3	Japan	192,8	14,1	49,2
4	Korea, Rep.	148,2	10,9	60,1
5	Taiwan	67,6	4,9	65,0
6	Deutschland	49,0	3,6	68,6
7	Türkei	38,3	2,8	71,4
8	Malaysia	31,5	2,3	73,7
9	Russische Föderation	26,7	2,0	75,7
10	Thailand	22,1	1,6	77,3
11	Brasilien	21,0	1,5	78,8
12	Philippinen	20,9	1,5	80,4
13	Ukraine	19,8	1,4	81,8
14	Spanien	19,2	1,4	83,2
15	Italien	15,4	1,1	84,3
16	Niederlande	14,9	1,1	85,4
17	Vietnam	14,7	1,1	86,5
18	Frankreich	14,1	1,0	87,5
19	Polen	13,3	1,0	88,5
20	Chile	11,1	0,8	89,3
	...			
	sonstige Länder [72]	145,7	10,7	100,0
	Welt	1.365,7	100,0	
	Europa	211,9	15,5	
	GUS	48,5	3,5	
	Afrika	14,6	1,1	
	Naher Osten	10,6	0,8	
	Austral-Asien	1.015,7	74,4	
	Nordamerika	25,0	1,8	
	Lateinamerika	39,4	2,9	
	OPEC	1,5	0,1	
	OPEC-Golf	1,5	0,1	
	OECD	593,9	43,5	
	EU-28	171,0	12,5	

Tabelle A-29: Übersicht Weichbraunkohle 2017 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
EUROPA	Albanien	0,1	522	205	727
	Bosnien & Herzegowina	14,0	2.264	3.010	5.274
	Bulgarien	34,4	2.174	2.400	4.574
	Deutschland	171,3	36.100	36.500	72.600
	Frankreich	–	k. A.	114	114
	Griechenland	37,8	2.876	3.554	6.430
	Italien	–	7	22	29
	Kosovo	7,6	1.564	9.262	10.826
	Kroatien	–	–	300	300
	Mazedonien	5,0	332	300	632
	Montenegro	1,5	k. A.	k. A.	k. A.
	Österreich	–	–	333	333
	Polen	61,2	5.937	222.392	228.329
	Portugal	–	33	33	66
	Rumänien	25,7	280	9.640	9.920
	Serbien	39,8	7.112	13.074	20.186
	Slowakei	1,8	135	938	1.073
	Slowenien	3,4	315	341	656
	Spanien	–	319	k. A.	319
	Tschechien	39,3	2.547	7.073	9.620
Türkei	74,1	10.975	5.284	16.259	
Ungarn	8,0	2.633	2.704	5.337	
Vereinigtes Königreich	–	–	1.000	1.000	
GUS	Belarus	–	–	1.500	1.500
	Kasachstan	5,2	k. A.	k. A.	k. A.
	Kirgisistan	1,6	k. A.	k. A.	k. A.
	Russische Föderation	75,0	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	3,6	k. A.	k. A.	k. A.
AFRIKA	Äthiopien	< 0,05	k. A.	k. A.	k. A.
	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	56,1	76.508	403.382	479.890
	Bangladesch	–	–	3	3
	China	145,0	7.968	324.354	332.323
	Indien	46,7	4.895	38.878	43.773

Fortsetzung Tabelle A-29
[Mt]

Land / Region		Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Indonesien	60,0	10.878	32.899	43.777
	Japan	–	10	1.026	1.036
	Korea, DVR	6,0	k. A.	k. A.	k. A.
	Laos	13,4	499	22	521
	Malaysia	–	39	412	451
	Mongolei	6,8	1.350	119.426	120.776
	Myanmar	0,2	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	16,3	1.063	826	1.889
	Vietnam	–	244	199.876	200.120
NORD-AMERIKA	Kanada	9,2	2.236	118.270	120.506
	Mexiko	–	51	k. A.	51
	USA	63,6	30.052	1.368.065	1.398.117
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	–	7.300	7.300
	Brasilien	1,5	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		1.036,9	319.878	4.424.395	4.744.273
LÄNDERGRUPPE	Europa	524,9	76.126	318.478	394.604
	GUS	85,6	93.065	1.295.775	1.388.840
	Afrika	< 0,05	66	402	468
	Naher Osten	–	–	–	–
	Austral-Asien	352,0	113.209	1.303.288	1.416.498
	Nordamerika	72,9	32.339	1.486.335	1.518.674
	Lateinamerika	1,5	5.073	20.118	25.191
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	–	81	320	401
	OECD	526,1	177.485	2.175.638	2.353.123
	EU-28	382,8	53.356	287.344	340.700

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle A-30: Weichbraunkohleressourcen 2017

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	1.368.065	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	324.354	7,3	76,5
5	Polen	222.392	5,0	81,5
6	Vietnam	199.876	4,5	86,0
7	Pakistan	176.739	4,0	90,0
8	Mongolei ¹	119.426	2,7	92,7
9	Kanada	118.270	2,7	95,4
10	Indien	38.878	0,9	96,3
11	Deutschland	36.500	0,8	97,1
12	Indonesien	32.899	0,7	97,9
13	Serbien	13.074	0,3	98,2
14	Brasilien	12.587	0,3	98,4
15	Rumänien	9.640	0,2	98,7
16	Kosovo	9.262	0,2	98,9
17	Argentinien	7.300	0,2	99,0
18	Tschechien ¹	7.073	0,2	99,2
19	Ukraine	5.381	0,1	99,3
20	Türkei	5.284	0,1	99,4
	...			
	sonstige Länder [32]	25.119	0,6	100,0
	Welt	4.424.395	100,0	
	Europa	318.478	7,2	
	GUS	1.295.775	29,3	
	Afrika	402	0,0	
	Austral-Asien	1.303.288	29,5	
	Nordamerika	1.486.335	33,6	
	Lateinamerika	20.118	0,5	
	OPEC	320	0,0	
	OECD	2.175.638	49,2	
	EU-28	287.344	6,5	

