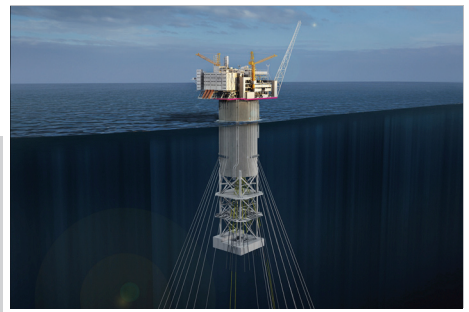
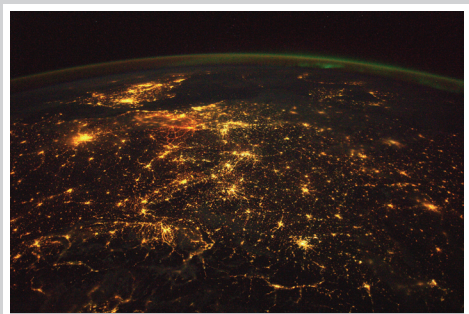


2015

ENERGIESTUDIE



Reserven, Ressourcen
und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen



ENERGIESTUDIE 2015

Reserven, Ressourcen
und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen

Hannover, Dezember 2015

Our energy future is not set in stone

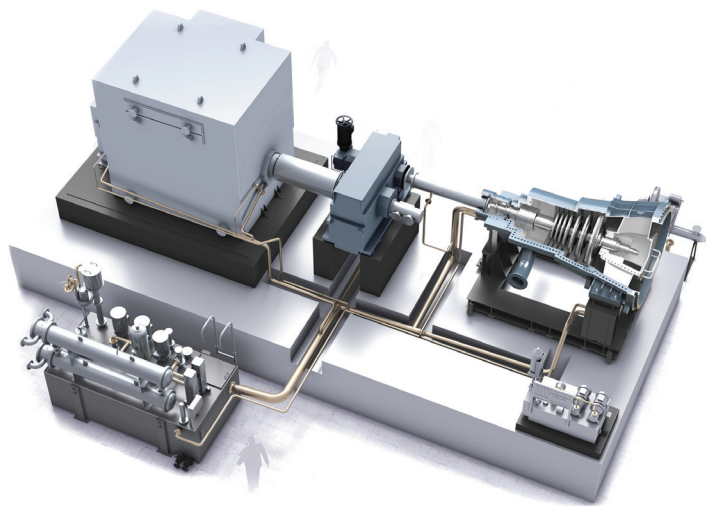
Philippe Charlez, 2014

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), Hans Georg Babies, Martin Blumenberg,
Georg Mayer, Jürgen Meßner, Martin Pein, Dorothee Rebscher,
Michael Schauer, Sandro Schmidt, Peggy Schulz, Gabriela von Goerne,
Max Winchenbach
- Mitarbeit:** Andreas Bahr, Uwe Benitz, Jennifer Bremer
- Datenstand:** 2014
- Quelleninformationen**
- Titel:** Nesjavellir Power Plant Island (Gretar Ivarsson / Wikimedia)
The Aasta Hansteen platform (GeoGraphic / Statoil)
LNG Gas-Terminal Melkøya Snøhvit (Øyvind Hagen / Statoil ASA)
Europe at night (Alexander Gerst / ESA NASA)
- Vorwort:** SST-400 GEO/Neue Siemens-Dampfturbine für Geothermie-Kraftwerke (Siemens)
- Zitierhinweis:** BGR (2015): Energiestudie 2015. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen (19). – 172 S., Hannover.

VORWORT

Die Energieversorgung der Welt unterliegt einem fortlaufenden Wandel. Bis weit in das 19. Jahrhundert hinein konnte Biomasse den überwältigenden Teil des, in Bezug auf heutige Verbrauchsmengen allerdings geringen, weltweiten Energiebedarfs decken. Ihr folgte die Kohle, die als vergleichsweise günstiger und relativ leicht verfügbarer Energieträger die Basis für die Industrialisierung und damit den Grundstein für unseren heutigen Wohlstand legte. Beide Energieträger dominierten in „ihrer“ Zeit die Energieversorgung. Mit Beginn des 20. Jahrhundert änderte sich das Prinzip der Energiegewinnung und beruht bis heute auf einer steigenden Anzahl von Energieträgern und unterschiedlichen Arten der Erzeugung. Diese Heterogenität wird zunehmend durch staatliche Energiestrategien verstärkt, die die Energieversorgungen auf eine breitere Bezugsbasis stellen sollen. Erneuerbare Energien sind dabei ein Bestandteil der weltweiten Energieversorgung, und 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 aber um Sonderfälle, beispielsweise aufgrund spezifischer geologischer Bedingungen, wie sie etwa auf Island zu finden sind. Der weitaus überwiegende Teil der Staatengemeinschaft wird, trotz zum Teil intensiver und ambitionierter Bemühungen, den Anteil der Erneuerbaren zu erhöhen, noch für Jahrzehnte seine Energieversorgung primär aus fossilen Quellen und der Kernenergie decken müssen. Viele Industriestaaten und insbesondere Entwicklungs- und Schwellenländer mit absehbar steigendem Energiebedarf setzen daher für ihren zukünftigen Energiemix neben Sonne, Wind und Geothermie auch weiterhin auf Erdöl, Erdgas und Kohle. Von grundlegender Bedeutung für den nur langfristig umsetzbaren Übergang in ein kohlenstoffarmes Energiesystem ist daher, dass fossile Energieträger auch künftig in dem Maße bereitgestellt werden können, wie sie tatsächlich noch benötigt werden.



Die Energiestudie 2015 informiert mit Daten und Fakten über die Verfügbarkeit und Entwicklungen bei den Energieträgern Erdöl, Erdgas, Kohle, Uran und der Tiefen Geothermie. Darüber hinaus werden die erneuerbaren Energien mit einbezogen, um das weltweite Energiepotenzial und die Vorrats-situation von Energierohstoffen umfassend darzustellen.

Im Abschnitt „Energierohstoffe im Fokus“ werden dieses Jahr förderungssteigernde Maßnahmen bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung (EOR), die Bedeutung der Geothermie für den ostafrikanischen Energiesektor sowie von Erdöl und Erdgas für Entwicklungs- und Schwellenländer besonders herausgestellt.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Kurzfassung	9
2	Energierohstoffe Deutschland	15
	2.1 Primärenergieverbrauch und Energieversorgung	16
	2.2 Energierohstoffe im Einzelnen	18
3	Energierohstoffe weltweit	31
	3.1 Globale Vorratssituation	32
	3.2 Erdöl	35
	3.3 Erdgas	39
	3.4 Kohle	43
	3.5 Kernbrennstoffe	48
	3.6 Tiefe Geothermie	52
	3.7 Erneuerbare Energien	55
4	Energierohstoffe im Fokus (Sonderthemen)	58
	4.1 Förderungssteigernde Maßnahmen bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung – Aktueller Stand und Potenzial in Deutschland und weltweit	58
	4.2 Die Bedeutung der Geothermie für den ostafrikanischen Energiesektor	69
	4.3 Erdöl und Erdgas – Bedeutung und Potenzial für Entwicklungs- und Schwellenländer	77
5	Zukünftige Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe und Tiefer Geothermie	82
	5.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf	82
	5.2 Zusammenfassung und Ausblick	83
6	Literatur	86
	Anhang	
	Tabellen	
	Quellen	
	Glossar/Abkürzungsverzeichnis	
	Definitionen	
	Ländergruppen	
	Wirtschaftspolitische Gliederungen	
	Maßeinheiten	
	Umrechnungsfaktoren	

1 KURZFASSUNG

Der Energieverbrauch Deutschlands und der Welt wird derzeit primär durch fossile Energieträger gedeckt. Die Abhängigkeit der Energieversorgung von fossilen Energierohstoffen wird noch absehbare Zeit fortbestehen. Eine weltweit wachsende Bevölkerungszahl und die Erhöhung des allgemeinen Lebensstandards garantieren auch langfristig einen steigenden Energiebedarf. Vor diesem Hintergrund ist ein steigender internationaler Wettbewerb um Energierohstoffe zu erwarten. Auch für Deutschland ergibt sich trotz des starken Anstiegs bei den Erneuerbaren begleitet von einer Abnahme der Eigenförderung und dem Ausstieg aus der Kernenergie eine wachsende Importabhängigkeit. Derzeit leisten Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle nach wie vor mit rund 80 % den mit Abstand größten Beitrag zur Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs

Inhalt der aktuellen Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind Aussagen und Analysen zur Situation bei den Energierohstoffen Erdöl, Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen sowie der Tiefen Geothermie und, erstmalig in dieser Studie, auch den sonstigen erneuerbaren Energien. Schwerpunkte liegen auf der Abschätzung zum geologischen Inventar an Energierohstoffen mit belastbaren Aussagen zu Reserven und Ressourcen (Abb. 1). Zusätzlich werden die Rohstoffmärkte bezüglich der Entwicklung von Produktion, Export, Import und Verbrauch von fossilen Energierohstoffen betrachtet und aktuelle und gesellschaftlich relevante Energie-Themen aufgegriffen. Die Studie dient der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der deutschen Wirtschaft. Grundlage der Datenbasis bildet die kontinuierliche Auswertung von Informationen in Fachzeitschriften, wissenschaftlichen Publikationen, Berichten aus der Wirtschaft, Fachorganisationen und politischen Stellen, Internetquellen und eigenen Erhebungen. Sofern nicht explizit erwähnt, stammen alle aufgeführten Daten aus der Energierohstoff-Datenbank der BGR.

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

Der größte Anteil mit 551.813 Exajoule (EJ) an den globalen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um das 15-fache. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls, das die Sonderrolle dieses Energierohstoffs unterstreicht. Der Energieinhalt aller Reserven zusammengenommen entsprach 2014 insgesamt 37.934 EJ und liegt damit um knapp 0,77 % über dem Vorjahreswert. Die Veränderung sowohl bei den Ressourcen und Reserven waren insgesamt minimal. Gemessen am Energieinhalt ist die Kohle insbesondere bei den Ressourcen, aber auch bei den Reserven, der beherrschende Energierohstoff. Hingegen dominiert Erdöl weiterhin im Verbrauch und der Produktion. Aufgrund der im Vergleich zu Erdgas größeren nicht-konventionellen Anteile liegt Erdöl auch bei den Reserven nach Kohle an zweiter Stelle. In der Gesamtdarstellung des weltweiten Energiemixes, d. h. der

tatsächlich konsumierten Energie, einschließlich der Erneuerbaren, dominieren die fossilen Energieträger bei weitem. Aus geologischer Sicht können die bekannten Energierohstoffvorräte auch langfristig einen steigenden Bedarf bei Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen decken und so einen schrittweisen Wechsel in ein kohlenstoffarmes Energiesystem auf Basis der erneuerbaren Energien gewährleisten. Erdöl ist der einzige Energierohstoff bei dem sich eine Limitierung abzeichnet.

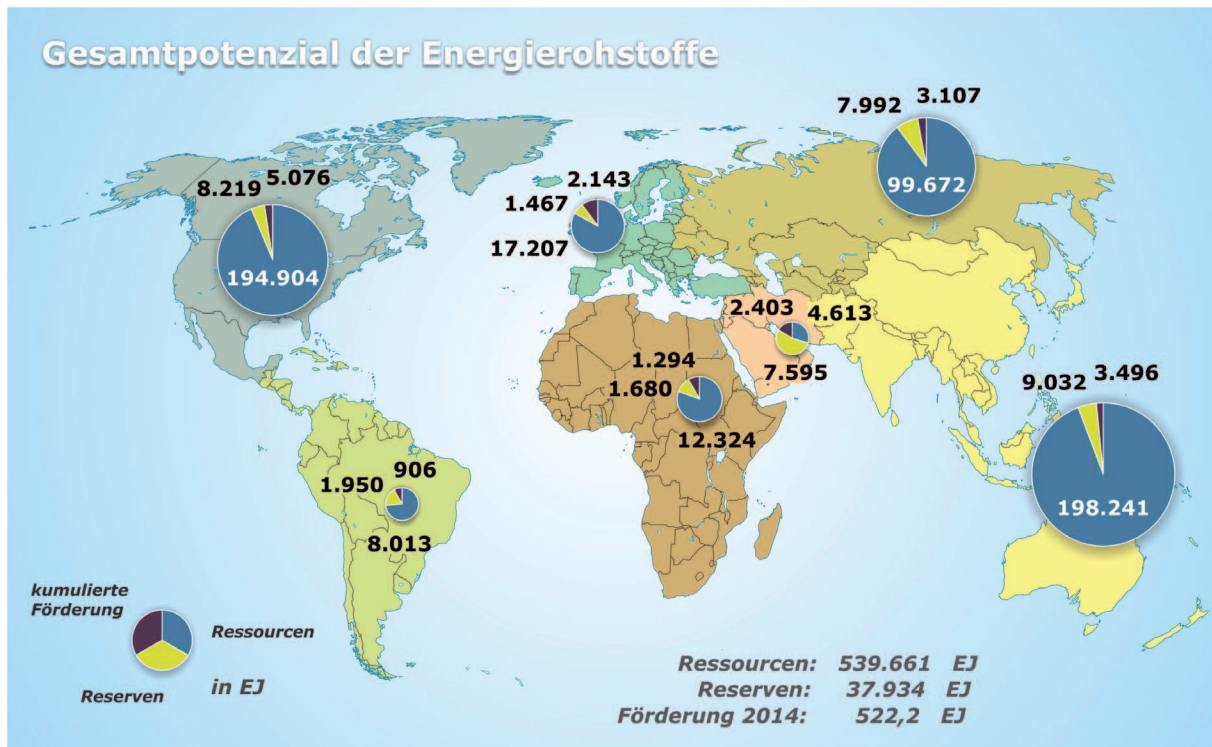


Abbildung 1: Gesamtpotenzial der fossilen Energierohstoffe einschließlich Uran für 2014: Regionale Verteilung ohne Kohleresourcen der Antarktis sowie ohne Ressourcen von Ölschiefer, Aquifergas, Erdgas aus Gashydrat und Thorium, da nicht regional zuordenbar (geschätzte kumulierte Förderung der Kohle ab 1950).

Angesichts eines absehbar limitierten weltweiten Potenzials an konventionellem Erdöl und einem weiter steigenden Bedarf, rücken verstärkt förderungssteigernde Maßnahmen (Enhanced Oil Recovery, EOR) in den Fokus. Der EOR-Anteil an der Erdölförderung wird daher zukünftig steigen und könnte bis 2040 bei rund 5,5 % liegen. Allerdings ist es wahrscheinlich, dass das derzeit hohe Angebot an Erdöl weltweit und der damit verbundene niedrige Ölpreis den weiteren Ausbau der EOR-Kapazitäten verlangsamt.

Der Energiebedarf der Länder Ostafrikas steigt seit Jahren überdurchschnittlich an. Aufgrund der zuverlässigen Grundlastfähigkeit kann die Erschließung der großen aber bislang kaum ausgeschöpften geothermischen Ressourcen für die Stromerzeugung sowie für eine Vielzahl direkter thermischer Anwendungsmöglichkeiten eine Schlüsselrolle für deren wirtschaftliche Entwicklung einnehmen.

Die Erdöl- und Erdgasförderung in Entwicklungs- und Schwellenländern ist sowohl für den Weltmarkt als auch für die Länder selbst von großer Bedeutung. Die sozial- und umweltverträgliche Förderung von Kohlenwasserstoffen ist dabei eine elementare Grundlage für die nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung dieser Länder. Für Industrieländer allgemein und darunter insbesondere auch für Deutschland, welches einen erheblichen Anteil von Erdöl aus diesen Ländern importiert, sind stabile Rahmenbedingungen vor Ort eine wichtige Voraussetzung zur Sicherung der eigenen Energieversorgung.

Kernaussagen zu Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffen, Tiefe Geothermie und weitere erneuerbare Energien:

Erdöl

- **Erdöl ist der weltweit wichtigste Energierohstoff und wird das auch auf absehbare Zeit bleiben.** Der Anteil an Erdöl sowohl an der Weltförderung als auch am Primärenergieverbrauch liegt weiterhin bei einem Drittel.
- **In den nächsten Jahren kann aus geologischer Sicht bei einem moderaten Anstieg des Erdölverbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden.** Trotz einer weiterhin steigenden Förderung konnten die Reserven 2014 erneut geringfügig erhöht werden.
- **Die Entwicklung des Ölpreises ist nicht vorhersagbar.** Der Rückgang der Ölpreise zur Mitte 2014 setzte vergleichsweise überraschend ein und lässt sich im Nachhinein mit einem globalen Überangebot an Rohöl insbesondere Schieferöl der USA und ausbleibender Förderregulierung seitens der OPEC erklären.
- **Momentan steht genügend Erdöl zur Verfügung.** Mittel bis langfristig könnten durch den niedrigen Ölpreis bedingte Investitionseinsparungen seitens der Ölindustrie aber zu Nachschubengpässen führen und erhebliche Preissteigerungen zur Folge haben.
- **Erdöl ist der einzige nicht-erneuerbare Energierohstoff, bei dem in den kommenden Jahrzehnten eine steigende Nachfrage wahrscheinlich nicht mehr gedeckt werden kann.** Angesichts der langen Zeiträume, die für eine Umstellung auf dem Energiesektor erforderlich sind, ist die rechtzeitige Entwicklung alternativer Energiesysteme notwendig. Die Nutzung nicht-konventioneller Erdölvorkommen trägt signifikant zur weltweiten Erdölverfügbarkeit bei, führt aber aus geologischer Sicht langfristig nicht zu einem Paradigmenwechsel.
- **Deutschlands Erdölversorgung ist zurzeit mit 38 Lieferländern umfassend diversifiziert.** Allerdings deckten die Hauptlieferländer Russland, Norwegen und Großbritannien schon über 60 % der Einfuhren ab.

Erdgas

- **Aus geologischer Sicht kann die Erdgasversorgung der Welt noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden.** Erdgas ist weltweit in sehr großen Mengen vorhanden. Etwa 80 % der globalen Erdgasreserven befinden sich in den Ländern der OPEC und der GUS, über die Hälfte liegen in Russland, Iran und Katar.
- **2014 ist der weltweite Erdgashandel zurückgegangen.** Der Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) hat dagegen auf Kosten leitungsgebundener Transporte zugenommen. Das wachsende Angebot an LNG kann in den kommenden Jahren eine entspannte Versorgungslage gewährleisten.
- **Europa ist mit seinem wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven angeschlossen.** Trotz zunehmender LNG-Kapazitäten sind geopolitische Risiken ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung.
- **Die Erdgasförderung ist in Deutschland und Europa weiter rückläufig.** Damit wächst die Abhängigkeit von Importen, insbesondere aus der Russischen Föderation, aber auch aus dem Nahen Osten und Afrika.

Kohle

- **Die Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht auch einen steigenden Bedarf für viele Jahrzehnte decken.** Mit einem Anteil von rund 55 % an den Reserven und rund 89 % an den Ressourcen verfügt Kohle über das größte Potenzial von allen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen.
- **Kohle wird auch zukünftig eine bedeutende Rolle bei einem zu erwartenden Anstieg des weltweiten Primärenergie-Verbrauchs einnehmen.** Allerdings werden angesichts der voraussichtlichen wirtschaftlichen Entwicklung, der guten allgemeinen Versorgungslage mit fossilen Energierohstoffen und dem Ausbau von erneuerbaren Energien nur geringe Zuwächse bei der globalen Förderung erwartet.
- **Auf dem Weltmarkt für Hartkohle herrscht weiterhin ein Überangebot und beeinflusst die globalen Kohlepreise maßgeblich.**
 - Bedingt durch Produktionssteigerungen in vielen Kohleexportgruben sowie die Inbetriebnahme von modernen, effizienteren Kohlegruben ist eine baldige Änderung der Situation nicht zu erwarten.
 - Auch in 2014 kam es zu weiteren Schließungen von Gruben mit hohen Produktionskosten, vorrangig in den USA, Australien und China. In der verbliebenen europäischen Kohleindustrie (v. a. Hartkohle) sind tiefgreifende Restrukturierungsprozesse angelaufen.
 - Bislang stützen insbesondere die steigenden Kohleimporte Asiens (73 % des globalen Kohlehandelsvolumens) die Kohleweltmarktpreise.

- **Die nominalen Kraftwerkskohlepreise sanken bis zum Herbst 2015 nahezu auf das Niveau zu Beginn des letzten Rohstoffsuperzyklus vom Herbst 2003.** Aufgrund des anhaltenden Überangebotes sind Preiserhöhungen bei Kraftwerks- und Koks-kohlen auch in naher Zukunft unwahrscheinlich.
- **Deutschland erhöhte auch 2014 seine Importe an Hartkohle (Steinkohle) auf nunmehr rund 54 Mt.** Zusammen mit Koks- und Briketteinfuhren muss Deutschland derzeit bereits 87 % seines Bedarfs an Steinkohle und –produkten importieren.

Kernbrennstoffe

- **Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen.** Der seit 2011 bestehende Trend fallender Uranpreise, ausgelöst durch die Folgen der Reaktorunfälle in Fukushima, setzte sich auch im dritten Jahr in Folge fort.
- **Die globale Uranproduktion ist erstmalig seit 2007 nicht gestiegen.** Die weltweite Uranproduktion verringerte sich um 6 % gegenüber dem Vorjahr. Kasachstan ist mit einem Anteil von über 40 % erneut der bedeutendste Uranproduzent der Welt.
- **Weltweit besteht weiterhin ein wachsendes Interesse an der energetischen Nutzung von Kernbrennstoffen.** Ende 2014 befanden sich 70 Kernreaktoren in 15 Ländern im Bau. Darunter allein 26 in China. Besonders in Asien wird die Nachfrage nach Uran langfristig weiter steigen.
- **Aus geologischer Sicht ist kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten.** Die globalen Vorräte sind sehr umfangreich und liegen derzeit bei 1,2 Mt Reserven (Kostenkategorie < 80 USD/kg U) und 13,4 Mt Uranressourcen.
- **In Deutschland wird der Ausstieg aus der Kernenergie zur kommerziellen Stromerzeugung weiter vorangetrieben.** Acht der 17 Kernkraftwerke Deutschlands wurden seit der Änderung des Atomgesetzes von 2011 abgeschaltet (Stand Dezember 2014).

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 2014 bei rund 0,3 %. Das weltweite Potenzial an geothermischer Energie bis zu einer Tiefe von 3 km wird auf etwa 300 EJ/a an Wärme- und 100 EJ/a an Stromerzeugung geschätzt.

- **Außerhalb geothermisch vorteilhafter Regionen erweist sich die praktische Umsetzung und Wirtschaftlichkeit von Geothermievorhaben derzeit noch als schwierig.** Investitionskosten variieren erheblich und sind im Vorfeld nur schwer abzuschätzen. Typische Amortisierungszeiträume liegen bei über 25 Jahren.
- **Global ergibt sich eine sehr differenzierte Lage zur Anwendung der Geothermie.** Begünstigt sind Länder, die über Hochenthalpielagerstätten verfügen. Eine besondere Bedeutung könnte die Geothermie für Entwicklungsländer beispielsweise in Ostafrika erreichen, wo sie zur Strom- als auch Wärmeerzeugung in infrastrukturschwachen Regionen beitragen kann.
- **In Deutschland nimmt die Nutzung der Geothermie seit Jahren zu.** Die Tiefe Geothermie hatte im Jahr 2014 einen Anteil von 0,3 % am Primärenergieverbrauch Deutschlands. In den letzten fünf Jahren (2009 bis 2014) hat sich die installierte Kapazität aber nahezu verfünffacht und beträgt annähernd 32 MW_e. Geothermie wird hierzulande durch das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) gefördert.

Erneuerbare Energien

- **Erneuerbare Energien sind für die globale Energieversorgung von großer Bedeutung.** Rund 14 % des globalen Primärenergieverbrauchs wurden 2014 durch erneuerbare Energien und hier vor allem von „klassischen“ regenerativen Energiequellen wie feste Biomasse und Wasserkraft gedeckt. Die Bedeutung der „modernen“ Energien wie Windkraft und Photovoltaik ist derzeit trotz eines rasanten weltweiten Ausbaus noch vergleichsweise gering.
- **Die global installierte Leistung zur Stromgewinnung ist erheblich.** Weltweit sind rund 1.800 GW aus erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung installiert. Dies entspricht rund 28 % der geschätzten globalen Gesamtkapazität. China allein verfügt über Dreiviertel der installierten Leistung. Deutschland ist bei der Photovoltaik mit 38 GW installierter Leistung zur Stromgewinnung global führend.
- **Weltweit besteht ein wachsendes Interesse an der Nutzung erneuerbarer Energien.** Derzeit haben rund 164 Staaten konkrete Ziele zum weiteren Ausbau formuliert. Knapp 60 % des globalen Ausbaus der installierten Stromerzeugungskapazitäten erfolgte 2014 durch den Zubau von erneuerbaren Energien.
- **In Deutschland nimmt die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromgewinnung weiter zu.** Der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix erreichte 2014 rund 26,2 %. Windkraft, Biomasse und Photovoltaik leisten den Hauptanteil.

2 ENERGIEROHSTOFFE DEUTSCHLAND

Noch bis Mitte des 20. Jahrhunderts waren Braunkohle und Steinkohle die dominierenden Energiequellen und energetische Grundlage für die Industrialisierung Deutschlands (Abb. 2). Ab den 1960er Jahren begann die Nutzung des Erdöls als effizientem Energieträger, der sich schnell zu dem mit Abstand wichtigsten Energierohstoff entwickelte und dessen Dominanz bis heute fort dauert. Das Maximum des Erdölbedarfs und des Primärenergieverbrauchs (PEV) wurde bereits im Jahr 1979 im Nachgang der globalen Ölkrise durch die Verdrängung des Erdöls aus der Stromerzeugung und die verstärkte Nutzung anderer Energieträger wie Erdgas und Kernenergie überschritten. Seitdem verblieben der Energie- und Mineralölbedarf aber auf einem vergleichsweise hohen Niveau mit insgesamt leicht sinkender Tendenz. Auch sanken die Anteile der fossilen Energieträger Mineralöl, Erdgas und Kohle von 95,5 % im Jahr 1979 und erreichten ihr Minimum im Jahr 2010 mit 78,2 % am PEV (AGEB 2015). Insgesamt sind die Veränderungen im deutschen Energiemix seit der zweiten Ölkrise aus der langfristigen Perspektive graduell. Während unter den fossilen Energien der Anteil der Kohle und insbesondere der Braunkohle tendenziell abnahm, stieg die Bedeutung von Erdgas und erreichte ein Maximum im Jahr 2005. In den vergangenen 10 Jahren verblieb der Anteil der Kohle allerdings auf seinem Niveau. Nach einem langfristigen Ausbau,

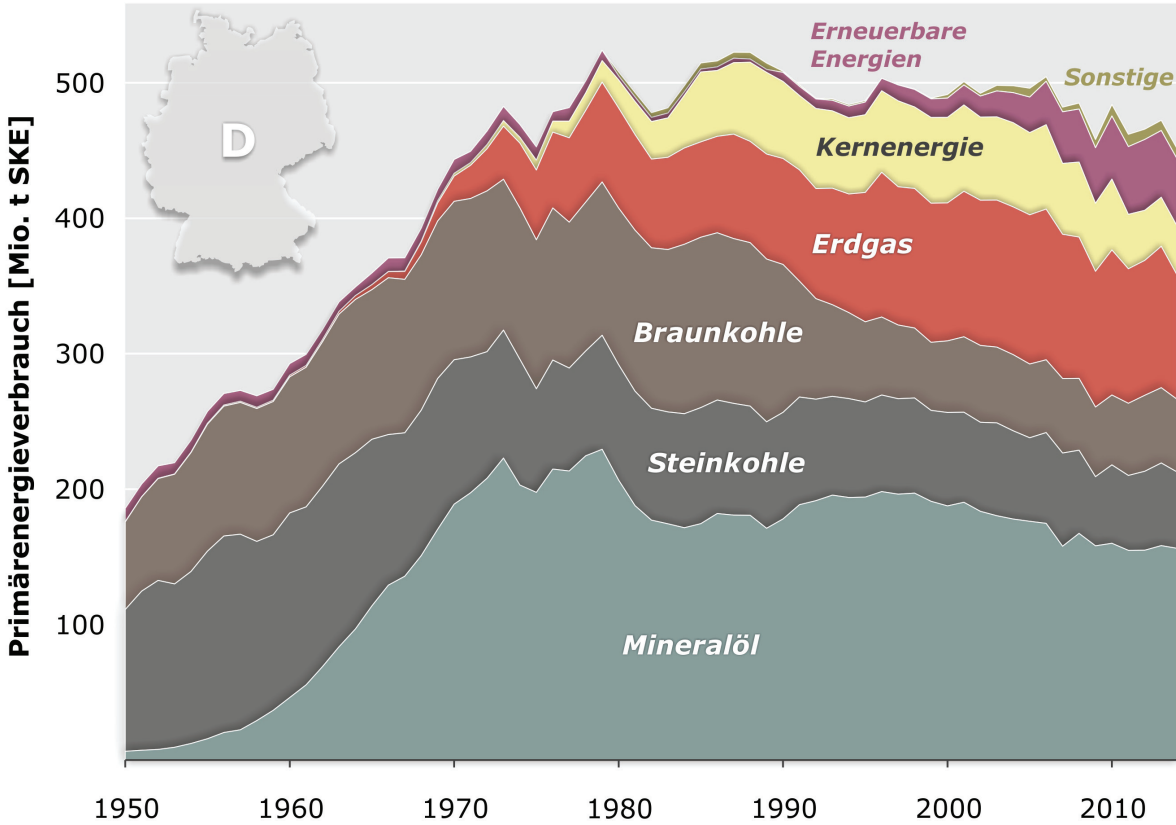


Abbildung 2: Historische Entwicklung der Anteile der einzelnen Energieträger am deutschen Primärenergieverbrauch (AGEB 2015).

beginnend in den 1970er Jahren, erreichte die Kernenergie am Anfang des neuen Jahrtausends ihre größten Anteile am PEV. Seitdem zeigt sich angesichts des beschlossenen Ausstiegs erwartungsgemäß ein rückläufiger Trend. Als jüngste Entwicklung kommen im neuen Jahrtausend verstärkt erneuerbare Energien zum Einsatz. Während die regenerative Energiegewinnung bis dahin primär auf Wasserkraft beruhte, wurde diese zunächst von der Windenergie und Biomasse sowie seit wenigen Jahren von der Photovoltaik überholt.

2.1 Primärenergieverbrauch und Energieversorgung

Im Vergleich zum Vorjahr sank in 2014 der Primärenergieverbrauch in Deutschland um 4,7 % maßgeblich aufgrund der im Vergleich zu 2013 erheblich mildereren Witterung. So war 2014 das wärmste Jahr seit dem Beginn regelmäßiger Temperaturmessungen 1881 in Deutschland. Laut AGEB (2015) trug auch eine signifikante Steigerung der Energieproduktivität zur Senkung des Verbrauchs bei. Ohne den Temperatureffekt hätte der Energieverbrauch nur um rund ein Prozent unter dem Vorjahresniveau gelegen (AGEB 2015). Insgesamt lag der PEV im Jahr 2014 bei 13.077 Petajoule (PJ) und damit auf dem Niveau der frühen 1970er Jahre beziehungsweise auf dem niedrigsten Stand seit der Wiedervereinigung.

In Bezug zum Energieinhalt nahm von allen fossilen Energieträgern der Verbrauch von Erdgas primär witterungsbedingt mit 12,6 % am stärksten ab und hatte 2014 einen Anteil von 20,5 % am PEV. Auch der Steinkohlenverbrauch ging um 7,9 % erheblich zurück, liegt aber weiterhin nach Mineralöl und Erdgas auf dem dritten Rang im deutschen Energiemix. Vor dem Hintergrund eines insgesamt rückläufigen deutschen Primärenergie- und auch Stromverbrauchs ist der Rückgang des Verbrauchs von Steinkohle wesentlich auf den wachsenden Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung und somit auf die Energiewende in Deutschland zurückzuführen. Braunkohle verzeichnete ein Minus von 3,6 % und Mineralöl ein Minus von 1,3 %. Das Mineralöl war dabei mit einem Anteil von 35 % am gesamten Energieverbrauch nach wie vor der mit Abstand wichtigste Energieträger (AGEB 2015).

Die Nutzung erneuerbarer Energien erhöhte sich 2014 insgesamt leicht um 0,5 % und liegt nun mit einem Verbrauchsanteil von 11,1 % knapp hinter der Stein- (12,6 %) und Braunkohle (12,0 %). Dieser im Vergleich zu den Vorjahren geringe Anstieg ist in erster Linie mit dem Rückgang bei der Wasserkraft (minus 10,9 %) und bei den biogenen Festbrennstoffen (minus 9,1 %) zu erklären. Demgegenüber nahmen die Photovoltaik (plus 12,6 %), die Windenergie (plus 8,2 %) sowie Biogas deutlich zu. Der Anteil der Kernenergie blieb absolut gesehen nahezu konstant und lag daher bei den relativen Anteilen leicht erhöht bei nun 8,1 % (AGEB 2015).

Deutschland ist als hochentwickelte Industrienation einer der größten Energieverbraucher der Welt und muss den Hauptteil der benötigten Energierohstoffe importieren. Von allen im Jahr 2014 eingeführten Rohstoffen (mineralische und Energierohstoffe) im Wert von 123,1 Mrd. EUR entfielen rund zwei Drittel auf die Energierohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle (Abb. 3). Die relativen Anteile der Energierohstoffe lagen bei 60,5 % für Erdöl und 33 % für Erdgas sowie bei 5,7 % für Kohle und 0,8 % für Kernbrennstoffe. Insgesamt wurden 230 Mio. t an Energierohstoffen mit einem Wert von 81,8 Mrd. EUR eingeführt. Verglichen mit dem Vorjahr nahm 2014 die Menge um 7,1 % und der Wert der Einfuhren um 19,2 % ab (BGR 2015).

Nur noch rund 2 % des verbrauchten Erdöls und 12 % des Erdgases stammen aus der inländischen Förderung (Abb. 4), da die Fördermengen der produzierenden heimischen Lagerstätten aufgrund der natürlichen Erschöpfung zurückgehen. Mit Erreichen des für Ende 2018 vorgesehenen Ausstiegs aus der subventionierten Steinkohlenförderung wird der Anteil der heimischen Steinkohle ganz verschwinden. Unter allen Energieträgern ist Weichbraunkohle der einzige nicht-erneuerbare Energierohstoff, über den Deutschland in großen, wirtschaftlich gewinnbaren Mengen verfügt. Hier ist Deutschland Selbstversorger und größter Verbraucher weltweit. Im 10-Jahresvergleich hatten alle fossilen Energieträger und insbesondere die Kernenergie geringere Anteile am PEV Deutschlands, während der Anteil der Erneuerbaren zunahm. Dabei spiegeln sich sowohl die langfristigen Auswirkungen der Energiewende als auch kurzfristig die vergleichsweise milde Witterung des Jahres 2014 wider, die den PEV überproportional sinken ließ. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls bei der Produktion aus heimischen Erdöl- und Erdgasvorkommen bei einem nur geringem konventionellen Restpotenzial, der ausbleibenden Exploration des heimischen nicht-konventionellen Erdöl- und Erdgaspotenzials sowie des Auslaufens der subventionierten Steinkohlenförderung und des Ausstiegs aus der Kernenergie sinkt der Selbstversorgungsgrad weiter. Trotz eines voraussichtlich auch zukünftig rückläufigen PEVs ist daher von einem weiteren Anstieg der Importabhängigkeit Deutschlands bei den fossilen Energierohstoffen auszugehen.

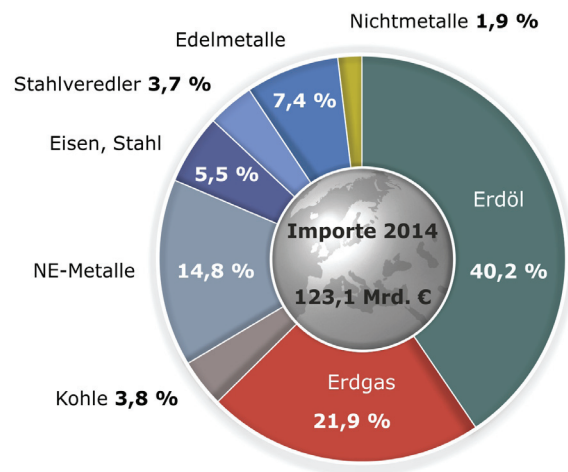


Abbildung 3: Anteile und Wert der Rohstoffeinfuhren Deutschlands im Jahr 2014.

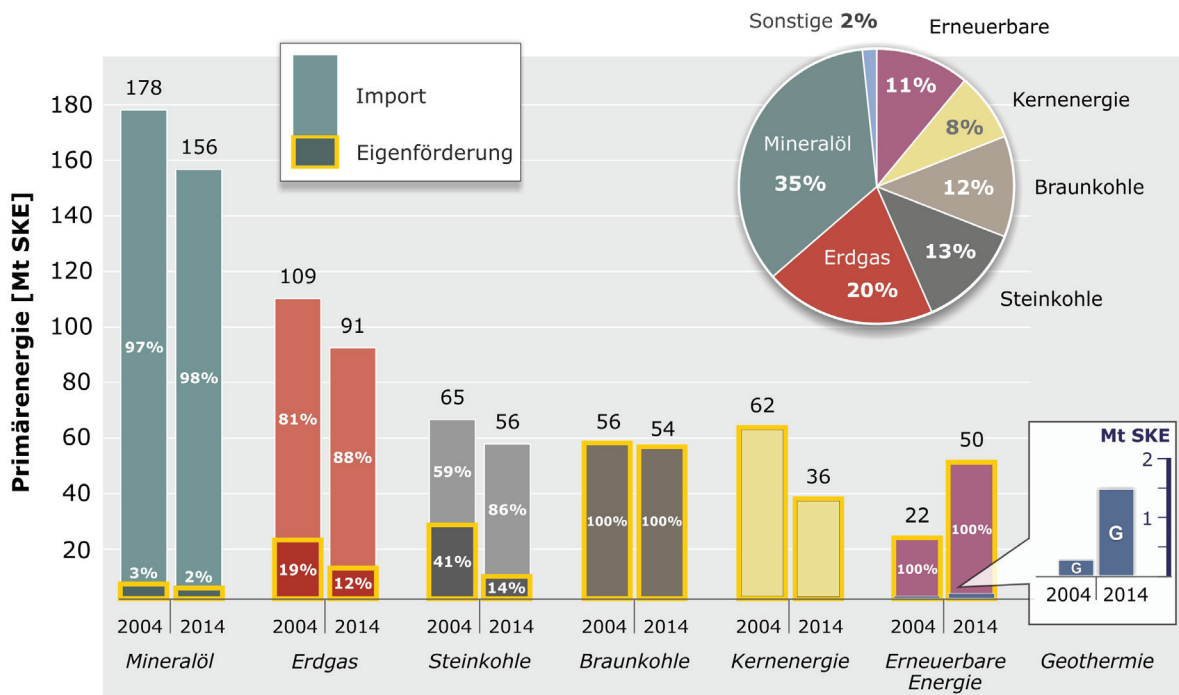


Abbildung 4: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergierohstoffen in den Jahren 2004 und 2014 (Quellen: AGE B 2015, LBEG 2015, BMU 2013).

2.2 Energierohstoffe im Einzelnen

Erdöl

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven Deutschlands betragen Ende 2014 etwa 31,1 Mio. t und lagen damit um 1,2 % unter denen des Vorjahres. Dieser Rückgang beruht maßgeblich auf der Summe der rückläufigen Jahresförderung und einer aktualisierten Reservenberechnung der bestehenden Felder (LBEG 2015). Die meisten Erdölreserven lagern in Norddeutschland, alleine Schleswig-Holstein (40,8 %) und Niedersachsen (31 %) verfügen über 70 % der deutschen Reserven. Im größten deutschen Erdölfeld Mittelplate/Dieksand konnten die Reserven unter Berücksichtigung von 1,3 Mio. t Förderung um 0,5 Mio. t gesteigert werden. Neue Lagerstätten wurden nicht entdeckt.

Die Erdöl- und Kondensatförderung Deutschlands nahm gegenüber dem Vorjahr um über 7,9 % ab und erreichte 2,43 Mio. t. Die wichtigsten Förderprovinzen liegen in Norddeutschland. Die Erdölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens förderten 2014 fast 90 % der deutschen Gesamtproduktion. Die Förderung des größten Feldes Mittelplate/Dieksand ging leicht um 0,1 Mio. t auf 1,34 Mio. t zurück und deckte damit weiterhin rund 55 % der heimischen Förderung an Erdöl ab. Bei den nachfolgenden Feldern Rühle (Niedersachsen), Römerberg (Rheinland-Pfalz) und Emlichheim (Niedersachsen) sank die Förderung zwischen 4 % und 11 % ab (LBEG 2015). Durch die Wiederaufnahme der Förderung im Feld Börger/Werlte ist die Anzahl der fördernden Felder auf 50 angestiegen. 1.066 Fördersonden standen 2014 in Produktion (Vorjahr: 1.077 Sonden). Das bei der Erdgasförderung anfallende Kondensat lag 2014 bei 17.426 t und hatte einen Anteil von 0,7 % an der deutschen Erdölförderung. Etwa ein Drittel davon fiel bei der Förderung im Erdgasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an. Die Felder Emlichheim, Georgsdorf und Rühle werden mit tertiären Fördermaßnahmen wie Dampf- und Heiß-/Warmwasserfluten (Enhanced Oil Recovery, EOR) zur Erhöhung des Entölungsgrades behandelt (vgl. Kap. 4.1). Die dadurch erreichte Förderung von 283.259 t ging deutlich gegenüber dem Vorjahr (317.562 t) um fast 11 % zurück. Insgesamt sind bisher in Deutschland seit Beginn des 20. Jahrhunderts bis Ende 2014 über 300 Mio. t Erdöl und Kondensat gefördert worden.

Die wichtigsten Erdöl-Fördergesellschaften und deren Förderung im Jahr 2014 in Deutschland nach konsortialer Beteiligung waren (WEG 2015):

• Wintershall Holding AG	942.175 t
• RWE Dea AG	691.989 t
• GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	393.963 t
• BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	241.528 t

Zum Ende des Jahres 2014 waren in der deutschen Erdöl-/Erdgasindustrie 10.044 Mitarbeiter beschäftigt, 41 Mitarbeiter weniger als im Vorjahr (WEG 2015).

Die Rohölimporte Deutschlands verringerten sich 2014 um 1,4 % (etwa 1,2 Mio. t) auf 89,3 Mio. t. Die Hauptlieferregionen waren die GUS-Staaten, Europa und Afrika (Abb. 5). Die drei (von insgesamt 34) wichtigsten Lieferländer Russland, Norwegen und Großbritannien deckten bereits über 61 % ab. Aus einigen Ländern erhöhten sich die Einfuhrmengen gegenüber dem Vorjahr zum Teil deutlich (Norwegen (plus 38,6 %, 4,2 Mio. t), Aserbaidschan (plus 11,9 %, 0,4 Mio. t), Algerien (plus 39 %, 1 Mio. t), Brasilien (plus 150,5 %, 0,4 Mio. t), Mexiko (plus 118,7 %, 0,2 Mio. t)). Verringert wurden die Importe insbesondere aus den Hauptlieferländern Russland (minus 4,6 %, 1,5 Mio. t) und Nigeria (minus 2,5 %, 0,2 Mio. t) aber auch Kasachstan (minus 6,2 %, 0,4 Mio. t). Aufgrund der Krisensituation in Libyen reduzierten sich die Einfuhren von dort um 52 %, aber auch aus Saudi-Arabien wurde fast 43 % weniger Rohöl importiert (AGEB 2015, BAFA 2015a). Eine Übersicht aller Rohöllieferländer 2014 liefert Tabelle 13 (im Anhang).

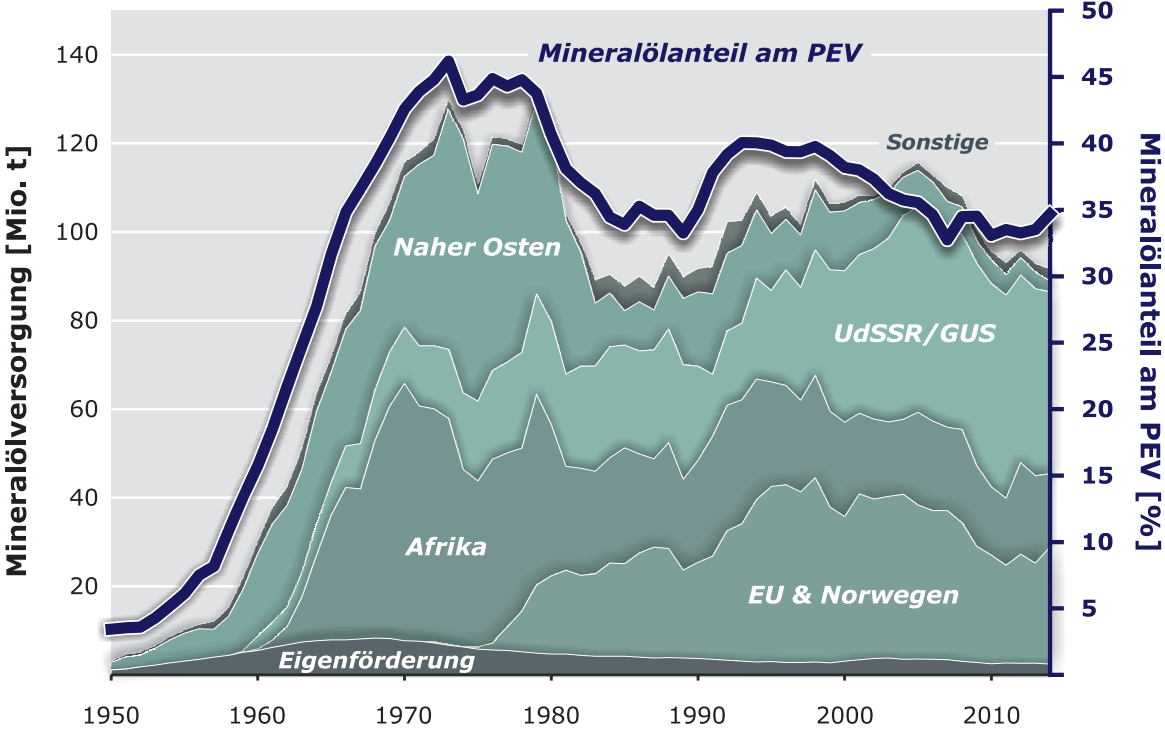


Abbildung 5: Erdölversorgung Deutschlands von 1950–2014.