¹ Weichbraunkohleressourcen enthalten auch Hartbraunkohlen

Tabelle A-31: Weichbraunkohlereserven 2017

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	28,4	28,4
2	Australien	76.508	23,9	52,3
3	Deutschland	36.100	11,3	63,6
4	USA	30.052	9,4	73,0
5	Türkei	10.975	3,4	76,4
6	Indonesien	10.878	3,4	79,8
7	China	7.968	2,5	82,3
8	Serbien	7.112	2,2	84,5
9	Neuseeland	6.750	2,1	86,6
10	Polen	5.937	1,9	88,5
11	Brasilien	5.049	1,6	90,1
12	Indien	4.895	1,5	91,6
13	Griechenland	2.876	0,9	92,5
14	Pakistan	2.857	0,9	93,4
15	Ungarn	2.633	0,8	94,2
16	Tschechien ¹	2.547	0,8	95,0
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	319.878	100,0	
	Europa	76.126	23,8	
	GUS	93.065	29,1	
	Afrika	66	0,0	
	Austral-Asien	113.209	35,4	
	Nordamerika	32.339	10,1	
	Lateinamerika	5.073	1,6	
	OPEC	81	0,0	
	OECD	177.485	55,5	
	EU-28	53.356	16,7	

¹ Weichbraunkohlereserven enthalten auch Hartbraunkohlen

Tabelle A-32: Weichbraunkohleförderung 2012–2017

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

Rang	Land/Region	2012	2013	[Mt]				Anteil [%]	
				2014	2015	2016	2017	Land	kumuliert
1	Deutschland	185,4	183,0	178,2	178,1	171,5	171,3	16,5	16,5
2	China	145,0	147,0	145,0	140,0	140,0	145,0	14,0	30,5
3	Russische Föderation ¹	77,9	73,0	70,0	73,2	73,7	75,0	7,2	37,7
4	Türkei	68,1	57,5	62,6	56,1	70,2	74,1	7,1	44,9
5	USA	71,6	70,1	72,1	64,9	66,3	63,6	6,1	51,0
6	Polen	64,3	65,8	63,9	63,1	60,2	61,2	5,9	56,9
7	Indonesien ¹	60,0	65,0	60,0	60,0	60,0	60,0	5,8	62,7
8	Australien	69,1	59,9	58,0	61,0	59,8	56,1	5,4	68,1
9	Indien	46,5	44,3	48,3	43,8	45,2	46,7	4,5	72,6
10	Serbien ¹	38,0	40,1	29,7	37,7	38,4	39,8	3,8	76,5
11	Tschechien ¹	43,7	40,6	38,3	38,3	38,6	39,3	3,8	80,2
12	Griechenland	62,4	54,0	50,4	45,6	32,3	37,8	3,6	83,9
13	Bulgarien ²	31,0	26,5	31,3	35,9	31,2	34,4	3,3	87,2
14	Rumänien ¹	34,1	24,7	23,6	25,5	23,0	25,7	2,5	89,7
15	Thailand	18,1	18,1	18,0	15,2	17,0	16,3	1,6	91,3
16	Bosnien & Herzegowina ¹	12,2	11,8	11,7	12,2	13,6	14,0	1,4	92,6
17	Laos	0,5	0,4	< 0,05	4,5	13,1	13,4	1,3	93,9
18	Kanada	9,5	9,0	8,5	8,4	9,0	9,2	0,9	94,8
19	Ungarn ¹	9,3	9,6	9,6	9,3	9,2	8,0	0,8	95,6
20	Kosovo	8,0	8,2	7,2	8,2	8,8	7,6	0,7	96,3
	...								
	sonstige Länder [17]	49,9	50,4	44,4	42,0	41,3	38,4	3,7	100,0
	Welt	1.104,6	1.058,8	1.030,7	1.022,8	1.022,6	1.036,9	100,0	
	Europa	572,2	536,3	519,8	522,6	508,9	524,9	50,6	
	GUS	90,6	84,9	82,6	84,6	85,3	85,6	8,3	
	Afrika	0,0	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	0,0	
	Austral-Asien	353,6	349,5	344,1	338,6	349,6	352,0	33,9	
	Nordamerika	81,1	79,0	80,6	73,4	75,3	72,9	7,0	
	Lateinamerika	7,1	9,1	3,6	3,6 ³	3,5 ³	1,5 ³	0,1	
	OECD	590,8	556,3	547,3	530,1	522,7	526,1	50,7	
	EU-28	436,8 ⁴	410,3	400,5	400,7	371,3	382,8	36,9	

¹ Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen² Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen ab 2014³ Förderung ab 2014 aufgrund Änderung in der Statistik nicht mit den Vorjahren vergleichbar⁴ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle A-33: Weichbraunkohleverbrauch 2017

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

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	171,3	16,5	16,5
2	China	145,0	14,0	30,5
3	Russische Föderation ¹	75,0	7,2	37,7
4	Türkei	74,1	7,1	44,9
5	USA	63,6	6,1	51,0
6	Polen	61,2	5,9	56,9
7	Indonesien ¹	60,0	5,8	62,7
8	Australien	56,1	5,4	68,1
9	Indien	46,7	4,5	72,6
10	Serbien ¹	39,8	3,8	76,5
11	Tschechien ¹	39,3	3,8	80,2
12	Griechenland	37,8	3,6	83,9
13	Bulgarien ¹	34,4	3,3	87,2
14	Rumänien ¹	25,7	2,5	89,7
15	Thailand	16,3	1,6	91,3
16	Bosnien & Herzegowina ¹	14,0	1,4	92,6
17	Laos	13,4	1,3	93,9
18	Kanada	9,2	0,9	94,8
19	Ungarn ¹	8,0	0,8	95,6
20	Kosovo ¹	7,6	0,7	96,3
	...			
	sonstige Länder [17]	38,4	3,7	100,0
	Welt	1.036,9	100,0	
	Europa	524,9	50,6	
	GUS	85,6	8,3	
	Afrika	< 0,05	< 0,05	
	Austral-Asien	352,0	33,9	
	Nordamerika	72,9	7,0	
	Lateinamerika	1,5	0,1	
	OECD	526,1	50,7	
	EU-28	382,8	36,9	