Die Wieder-Ausfuhr von Rohöl ins benachbarte Ausland reduzierte sich 2014 weiter und erreichte nur noch 30.131 t (2013: 34.029 t). Der Handel mit Mineralölprodukten – vorzugsweise mit EU-Ländern – hielt sich auf einem relativ gleichbleibendem Niveau gegenüber dem Vorjahr: Ausfuhr 21,2 Mio. t (2013: 20,2 Mio. t), Einfuhr 37 Mio. t (2013: 37,7 Mio. t), (BAFA 2015a).

Deutsche Unternehmen produzierten im Ausland knapp 7 Mio. t Erdöl, was einer leichten Steigerung von 3,2 % gegenüber dem Vorjahr (6,7 Mio. t) entspricht. Die Firmen Bayerngas, E.ON, RWE Dea, VNG und Wintershall konnten ihre Förderungen zum Teil erheblich steigern. Suncor erlitt, bedingt durch die Unruhen in Libyen große Fördereinbußen.

Die wichtigsten deutschen Erdöl-Fördergesellschaften und deren Förderung im Jahr 2014 nach konsortialer Beteiligung im Ausland waren (EEK 2015, WEG 2015, eigene Schätzung):

• Wintershall AG	3,3 Mio. t
• RWE Dea AG/DEA	1.6 Mio. t
• E.ON Ruhrgas AG/E.ON E&P GmbH	1,4 Mio. t
• Bayerngas GmbH/Bayerngas Norge AS	0,3 Mio. t
• Suncor Energy Germany GmbH	0,2 Mio. t
• VNG-Verbundnetz Gas AG	0,2 Mio. t

Erdgas

Die Summe aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands lag am 31.12.2014 bei 88,5 Mrd. m³ (V_n) Rohgas (minus 14,6 %) beziehungsweise 82,6 Mrd. m³ (V_n) Reingas (minus 14,4 %) und gingen damit in diesem Berichtsjahr erneut stark zurück. Nach Abzug der Produktion in 2014 von den letztjährigen Reserven zeigt sich, dass darüber hinaus aufgrund der Neubewertung von Feldern die Rohgasreserven um 5 Mrd. m³ und die Reingasreserven um 4,8 m³ nach unten revidiert werden mussten.

Im Berichtsjahr 2014 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um rund 0,6 Mrd. m³ (V_n) auf nunmehr 10,1 Mrd. m³ (V_n) Rohgas beziehungsweise 9,1 Mrd. m³ (V_n) Reingas weiter zurück. Dies entspricht einer Verringerung um 5,8 % beim Rohgas und 6,1 % beim Reingas gegenüber dem Vorjahr.

Die stetige Abnahme der Produktion sowie der Erdgasreserven ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung und Verwässerung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Darüber hinaus sind nennenswerte Neufunde in den letzten Jahren ausgeblieben, sodass die geförderten Erdgasmengen nicht durch Reservenzugewinne ersetzt werden konnten.

In der deutschen Erdgasförderung von 10,1 Mrd. m³ sind lediglich rund 67 Mio. m³ Erdölbegleitgas enthalten, das größtenteils in Niedersachsen (60 %) und Schleswig-Holstein (28 %) gefördert wurde.

Insgesamt waren im Berichtsjahr 494 Fördersonden in 77 Erdgasfeldern in Betrieb, wobei über 90 % der Felder in Niedersachsen liegen.

Definitionen zu Erdgas in Deutschland

Förderung und Reserven von Erdgas werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die Rohgasmengen entsprechen dabei dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland erheblich schwanken kann. Die Angaben zum Reingas beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3 (V_n)$, der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt (LBEG 2015).

Bezogen auf ihre konsortiale Beteiligung erbrachten 2014 fünf Firmen 99 % der heimischen Reingasförderung (WEG 2015):

• BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	3,474 Mrd. m ³
• Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	2,778 Mrd. m ³
• DEA Deutsche Erdoel AG (früher RWE-Dea AG)	1,504 Mrd. m ³
• Wintershall Holding AG	0,622 Mrd. m ³
• GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	0,620 Mrd. m ³
SUMME	8,998 Mrd. m ³

Etwa 40 % der inländischen Erdgasreserven enthalten in unterschiedlich hohen Konzentrationen Schwefelwasserstoff (H₂S). Bei der Aufbereitung des hauptsächlich aus Feldern des Fördergebietes zwischen Weser und Ems gewonnenen, schwefelwasserstoffhaltigen Erdgases in den Anlagen Großenkneten und untergeordnet Voigtei sind rund 0,71 Mio. t an elementarem Schwefel angefallen. Er findet hauptsächlich in der chemischen Industrie Verwendung, wird aber auch zum Teil exportiert.

In Deutschland begann die Förderung von Erdgas im großen Maßstab erst in den 1960er Jahren, ausgelöst durch die Erschließung der Buntsandstein- und Zechstein-Lagerstätten in Niedersachsen. Die Förderung von Erdgas lag 2003 noch bei rund 22 Mrd. m³, geht seit 2004 allerdings kontinuierlich zurück und betrug im Berichtsjahr nur noch weniger als die Hälfte.

Die Aufsuchung von Erdgas in Schiefergesteinen, für deren Erschließung das Sediment hydraulisch stimuliert werden muss, ist aufgrund möglicher Auswirkungen auf Mensch und Umwelt ein in der Öffentlichkeit kontrovers diskutiertes Thema. Ob überhaupt und falls ja, wann eine Produktion aus solchen Vorkommen erfolgen könnte, ist nicht absehbar. Die in Deutschland potenziell gewinnbaren Erdgasmengen (Ressourcen) aus Schiefergasvorkommen werden auf ein Volumen von 0,7 Bill. m³ bis 2,3 Bill. m³ geschätzt (BGR 2012). Darüber hinaus wird in Kohleflözen ein Potential von 0,45 Bill. m³ an Erdgasressourcen vermutet. Erdgas aus dichten Sandsteinen (Tight Gas) wird hierzulande schon seit vielen Jahren in vergleichsweise geringem Umfang gewonnen. Die verbleibenden Ressourcen werden auf 90 Mrd. m³ geschätzt.

Die Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland (GUS/Russland, Südamerika, Europa und Nordafrika) nahm im Vergleich zu 2013 um 4,6 % zu und betrug im Berichtsjahr rund 24,4 Mrd. m³. Die mit Abstand höchste Förderung in 2014 erbrachte mit etwa 62 % Anteil erneut die Wintershall AG, der größte international tätige deutsche Erdöl- und Erdgasproduzent. Schwerpunkte des Konzerns liegen in Europa, Nordafrika, Südamerika, in Russland und im Raum am Kaspischen Meer sowie im Nahen Osten. Wintershall ist zudem einer der größten Erdgasproduzenten in den Niederlanden. Die E.ON E&P GmbH, früher E.ON Ruhrgas AG, förderte 2014 die zweitgrößte Erdgasmenge im Ausland und konnte ihre Produktion gegenüber 2013 um 7,4 % steigern. Tragende Säule der E.ON Förderung mit 5,923 Mrd. m³ in 2014 ist der Anteil an einem der größten Erdgasfelder der Welt, Yushno Russkoje, in Russland. Darüber hinaus wurden knapp 1,9 Mrd. m³ in der Nordsee produziert.

Wie im Vorjahr stammten trotz der weiter zurückgehenden heimischen Erdgasproduktion aufgrund des stark gesunkenen Bedarfs rund 12 % des in Deutschland verbrauchten Erdgasvolumens aus eigener Förderung (Abb. 4). Insgesamt lag das berechnete Volumen des Erdgasaufkommens, bestehend aus inländischer Förderung und Importen, bei 106,4 Mrd. m³. Rund 21,4 Mrd. m³ davon wurden ausgeführt und etwa 0,3 Mrd. m³ sind in deutsche Erdgasspeicher eingespeist worden. Im Jahr 2014 lagen die Erdgasimporte mit 3.604.567 Terajoule (TJ) um insgesamt 3,7 % unter der entsprechenden Menge des Vorjahres (3.744.750 TJ). Die drei wichtigsten Lieferländer waren weiterhin Russland (1.391.163 TJ), Norwegen (1.194.227 TJ) und die Niederlande (867.522 TJ) (Abb. 6). Bezogen auf den Energieinhalt hatte Russland einen Anteil von erneut knapp 39 % an den Erdgasimporten Deutschlands, gefolgt von Norwegen mit gut 33 % und den Niederlanden mit 24 %. Der Wert der Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten im Jahr 2014 betrug 23,6 Mrd. Euro im Vergleich zu 28,7 Mrd. Euro im Vorjahr (BAFA 2015).

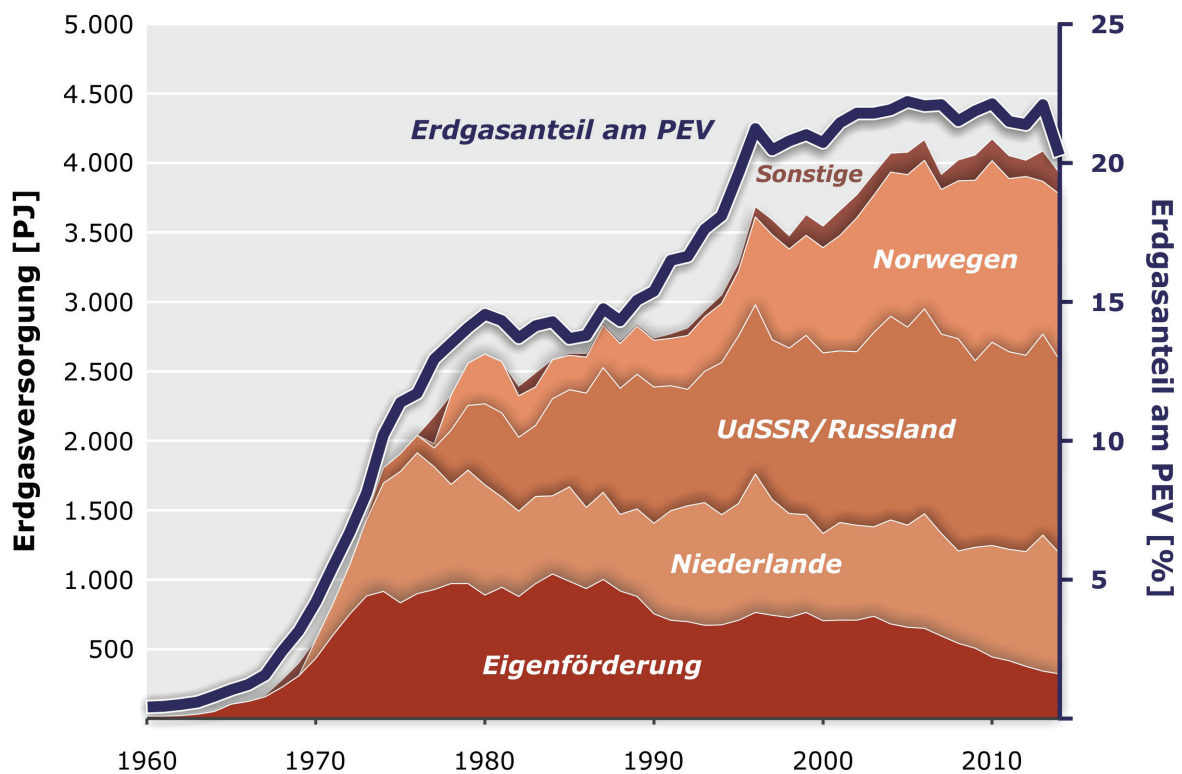


Abbildung 6: Erdgasversorgung Deutschlands von 1960–2014.

Steinkohle

Die heimische Steinkohle war Mitte des vorigen Jahrhunderts eine wesentliche Stütze des Wirtschaftsaufschwungs in Deutschland. Seitdem ist die Steinkohlenförderung rückläufig. Die höchste Steinkohlenförderung nach 1945 wurde 1956 mit 152,5 Mio. t v. F. erreicht (Abb. 7). Im Jahr 2014 waren es 7,6 Mio. t v. F. (5 % von 1956). In den vergangenen Jahrzehnten wurde heimische Steinkohle durch Erdgas sowie Uran und besonders durch Importkohle (Abb. 8) ersetzt. Insgesamt verfügt Deutschland über Steinkohlengesamtresourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) von etwa 83 Mrd. t, von denen bis Ende 2018 voraussichtlich rund 21 Mio. t gewinnbar sind.

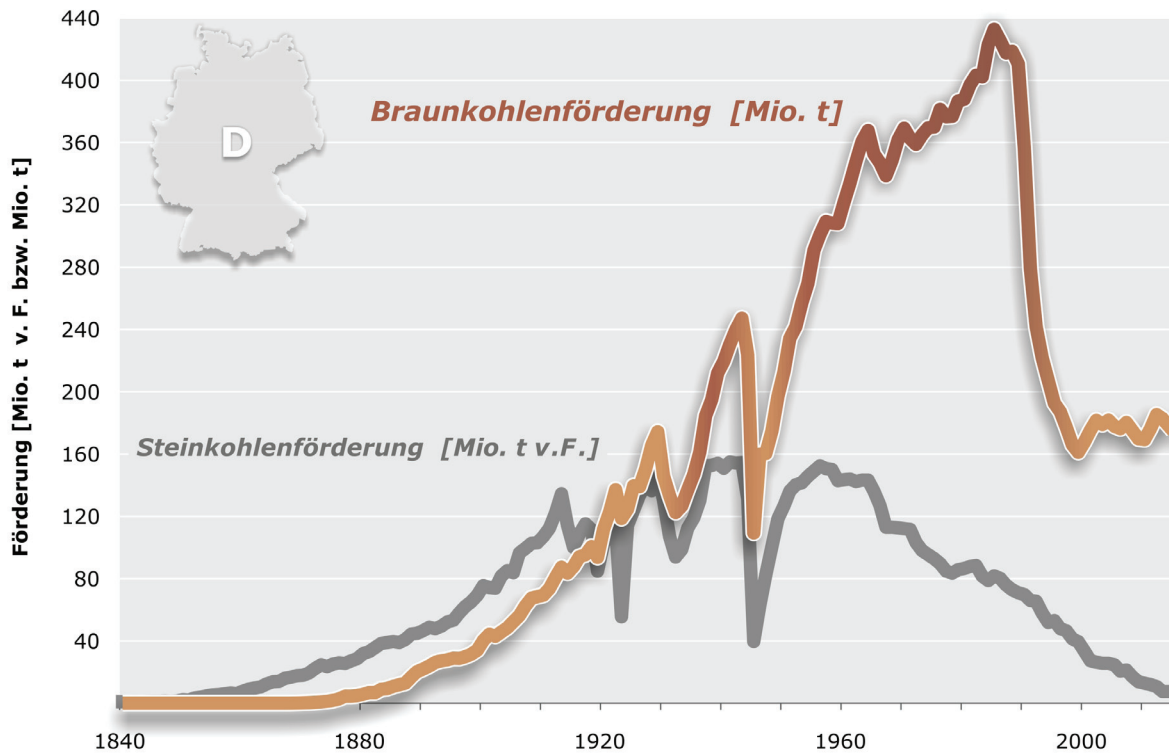


Abbildung 7: Entwicklung der deutschen Kohlenförderung von 1840 bis 2014 (nach SdK 2015).

Im Ruhrrevier förderten 2014 noch zwei Bergwerke 74,5 % (5,7 Mio. t v. F.) der deutschen Steinkohlenproduktion. Im Ibbenbürener Revier wurden auf einer Schachanlage 25,5 % (2,0 Mio. t v. F.) der deutschen Steinkohlenförderung gehoben. Die Steinkohlenförderung im Saarrevier wurde Ende Juni 2012 eingestellt. Bundesweit stieg die Schichtleistung im Jahr 2014 auf 7.491 kg v. F., eine Erhöhung von 13,1 % gegenüber dem Vorjahr. Der Gesamtabsatz deutscher Steinkohle verringerte sich im Berichtsjahr geringfügig um 3,7 % und fiel um 0,3 Mio. t auf 8,1 Mio. t (GVSt 2015, SdK 2015).

Der deutsche Steinkohlenbergbau ist seit vielen Jahren insbesondere wegen der ungünstigen geologischen Bedingungen international nicht wettbewerbsfähig. Steinkohle wird daher in Deutschland vermutlich auch in der Zukunft nicht zu Weltmarktpreisen produziert werden können. Im Jahr 2014 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 72,94 €/t SKE (VdKi 2015a). Um dennoch einen Beitrag zur sicheren 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 2014 wurden dem Steinkohlenbergbau 1.648,6 Mio. Euro an öffentlichen Mitteln zugesagt (BMW 2015a).

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. Euro für 2019 sinken (BMWi 2015b). Seit 1958 verringert sich die Belegschaft im deutschen Steinkohlenbergbau. Im Berichtsjahr sank die Zahl der Mitarbeiter gegenüber 2013 um 16,8 % auf 12.104 (Jahresende 2014; SdK 2015).

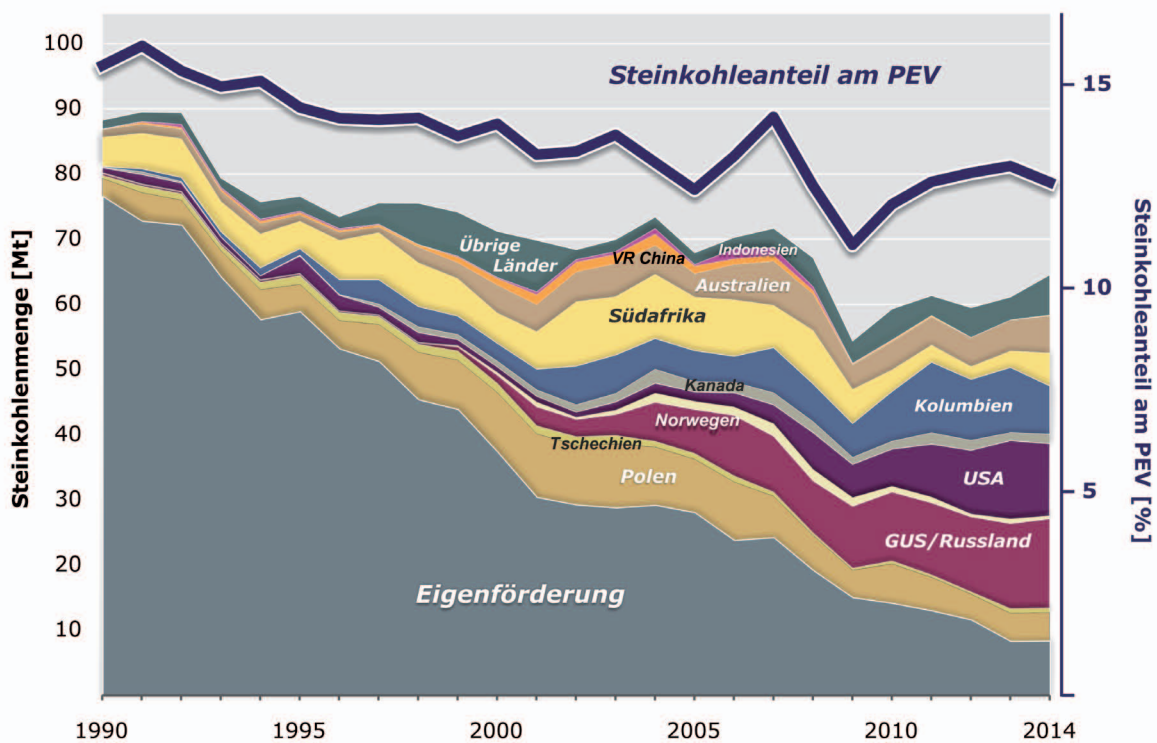


Abbildung 8: Steinkohlenversorgung Deutschlands von 1990 bis 2014 (AGEB 2015, IEA 2015, SdK 2015, VdKi 2015a).

Gegenüber dem Jahr 2013 fiel der Verbrauch an Steinkohle in Deutschland im Berichtsjahr merklich niedriger aus. Er verringerte sich um 7,9 % auf rund 56,2 Mio. t SKE. Aufgrund des insgesamt geringeren Energieverbrauchs fiel der Anteil von Steinkohle am Primärenergieverbrauch nur leicht auf 12,6 %. Vom deutschen Steinkohlenverbrauch stammten im Jahr 2014 nur noch rund 14 % aus heimischer Förderung (AGEB 2015).

Die Importe von Steinkohle und Steinkohlenprodukten erhöhten sich signifikant um 6,3 % gegenüber 2013 auf 56,2 Mio. t. Sie stammten im Wesentlichen aus Russland, den USA, Kolumbien, Australien, Südafrika und Polen. Im Jahr 2014 war Russland mit rund 13,7 Mio. t (24,4 %) erneut der größte Lieferant, dicht gefolgt von den USA (19,7 %) und Kolumbien (13,1 %). Die Einfuhren aus dem einzig verbliebenen bedeutsamen EU-28-Kohleexportland Polen erhöhten sich geringfügig auf rund 4,4 Mio. t. Davon entfielen rund 1,5 Mio. t auf Koks (VdKi 2015a). Der Anteil der Importe am gesamten Kohleaufkommen in Deutschland belief sich wie im Vorjahr auf rund 87 %. Durch weitere Grubenschließungen in den nächsten Jahren wird sich der Trend einer steigenden Importabhängigkeit bei Steinkohle weiter fortsetzen. So wird die Steinkohlenförderung auf dem Bergwerk Auguste Victoria Ende 2015 eingestellt und die Bergwerke Ibbenbüren und Prosper-Haniel sollen Ende 2018 die Förderung einstellen (RAG STIFTUNG 2015, VAN DE LOO & SITTE 2015).

Die Preise (hier: Grenzübergangspreis) für importierte Kraftwerkskohlen verringerten sich von rund 77 €/t SKE am Anfang des Jahres 2014 auf rund 72 €/t SKE zum Jahresende. Dabei verringerten sie sich im Sommer 2014 zeitweilig bis auf rund 68 €/t SKE. Der jahresdurchschnittliche Preis belief sich dabei auf 72,94 €/t SKE (minus 8 % gegenüber 2013). Eine ähnliche Preisentwicklung zeigte sich bei Koks. Der Kokspreis verringerte sich um rund 5 % gegenüber dem Vorjahr und der jahresdurchschnittliche Preis belief sich auf 193,66 €/t. Eine noch größere Preisreduktion konnte bei importierten Kokssteinen verzeichnet werden. Der jahresdurchschnittliche Preis verringerte sich gegenüber dem Vorjahr von 127,19 €/t um 17,7 % auf 104,67 €/t (BAFA 2015b, VdKi 2015b). Aufgrund eines weiterhin bestehenden Überangebotes sowohl an Kokssteinen als auch an Kraftwerkskohlen auf dem Weltkohlemarkt setzt sich der Preisverfall auch 2015 fort.

Braunkohle

Im Gegensatz zur Steinkohle kann deutsche Braunkohle im Wettbewerb mit Importenergieträgern ohne Subventionen weiterhin bestehen. Günstige geologische Bedingungen der Lagerstätten ermöglichen den Einsatz einer leistungsfähigen Tagebautechnik, so dass große Mengen zu akzeptablen Marktpreisen in nahegelegene Kraftwerke zur Stromerzeugung abgesetzt werden können. Seit Beginn der industriellen Braunkohlenproduktion ist Deutschland der größte Produzent von Braunkohle weltweit.

Über erschlossene und konkret geplante Tagebaue sind in Deutschland 5,2 Mrd. t an Braunkohlenvorräten zugänglich. Weitere Reserven belaufen sich auf 31 Mrd. t. Die Ressourcen umfassen 40,5 Mrd. t.

Braunkohle wird in Deutschland in vier Revieren gefördert. Bundesweit lag die Summe im Jahr 2014 bei 178,2 Mio. t und fiel damit 2,6 % geringer als im Vorjahr aus (Abb. 7). Im Rheinischen Revier betreibt die RWE Power AG die drei Tagebaue Garzweiler, Hambach und Inden, deren Förderung sich 2014 auf zusammen 93,6 Mio. t belief. Die Tagebaue Garzweiler und Hambach versorgen per Bahn die Kraftwerke Frimmersdorf, Goldenberg, Neurath und Niederaußem mit Braunkohle. Das Kraftwerk Weisweiler wird vom Tagebau Inden versorgt. Die Förderung im Lausitzer Revier in Höhe von 61,8 Mio. t erfolgte im Berichtsjahr aus den fünf Tagebauen Jänschwalde, Cottbus-Nord, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde durch die Vattenfall Europe Mining AG. Die Braunkohle wird nahezu vollständig von den modernisierten beziehungsweise neu gebauten Kraftwerken der Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG (ehemalige Vereinigte Energiewerke, VEAG) abgenommen. Hier sind vor allem die Kraftwerke Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe zu nennen. Die im Mitteldeutschen Revier erbrachte 2014er Förderung von 20,9 Mio. t stammte vorrangig aus den zwei Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), die seit 2012 vollständig zu tschechischen Holding EP Energy gehört. Der größte Teil der Braunkohle aus den zwei Tagebauen wird in den Kraftwerken Schkopau und Lippendorf verstromt. Die Braunkohlenförderung aus dem Tagebau Amsdorf der ROMONTA GmbH dient in erster Linie zur Herstellung von Montanwachsen. Durch ein Rutschungsereignis am 6. Januar 2014 im Tagebau Amsdorf kam es zu Schäden an den Fördergeräten und in Folge zur Einstellung des Tagebaubetriebs. Die Rohkohlenversorgung der ROMONTA GmbH erfolgte daraufhin aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain der MIBRAG. Dadurch konnte die ROMONTA-Rohmontanwachsproduktion sichergestellt werden. Im April 2015 konnte die Kohlenförderung im Tagebau Amsdorf wieder aufgenommen werden. Im Helmstedter Revier versorgt der Tagebau Schöningen das Kraftwerk Buschhaus. In der zweiten Jahreshälfte 2013 erwarb die MIBRAG den

Tagebau und das Kraftwerk (Helmstedter Revier GmbH – HSR) von der E.ON Kraftwerke GmbH (DEBRIV 2015, MAASSEN & SCHIFFER 2015, SdK 2015).

Der gesamte Absatz an Braunkohle verringerte sich im Berichtsjahr um 2,4 % auf 167,7 Mio. t. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch erhöhte sich allerdings aufgrund des gesunkenen deutschen Primärenergieverbrauchs geringfügig auf 12,0 % (53,6 Mio. t SKE). Sowohl der Absatz an Braunkohlenbriketts als auch Absatz des Veredlungsprodukts Braunkohlenstaub verringerte sich gegenüber dem Vorjahr. Der Brikettabsatz sank um 12,4 % auf 1,7 Mio. t und der Braunkohlenstaubabsatz nahm um 0,7 % auf 4,8 Mio. t ab. Im Berichtszeitraum verringerte sich der Personalbestand geringfügig. Bundesweit waren 15.931 Personen (minus 2,9 % gegenüber dem Vorjahr) im Braunkohlenbergbau beschäftigt (AGEB 2015, SdK 2015).

Die Außenhandelsbilanz mit Braunkohle und Braunkohlenprodukten war im Jahr 2014 positiv, wenn auch auf einem relativ niedrigem Niveau. Die Gesamteinfuhren verringerten sich auf 88.000 t. Gleichzeitig erhöhte sich aber der Export (Briketts, Koks, Staub und Braunkohle) signifikant um 64 % auf 2,68 Mio. t. Hauptabnehmer sind die Länder der EU-28 (SdK 2015).

Kernenergie

Ein zentraler Punkt der Energiewende ist der Ausstieg aus der Kernenergie. Mit der dreizehnten Änderung des Atomgesetzes am 6. August 2011 beschloss die Bundesregierung das Ende der Nutzung der Kernenergie zur kommerziellen Stromgewinnung. Das Gesetz sieht vor, spätestens 2022 das letzte Kernkraftwerk in Deutschland abzuschalten. Der Ausstieg erfolgt stufenweise mit genauen Abschaltenden. Die neun noch aktiven Kernkraftwerke werden nach folgendem Zeitplan, jeweils zum Jahresende, abgeschaltet: 2015: Grafenrheinfeld, 2017: Gundremmingen B, 2019: Philippsburg 2, 2021: Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf, 2022: Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.

Der Beitrag der Kernenergie blieb nahezu konstant bei 1.059 PJ beziehungsweise 36,2 Mio. t SKE mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 8,1 % (2013: 7,8 %). Wie im Vorjahr lag die Kernenergie mit 15,8 % an der öffentlichen Stromversorgung an vierter Stelle hinter den Erneuerbare Energien (26,2 %), Braunkohle (25,4 %), und Steinkohle (17,8 %). In Deutschland wurden 2014 mit 614,0 TWh rund 3 % weniger Strom erzeugt als 2013 (633,2 TWh). Der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung sank weiter leicht um 0,2 % auf 97,1 TWh gegenüber 2013 mit 97,3 TWh. Die Nettostromerzeugung betrug 91,8 TWh (2013: 94,2 TWh). Bis zur Abschaltung von acht Kernkraftwerken in 2011 waren 17 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 21.517 MW_e installiert. Zum Jahresende 2014 waren noch 9 Kernkraftwerke mit 12.702 MW_e (brutto) am Netz. Die zeitlichen und produzierenden Arbeitsverfügbarkeiten betragen 90,56 % (2013: 91,1 %) und 89,11 % (2013: 90,7 %).

Der Bedarf an Natururan in Brennstoff berechnete sich auf 2.000 t. Er wurde durch Importe und aus Lagerbeständen gedeckt. Die für die Brennstoffherstellung benötigten Natururanmengen werden weiterhin fast ausschließlich über langfristige Verträge von Produzenten in Großbritannien, USA, Frankreich und Kanada bezogen.

In Deutschland wird seit der Schließung der Sowjetisch-Deutschen Aktiengesellschaft (SDAG) WISMUT im Jahr 1990 kein Bergbau zur Produktion von Natururan mehr betrieben. Allerdings wurden im Jahr 2014 im Rahmen der Flutungswasserreinigung des Sanierungsbetriebes Königstein 33 t Natururan abgetrennt (2013: 27 t).

Die Stilllegung und Sanierung der ehemaligen Produktionsstätten der SDAG WISMUT befanden sich 2014 im 24. Jahr der Sanierungsarbeiten. Die Arbeiten werden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie von der Wismut GmbH durchgeführt und von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) 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. Euro waren Ende 2014 rund 83 % (5,9 Mrd. Euro) verausgabt. Ein verbleibender Schwerpunkt ist die Behandlung kontaminierter Wässer aus der Grubenflutung und der Sanierung der industriellen Absetzanlagen. 2014 wurden insgesamt 19 Mio. m³ kontaminierte Wässer behandelt und an die Vorfluter abgegeben. Nach Beendigung der bergmännischen Auffahrung einer 2.900 m langen Wasserlösestrecke in Freital, dem WISMUT-Stolln, erfolgte im September 2014 der Anschluss an die geflutete Grube mittels Bohrungen. Seit diesem Zeitpunkt fließt das Wasser auf natürliche Weise über Stolln zum Vorfluter Elbe. Am Standort Königstein wurde mit dem Abbruch der Schächte und der entsprechenden Bauwerke im August 2014 begonnen und bereits in 2015 beendet. Künftige Arbeitsschwerpunkte liegen in der Anpassung der jetzigen Wasserbehandlungsanlage an geringere Wassermengen und sich ändernde hydrochemische Bedingungen sowie auf dem weiteren Rückbau nicht mehr benötigter Infrastruktur und Flächensanierungen. Auch am Standort Crossen der Wismut GmbH werden die Sanierungsarbeiten mit der Anpassung der dortigen Wasserbehandlungsanlage in den nächsten Jahren fortgesetzt.

Tiefe Geothermie

Die besten geologischen Voraussetzungen für die hydrothermale Geothermie in Deutschland bieten drei Regionen: das Norddeutsche Becken, der Oberrheingraben und das Molassebecken im Alpenvorland. Im Süden Deutschlands (süddeutsches Molassebecken und Oberrheingraben) werden aufgrund der günstigeren geologischen Bedingungen Strom und Wärme produziert, während im Norden Deutschlands im Norddeutschen Becken die geothermische Wärmenutzung dominiert. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird der Schwerpunkt auf die Tiefe Geothermie zur Stromerzeugung beziehungsweise Wärmenutzung gelegt. Hier gibt es sowohl reine Heizwerke als auch kombinierte Heizkraftwerke. Letztere erzielen durch ihre Kopplung von Wärme- und Stromerzeugung eine optimierte Energieausbeute. Neben den vorgegebenen Charakteristika des jeweiligen Energiebedarfs bestimmen naturgemäß unterschiedliche Temperaturbedingungen und das Vorhandensein beziehungsweise die Art eines Wärmetransportmediums die Nutzungsart.

Der Anteil der gesamten Geothermie blieb mit 0,32 % am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) Deutschlands weiterhin sehr gering. Nur 0,06 % des PEV werden von der Tiefen Geothermie bereit gestellt. Bei gleichbleibendem Kraftwerksbestand im Stromsektor wurden 2014 von sieben Anlagen 80 GWh_e Strom erzeugt, ein Plus von 46 % gegenüber dem Vorjahr. 26 Fernwärmeanlagen mit einer installierten Leistung von 286 MW produzierten annähernd 940 GWh_{th} Wärme. Diese verteilt

sich im Wesentlichen auf die drei Nutzungsarten Fernwärme, Gebäudeheizung und Thermalbäder/Balneologie. Nach Angaben des GtV-Bundesverband Geothermie e.V. befinden sich 34 Projekte in Planung, darunter fünf petrothermale (EGS)-Anlagen (GtV Stand April 2015).

Für Deutschland ist zwischen 2004 bis Ende 2014 eine kontinuierliche Zunahme an geothermisch gewonnenem Strom von 0,4 GWh auf 80 GWh zu verzeichnen. Die installierte Kapazität stieg in den vergangenen zehn Jahren von 0,2 MW auf 32 MW. Im selben Zeitraum stieg der Anteil Tiefer Geothermie für die Wärmeengewinnung von 505 GWh auf 940 GWh (GeotIS), bei einer installierten Kapazität von 93 MW (2004) und 286 MW in 2014 (Abb. 9 und Abb. 10¹). Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend mittelfristig fortsetzt. WEBER et al. (2015) erwarten in 2015 einen Zuwachs der installierten Kapazitäten auf 50 MW_e und 300 MW_{th}. Mit einem sprunghaften Anstieg ist jedoch weiterhin nicht zu rechnen. Trotz einiger erfolgreich laufender Projekte befindet sich die Geothermie in Deutschland bezüglich geothermischer Stromerzeugung noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Im Wärmebereich ist das Alpenvorland das derzeit, als auch in naher Zukunft, bedeutendste Gebiet für die Geothermie, da das sedimentäre Molassebecken über für die geothermische Nutzung besonders günstige Eigenschaften bezüglich der Fluiddurchlässigkeit verfügt.

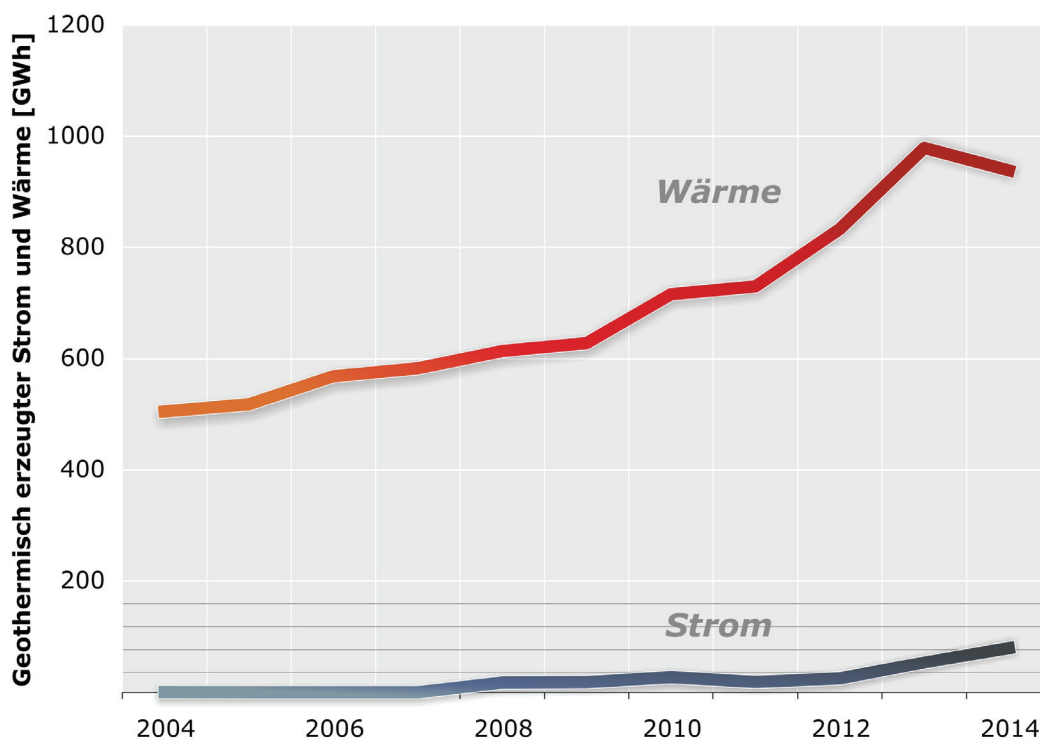


Abbildung 9: In Deutschland jährlich erzeugte Mengen an Strom und Wärme (GWh) aus Tiefer Geothermie im Zeitraum 2004 bis 2014 (Daten: GeotIS, abgerufen 21.10.2015).

¹ Die Abweichung der Daten zu den weltweiten Übersichtstabellen 48 und 50 ist bedingt durch die Verwendung der neueren Daten in www.GeotIS.de

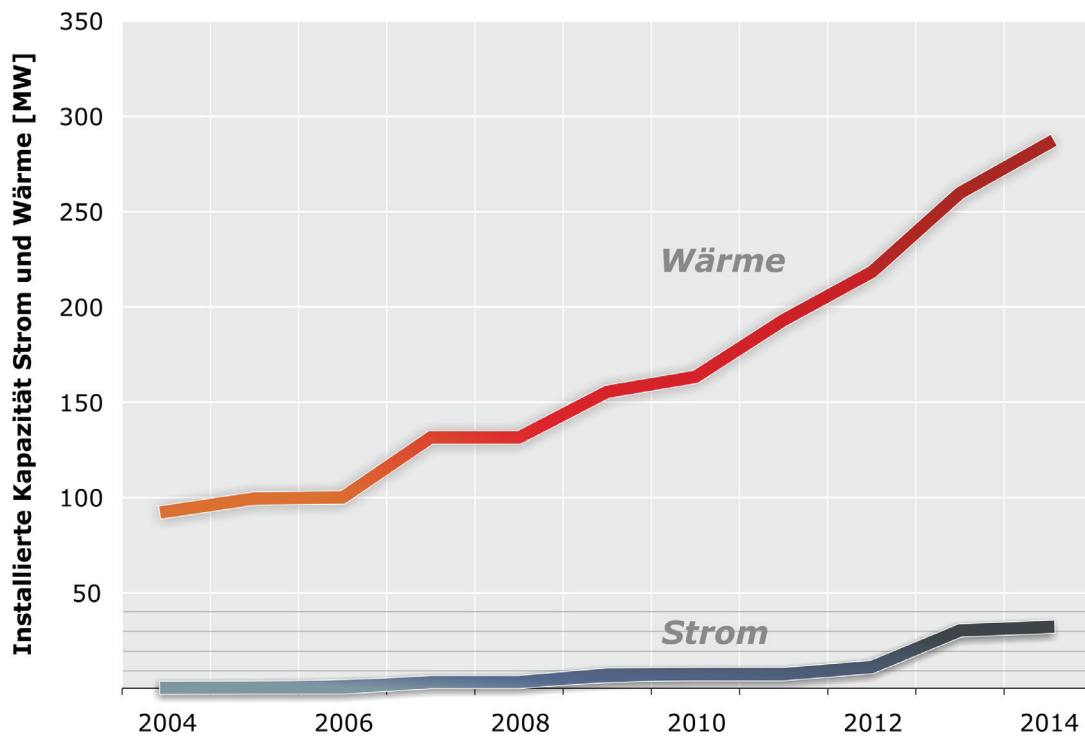


Abbildung 10: In Deutschland installierte Kapazitäten für Strom und Wärme (MW) aus Tiefer Geothermie im Zeitraum 2004 bis 2014 (Daten: GeotIS, abgerufen 21.10.2015).

Trotz des bislang erfolgreichen Ausbaus der Geothermie in Deutschland gibt es auch Rückschläge. So musste das Heizkraftwerk in Landau im März 2014 aufgrund von Bodenhebungen rund um das Gelände abgeschaltet werden. Als Ursache für die Bodenhebungen wird der Austritt von Tiefenwässern in umliegende Tonschichten in über 500 Meter Tiefe im Bereich der Injektionsbohrung vermutet. Derartige Bodenbewegungen aber auch induzierte Seismizität oder Verschmutzungen des Grundwassers durch geothermische Aktivitäten werden im Zusammenhang mit der Nutzung der Geothermie diskutiert und belasten als potenzielle Risiken das Vertrauen der Öffentlichkeit in diese Technologie. Zusammen mit der Debatte um die hydraulische Stimulation könnte dies den weiteren Ausbau der Tiefen Geothermie, insbesondere der Enhanced Geothermal Systems (EGS) in Deutschland erschweren. Solche petrothermalen Reservoirs sind nur nutzbar, wenn sie zuvor hydraulisch stimuliert wurden.

Der nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien der Bundesregierung sieht für die Stromproduktion zunächst auf der Basis hydrothermalen Anlagen, später zusätzlich mit Hot-Dry-Rock-Anlagen (EGS), eine installierte Leistung von 298 MW und eine Stromerzeugung von 1.654 GWh im Jahr 2020 vor. Im Jahr 2014 förderte die Bundesregierung im Rahmen des Energieforschungsprogramms insgesamt 51 Projekte zum Thema Geothermie (BMW 2015b). Die Gesamtsumme dieser Projekte belief sich auf über 81 Mio. Euro für deren gesamte Laufzeiten (Beginn der Projekte von 2008 bis 2014 und Projektende von 2014 bis 2018). Hierbei betrug das Mittelvolumen 8,2 Mio. Euro für neu startende Projekte im Jahr 2014. Gefördert wurden Hochschulen, Wissenschaftsinstitute, Behörden und Industrie, die die verschiedenen Phasen von der Planung bis zum Betrieb, als auch übergreifende Fragestellungen untersuchten.

Tiefe Geothermie ist grundlastfähig, bedarfsbestimmt und wird zu den erneuerbaren Energieträgern gezählt, da sie nach menschlichem Ermessen als nahezu unerschöpflich gilt. Die Erdwärme setzt sich zusammen aus der Ursprungswärme der Erde und aus dem Zerfall von im Erdinneren natürlich vorhandenen radioaktiven Isotopen. Der krustale Wärmestrom der pro Jahr in den Weltraum abgestrahlt wird ist bedeutend höher als der weltweite Energiebedarf. Die Sonneneinstrahlung bewirkt standortabhängig lediglich eine Temperaturerhöhung in den obersten Zehner Metern und ist nur relevant für die Oberflächennahe Geothermie.

Generell wird zwischen der Oberflächennahen Geothermie bis zu 400 m (teilweise lediglich bis 150 m) und der Tiefen Geothermie ab 400 m (im strengeren Sinne ab 1.000 m) unterschieden. Beide Bereiche werden zu Heizzwecken genutzt, jedoch können wegen der höheren Temperaturen nur tiefe Bereiche geothermisch zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt werden. Obwohl die Oberflächennahe Geothermie mit fast zwei Dritteln derzeit noch den größten Anteil an der geothermischen Nutzung darstellt, wird hier ausschließlich die Tiefe Geothermie betrachtet, da sich deren Energie ausschließlich aus dem Erdinneren speist.

Für die Nutzung der Tiefen Geothermie existieren zwei verschiedene Reservoirtypen. Zum einen die in natürlichen tiefen thermalwasserführenden Schichten (hydrothermal) gespeicherte Wärmeenergie und zum anderen die in festen Gesteinen (petrothermal) gespeicherte Wärmeenergie. In der praktischen Konsequenz sind petrothermale Reservoirs nur nutzbar, wenn Stimulationsmaßnahmen durchgeführt werden.