¹ Weichbraunkohleverbrauch enthält auch Hartbraunkohlen

Tabelle A-34: Übersicht Uran 2017 [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	< 0,05	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
	Tschechien	< 0,05	112	–	342	455	342
	Türkei	–	–	6	1	7	7
Ungarn	–	21	–	27	48	27	
GUS	Kasachstan	23,4	318	258	1.229	1.804	1.486
	Russische Föderation	2,9	168	30	799	996	828
	Ukraine	0,6	22	42	321	386	363
	Usbekistan	2,4	57	37	118	212	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	4,2	132	–	520	652	520
	Niger	3,4	147	18	459	623	476
	Sambia	–	< 0,5	–	54	54	54
	Simbabwe	–	–	–	26	26	26
	Somalia	–	–	–	8	8	8
	Südafrika	0,3	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	5,9	212	–	1.781	1.992	1.781
	China	1,9	44	95	185	324	280
	Indien	0,4	13	–	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	13,1	524	228	1.462	2.214	1.690
	Mexiko	k. A.	< 0,5	1	5	7	6
	USA	0,9	377	11	119	507	130
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	59,6	2.696	1.236	11.709	15.641	12.945
LÄNDERGRUPPE	Europa	< 0,05	457	26	561	1.044	587
	GUS	29,3	565	366	2.467	3.398	2.833
	Afrika	8,0	495	224	2.127	2.846	2.351
	Naher Osten	–	< 0,5	–	114	114	114
	Austral-Asien	8,2	271	205	3.780	4.255	3.985
	Nordamerika	14,1	901	240	1.864	3.006	2.104
	Lateinamerika	< 0,05	7	175	797	978	972
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	–	26	–	42	67	42
	OPEC-Golf	–	< 0,5	–	16	16	16
	OECD	20,0	1.551	266	4.179	5.996	4.445
	EU-28	< 0,05	457	20	560	1.037	580

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle A-35: Uranressourcen 2017 (>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 \triangleq 2+3	5	6	7 \triangleq 4+5+6	8	9
Australien	1.150	631	1.781	k. A.	k. A.	1.781	15,2	15,2
Kanada	395	217	612	150	700	1.462	12,5	27,7
Mongolei	–	33	33	21	1.390	1.444	12,3	40,0
Kasachstan	157	536	693	236	300	1.229	10,5	50,5
Südafrika	92	190	281	159	411	851	7,3	57,8
Russische Föderation	275	397	672	126	k. A.	799	6,8	64,6
Namibia	298	165	463	57	k. A.	520	4,4	69,1
Niger	298	95	394	14	51	459	3,9	73,0
Brasilien	–	121	121	300	k. A.	421	3,6	76,6
Tschechien	51	68	119	223	–	342	2,9	79,5
Ukraine	97	81	179	23	120	321	2,7	82,2
Grönland	103	125	228	k. A.	50	278	2,4	84,6
Indien	121	18	139	106	k. A.	245	2,1	86,7
Kolumbien	–	k. A.	–	11	217	228	1,9	88,6
China	33	144	178	4	4	185	1,6	90,2
USA	119	k. A.	119	–	–	119	1,0	91,2
Usbekistan	18	76	93	25	–	118	1,0	92,3
Jordanien	–	48	48	–	50	98	0,8	93,1
Vietnam	1	3	4	81	k. A.	85	0,7	93,8
Argentinien	3	11	14	14	56	85	0,7	94,5
Botsuana	14	60	74	k. A.	k. A.	74	0,6	95,2
Peru	–	19	19	20	20	59	0,5	95,7
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	98,0
Mauretanien	1	23	24	–	–	24	0,2	98,2
...								
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 \triangleq 2+3	5	6	7 \triangleq 4+5+6	8	9
Welt	3.373	3.224	6.597	1.704	3.408	11.709	100,0	
Europa	90	174	264	284	13	561	4,8	
GUS	547	1.090	1.637	409	420	2.467	21,1	
Afrika	797	583	1.380	259	487	2.127	18,2	
Naher Osten	1	50	52	12	50	114	1,0	
Austral-Asien	1.316	831	2.147	239	1.394	3.780	32,3	
Nordamerika	617	344	961	153	750	1.864	15,9	
Lateinamerika	4	152	156	347	293	797	6,8	
OPEC	26	4	29	12	–	42	0,4	
OPEC-Golf	1	3	4	12	–	16	0,1	
OECD	1.862	1.146	3.007	411	760	4.179	35,7	
EU-28	90	173	263	284	13	560	4,8	

k. A. keine Angaben
– keine Ressourcen

Tabelle A-36: Uranreserven 2017 (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	Kasachstan	258	20,9	20,9
2	Kanada	228	18,5	39,3
3	Südafrika	168	13,6	52,9
4	Brasilien	156	12,6	65,5
5	Mongolei	108	8,7	74,3
6	China	95	7,7	82,0
7	Ukraine	42	3,4	85,4
8	Tansania	38	3,1	88,5
9	Usbekistan	37	3,0	91,5
10	Russische Föderation	30	2,4	93,8
11	Niger	18	1,4	95,3
12	Peru	14	1,1	96,4
13	USA	11	0,9	97,3
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	1.236	100,0	
	Europa	26	2,1	
	GUS	366	29,6	
	Afrika	224	18,1	
	Austral-Asien	205	16,6	
	Nordamerika	240	19,4	
	Lateinamerika	175	14,2	
	OECD	266	21,5	
	EU-28	20	1,6	

Tabelle A-37: Uranressourcen 2017 (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	32,0	32,0
2	Kanada	372,0	10,5	42,5
3	Kasachstan	309,1	8,7	51,2
4	Russische Föderation	268,2	7,6	58,7
5	Südafrika	237,6	6,7	65,4
6	Niger	235,3	6,6	72,1
7	Namibia	189,6	5,3	77,4
8	Brasilien	155,9	4,4	81,8
9	China	128,3	3,6	85,4
10	Mongolei	108,1	3,0	88,5
11	Ukraine	82,9	2,3	90,8
12	USA	82,5	2,3	93,1
13	Usbekistan	54,6	1,5	94,7
14	Tansania	40,4	1,1	95,8
15	Zentralafrikanische Rep.	32,0	0,9	96,7
16	Peru	14,0	0,4	97,1
17	Botsuana	13,7	0,4	97,5
18	Sambia	9,9	0,3	97,8
19	Slowakei	8,8	0,2	98,0
20	Argentinien	8,6	0,2	98,3
...				
	sonstige Länder [16]	62,0	1,7	100,0
	Welt	3.548,7	100,0	
	Europa	37,5	1,1	
	GUS	714,8	20,1	
	Afrika	776,9	21,9	
	Naher Osten	1,2	0,0	
	Austral-Asien	1.383,5	39,0	
	Nordamerika	456,3	12,9	
	Lateinamerika	178,5	5,0	
	OPEC	6,0	0,2	
	OPEC-Golf	1,2	0,0	
	OECD	1.632,5	46,0	
	EU-28	31,4	0,9	

Tabelle A-38: Natururanproduktion 2012–2017

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
					[kt]				
1	Kasachstan	21,3	22,6	23,1	23,8	24,6	23,4	39,3	39,3
2	Kanada	9,0	9,3	9,1	13,3	14,0	13,1	22,0	61,3
3	Australien	7,0	6,4	5,0	5,7	6,3	5,9	9,9	71,2
4	Namibia	4,5	4,3	3,3	3,0	3,7	4,2	7,1	78,3
5	Niger	4,7	4,5	4,1	4,1	3,5	3,4	5,8	84,0
6	Russische Föderation	2,9	3,1	3,0	3,1	3,0	2,9	4,9	88,9
7	Usbekistan	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	4,0	93,0
8	China	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,9	3,2	96,1
9	USA	1,6	1,8	1,9	1,3	1,1	0,9	1,6	97,7
10	Ukraine	1,0	1,1	0,9	1,2	1,0	0,6	0,9	98,6
11	Indien	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,7	99,4
12	Südafrika	0,5	0,5	0,6	0,4	0,5	0,3	0,5	99,9
13	Pakistan	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	0,1	99,9
14	Deutschland ¹	0,1	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	0,1	100,0
15	Malawi	1,1	1,1	0,4	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0
	Frankreich	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
	Rumänien	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	100,0
	Tschechien	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	100,0
	Brasilien	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
	...								
	Welt	58,4	59,6	56,2	60,5	62,4	59,6	100,0	
	Europa	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,0	0,1	
	GUS	27,5	29,2	29,4	30,4	31,0	29,3	49,1	
	Afrika	10,7	10,5	8,3	7,5	7,6	8,0	13,4	
	Austral-Asien	8,9	8,2	6,9	7,7	8,4	8,2	13,8	
	Nordamerika	10,6	11,2	11,1	14,6	15,2	14,1	23,6	
	OECD	17,9	17,8	16,3	20,4	21,7	20,0	33,5	
	EU-28	0,4 ²	0,3	0,3	0,2	0,2	0,0	0,1	

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

Tabelle A-39: Uranverbrauch 2017

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

Rang	Land/Region	[kt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	19,00	29,2	29,2
2	Frankreich	9,50	14,6	43,8
3	China	8,29	12,7	56,6
4	Russische Föderation	5,38	8,3	64,9
5	Korea, Rep.	4,73	7,3	72,1
6	Ukraine	1,94	3,0	75,1
7	Vereinigtes Königreich	1,77	2,7	77,8
8	Kanada	1,59	2,4	80,3
9	Deutschland	1,48	2,3	82,6
10	Spanien	1,28	2,0	84,5
11	Schweden	1,19	1,8	86,4
12	Taiwan	1,13	1,7	88,1
13	Belgien	0,99	1,5	89,6
14	Indien	0,84	1,3	90,9
15	Japan	0,66	1,0	91,9
16	Slowakei	0,65	1,0	92,9
17	Tschechien	0,65	1,0	93,9
18	V. Arab. Emirate	0,63	1,0	94,9
19	Schweiz	0,50	0,8	95,7
20	Finnland	0,49	0,8	96,4
	...			
	sonstige Länder [12]	2,33	3,6	100,0
	Welt	65,01	100,0	
	Europa	19,58	30,1	
	GUS	7,40	11,4	
	Afrika	0,28	0,4	
	Naher Osten	0,78	1,2	
	Austral-Asien	15,87	24,4	
	Nordamerika	20,59	31,7	
	Lateinamerika	0,52	0,8	
	OPEC	0,78	1,2	
	OPEC-Golf	0,78	1,2	
	OECD	45,05	69,3	
	EU-28	19,08	29,3	

Tabelle A-40: Übersicht Geothermie 2017¹

Region	el. Leistung [MW _e]	el. Verbrauch [GWh _{th}]	therm. Leistung ohne Wärmepumpen [MW _e]	therm. Verbrauch ohne Wärmepumpen [GWh _{th}]
Argentinien	–	–	164	278
Äthiopien	7	< 0,5	2	12
Australien	2	–	18	–
Belgien	–	–	10	–
Brasilien	–	–	360	1.840
Chile	48	–	20	–
China	27	145	17.870	48.435
Costa Rica	207	1.538	1	6
Dänemark	–	–	33	–
Deutschland	36	160	374	1.377
El Salvador	204	1.558	3	16
Finnland	–	–	1.560 ²	5.000 ²
Frankreich	17	115 ²	509	–
Griechenland	–	–	232	–
Guatemala	49	247	2	16
Honduras	35	–	–	–
Indien	–	–	986	1.195
Indonesien	1.950	10.038	2	12
Iran	–	–	153	428
Island	708	5.170	2.172	7.422
Israel	–	–	82	609
Italien	916	5.900 ²	160	–
Japan	527	2.489	2.094	7.250
Jemen	–	–	1	–
Jordanien	–	–	153	428
Kanada	–	–	1.467	3.227
Kenia	673	3.178	22	51
Korea, Rep.	–	–	44	165
Kroatien	–	–	20	–
Madagaskar	–	–	3	21
Marokko	–	–	5	–
Mexiko	916	5.937	149	1.159
Mongolei	–	–	20	95