3 ENERGIEROHSTOFFE WELTWEIT

Die verlässliche und ununterbrochene Bereitstellung von Energie ist die essenzielle Voraussetzung für das Funktionieren unserer heutigen modernen Gesellschaften. Die weltweite Nachfrage nach Energie steigt dabei seit Jahrzehnten nahezu ungebrochen an (Abb. 11). Eine weltweit wachsende Bevölkerungszahl verbunden mit der Erhöhung des allgemeinen Lebensstandards wird auch langfristig einen steigenden Energiebedarf zur Folge haben.

Trotz fortlaufender Verschiebungen im weltweiten Energiemix tragen auch heute nur eine begrenzte Zahl von Energieträgern zur Energieversorgung bei. Im Maßstab von Dekaden sind auch zukünftig, mit Ausnahme eines wachsenden Anteils der erneuerbaren Energien, kaum signifikante Änderungen zu erwarten und damit die Dominanz der nicht-erneuerbaren Energieträger einschließlich der Kernenergie noch langfristig fortbestehend.

Im Anschluss an einen globalen Überblick zur Vorratssituation werden die einzelnen Energieträger bezüglich der Ressourcen, Reserven, Produktion, Verbrauch und wichtigen Entwicklungen dargestellt.

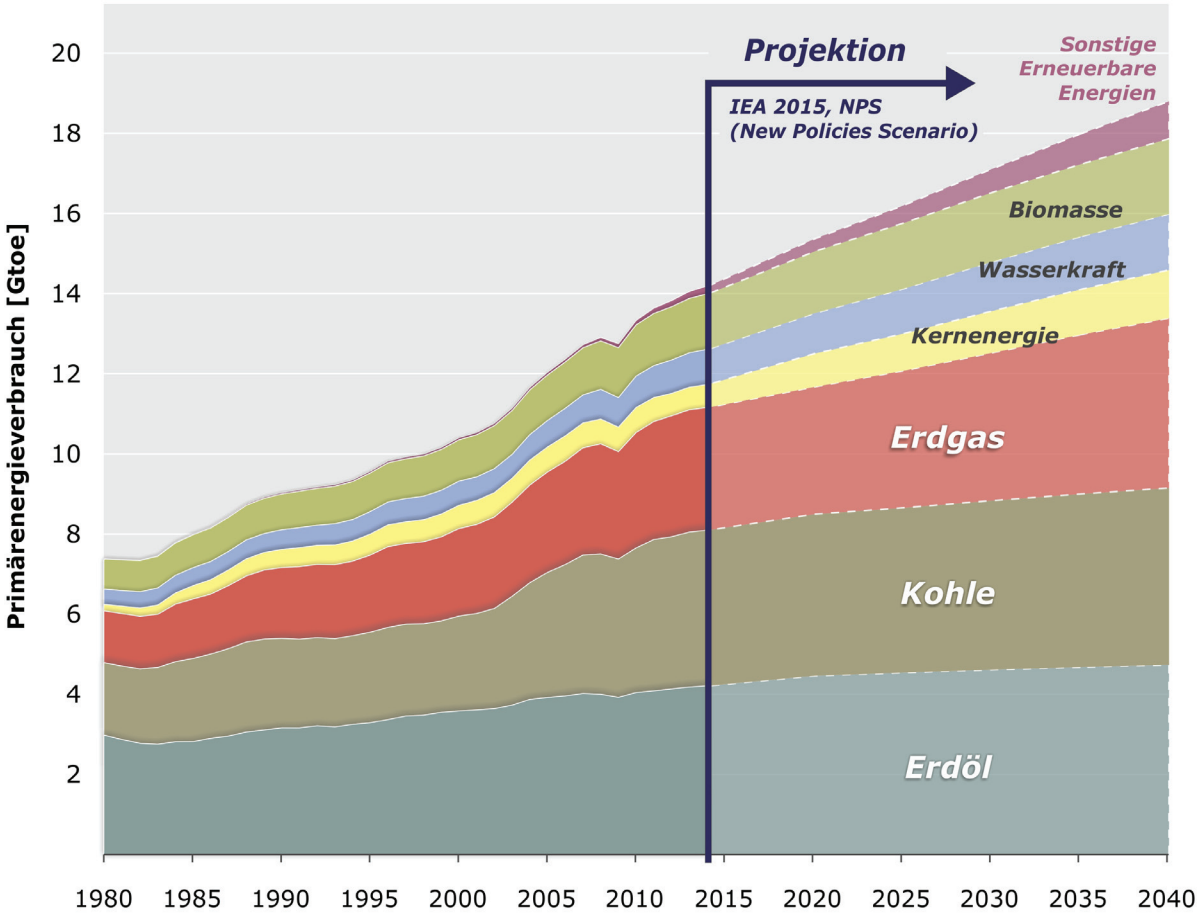


Abbildung 11: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und ein mögliches Szenario der künftigen Entwicklung (New Policies Scenario, IEA 2015).

3.1 Globale Vorratssituation

Die Gesamtheit aller bekannten globalen Potenziale an fossilen Energierohstoffen einschließlich Kernbrennstoffen ist in Tabelle 1 dargestellt. Die Werte ergeben sich aus der Summe der Länderdaten, die in den Tabellen 16 bis 50 im Anhang differenziert gelistet sind. Zusätzlich fließen Angaben zu den Ressourcen von Ölschiefer, Aquifergas, Erdgas aus Gashydrat und Thorium mit ein, da deren Mengen nicht bis auf einzelne Länder herunter gebrochen werden können. Trotz weiter bestehender Datenlücken werden die nicht-konventionellen Potenziale soweit möglich dargestellt. Dazu gehören die Ressourcen und Reserven von Schwerstöl, Erdöl aus dichten Gesteinen (Tight Oil) und Bitumen (Ölsand) 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 551.813 EJ an den nicht-erneuerbaren globalen Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um das 15-fache. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls. In der Summe erhöhten sich die Ressourcen nur minimal um 0,3 % im Vergleich zum Vorjahr (BGR 2014). Zuwächse gab es primär bei den Ressourcen an Schieferöl (plus 15 %) und Schiefergas (plus 4 %), da für eine Reihe von Ländern erstmalig Abschätzungen vorlagen (vgl. Kapitel 3.2 und 3.3). Alle übrigen Veränderungen lagen unter 3 %. Im Vergleich aller Energierohstoffe dominiert die Kohle (Hart- und Weichbraunkohle) weiterhin mit einem Anteil von rund 89 % (Abb. 12). Mit weitem Abstand folgen die Erdgasressourcen mit 5,9 %, bei denen der Anteil nicht-konventioneller Vorkommen überwiegt. Die übrigen Energieträger, einschließlich Erdöl (3,3 %), spielen bezogen auf den Energieinhalt der Ressourcen nur eine untergeordnete Rolle. Im Vorjahresvergleich zeigen sich damit nur sehr geringe Änderungen.

Der Energieinhalt der Reserven entsprach 2014 insgesamt 37.934 EJ und liegt damit kaum verändert (plus 0,77 %) nur knapp über dem Vorjahreswert. Die einzige wesentliche Änderung betraf die Schiefergasreserven (plus 37 %) aufgrund der aktualisierten Datenlage (nun Stand 2013) in den USA. Alle übrigen Veränderungen lagen unter 2 %. Gemessen am Energieinhalt bleibt die Kohle bei den Reserven mit 54,4 % weiterhin der beherrschende Energierohstoff. Erdöl (konventionell und nicht-konventionell) hält 24,1 % der Gesamtreserven, Erdgas 19,8 % und Uran 1,6 %. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich damit die relativen Anteile aller Energieträger nur minimal verändert. Die produzierten Mengen an Erdöl konnten vollständig und für Erdgas fast vollständig durch die Überführung von Ressourcen in Reserven ausgeglichen werden. Der vergleichsweise höhere Anteil von Erdöl an den Reserven weist auf die seit Jahrzehnten laufenden intensiven Explorations- und Produktionsanstrengungen bei diesem Energierohstoff hin.

Im Jahr 2014 wurden nicht-erneuerbare Energierohstoffe mit einem Energieinhalt von etwa 522 EJ gefördert. Dies entspricht einem leichten Förderzuwachs von rund 1,35 % im Vergleich zum Vorjahr. Bei den jeweiligen Anteilen im Produktionsmix bezogen auf den Energiegehalt ergaben sich keine signifikanten Veränderungen (Abb.12). Hier ist weiterhin Erdöl (33,9 %) der wichtigste Rohstoff knapp vor Hartkohle (33,4 %), gefolgt von Erdgas (24,5 %), Uran (1,9 %) und Weichbraunkohle (1,9 %).

Tabelle 1: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe

Energieträger	Maßeinheit	Reserven (s. linke Spalte)	EJ	Ressourcen (s. linke Spalte)	EJ
Konventionelles Erdöl	Gt	171	7.144	163	6.815
Konventionelles Erdgas	Bill. m ³	191	7.260	320	12.162
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	Gtoe	344	14.404	454	18.977
Bitumen / Ölsand	Gt	26	1.105	63	2.613
Schwerstöl	Gt	21	886	61	2.541
Schieferöl	Gt	< 0,5	< 14	57	2.377
Ölschiefer	Gt	–	–	102	4.248
Nicht-konventionelles Erdöl	Gtoe	48	2.005	282	11.779
Schiefergas	Bill. m ³	5,0 ¹	190 ¹	215	8.189
Tight Gas	Bill. m ³	– ²	– ²	63	2.385
Kohleflözgas	Bill. m ³	1,8	68	52	1.963
Erdgas in Aquiferen	Bill. m ³	–	–	24	912
Erdgas aus Gashydrat	Bill. m ³	–	–	184	6.992
Nicht-konventionelles Erdgas	Bill. m ³	6,8	258	538	20.441
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	Gtoe	54	2.263	770	32.221
Kohlenwasserstoffe	Gtoe	399	16.667	1.224	51.198
Hartkohle	Gt SKE	593	17.391	14.970	438.729
Weichbraunkohle	Gt SKE	112	3.270	1.774	51.987
Kohle	Gt SKE	705	20.661	16.743	490.716
Fossile Energieträger	–	–	37.328	–	541.914
Uran ³	Mt	1,2 ⁵	607 ⁵	13 ⁶	6.722 ⁶
Thorium ⁴	Mt	–	–	6,4	3.178
Kernbrennstoffe	–	–	607	–	9.899
Nicht-erneuerbare Energierohstoffe	–	–	37.934	–	551.813

– keine Reserven oder Ressourcen

¹ zum Teil Datenstand 2013

² in konventionellen Erdgasreserven enthalten

³ 1 t U = 14.000–23.000 t SKE, unterer Wert verwendet, bzw. 1 t U = 0,5 x 10¹⁵ J

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

⁵ RAR gewinnbar bis 80 USD / kg U

⁶ Summe aus RAR gewinnbar von 80–260 USD / kg U sowie IR und unentdeckt < 260 USD / kg U

In der Gesamtdarstellung des weltweiten Energiemixes, d. h. der tatsächlich konsumierten Energie, dominieren die fossilen Energieträger bei weitem. Die Anteile entsprechen mit einer gewissen Unschärfe, unter anderem durch Lagerhaltung, weitgehend denen der Produktion. Unter den Erneuerbaren kann hier nur die traditionelle Wasserkraft wesentlich beitragen. Die anderen regenerativen Energien Wind, Geothermie, Solarenergie, Biomasse und thermisch verwertbare Abfälle haben weltweit einen Anteil von 2,5 % (BP 2015).

Die Addition der Reserven (37.934 EJ) und Ressourcen (551.813 EJ) aller fossilen Energieträger ergibt eine global zur Verfügung stehende Energiemenge von 589.747 EJ. Der Vergleich von weltweiter Jahresförderung zu Reserven und zu Ressourcen ergibt eine Relation von 1 zu 73 zu 1.050 (Abb. 12). Insgesamt gibt es nach derzeitigem Kenntnisstand noch gewaltige fossile Energiemengen, die aus geologischer Sicht grundsätzlich auch einen steigenden Energiebedarf decken können. 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 angesichts der vergleichsweise geringen Ressourcen an Erdöl. Ob und wann welche Energieträger wie genutzt werden können, hängt unter anderem von dem geologischen Bekanntheitsgrad, der technisch-wirtschaftlichen Gewinnbarkeit und damit der bedarfsgerechten Verfügbarkeit ab. Angesichts einer seit Jahren weitgehend ungestörten und ausreichenden Versorgungslage für Energierohstoffe, stehen heute zunehmend Fragen bezüglich der Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit sowie der öffentlichen Akzeptanz im Vordergrund.

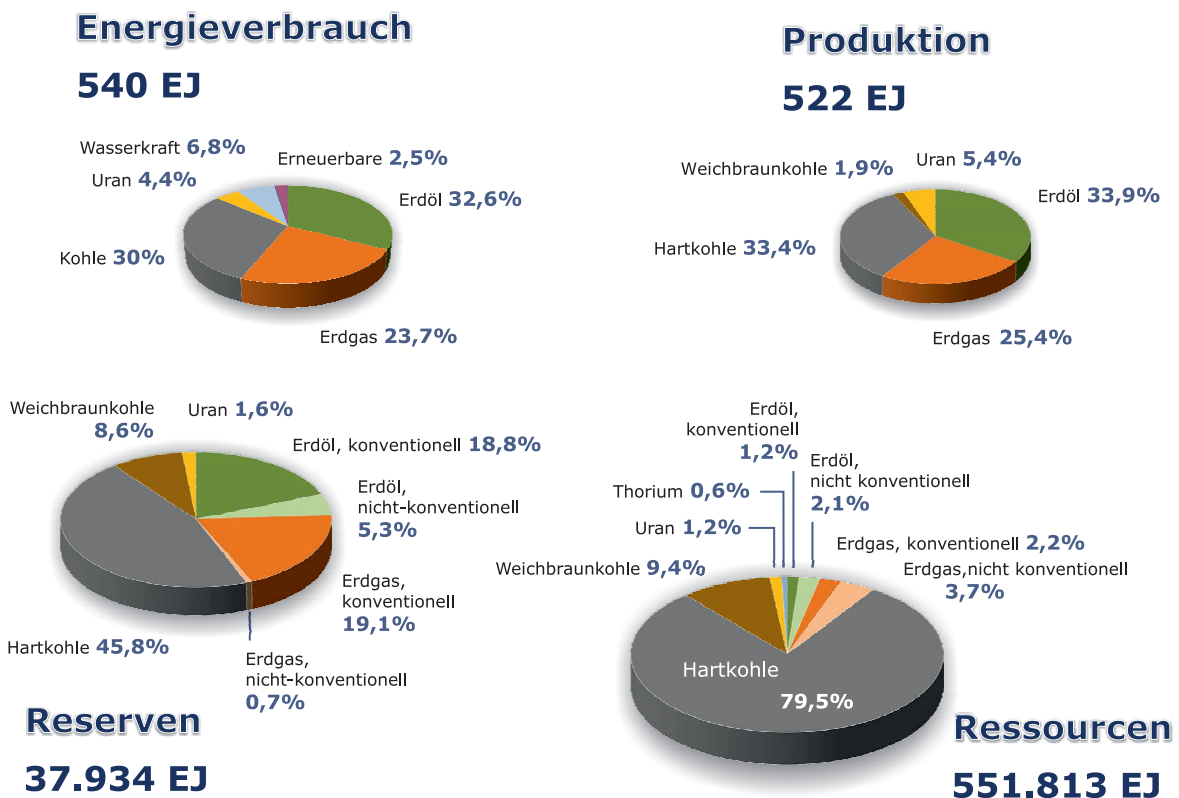


Abbildung 12: Weltweite Anteile aller Energieträger am Verbrauch (BP 2015) sowie der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Produktion, Reserven und Ressourcen für Ende 2014.

3.2 Erdöl

Der wichtigste Energieträger weltweit ist weiterhin Erdöl mit einem Anteil von rund 32 % am globalen Primärenergieverbrauch. Die Welterdölförderung stieg um knapp 1 % auf ein neues Allzeithoch von 4.240 Mio. t an (2013: 4.204 Mio. t). Im Berichtszeitraum 2014 kam es weder bei den Reserven noch bei der Förderung zu größeren Korrekturen. Für das Jahr 2015 zeichnen sich hingegen signifikante Veränderungen ab.

Die Ressourcen (konventionell und nicht-konventionell) stiegen im Vergleich zum Vorjahr um 2,8 % auf über 343 Mrd. t (Abb. 13). Für die Länder Norwegen, Indien, Großbritannien und Peru waren die größten Zuwächse bei den konventionellen Ressourcen zu verzeichnen. Für Kasachstan, Irak, Vereinigte Arabische Emirate, Tschad und Oman liegen erstmalig Abschätzungen zu Erdölressourcen aus dichten Gesteinen (nicht-konventionell) vor. Damit erhöhten sich die nicht-konventionellen Ressourcen (Bitumen, Schwerstöl, Erdöl aus dichten Gesteinen) um fast 8 Mrd. t auf über 180 Mrd. t. Die Einschätzung der Ölschieferressourcen hat sich gegenüber dem Vorjahr nicht verändert und liegt in der Größenordnung von 102 Mrd. t Erdöl.

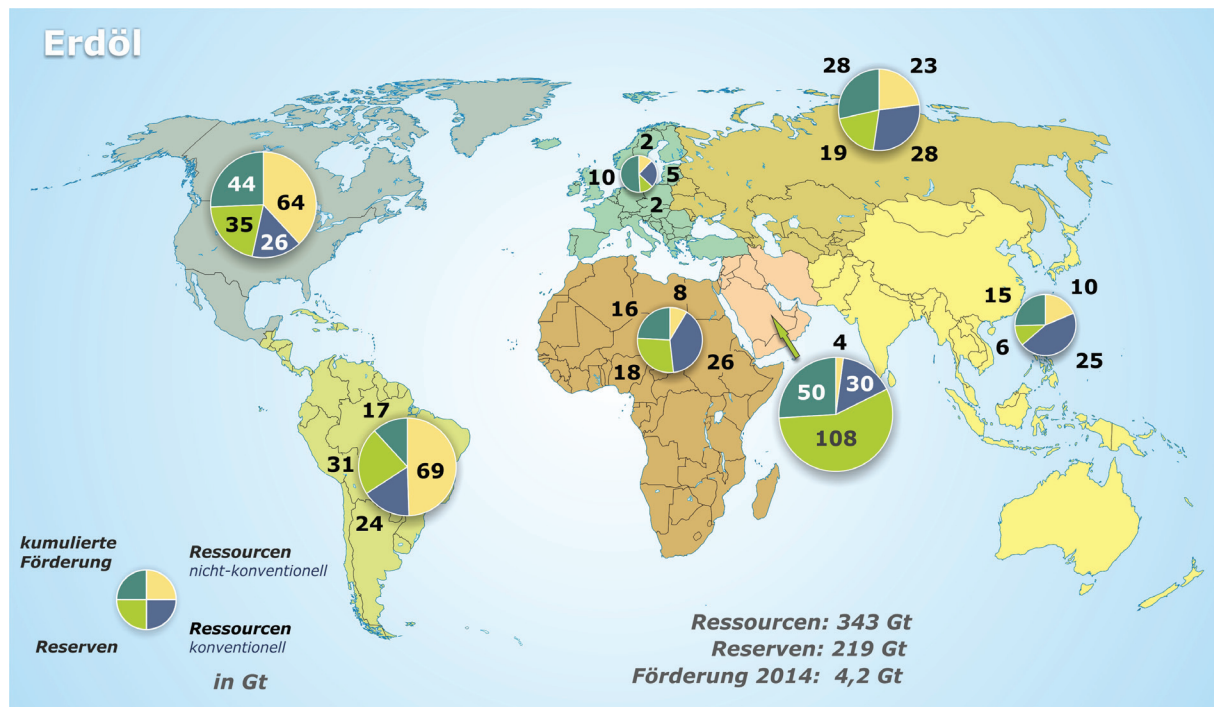


Abbildung 13: Gesamtpotenzial Erdöl 2014 (ohne Ölschiefer): Regionale Verteilung.

Die Gesamtmenge der Welt-Erdölreserven aus konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen ist nur minimal um 0,1 % (291 Mio. t) auf 218,9 Mrd. t gestiegen. Die Rangfolge der wichtigsten Reservenländer hat sich nur unwesentlich verändert. Nach wie vor führt Saudi-Arabien die Liste der größten Reservenhalter an, gefolgt von Kanada und Venezuela. Aufgrund einer leichten Erhöhung der konventionellen Reserven liegt die USA jetzt vor Libyen. Die Reservenlage des nicht-konventionellen Erdöls ist unverändert geblieben mit Ausnahme der Ölsandreserven Kanadas, die um die Jahresförderung reduziert wurden. Auf die 20 führenden Länder entfallen bereits

rund 95 % der Erdölreserven, während die übrigen 5 % der Reserven sich auf 83 Länder verteilen. Die fünf wichtigsten Länder Saudi-Arabien, Kanada, Venezuela, Iran und Irak verfügen über rund 60 % der Reserven. Sämtliche Mitgliedsstaaten der OPEC befinden sich unter den 20 führenden Ländern und umfassen knapp 70 % der globalen Reserven. Der Anteil der Erdölreserven aus nicht-konventionellen Lagerstätten beträgt rund 22 % an den Gesamtreserven. In der Region von Nordafrika bis zum Nahen Osten – in der so genannten MENA-Region – liegen rund 54 % der globalen Reserven und unterstreichen die strategische Bedeutung dieser Region für die Verfügbarkeit und Versorgung von Erdöl. Europa kann nur zu etwa einem Prozent zu den Reserven beisteuern. Seit Beginn der industriellen Erdölförderung wurden weltweit bis Ende 2014 etwa 179 Mrd. t Erdöl gefördert und damit 45 % der ursprünglichen Reserven (kumulierte Förderung plus Reserven) von 398 Mrd. t verbraucht. Nur etwa 20 % der globalen Erdölreserven befinden sich im Besitz privater Erdölunternehmen, während die restlichen 80 % von staatlichen Firmen kontrolliert werden (IEA 2013).

Die Erdölförderung stieg im Vergleich zum Vorjahr nur um 36,5 Mio. t auf über 4.240 Mio. t. Dies ist einer der geringsten Anstiege der vergangenen Jahre (Tab. 19 im Anhang). Nach wie vor liegen die wichtigsten Förderregionen im Nahen Osten, in Nordamerika und in den GUS-Staaten. Knapp 68 % der weltweiten Erdölproduktion stammen aus diesen Regionen. Der europäische Raum und die OPEC steuerten rund 4 % beziehungsweise über 40 % zur globalen Erdölförderung bei.

Die drei förderstärksten Nationen Saudi-Arabien, Russland und die USA konnten ihre Förderraten weiter ausbauen. Die USA steigerten die Erdölproduktion vor allem durch den Zuwachs beim Schieferöl (Erdöl aus dichten Gesteinen) um mehr als 7 %. Ein weiterer Zuwachs in dieser Größenordnung ist aber unwahrscheinlich, da aufgrund der niedrigen Rohölpreise die Aktivitäten bei der Schieferölförderung im Laufe des Jahres 2015 stark zurückgefahren wurden. Von den OPEC-Mitgliedern konnten nur Saudi-Arabien (plus 1,2 %), Irak (plus 5 %) und Nigeria (plus 1,8 %) ihre Fördermengen deutlich anheben. Insgesamt ging die Förderung der OPEC um 1,6 % zurück. Kanada (Position 5) hat seine Erdölförderung durch den massiven Zubau aus dem Ölsand- und Schieferölbereich um 8 % steigern können, während der Iran (Position 6) infolge internationaler Sanktionen knapp 5 % Fördereinschränkungen hinnehmen musste. Weiterhin waren Fördersteigerungen in Brasilien (plus 12,9 %) und in Norwegen (plus 3,2 %) als einzigem Land Europas möglich. In Großbritannien (Position 23) flachte sich der Förderrückgang etwas ab und lag bei etwa 2,7 % ab. Die Förderung des für Deutschland wichtigen Lieferlandes Libyen (Position 29) ging aufgrund anhaltender Unruhen um 43 % auf nunmehr 27 Mio. t zurück. Vor Beginn der instabilen Situation im Jahr 2010 förderte Libyen knapp 74 Mio. Jahrestonnen. In Syrien schrumpfte die Förderung (1,5 Mio. t) gegenüber 2010 (19,4 Mio. t) erheblich um mehr als 90 %.

Der weltweite Verbrauch an Mineralölprodukten ist 2014 gegenüber dem Vorjahr um 1,8 % auf 4.305 Mio. t weiter angestiegen. Die GUS-Staaten, Afrika, der Nahe Osten, Nordamerika und Lateinamerika legten dabei zwischen knapp drei und fünf Prozentpunkten am stärksten zu. Einzig in Europa ging der Verbrauch um 0,6 % auf 657,5 Mio. t zurück. Fast die Hälfte des Mineralöls wird von den OECD-Ländern verbraucht, angeführt von den USA mit 20 %. Die 20 größten Verbraucherländer nutzen rund 75 % des 2014 zur Verfügung stehenden Mineralöls.

Rohöl wird zum großen Teil grenzüberschreitend per Pipeline oder Tanker gehandelt. Die weltweit gehandelten Mengen verringerten sich leicht gegenüber dem Vorjahr, wobei der Export von Mineralölprodukten beim Rohölexport nicht berücksichtigt werden kann. Die Exporte gingen um 2,5 % auf 2.039 Mio. t zurück. Die exportstärksten Bereiche sind der Nahe Osten, die GUS-Staaten und Afrika. Saudi-Arabien reduzierte seine Rohölexporte zwar um rund 8 %, konnte aber seine Förderung (1,2 %) signifikant steigern. Allerdings wuchs auch der Mineralölverbrauch (11 %) stark an. Hinzu kam der Ausbau der Raffineriekapazitäten um etwa 40 Mio. t im Laufe des Jahres. Russland musste infolge der internationalen Sanktionen auf fast 6 % seiner Exporte verzichten. Kanada und der Irak haben ihre Exporte um 10 % beziehungsweise 5 % anheben können. Durch den deutlichen Förderrückgang in Libyen ist der Export von knapp 100 Mio. t in 2013 auf 2 Mio. t eingebrochen. Erdölexporte der USA, die nur per Ausnahmegenehmigung zulässig sind, wurden auf 17,5 Mio. t fast verdreifacht. Die 10 wichtigsten Exportnationen führten bereits 70 % der Gesamtmenge aus.

Bei den Rohölimporten verringerten sich die gehandelten Mengen um rund 1 % auf 2.109 Mio. t. Austral-Asien, Europa und Nordamerika sind weiterhin die größten Importeure. Afrika führte 2014 6 Mio. t (minus 37 %) weniger Rohöl ein. Trotz der weiter gestiegenen Eigenförderung von Erdöl aus dichten Gesteinen (Tight Oil) bleibt die USA an führender Position bei den Rohöleinfuhren (minus 4,7 %). China, an zweiter Position, hat seine Importe um fast 11 % gesteigert. Deutschland ist auch nach einer weiteren Importreduzierung um ein Prozent auf 89,4 Mio. t der sechstgrößte Erdölimporteur der Welt.

Der Jahresdurchschnittspreis für die Rohölreferenzsorte ‚Brent‘ ist im Vergleich zum Vorjahr deutlich um 9,72 USD/bbl auf 98,97 USD/bbl zurückgegangen. Während sich der Preis in der ersten Jahreshälfte noch auf dem Niveau des Vorjahres um 110 USD/bbl bewegte halbierte er sich bis zum Jahresende 2014 auf 55,3 USD/bbl. Mitte Januar und Ende August 2015 wurden Tiefststände von 45,10 USD/bbl beziehungsweise 42,10 USD/bbl erreicht. Im dritten Quartal 2015 bewegte sich der Brent-Preis um die 50 USD/bbl. Bei der US-amerikanischen Referenzsorte ‚West Texas Intermediate‘ (WTI) verringerte sich der Durchschnittspreis von 97,92 USD/bbl in 2013 auf 93,17 USD/bbl für das Jahr 2014. Auch hier erfolgte der Preissturz von einem Niveau von etwa 102 USD/bbl während der ersten Jahreshälfte auf 53,50 USD/bbl zum Ende des Jahres. Bis in den Februar 2014 betrug die Preisdifferenz Brent zu WTI zeitweise über 15 USD, die sich zum Ende des Jahres bis auf 1 USD bis 2 USD annäherte. Auch der OPEC-Korbpreis (Durchschnittspreis ausgewählter Erdölsorten der OPEC) zeichnete den Preisverlauf der anderen Referenzsorten nach. Der Jahresdurchschnittspreis blieb 9,58 USD/bbl unter dem des Vorjahres und lag 2014 im Schnitt bei 96,29 USD/bbl.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Ressourcen, Reserven, der Förderung und des Verbrauchs sowie der Exporte und Importe an Erdöl (jeweils die 20 wichtigsten Länder) liefern die Tabellen 16 bis 22 im Anhang.

Entwicklung der Erdölproduktion nach Regionen und „Typen“

Die Bedeutung von Erdöl als wichtigstes globales Handelsgut und Grundlage unserer modernen Wirtschaftssysteme bleibt ungebrochen. Auch 2014 nahm die weltweite Förderung von Erdöl weiter zu und erreichte einen neuen Höhepunkt (Abb. 14). Eine grundsätzliche Trendwende in der Verwendung des Erdöls und des Förderverlaufs ist daher nicht zu erkennen.

Nach Ende des 2. Weltkrieges stieg die Erdölproduktion global stark an, mit den USA als weltweit größtem Erdölförderland. In dieser Zeit wurde der Weltrohölmarkt noch durch private internationale Ölkonzerne dominiert. Bereits kurz nach ihrer Gründung im Jahr 1960 wurde die OPEC zum wichtigsten Erdölproduzenten und blieb dies bis heute. Der Einfluss dieser Organisation auf die Welterdölproduktion zeigte sich insbesondere während der beiden Ölkrisen 1973/74 und 1979/80 als die OPEC ihre Förderung einschränkte. Anfang der 1960er Jahre begann die damalige Sowjetunion ihre Erdölproduktion deutlich auszuweiten. Nach deren Zerfall sank die Produktion, nun aus den GUS-Staaten, über einen langen Zeitraum und erst Anfang der 2000er Jahre begann die bis heute andauernde Erholung der Erdölförderung. Ab den 1980er Jahren diversifizierte sich die Weltölproduktion auf immer mehr Länder, Lagerstättentypen und Fördertechniken und stieg bis heute, parallel zur zunehmenden Globalisierung nahezu kontinuierlich an. Aufgrund von Technologiefortschritten wurde die Erschließung von Erdöl aus dichten Gesteinen in den USA umfassend und wirtschaftlich erfolgreich möglich. Die USA konnten dadurch seit 2008 ihre Förderung wieder erheblich ausweiten und lagen 2014 wieder in der Nähe des bisherigen Förderhöhepunkts aus dem Jahr 1970.

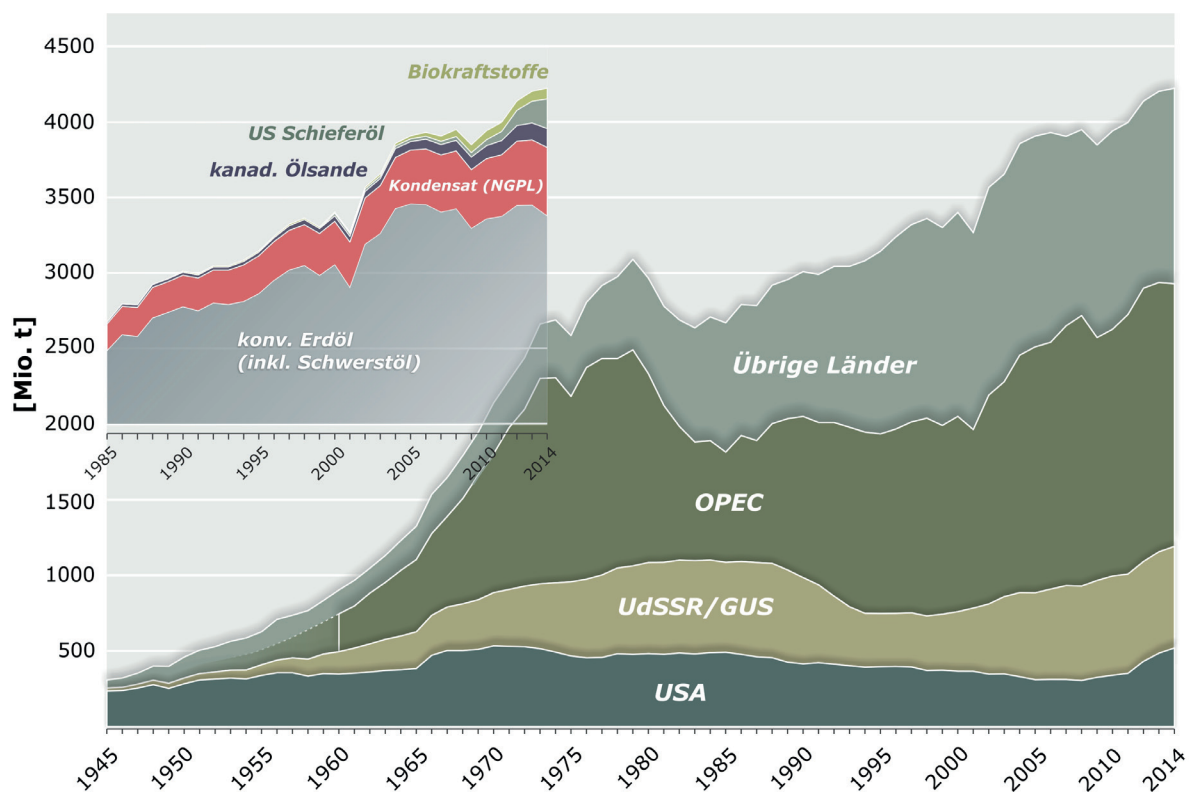


Abbildung 14: Entwicklung der weltweiten Erdölproduktion von 1945 bis 2014 sowie Darstellung der Anteile von flüssigen Kohlenwasserstoffen (ohne Kohleverflüssigungsprodukte) ab 1985 (s. Kasten).

Seit Beginn der Erdölförderung bis heute trägt das konventionelle Erdöl (einschließlich Schweröl) den mit Abstand größten Anteil zur Deckung des weltweiten Bedarfs an Erdöl und Erdölprodukten (Abb. 14). Allerdings waren die Zuwächse hier in den letzten Jahren nur gering. Der zweitgrößte Beitrag zur Produktion von flüssigen Kohlenwasserstoffen fällt als Kondensat (natural gas liquids, NGL) bei der Erdgasförderung an. Angesichts einer seit nunmehr über fünf Jahrzehnten nahezu ununterbrochen steigenden weltweiten Erdgasförderung, wuchs auch der Beitrag des Kondensats entsprechend an. Auch die kanadische Produktion von Erdöl aus Ölsanden weist eine lange und seit Jahren steigende Förderentwicklung auf. Die Ausweitung der weltweiten Produktion von flüssigen Kohlenwasserstoffen in den letzten Jahren ist vor allem auf die Zunahme der Förderung von Erdöl aus dichten Gesteinen (Schieferöl, Tight Oil) und Biokraftstoffen zurückzuführen.

Aus Sicht der BGR kann unter den derzeitigen geologischen und technischen Rahmenbedingungen eine moderate Steigerung der weltweiten Produktion von flüssigen Kohlenwasserstoffen in den kommenden Jahren erfolgen. Auch eine Steigerung der Förderung von konventionellem Erdöl ist aufgrund der bislang nicht ausgeschöpften Potenziale aus der Region des Nahen Ostens und hier insbesondere des Iraks und Irans möglich. Zuwächse in der Förderung können zudem bei Kondensat, nicht-konventionellem Erdöl und durch Technologiefortschritte erfolgen. Auch Neufunde insbesondere in den Frontierregionen werden weiterhin zur Versorgung beitragen. Trotz der noch offenen Förderpotenziale und ungeachtet der temporären Überversorgung² bleibt aber die Frage, wie lange die hohe und in vielen Teilen der Welt absehbar steigende Nachfrage gedeckt werden kann, da die Erschöpfung von Erdöl unter allen anderen Energierohstoffen am weitesten voran geschritten ist (BGR 2009).

3.3 Erdgas

Erdgas blieb im Jahr 2014 mit einem Anteil von 23,7 % (BP 2015) am globalen Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle drittgrößter Energieträger. Der weltweite Erdgasverbrauch stieg mit 1,4 % in einer ähnlichen Größenordnung wie 2013 und lag damit erneut unter dem historischen 10-Jahres-Durchschnitt von 2,6 %. Die seit einigen Jahren in das Erdgas gesteckten hohen Wachstums-Erwartungen haben sich bisher nicht erfüllt.

Die mit Abstand größten Erdgasressourcen (konventionell & nicht-konventionell) werden für Russland ausgewiesen, gefolgt von China, USA, Kanada und Australien. Mit mehr als einem Drittel verfügt Russland zudem über die umfangreichsten konventionellen Erdgasressourcen der Welt vor USA, China, Saudi Arabien und Turkmenistan. Insgesamt werden die weltweiten Erdgasressourcen der kommerziell genutzten konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen auf 650 Bill. m³ (Vorjahr 638 Bill. m³) geschätzt (Abb. 15), wobei die Zunahme im Wesentlichen auf einer Neubewertung der Schiefergasressourcen in den Ländern Kasachstan, Oman, Tschad und den Vereinigten Arabischen Emiraten beruht.

Einschließlich Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat werden global Ressourcen in der Größenordnung von 858 Bill. m³ vermutet (Tab. 1). Bei den bereits erschlossenen nicht-konventionellen Erdgasquellen dominieren die Schiefergasressourcen mit weltweit rund 215 Bill. m³ (Vorjahr 206 Bill. m³), gefolgt von Tight Gas und CBM (Tab. 1). Beim Erdgas in dichten Sandsteinen und

² zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Studie

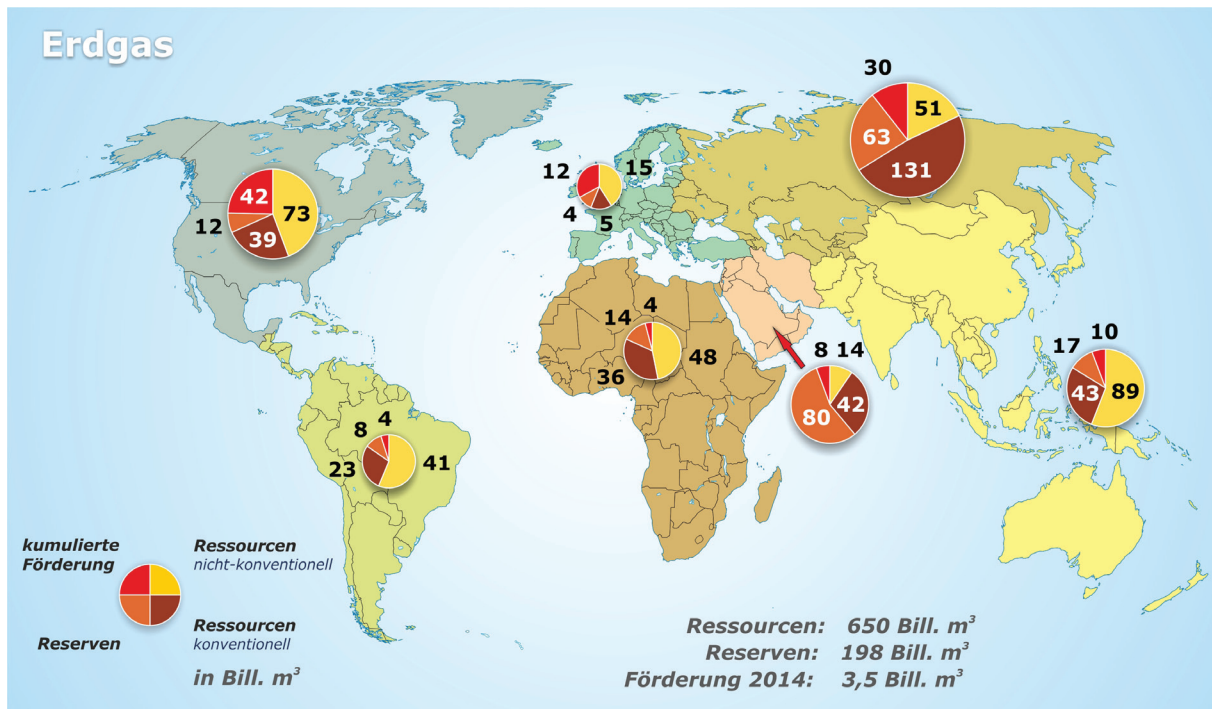


Abbildung 15: Gesamtpotenzial Erdgas 2014 (ohne Aquifergas und Gashydrat): Regionale Verteilung.

Karbonaten (Tight Gas) stehen länderbezogene, belastbare Abschätzungen nur lückenhaft zur Verfügung, so dass das globale Potenzial mit 63 Bill. m³ deutlich unterbewertet ist. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass Tight Gas in den meisten erdgashöffigen Becken vorkommt, insbesondere in paläozoischen Schichten. Zu den Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat existieren bislang überwiegend globale Abschätzungen und nur wenige detaillierte Regionalstudien. Nach derzeitigem Kenntnisstand können weltweit 24 Bill. m³ Erdgas in Aquiferen und 184 Bill. m³ Erdgas aus Gashydrat ausgewiesen werden (Tab. 1). Es ist zum jetzigen Zeitpunkt offen, ob und wann dieses Potenzial kommerziell genutzt werden kann. Insbesondere beim Gashydrat betreiben aber Staaten mit geringen eigenen Ressourcen an konventionellen Energierohstoffen wie beispielsweise Japan ehrgeizige Projekte, um heimische Gashydratvorkommen innerhalb der 200-Meilen-Zone (ausschließliche Wirtschaftszone) als potenzielle Energiequelle zu erschließen.

Die globalen Erdgasreserven 2014 sind im Vergleich mit dem Vorjahr um 0,1 % zurückgegangen (minus 210 Mrd. m³) und werden mit Stand Jahresende 2014 wiederum auf rund 198 Bill. m³ geschätzt. Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in Höhe von 3.486 Mrd. m³ ergibt sich produktionsbereinigt aber insgesamt eine Zunahme der weltweiten Reserven. Der Anteil der nicht-konventionellen Reserven ist zurzeit im globalen Maßstab noch gering und wird dies vermutlich auch auf absehbare Zeit bleiben. Allerdings werden Tight Gas Reserven in aller Regel nicht separat ausgewiesen, sodass eine genauere Schätzung der Größenordnung im Rahmen einer globalen Erfassung nicht möglich ist. Signifikante Schiefergasreserven werden derzeit primär für die USA ausgewiesen. Sie lagen dort Ende 2013 bei 4,5 Bill. m³ und tragen inzwischen mit einem Anteil von 46 % zu den Gesamtreserven des Landes bei. Über die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven (rund 54 %) sind in nur drei Ländern, Russland, Iran und Katar konzentriert (Abb. 16). Etwa 80 % der globalen Reserven befinden sich in den Ländern der OPEC und der GUS.

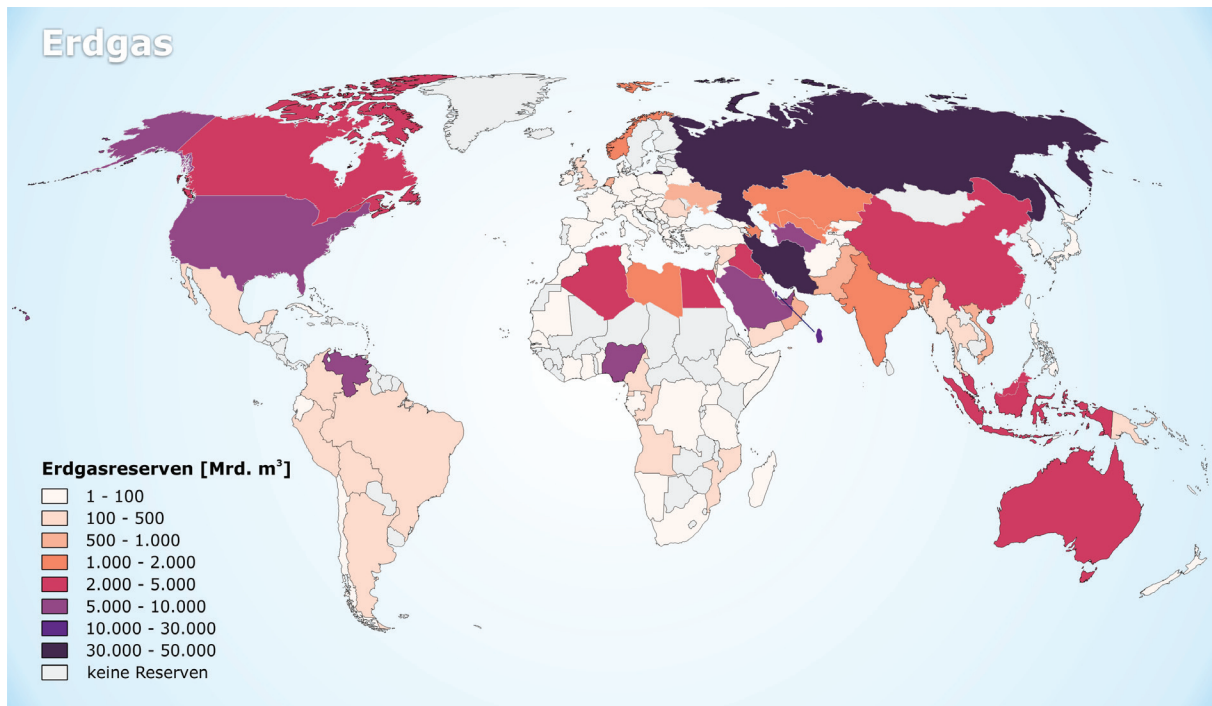


Abbildung 16: Globale Verteilung der Erdgasreserven (konventionell und nicht-konventionell).