Fortsetzung Tabelle A-40

Region	el. Leistung [MW _e]	el. Verbrauch [GWh _{th}]	therm. Leistung ohne Wärmepumpen [MW _e]	therm. Verbrauch ohne Wärmepumpen [GWh _{th}]
Nepal	–	–	3	23
Neuseeland	1.005	7.453	487	2.395
Nicaragua	155	662	–	–
Niederlande	–	–	142	–
Norwegen	–	–	1.300	2.295
Österreich	1	–	60	–
Pakistan	–	–	< 0,5	–
Papua-Neuguinea	53	–	–	–
Philippinen	1.928	10.308	3	11
Polen	–	–	64	–
Portugal	33	200 ²	–	–
Rumänien	< 0,5	–	88	–
Russische Föderation	78	–	–	–
Saudi-Arabien	–	–	44	–
Schweden	–	–	44	–
Schweiz	–	–	13	–
Slowenien	–	–	4	–
Südafrika	–	–	2	10
Thailand	< 0,5	–	129	–
Tschechien	–	–	8	–
Tunesien	–	–	44 ²	–
Türkei	1.131	6.000 ²	872	–
USA	2.486	16.060	17.416	21.075
Ungarn	3	–	253	–
Vereinigtes Königreich	–	2	3	15
Vietnam	–	–	31	–

¹ Aktuelle Daten außerhalb Europas liegen für das Jahr 2017 nicht gesichert vor

² Daten teilweise von 2016 und älter

– keine Daten verfügbar

Daten beruhen auf die folgenden Quellen
EGEC, LIAG-GeotIS (für Deutschland), IRENA Renewable Statistics 2018

Tabelle A-41: Geothermie – elektrisch installierte Leistung 2012–2017¹

Rang	Land/Region	2012	2013	2014			2016	2017	Anteil [%]	
				[MW _e]					Land	kumuliert
1	USA	3.442	3.525	3.450	3.567	3.596	2.486 ²	18,9	18,9	
2	Indonesien	1.333	1.401	1.340	1.404	1.590	1.950	14,8	33,6	
3	Philippinen	1.904	1.917	1.870	1.930	1.929	1.928	14,6	48,3	
4	Türkei	167	368	397	624	775	1.131	8,6	56,8	
5	Neuseeland	895	971	1.005	973	971	1.005	7,6	64,5	
6	Mexiko	1.017	834	1.017	1.069	907	916	6,9	71,4	
7	Italien	876	916	916	915	916	916	6,9	78,4	
8	Island	664	665	665	661	665	708	5,4	83,7	
9	Kenia	249	590	594	607	676	673	5,1	88,8	
10	Japan	537	539	519	540	544	527	4,0	92,8	
11	Costa Rica	207	208	207	218	208	207	1,6	94,4	
12	El Salvador	204	204	204	204	204	204	1,5	95,9	
13	Nicaragua	150	160	159	155	160	155	1,2	97,1	
14	Russische Föderation	82	82	82	97	82	78	0,6	97,7	
15	Papua-Neuguinea	56	56	50	56	56	53	0,4	98,1	
16	Guatemala	48	48	52	49	48	49	0,4	98,5	
17	Chile	–	–	–	–	–	48	0,4	98,8	
18	Deutschland	24	27	27	31	38	36	0,3	99,1	
19	Honduras	–	–	–	–	–	35	0,3	99,4	
20	Portugal	29	29	29	23	29	33	0,3	99,6	
...										
	sonstige Länder [5]	55	54	53	55	53	48	0,4	100,0	
	Welt	11.938	12.594	12.636	13.178	13.447	13.187	100,0		
	Europa	1.850	1.850	2.133	2.273	2.440	2.845	21,6		
	GUS	82	82	82	97	82	78	0,6		
	Afrika	200	200	601	614	683	673	5,1		
	Austral-Asien	4.800	4.800	4.812	4.930	5.119	5.490	41,6		
	Nordamerika	5.100	5.100	5.089	4.636	4.503	3.402	25,8		
	Lateinamerika	609	620	622	626	620	698	5,3		
	OECD	7.670	7.894	8.043	8.423	8.460	7.827	59,4		
	EU-28	946 ³	991	989	988	1.000	1.006	7,6		

¹ Daten beruhen auf den folgenden Quellen
BP Statistical Review 2017, IRENA Renewable Statistics 2018

² U.S. Energy Information Administration, U.S. Renewable Electricity Generation and Capacity Short-Term Energy Outlook – September 2018, <https://www.eia.gov/renewable/data.php> [10.2018]

³ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Ein direkter Vergleich mit Zahlen aus den Vorjahren ist aufgrund verzögerter Datenmeldungen bzw. Datenpublikationen nicht für alle Länder möglich. Gesamtbeträge können infolge von Rundungsfehlern von der Summe der Einzelwerte differieren.

Hinweis im REN21 Bericht: aktuelle Daten können nicht ohne Weiteres mit denen der Vorjahre verglichen werden, da Überarbeitungen vorgenommen werden mussten aufgrund verbesserter bzw. angepasster Daten bzw. Technologien (REN21 2018).

Tabelle A-42: Geothermie – Ressourcen 2017

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 2017 [Mtoe]

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

Rang	Land/Region	Summe	Wasserkraft	erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft)
1	China	368,3	261,5	106,7
2	USA	161,9	67,1	94,8
3	Brasilien	105,8	83,6	22,2
4	Kanada	100,1	89,8	10,3
5	Indien	52,5	30,7	21,8
6	Deutschland	49,3	4,5	44,8
7	Russische Föderation	41,7	41,5	0,3
8	Japan	40,3	17,9	22,4
9	Norwegen	32,7	32,0	0,7
10	Italien	23,7	8,2	15,5
11	Vereinigtes Königreich	22,4	1,3	21,0
12	Schweden	21,4	14,6	6,8
13	Frankreich	20,5	11,1	9,4
14	Spanien	19,9	4,2	15,7
15	Türkei	19,9	13,2	6,6
16	Venezuela	17,4	17,4	< 0,05
17	Vietnam	16,0	15,9	0,1
18	Kolumbien	13,4	13,0	0,4
19	Österreich	11,7	8,8	2,8
20	Mexiko	11,6	7,2	4,4
...				
	sonstige Länder [60]	255,2	175,1	80,1
	Welt	1.405,5	918,6	486,8
	Europa	292,2	130,4	161,8
	GUS	57,5	56,7	0,9
	Afrika	34,6	29,1	5,5
	Naher Osten	5,9	4,5	1,4
	Austral-Asien	546,7	371,6	175,1
	Nordamerika	273,6	164,1	109,5
	Lateinamerika	194,9	162,3	32,6
	OPEC	26,7	26,1	0,6
	OPEC-Golf	4,6	4,2	0,4
	OECD	619,7	314,8	304,9
	EU-28	220,2	67,8	152,3

Tabelle A-44: Erneuerbare Energien – elektrisch installierte Leistung 2017

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

Rang	Land/Region	[MW]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	618.803	28,4	28,4
2	USA	229.913	10,6	38,9
3	Brasilien	128.293	5,9	44,8
4	Deutschland	113.058	5,2	50,0
5	Indien	106.282	4,9	54,9
6	Kanada	98.606	4,5	59,4
7	Japan	82.696	3,8	63,2
8	Italien	51.951	2,4	65,6
9	Russische Föderation	51.779	2,4	68,0
10	Spanien	47.989	2,2	70,2
11	Frankreich	46.678	2,1	72,3
12	Vereinigtes Königreich	40.789	1,9	74,2
13	Türkei	38.725	1,8	76,0
14	Norwegen	33.283	1,5	77,5
15	Schweden	28.217	1,3	78,8
16	Österreich	19.880	0,9	79,7
17	Australien	19.112	0,9	80,6
18	Mexiko	19.025	0,9	81,5
19	Vietnam	18.162	0,8	82,3
20	Schweiz	16.858	0,8	83,1
...				
	sonstige Länder [193]	368.926	16,9	100,0
	Welt	2.179.026	100,0	
	Europa	544.123	25,0	
	GUS	77.646	3,6	
	Afrika	41.753	1,9	
	Naher Osten	18.920	0,9	
	Austral-Asien	932.714	42,8	
	Nordamerika	347.635	16,0	
	Lateinamerika	215.809	9,9	
	OPEC	40.978	1,9	
	OPEC-Golf	15.106	0,7	
	OECD	996.105	45,7	
	EU-28	444.704	20,4	

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
Bundesnetzagentur – BNetzA
Bundesverband Geothermie – GtV
Bureau of Energy, Ministry of Economic Affairs (Taiwan)
Bureau of Resources and Energy Economics – BREE (Australien)
Cameco Corporation (Kanada)
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 for Business, Energy and Industrial Strategy – BEIS (Vereinigtes Königreich)
Department of Energy – DOE (Philippinen)
Department of Energy (Südafrika)
Department of Geological Science, Pusan National University (Republik Korea)
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 Atomforum e. V. – DAfF

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
Fenwei Energy Information Services
Gas Infrastructure Europe – GIE (Belgien)
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 Ressource 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 – MEMPK
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 (Jamaika)
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
Office Djiboutien de Developpement de l'Énergie Geothermique, Djiboutian Office for the Development of Geothermal Energy – ODDEG
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)
Secretaría de Energía, Ministerium für Energie in Mexiko – SENER
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)
The Human-Induced Earthquake Database
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
Biofuels	flüssige oder gasförmige Kraftstoffe die aus Biomasse hergestellt werden; bspw. Bioethanol, Biodiesel oder Biomethan.
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 Versiche- rung 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 geo- thermische 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 Ent- ölungsgrades 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 Schwefelwas- serstoff (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 Maß- nahmen 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 Schiefer- gas, 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>

	<p><i>Hydrothermale Geothermie</i> die Energie, die die in natürlichen tiefen thermalwässerführenden Schichten (hydrothermal) gespeicherte Wärmeenergie nutzt</p>
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 Mt Erdöl oder > 85 Mrd. m ³ Erdgas, Super-Giant: > 680 Mt Erdöl oder > 850 Mrd. m ³ Erdgas, Mega-Giant: > 6.800 Mt Erdöl oder > 8.500 Mrd. m ³ Erdgas
Globale Produktion	für die globale Produktion wird die Summe aus den bekannten Einzelwerten der Länder gebildet. Länder für die keine Werte vorliegen oder deren Produktions- bzw. Förderdaten vertraulich sind, sind nicht enthalten und die tatsächliche globale Produktion ist vermutlich höher
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, IAEO); 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)
MENA	Ländergruppe (Ägypten, Algerien, Bahrain, Dschibuti, Irak Iran, Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Libyen (Staat), 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