Vor allem der weiter steigende Verbrauch im Nahen Osten, Austral-Asien, Afrika und Nordamerika bedingte eine leichte Ausweitung der weltweiten Erdgasförderung in 2014 um 63 Mrd. m³ (plus 1,8 %) auf 3.484 Mrd. m³. Der Anstieg blieb damit erneut unter dem 10 Jahres-Mittel von 2,5 %, lag aber über dem Vorjahreswert von rund 1 %. Regional betrachtet kamen die größten prozentualen Förderzuwächse aus Nordamerika (5,3 %), gefolgt von Austral-Asien (4,6 %) und dem Nahen Osten mit einer Zunahme von 3,7 %. Einen starken Einbruch erlebte dagegen die Europäische Union. Hier ging die Förderung um 11,7 % zurück, primär aufgrund der Drosselung der Förderung im riesigen Erdgasfeld Groningen in den Niederlanden. Gründe hierfür sind Erdbeben in Folge der jahrzehntelangen Erdgasförderung. Seit Mitte der achtziger Jahre sind mehr als 1.000 Erdbeben registriert worden, wobei die maximale Größenordnung bei Magnitude 3,6 der Richter Skala lag. Bisher wurden dem Feld Groningen über 2 Bill. m³ Erdgas entnommen. Weitere mindestens 700 Mrd. m³ niedrig-kalorisches Erdgas (L-Gas) verbleiben, sodass es noch viele Jahrzehnte in Produktion bleiben kann. Das Feld diente lange Zeit als Ausgleichsproduzent (Swing-Producer) und konnte die hohen saisonalen Verbrauchsschwankungen in Nordeuropa ausgleichen. Mit der zurückgehenden Förderung aus Groningen muss Deutschland in den betroffenen Gebieten Alternativen für ein stark sinkendes L-Gasangebot entwickeln.

Die USA blieben vor Russland und dem Iran weltgrößter Erdgasproduzent (Tab. 26 im Anhang). Der Anstieg in den USA fiel mit 6 % Wachstum deutlich höher aus als noch im Vorjahr und beruht auf einer Zunahme der Schiefergasförderung. Die niedrigen Ölpreise hatten zu einer Verlagerung der Aktivitäten von liquid-reichen Feldern zu stärker gasorientierten Vorkommen geführt. 2014 produzierten die USA trotz immer noch vergleichsweise niedriger Preise (Henry Hub im Jahresmittel 4,35 USD/Mio. BTU) so viel Erdgas wie noch nie zuvor. Damit lag die Förderung um rund 18 % über dem Peak der konventionellen Erdgasförderung Anfang der 1970er Jahre. Das Land konnte

2014 rund 95 % seines steigenden Erdgasverbrauchs aus heimischer Förderung decken. Anfang 2016 wird das LNG-Export-Terminal Sabine Pass in Texas seinen Betrieb aufnehmen und die USA werden erstmals verflüssigtes Erdgas aus der Schiefergasförderung exportieren.

Internationale Sanktionen und der Ölpreisverfall haben wesentlich dazu beigetragen, dass die Erdgasförderung in Russland um 2,8 % oder 17,5 Mrd. m³ zurückgegangen ist. Neben Russland verzeichneten die Niederlande mit ebenfalls rund 18 Mrd. m³ den größten volumetrischen Rückgang. Der Iran (8,5 %) baute seine Erdgasförderung ebenso wie China erheblich aus. Letzteres förderte gut 11 % mehr Erdgas als im Jahr zuvor. In der Förderung enthalten sind 1,3 Mrd. m³ Schiefergas und rund 4,5 Mrd. m³ Grubengas. Bedingt durch die fortschreitende Entwicklung des zweitgrößten Erdgasfeldes der Welt, Galkynysh, konnte Turkmenistan seine Förderung signifikant erhöhen (plus 11,2 %). Indonesien, eines der weltgrößten Exporteure von verflüssigtem Erdgas, konnte seine seit 2012 rückläufige Förderung um 2 % erhöhen. Russland und die USA produzierten 2014 zusammen erneut gut 1,3 Bill. m³. Dies entspricht rund 38 % der globalen Erdgasförderung.

Weltweit stieg der Erdgasverbrauch 2014 um rund 1,4 % (Vorjahr 1,3 %) oder 49 Mrd. m³ auf 3.483 Mrd. m³ an. Der Zuwachs war damit in der gleichen Größenordnung wie ein Jahr zuvor. Der mit Abstand größte Erdgasverbraucher waren die USA, gefolgt von Russland, China, Iran und Japan. Die Gasnachfrage in der EU nahm in einer Reihe von Ländern im zweistelligen Prozentbereich ab und blieb insgesamt 10 % unter der des Vorjahres. Der Erdgasverbrauch ging um signifikante 46 Mrd. m³ zurück, wobei etwa drei Viertel auf den milden Winter zurückzuführen sind. In den Ländern der GUS wurde 1,5 % (9,4 Mrd. m³) weniger Erdgas verbraucht. In allen anderen Regionen der Welt stieg der Verbrauch an. Chinas Erdgasbedarf wuchs mit 14,2 % erneut zweistellig (Vorjahr 13,8 %). Hohe Zuwächse beim Verbrauch gab es auch im Nahen Osten (plus 6,8 %), hier besonders im Iran, Israel und Katar.

Japan importierte 2014 gut 115 Mrd. m³ Erdgas und ist hinter China der zweitgrößte Verbraucher in Asien. Das Land blieb der weltweit größte Importeur von verflüssigtem Erdgas, das aus einer Vielzahl von Ländern stammte. Rund zwei Drittel wurden aus Australien, Katar, Malaysia und Russland importiert. Hinter Katar war Malaysia mit großem Abstand der zweitgrößte Exporteur von LNG.

Im Berichtsjahr wurden etwa 1.012 Mrd. m³ Erdgas und damit 29 % des weltweit geförderten Erdgases grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt. Insgesamt hat der globale Erdgashandel gegenüber dem Vorjahr abgenommen. Der weltweite Handel mit LNG hat dagegen auf Kosten der leitungsgebundenen Transporte zugenommen, die um über 6 % zurückgingen. Fast 30 % des globalen LNG Handels erfolgte an Spot-Märkten beziehungsweise über kurzfristige Lieferverträge und überwiegend im asiatisch-pazifischen Raum.

Weltweit existieren überregionale Erdgasmärkte, die noch weitgehend unabhängig voneinander funktionieren. In der USA war Erdgas aufgrund der reichlich zur Verfügung stehenden Mengen weiterhin vergleichsweise günstig. 2014 lag der durchschnittliche Erdgaspreis (Henry Hub Spotpreis) dort bei 4,35 USD/Mio. BTU (Vorjahr 3,7 USD/Mio. BTU). In Deutschland kostete Erdgas im Schnitt zwei Mal so viel, die Preise für LNG Importe nach Japan lagen im Mittel um bis zu vier Mal über denen der USA. Dank schwacher Nachfrage und eines zusätzlichen Angebotes in der Region haben sich die Preise in Asien allerdings in jüngerer Zeit dem europäischen Niveau angenähert.

Generell wird der Erdgaspreis maßgeblich durch die im Vergleich zu Erdöl und Kohle deutlich höheren spezifischen Transportkosten beeinflusst.

Europa ist mit seinem wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven entweder über Pipelines oder über LNG Anlandeterminals angeschlossen. Damit befindet sich der Europäische Erdgasmarkt grundsätzlich in einer relativ komfortablen Position, geopolitische Risiken sind aber ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Erdgas liefern die Tabellen 23 bis 29 im Anhang.

3.4 Kohle

Unter den fossilen Energierohstoffen ist Kohle der Energierohstoff mit den bei weitem größten globalen Reserven und Ressourcen. Mit einem Anteil von 30 % (Hartkohle 28,4 %, Weichbraunkohle 1,6 %) am globalen PEV war Kohle im Jahr 2014 hinter Erdöl der zweitwichtigste Energieträger (nach BP 2015). Zu der weltweiten Stromerzeugung trug Kohle in 2013 mit einem Anteil von 40,4 % bei und damit mehr als jeder andere Energieträger (IEA 2015a).

Die Kohlegesamtressourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr geringfügig. Ende 2014 waren weltweit Kohlereserven in Höhe von 985 Gt nachgewiesen, die sich auf 699 Gt Hartkohle (plus 1,5 %) und 286 Gt Weichbraunkohle (plus 2,2 %) verteilen. Die Erhöhung der Weichbraunkohlereserven basiert auf erweiterten geologischen Erkenntnissen und daraus resultierenden Neubewertungen vor allem in der Türkei (nach EDIGERA et al. 2014, TKI 2015). Die Kohleressourcen erhöhten sich geringfügig auf 22.132 Gt (plus 0,2 %) sowohl aufgrund von Explorationstätigkeiten als auch aufgrund von Neubewertungen.

Die Welt-Kohleförderung nahm erstmals im neuen Millennium gegenüber dem Vorjahr leicht ab und belief sich im Jahr 2014 auf rund 8.176 Mt. Dies entspricht einer Verringerung von 1 % gegenüber dem Vorjahr. Davon entfielen 7.153 Mt (minus 0,8 %) auf Hartkohle und 1.023 Mt (minus 2,9 %) auf Weichbraunkohle.

Im Gegensatz zu konventionellem Erdöl und Erdgas sind Kohlevorkommen und deren Produktion auf viele Unternehmen und Staaten verteilt. Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle liefern die Tabellen 30 bis 41 im Anhang.

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

Hartkohle

Die regionale Verteilung der Hartkohlereserven, -ressourcen und der geschätzten kumulierten Produktion ab 1950 ist in Abbildung 17 dargestellt. Über das größte verbleibende Potenzial an Hartkohle verfügt die Region Austral-Asien mit 7.521 Gt, gefolgt von Nordamerika mit 6.872 Gt und der GUS mit rund 3.003 Gt. Über die weltweit größten Hartkohlereserven verfügen die USA mit 223 Gt (31,9 % Weltanteil). Die VR China folgt mit rund 124 Gt (17,8 %) vor Indien mit rund 86 Gt (12,2%). Danach folgen Russland (10 %), Australien (8,9 %) und die Ukraine (4,6 %). Die bis Ende 2018 subventioniert förderbaren Mengen (Reserven) Deutschlands betragen rund 0,02 Gt Hartkohle. Bei den Ressourcen verfügen allein die USA mit 6.458 Gt über 36,5 % der weltweiten Hartkohleresourcen, gefolgt von China (30,1 %) und Russland (15 %).

Die drei größten Hartkohleförderer in 2014 waren China mit einem Anteil von 52,1 % (3.725 Mt), die USA (11,7 %) und Indien (8,6 %). Während Indien und die USA ihre Produktion um 8,3 % (Indien) beziehungsweise 1,4 % (USA) steigern konnten, sank die Förderung in China (minus 2,6 %). Auf die Europäische Union (EU-28) entfällt mit derzeit noch 106 Mt ein Anteil von 1,5 % an der globalen Hartkohleförderung.

Mit rund 1.340 Mt wurde 2014 etwa 19 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon 1.187 Mt seewärtig (VdKi 2015a). Damit belief sich das weltweite Handelsvolumen von Hartkohle auf dem Niveau des Vorjahres. Indonesien dominierte den Hartkohleweltmarkt mit Exporten in Höhe von 408 Mt (30,5 %), gefolgt von Australien (28,9%) und Russland (11,3 %).

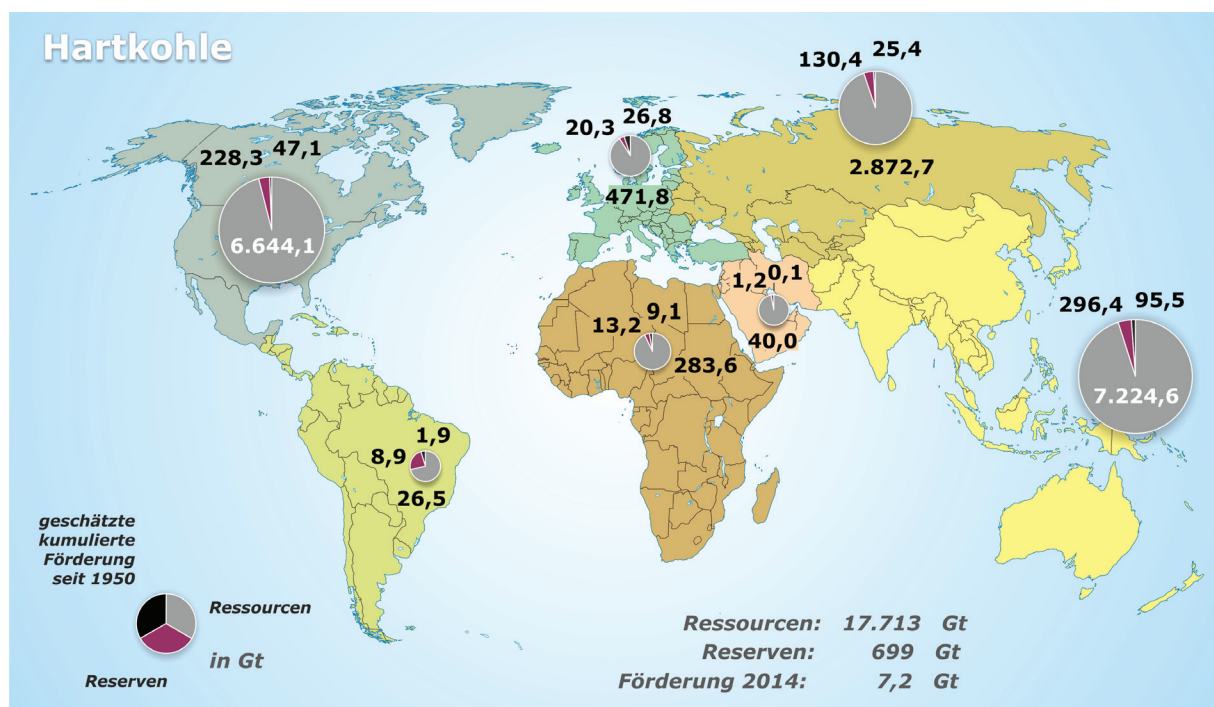


Abbildung 17: Gesamtpotenzial Hartkohle 2014 (18.412 Gt): Regionale Verteilung.

Die höchsten Hartkohleimporte verzeichneten China, Japan und Indien mit einem Volumen von zusammen rund 694 Mt (52 %). China verringerte 2014 seine Importe gegenüber dem Vorjahr (327 Mt) um 11 % auf nunmehr 291 Mt. Damit entfiel 2014 rund ein Fünftel der globalen Hartkohleimporte auf China. Indien, das 2014 seine Importe signifikant um rund ein Viertel auf 215 Mt ausgeweitet hat, verdrängte Japan – wesentlich früher als von vielen Marktbeobachtern erwartet – auf den dritten Rang. Japan verringerte seine Importe geringfügig um 2 % gegenüber dem Vorjahr auf rund 188 Mt. Wie schon in den Vorjahren dominiert Asien den globalen Hartkohleimport-Markt mit einem Anteil von mittlerweile rund 73 %. Mit 209,6 Mt entfiel nur noch rund ein Sechstel der weltweiten Hartkohleimporte auf die Europäische Union (EU-28), die damit rund zwei Drittel ihres Hartkohlebedarfs deckt.

Die nordwesteuropäischen jahresdurchschnittlichen Spotpreise für Kraftwerkskohlen (Häfen Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen; cif ARA) verringerten sich von 95,52 USD/t SKE im Jahr 2013 um rund 8 USD/t SKE (minus 8 %) auf 87,83 USD/t SKE im Jahr 2014 (VDKI 2015b). Bis zum Oktober 2015 setzte sich dieser Trend nahezu kontinuierlich bis auf 60,55 USD/t SKE fort. Wie bereits im Vorjahr verringerten sich die Importpreise für Kraftwerkskohlen aufgrund eines weiterhin und voraussichtlich mittelfristig anhaltenden Überangebotes auf dem Weltmarkt. Wie auch im Vorjahr verringerten sich nach vorläufigen Schätzungen die europäischen Kohleimporte 2014 geringfügig um rund 2 %.

Die Verringerung der Koks kohlenpreise setzte sich 2014 und 2015 ebenfalls fort. Die Preise fielen von rund 133 USD/t im Januar 2014 auf rund 114 USD/t im Dezember 2014 und im Oktober 2015 beliefen sie sich dann auf nur noch rund 81 USD/t (VDKI 2015a, IHS ENERGY 2015).

Infolge der weiter gesunkenen Kohleweltmarktpreise kam es auch 2014 zu Schließungen von Gruben mit hohen Produktionskosten, vorrangig in den USA, Australien und China. Gleichzeitig reagierte die Produzentenseite mit weiteren Kostensenkungsmaßnahmen (Entlassungen und Produktivitätssteigerungen) auf die veränderten Weltmarktpreise. Die Schließung von Kohlegruben weltweit mangels Wirtschaftlichkeit dürfte allerdings auch 2014 noch nicht ihren Höhepunkt erreicht haben.

China, welches seine Kohle-Produktionskapazitäten seit dem Beginn des neuen Millenniums mehr als verdreifacht hat, verringerte seitdem erstmals nachfragebedingt seine Hartkohleförderung um fast 3 % gegenüber dem Vorjahr. Nach Angaben der China National Coal Association (CNCA) produzierten im Jahr 2014 52 Kohlefirmen jeweils mehr als 10 Mt Kohle (China Coal Resource 2015a). Die Gesamtkohleförderung dieser 52 Firmen belief sich auf rund 83 % der chinesischen Kohleförderung. Neun von diesen 52 Kohlefirmen produzierten 2014 sogar mehr als 100 Mt (Tab. 2).

Mittlerweile vereint China mehr als die Hälfte des globalen Hartkohlebedarfs auf sich und treibt die Restrukturierung des Kohlesektors und dabei insbesondere die Schließung von kleinen Gruben mit geringen Produktionskapazitäten (< 90 kt/a) und vergleichsweise vielen (tödlichen) Unfällen voran. So wurden 2014 mehr als 1.100 und 2015 sollen laut Plan mehr als 2.000 solcher Gruben geschlossen werden. Dadurch soll die Anzahl chinesischer Kohlegruben nach Regierungsplänen bis 2016 auf rund 10.000 gesenkt werden (CHINA DAILY 2014). Trotz der Überkapazitäten auf dem chinesischen Kohlesektor schwächt sich der Ausbau neuer Förderkapazitäten gegenüber den Vorjahren derzeit allerdings nur vergleichsweise geringfügig ab (CHINA COAL RESOURCE 2015b). Für

Tabelle 2: Die größten chinesischen Kohlefirmen nach Fördermenge (CNCA 2015)

Rang	Firma	Förderung 2014 [Mt]
1	Shenhua Group	473,51
2	China National Coal Group	183,04
3	Datong Coal Mine Group	167,54
4	Shandong Energy Group	139,26
5	Shaanxi Coal & Chemical Industry Group	127,12
6	Shanxi Coking Coal Group	107,00
7	Yankuang Group	102,12
8	Jizhong Energy Group	102,00
9	Henan Coal Chemical Industry Group	101,86
10	Shanxi Lu'an Mining Group	90,18

2015 gehen vorläufige Schätzungen des chinesischen National Bureau of Statistics (NBS) von einer weiteren nachfragebedingten Reduzierung der chinesischen Kohleförderung aus (CHINA COAL RESOURCE 2015c) – bei gleichzeitig verringerten Importen.

Die USA förderten 2014 geringfügig mehr Kohle als im Vorjahr. Allerdings verringerten sich im Zeitraum von 2008 bis 2013 die Anzahl der aktiven Kohlegruben um 397 auf 1.032 (EIA 2015a, EIA 2015b). Zudem meldeten im Laufe des Jahres 2015 drei große US-amerikanische Kohlefirmen – Alpha Natural Resources, Arch Coal und Walter Energy – Konkurs an. Bereits seit einigen Jahren erwächst der US-Kohleindustrie auf dem heimischen Markt mehr Konkurrenz insbesondere durch günstiges Erdgas (Schiefergas). Des Weiteren droht mehreren Kohlekraftwerken aufgrund von strengeren Umweltauflagen wie beispielsweise den Mercury and Air Toxics Standards (EPA 2015) oder dem Clean Power Plan (White House 2015) kurz- bis mittelfristig die Schließung. Laut eines Szenarios der EIA (2015c) könnten dadurch bis 2040 rund 90 GW an Kohlekraftwerkskapazitäten wegfallen – der weit überwiegende Teil davon bereits bis 2021. Zusätzlich zu den Absatzschwierigkeiten auf dem heimischen Markt verringerten sich in den vergangenen Jahren auch die US-Kohleexporte, da durch die sinkenden Kohle-Weltmarktpreise der Export für die US-Kohleproduzenten zunehmend an Attraktivität verliert. Vor diesem Hintergrund ist es nachvollziehbar, dass die vorläufigen Schätzungen für 2015 auf eine signifikante Reduzierung der US-amerikanischen Kohleförderung in der Größenordnung von fast 9 % gegenüber dem Vorjahr (EIA 2015d) hindeuten.

Von den drei großen Kohleförderländern konnte 2014 nur Indien seine (Hart-)Kohleförderung signifikant erhöhen. Mit Blick auf die im Frühjahr 2015 angekündigten Pläne der indischen Regierung, dürfte auch in den kommenden Jahren mit einer Steigerung der indischen Kohleförderung zu rechnen sein. Allerdings erscheint das von der indischen Regierung anvisierte Förderziel von 1,5 Gt (Gesamtkohle) in 2020 – was in etwa der 2,3-fachen Fördermenge von 2014 entspricht – sehr ambitioniert, insbesondere auch unter Berücksichtigung der vergleichsweise schleppenden Erhöhung der Förderung in den vergangenen Jahren. Mit rund 1 Gt soll der überwiegende Teil des Förderziels durch die Ausweitung der Förderung beim staatlichen Kohleproduzenten Coal India Limited (CIL) erreicht werden (IEA 2015b, EIA 2015e). CIL hat dazu im Frühjahr 2015 eine Roadmap (CIL 2015) veröffentlicht, die aufzeigt, wie die Produktionssteigerungen umgesetzt werden sollen. Sollte Indien sein für 2020 gestecktes Förderziel erreichen und somit den zukünftigen Kohlebedarf nahezu vollständig aus heimischen Kohlelagerstätten decken können, würde daraus eine

entsprechende Verringerung von indischen Kohleimporten resultieren. Dies würde sich negativ auf den Weltkohlemarkt auswirken, da derzeit noch viele Kohleexporteure davon ausgehen, dass ein steigender Importbedarf Indiens insbesondere die Verringerung der chinesischen Kohleimporte ausgleichen könnte (IEA 2015b). Zudem würde Indien die USA innerhalb weniger Jahre als zweitgrößten Kohleproduzenten ablösen.

Weichbraunkohle

Nordamerika verfügt mit rund 1.519 Gt über das größte verbleibende Potenzial an Weichbraunkohle, gefolgt von der GUS (1.389 Gt, inklusive Hartbraunkohle) und Austral-Asien (1.376 Gt) (Abb. 18). Von den 2014 weltweit bekannten 286 Gt an Weichbraunkohlereserven lagern mit 90,7 Gt (inkl. Hartbraunkohle) rund ein Drittel in Russland (31,7 % Weltanteil), gefolgt von Australien (15,4 %), Deutschland (12,7 %), den USA (10,7 %) und der Türkei (4,4 %). Die USA verfügen mit rund 1.368 Gt (31 % Weltanteil) über die größten Weichbraunkohleressourcen vor Russland (29,2 %, inkl. Hartbraunkohle) und Australien (9 %). Aus nur 11 von 37 Förderländern wurden 2014 gut 83 % der Welt-Weichbraunkohleförderung in Höhe von 1.023 Mt erbracht. Deutschland, welches gegenüber dem Vorjahr die heimische Förderung um rund 3 % verringerte, war mit einem Anteil von 17,4 % (178 Mt) der größte Weichbraunkohleproduzent vor China (14,2 %) und den USA (7 %).

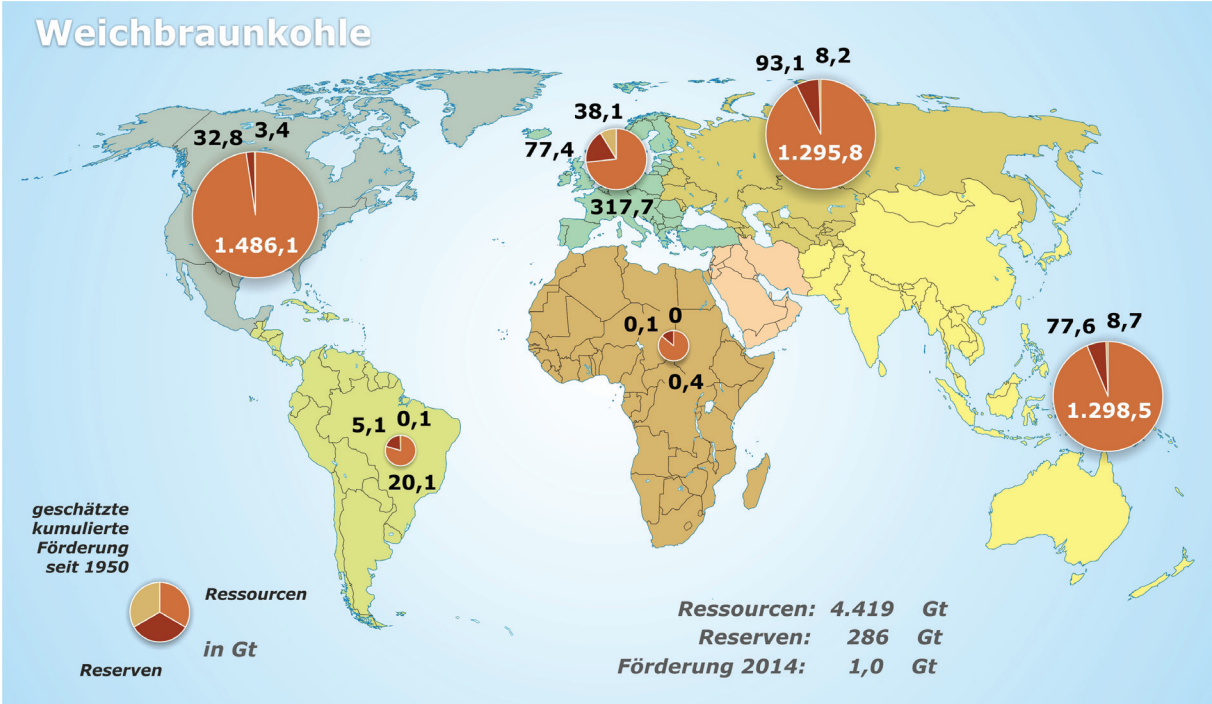


Abbildung 18: Gesamtpotenzial Weichbraunkohle 2014 (4.705 Gt): Regionale Verteilung.

3.5 Kernbrennstoffe

Uran

In Deutschland verliert die Kernenergie zunehmend an Bedeutung, bleibt aber aus globaler Sicht weiterhin ein begehrter Energieträger von hoher Relevanz. In Europa wird die Nachfrage nach Uran zukünftig voraussichtlich weiter sinken, aber vor allem in Asien und im Nahen Osten ist mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. Auch für die Regionen Nordamerika, Lateinamerika und Afrika wird ein moderater Anstieg des Uranbedarfs in den kommenden Dekaden erwartet (IAEA 2015a; OECD-NEA/IAEA 2014).

Die globalen Uranressourcen sind mit 13,4 Mt sehr umfangreich und gegenüber dem Vorjahr geringfügig um rund 83 kt gewachsen. Zuwächse sind vor allem auf die Überführung von Vorräten aus niedrigeren in höhere Kostenkategorien zurückzuführen. Hauptsächlich die erneute Evaluierung von gesicherten Ressourcen in Kanada ist hierfür ausschlaggebend. Explorationsbemühungen der letzten Jahre trugen nur noch untergeordnet zu einem Anstieg bei. Hier sind vor allem Zuwächse in Kasachstan und Finnland zu verzeichnen. Minderungen von Ressourcen ergaben sich aufgrund der Überführung von Vorräten aus höheren Kostenkategorien in niedrigere. Maßgeblich hierfür ist die Überführung von Ressourcen in Reserven in der Ukraine. Weitere Reduzierungen der spekulativen Ressourcen wie in den vergangenen Jahren, sind nicht zu verzeichnen. In 2013 veröffentlichten Argentinien, Brasilien, Iran, Indien und Vietnam erstmalig keine Daten mehr zu spekulativen Ressourcen. Bedeutende Förderländer wie Kasachstan, Russland, Südafrika und die USA geben seit 2009 sowie Australien schon seit über 15 Jahren keine Angaben mehr zu spekulativen Ressourcen bekannt. Angesichts dieser meldebedingten Unsicherheiten sind die Ressourcenangaben in dieser Studie als konservativ anzusehen.

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 (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 wieder (BGR 2014). Die Produktionskosten vieler Abbaue liegen derzeit über dem Marktpreis, und rund ein Drittel der aktiven Uranminen produzieren unwirtschaftlich (WNN 2015). Australien, als eines der größten Uranförderländer der Welt, gewinnt Uran auch zu höheren Kosten und weist Uranreserven über 80 USD/kg U aus (Tab. 44 im Anhang). Im Sinne des konservativen Ansatzes der 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, selbst dann, wenn diese schon abgebaut werden.

Bei den Uranreserven ergeben sich nach den gravierenden Änderungen im Berichtsjahr 2013 aufgrund von Neubewertungen (BGR 2014), kaum Änderungen gegenüber dem Vorjahr. In den vergangenen Jahren wurden bereits in Ländern mit hohen Gewinnungskosten die Reserven in höheren Kostenkategorien ausgewiesen. Der Wegfall der australischen Reserven (rund 962.000 t U) in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U in 2013 führte zu einer deutlichen Reduzierung der globalen Uranreserven (BGR 2014). Auch zahlreiche weitere Länder überführten große Teile ihrer Reserven in die Kostenkategorie < 130 USD/kg U (vgl. BGR 2014). Die derzeitigen Uranreserven in der

Kostenkategorie < 80 USD/kg U belaufen sich auf 1,2 Mt (2013: 1,2 Mt). Rund 96 % der Reserven befinden sich in nur elf Ländern, angeführt von Kanada, gefolgt von Kasachstan und Brasilien. In diesen drei Ländern befinden sich nach aktuellem Datenstand über die Hälfte der Weltreserven an Uran (Abb. 19).

Die globale Uranproduktion fiel 2014, erstmalig seit 2007, gegenüber dem Vorjahr um 6 % auf 56.218 t U. Ausschlaggebend sind höhere Förderkosten bei gleichbleibendem niedrigem Spotmarktpreises, die einige Minen bis zur Einstellung ihrer Produktion zwangen. Rund 85 % der Weltproduktion wurden von nur sechs Ländern erbracht. Größter Förderer war erneut Kasachstan. Mit 23.127 t U steigerte das Land gegen den allgemeinen Trend erneut seine Produktion (2013: 22.567 t U) und förderte damit allein über 41 % des globalen Urans. Die kasachische Produktion wuchs seit 2006 um 430 %. Kanada, Australien, Niger, Namibia und Russland erbrachten insgesamt weitere 44 % der Weltförderung. Die Uranproduktion konzentrierte sich wie in den Vorjahren auf einige wenige große Konzerne. So wurden 2014 rund 83 % der Weltproduktion von lediglich acht Bergbaugesellschaften erbracht. Über die Hälfte des weltweit geförderten Urans entfällt auf die drei Konzerne Kazatomprom (Kasachstan) mit 25 % Weltanteil, Cameco (Kanada) mit 16 % und ARMZ/Uranium One (Russland/Kanada) mit 12 %. Größte Einzelproduktionsstätte blieb weiterhin McArthur River, Kanada (7.356 t U, 13 % der Weltproduktion), gefolgt von Tortkuduk und Myunkum, Kasachstan (4.322 t U, 8 %), Olympic Dam, Australien (3.351 t U, 6 %) und Somair, Niger (2.085 t U, 4 %).

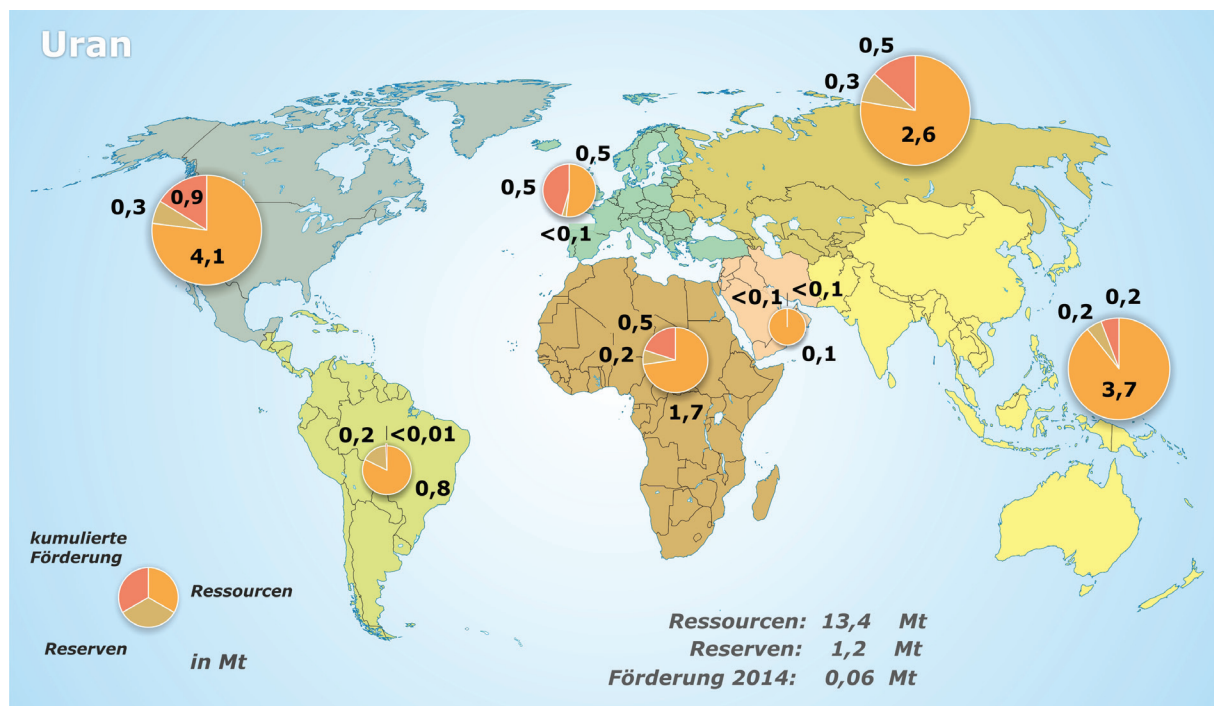


Abbildung 19: Gesamtpotenzial Uran 2014: Regionale Verteilung.

Auch bei den Uranverbrauchern zeigt sich eine in ihrer Konzentration ähnlich geringe Diversifizierung. So wird das geförderte Uran zum größten Teil von nur sehr wenigen Ländern verbraucht. Über die Hälfte des globalen Uranbedarfs entfällt auf die drei Länder USA, Frankreich und China. Der weltweite Bedarf an Uran belief sich für 2014 auf 65.908 t U (ein leichtes Plus von 840 t U im Vergleich zu 2013). Ein Zuwachs war in Japan zu verzeichnen. Zwar fiel der japanische Uranbedarf von 4.636 t U in 2012 auf 366 t U in 2013, erhöhte sich aber im Berichtsjahr 2014 angesichts der geplanten Wiederanführung von japanischen Reaktoren in 2015 wieder auf 2.119 t U (Tab. 47 im Anhang). Auch der Neustart von 3 Reaktoren in China sowie jeweils einem in Argentinien und Russland trugen zu den Zuwächsen bei. Durch die Abschaltung von acht Kernkraftwerken in Deutschland 2011 verringerte sich der Uranbedarf und lag 2014 wie im Vorjahr bei 1.889 t U (Kap. 2).

Weltweit wird Uran hauptsächlich über langfristige Lieferkontrakte gehandelt. Uranlieferungen an die Mitgliedsstaaten der EU lagen 2014 bei 14.751 t U (minus 2.272 t U oder 13,4 %). Der Anteil von Lieferungen aus Spotmarkt-Verträgen lag bei lediglich 3,5 % (ESA 2015). Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen. Der seit 2011 bestehende Trend fallender Uranpreise (Stand Januar 2011: 188 USD/kg U), ausgelöst durch die Folgen der Reaktorunfälle in Fukushima mit der Abschaltung von 48 Reaktoren in Japan und 8 Reaktoren in Deutschland, setzte sich auch im dritten Jahr in Folge fort. So fielen im Jahresverlauf 2014 die Spotmarktpreise von 92 USD/kg U auf 74 USD/kg U binnen eines halben Jahres und stiegen anschließend nur auf das Niveau vom Jahresbeginn (92 USD/kg).

Der Uranpreis hat an den Stromproduktionskosten nur einen geringen Anteil (WNA 2014a), ist aber für die Entwicklung von neuen Explorations- und Abbauprojekten maßgebend. In vielen Explorationsprojekten wurden Investitionen gestoppt oder reduziert. Die Zahl der ruhenden oder verzögert fortgeführten Projekte steigt. Trotz gestiegener Förderkosten profitieren viele Uranproduzenten noch von bestehenden Langzeitverträgen, die meist eine höhere Preisgarantie beinhalten.

Mittel bis langfristig ist weltweit eine steigende Nachfrage zu erwarten, wenn auch nicht so stark wie noch vor Jahren prognostiziert (IAEA 2015a). Besonders der steigende Energiebedarf in Asien wird voraussichtlich einen wachsenden Uranbedarf zur Folge haben. Auch in Europa wird Uran als Energierohstoff langfristig weiterhin Bestand haben, trotz des zu erwartenden langfristigen Rückgangs der Nachfrage aufgrund des Kernenergieausstiegs in Deutschland und des Stopps der Ausbaupläne in Italien, Schweiz und Belgien. So setzen Länder wie Finnland, Frankreich, Großbritannien, Rumänien, Russland, Schweden, die Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien und Ungarn auf Kernenergie als einen wichtigen Teil ihres nationalen Energiemixes. Polen plant den Bau eines ersten Kernkraftwerkes bis 2025. Auch in der Türkei sollen zwei erste Reaktoren mit Hilfe Russlands und Frankreichs bis 2023 gebaut werden.

Ende 2014 befanden sich 70 Kernkraftanlagen in 15 Ländern im Bau, darunter in China (26), Russland (9), Indien (6), USA (5), Südkorea (5), Vereinigte Arabische Emirate (3), Slowakei (2), Japan (2), Pakistan (2), Taiwan (2), Ukraine (2), Weißrussland (2), Argentinien (1), Brasilien (1), Finnland (1) und Frankreich (1). Weitere 125 Kernkraftwerke befinden sich weltweit in der Planungs- bzw. in der Genehmigungsphase. Stilllegungen gab es in Japan (1) sowie in Spanien (1). Seit der Nutzung von Kernreaktoren wurden 150 Reaktoren weltweit stillgelegt (Stand Dezember 2014). Davon wurden 15 Reaktoren (inkl. Forschungsreaktoren und Prototypen) vollständig zurückgebaut

(WNA 2015e). In Europa wurden vier Stilllegungsprojekte vollständig abgeschlossen, davon allein drei in Deutschland (BfS 2015). Neu in Betrieb genommen wurden drei Kernkraftwerke in China sowie jeweils eins in Argentinien und Russland. Von den 2014 weltweit 438 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken mit einer Gesamt-Nettoleistung von 376 GW_e (IAEA 2015b) wurden rund 65.908 t Natururan verbraucht. Der Hauptteil davon stammte mit 56.218 t aus der Bergwerksproduktion.

Die Welt-Bergwerksförderung von Uran lag in den vergangenen fünf Jahren zwischen 53.663 t U und 56.218 t U, bei einem jährlichen Verbrauch von über 60.000 t U. Die Differenz aus jährlichem Bedarf und Primärproduktion wurde aus zivilen und militärischen Lagerbeständen, insbesondere von Russland und den USA, gedeckt. Diese Bestände wurden aus der Überproduktion von Uran im Zeitraum von 1945 bis 1990 sowohl in Erwartung eines steigenden zivilen Verbrauches als auch unter militärischen Gesichtspunkten angelegt. Insbesondere die militärischen Bestände wurden sukzessive abgebaut. Grundlage dafür waren die 1992 zwischen den USA und Russland geschlossenen START-Verträge, hoch angereichertes Waffenuran (HEU) in niedrig angereichertes Uran (LEU) umzuwandeln. In einem Zeitraum von 20 Jahren wurden 500 t russischen HEUs – dies entspricht der Menge von rund 20.000 Sprengköpfen – in 14.446 t LEU umgewandelt (WNA 2014b). Beide Staaten initiierten bereits 2010 einen NEW-START Vertrag zur Abrüstung weiterer Atomwaffen, um diese zivil 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 Kernwaffen zur Verfügung. Eine weitere Quelle für Uran ist die Wiederaufarbeitung von Brennelementen. Hier wird aktuell von Seiten der Industrie an der Effizienzerhöhung von wieder aufbereitetem Material gearbeitet. Insbesondere die Nutzungsdauer von Material (Wiederverwertbarkeit) sowie stoffliche Verbesserung (Ressourcenschonung) stehen im Fokus. Der Prozess der Wiederaufbereitung ist nicht unumstritten. So entstehen nach dem ersten Brennstoffzyklus (Kernspaltung) Folgeprodukte (u. a. Plutonium), die um ein Vielfaches höhere toxische und radioaktive Eigenschaften haben und eine Weiterverarbeitung erschweren beziehungsweise kostenintensiver machen. Derzeit nutzen rund 8 % der weltweit operierenden Kernreaktoren wiederaufbereitetes Material (sog. MOX-Brennstoffe) (OECD-NEA/IAEA 2014).

Aus geologischer Sicht steht ein ausreichendes Potenzial zur Verfügung, um eine langfristige weltweite Versorgung mit Uran gewährleisten zu können. Die aktuelle Reduzierung von Explorationsprojekten ist ausschließlich den temporären wirtschaftlichen Bedingungen geschuldet. Die Entwicklung neuer Abbauprojekte wird aber zunehmend zeit- und kostenintensiver. Betrug die Entwicklung einer Lagerstätte in den 1970er Jahren durchschnittlich fünf bis sieben Jahre sind es heute fünfzehn bis zwanzig Jahre (URAM 2014). Jedoch sind kostenintensivere konventionelle Abbaumethoden (Tagebau, Untertagebau) rückläufig. Das sogenannte In-Situ Leaching (ISL) ist mit einem Anteil von 51 % der Uranproduktionsmethoden führend. Die durchschnittlichen Gewinnungskosten liegen hier unter 80 USD/kg U (Stand: 2014).

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches sowie der Reserven und Ressourcen an Uran liefern die Tabellen 42 bis 47 im Anhang.

Thorium

Thorium gilt aus wissenschaftlicher Sicht als mögliche Alternative zum Uran. Derzeit wird es aber nicht für die Energieerzeugung genutzt. Weltweit sind keine mit Thorium gespeisten kommerziellen Reaktoren in Betrieb. 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. 6–10 g/t). Für 2014 werden gut 6,35 Mt Ressourcen ausgewiesen.

3.6 Tiefe Geothermie

Die Geothermie wird zu den erneuerbaren Energieträgern gezählt, da die Abnahme der im Erdinneren vorhandenen Erdwärme, in Relation zu menschlichen Zeiträumen vernachlässigbar ist. Obwohl die Geothermie ein riesiges Energiepotenzial hat, wird sie bislang nur wenig ausgeschöpft. Anlässlich des World Geothermal Congress (WGC) werden alle fünf Jahre länderspezifisch Daten zur geothermischen Nutzung veröffentlicht, wobei die aktuelle Datengrundlage von den einzelnen Ländern zur Verfügung gestellt wird und unterschiedlicher Qualität ist. Die Zahlen des vorliegenden Berichtes beruhen auf dieser derzeit aktuellsten und umfassendsten Datenbasis mit Stand 2014, die für den WGC 2015 veröffentlicht wurde. Im Berichtsjahr 2014 wurden weltweit 237 TWh gewonnen, davon 163 TWh_{th} thermisch (LUND UND BOYD 2015), und 73 TWh_e elektrisch (BERTANI 2015). Letzteres wird aus 12,6 GW_e installierter Kapazität gewonnen und entspricht etwa 0,3 % des gesamten weltweit erzeugten Stroms. Insgesamt gingen weltweit 21 neue geothermische Kraftwerke in 2014 mit einer installierten Kapazität von rund 610 MW in Betrieb. Die Geothermie ist damit weiter auf Wachstumskurs, mit ähnlich hohen Zuwachsraten wie in 2013 (GEA 2015). Den Großteil der Stromversorgung decken mit etwa 72 % an installierter Kapazität weiterhin nicht-erneuerbare Energierohstoffe (REN21 2015).

Global findet sich eine sehr differenzierte Lage zur Nutzung der Geothermie. Begünstigt sind Regionen, die über Hochenthalpielagerstätten verfügen. Länder, wie USA, Indonesien, Philippinen sind hier führend, da sie über bedeutende geothermische Anomalien verfügen, bedingt durch ihre geographische Nähe zu aktiven Plattenrändern. Langjährige positive Erfahrungen liegen in Europa zudem in Island und Italien vor. Nicht nur geologische Vorgaben, sondern auch staatenabhängige Ziele, Energieinfrastruktur, Wasserverfügbarkeit, Stand des technischen Wissens, Investitionsbereitschaft sowie politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen bestimmen die jeweilige Entwicklung. Global gibt es in 82 Ländern geothermische Projekte, davon produzieren 25 Länder geothermischen Strom, hierunter sind neun Staaten in Europa, davon sechs in der Europäischen Union. Im Bereich der Stromgewinnung sind die weltweit führenden Nationen weiterhin die USA mit 3.450 MW_e installierter Leistung. Dahinter folgen die Philippinen mit 1.870 MW_e, Indonesien und Mexiko unverändert mit 1.340 MW_e und 1.017 MW_e. Die europäischen Länder führt Italien mit 916 MW_e an. Global liegt es damit auf dem sechsten Platz, gefolgt von Island mit 665 MW_e. Umgerechnet auf die Einwohnerzahl erreicht Island den höchsten Wert. Seine installierte elektrische Kapazität erreicht 28 % und ist somit neben Wasserkraft mit 72 % die zweitwichtigste Energiequelle im Bereich der Stromversorgung. Der Anteil der Geothermie am Primärenergieverbrauch erreicht 68 %. Abbildung 20 gibt einen aktuellen Überblick über Tiefe Geothermie nutzende Länder weltweit (BERTANI 2015).

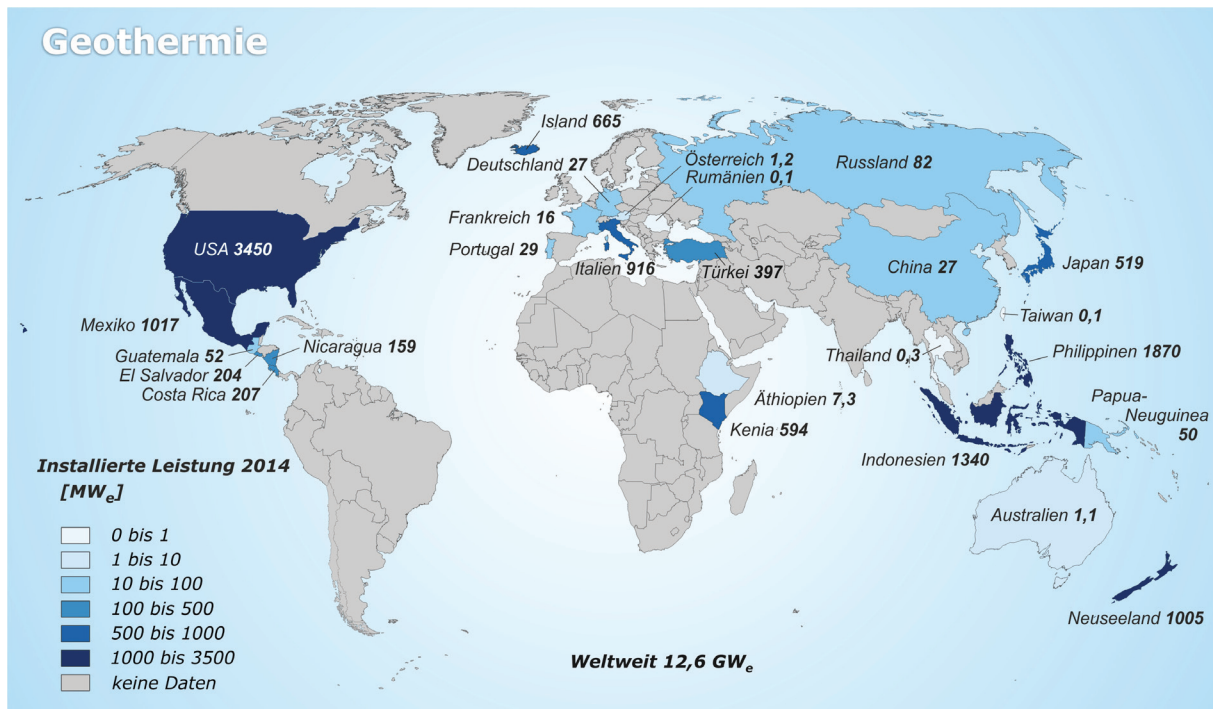


Abbildung 20: Länder, welche die Tiefe Geothermie zur Erzeugung von Elektrizität nutzen. Ende 2014 beträgt die installierte Kapazität weltweit 12,6 GW_e (BERTANI 2015).

Im Bereich der geothermischen Wärmenutzung ist eine klare Differenzierung zwischen Tiefer und Oberflächennaher Geothermie nicht immer eindeutig möglich. Während in Deutschland eine eindeutige Trennung beider Produktionsarten (Tiefe Geothermie: Bohrungen tiefer als 400 Meter, Temperaturen über 20 °C) erfolgt, wird in anderen Ländern oftmals zwischen Nutzungskategorien (Wärmepumpen, Beheizung von Gewächshäusern, industrielle Nutzung, Beheizung von Schwimmbädern, etc.) unterschieden.

Weltweit wird in 82 Ländern Geothermie zur Wärmegewinnung genutzt. In den vergangenen fünf Jahren kamen vier weitere Länder hinzu. Die installierte Kapazität betrug in 2014 insgesamt 70,3 GW_{th} und stieg somit um fast 45 % gegenüber dem Wert im Jahr 2010. Die Nutzung geothermischer Wärme lag im Laufe des Jahres 2014 bei etwa 163 TWh.

Ähnlich wie bei der Stromerzeugung aus der Tiefen Geothermie ist die direkte Nutzung thermaler Wässer regional sehr unterschiedlich verteilt (Abb. 21). Auch der Effizienzgrad der installierten Anlagen zeigt hohe Variationen. Der Kapazitätsfaktor (capacity factor oder load factor) gibt ein Maß für den tatsächlichen Betrieb im Vergleich zur installierten Kapazität. Dieser liegt mit 0,09 in Vietnam am niedrigsten und in Algerien mit 0,99 am höchsten. Deutschland liegt mit einem Wert von 0,22 leicht unter dem weltweiten Durchschnitt von 0,27. Die Ursachen für regionale Unterschiede bezüglich sowohl der installierten Kapazität wie auch des Kapazitätsfaktors sind komplex. Eine Rolle spielen geologische Gegebenheiten, vorhandene Energieinfrastruktur, Industrialisierungsgrad, politische Rahmenbedingungen, Akzeptanz der Bevölkerung, Verteilung und Art der Wärmeabnehmer. Die Bedeutung des letztgenannten Punktes kann am Beispiel der Niederlande gezeigt werden: Der energieintensive Industriezweig des Agrarbaus mit seiner jeweils lokalen Begrenzt-

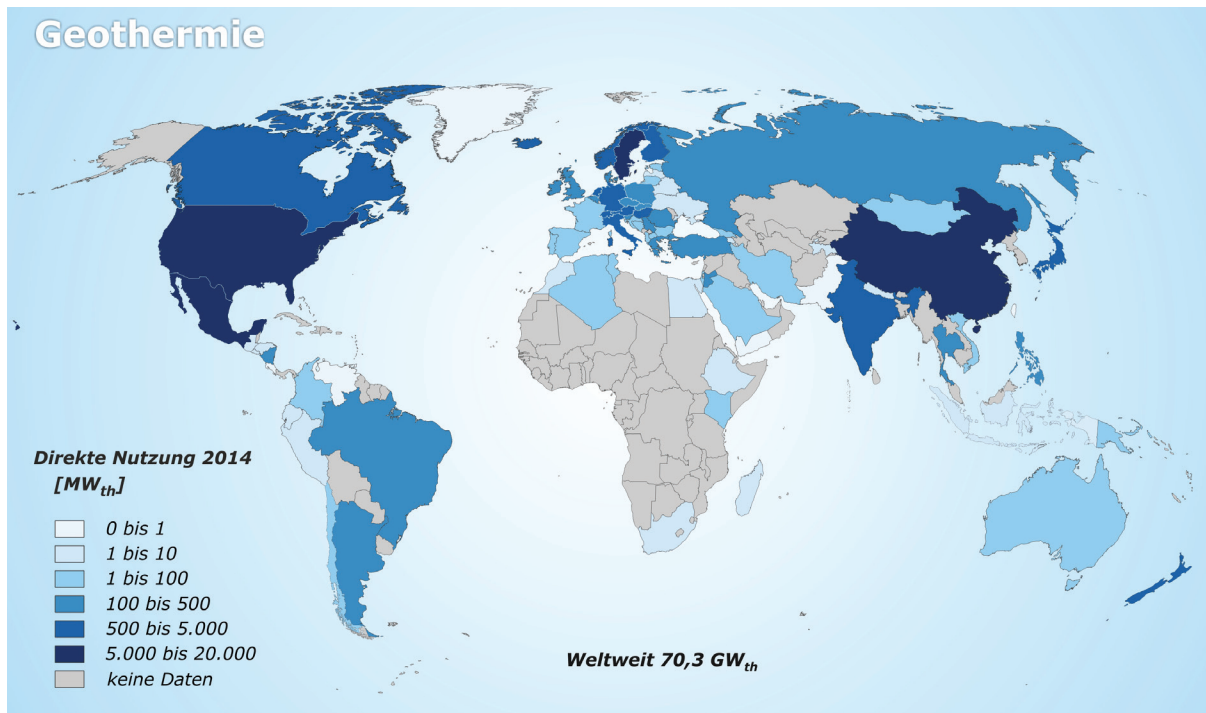


Abbildung 21: Länder, welche die Geothermie in Form von Wärme nutzen (direkte Nutzung). Ende 2014 beträgt die installierte Kapazität weltweit 70,3 GW_{th} (LUND UND BOYD 2015).

heit profitiert sowohl von der zeitlichen Konstanz der Energiebereitstellung für den Wärmebedarf der Treibhäuser als auch von den relativ geringen und relativ gut abschätzbaren Betriebskosten der regenerativen Energiequelle.

Deutschland liegt derzeit mit knapp 2850 MW_{th} installierter Kapazität auf Platz vier, hinter den USA, China und Schweden (LUND UND BOYD 2015). Die direkte Nutzung erfolgt über Thermalwässer, zumeist jedoch über Wärmepumpen. Ende 2013 waren circa 286.000 Wärmepumpen sowohl für Gebäude der Industrie, der Öffentlichkeit als auch private Haushalte installiert. Insgesamt ist ein Zuwachs von etwa 8 % im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen (WEBER et al 2015). Den Nachteilen (hohe Investitionskosten und -dauer, hohes Fündigkeitsrisiko) stehen die Vorteile (grundlastfähig, geringe Schwankungen in den Betriebskosten, umweltverträglich, CO₂- und abgasarm, geringer Platzbedarf an der Oberfläche) gegenüber. Der wirtschaftliche Erfolg der zumeist regionalen Lösungen wird von der räumlichen und zeitlichen Energieabnahme der Verbraucher determiniert. Beispielsweise können Neubausiedlungen und Schwimmbäder die nötige Grundabnahme über das gesamte Jahr gewährleisten, beziehungsweise die Einspeisung in ein (vorhandenes) Fernwärmenetz ist von Vorteil. So plant die Stadt München bis zum Jahr 2040 ihren gesamten Wärmebedarf aus regenerativen Energiequellen zu decken. Zur Erreichung dieses Zieles ist auch ein erheblicher Ausbau der Geothermie vorgesehen.

Maßgebend für den weiteren Ausbau weltweit werden die Entwicklung der Kosten im Vergleich zu anderen Energieträgern sein sowie die jeweilige geologische und geopolitischen Situation. Bis zum Jahr 2050 geht die IEA (2011) von einem weltweiten Anwachsen der Geothermie auf 1.400 TWh_e pro Jahr für elektrische Energie und 1.600 TWh_{th} pro Jahr für thermische Energie voraus. Dies

entspricht jeweils einem Anteil an der Weltproduktion von 3,5 % bzw. 3,9 %. Der IPCC (2011) prognostiziert ähnliche Zahlen: Bis zum Jahr 2050 könnte die Geothermie danach 3 % des weltweiten Strombedarfs und 5 % des weltweiten Wärmebedarfs decken. In Europa wird das ökonomische Potenzial für geothermisch produzierten Strom in 2050 auf insgesamt 4.160 TWh_e geschätzt.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen installierten Kapazitäten (elektrisch und thermisch) und Verbrauch (elektrisch) sowie dem technischen Potenzial (Ressourcen) der Tiefen Geothermie liefern die Tabellen 48 bis 50 im Anhang. Allgemein zeigt sich ein zunehmender Trend der Erdwärmenutzung.

Die Begriffe Ressourcen und Reserven sind in Bezug auf die Geothermie nur bedingt anwendbar. Für eine Bewertung geothermischer Potenziale wird dagegen häufig das sogenannte technische Potenzial zugrunde gelegt. Dieses ist definiert als die bei voller Implementierung derzeit gängiger Technologien erzielbare Energiemenge (EJ/Jahr) ohne wirtschaftliche oder sozioökonomische Einschränkungen (IPCC 2011). Das technische Potenzial entspricht nicht dem im Bereich fossiler Energierohstoffe üblichen Begriff der Reserven, welche nachgewiesene und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen beinhalten. Es lässt sich eher mit Ressourcen vergleichen. Im Bereich der Geothermie wird unter Ressource der Anteil des zugänglichen Energievorrats verstanden, der sich beim gegenwärtigen Stand der Technik dem Untergrund entnehmen und für den sich potenziell eine (zukünftige) wirtschaftliche Nutzung erwarten lässt (Schulz et al. 2013). Allgemein wird hierfür der Untergrund bis in maximal zehn Kilometer Tiefe betrachtet (IPCC 2011). Bisher erfolgt die Klassifizierung weltweit nicht einheitlich. Auf internationaler Ebene (UNECE) wird daher seit 2014 an einer standardisierten Klassifizierung geothermaler Reserven und Ressourcen gearbeitet.

3.7 Erneuerbare Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien stieg im Jahr 2014 sowohl im Transportsektor als auch zur Stromerzeugung weiter an und erreichte seinen bislang größten Anteil am weltweiten Primärenergieverbrauch.

Rund 13,5 % des globalen Primärenergieverbrauchs werden aus erneuerbaren Energien gedeckt (IEA 2015a, Abb. 11, Kap. 3). Über Dreiviertel entfallen auf die biogenen Energieträger, wobei der Hauptanteil mit rund 70 % auf fester Biomasse und im speziellen auf Brennholz beruht. Noch heute werden vor allem in Entwicklungsländern vorwiegend Holz und Holzkohle zur Energiegewinnung genutzt. Nach der Biomasse ist die Wasserkraft als weitere „klassische“ regenerative Energiequelle mit einem Anteil von rund 2,5 % am globalen Primärenergieverbrauch die zweitstärkste Kraft. Nur zu rund 1,3 % tragen die „modernen“ erneuerbaren Energien wie die Sonnen- oder Windenergie zur Deckung des globalen Primärenergieverbrauchs bei. Deren Ausbau verzeichnet aber in den letzten Jahren die höchsten Zuwachsraten.

Allein 2014 wurden fast 60 % der global neu installierten Stromerzeugungskapazitäten durch den Zubau von Erneuerbaren Energien erbracht. Auf dem Stromsektor ist vor allem die Windkraft, mit einem Zubau von 51 GW in 2014 auf insgesamt 370 GW maßgebend. Bei der Photovoltaik und Wasserkraft sind zusätzliche Kapazitäten von jeweils 39 GW und 37 GW in 2014 dazu gekommen.

Weltweit liegt die Kapazität zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei rund 1.800 GW (Abb. 22) (IEA 2015b, IRENA 2015). Im Vergleich dazu standen rund 404 GW (brutto) aus der Kernenergie 2014 global zur Verfügung. Hauptkraft der Erneuerbaren Energien ist mit rund 1.170 GW installierter Leistung (rund 64 %) die Wasserkraft, gefolgt von Windkraft (370 GW; 20%) und Photovoltaik (175 GW; 10%). China ist mit rund einem Viertel der global installierten Leistung (433 GW) an erneuerbaren Energien führend. Allein 301 GW entfallen in China auf Wasserkraft sowie weitere 115 GW auf Windkraft. In den USA (185 GW), Brasilien (96 GW) und Deutschland (93 GW) sind weitere 374 GW an erneuerbaren Energien installiert. Diese vier Länder decken knapp die Hälfte der weltweit installierten Leistung aus erneuerbaren Energien ab. Deutschland ist bei der Photovoltaik mit 38 GW installierter Leistung zur Stromgewinnung weltweit führend. Allein 2014 wurden 1,9 GW in Deutschland zusätzlich installiert. Den stärksten Zuwachs an Photovoltaik im Jahr 2014 verzeichnete China mit über 10 GW.

Die Bandbreite an erneuerbaren Energiequellen ist sehr groß. Sie umfasst die „klassischen“ regenerativen Energien feste Biomasse (z. B. Holz) und Wasserkraft sowie die „modernen“ erneuerbaren Energien Windenergie, Sonnenenergie, Geothermie (siehe Geothermie Kapitel), Gezeitenströme und verschiedene Formen von biogenen Rohstoffen. Die Nutzungsmöglichkeiten sind dabei nicht weniger vielseitig und umfassen die Stromgewinnung, Wärme- und Kältenutzung als auch Kraftstoffe im Verkehrs- und Transportsektor. Ein Großteil der erneuerbaren Energien wird zur Stromgewinnung genutzt.

Erneuerbare Energien

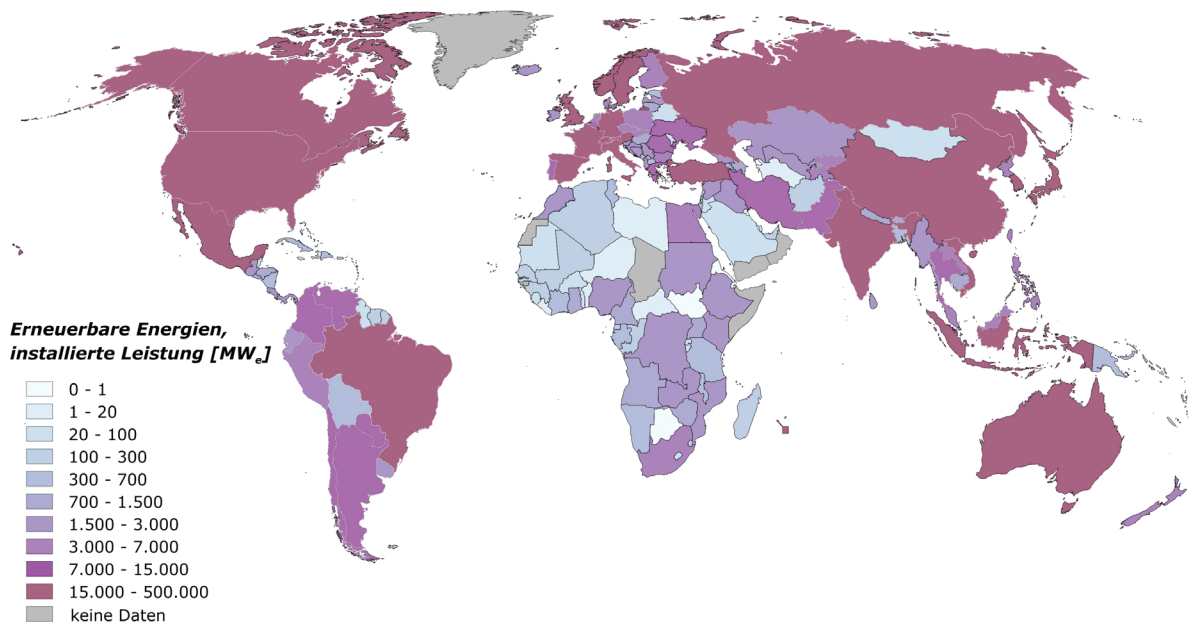


Abbildung 22: Gesamtpotenzial der installierten Leistung erneuerbarer Energien zur Stromgewinnung (1.800 GW): Regionale Verteilung (IRENA 2015).

Auch wenn der Zubau von Kapazitäten, vor allem aus der Windkraft und Photovoltaik, intensiv vorangetrieben wird, ist die Stromerzeugung aus diesen Quellen bislang vergleichsweise gering. Zwar beträgt der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien an der globalen Stromerzeugung bereits 22,8 %, aber auch hier ist mit rund 16,6 % (rund 73 % der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien) die Wasserkraft führend. Windkraft (3,1 %), Biomasse (1,8 %) und Photovoltaik (0,9 %) trugen 2014 insgesamt zu rund 6 % der Stromgewinnung bei (REN21 2015). Der zu erwartende weitere Zubau wird den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromgewinnung aber zukünftig weiter wachsen lassen. Hier sind neben den geographischen Voraussetzungen insbesondere die individuellen Strategien und Ziele der Staaten maßgebend dafür, welcher Entwicklungspfad zum Ausbau von erneuerbaren Energien eingeschlagen wird. So werden in Dänemark, Nicaragua, Portugal und Spanien bereits heute jeweils über 20 % des Strombedarfs durch Windenergie gedeckt (REN21 2015). Island deckt seinen Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien (71 % Wasserkraft; 28,9 % Geothermie; 0,04 % Windkraft) und über 60 % der Wärmenutzung; hier hauptsächlich Geothermie (IEA 2015a). In Deutschland wurden 2014 erstmalig über 26 % des Strombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt (AGEB 2015). Über die Hälfte des aus regenerativen Energien gewonnenen Stroms wurde, abweichend vom globalen Trend, aus Windkraft (56 Mrd. kWh; 9% des deutschen Strommixes) und Biomasse (43 kWh; 7% des deutschen Strommixes) gewonnen. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft war in Deutschland hingegen 2014 leicht rückläufig und trug zu 3,3 % zum deutschen Strommix bei. Grund hierfür sind hauptsächlich wetterbedingte Unterschiede der Niederschlagsmengen im Jahresvergleich. Drittstärkste Kraft unter den erneuerbaren Energien ist mit 34,9 Mrd. kWh erzeugten Stroms (5,7 % des deutschen Strommixes) die Photovoltaik (AGEB 2015).

Auch im Verkehrs- und Transportsektor gewinnen erneuerbare Energien in Form von Biokraftstoffen (Ethanol und Biodiesel) zunehmend an Bedeutung. Derzeit tragen Biokraftstoffe gemessen am globalen Endenergieverbrauch zu 0,8 % bei. Die globale Produktion hat sich dabei in den letzten 10 Jahren von rund 30 Mrd. Liter (2004) auf rund 128 Mrd. Liter (2014) mehr als vervierfacht (REN21 2015) und ein weiterer Anstieg ist zu erwarten. Bei der Produktion sind die USA und Brasilien führend. Über 70 % der Ethanolkraftstoffe und Biodiesel stammen aus diesen beiden Ländern. Die Produktion von Holzpellets zur Wärmegewinnung stieg von rund 4 Mio. t (2004) auf rund 24 Mio. t (2014). Europa und Nordamerika sind hierbei die maßgeblichen Produzentenregionen. Wurden in Europa (EU-28) 2004 noch rund 2 Mio. t Holzpellets produziert, waren es 2014 bereits rund 13 Mio. t (REN21 2015). Der Bedarf in Europa, aber auch in Asien ist in den letzten Jahren signifikant gestiegen (IEA 2015b) und kann aus eigener Förderung bereits kaum mehr gedeckt werden. Größter Exporteur dabei ist heute Nordamerika. Seit 2011 hat sich der Import von Holzpellets aus Nordamerika nach Europa vervierfacht (REN21 2015). Allein der Inlandsbedarf in Deutschland berechnet sich auf 1,8 Mio. t/a mit steigender Tendenz (2006: 470 kt) (DEPI 2015).

4 ENERGIEROHSTOFFE IM FOKUS (SONDERTHEMEN)

4.1 Förderungssteigernde Maßnahmen bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung – Aktueller Stand und Potenzial in Deutschland und weltweit

In vielen Ländern ist das Fördermaximum der konventionellen Erdöllagerstätten überschritten. Dazu gehören beispielsweise Russland (Fördermaximum im Jahr 1987), USA (1970), Großbritannien (1997) und auch Deutschland produziert heute nur noch 30 % der Erdölmenge des Maximums im Jahr 1968. Somit sind speziell für Länder mit weit ausgeförderten Lagerstätten Verfahren interessant, welche die Produktionsmengen erhöhen und die Effizienz der Förderung steigern können. Diese Verfahren werden als förderungssteigernde Maßnahmen bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung bezeichnet, sind aber besser bekannt unter den englischen Begriffen *Enhanced Oil Recovery* (EOR) und *Enhanced Gas Recovery* (EGR). Im Folgenden werden EOR- und EGR-Maßnahmen und dadurch erzielte Förderraten sowohl für Deutschland als auch weltweit dargestellt.

Die Förderkurve einer jeden Erdölsonde folgt grundsätzlich einem ähnlichen Verlauf. Nach einer anfänglichen Aufbauphase mit eruptiver Förderung gibt es ein Fördermaximum, das zumeist nur wenige Jahre anhält. Dieser primären Phase folgt, wenn keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen werden, eine Abnahme der geförderten Menge. Die Ursachen dafür sind vielfältig wie beispielsweise der sinkende Druck, eine zunehmende Erdölfractionierung oder Heterogenitäten in den Lagerstätten, so dass Teile des Erdöls die Fördersonden nicht erreichen.

Um die Fördermengen zu erhalten beziehungsweise den Rückgang zu minimieren, wird in der Regel in einer sekundären Förderphase Lagerstättenwasser reinjiziert, um den Druckabfall in der Lagerstätte zu verringern. Auch die Injektion von Erdölbegleitgas in die Gaskappe wird in der Regel zur sekundären Förderphase gerechnet. Ohne weitergehende Maßnahmen verbleiben am Ende dieser Phase jedoch durchschnittlich 60 % bis 70 % des Erdöls in der Lagerstätte (BABADAGLI 2007). Nachfolgend können in einer tertiären Förderphase EOR-Maßnahmen eingesetzt werden. Diese Methoden sind dadurch gekennzeichnet, dass sie die Eigenschaften des Erdöls oder des Formationswassers beeinflussen, so dass mehr Erdöl produziert werden kann. Die Wirkmechanismen sind:

- Verringerung der Viskosität des Erdöls oder Erhöhung der Viskosität des Wassers (Reduktion des Mobilitätsverhältnisses)
- Reduktion der Grenzflächenspannung in den Porenräumen
- reversible Bildung von Emulsionen, um Erdöl-Wasser-Gemische zu erzeugen
- Ablösung des Erdöls vom Matrixgestein (Änderung der Benetzbarkeit)

Übersicht über heutige EOR Verfahren

EOR-Maßnahmen sind Verfahren, welche die Fließeigenschaften von Öl, Gas und Wasser „im Porenraum“ verändern. Methoden, die neue Fließwege eröffnen, wie hydraulisches Fracking werden als „Improved Oil Recovery (IOR)“ bezeichnet, weil sie nicht Eigenschaften der flüssigen Phasen verändern (IEA 2013).

In den letzten 40 Jahren wurde eine Vielzahl von EOR-Verfahren entwickelt. Diese lassen sich in thermische und chemische Verfahren, Verfahren mit Gasinjektion und Maßnahmen, die sich den klassischen Methoden nicht zuordnen lassen, unterteilen (Abb. 23).

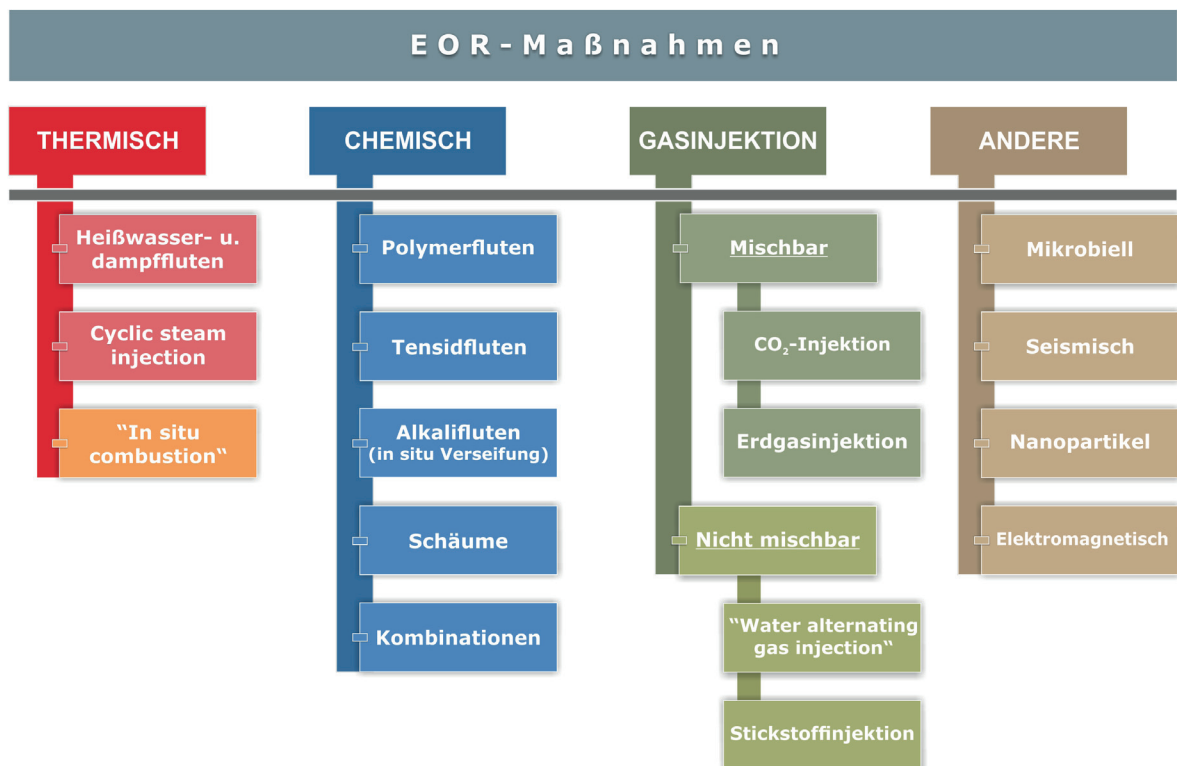


Abbildung 23: Schematische Übersicht über EOR-Maßnahmen.

Thermische EOR Verfahren

Durch die Injektion von heißem Wasser oder heißem Dampf in eine Lagerstätte wird die Viskosität des Erdöls reduziert und dessen Mobilität erhöht. Das Verfahren ist vergleichsweise einfach anzuwenden, vielfach erprobt und für eine große Bandbreite von Erdölen, bis hin zu Schweröl und bei Ölsanden geeignet. Schweröl zählt zum konventionellen Erdöl, kommt weltweit vor, und vielerorts ist der Abbau durch Heißdampfinjektion, welcher auch zyklisch zugeführt werden kann und als Verfahren dann als „Cyclic Steam Stimulation“ (CSS) Einsatz findet, erst möglich geworden.

„In situ combustion“ beruht darauf, dass Luft oder sauerstoffhaltige Gasgemische in die Lagerstätte eingepresst werden. Dadurch entzündet sich ein Teil des Erdöls und die entstehende Wärme über die Gasphase (Dampf) zum kalten Öl transportiert und die Viskosität reduziert wird, so dass das übrige Erdöl leichter förderbar wird.

In Abbildung 24 ist für weltweit betriebene thermische EOR-Projekte die Teufe über die relative Dichte des Erdöls aufgetragen. Schwere Erdöle haben grundsätzlich eine höhere Viskosität als leichte Erdöle, wobei der Zusammenhang nicht linear ist. Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, ist der Einsatz von Heißdampf und Heißwasser auf Teufen oberhalb von 1.300 Meter beschränkt. Dieser Umstand ist darauf zurückzuführen, dass die benötigte Energie für die Anwendung unterhalb dieser Tiefe in der Regel zu hoch ist.

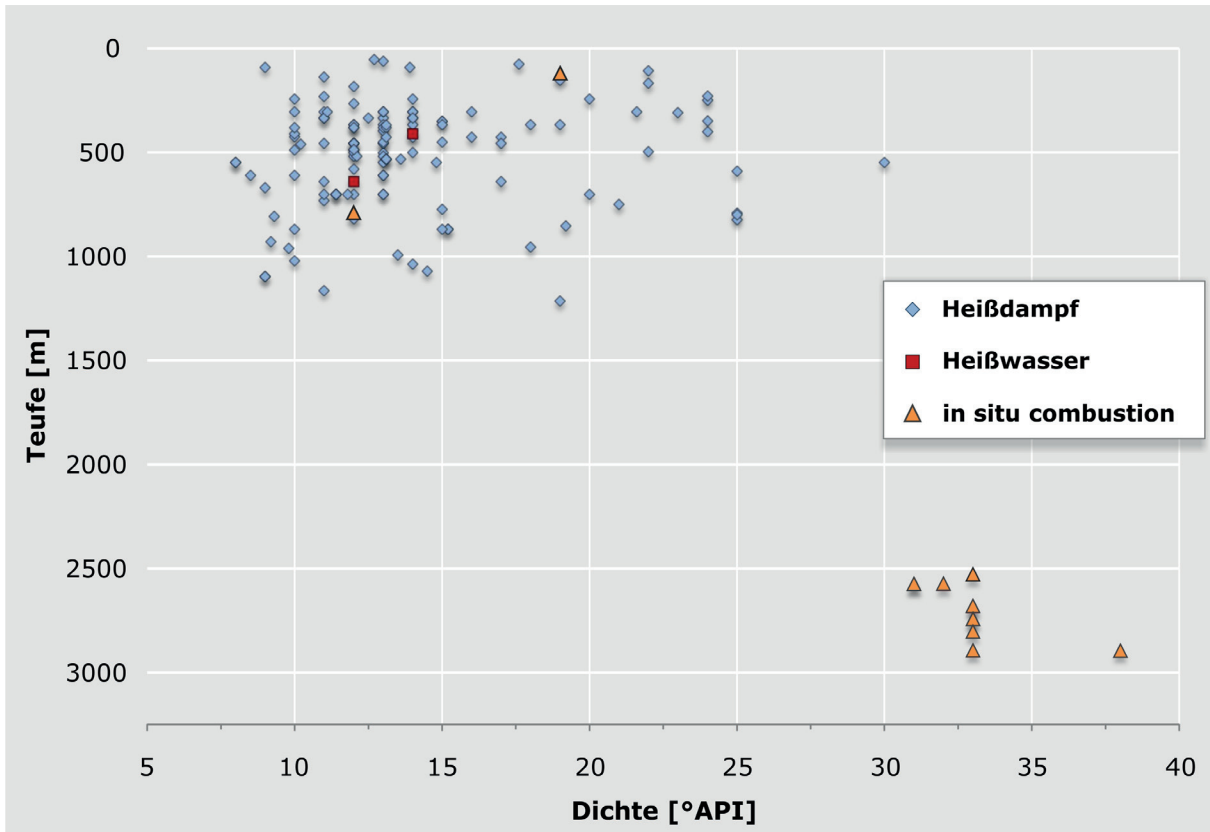


Abbildung 24: Übersicht über thermische EOR Projekte weltweit in Abhängigkeit von Teufe und Dichte des Erdöls (KOOTUNGAL 2014).

Chemische EOR Verfahren

Durch die Beimischung von Polymeren wird die Viskosität des Injektionswassers mit dem Ziel erhöht, das Erdöl besser verdrängen zu können. Dieses sogenannte Polymerfluten wird unter anderem in China, Russland und den USA verwendet. In Deutschland gab und gibt es Pilotprojekte (s. u.). Die am häufigsten eingesetzten Polymere sind dabei synthetische Polymere wie (hydrolysiertes) Polyacrylamid (PAA), oder natürliche Polymere wie Xanthan Gum, Guar oder chemisch modifizierte Cellulose.

Tenside dienen dagegen dazu, die Grenzflächenspannung zwischen Erdöl und Wasser zu reduzieren. Sie fördern und stabilisieren die Bildung von Emulsionen. Tenside können großtechnisch hergestellt werden, sind preiswert und werden nur in geringen Konzentrationen benötigt. Neben echten Tensiden können auch basische Verbindungen in die Lagerstätte eingebracht werden, die zu einer „Verseifung“ der in der Lagerstätte vorhandenen Erdölbestandteile führen

(„Alkaline surfactants“) (CHANG et al. 2006). Der Einsatz von Tensiden und Polymeren wird heute vielfach kombiniert durchgeführt und im Rahmen sogenannter „*Alkaline surfactant polymer floods*“ (ASP) weltweit eingesetzt. Daneben gibt es eine Vielzahl anderer chemischer EOR-Methoden. So sollen zum Beispiel mischbare Polymere die Verdrängungseigenschaften von Polymeren, aber nicht deren Nachteile wie Temperatur- oder Salinitätsabhängigkeit besitzen (ZHU et al. 2013). Schäume werden genutzt, um bestimmte Wegsamkeiten zu blockieren, wodurch neue Fließwege in vorher schwach entölten Teilen der Formation aktiviert werden können.

Gasinjektion

Die Injektion von Gasen zur Druckerhöhung zählt zu den ältesten Maßnahmen zur Produktionssteigerung. Bei der Gasinjektion wird zwischen zwei Wirkprinzipien unterschieden. Beim „*Miscible Flooding*“ (MF) werden CO₂ oder Erdgas genutzt. Diese lösen sich im Erdöl, reduzieren dessen Viskosität und erleichtern so die Förderung. Beim „*Immiscible Flooding*“ (IMF) lösen sich die Gase nicht im Erdöl. Die Produktionssteigerung erfolgt durch die horizontale Verdrängung des Erdöls. „*Water alternating gas injection*“ (WAG) bezeichnet die abwechselnde Injektion von Wasser und Gas. Dabei werden die höhere Viskosität des Wassers und die bessere Injektivität des Gases genutzt, um das Erdöl zu verdrängen.

Andere Verfahren

Spezifische Mikroorganismen können langkettige Kohlenwasserstoffe in Erdöllagerstätten abbauen. Sie bilden dabei Gase (u. a. CH₄, CO₂, H₂) und extrazelluläre sekundäre Substanzen wie Polymere und Tenside, und diese Effekte können zur Förderungssteigerung führen. Weltweit existieren Pilotprojekte zur mikrobiellen EOR (z. B. WAGNER 1991), aber bislang keine großtechnische Umsetzung des Verfahrens.

Ähnliches gilt für seismische Verfahren, bei denen durch Schwingungen Erdöl mobilisiert werden soll. Die Vibratoren können sowohl oberirdisch, als auch in der Lagerstätte eingesetzt werden.

In der Erprobung ist neben dem Einsatz von Nanopartikeln auch die Elektromagnetik, welche Wirbelströme in leitfähigen Materialien wie Formationswasser verursacht und dadurch Wärme erzeugt. Da die Wärme in der Formation selbst entsteht, ist die Methode im Prinzip tiefenunabhängig, aber die Eindringtiefe der elektromagnetischen Wellen in die Formation ist gering.

Enhanced Gas Recovery (EGR)

Erdgasfelder verfügen durch die Expansion des Gases während der Produktion über eine deutlich längere Phase der maximalen Förderung und enthalten nach der primären Förderphase noch etwa 20 % ihres ursprünglichen Gases. Somit sind förderungssteigernde Maßnahmen bei der Erdgasgewinnung weit weniger relevant als bei der Erdölförderung. Die einzige „echte“ EGR-Maßnahme, die häufiger eingesetzt wird, ist die Injektion von N₂ oder CO₂ (Hydraulisches Fracking wird in Erdgasfeldern geringer Durchlässigkeit regelmäßig angewandt, zählt aber zu den IGR-Verfahren).

EOR-Maßnahmen in Deutschland

Die Deutschen Erdölfelder sind fast alle in einem fortgeschrittenen Stadium der Produktion. In den im Emsland liegenden Feldern Emlichheim (Produktionsbeginn im Jahr 1944),

Georgsdorf (1944) und Rühle (1948) wurde in den 1970er Jahren Heißdampfpluten getestet und erfolgreich etabliert. Diese drei Felder sind aktuell die einzigen in Deutschland, in denen EOR-Maßnahmen zur kommerziellen Produktionssteigerung eingesetzt werden (Abb. 25). EGR-Maßnahmen sind in Deutschland nicht bekannt.

Im Rühle-Feldteil Rühlertwist wurde die Bedampfung 1999 eingestellt. Im Jahr 2013 wurden in den drei Feldern 317.562 t Erdöl durch EOR-Maßnahmen zusätzlich gefördert. Dies entspricht 12,1 % der Gesamtproduktion Deutschlands und etwa 94 % der Produktion aus den bedampften Feldteilen (LBEG 2014). In Tabelle 3 sind die wichtigsten Eigenschaften der Lagerstätten und des Erdöls aus dem Bentheimer Sandstein im Raum Emsland und die Historie von dortigen EOR-Maßnahmen zusammengetragen.

Tabelle 3: Darstellung der Lagerstätten, Erdöleigenschaften und Förderzahlen der Felder Emlichheim, Georgsdorf und Rühle (Rühlertwist und Rühlermoor) (FABEL et al. 1999; MÖHRING 2011; LBEG 2014; DREIER 2003; MASTMANN & FABEL 1998; WINTERSHALL 2011a & 2014; PROYER et al. 1985).

Lagerstätte	Emlichheim	Georgsdorf	Rühlertwist	Rühlermoor
Betreiber	Wintershall (90%), EMPG (10%)	EMPG	Engie SA	EMPG
Teufe [m]	700–900		700–870	520–870
Fläche [km ²]	4	20		24
Mächtigkeit [m]	30	30–37	20–45	20–45
Permeabilität [mD]	300–15.000	300–3.000	300–10.000	500–4.000
Porosität [%]	30–33	25–30	28	22–35
Initialer Lagerstättendruck [bar]	85		85	80,6
Lagerstättentemperatur [°C]	37	40	35–40	37
OOIP [Mio. t]	31,5	81	21,5	99,5
Fluideigenschaften				
Viskosität [mPa*s]	175 (37 °C)	130	175	120
Dichte [g/cm ³ oder °API]	0,904 (25°API)	25°API	0,9 (25°API)	0,905 (25°API)
Förderhistorie				
Beginn Förderung (Jahr)	1944	1944	1948	1948
Primäres Fördermaximum (Jahr)	1950	1966	1962	1666
Höhe [kt/a]	150	584	160	756
Beginn Heißdampfpluten (Jahr)	1981	1975	1978	1980
Förderung (2013) [kt]	173	98,4		184,7
Kumulative Förderung (2013) [Mio.t]	10,3	18,9		34,3
Ausbeute (2013) [%]	32,7	23,3		28,3

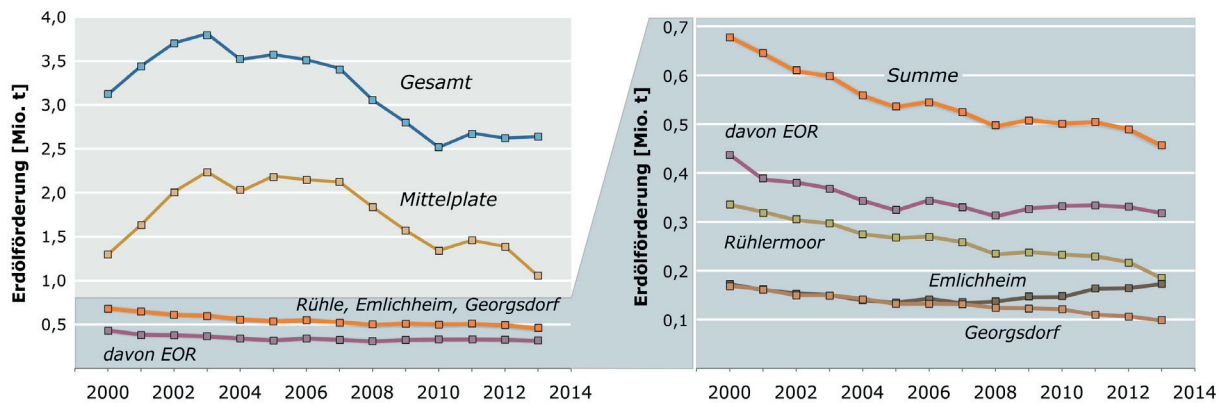


Abbildung 25: Vergleich der Erdölförderung in Deutschland der Felder Mittelplate, Rühle, Emlichheim und Georgsdorf sowie die Mehrförderung durch EOR (NLfB 2001 bis 2005; LBEG 2006 bis 2014).

Das Feld Georgsdorf wurde 1943 entdeckt. Hier lief ab 1975 der erste Pilotversuch für Heißdampf-fluten in der Region Emsland. Nach den positiven Ergebnissen des Pilotversuches, wurde das Verfahren auf die benachbarten Felder Emlichheim und Rühle übertragen.

Die erste ölfündige Bohrung in Emlichheim wurde 1943 durch die Wintershall Erdölwerke abgeteuft. Das Fördermaximum der eruptiven Förderung wurde bereits Anfang der fünfziger Jahre erreicht (Abb. 26). Bereits ab 1952 erfolgte die Reinjektion von Lagerstättenwasser zur Druckerhöhung und ab 1966 begann die Stimulation mit Heißdampf, zunächst im „Huff and Puff“-Verfahren. Dabei wird Heißdampf über mehrere Wochen in eine Bohrung injiziert um anschließend aus der gleichen Bohrung zu produzieren. Seit 1999 kommt in Emlichheim zur Erschließung neuer Feldabschnitte Horizontalbohrtechnik zum Einsatz (WINTERSHALL 2011a). Heute (Stand 2015) werden täglich rund 75 t Dampf injiziert. Im Feld Emlichheim konnte so in den letzten zehn Jahren die Förderleistung konstant gehalten beziehungsweise nach 2007 sogar leicht ausgebaut werden. Der Entölungsgrad in Emlichheim liegt mit 32,7 % über dem von Rühle (28,3 %) und Georgsdorf (23,3 %). Der Weiterbetrieb des Standortes Emlichheim und die Durchführung von EOR-Maßnahmen ist durch den Betreiber Wintershall über das Jahr 2040 hinaus eingeplant.