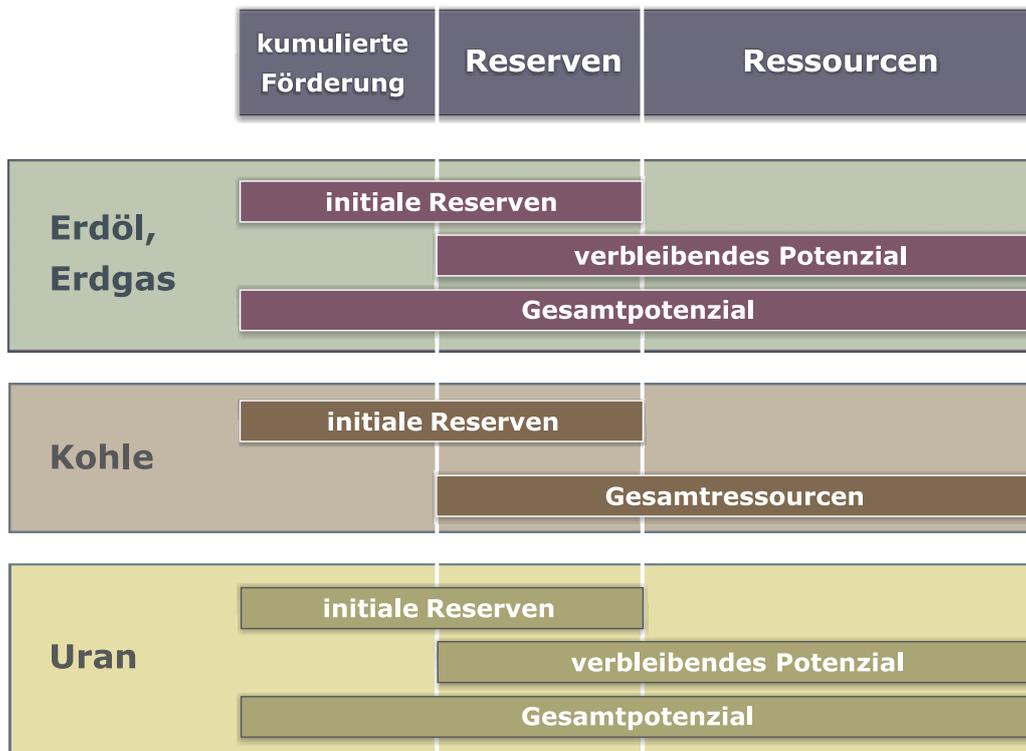
MW _e	Megawatt elektrisch
NCG	nicht kondensierbare Gase, aus dem englischen „non-condensable gases“
NDB	Norddeutsches Becken
NEA	Nuclear Energy Agency (Kernenergieagentur); zur OECD gehörend; Sitz: Paris
NGL	natural gas liquids; (→ <i>Kondensat</i>)
NGPL	natural gas plant liquids; Bestandteile des geförderten 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	Oberrheingraben
"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
Primärenergie	Primärenergie ist die direkt in den Energiequellen vorhandene Energie, zum Beispiel Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Wasser, Wind, Korbrennstoffe, Solarstrahlung. Die Primärenergie wird etwa in Kraftwerken oder Raffinerien in die sogenannte Endenergie umgewandelt. Ein Teil der Primärenergie wird auch dem nichtenergetischen „Verbrauch“ zugeführt (zum Beispiel Rohöl für die Kunststoffindustrie)
Primärenergieverbrauch (PEV)	bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energiemenge
REEGLE	Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership
Reingas	normiertes Erdgas, in Deutschland 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. Die Rohgasmengen entsprechen dabei dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der spezifisch für jede Lagerstätte ist und daher erheblich schwanken kann
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; s. u. <i>Umrechnungsfaktoren</i>
SPE	Society of Petroleum Engineers (Vereinigung der Erdöl-Ingenieure)
Synfuel	synthetischer Kraftstoff; Flüssige Kraftstoffe können durch verschiedene technische Verfahren synthetisch erzeugt werden. Wichtige Verfahren sind die Kohle- und Gasverflüssigung sowie die Herstellung von Kraftstoffen aus Biomasse (→ <i>Biofuels</i>)
Tight Gas	Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten
t SKE	Tonne Steinkohleeinheiten (→ <i>SKE</i> , hier: in Tonnen) entspricht ca. $29,308 \times 10^9$ Joule; s. u. <i>Umrechnungsfaktoren</i>
toe	ton(s) oil equivalent (Tonne(n) Erdöläquivalent); Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Tonne Erdöl frei wird; s. u. <i>Umrechnungsfaktoren</i>
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)

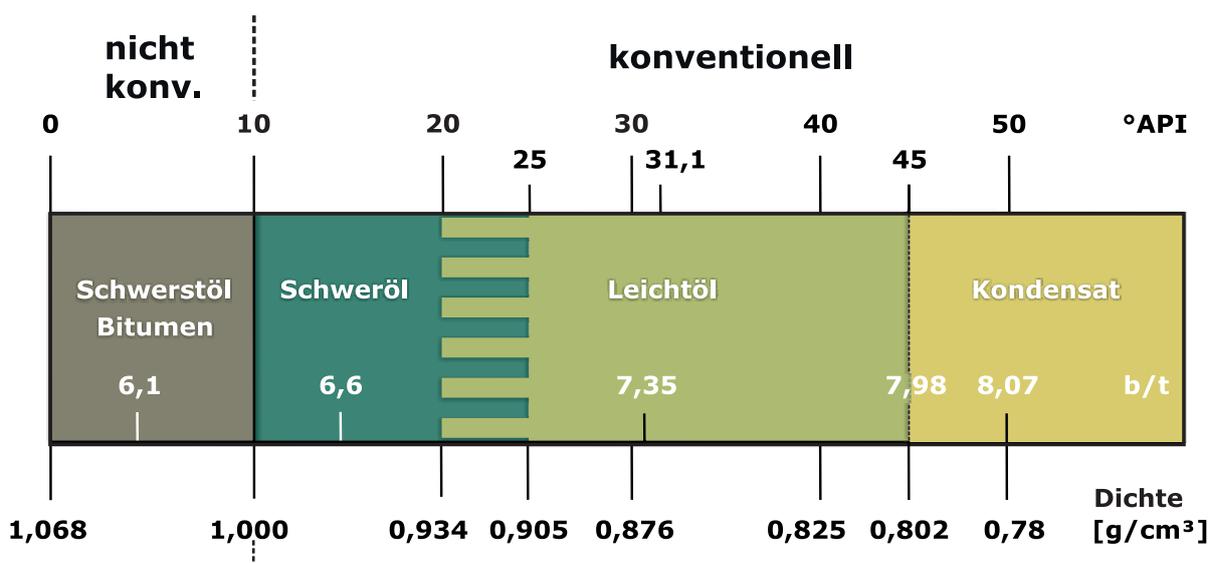
Uran	<p>ist ein natürlicher Bestandteil der Gesteine der Erdkruste. Als Natururan [Unat] (Norm-Uran) wird Uran in der in der Natur vorkommenden Isotopenzusammensetzung U-238 (99,2739 %), U-235 (0,7205 %) und U-234 (0,0056 %) bezeichnet. Für eine wirtschaftliche Gewinnbarkeit muss Uran im Gestein angereichert 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: Berlin
Verbrauch	energetische und stoffliche Nutzung von Energierohstoffen. Sofern keine statistischen Daten zum Verbrauch vorliegen, wird dieser vereinfacht ermittelt aus der Summe von Förderung und Importen abzüglich Exporten. Bestandsänderungen von Energierohstoffen auf Halden, Lagern oder in Speichern werden bei hinreichender Datenlage miteinbezogen
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 (Rohölsorte), bildet für den amerikanischen Markt den Referenzpreis