Das Feld Rühle unterteilt sich in die Einzelfelder Rühlermoor und Rühlertwist. Heißdampf-fluten wurde ab 1978 im Feld Rühlertwist im Pilotversuch getestet, bevor es ab 1980 im Feld Rühlermoor zum Einsatz kam. Heutiges Ziel des Betreibers für das Feld Rühlermoor ist es, die Produktion wieder auf 250 kt/a auszubauen (EMPG 2014). Geplant sind dafür 140 neue Bohrungen, wobei die Zahl der Injektionsbohrungen deutlich erhöht werden soll. Im Feld werden zusätzlich neue Dampf-generatoren mit Kraft-Wärme-Kopplung aufgebaut, die bis zu 240 t Dampf pro Stunde erzeugen sollen. Für Rühlertwist sind ebenfalls Projekte geplant (SAEED et al. 2015).

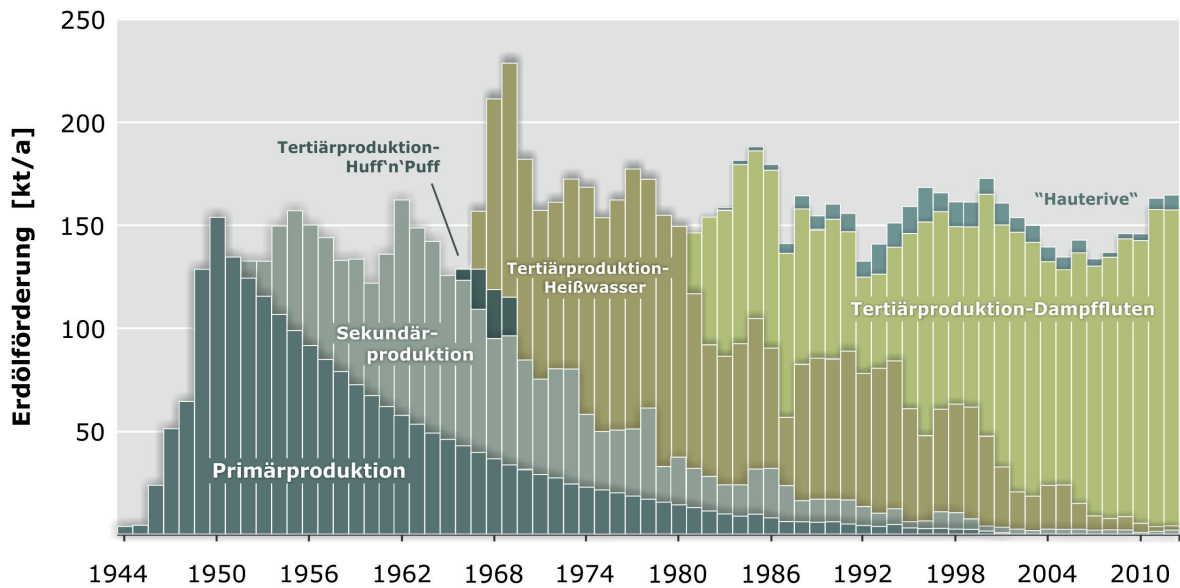


Abbildung 26: Produktionsentwicklung im Feld Emlichheim (verändert nach PUSCH 2007 und WINTERSHALL 2014).

Pilotversuche zum Polymerfluten in Deutschland

Bereits in den 1980er und 1990er Jahren fanden in einer Reihe von Feldern Pilotversuche mit Polymerfluten statt. So betrieben die Deutsche Texaco (heute DEA) und die Preussag (später GdF SUEZ, heute Engie SA) verschiedene Projekte mit Polymerzugabe. Obwohl die Projekte zum Teil als wissenschaftlich und technisch erfolgreich eingestuft wurden, erfolgte keine Übertragung auf das gesamte Feld. Aktuell laufen in Deutschland in den Feldern Bramberge und Bockstedt Pilotversuche zum Einsatz von Polymerfluten.

In Bramberge untersucht Engie SA den Einsatz von Polymer-Tensid-Fluten (TABARY & DOUARCHE 2012). Aufgrund der hohen Salinität ist der Einsatz von konventionellen Polymer-Tensid-Mischungen nicht möglich. Durch das stattdessen eingesetzte ASP-Verfahren konnten bis zu 38 % des ursprünglichen Erdöls aus einem Versuchskern gewonnen werden (TABARY & DOUARCHE 2012). Über den Fortgang des Projektes liegen nach 2012 aber keine Informationen vor.

Wintershall untersucht in Bockstedt den Einsatz des Biopolymers Schizophyllan (LIU et al. 2013). Schizophyllan wird von dem Baumpilz *Schizophyllum commune* produziert und ist kurzzeitig bis 135 °C temperaturstabil und damit stabiler als handelsübliche Xanthane, die bei EOR-Maßnahmen eingesetzt werden (LEONHARDT et al. 2014). Die Viskosität von Schizophyllan ist laut Hersteller unabhängig von der Salinität des Formationswassers und Schizophyllan bildet mit Erdöl keine stabilen Emulsionen. Das Biopolymer ist vollständig biologisch abbaubar, sodass eine Zugabe von Bioziden erforderlich ist (LEONHARDT et al. 2014). Die Injektion des Polymers startete im Dezember 2012 mit 80 bbl/d. Zwischen 2011 und 2013 wurden 35.000 m³ Wasser und 45.000 m³ Schizophyllan verpresst. Nach Auswertung der ersten Ergebnisse und Modellierungen wird im Vergleich zum Wasserfluten eine zusätzliche Produktion von rund 25 % erwartet (OGEZI et al. 2014).

EOR- und EGR Maßnahmen weltweit

Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt den Anteil der Mehrförderung durch EOR-Maßnahmen an der Gesamtförderung in den Jahren 2013 und 2014 auf rund 1,5 % (IEA 2013, 2014). Die absoluten Zahlen der EOR-Fördermengen sind jedoch schwer zu ermitteln. Die Hauptgründe dafür sind:

- Fehlende, widersprüchliche oder veraltete Daten aus den Förderländern
- Fehlende Trennung zwischen Förderung und Mehrförderung bei einzelnen Feldern
- Unterschiedliche Einordnung von Fördermengen aus Schweröllagerstätten in Bezug auf konventionell versus nicht-konventionell
- Unterschiedliche Einordnung von Gasreinjektion und „*smart water injection*“ in Bezug auf „sekundäre Maßnahmen“ versus „EOR“

Trotz dieser eingeschränkten Datenbasis ist in Abbildung 27 die Entwicklung der Mehrförderung durch verschiedene EOR-Methoden dargestellt. Die Verfahren mit den größten zusätzlichen Fördermengen weltweit sind Heißdampfpluten, CO₂-Injektion und Erdgasinjektion. Zwischen 2000 und 2006 ging die Fördermenge durch EOR-Verfahren konstant zurück, was wahrscheinlich an dem vergleichsweise geringen Erdölpreis in den Jahren 2001 bis 2003 lag. Die IEA berücksichtigt in ihrer Statistik keine EOR-Projekte aus Schweröllagerstätten, wodurch große Fördermengen aus Venezuela nicht in die Statistik einfließen. Des Weiteren sind auf Grund der schlechten Datenlage keine Zahlen zu China enthalten (IEA 2013).

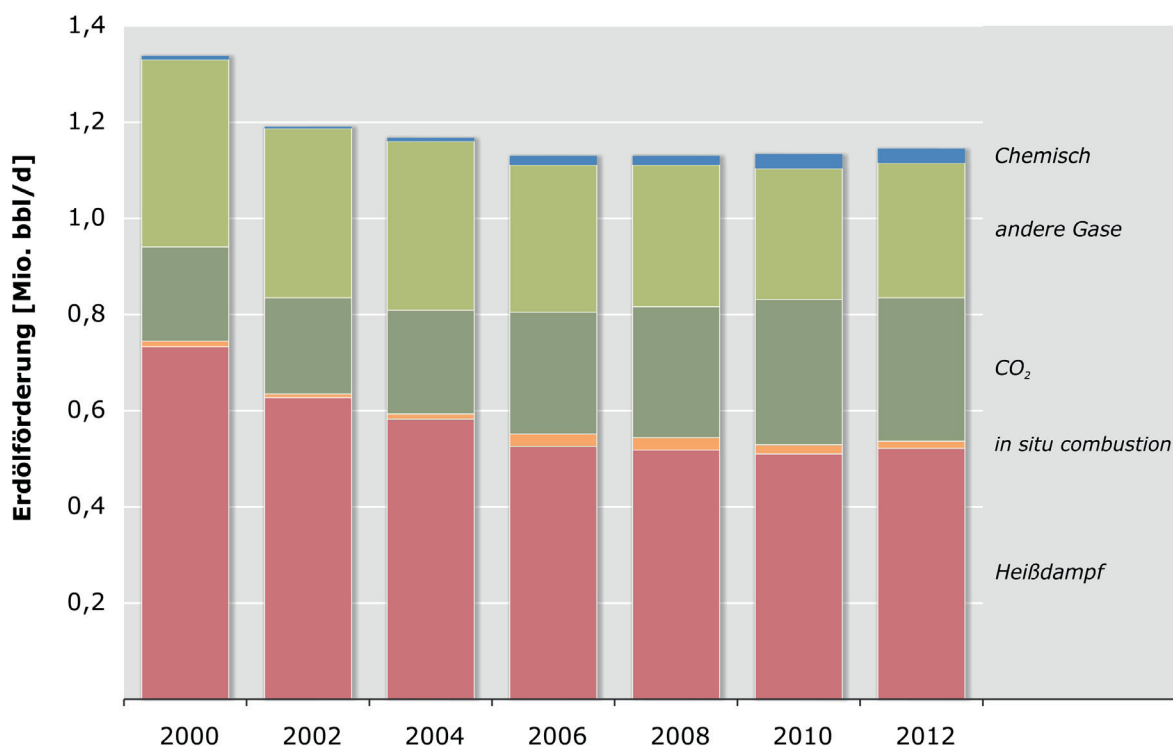


Abbildung 27: Entwicklung der EOR Maßnahmen weltweit von 2000 bis 2012 (verändert nach IEA 2013).

In Erweiterung zu den Zahlen der IEA (2013) liefert Tabelle 4 einen Überblick über den aktuellen Stand der Länder mit nachgewiesenen Fördermengen durch EOR. Hier sind die Länder aufgeführt in denen EOR-Maßnahmen eingesetzt werden und bei denen mindestens ein Teil der Mehrförderung mit Zahlen belegt werden kann. Die Tabelle enthält Angaben zu Schweröl, aber keine zu Ölsand, da diese zu den nicht-konventionellen Vorkommen zählen. Aufgrund mangelnder Daten gibt es für eine Reihe von langjährigen und bedeutenden Produzentenländern, darunter Algerien, Libyen, Angola, aber auch Russland, Mexiko und Kolumbien, keine Angaben.

Tabelle 4: Länder mit nachgewiesenen Fördermengen durch EOR (IEA 2013; KOOTUNGAL 2014; LBEG 2014; AL MUTAIRI & KOKAL 2011)

Land	Gesamt-Produktion (bbl/d)	davon EOR (bbl/d)	Prozent (%)
USA	10.003.000	778.048	7,8
Venezuela*	2.623.000	>387.898	>14,7
Oman **	≈942.000	≈300.000	≈30
Indonesien	882.000	>190 000	>21,5
China	4.180.000	>170 000	>4,25
Kanada	3 948 000	47.535	8,5
Brasilien	2.114.000	>21.560	>1,0
Norwegen	1.785.000	>14.950	>0,83
Türkei	56.650	7.000	12,3
UK	866.000	>6.000	>0,7
Deutschland	45.000	5.500	12,1
Trinidad & Tobago		1.400	
Wafra (Neutrale Zone, Naher Osten)		500	
Summe	86.000.000	>1.930.391	>2,2

*inklusive Schweröl, **Schätzwerte

Die IEA geht für den Zeitraum bis 2040 von einem weltweit steigenden Erdölverbrauch aus (IEA 2014). Bedingt durch das Alter vieler Felder wird der Anteil der EOR-Mehrförderung an der Gesamtproduktion in Zukunft voraussichtlich zunehmen (Abb. 28). Aktuell geht die IEA von einem weltweiten Anstieg des EOR-Anteils auf 5,8 Mio. bbl/d bis zum Jahre 2040 aus. Dies entspricht circa 5,5 % der erwarteten Gesamtproduktion.

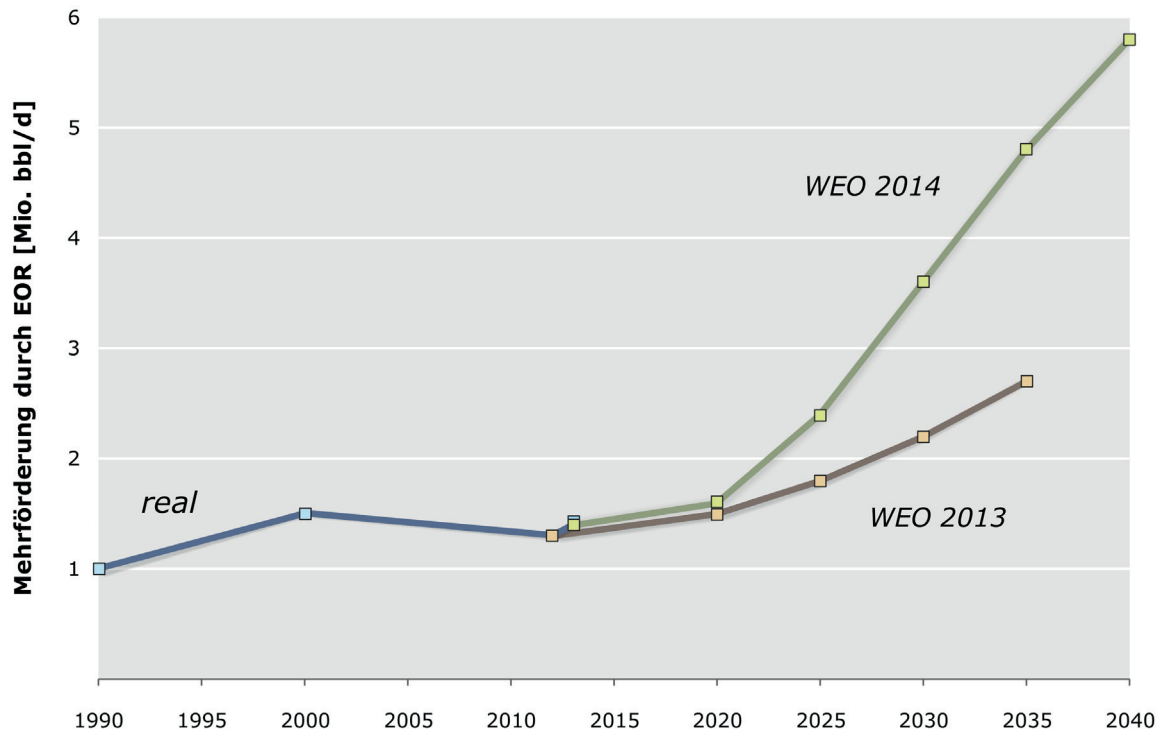


Abbildung 28: Historische und zukünftige Fördermengen durch EOR-Verfahren (IEA 2013, 2014).

Zukünftige Entwicklung und Bedeutung von EOR-Maßnahmen

Thermische Verfahren zählen zu den ältesten EOR-Maßnahmen. Sie sind weltweit erprobt und für die Gewinnung von Schweröl gut geeignet, aber vergleichsweise kostenintensiv, da die Dampferzeugung einen hohen Energieaufwand erfordert. Heute sind deshalb viele Entwicklungen darauf ausgerichtet, die Kosten zu reduzieren. Dazu gehören die bessere Nutzung der eingesetzten Energie durch Kraft-Wärme-Kopplung (WINTERSHALL 2011b), die Verbesserung des Dampf-Erdöl-Verhältnisses (CHAAR et al. 2014), ein optimiertes Feldmanagement und die Rückgewinnung der thermischen Energie aus dem erhitzten Gesteine (Nachfluten mit Kaltwasser) und aus dem produzierten Erdöl-Wasser-Gemisch (YANG 2007). Im Nahen Osten wird im Rahmen von Pilotprojekten versucht, den heißen Wasserdampf mittels Solarenergie zu erzeugen (ANDERSON 2014). Es ist davon auszugehen, dass thermische EOR-Verfahren eine hohe Relevanz behalten.

In Nordamerika stellt CO₂-Fluten das Verfahren mit der größten Fördermenge an EOR-generiertem Erdöl dar (PUSCH 2007, KOOTTUNGAL 2014). Die größten Herausforderungen beim Einsatz von CO₂ sind die Verfügbarkeit von (preiswertem) CO₂ und die häufig fehlende Infrastruktur. Deshalb sind Felder nahe natürlicher CO₂-Quellen wie dem Lula Feld in Brasilien (US DEPARTMENT OF ENERGY 2014; KANG et al. 2014) oder Felder mit nahegelegenen CO₂-abscheidenden Kraftwerken und Fabriken wie in Sharon Ridge, Weyburn oder Rangely (GOZALPOUR et al. 2005) in den USA und Kanada für den Einsatz von CO₂ im Vorteil. Ungeachtet der genannten Schwierigkeiten ist aufgrund der hohen Effizienz von CO₂ Fluten für EOR Ausbeuten und der potenziellen Synergien in der Nutzung (EOR kombiniert mit Carbon Capture and Storage (CCS) Maßnahmen) eine Ausweitung in den nächsten Jahrzehnten weltweit wahrscheinlich.

Trotz aller technischen Fortschritte ist die konventionelle Förderung vielfach die kostengünstigste Variante der Erdölgewinnung. So führt das Erschließen neuer (konventioneller) Felder oder bislang ungenutzter Feldesteile gegenüber der Anwendung von EOR-Maßnahmen ebenfalls zur Produktionssteigerung und stellt offensichtlich häufig ein geringeres unternehmerisches Risiko dar. Dies gilt auch für Deutschland, wo der Ausbau der Förderleistung in den letzten 70 Jahren vornehmlich über Neubohrungen und Reinjektion von Formationswasser erfolgte. In Afrika und im Nahen Osten werden EOR-Maßnahmen unter anderem deswegen kaum eingesetzt, weil die Reserven und die Zahl der Felder die konventionell fördern noch sehr hoch sind.

Mitte des Jahres 2014 begann, bedingt durch ansteigende Förderraten aus nicht-konventionellen Lagerstätten in den USA und gleichbleibend hohen Förderraten in Russland und dem Nahen Osten, die rapide Abnahme des Erdölpreises. Als unmittelbare Folge wurden dadurch viele EOR-Verfahren unrentabel. SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*)-Projekte in Kanada und den USA sind zum Beispiel auf einen Erdölpreis von über 60 USD/bbl angewiesen, um wirtschaftlich zu sein (OILPRICE.COM 2015). Die Kosten für CO₂ belaufen sich je nach Quelle auf 40 USD/t bis 60 USD/t. Durch Zusatzkosten für Transport und Infrastruktur wird CO₂-Fluten als EOR Maßnahme erst ab einem Erdölpreis von rund 75 USD/bbl rentabel (CONDOR et al. 2010).

Die IEA schätzt bis 2040 einen deutlich größeren Anstieg der Fördermengen aus nicht-konventionellen Lagerstätten als durch EOR-Maßnahmen (IEA 2013, 2014). Deshalb und aufgrund des aktuell niedrigen Erdölpreises ist zumindest damit zu rechnen, dass die Mehrförderung durch EOR kurzfristig geringer ausfallen wird (Abb. 28). Abschätzungen über einen längeren Zeitraum gehen aber von einer deutlichen Zunahme des Anteils von EOR gegenüber anderweitig gefördertem Erdöl im Jahr 2040 aus (IEA 2014).

EGR weltweit

Durch den starken Expansionstrieb des Erdgases während der Förderung lassen sich in der Regel bis zu 80 % des Gases einer Lagerstätte gewinnen. Dies liegt deutlich über dem Entölungsgrad von Erdöllagerstätten. Statt EGR ist die Anwendung von Fracking (eine IGR-Maßnahme s. o.) die wichtigste Methode zur Produktionssteigerung in Erdgasfeldern. Dennoch wird weltweit der Einsatz von N₂ oder CO₂ für EGR untersucht. So wurde der Einsatz von CO₂ in den letzten Jahren vielfach im Rahmen der gleichzeitigen Speicherung von CO₂ diskutiert. Bis 2008 gab es allerdings weltweit nur sehr wenige EGR-Feldversuche (TURTA et al. 2008; PÁPAY 1999). Ein Beispiel ist das Erdgasfeld „Budafa Szinfelleti“ in Ungarn. Hier wurde zwischen 1986 und 1994 ein CO₂-reiches natürliches Erdgas (80 % CO₂, 20 % CH₄) aus einem benachbarten Feld genutzt, um das qualitativ bessere Erdgas zu gewinnen. Dadurch konnten rund 25 % zusätzlich gewonnen werden. Im Erdgasspeicher „St Claire Sur Epte“ in Frankreich wurde in den 1980er Jahren N₂ als Teil des Kissengases verwendet, welches immer im Speicher verbleibt. Dabei wurden im Beobachtungszeitraum keine Probleme wie zum Beispiel ein Vermischen der Gase festgestellt (LAILLE et al. 1988). Im DeWijk Feld in den Niederlanden wurde 2014 der Einsatz von N₂ und CO₂ als EGR-Verfahren untersucht. Die Feldtests und Simulationen ergaben, dass der Einsatz von N₂ und CO₂ zu ähnlichen Steigerungen führte, dass aber lediglich eine Mehrförderung von 1 % zu erwarten wäre (LEEUEWENBURGH et al. 2014). Das Potenzial von EGR gegenüber EOR ist somit als deutlich geringer anzusehen.

Fazit

- Die Bandbreite von EOR-Methoden ist sehr groß und einzelne Verfahren haben ihre Wirksamkeit bereits über Jahrzehnte bewiesen. Dadurch ergibt sich eine hohe Sicherheit und Erfolgswahrscheinlichkeit für den Einsatz von EOR.
- Die International Energy Agency (IEA) schätzt den Anteil der Mehrförderung durch weltweite EOR-Maßnahmen an der Gesamtförderung in den Jahren 2013 und 2014 auf rund 1,5 %. Für das Jahr 2040 soll der Anteil bei rund 5,5 % der weltweiten jährlichen Produktion liegen
 - In Deutschland liegt der Anteil des durch EOR-Verfahren zusätzlich produzierten Erdöls derzeit bei 12,1 %. Kommerziell wird in Deutschland nur Heißdampffluten eingesetzt.
 - In den USA wird durch EOR etwa 7,8 % zusätzliches Erdöl gefördert. Den höchsten Anteil hieran hat das Verfahren des CO₂-Flutens.
- Trotz eines erheblichen Energieaufwands werden thermische EOR-Verfahren wie Heißdampffluten auch zukünftig eine hohe Bedeutung haben. CO₂-Fluten wird in seiner Relevanz wahrscheinlich zunehmen, da das Verfahren eine hohe Effizienz aufweist und sich mit der CO₂-Speicherung kombinieren lässt
- EOR-Maßnahmen haben speziell für Länder mit stark ausgeförderten Erdöllagerstätten ein Potenzial zur Aufrechterhaltung ihrer Förderleistung. Durch die Konkurrenz mit anderen Erdölquellen wie Schieferöl und dem aktuell niedrigen Erdölpreis ist jedoch damit zu rechnen, dass die Mehrförderung durch EOR zumindest für die nächsten Jahre geringer ausfallen wird als von durch die IEA prognostiziert.

Grundlage dieses Beitrages ist eine Vergabestudie der BGR im Zeitraum 2014/2015 an die TU-Freiburg zu Händen von Prof. M. Amro. Weitere Quellenverweise, Daten und Inhalt der Studie können auf Anfrage von der BGR bereitgestellt werden.

4.2 Die Bedeutung der Geothermie für den ostafrikanischen Energiesektor

Der Energiebedarf der Länder Ostafrikas steigt seit Jahren überdurchschnittlich an. Unter den Maßnahmen zur Verbesserung der Infrastruktur stellt der Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten und des Stromnetzes einen entscheidenden Faktor für die Industrialisierung, die wirtschaftliche Entwicklung und damit für die Wohlstandsmehrung dieser Region dar. Neben zum Teil erheblichen Vorkommen an Erdöl, Erdgas und Kohle verfügt die Region Ostafrika über enorme, aber bislang wenig ausgeschöpfte Potenziale im gesamten Bereich der erneuerbaren Energien. Die Nutzung der Geothermie im Bereich entlang des ostafrikanischen Grabenbruch-Systems wird dabei schon seit den 1970er Jahren diskutiert und verfolgt. Aufgrund der zuverlässigen Grundlastfähigkeit kann die Erschließung der geothermischen Ressourcen für die Stromerzeugung sowie für eine Vielzahl direkter thermischer Anwendungsmöglichkeiten eine Schlüsselrolle in der Gesamtentwicklung einnehmen.

Wirtschaftliche Situation, Energie- und Stromproduktion

In den Anrainerstaaten des ostafrikanischen Grabensystems (Äthiopien, Burundi, D.R. Kongo, Djibouti, Eritrea, Kenia, Komoren, Malawi, Mosambik, Ruanda, Sambia, Tansania, Uganda) leben

rund 390 Millionen Menschen. Mehr als zwei Drittel wohnt in ländlichen Siedlungen und deckt den Energiebedarf zu vier Fünfteln mit Brennholz und Holzkohle. Elektrizität steht fast ausschließlich in urbanen Räumen zur Verfügung. Insgesamt hat weniger als ein Viertel aller Haushalte Zugang zu elektrischer Energie (Tab. 5, Abb. 29). Die Weiterentwicklung von Landwirtschaft, Handwerk, Industrie und Dienstleistungssektor ist daher auf eine ständig wachsende Stromerzeugung angewiesen. Das Wirtschaftswachstum der Region liegt mit derzeit 5,9 % weit über dem Weltdurchschnitt von aktuell 3,5 %. Dies führt, einhergehend mit dem großen Nachholbedarf bei der Energie-Infrastruktur, zu einem rasanten Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten.

Allein zwischen 2005 und 2012 erfolgte eine Zunahme um 26 % von 10,64 GW_e auf 13,36 GW_e. Die Stromproduktion wurde mit neuen Wasserkraftwerken in Äthiopien, erhöhter Leistung thermischer Schweröl-Kraftwerke sowie mehreren neuen Geothermiekraftwerken in Kenia von 45,61 GWh auf 61,37 GWh erhöht (plus 35 %). Dabei erzeugten Wasserkraftwerke 84 % der gesamten Elektrizität für die Region, thermische Kraftwerke 11 % und die geothermischen Anlagen in Kenia lieferten 4 %. Photovoltaik, Windkraft und Biomasse spielen eine untergeordnete Rolle und die Nutzung von Kernenergie ist in keinem der Staaten vorgesehen (Tab. 6). Mosambik, Tansania, und Uganda erwägen die Erschließung und Nutzung eigener Erdgas- und Erdölvorkommen sowie die Verstromung von Kohle. In Kenia, Ruanda, Tansania und Uganda konnte der gestiegene Energiebedarf nur durch größere Rohölimporte und die erhöhte Leistung thermischer Schweröl-Kraftwerke gedeckt werden.

Tabelle 5: Anrainerstaaten des ostafrikanischen Grabensystems mit Daten zu Bevölkerung und Wirtschaft

	Bevölkerung 2015 (Mio.) ¹	BIP 2014 (USD) ²	Wachstum BIP 2014 (%) ²	Bevölkerung in Armut (%) ³	Urbane Bevölke- rung 2015 (%) ⁴	Haushalte mit Strom (%) ⁵
Äthiopien	90,076	568	9,9	29,6	18	41
Burundi	9,824	295	4,7	k. A.	12	2
D.R. Kongo	77,267	3.101	9,0	46,5	62	11
Djibouti	0,888	1.784	5,5	k. A.	78	50
Eritrea	5,228	590	1,7	k. A.	21	32
Kenia	46,050	1.338	5,3	k. A.	25	23
Komoren	0,785	861	3,0	k. A.	28	46
Malawi	16,310	272	5,7	72,2	16	8
Mosambik	25,728	451	7,4	k. A.	31	14
Ruanda	11,263	652	7,0	44,9	24	7
Sambia	15,474	1.802	6,0	60,5	39	19
Tansania	53,470	998	7,0	28,2	28	14
Uganda	34,857	677	4,5	19,5	15	9
Total	387,219	1.030	5,9	43,1	31	21

Quellen: ¹ Population Statistics by Country 2010 and 2015
(http://www.en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_and_dependencies_by_population)

² WELTBANK (2014a)

³ WELTBANK (2014b)

⁴ UN-ESA (2014)

⁵ REEGLE (2015)

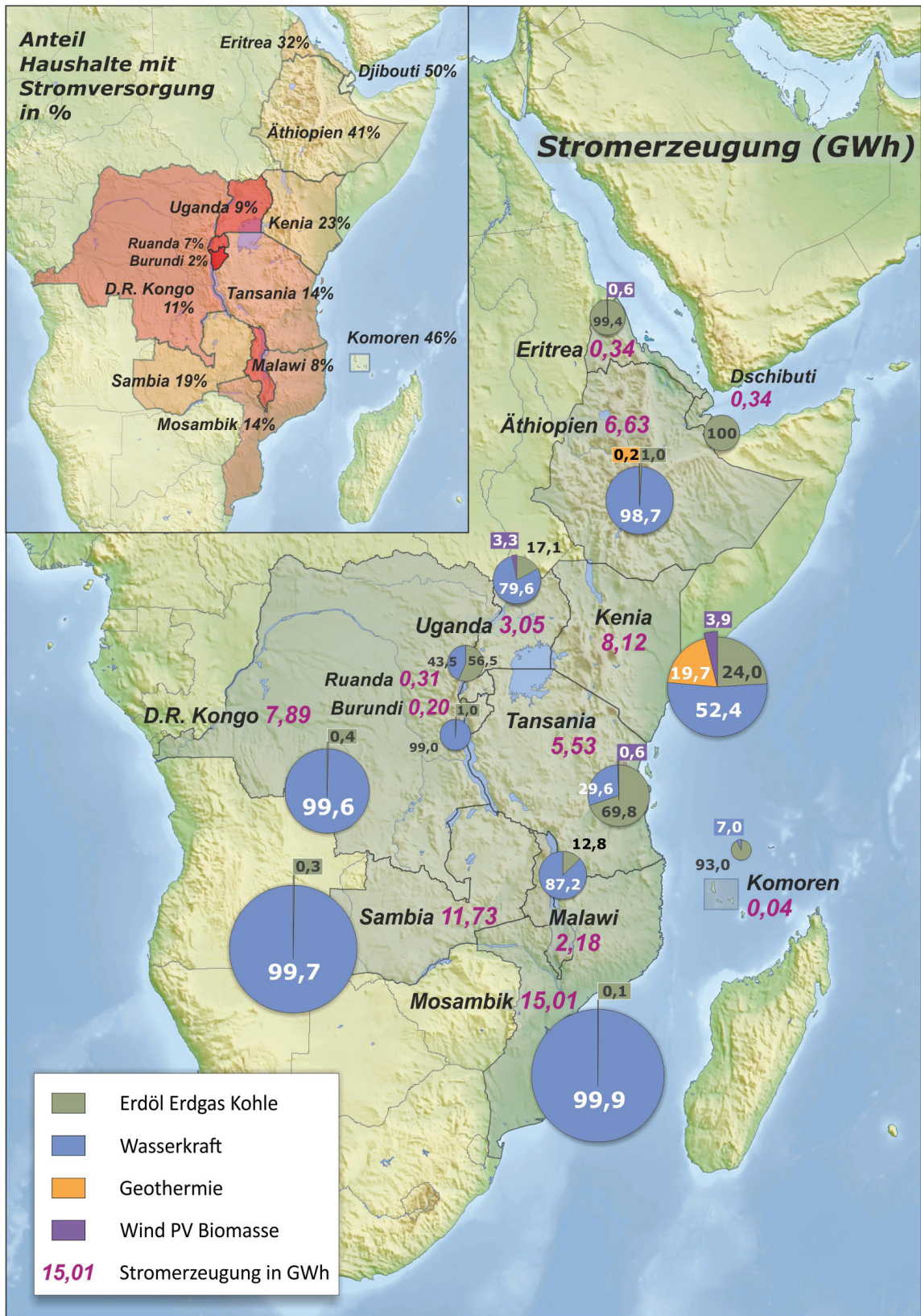


Abbildung 29: Anrainerstaaten des ostafrikanischen Grabensystems mit Anteilen der Primärenergieträger an der Stromerzeugung und Haushalte mit Stromversorgung (s. Kasten).

Tabelle 6: PEV, Stromerzeugung und Anteile der Primärenergieträger (Datenstand 2012)

	PEV 2012 (PJ)	Installierte Kapazität (GW _e)	Stromer- zeugung (GWh)	Netzver- lust (%)	Anteile an der Stromerzeugung			
					Erdöl, Erd- gas, Kohle (%)	Wasser- kraft (%)	Geother- mie (%)	Wind, PV, Biomasse (%)
Äthiopien	66,5	2,47	6,63	15	1,0	98,7	0,2	
Burundi	2,1	0,06	0,20	7	1,0	99,0		
D.R. Kongo	127,7	2,48	7,89	8	0,4	99,6		
Djibouti	0,0	0,13	0,34	7	100,0	0,0		
Eritrea	10,6	0,14	0,34	16	99,4	0,0		0,6
Kenia	251,1	1,85	8,12	19	24,0	52,4	19,7	3,9
Komoren	2,1	0,02	0,04	7	93,0	7,0		
Malawi	20,0	0,30	2,18	7	12,8	87,2		
Mosambik	414,6	2,44	15,01	15	0,1	99,9		
Ruanda	1,1	0,10	0,31	7	56,5	43,5		
Sambia	117,1	1,82	11,73	24	0,3	99,7		
Tansania	54,9	0,85	5,53	19	69,8	29,6		0,6
Uganda	25,3	0,71	3,05	7	17,1	79,6		3,3
Total	1.093	13,36	61,37	16	10,6	84,2	4,4	0,8

Quelle: EIA (2015f)

Dschibuti, Eritrea und die Komoren haben keine oder sehr geringe Wasserkraftpotenziale und produzieren ihren elektrischen Strom fast ausschließlich aus importiertem Schweröl. Außer in Äthiopien und der D.R. Kongo werden die Wasserkraftpotenziale weitgehend ausgeschöpft. Äthiopien produziert dabei bereits 99,6 % der gesamten Elektrizität durch Wasserkraft und hat seine Kapazitäten zwischen 2005 und 2012 von 0,8 GW_e auf 2,5 GW_e ausgebaut. Angestrebt wird die Nutzung von 45 GW_e. Die Grand Ethiopian-Renaissance Talsperre an der Grenze zum Sudan, mit einer installierten Leistung von 6 GW_e das größte Wasserkraftwerk Afrikas, soll 2017 den Betrieb aufnehmen und jährlich 15.000 GWh produzieren (EEPSCO 2015). Der transnationale Stromhandel ist derzeit noch gering, wird allerdings mit der Erschließung vor allem äthiopischer Wasserkraftkapazitäten an regionaler Bedeutung gewinnen. Ein Hemmnis für den regionalen Stromtransfer stellt die Qualität des Stromnetzes mit hohen Umspannungs- und Verteilungsverlusten mit durchschnittlich 16 % (EIA 2015f) dar. Diese liegen insgesamt bei rund 9,6 GWh, was mehr als der gesamten jährlich erzeugten Strommenge in Kenia entspricht.

Potenzial und Entwicklung der Geothermie in Ostafrika

Die für die Stromerzeugung geeigneten geothermischen Ressourcen der Länder des ostafrikanischen Grabensystems sind ungleich in der Region verteilt (Tab. 7). Allgemein nehmen sie von Norden nach Süden hin ab. Etwa 95 % finden sich im Norden und im Mittelabschnitt des Ost-Rifts, gegenüber nur rund 5 % im West-Rift. Das Ost-Rift ist von aktivem Vulkanismus und oberflächennahen Hochenthalpie-Lagerstätten (> 200 °C) geprägt. Es umfasst die Küstenregion des Roten

Meeres und das Afar Dreieck (Eritrea, Dschibuti, Äthiopien), das äthiopische Haupttrift, das kenianische Gregory Rift sowie den Norden Tansanias (Kilimanjaro) und die Ngozi-Region im Südwesten Tansanias, wo Ost- und West-Rift zusammentreffen. Das West-Rift (Uganda, D.R. Kongo, Ruanda, Burundi, Tansania, Sambia, Malawi, Mosambik) ist älter, mit mächtigen Sedimenten verfüllt, von Seen bedeckt, vulkanisch gering oder nicht mehr aktiv und weist Mittel- und Niedrigenthalpie-Lagerstätten auf ($< 100\text{ °C}$ bzw. 100 °C bis 200 °C ; McNITT 1982, CHOROWICZ 2005, HOCHSTEIN 2005).

Mit den heute üblichen Explorationsmethoden und Kraftwerkstechnologien (single flash, binary) sowie kostendeckenden Einspeisevergütungen (0,08 USD/kWh bis 0,10 USD/kWh im Ost-Rift und 0,30 USD/kWh bis 0,35 USD/kWh im West-Rift) könnte in Ostafrika ein geothermisches Gesamtpotenzial von rund 17 GW_e erschlossen werden (Tab. 7; RGPU 2015a). Das geothermisch nutzbare Potenzial ist damit weitaus höher als die gesamten derzeit in der Region installierten hydroelektrischen und thermischen Kapazitäten (13,6 GW_e). Fortentwickelte Explorations- und Fördermethoden, Bohrtechnologien und Bohrlochbehandlungen (z. B. EGS) und Kraftwerkstechnologien werden vermutlich auch in Ostafrika das heute erkennbare Potenzial in den kommenden Jahrzehnten vergrößern.

Tabelle 7: Geothermische Stromerzeugung: nutzbares und geschätztes Potenzial; installierte und produzierte Kapazitäten 2010 und 2015 sowie Projektion für 2020

	Potential (MW _e) ¹	2010		2015		2020
		Installiert (MW _e) ²	produziert (GWh) ²	Installiert (MW _e) ²	produziert (GWh) ²	Installiert (MW _e) ³
Äthiopien	7.000	7,3	0	7,3	0	50
Burundi	25					
D.R. Kongo	150					
Djibouti	1.000					60
Eritrea	1.000					50
Kenia	7.000	202	1.430	627	2.942	1.500
Komoren	100					20
Malawi	50					
Mosambik	25					
Ruanda	100					20
Sambia	25	0,12	0	0,12	0	2
Tansania	650					
Uganda	150					
Total	17.275	209,4	1.430	634,4	2.942	1.702

Quellen: ¹ RGPU (2015a)

² BERTANI (2015), OMENDA & SIMIYU (2015)

³ RGPU (2015b)

Fumarolen und heiße Quellen, die an der Oberfläche sichtbaren Hinweise auf geothermische Lagerstätten sein können, wurden in Ostafrika bereits während der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts flächendeckend beschrieben und kartiert. Die geothermische Stromerzeugung wurde von der kenianischen Regierung schon ab Mitte der 1960er Jahre angestrebt. In Äthiopien sowie im heutigen Eritrea und Dschibuti wurden zwischen 1969 und 1984 im Rahmen eines UNDP-Programmes erste systematische geophysikalische und -chemische Oberflächenstudien und Bohrungen durchgeführt (UNDP 1973). Die Sezession Eritreas sowie Bürgerkriege in Äthiopien und Dschibuti verzögerten dort die Weiterentwicklung, während Kenia 1982 in Olkaria das erste geothermische Kraftwerk Afrikas mit einer Leistung von 15 MW_e in Betrieb nahm (MOUSSA et al. 2015; OMENDA & TEKLEMARIAM 2010). In Sambia wurde Mitte der 1980er Jahre im Rahmen einer italienisch-sambischen Kooperation ein Kraftwerk errichtet, das jedoch nie in Betrieb genommen wurde. In Äthiopien folgten nach 1991 in Aluto Langano Erschließungsbohrungen und 1998 der Bau eines Kraftwerkes mit 7,3 MW_e Leistung (KEBEDE 2009; KEBEDE & ASSAYE 2014).

In Kenia ist die Entwicklung der Geothermie inzwischen zur Grundlage eines ambitionierten Gesamtentwicklungsplanes der Regierung geworden („Vision 2030“, Tab. 8), der das Land industrialisieren und den Lebensstandard der Kenianer signifikant verbessert soll (GOVERNMENT OF KENYA 2008). Der öffentliche Energieversorger KenGen und die Firma ORMAT haben im Olkaria-Feld inzwischen 13 Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 627 MW_e ans Netz gebracht. KenGen und der 2009 gegründete staatliche Explorationsdienstleister GDC wollen bis 2018 gemeinsam mit privaten Unternehmen zusätzliche 980 MW_e erschließen. Geothermisch erzeugter Strom hatte in Kenia 2014 bereits einen Anteil von 38 % an der gesamten Stromproduktion. Bei allem Erfolg hat auch Kenia enorme Optimierungspotenziale: Im internationalen Vergleich sind die Explorationskosten hoch, vergleichbare europäische und neuseeländische Geothermiekraftwerke produzieren 50 % mehr Strom (jährlich rund 6,9 GWh/MW_e gegenüber 4,6 GWh/MW_e in Kenia; BERTANI 2015) und im Umspannungs-, Fernleitungs- und Verteilungssystem gehen rund 18 % der Einspeisungen verloren (Tab. 8).

Im Jahr 2009 beauftragten die hier betrachteten 13 ostafrikanischen Staaten die Afrikanische Union (AU), die Entwicklung des Geothermiesektors in der Region zu fördern. Als zentrale Herausforderung wurde das hohe Fündigkeits- und finanzielle Verlustrisiko während der Explorationsphase identifiziert. Basierend auf den Erfahrungen des GEOTHERM-Programmes der BGR entwickelte die AU zusammen mit der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) 2011 die Geothermische Risikominderungs-fazilität (GRMF). Diese Fazilität wurde vom Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ), dem Infrastruktur-fond der Europäischen Union für Afrika (EU-Africa ITF) sowie dem britischen Entwicklungsdienst DFID mit einem Fördervolumen von 130 Mio. USD ausgestattet. Die GRMF gewährt privaten Investoren und öffentlichen Entwicklern (staatliche geologische Dienste) Zuschüsse für Oberflächenstudien, Explorationsbohrungen und notwendige Infrastrukturmaßnahmen (MAYER 2014). Ziel der Förderung ist es, Projekte während der Erschließungsphase zu unterstützen und somit den Aufbau von Geothermiekraftwerken mit einer geplanten Gesamtkapazität von 2,7 GW_e zu ermöglichen.

Tabelle 8: Geothermische Kraftwerke in Kenia (Stand September 2015)

Standort	Kraftwerk	Betreiber	am Netz seit	Status	Typ *	Instal- lierte Kapazität (MW _e)	Ausla- stung (MWe)	Produ- zierte Energie (GWh/y 2014)	geplant
Olkaria	Olkaria I	KenGen	1981	am Netz	SF	15,0	15,0	125,9	
		KenGen	1982	am Netz	SF	15,0	15,0	125,9	
		KenGen	1985	am Netz	SF	15,0	15,0	125,9	
Olkaria	Olkaria II	KenGen	2003	am Netz	SF	70,0	70,0	488,8	
	Olkaria II - Unit 3	KenGen	2010	am Netz	SF	35,0	35,0	275,9	
Eburru	Eburru	KenGen	2010	am Netz	B	2,5	2,5	19,7	
Oserian	Oserian	KenGen	2003– 2006	am Netz	B	4,0	1,8	1,8	
Olkaria	Olkaria Wellhead OW37	KenGen	2013	am Netz	SF	5,0	5,0	39,4	
Olkaria	Olkaria Wellhead OW43	KenGen	2014	am Netz	SF	12,8	12,8	100,9	
Olkaria	OrPower 4 - Unit I	ORMAT	2000	am Netz	B	52,8	52,8	416,3	
	OrPower 4 - Unit II	ORMAT	2008	am Netz	B	39,6	39,6	312,2	
	OrPower 4 - Unit III	ORMAT	2014	am Netz	B	17,6	17,6	138,8	
Olkaria	Olkaria IV - Unit 1	KenGen	2014	am Netz	SF	70,0	70,0	148,2	
	Olkaria IV - Unit 2	KenGen	2014	am Netz	SF	70,0	70,0	148,2	
Olkaria	Olkaria I - Unit 4	KenGen	2014	am Netz	SF	70,0	70,0	148,2	
Olkaria	Olkaria Wellhead	KenGen	2014	am Netz	SF	32,8	32,8	92,6	
Olkaria	Olkaria Wellhead	KenGen	2014	am Netz	SF	30,0	30,0	84,7	
Olkaria	Olkaria I - Unit 5	KenGen	2014	am Netz	SF	70,0	70,0	148,2	
Menengai	Menengai	KenGen	2015	im Bau	SF				105
Silali	Silali	KenGen	2017	geplant					200
Longonot	AGIL	AGIL	2017	geplant					70
Suswa	Suswa	KenGen	2017	geplant					150
Olkaria	Akiira One	Akiira One	2017	geplant					70
Menengai	Menengai	KenGen	2017	geplant					360
Eburru	Eburru	KenGen	2018	geplant					25
Total						627,1	624,9	2.941,6	980

* SF = Single Flash, B = Binary

Neben der Abfederung des Verlustrisikos von Fehlbohrungen sind die Schaffung positiver regulatorischer, legislativer und investitionsfördernder Rahmenbedingungen sowie die gezielte Ausbildung von Fachkräften Kern des Regionalen Geothermie-Programmes der AU. Die BGR, die Entwicklungsdienste Großbritanniens (DFID), Islands (ICEIDA), Neuseelands (MFAT), der USA (USAID) sowie die von der UN finanzierte Vereinigung der Rift-Anreiner (UNEP-ARGeo), die Weltbank und die Afrikanische Entwicklungsbank AfDB unterstützen die Umsetzung dieses Regionalprogrammes. So berät beispielsweise ICEIDA Explorationsvorhaben geologischer Dienste und UNEP-ARGeo entwickelte die Regionale Geothermie-Datenbank und das Konzept für das African Geothermal Center of Excellence (AGCE), eine Initiative für die Ausbildung von 1.000 ostafrikanischen Fachkräften in den kommenden fünf Jahren. Mit der AU sowie Vertretern aller Staaten der Region hat die BGR 2015 unter anderem verbindliche Handlungsrichtlinien für Geothermie-Tiefbohrungen sowie Umwelt- und Sicherheitsstandards ausgearbeitet. Zudem wurden zusammen mit geologischen Diensten, Energie- und Bergbauministerien in Kenia, Uganda, Ruanda, Äthiopien, Eritrea und Tansania eine Vielzahl von Projekten zur Durchführung von Oberflächenstudien, der Identifizierung von Bohrpunkten sowie Befliegungen mit Thermalkameras, seismologischen Monitoring und Workshops zu geochemischen und geophysikalischen Explorationsmethoden, Strukturgeologie oder GIS durchgeführt

Ausblick

Die Staaten der Region haben während der vergangenen 15 Jahre die große wirtschaftliche Bedeutung ihrer geothermischen Hochenthalpie-Lagerstätten erkannt. Insbesondere Äthiopien, Tansania und Dschibuti verfolgen inzwischen Strategien, die aus dem kenianischen Erfolgsmodell abgeleitet wurden. Die BGR unterstützt diese Entwicklung seit 2003 im Rahmen des GEOTHERM-Programmes. Nach langwierigem Vorlauf geht die Risiko-Minderungs-Fazilität GRMF der AU/KfW derzeit in die 4. Antragsrunde und wird hinsichtlich der Anzahl der Anträge als Erfolg gewertet. Gemäß einer Prognose der AUC wachsen die installierten Kapazitäten von aktuell 634 MW auf 1.702 MW in 2020, wobei zusätzlich zu den aktuellen Geothermie-Ländern Kenia und Äthiopien weitere 5 Staaten beginnen werden ihre Ressourcen zu nutzen. Die in den ersten beiden Bewerbungsrunden geförderten GRMF-Projekte würden nach ihrer Fertigstellung bereits eine installierte Kapazität von rund 1 GW ergeben, weitere 1,6 GW kämen nach Umsetzung der Projekte der dritten Bewerbungsrunde hinzu. Dass in Kenia, Äthiopien und auf den Komoren aktuell bereits weitere Felder erschlossen werden, ist ein Anzeichen dafür, dass die Geothermie aus Kenia heraus ihren Durchbruch in Ostafrika erreicht hat.

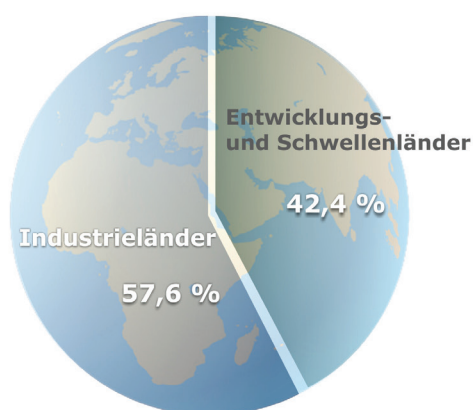
4.3 Erdöl und Erdgas – Bedeutung und Potenzial für Entwicklungs- und Schwellenländer

Die Erdöl- und Erdgasförderung in Entwicklungs- und Schwellenländern ist sowohl für den Weltmarkt als auch für die Länder selbst von großer Bedeutung. Dennoch bestehen eine Vielzahl von Herausforderungen, um die Kohlenwasserstoffproduktion für diese Länder sowohl nachhaltig als auch wirtschaftlich erfolgreich in Wert zu setzen. Im Folgenden sollen deshalb die Potenziale und Chancen aber auch die Risiken und Herausforderungen, die die Förderung von Kohlenwasserstoffen in Entwicklungs- und Schwellenländern bietet, skizziert werden. Gleichzeitig werden Ansatzpunkte für die deutsche Entwicklungszusammenarbeit aufgezeigt.

Status der Erdöl- und Erdgasproduktion

Der Definition der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD 2015) entsprechend gibt es unter den weltweit 20 größten Erdöl- und Erdgasproduzenten elf beziehungsweise zehn Entwicklungs- und Schwellenländer. Der Anteil der Entwicklungs- und Schwellenländer an der globalen Erdölförderung insgesamt lag 2014 bei über 40 %, bei Erdgas lag der Anteil bei über 30 % (Abb. 30). Die Kohlenwasserstoffförderung in Entwicklungs- und Schwellenländern ist somit von erheblicher Bedeutung für den Weltmarkt. Zu den größten Erdölförderländern unter den Entwicklungs- und Schwellenländern gehören China, der Iran, der Irak, Venezuela und Mexiko. Unter den afrikanischen Ländern sind Nigeria und Angola die beiden größten Erdölförderer. Der Iran spielt auch bei der Erdgasförderung eine wichtige Rolle und war 2014 der drittgrößte Erdgasproduzent weltweit. Weitere bedeutende Erdgasförderer unter den Entwicklungs- und Schwellenländern sind China, Algerien, Indonesien und Turkmenistan.

Globale Erdölförderung



Globale Erdgasförderung

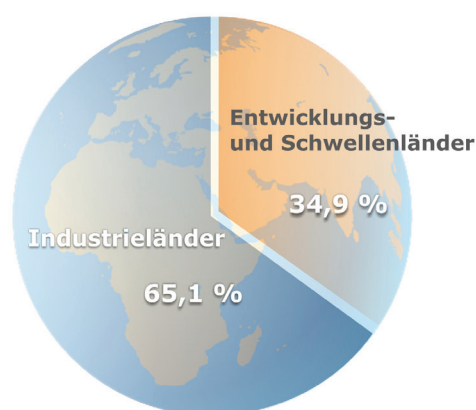


Abbildung 30: Anteil der Entwicklungs- und Schwellenländer an der globalen Förderung von Kohlenwasserstoffen in %.

Deutschland importierte 2014 fast 35 % seines Erdölbedarfs aus Entwicklungs- und Schwellenländern. Zu den wichtigsten Lieferanten gehörten Nigeria, Kasachstan, Aserbaidschan und Algerien. Bei den Erdgasimporten hingegen spielen Entwicklungsländer für die Versorgung in Deutschland bislang kaum eine Rolle.

Stärker noch als das heutige Fördervolumen zeigt ein Blick auf die Reserven und Ressourcen, dass die Bedeutung von Entwicklungs- und Schwellenländern für die globale Versorgung mit Kohlenwasserstoffen zukünftig voraussichtlich noch steigen wird. Beispielhaft hierfür ist die Region Ostafrika, in der in den letzten Jahren zum Teil erhebliche Erdöl- und Erdgasfunde in Tansania, Mosambik, Kenia und Uganda international für Aufsehen gesorgt haben. In Tansania allein werden Erdgasressourcen, vor allem offshore, in einer Größenordnung von 1.500 Mrd. m³ vermutet, welches auch im Weltmaßstab einem bedeutenden Potenzial entspricht. Infolgedessen haben multinationale Rohstoffunternehmen ihre Explorationsanstrengungen in diesen Ländern verstärkt. Aus den zwei überwiegend onshore liegenden Erdgasfeldern Songo Songo und Mnazi Bay wird bereits gefördert. Das Erdgas dieser Felder wird zur Erzeugung von Elektrizität in Dar-es-Salaam und Mtwara sowie in der lokalen Industrie genutzt. Auch in anderen Ländern der Region wie Kenia, Somalia und Uganda oder den Komoren hat die Exploration auf Erdöl und Erdgas durch internationale Unternehmen bereits begonnen.

Wirtschaftliche Bedeutung des Erdöl- und Erdgassektors

Neben der Bedeutung für den Weltmarkt ist der Kohlenwasserstoffsektor auch von zentraler wirtschaftlicher Bedeutung für die Länder selbst. Nach Schätzungen der Weltbank waren im Jahr 2013 von den zwanzig Ländern, in denen der Erdölsektor den größten Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP) ausmacht, 13 Entwicklungsländer. In dieser Gruppe hatte der Erdölsektor jeweils einen Anteil von über 20 % am BIP, darunter waren auch vier der am wenigsten entwickelten Länder der Erde: Angola, Tschad, Äquatorialguinea und der Südsudan (Abb. 31). In vier weiteren Entwicklungsländern, Ecuador, Jemen, Nigeria und Turkmenistan, nahm der Erdölsektor einen Anteil von über 10 % am BIP ein (WELTBANK 2015b). Die genannten Länder gehören zwar bis auf Nigeria und Angola nicht zu den Top 20 Erdölproduzenten weltweit, aufgrund ihrer vergleichsweise kleinen Volkswirtschaften beziehungsweise der geringen Diversifizierung der Wirtschaft hat der Erdölsektor aber einen erheblichen Stellenwert.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht hat der Erdgassektor generell eine geringere Bedeutung als der Erdölsektor. Er nahm nur in den beiden Ländern Usbekistan und Turkmenistan einen Anteil von über 10 % am BIP ein. Dennoch waren auch hier 13 der 20 Länder, in denen der Erdgassektor den größten Anteil am BIP ausmachte Entwicklungsländer (WELTBANK 2015c).

Die Staatseinnahmen aus dem Erdöl- und Erdgassektor sind zum Teil immens. Laut Bericht der Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) in Nigeria hat das Land im Jahr 2012 Einnahmen in Höhe von über 60 Mrd. USD durch den Erdöl- und Erdgassektor erzielt (EITI 2014). Dies ist ein Vielfaches der 1,9 Mrd. USD an Entwicklungsgeldern, die das Land im gleichen Jahr laut Weltbank empfangen hat (WELTBANK 2015a). Neben dem Erdöllexport bietet auch die Eigennutzung, insbesondere im Transportsektor, erhebliche wirtschaftliche Potenziale.

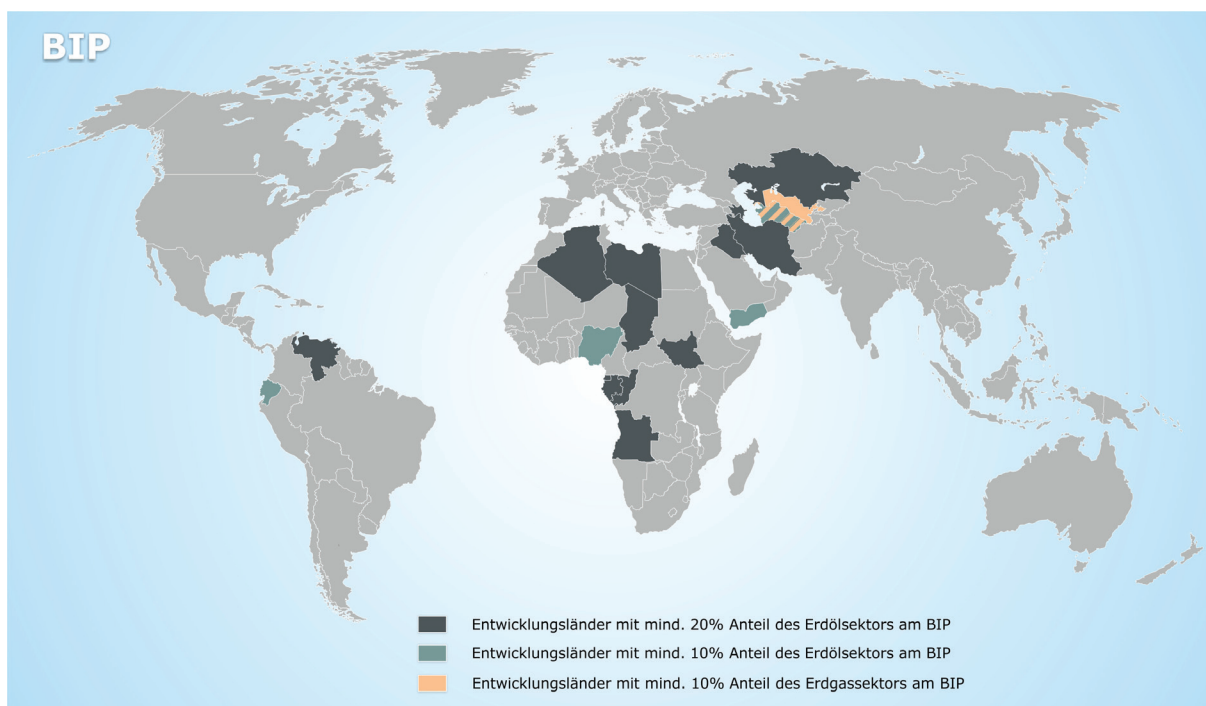


Abbildung 31: Entwicklungs- und Schwellenländer mit über 10 % beziehungsweise über 20 % Anteil des Erdöl- oder Erdgassektors am Bruttoinlandsprodukt (WELTBANK 2015b, WELTBANK 2015c).

Erdgas kann bei der Verbesserung der Stromversorgung in Entwicklungsländern, vor allem in Afrika, eine wichtige Rolle spielen. Während in Asien und Lateinamerika bereits zwischen 80 % und 90 % der Bevölkerung Zugang zur Stromversorgung hatten, waren es in Sub-Sahara Afrika im Jahr 2012 nur 32 % der Bevölkerung. In vielen der ostafrikanischen Länder liegt der Zugang zu verlässlicher Energie sogar nur bei etwa 20 % oder weniger (IEA 2015c). Neben schlecht ausgebauten Stromnetzen fehlen hier die Erzeugungskapazitäten. Die Nutzung von Erdgas könnte diese Defizite mindern und zugleich den Ausgleich von Leistungsschwankungen, wie sie bei der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien typisch sind, gewährleisten. In Tansania hat die Erdgasförderung dazu geführt, dass der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung auf über 30 % angestiegen ist. Neben der Stromerzeugung bieten Erdgasprodukte wie Flüssigerdgas (LPG) eine vergleichsweise saubere Alternative zu traditionellen Brennstoffen (Dung und Holz), die bei Verwendung in privaten Haushalten in Entwicklungsländern oft zu Gesundheitsschädigungen führen.

Risiken und Herausforderungen

Generell sind bei der Erdöl- und Erdgasexploration sowie Förderung und Nutzung in Entwicklungsländern ähnliche Herausforderungen und Risiken zu erwarten wie bei anderen bergbaulichen Rohstoffen. Bevor Erdöl und Erdgas überhaupt genutzt werden können, muss die dafür notwendige Infrastruktur etwa für Transport und Weiterverarbeitung vorhanden sein. Beispielsweise reichen in vielen afrikanischen Ländern die Raffineriekapazitäten für Erdöl nicht aus, da Anlagen fehlen, die Kapazitäten bestehender Anlagen zu gering oder diese veraltet sind und daher nicht mehr voll ausgelastet operieren können. Dies führt dazu, dass Nigeria als größter Erdölproduzent Sub-Sahara Afrikas einen erheblichen Teil seines Rohöls exportieren und weiterverarbeitete Erdölprodukte wieder importieren muss.

Eine große Herausforderung für viele Länder liegt in der Umsetzung einer umweltverträglichen Förderung von Erdöl und Erdgas. Generell mangelt es an Umweltregularien für den Kohlenwasserstoffsektor, und die Einhaltung der bestehenden Gesetzgebung kann durch die zuständigen Behörden nicht gewährleistet werden. Eines der bekanntesten Beispiele von Umweltschäden durch den Erdölsektor liegt im Niger Delta. AMNESTY INTERNATIONAL (2015) schätzt, dass es dort 2014 mehr als 500 Austritte an Rohöl in Anlagen von Shell und ENI gab. Gründe für die Verschmutzungen sind Unfälle oder die Nicht-Instandhaltung der Anlagen, aber auch Sabotage der Anlagen, um Erdöl zu stehlen. Nach Schätzungen der Nigeria Extractive Industries Transparency Initiative (NEITI) wurden im Zeitraum 2009 bis 2011 mehr als 136 Mio. bbl Erdöl gestohlen, was zu einem geschätzten Einnahmeverlust von 10,9 Mrd. USD für den nigerianischen Staat führte. Gleichzeitig schädigen die damit assoziierten unkontrollierten Austritte umliegende Gebiete und beeinträchtigen so die Lebensgrundlage von Teilen der lokalen Bevölkerung (z. B. Fischer).

Zudem bestehen volkswirtschaftliche Risiken wie das der „Holländischen Krankheit“. Dieses außenwirtschaftliche Paradoxon kann auftreten, wenn der Export von Rohstoffen in großem Umfang zu Außenhandelsüberschüssen und damit zu einer Aufwertung der Landeswährung führt. Andere Sektoren verlieren dadurch an Wettbewerbsfähigkeit, was im Extremfall langfristig zum ihrem kompletten Verschwinden führen kann. In einer Vielzahl erdöl- und erdgasfördernder Staaten wie zum Beispiel Nigeria oder Mexiko sind oder waren diese Probleme bereits zu beobachten. Zudem besteht im Erdöl- und Erdgassektor das Risiko einer inselhaften Ausbeutung ohne lokale Wertschöpfung und insbesondere ohne nennenswerte nationale Beschäftigungswirkung.

Gute Regierungsführung, staatliche Regulierungen und gut ausgebildetes Personal in den zuständigen staatlichen Behörden können diesen Herausforderungen entgegenwirken. Jedoch bestehen gerade hier gravierende Defizite. Oft mangelt es an grundlegenden Informationen beispielsweise hinsichtlich der Größe der eigenen Erdöl- und Erdgasvorkommen. Auch mangelhafte Verträge und Gesetzgebungen sowie Korruption führen dazu, dass der Rohstoffsektor für die betroffenen Länder nicht ausreichend in Wert gesetzt werden kann.

Deutsche Entwicklungszusammenarbeit im Erdöl- und Erdgassektor

In der Vergangenheit gab es im Rahmen der deutschen Entwicklungszusammenarbeit nur vereinzelt Projekte im Kohlenwasserstoffsektor. 2006 veröffentlichte das Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) das Positionspapier „Entwickelt Öl?“. Darin wird evaluiert inwieweit Entwicklungsziele durch Einnahmen aus dem Erdölsektor zu finanzieren sind und festgestellt, dass der Erdölsektor bedeutendes Potenzial für die Entwicklungsförderung bietet. Finanztransparenz und die Verbesserung der Verwaltung von Einnahmen aus dem Erdölsektor werden bereits in einigen erdölfördernden Entwicklungsländern wie beispielsweise Ghana durch die Einführung und Umsetzung der EITI unterstützt. Darüber hinaus wird jedoch nur begrenzt Unterstützung zur Nutzung der Entwicklungspotenziale durch den Sektor und der Minderung von Risiken, die mit der Kohlenwasserstoffförderung einhergehen, angeboten. Das bestehende „Sektorkonzept Nachhaltige Energie für Entwicklung“ (2007) des BMZ fokussiert sich vorrangig auf die Förderung erneuerbarer Energien in Entwicklungs- und Schwellenländern. Das „Entwicklungspolitische Strategiepapier Extraktive Rohstoffe“ des BMZ aus dem Jahr 2010 bezieht sich auf den extraktiven Sektor im Allgemeinen und beinhaltet auch Energierohstoffe wie Erdöl und Erdgas. Die Umsetzung konzentriert sich bisher jedoch vor allem auf den Sektor der mineralischen Rohstoffe.

Aus dem „Entwicklungspolitischen Strategiepapier Extraktive Rohstoffe“ können Maßnahmen für den Kohlenwassersektor abgeleitet werden, wie zum Beispiel:

- Unterstützung bei der Erzeugung und Pflege einer benötigten Datenbasis (Karten, geophysikalische Daten, Vorkommen- und Lagerstättenkataster)
- Ausbildung von Fachkräften auf dem Kohlenwasserstoff-Sektor, beispielsweise zur Interpretation geophysikalischer Daten und der Bewertung von Machbarkeitsstudien
- „Institution Building“ zur Beratung der zuständigen Ministerien verbunden mit dem Aufbau und der Stärkung der Aufsichtsbehörden
- Hilfe bei der Schaffung rechtlicher Rahmenbedingungen und Regularien insbesondere auch zur Umsetzung von Umweltverträglichkeit- und Arbeitssicherheitsstandards

Eine sozial- und umweltverträgliche Förderung von Kohlenwasserstoffen ist eine elementare Grundlage für die nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung von Entwicklungs- und Schwellenländern. Für Industrieländer allgemein und darunter insbesondere auch für Deutschland, welches einen erheblichen Anteil von Erdöl aus diesen Ländern importiert, sind stabile Rahmenbedingungen vor Ort eine wichtige Voraussetzung zur Sicherung der eigenen Energieversorgung.

5 ZUKÜNFTIGE VERFÜGBARKEIT FOSSILER ENERGIEROHSTOFFE UND TIEFER GEOTHERMIE

5.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf

Mit der vorliegenden Studie werden die weltweiten Kapazitäten und Potenziale von Energie und Energierohstoffen analysiert. Der Schwerpunkt liegt dabei weiterhin auf der Darstellung der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe. Welche Mengen davon zukünftig abgebaut und verbraucht werden, ist von vielen Faktoren abhängig und nur bedingt vorhersagbar. Als Basis für den langfristigen Vergleich von Angebot und Nachfrage kann der projizierte Verbrauch dieser Energieträger bis zum Jahr 2040 nach dem New Policies Scenario der IEA (2015f) genutzt werden (Abb. 32). Danach ergibt sich für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus geologischer Sicht komfortable Situation, denn der projizierte Bedarf umfasst nur einen kleinen Teil der derzeit ausgewiesenen Rohstoffvorräte und kann alleine aus den bereits heute bekannten Reserven gedeckt werden. Insbesondere sticht die Kohle hierbei mit einem weit über 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, deren Gewinnung schon heute im großen Maßstab erfolgt, tragen zu einer 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 geologischer Sichtweise ausschließlich die Verfügbarkeit von Erdöl absehbar limitiert. Außerdem beginnt die Produktion aus technischen Gründen bereits zu einem Zeitpunkt abzusinken, zu dem noch große Vorräte vorhanden sind. Nach dem IEA-Szenario wäre bis 2040 etwa die Hälfte der heute ausgewiesenen Erdölreserven verbraucht.

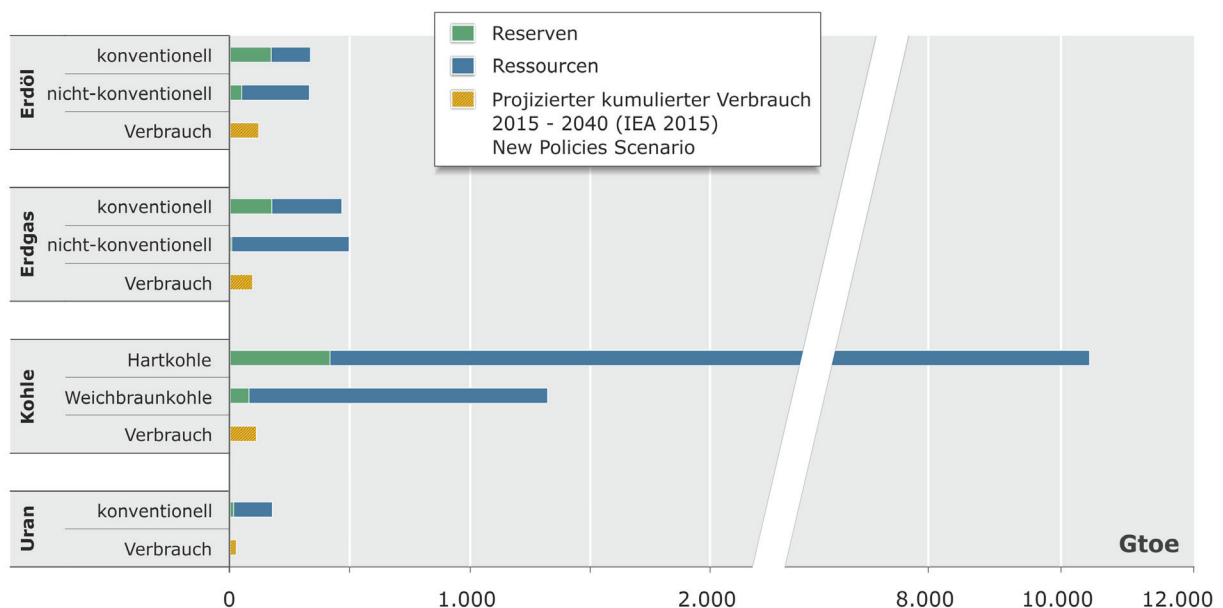


Abbildung 32: Angebotssituation nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2014.

5.2 Zusammenfassung und Ausblick

Erdöl

Im Berichtszeitraum 2014 gab es nur geringfügige Veränderungen beim Erdöl gegenüber dem Vorjahr. Ausschließlich die Ressourcen erhöhten sich signifikant um 2,8 % aufgrund von Neubewertungen einiger Länder zu Erdöl aus dichten Gesteinen. Ab 2015 kann auf Grund des niedrigen Ölpreises, anhaltend hoher Förderung, erhöhter Nachfrage und verringerter Investitionen im KW-Sektor mit größeren Veränderungen gerechnet werden. Unabhängig von diesen kurzfristigen Einflussfaktoren kann für die kommenden Jahre aus geologischer Sicht bei einem weiterhin moderaten Anstieg des Verbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden. Der Förderrückgang aus einigen Ländern der OPEC und Afrikas konnte hauptsächlich durch Zunahmen in Nord- und Lateinamerika und der OECD-Staaten (hier plus 4,8 %) mehr als ausgeglichen werden. Auch 2014 ist die Förderung von Erdöl aus dichten Gesteinen (Tight Oil) in den USA weiter steil angestiegen. Erst im Verlauf von 2015 zeichnet sich eine Abflachung der Förderleistung ab.. Eine globale Ausweitung der Förderung aus dichten Gesteinen steht weiterhin aus und ist bei dem momentan niedrigen Ölpreis auch nicht zu erwarten. Neben USA und Kanada hat Argentinien mit einer geringen Förderung von Tight Oil begonnen.

Als Folge des erhöhten Angebots an Erdöl weltweit und des damit verbundenen niedrigen Ölpreises hat die Ölindustrie ab der zweiten Jahreshälfte 2014 mit Kosteneinsparungen reagiert. Maßnahmen zur Effizienzsteigerung beim Bohr- und Förderbetrieb, Hinausschieben und Streichen von Entwicklungsvorhaben vor allem in kostenintensiven Frontier-Gebieten wie der Arktis oder in Tiefwasserbereichen bis hin zu Lizenzverkäufen und Entlassungen von Angestellten sollen die Einnahmeverluste begrenzen. Abhängig von der zukünftigen Entwicklung des Ölpreises stehen viele Unternehmen vor großen und in Teilen existenziellen Herausforderungen, die zu erheblichen strukturellen Veränderungen in der Branche führen können. Mittel- bis langfristig könnten die Investitionseinsparungen seitens der Ölindustrie auch wieder zu Förderengpässen führen und Preissteigerungen zur Folge haben.

Erdgas

Erdgas war auch in 2014 mit einem Anteil von 23,7 % am globalen Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle dritt wichtigster Energieträger. Die vor einigen Jahren in das Erdgas gesteckten hohen Wachstums-Erwartungen haben sich bisher nicht erfüllt. Produktionsbereinigt ergibt sich auch 2014 eine Zunahme der weltweiten Erdgasreserven. Selbst bei einem absehbar steigenden Bedarf kann die Versorgung der Welt aufgrund des hohen verbleibenden Erdgaspotenzials noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden. Durch den Ausbau ihrer Schiefergasförderung waren die USA 2014 in der Lage, rund 95 % ihres hohen Erdgasverbrauchs aus eigener Förderung zu decken. Insgesamt hat der weltweite Erdgashandel gegenüber dem Vorjahr abgenommen. Der Handel mit LNG hat dagegen auf Kosten leitungsgebundener Transporte, zugenommen. In den nächsten Jahren werden dem Markt wachsende Mengen an LNG zur Verfügung stehen, die zu einer entspannten Versorgungslage führen können. Deutschland und Europa sind mit einem integrierten und wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven über Pipelines und LNG-Anlandeterminals angeschlossen. Geopolitische Risiken sind ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung.

Kohle

Die globalen Vorräte an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht auch einen steigenden Bedarf für viele Jahrzehnte decken. Erstmals im neuen Millennium verringerte sich nachfragebedingt die Welt-Kohleförderung gegenüber dem Vorjahr um rund 1 % und belief sich im Jahr 2014 auf rund 8.176 Mt. Allerdings hatte sich die Förderung in den vergangenen 15 Jahren knapp verdoppelt und wies in diesen Zeitraum die mit Abstand höchsten Zuwachsraten unter allen fossilen Energierohstoffen auf. Trotz weiter gefallener Kohleweltmarktpreise und anhaltend geringer Frachtraten stagnierte der Kohlewelthandel 2014. Die Bedeutung des pazifischen Marktes nimmt stetig zu. Mittlerweile gehen fast drei Viertel (73 %) der globalen Kohleimporte nach Asien. Der mit Abstand größte Hartkohleproduzent China ist seit 2011 auch der weltgrößte Hartkohleimporteur mit einem Anteil von derzeit rund einem Fünftel an den globalen Hartkohleimporten. Indien schickt sich aktuell an, die USA noch vor dem Ende dieses Jahrzehnts als zweitgrößten Kohleproduzenten abzulösen. Bei den Hartkohleimporten verzeichnete Indien in den vergangenen Jahren große Zuwächse und ist erstmalig der zweitgrößte Importeur vor Japan.

Die 2012 begonnene Konsolidierungsphase im globalen Kohlesektor wird sich auch über das Jahr 2015 fortsetzen. Während einerseits Gruben mit hohen Produktionskosten geschlossen werden, gehen andererseits noch immer neue, hochproduktive Kohlegruben weltweit in Betrieb. Angesichts eines aus heutiger Sicht zu vermutenden langsamer wachsenden beziehungsweise zeitweilig stagnierenden Kohlebedarfs kann daher kurz- bis mittelfristig mit einer entspannten Marktlage aus Sicht der Konsumenten gerechnet werden. Der weltweite Trend eines stetig und stark steigenden Bedarfszuwachses an Kohle setzte sich 2014 erstmals im neuen Millennium nicht fort. Der Kohlebedarf wird aber absehbar weiter, wenngleich weniger rasant als bislang steigen und auch weiterhin durch die asiatischen Länder geprägt werden.

Kernbrennstoffe

Die globalen Vorräte für Uran sind sehr umfangreich, sodass aus geologischer Sicht in absehbarer Zeit kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten ist. Während in Europa die Nachfrage nach Uran zukünftig voraussichtlich weiter sinken wird, ist vor allem in den Schwellen- und Entwicklungsländern der Regionen Asien und des Nahen Ostens mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. Auch in Nordamerika, Lateinamerika und Afrika ist ein moderater Anstieg des Uranbedarfs in den kommenden Dekaden zu erwarten. Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen, da diese zunehmend zeit- und kostenintensiver werden. Erstmals seit 2007 konnte die Weltbergwerksförderung nicht gesteigert werden und fiel um 6 % gegenüber dem Vorjahr zurück. Bei einem absehbar global steigenden Bedarf ist mittelfristig wieder mit Produktionszuwächsen zu rechnen.

Tiefe Geothermie

Allgemein zeigt sich ein zunehmender Trend der Erdwärmennutzung. Maßgebend für den weiteren Ausbau werden dabei die Entwicklung der Kosten im Vergleich zu anderen Energieträgern sein sowie die jeweilige geopolitische Situation. Bis zum Jahr 2050 geht die IEA (2011) von einem weltweiten Ausbau der Geothermie auf 1.400 TWh_e für elektrische Energie und 1.600 TWh_{th} für

thermische Energie aus. Dies entspräche dann jeweils einem Anteil an der Welterzeugung von 3,5 % bzw. 3,9 %. Der IPCC (2011) prognostiziert ähnliche Zahlen: Bis zum Jahr 2050 könnte die Geothermie danach 3 % des weltweiten Strombedarfs und 5 % des weltweiten Wärmebedarfs decken. In Europa wird das ökonomische Potenzial für geothermisch produzierten Strom in 2050 auf insgesamt 4.160 TWh_e geschätzt.

Erneuerbare Energien

Die „modernen“ Erneuerbaren wie Wind- und Sonnenenergie haben ihr Nischendasein längst hinter sich gelassen und sind eine global etablierte Energieressource. Weltweit gibt es heute rund 1.800 GW installierter Leistung an erneuerbaren Energien zur Stromgewinnung. Eine große Herausforderung ist die Diskrepanz zwischen dieser potenziell zur Verfügung stehenden und der tatsächlich erbrachten Leistung, so dass bislang nur rund 14 % des globalen Primärenergieverbrauchs von erneuerbaren Energien gedeckt werden können. Zukünftig ist mit einem weiteren Ausbau und Zubau in allen Bereichen der Energieversorgung zurechnen. Derzeit haben rund 164 Staaten Ziele zum Ausbau von erneuerbaren Energien formuliert. Das globale finanzielle Investitionsvolumen in erneuerbare Energien hat sich in den vergangenen zehn Jahren von 45 Mrd. USD/a auf über 270 Mrd. USD/a in 2014 erhöht. Dabei sind die Investitionen besonders in Entwicklungs- und Schwellenländern gestiegen. Deren Anteil erhöhte sich von 20 % am Gesamtinvestitionsvolumen auf über 48 % in 2014. Investitionen und Ausbau von Kapazitäten werden den Einfluss der erneuerbaren Energien besonders im Stromsektor global weiter steigern, während voraussichtlich der Einfluss im Wärme- und Verkehrssektor mittelfristig eher moderat wachsen wird.

6 LITERATUR

- AGEB (2015): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014 – Jahresbericht. – 42 S., Berlin, Köln.
<http://www.ag-energiebilanzen.de/20-0-Berichte.html/jahresbericht2014> [11.2015]
- Agemar, T., Alten, J., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S. Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. In: ZDGG, 165 (2), 129–144.
- , Weber, J., Schulz, R. (2014): Deep Geothermal Energy Production in Germany. – In: Energies 2014, 7 (7), 4397–4416.
- Al-Mutairi, S. M., Kokal, S. L. (2011): EOR Potential in the Middle East : Current and Future Trends. Spe Eur. Annu. Conf. and Exhib: 1–11, Wien.
- Amnesty International (2015): Nigeria: Hundreds of oil spills continue to blight Niger Delta.
<https://www.amnesty.org/en/latest/news/2015/03/hundreds-of-oil-spills-continue-to-blight-niger-delta/> [11.2015]
- Anderson, T. (2014): Economic Analysis of Solar-Based Thermal Enhanced Oil Recovery. SPE Annu. Tech. Conf. and Exhib: 1–11, Wien.
- BAFA (2015a): Erdgas, EnergiINFO, Erdgasimporte Dezember 2014, Eschborn.
<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/energieinfo/2014/dezember.html>
- (2015b): Drittländerskohlepreis, Mengen- und Preisübersicht, Eschborn.
<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittländerskohlepreis/>
- Babadagli, T. (2007): Development of mature oil fields - A review. – In: Journal of Petroleum Science and Engineering. 57: 221–246.
- Bertani, R. (2015): Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report. Proceedings World Geothermal Congress 2015 (19–25 April 2015). – 19 S., Melbourne, Australien
- BfS (2015): Stilllegung kerntechnischer Anlagen in Europa, BfS-SCHR-56/15; urn:nbn:de:0221-2015052612750. – 64 S., Salzgitter.
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0221-2015052612750> [11.2015]
- BGR (2009): Energiestudie 2009. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. – 284 S., Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe_2009_gesamt.pdf;jsessionid=3AD9380D6F71CE7B9F6ECEFOF530B518.1_cid331?__blob=publicationFile&v=2 [11.2015]
- (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. – 57 S., Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [11.2015]
- (2014): Energiestudie 2014. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (18). – 129 S., Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [11.2015]
- (2015): Deutschland – Rohstoffsituation 2014. – 161 S., Hannover

BMU (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen.

<http://www.erneuerbare-energien.de>

BMWi (2015a): Steinkohle / Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland.

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/kohle,did=190808.html> [11.2015]

— (2015b): Die Energiewende – ein gutes Stück Arbeit, Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien 2014, Forschungsberichte im Überblick. – 402 S., Berlin.

<http://www.forschungsjahrbuch.erneuerbare-energien.de/downloads/forschungsjahrbuch-2014.pdf> [11.2015]

BMZ (2006): Entwickelt Öl? Möglichkeiten der entwicklungsorientierten Nutzung der Öleinnahmen in Subsahara Afrika. – 22 S., Berlin.

<http://www.bmz.de/de/mediathek/publikationen/archiv/themen/wirtschaft/diskurs008.pdf> [11.2015]

— (2007): Sektorkonzept Nachhaltige Energie für Entwicklung. – 27 S., Berlin.

<http://www.bmz.de/de/mediathek/publikationen/archiv/reihen/strategiepapiere/konzept145.pdf> [11.2015]

— (2010): Entwicklungspolitisches Strategiepapier Extraktive Rohstoffe. – 24 S., Berlin.

https://www.bmz.de/de/mediathek/publikationen/archiv/reihen/strategiepapiere/Strategiepapier299_04_2010.pdf [11.2015]

BP (2015): Statistical Review of World Energy. June 2015. – 44 S., London.

<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf> [11.2015]

Bundesregierung (2009): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Nationaler_Aktionsplan_100804.pdf [11.2015]

Bundesverband Geothermie e.V (2015): Liste der tiefen Geothermieprojekte in Deutschland 2015.

http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/wissenswelt/Projekte/2015_06_22_Projektliste_Tiefe_Geothermie.pdf [04.2015]

Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H. (2010): Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia. SPE Lat. Am. Caribb. Pet. Eng. Conf. (01.–03.12.2010), 1–7, Lima, Peru.

Chaar, M., Venetos, M., Dargin, J., Palmer, D. (2014): Economics Of Steam Generation For Thermal EOR. Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. (10.–13.11.2014), 1–18., Abu Dhabi, UAE.

Chang, H. L., Zhang, Z. Q., Wang, Q. M., Xu, Z.S., Guo, Z.D., Sun, H. Q., Cao, X. L., Qiao, Q. (2006): Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the Peoples Republic of China. – In: J. Pet. Technol., 84–89.

China Coal Resource (2015a): China 52 coal firms output exceeding 10 mln T in 2014.

<http://en.sxcoal.com/165/132015/DataShow.html> [11.2015]

— (2015b): NDRC approves nine new coal mine projects in H1.

<http://en.sxcoal.com/0/129448/DataShow.html> [11.2015]

— (2015c): Roundup: Chinese main coal provinces September output.

<http://en.sxcoal.com/165/133829/DataShow.html> [11.2015]

- ChinaDaily (2014): Government plans more closures of coal mines through 2016.
http://www.chinadaily.com.cn/china/2014-12/24/content_19153446.htm [11.2015]
- Chorowicz, J. (2005): The East African Rift System. – In: Journal of African Earth Sciences, No. 43: 379–410.
- CIL (2015): Road Map for Enhancement of Coal Production. – 14 S.
https://www.coalindia.in/DesktopModules/DocumentList/documents/RoadMap_for_Enhancement_of_Coal_Production_26052015.pdf [11.2015]
- Condor, J., Suebsiri, J., Wilson, M., Asghari, K. (2010): Carbon Footprint and Principle of Additionality in CO2-EOR Projects: The Weyburn Case. Soc. Pet. Eng. Lat. Am. Caribb. Pet. Eng. Conf. (01.–03.12.2010), 1–8, Lima, Peru.
- DEBRIV (2015): Braunkohle in Deutschland 2015. Profil eines Industriezweiges. – 92 S., Köln.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_izb_2013.pdf (11.2015)
- DEPI (2015): Grafik: Pelletproduktion und Inlandsbedarf in Deutschland
http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/Pelletproduktion_und_Inlandsbedarf.jpg [11.2015]
- DOE (2014): CO2-EOR Offshore Resource Assessment. – 100 S.
http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/temp/FY14_CO2-EOROffshoreResourceAssessment_060114.pdf [11.2015]
- Dreier, M. (2003): Thermalsimulation im Erdölfeld Emlichheim: Anwendung und Erfahrungen, – In: Erdöl, Erdgas, Kohle, 119 (1), 22–27.
- Edigera, V.Ş., Berkb, I. & Kösebalabanc, A. (2014): Lignite resources of Turkey: Geology, reserves, and exploration history. – In: International Journal of Coal Geology, 132: 13 – 22.
- EEK (2015): Erdöl, Erdgas, Kohle, 131. Jg. 2015, Heft 7/8, 274–277, Hamburg/Wien.
- EEPCO (2015): The Great Ethiopian Renaissance Dam, Ministry of Water, Irrigation and Energy, Addis Abeba, Äthiopien
<http://www.eepco.gov.et>
- EIA (2015a): Today in Energy: Coal mine starts continue to decline (23.09.2015), Washington, DC.
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=23052> [11.2015]
- (2015b): Annual Coal Report 2013, April 2015. – 59 S., Washington, DC.
<http://199.36.140.204/coal/annual/pdf/acr.pdf> [11.2015]
- (2015c): Today in Energy: Proposed Clean Power Plan would accelerate renewable additions and coal plant retirements (05.06.2015), Washington, DC.
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=21532> [11.2015]
- (2015d): Weekly Coal Production (12.11.2015).
<http://www.eia.gov/coal/production/weekly/>
- (2015e): Today in Energy: India's coal industry in flux as government sets ambitious coal production targets (25.08.2015), Washington, DC.
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=22652> [11.2015]
- (2015f): International Energy Statistics; Electricity.
<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=7> [10.2015]

- EITI (2014): Nigeria 2012 EITI Report.
<https://eiti.org/report/nigeria/2012> [11.2015]
- EMPG (2014): Erdöl aus Röhlermoor – Mit Tradition in die Zukunft (Pressemitteilung).
http://www.exxonmobil.com/Germany-German/PA/Files/Erdoelfoerderung-in-Ruehlermoor_1.pdf [11.2015]
- EPA (2015): Mercury and Air Toxics Standards (MATS).
<http://www3.epa.gov/airquality/powerplanttoxics/index.html> [11.2015]
- ESA (2015): ANNUAL REPORT 2014, EURATOM Supply Agency. – 54 S., Luxemburg
<http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf> [11.2015]
- Fabel, G., Neunhöffer, T., Rudschinski, D., Sasse, J., Scheer, T. (1999): Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning. SPE Int. Therm. Oper. Heavy Oil Symp. (17.-19.03.1999), 1–8, Bakersfield, California.
- GEA (2015): 2015 Annual US & Global Geothermal power production report. – 21 S.
<http://geo-energy.org/reports/2015/2015%20Annual%20US%20%20Global%20Geothermal%20Power%20Production%20Report%20Draft%20final.pdf> [11.2015]
- Government of Kenya (2008): Kenya Vision 2030, Ministry of State for Planning, Nairobi, Kenia
<http://www.vision2030.go.ke>
- Gozalpour, F., Ren, S.R., Tohidi, B.(2005): CO2 EOR and storage in oil reservoirs, Oil Gas Sci. Technol. 60: 537–546.
- GVSt (2015): Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2014.
<http://www.gvst.de/site/steinkohle/kennzahlen2014.htm> [11.2015]
- Hochstein, M.P. (2005): Heat Transfer by Hydrothermal Systems in the East African Rifts. In: Proceedings World Geothermal Congress 2005, (24-29.04.2005); Antalya, Turkey.
- IAEA (2015a): Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the period up to 2050, 2015 Edition. – 58 S., Wien.
<http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/rds1-35web.pdf> [11.2015]
- (2015b): Nuclear Power Reactors in the World, 2015 Edition. – 86 S., Wien.
<http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/rds2-35web-85937611.pdf> [11.2015]
- IEA (2011): Technology Roadmap – Geothermal Heat and Power, OECD/IEA. – 52 S., Paris.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_roadmap.pdf [11.2015]
- (2013): World Energy Outlook 2013, OECD/IEA . – 708 S., Paris..
- (2014): World Energy Outlook 2014, OECD/IEA. – 748 S., Paris.
- (2015a): Renewables Information 2015, IEA Statistics, – 501 S., Paris.
- (2015b): Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015, OECD/IEA. – 270 S., Paris.
- (2015c): WEO 2014 Electricity database, Paris.
<http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/energyaccessdatabase/> [11.2015]
- (2015d): Coal Information 2015. – 674 S.; Paris.