DEFINITIONEN

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen



Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte

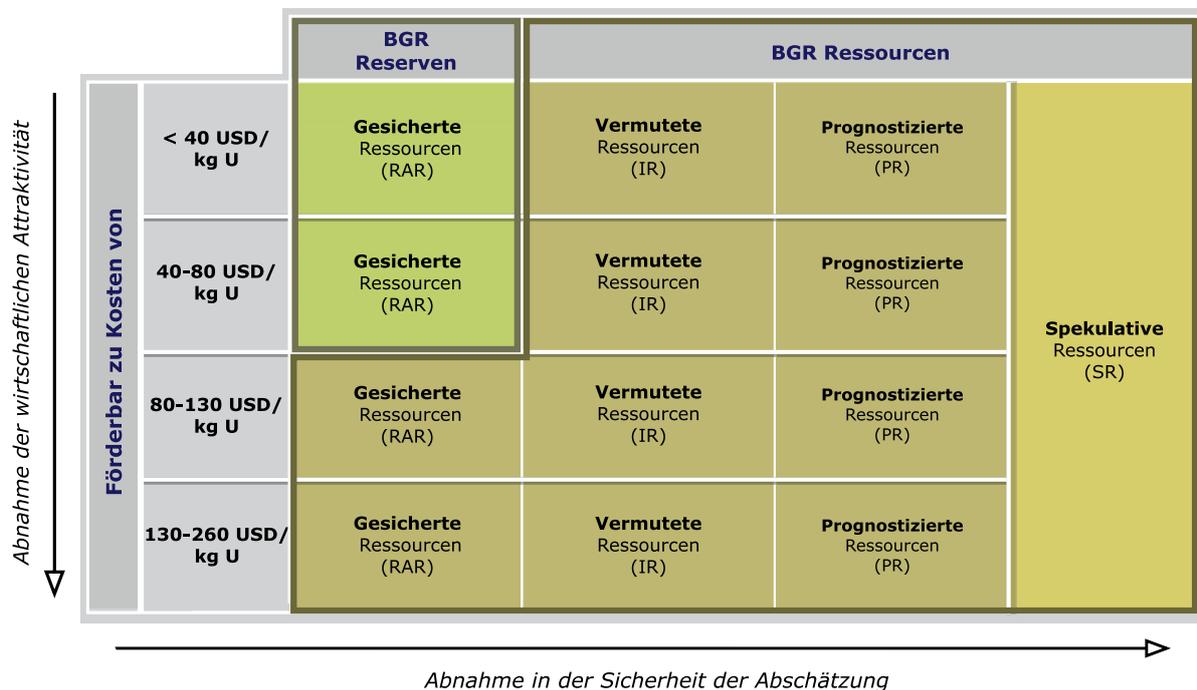


Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

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 der BGR Energiestudie

Europa

Albanien, Andorra, Belgien, Bosnien und Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Färöer, Finnland, Frankreich, Gibraltar, Griechenland, 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, Tschechien, Türkei, Ungarn, Vatikanstadt, Vereinigtes Königreich, Zypern

GUS inkl. Georgien

Armenien, Aserbaidschan, Belarus, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldau (Republik), Russische Föderation, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan

Afrika

Ägypten, Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Äthiopien, Benin, Botsuana, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Côte d'Ivoire, Dschibuti, Eritrea, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kenia, Komoren, Kongo (Demokratische Republik), Kongo (Republik), Lesotho, Liberia, Libyen (Staat), 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, Zentralafrikanische Republik

Naher Osten

Bahrain, Irak, Iran (Islamische Republik), Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Oman, Palästinensische Gebiete, 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, Pitcairnsinseln, Salomonen, Samoa, Timor-Leste, Tokelau, Tonga, Tuvalu, Vanuatu, Wallis und Futuna

„Asien“-Anteil:

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

Nordamerika

Grönland, Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

Lateinamerika (Mittel- und Südamerika ohne Mexiko)

Anguilla, Antigua und Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermudas, Bolivien (Plurinationaler Staat), Brasilien, Chile, Costa Rica, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Falklandinseln (Malwinen), (Französisch-) Guyana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Jungferninseln (Brit.), Jungferninseln (Amerik.), Kaimaninseln, Kolumbien, Kuba, Martinique, Montserrat, Nicaragua, 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:2017

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, Tschechien, 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; 169 Länder)

Afghanistan, Ägypten, Albanien, Algerien, Angola, Antigua und Barbuda, Argentinien, Armenien, Aserbaidshan, Äthiopien, Australien, Bahamas, Bahrain, Bangladesch, Barbados, Belarus, Belgien, Belize, Benin, Bolivien (Plurinationaler Staat), Bosnien und Herzegowina, Botsuana, 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 (Staat), 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, St. Vincent und die Grenadinen, Südafrika, Sudan, Syrien (Arabische Republik), Swasiland, Tadschikistan, Tansania (Vereinigte Republik), Thailand, Togo, Trinidad und Tobago, Tschad, Tschechien, Türkei, Tunesien, Turkmenistan, Uganda, Ukraine, Ungarn, Uruguay, Usbekistan, Vanuatu, Vatikanstadt, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten, Vietnam, 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, Tschechien, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten

OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 14 Länder)

Äquatorialguinea, Algerien, Angola, Ecuador, Gabun, Irak, Iran (Islamische Republik), Katar, Kuwait, Libyen (Staat), 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 NGL/ Kondensat	$1 \text{ toe} = 10,4 \text{ bbl} = 1,428 \text{ t SKE} = 1.101 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 41,8 \times 10^9 \text{ J}$
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>