- (2015e): Electricity Information 2015. – 894 S., Paris.
- (2015f): World Energy Outlook 2015, OECD/IEA. – 718 S.; Paris.
- IHS Energy (2015): McCloskey Coal Report. – 14-tägiger Newsletter.
<http://www.mccloskeycoal.com/>
- IPCC (2011): Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. – 1088 S.
- IRENA (2015): Renewable Energy Capacity Statistics 2015; International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates.
<http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=604> [11.2015]
- Kang, P., Lim, J., Huh, C. (2014): Integrated Screening Criteria for Offshore Application of Enhanced Oil, SPE Annu. Conf. Exhib (27.–29.10.2014), 1–18, Amsterdam, Netherlands.
- Kebede, S. (2009): Status of Geothermal Exploration and Development in Ethiopia. Presented at UNU-GTP Short Course IV (01.–22.11.2009). – 12 S., Lake Naivasha, Kenya.
- & Assaye, M. (2014): Update on Geothermal Exploration and Development Activities in Ethiopia. – Presentation to the Geothermal Donor Collaboration Meeting of the AUC (26.05.2014). – 21 S., Reykjavik, Iceland.
- Koottungal, L. (2014): 2014 Worldwide EOR Survey, Oil Gas J. 4: 79–91.
- Laille, J.-P., Mollinard, J.-E., Wents, A. (1988): Inert Gas Injection as Part of the Cushion of the Underground Storage of Saint-Clair-Sur-Epte, France, SPE Gas Technol. Symp. (13–15.06.1988): 343–352, Dallas, Texas.
- LBEG (2006): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2005. – 67 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/903/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2005.pdf
- (2007): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2006. – 69 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/1301/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2006.pdf [11.2015]
- (2008): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007. – 70 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/1100/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2007.pdf [11.2015]
- (2009): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2008. – 74 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/1399/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2008.pdf [11.2015]
- (2010): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2009, – 75 S.; Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/33578/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2009.pdf [11.2015]
- (2010): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010. – 78 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/58703/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2010.pdf [11.2015]

- (2011): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2011. – 79 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/67965/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2011.pdf [11.2015]
- (2012): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012. – 77 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/78086/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2012.pdf [11.2015]
- (2014): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013. – 80 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/88262/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2013.pdf [11.2015]
- (2015): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2014. – 81 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/98573/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2014.pdf [11.2015]
- Leeuwenburgh, O., Neele, F., Hofstee, C., Weijermans, P.-J., Boer, H. de, Oosthoek, P., Lefebvre, A., Godderij, R. Gutierrez-Neri, M. (2014): Enhanced Gas Recovery – a Potential “U” for CCUS in The Netherlands. – In: Energy Procedia. 63, 7809–7820.
- Leonhardt, B., Ernst, B., Reimann, S., Steigerwald, A., Holding, W (2014): Field Testing the Polysaccharide Schizophyllan : Results of the First Year, SPE Improved Oil Recovery Symp. (12–16.04.2014): 1–16, Oklahoma, USA.
- Liu, B., Sun, X.S., Wang, K., Xu, H., Liu, Q., Liu, X. et al., (2013): Flooded by High-concentration Polymer Doubled Oil Recovery of Common Polymer on Field Test with 20 % Closed to the Result of Lab Test in Daqing. – In: Int. Oil Conf. Exhib. Mex.: 1–9. doi:10.2118/108684-MS.
- Lund, J.W., Boyd, T.L. (2015): Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. Proceedings World Geothermal Congress (19.–25.04.2015), Melbourne, Australia.
- Maaßen, Uwe & Schiffer, Hans-Wilhelm (2015): Germany’s lignite industry in 2014 / Die deutsche Braunkohlenindustrie im Jahr 2014. – In: World of mining – surface & underground, 67(3): 195–204, Clausthal-Zellerfeld.
- Mastmann, M., Fabel, G. (1998) Reviewing the Strategy of Steamfloods in a Dipping Reservoir, SPE/DOE Improv. Oil Recover. Symp. (19–22.04.1998): 59–64, Tulsa, Oklahoma, USA
- Mayer, G. (2014): The Geothermal Risk Mitigation Facility and the Geothermal Development in the East African Rift System. Paper presented at the ARGeo-C5 (30.10.2014). – 27 S., Arusha, Tanzania.
- McNITT, J.R. (1982): The Geothermal Potential of East Africa. In: Proceeding, Regional Seminar on Geothermal Energy in Eastern and Southern Africa: 3-8, Nairobi, Kenya.
- Möhring, A. (2011): Zur tertiären Erdölgewinnung (Festvortrag TU Clausthal), 29.
- Moussa, O., Ahmed, O., Souleiman, H. (2015): Country Report, Geothermal Development in Djibouti Republic. In: Proceedings World Geothermal Congress 2015 (19.-25.04.2015). – 5 S., Melbourne, Australien.

- NLfB (2001): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2000. – 64 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/907/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2000.pdf
 [11.2015]
- (2002): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2001. – 62 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/906/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2001.pdf
 [11.2015]
- (2003): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2002. – 57 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/909/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2002.pdf
 [11.2015]
- (2004): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2003. – 62 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/905/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2003.pdf
 [11.2015]
- (2005): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2004. – 61 S., Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/904/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2004.pdf
 [11.2015]
- OECD-NEA/IAEA (2014): Uranium 2014: Resources, Production and Demand, NEA No. 7209.
 – 508 S., Paris.
<https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2014/7209-uranium-2014.pdf> [11.2015]
- OECD (2015): DAC List of ODA Recipients – Effective for reporting on 2014, 2015 and 2016 flows.
<http://www.oecd.org/dac/stats/documentupload/DAC%20List%20of%20ODA%20Recipients%202014%20final.pdf>
 [11.2015]
- Ogezi, O., Egbuniwe, D., Strobel, J., Leonhardt, B., (2014): Operational Aspects of a Biopolymer Flood in a Mature Oilfield, SPE Improv. Oil Recover. Symp. (12–16.04.2014): 1–17, Tulsa, Oklahoma, USA
- Oilprice.com (2015): SAGD Costs in Canada and USA.
<http://oilprice.com/Energy/General/New-Report-Finds-Oil-Sands-Production-Costs-Below-U.S.-Tight-Oil.html>
 [05.2015].
- Omenda, P., Simiyu, S. (2015): Country Update Report for Kenya 2010–2014. – In: Proceedings World Geothermal Congress 2015 (19.–25.04.2015). – 11 S., Melbourne, Australien.
- , Teklemariam, M. (2010): Overview of Geothermal Resource Utilization in the East African Rift System. Presented at Short Course V on Exploration for Geothermal Resources, organized by UNU-GTP, GDC and KenGen (29.10.–19.11.2010), Lake Bogoria and Lake Naivasha, Kenya.
- Pápay, J. (1999): Improved Recovery of Conventional Natural Gas – Part 2: Results of a Pilot Test, Erdöl, Erdgas, Kohle. 7/8: 354–355.
- Proyer, G., Chaziteodorou, G., Muss, H., Roskamp, M., (1985): Results of a Steamdrive Pilot Project in the Ruhlertwist Field, Federal Republic of Germany, J. Pet. Technol., 284–294.
- Pusch, G., (2007): Perspectives of European Improved Oil Recovery. Oil, Gas European Magazine 4, 179–186.
- RAG Stiftung (2015): Geschäftsbericht 2014. – 47 S., Essen.
http://www.rag-stiftung.de/fileadmin/user_upload/rag-stiftung.de/Dokumente/geschaeftsberichte/Annual_Report_2014.pdf [11.2015]

- Reegle.info (2015): Urban and rural electrification.
<http://www.reegle.info> [11.2015]
- REN21 (2015): Renewables 2015 Global Status Report. ISBN: 978-3-9815934-6-4. – 251 S., Paris.
http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf [11.2015]
- RGCU (2015a): Private Developer's Consensus Estimations on Eastern Africa's Geothermal Potential for Power Generation (AGIL, Akiira One, Cluff Geothermal, GeoT, ORMAT, Reykjavik Geothermal), Afrikanische Union, Addis Abeba, Äthiopien.
- (2015b): Installed Power Generation Capacities in the GRMF-Countries 2020. Afrikanische Union, Addis Abeba, Äthiopien.
- (2015c): GRMF-Project Database. Afrikanische Union, Addis Abeba, Äthiopien.
- Saeed, K., Stenamm, U., Kazmi, S., Dietzsch, G., Rosenthal, G., (2015): Integrierte Feldesstudie in maturaen Erdölfeldern zur Wirtschaftlichen Förderung von Restreserven am Beispiel des Fedes Rühlertwist, – In: DGMK Frühjahrstagung 2015, Celle.
- Schulz, R., Suchi, E., Öhlschläger, D., Dittmann, J., Knopf, S., Müller, C. (2013): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie. – Endbericht, LIAG-Bericht, Archiv-Nr. 131 310. – 108 S., Hannover.
- Sdk (2015): Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft.
<http://www.kohlenstatistik.de/4-0-Download.html> [11.2015]
- Tabary, R. & Douarche, F.(2012): Design of a Surfactant/Polymer Process in a Hard Brine Context: A Case Study Applied to Bramberge Reservoir; SPE EOR Conf. Oil Gas West Asia (16–18.04.2012): 1–13, Muscati, Oman.
- TKI (2015): Kömür (Linyit) Sektör Raporu 2014. – 76 S., Ankara.
<http://www.tki.gov.tr/Dosyalar/Dosya/SektorRaporu2014.pdf>
- Turta, A.T., Sim, S.S.K., Singhal, A.K., Hawkins, B.F. (2008): Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement, J. Can. Pet. Technol. 47: 39–44.
- UN-ESA (2014): World Urbanization Prospects: The 2014 Revision. – 32 S.
<http://esa.un.org/unpd/wup/highlights/wup2014-highlights.pdf> [11.2015]
- UNDP (1973): Investigation of geothermal resources for power development: Geology, Geochemistry and Hydrogeology of hot springs of the east African Rift System within Ethiopia. DP/SF/UN 116-technical report, United Nations; — 275 S., New York.
- URAM (2014): International Symposium on Uranium Raw Material for the Nuclear Fuel Cycle: Exploration, Mining, Production, Supply and Demand, Economics and Environmental Issues (23.–27.06.2014), Vienna, Austria.
<http://www-pub.iaea.org/iaeameetings/cn216Presentations.aspx> [11.2015]
- van de Loo, Kai & Sitte, Andreas-Peter (2015):The german coal situation 2014 / Steinkohle in Deutschland 2014. – In: Mining Report Glückauf, 151(2); 158–169, Essen.

- VdKi (2015a): Jahresbericht 2015. – 140 S.; Hamburg.
<http://www.kohlenimporteure.de/aktuelles/jahresbericht-2015.html> [11.2015]
- (2015b): Marktinformationen / Preise aktuell (für Steinkohlen).
http://www.kohlenimporteure.de/marktinformationen.html?file=files/user_upload/download/marktinformatio-nen/2015/102015%20Preise_DE.pdf [11.2015]
- Wagner, M. (1991): Microbial Enhancement of Oil Recovery from Carbonate Reservoirs with complex formation characteristics, *Dev. Pet. Sci.* 31: 387–398.
- Weber, J., Ganz, B., Schellschmidt, R., Sanner, B., Schulz, R. (2015): Geothermal Energy Use in Germany. *Proceedings World Geothermal Congress 2015 (19-25.04.2015)*: S.15, Melbourne, Australia.
- WEG (2015): Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., Jahresbericht 2014 – Zahlen und Fakten. – 32 S., Hannover.
<http://www.erdoel-erdgas.de/Medien/Publikationen/Jahresberichte> [11.2015]
- Weltbank (2012): The Eastern Electricity Highway Project under the First Phase of the Eastern Africa Power Integration Program.
<http://www.worldbank.org/projects/P126579/regional-eastern-africa-power-pool-project-ap1?lang=en> [11.2015]
- (2015a): Net official development assistance and official aid received.
<http://data.worldbank.org/indicator/DT.ODA.ALLD.CD> [11.2015]
- (2015b): Oil rents (% of GDP).
<http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PETR.RT.ZS> [11.2015]
- (2015c): Total natural gas rents (% of GDP).
<http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.TOTL.RT.ZS> [11.2015]
- White House (2015): The Clean Power Plan.
<https://www.whitehouse.gov/climate-change>
- Wintershall (2011a): Geschichte der Erdölgewinnung in Emlichheim (Firmenpräsentation). – 19 S., Kassel.
https://www.wintershall.com/fileadmin/broschures/Brosch_Emlichheim_RGB_MRes_de.pdf [11.2015]
- (2011b) Wintershall investiert in heimische Erdölförderung (Presseinformation, 25.07.2011), Kassel
<http://www.wintershall.com/presse-news/detail/news/wintershall-investiert-in-heimische-erdoelfoerderung.html> [11.2015]
- (2014): Emlichheim Oilfield – Engineering & Operations (Firmenpräsentation 02.04.2014): 1–21.
- WNA (2014a): The Economics of Nuclear Power.
<http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power/> [11.2015]
- (2014b): Military Warheads as a Source of Nuclear Fuel
<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Uraniu-Resources/Military-Warheads-as-a-Source-of-Nuclear-Fuel/> [11.2015]
- (2014c): World Uranium Mining Production.
<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Mining-of-Uranium/World-Uranium-Mining-Production/> [11.2015]

- (2014d): World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements 2013.
<http://www.world-nuclear.org/info/Facts-and-Figures/World-Nuclear-Power-Reactors-Archive/Reactor-Archive-January-2014/> [11.2015]
- (2015e): Decommissioning Nuclear Facilities.
<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Nuclear-Wastes/Decommissioning-Nuclear-Facilities/> [11.2015]
- WNN (2015): World Nuclear News: Paladin narrows its loss, continues to cut costs; 28.08.2015.
<http://www.world-nuclear-news.org/C-Paladin-narrows-its-loss-continues-to-cut-costs-28081501.html> [10.2015]
- Yang, L. (2007): Field test of SAGD as follow-up process to CSS in Liaohe oil field of China, J. Can. Pet. Technol. 46: 12–15.
- Yohannes, E. (2015): Geothermal Exploration in Eritrea. Country Update, – In: Proceedings World Geothermal Congress 2015 (19.–25.04.2015). 2, Melbourne, Australien.
- Zhu, Y., Hou, Q., Jian, G., Ma, D., Wang, Z. (2013): Current development and application of chemical combination flooding technique, Pet. Explor. Dev. 40: 96–103.

ANHANG

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

Tabelle 9: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2014: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht konventionell	konventionell ¹	nicht konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	86	< 0,5	138	–	539	691	13	1.467	3,9
GUS	776	–	2.408	2	3.282	1.354	170	7.992	21,1
Afrika	739	–	548	–	309	1	83	1.680	4,4
Naher Osten	4.529	–	3.035	–	30	–	–	7.595	20,0
Austral-Asien	243	–	564	70	7.260	793	102	9.032	23,8
Nordamerika	355	1.119	275	186	5.739	388	157	8.219	21,7
Lateinamerika	415	886	293	–	232	43	81	1.950	5,1
Welt	7.144	2.005	7.260	258	17.391	3.270	607	37.934	100,0
OECD 2010	461	1.119	519	228	7.963	1.458	171	11.918	31,4
EU-28	46	–	64	–	515	479	10	1.114	2,9
OPEC 2009	5.380	886	3.616	–	59	1	–	9.941	26,2

¹ einschließlich Tight Gas

Tabelle 10: Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2014: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht konventionell	konventionell	nicht konventionell ¹	Hartkohle	Weichbraunkohle				
Europa	211	95	208	560	12.612	2.972	264	286	17.207	3,2
GUS	1.155	966	4.973	1.933	70.292	18.958	1.292	103	99.672	18,5
Afrika	1.071	320	1.353	1.814	6.656	4	842	264	12.324	2,3
Naher Osten	1.251	171	1.605	524	1.008	–	53	–	4.613	0,9
Austral-Asien	1.062	436	1.650	3.369	176.781	12.335	1.838	771	198.241	36,7
Nordamerika	1.075	2.675	1.494	2.778	166.869	17.546	2.042	427	194.904	36,1
Lateinamerika	990	2.869	879	1.560	686	173	389	466	8.013	1,5
Welt	6.815	7.531²	12.162	12.537	438.729³	51.987	6.722	3.178⁴	539.661	100,0
OECD 2010	1.341	2.884	1.982	4.342	220.352	23.987	3.188	1.010	259.085	48,0
EU-28	109	68	119	524	12.573	2.725	263	55	16.436	3,0
OPEC 2009	1.818	2.935	1.756	1.717	1.220	3	18	150	9.617	1,8

¹ ohne Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas (7.904 EJ)

² ohne Eröl aus Ölschiefer (4.248 EJ)

³ einschließlich Antarktis für Hartkohle (3.825 EJ)

⁴ einschließlich Thoriumressourcen ohne Länderzuordnung (62 EJ)

Tabelle 11: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2014: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	7,0	9,8	2,9	4,5	0,2	24,4	4,7
GUS	28,1	30,7	11,6	1,1	14,7	86,2	16,5
Afrika	17,0	7,6	6,2	< 0,05	4,1	35,0	6,7
Naher Osten	55,7	22,3	0,1	–	–	78,1	15,0
Austral-Asien	16,2	19,6	128,3	3,4	3,5	170,9	32,7
Nordamerika	36,2	35,5	22,7	0,9	5,5	100,9	19,3
Lateinamerika	17,1	6,8	2,7	< 0,05	0,1	26,7	5,1
Welt	177,3	132,4	174,5	10,0	28,1	522,2	100,0
OECD 2010	43,7	47,6	37,5	5,1	8,1	142,0	27,2
EU-28	2,9	5,6	2,8	3,5	0,2	15,1	2,9
OPEC 2009	73,4	25,9	0,1	–	–	99,5	19,1

Tabelle 12: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2014: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	27,5	17,9	8,6	4,5	10,2	68,8	13,0
GUS	9,2	23,8	8,1	1,1	4,0	46,2	8,7
Afrika	7,8	4,7	4,6	< 0,05	0,2	17,3	3,3
Naher Osten	16,6	17,8	0,4	–	0,1	34,9	6,6
Austral-Asien	59,7	26,0	130,7	3,4	7,8	227,7	43,0
Nordamerika	44,6	35,6	20,3	0,9	10,4	111,9	21,1
Lateinamerika	14,5	6,5	1,3	< 0,05	0,3	22,5	4,3
Welt	180,0	132,4	174,0	10,0	33,0	529,3	100,0
OECD 2010	87,2	60,8	39,0	5,1	24,0	216,1	40,8
EU-28	24,7	15,7	7,7	3,5	9,9	61,6	11,6
OPEC 2009	18,9	19,1	0,1	–	0,1	38,3	7,2

– keine Reserven, Ressourcen, Förderung oder Verbrauch

Tabelle 13: Deutschland: Rohöllieferländer 2013/2014 [kt]

Land / Gruppe	2013	2014	%	Veränderung 2013 / 2014	%
Russland	31.480	30.025	33,6	-1.455	-4,6
Norwegen	10.953	15.183	17,0	4.230	38,6
Vereinigtes Königreich	9.445	9.727	10,9	282	3,0
Nigeria	7.306	7.120	8,0	-186	-2,5
Kasachstan	7.128	6.685	7,5	-443	-6,2
Aserbaidshjan	3.692	4.132	4,6	440	11,9
Algerien	2.608	3.624	4,1	1.016	39,0
Libyen	6.650	3.194	3,6	-3.456	-52,0
Ägypten	1.172	1.487	1,7	315	26,9
Saudi-Arabien	2.433	1.415	1,6	-1.018	-41,8
Kolumbien	961	1.275	1,4	314	32,7
Irak	799	919	1,0	120	15,0
Brasilien	281	704	0,8	423	150,5
Niederlande	554	626	0,7	72	13,0
Côte d'Ivoire	614	443	0,5	-171	-27,9
Mexiko	198	433	0,5	235	118,7
Polen	403	420	0,5	17	4,2
Tunesien	309	307	0,3	-2	-0,6
Dänemark	1.170	273	0,3	-897	-76,7
Angola	796	251	0,3	-545	-68,5
Kuwait	563	234	0,3	-329	-58,4
Italien	160	216	0,2	56	35,0
Turkmenistan	0	158	0,2	158	
Trinidad und Tobago	56	135	0,2	79	141,1
Guatemala	0	109	0,1	109	
Äquatorialguinea	41	68	0,1	27	65,9
Pakistan	0	39	0,0	39	
Estland	0	32	0,0	32	
Georgien	65	31	0,0	-34	-52,3
Albanien	66	10	0,0	-56	-84,8
Venezuela	325	8	0,0	-317	-97,5
Kamerun	0	6	0,0	6	
Frankreich	5	5	0,0	0	0,0
Belize	0	5	0,0	5	

Fortsetzung Tabelle 13
[kt]

Land / Gruppe	2013	2014	%	Veränderung 2013 / 2014	%
Ghana	197	0	0,0	-197	-100,0
Lettland	13	0	0,0	-13	-100,0
V. Arab. Emirate	31	0	0,0	-31	-100,0
Kanada	93	0	0,0	-93	-100,0
Einfuhr insgesamt	90.567	89.299	100,0	-1.268	-1,4
OPEC 2009	21.511	16.765	18,8	-4.746	-22,1
Naher Osten	3.826	2.568	2,9	-1.258	-32,9
Afrika	19.693	16.500	18,5	-3.193	-16,2
GUS	42.365	41.031	45,9	-1.334	-3,1
Europa	22.769	26.492	29,7	3.723	16,4

Tabelle 14: Deutschland: Herkunft des verbrauchten Erdgases [Mrd. m³]

Herkunftsland	2013	%	2014	%
Russland	37,9	34,1	36,4	34,2
Niederlande	29,4	26,4	26,0	24,5
Norwegen	27,8	25,0	30,2	28,4
Sonstige	5,4	4,8	3,7	3,5
Eigenproduktion	10,7	9,6	10,1	9,5
Gesamtaufkommen	111,1	100,0	106,4	100,0
Re-Export	20,9	18,8	21,4	20,1
Speichersaldo	0,9	0,8	-0,3	-0,3
Gesamtverbrauch	91,0	82,0	84,7	79,6

Tabelle 15: Deutschland: Import von Steinkohle (STK) und Steinkohlekoks (STKK) nach Lieferländern [kt]

Land / Gruppe	2010	2011	2012	2013	2014	Veränderung 2013/2014	%
EU	8.506	7.025	6.704	8.364	11.024	2.660	31,8
STK	4.974	3.524	4.089	5.891	8.817	2.926	49,7
STKK	3.533	3.501	2.615	2.473	2.207	-266	-10,8
Nicht-EU	36.677	41.353	41.218	44.502	45.182	680	1,5
STK	36.096	40.626	40.858	44.228	44.854	626	1,4
STKK	581	727	360	274	328	54	19,7
Australien	4.303	4.280	4.451	4.739	5.673	934	19,7
STK	4.303	4.280	4.451	4.739	5.673	934	19,7
STKK	0	0	0	0	0	0	
Indonesien	70	34	0	0	0	0	
STK	70	34	0	0	0	0	
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kanada	1.203	1.736	1.516	1.214	1.462	248	20,4
STK	1.203	1.736	1.516	1.214	1.462	248	20,4
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kolumbien	7.628	10.826	9.352	9.999	7.381	-2.618	-26,2
STK	7.588	10.764	9.319	9.974	7.381	-2.593	-26,0
STKK	39	62	33	25	0	-25	-100,0
Norwegen	856	857	395	680	435	-245	-36,0
STK	856	857	395	680	435	-245	-36,0
STKK	0	0	0	0	0	0	
Polen	6.058	5.139	3.971	4.325	4.389	64	1,5
STK	3.659	2.659	2.406	3.008	2.931	-77	-2,6
STKK	2.399	2.481	1.565	1.317	1.458	141	10,7
GUS	10.590	11.092	11.546	13.091	13.722	631	4,8
STK	10.342	10.731	11.227	12.842	13.495	653	5,1
STKK	248	361	319	249	227	-22	-8,8
Südafrika	3.331	2.644	1.972	2.533	5.082	2.549	100,6
STK	3.331	2.644	1.972	2.533	5.082	2.549	100,6
STKK	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	443	360	323	690	659	-31	-4,5
STK	63	30	7	365	362	-3	-0,8
STKK	379	330	316	325	297	-28	-8,6

Fortsetzung Tabelle 15
[kt]

Land / Gruppe	2010	2011	2012	2013	2014	Veränderung 2013 / 2014	%
USA	5.727	8.140	9.809	12.044	11.099	-945	-7,8
STK	5.727	8.140	9.809	12.044	11.099	-945	-7,8
STKK	0	0	0	0	0	0	
Venezuela	432	161	112	59	0	-59	-100,0
STK	431	161	111	59	0	-59	-100,0
STKK	2	0	1	0	0	0	
China	206	196	11	8	124	116	1.450,0
STK	7	12	9	8	23	15	187,5
STKK	199	184	2	0	101	101	
sonstige nicht-EU Länder	2.332	1.389	2.054	135	204	69	51,1
STK	2.239	1.269	2.049	135	204	69	51,1
STKK	93	120	5	0	0	0	
insgesamt	45.183	48.378	47.922	52.866	56.206	3.340	6,3
STK	41.069	44.151	44.947	50.119	53.671	3.552	7,1
STKK	4.114	4.228	2.975	2.747	2.535	-212	-7,7

Tabelle 16: Übersicht Erdöl 2014 [Mio. t]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial	
EUROPA	Albanien	1,4	57	26	23	106	49
	Bosnien & Herzegowina	–	–	–	10	10	10
	Bulgarien	0,1	9	2	32	43	34
	Dänemark	8,4	347	83	187	617	270
	Deutschland	2,4	302	31	115	448	146
	Estland	0,7	7	–	–	7	–
	Finnland	0,7	4	–	–	4	–
	Frankreich	0,8	127	11	710	848	721
	Griechenland	0,1	17	1	35	53	36
	Irland	–	–	–	244	244	244
	Italien	5,7	191	85	193	469	278
	Kroatien	0,7	103	7	20	130	27
	Litauen	0,2	4	1	60	65	61
	Malta	–	–	–	5	5	5
	Niederlande	2,0	147	30	455	632	485
	Norwegen	93,1	3.633	880	2.330	6.844	3.210
	Österreich	0,9	123	7	10	141	17
	Polen	0,9	64	19	260	342	278
	Rumänien	4,7	772	82	200	1.054	282
	Serbien	1,2	46	7	20	72	27
	Slowakei	< 0,05	3	1	5	9	6
	Slowenien	< 0,05	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	Spanien	0,3	38	19	34	92	53
	Tschechische Republik	0,7	12	2	30	44	32
Türkei	2,3	145	46	710	900	756	
Ungarn	1,0	101	4	20	125	24	
Vereinigtes Königreich	39,6	3.620	716	1.579	5.915	2.295	
Zypern	–	–	–	35	35	35	
GUS	Aserbaidshan	42,0	1.846	952	1.245	4.044	2.197
	Georgien	< 0,05	24	5	51	79	55
	Kasachstan	82,1	1.704	4.082	12.140	17.926	16.222
	Kirgisistan	< 0,05	12	5	10	27	15
	Moldau, Republik	–	–	–	10	10	10
	Russland	526,7	22.745	13.187	34.801	70.733	47.988
	Tadschikistan	< 0,05	8	2	60	69	62
	Turkmenistan	13,2	549	178	1.700	2.427	1.878
	Ukraine	3,0	366	54	300	720	354
	Usbekistan	3,2	199	81	400	680	481
	Weißrussland	1,6	139	27	30	196	57

Fortsetzung Tabelle 16
[Mio. t]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Ägypten	34,0	1.622	599	2.233	4.454	2.832
Algerien	70,6	3.028	1.660	2.375	7.063	4.035
Angola	83,0	1.558	1.723	5.200	8.481	6.923
Äquatorialguinea	13,1	222	150	350	721	500
Äthiopien	–	–	< 0,5	20	20	20
Benin	–	4	1	70	75	71
Côte d'Ivoire	1,0	32	14	300	345	314
Eritrea	–	–	–	10	10	10
Gabun	11,8	548	272	1.400	2.220	1.672
Gambia	–	–	–	20	20	20
Ghana	5,2	23	90	210	322	300
Guinea	–	–	–	150	150	150
Guinea-Bissau	–	–	–	40	40	40
Kamerun	3,7	187	18	350	555	368
Kenia	–	–	–	250	250	250
Kongo, DR	1,3	46	24	145	215	169
Kongo, Rep.	14,5	370	190	451	1.010	641
Liberia	–	–	–	160	160	160
Libyen	27,1	3.810	6.580	4.750	15.140	11.330
Madagaskar	< 0,05	k. A.	k. A.	90	90	90
Marokko	< 0,05	2	< 0,5	1.627	1.629	1.627
Mauretanien	0,3	7	3	164	174	167
Mosambik	k. A.	k. A.	2	2.000	2.002	2.002
Namibia	–	–	–	150	150	150
Niger	1,0	k. A.	20	30	50	50
Nigeria	120,4	4.463	5.044	5.090	14.597	10.134
São Tomé und Príncipe	–	–	–	180	180	180
Senegal	–	–	–	140	140	140
Seychellen	–	–	–	470	470	470
Sierra Leone	–	–	60	200	260	260
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	–	20	20	20
Südafrika	0,1	16	2	400	418	402
Sudan	5,5	–	200	365	565	565
Sudan & Südsudan	12,9	210	833	730	1.774	1.563
Südsudan, Republik	7,4	–	633	365	998	998
Tansania	–	–	–	400	400	400
Togo	–	–	–	70	70	70
Tschad	4,1	74	204	2.365	2.643	2.569
Tunesien	2,7	206	58	300	564	358
Uganda	–	–	136	300	436	436
Westsahara	–	–	–	57	57	57

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle 16
[Mio. t]

	Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	10,1	251	15	200	466	215
	Irak	160,3	5.133	19.465	6.320	30.918	25.785
	Iran	169,2	9.733	21.433	7.200	38.366	28.633
	Israel	< 0,05	2	2	371	375	373
	Jemen	6,6	398	317	500	1.215	817
	Jordanien	< 0,05	–	< 0,5	19	19	19
	Katar	83,5	1.670	3.435	700	5.805	4.135
	Kuwait	158,1	6.207	13.810	700	20.717	14.510
	Libanon	–	–	–	150	150	150
	Oman	46,2	1.443	701	1.490	3.633	2.191
	Saudi-Arabien	530,1	19.771	35.524	11.800	67.095	47.324
	Syrien	1,5	744	340	400	1.484	740
	V. Arab. Emirate	167,3	4.662	13.306	4.160	22.128	17.466
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	k. A.	k. A.	k. A.	290	290	290
	Australien	17,5	1.033	542	3.480	5.055	4.022
	Bangladesch	0,2	4	4	30	38	34
	Brunei	6,2	520	150	160	830	310
	China	211,4	6.293	2.514	20.724	29.531	23.238
	Indien	37,9	1.296	740	1.720	3.756	2.460
	Indonesien	41,8	3.393	502	3.545	7.441	4.047
	Japan	0,6	52	4	24	79	28
	Kambodscha	–	–	–	25	25	25
	Korea, Rep.	< 0,05	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	Laos	–	–	–	< 0,5	< 0,5	< 0,5
	Malaysia	31,2	1.095	499	850	2.444	1.349
	Mongolei	1,0	4	35	1.010	1.049	1.045
	Myanmar	0,8	56	3	560	620	563
	Neuseeland	1,8	60	17	243	321	260
	Pakistan	3,7	103	50	1.390	1.544	1.440
	Papua-Neuguinea	1,7	68	24	290	382	314
	Philippinen	1,0	18	15	270	303	285
	Sri Lanka	–	–	–	90	90	90
	Taiwan	< 0,05	5	< 0,5	5	10	5
Thailand	11,1	192	53	335	580	388	
Timor-Leste	3,8	46	59	175	280	234	
Vietnam	15,5	336	599	600	1.535	1.199	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.500	3.500	3.500
	Kanada	208,0	5.672	27.065	56.891	89.629	83.956
	Mexiko	137,1	6.419	1.339	4.761	12.520	6.100
	USA	519,9	31.880	6.857	24.553	63.289	31.409

Fortsetzung Tabelle 16
[Mio. t]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	29,5	1.570	317	4.175	6.061	4.492
	Barbados	< 0,05	2	< 0,5	30	33	30
	Belize	0,1	1	< 0,5	15	17	15
	Bolivien	3,4	83	22	280	386	302
	Brasilien	118,5	2.150	2.202	13.720	18.072	15.922
	Chile	0,3	62	20	330	413	350
	Dominikanische Rep.	–	–	–	150	150	150
	Ecuador	29,3	772	1.126	107	2.005	1.233
	Falklandinseln	–	–	–	800	800	800
	(Französisch-) Guyana	–	–	–	800	800	800
	Guatemala	0,5	21	11	40	72	51
	Guyana	–	–	–	450	450	450
	Haiti	–	–	–	100	100	100
	Kolumbien	52,2	1.243	314	1.790	3.347	2.104
	Kuba	3,7	66	3	1.008	1.078	1.011
	Panama	–	–	–	122	122	122
	Paraguay	–	–	–	575	575	575
	Peru	8,1	385	183	1.408	1.976	1.591
	Puerto Rico	–	–	–	75	75	75
	Suriname	0,7	15	12	700	727	712
Trinidad und Tobago	4,6	521	113	65	699	178	
Uruguay	–	–	–	275	275	275	
Venezuela	157,8	9.892	26.807	65.320	102.019	92.127	
Welt	4.240,7	179.240	218.864	343.212	741.316	562.077	
LÄNDERGRUPPE	Europa	168,0	9.873	2.060	7.323	19.256	9.383
	GUS	671,8	27.592	18.572	50.747	96.910	69.319
	Afrika	406,9	16.427	17.682	33.277	67.386	50.959
	Naher Osten	1.332,9	50.015	108.347	34.010	192.372	142.357
	Austral-Asien	387,2	14.576	5.810	35.816	56.202	41.627
	Nordamerika	865,1	43.972	35.261	89.705	168.937	124.965
	Lateinamerika	408,9	16.785	31.132	92.335	140.252	123.467
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	1.756,8	70.700	149.912	113.722	334.334	263.634
	OPEC-Golf	1.268,5	47.177	106.972	30.880	185.029	137.852
	OECD 2010	1.044,9	54.063	37.782	101.070	192.915	138.852
	EU-28	69,9	5.993	1.102	4.230	11.324	5.331

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 17: Erdölressourcen 2014 [Mio. t]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Bitumen/Ölsand	Schwerstöl	Schieferöl ¹
1	Venezuela	65.320	3.000	–	60.500	1.820
2	Kanada	56.891	3.500	50.000	1	3.390
3	Russland	34.801	20.000	4.500	1	10.300
4	USA	24.553	15.727	850	76	7.900
5	China	20.724	16.200	25	119	4.380
6	Brasilien	13.720	13.000	–	–	720
7	Kasachstan	12.140	4.000	6.700	–	1.440
8	Saudi-Arabien	11.800	11.800	–	–	–
9	Iran	7.200	7.200	–	–	–
10	Irak	6.320	6.100	–	–	220
11	Angola	5.200	5.000	200	–	–
12	Nigeria	5.090	5.000	90	–	–
13	Mexiko	4.761	2.980	–	1	1.780
14	Libyen	4.750	1.200	–	–	3.550
15	Argentinien	4.175	500	–	–	3.675
16	V. Arab. Emirate	4.160	1.100	–	–	3.060
17	Indonesien	3.545	2.400	70	–	1.075
18	Grönland	3.500	3.500	–	–	–
19	Australien	3.480	1.100	–	–	2.380
20	Algerien	2.375	1.600	–	–	775
...						
95	Deutschland	115	20	–	–	95
...						
	sonstige Länder [118]	48.593	38.111	82	85	10.315
	Welt	343.212	163.038	62.517	60.783	56.875
	Europa	7.323	5.057	30	30	2.206
	GUS	50.747	27.635	11.201	21	11.890
	Afrika	33.277	25.630	331	8	7.308
	Naher Osten	34.010	29.925	–	1	4.084
	Austral-Asien	35.816	25.395	95	119	10.207
	Nordamerika	89.705	25.707	50.850	78	13.070
	Lateinamerika	92.335	23.689	10	60.526	8.110
	OPEC 2009	113.722	43.500	290	60.507	9.425
	OPEC-Golf	30.880	27.600	–	–	3.280
	OECD 2010	101.070	32.081	50.880	106	18.003
	EU-28	4.230	2.607	30	27	1.566

¹ Erdöl aus dichten Gesteinen

– keine Ressourcen

Tabelle 18: Erdölreserven 2014 [Mio. t]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Bitumen/Ölsand	Schwerstöl	Schieferöl ¹
1	Saudi-Arabien	35.524	35.524	–	–	–
2	Kanada	27.065	566	26.431	–	68
3	Venezuela	26.807	5.607	–	21.200	–
4	Iran	21.433	21.433	–	–	–
5	Irak	19.465	19.465	–	–	–
6	Kuwait	13.810	13.810	–	–	–
7	V. Arab. Emirate	13.306	13.306	–	–	–
8	Russland	13.187	13.187	–	–	–
9	USA	6.857	6.594	–	3	260
10	Libyen	6.580	6.580	–	–	–
11	Nigeria	5.044	5.044	–	–	–
12	Kasachstan	4.082	4.082	–	–	–
13	Katar	3.435	3.435	–	–	–
14	China	2.514	2.514	–	k. A.	–
15	Brasilien	2.202	2.202	–	–	–
16	Angola	1.723	1.723	–	–	–
17	Algerien	1.660	1.660	–	–	–
18	Mexiko	1.339	1.339	–	–	–
19	Ecuador	1.126	1.126	–	k. A.	–
20	Aserbaidshjan	952	952	–	k. A.	–
...						
58	Deutschland	31	31	–	–	–
...						
	sonstige Länder [82]	10.724	10.721	–	3	–
	Welt	218.864	170.899	26.431	21.206	328
	Europa	2.060	2.057	–	3	–
	GUS	18.572	18.572	–	–	–
	Afrika	17.682	17.682	–	–	–
	Naher Osten	108.347	108.347	–	–	–
	Austral-Asien	5.810	5.810	–	–	–
	Nordamerika	35.261	8.499	26.431	3	328
	Lateinamerika	31.132	9.932	–	21.200	–
	OPEC 2009	149.912	128.712	–	21.200	–
	OPEC-Golf	106.972	106.972	–	–	–
	OECD 2010	37.782	11.020	26.431	3	328
	EU-28	1.102	1.102	–	–	–

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

Tabelle 19: Erdölförderung 2009 – 2014

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

Rang	Land/Region	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Anteil [%]	
								Mio. t	Land
1	Saudi-Arabien	459,5	467,8	525,8	547,0	523,6	530,1	12,5	12,5
2	Russland	493,7	505,1	509,0	517,9	522,6	526,7	12,4	24,9
3	USA	325,3	339,1	352,3	431,2	485,2	519,9	12,3	37,2
4	China	189,0	203,0	203,6	207,5	208,1	211,4	5,0	42,2
5	Kanada	155,7	162,8	165,3	179,2	192,4	208,0	4,9	47,1
6	Iran	202,4	203,2	205,8	185,8	177,7	169,2	4,0	51,1
7	V. Arab. Emirate	120,6	128,9	138,4	155,0	165,7	167,3	3,9	55,0
8	Irak	121,8	117,1	134,2	148,1	152,6	160,3	3,8	58,8
9	Kuwait	121,3	120,3	134,3	151,6	164,7	158,1	3,7	62,5
10	Venezuela	167,9	166,1	166,7	161,7	162,9	157,8	3,7	66,2
11	Mexiko	130,1	146,3	145,1	126,6	143,5	137,1	3,2	69,5
12	Nigeria	99,1	101,7	120,2	123,8	118,3	120,4	2,8	72,3
13	Brasilien	100,4	106,1	114,6	108,2	105,0	118,5	2,8	75,1
14	Norwegen	115,5	106,2	92,2	87,5	90,2	93,1	2,2	77,3
15	Katar	57,9	71,0	78,5	83,0	84,2	83,5	2,0	79,3
16	Angola	87,4	90,7	85,2	86,9	87,4	83,0	2,0	81,2
17	Kasachstan	76,4	81,6	82,4	79,2	83,8	82,1	1,9	83,2
18	Algerien	77,6	77,7	90,7	76,1	72,6	70,6	1,7	84,8
19	Kolumbien	34,1	39,9	45,4	46,9	52,9	52,2	1,2	86,1
20	Oman	38,5	41,0	42,1	45,8	46,1	46,2	1,1	87,1
...									
57	Deutschland	2,8	2,5	2,7	2,6	2,6	2,4	0,1	99,3
...									
	sonstige Länder [82]	680,7	672,4	586,8	596,7	562,1	542,7	12,8	100,0
	Welt	3.857,8	3.950,6	4.021,3	4.148,3	4.204,2	4.240,7	100,0	
	Europa	216,3	206,4	178,8	165,0	164,8	168,0	4,0	
	GUS	640,9	656,8	656,8	660,7	671,3	671,8	15,8	
	Afrika	460,3	461,9	436,2	461,6	430,5	406,9	9,6	
	Naher Osten	1.164,0	1.190,0	1.296,1	1.343,0	1.333,5	1.332,9	31,4	
	Austral-Asien	385,3	399,0	388,5	387,8	383,6	387,2	9,1	
	Nordamerika	611,1	648,2	662,7	737,0	821,1	865,1	20,4	
	Lateinamerika	379,9	388,3	402,0	393,2	399,4	408,9	9,6	
	OPEC 2009	1.617,8	1.643,7	1.728,3	1.818,0	1.785,4	1.756,8	41,4	
	OPEC-Golf	1.083,4	1.108,4	1.217,0	1.270,6	1.268,4	1.268,5	29,9	
	OECD 2010	848,6 ¹	875,4	859,1	917,0	997,1	1.044,9	24,6	
	EU-28	97,4 ²	96,5 ²	82,7 ²	73,4 ²	70,0	69,9	1,6	

¹ einschließlich Estonia (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)² einschließlich Kroatien (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 20: Mineralölverbrauch 2014

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	866,6	20,1	20,1
2	China	518,0	12,0	32,2
3	Japan	213,5	5,0	37,1
4	Indien	180,7	4,2	41,3
5	Russland	161,0	3,7	45,1
6	Brasilien	155,0	3,6	48,7
7	Saudi-Arabien	142,0	3,3	52,0
8	Deutschland	110,3	2,6	54,5
9	Kanada	103,0	2,4	56,9
10	Korea, Rep.	103,0	2,4	59,3
11	Mexiko	97,7	2,3	61,6
12	Iran	91,7	2,1	63,7
13	Frankreich	80,3	1,9	65,6
14	Indonesien	73,9	1,7	67,3
15	Vereinigtes Königreich	67,2	1,6	68,8
16	Singapur	66,2	1,5	70,4
17	Italien	58,8	1,4	71,7
18	Spanien	53,9	1,3	73,0
19	Taiwan	49,1	1,1	74,1
20	Australien	48,5	1,1	75,3
	...			
	sonstige Länder [179]	1.064,8	24,7	100,0
	Welt	4.305,2	100,0	
	Europa	657,5	15,3	
	GUS	220,1	5,1	
	Afrika	186,3	4,3	
	Naher Osten	397,5	9,2	
	Austral-Asien	1.428,0	33,2	
	Nordamerika	1.067,5	24,8	
	Lateinamerika	346,9	8,1	
	OPEC 2009	451,6	10,5	
	OPEC-Golf	344,0	8,0	
	OECD 2010	2.086,9	48,5	
	EU-28	591,9	13,7	

Tabelle 21: Erdölexport 2014

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	346,1	17,0	17,0
2	Russland	221,2	10,9	27,9
3	Kanada	158,8	7,8	35,7
4	Irak	124,8	6,1	41,8
5	V. Arab. Emirate	124,1	6,1	47,9
6	Nigeria	105,4	5,2	53,1
7	Kuwait	99,1	4,9	57,9
8	Venezuela	94,2	4,6	62,6
9	Angola	81,5	4,0	66,6
10	Kasachstan	67,4	3,3	69,9
11	Norwegen	63,7	3,1	73,0
12	Mexiko	56,7	2,8	75,8
13	Iran	55,1	2,7	78,5
14	Oman	40,0	2,0	80,5
15	Kolumbien	38,0	1,9	82,3
16	Vereinigtes Königreich	37,7	1,9	84,2
17	Aserbaidshan	37,5	1,8	86,0
18	Algerien	31,0	1,5	87,6
19	Katar	29,6	1,5	89,0
20	Brasilien	24,8	1,2	90,2
...				
70	Deutschland	< 0,05	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [56]	198,9	9,8	100,0
	Welt	2.035,6	100,0	
	Europa	119,0	5,8	
	GUS	332,1	16,3	
	Afrika	280,5	13,8	
	Naher Osten	823,8	40,5	
	Austral-Asien	64,0	3,1	
	Nordamerika	232,7	11,4	
	Lateinamerika	183,4	9,0	
	OPEC 2009	1.113,9	54,7	
	OPEC-Golf	778,8	38,3	
	OECD 2010	365,9	18,0	
	EU-28	54,8	2,7	

Tabelle 22: Erdölimport 2014

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	365,4	17,3	17,3
2	China	308,4	14,6	32,0
3	Indien	189,7	9,0	40,9
4	Japan	173,7	8,2	49,2
5	Korea, Rep.	126,2	6,0	55,2
6	Deutschland	89,4	4,2	59,4
7	Spanien	59,1	2,8	62,2
8	Italien	54,0	2,6	64,8
9	Frankreich	53,6	2,5	67,3
10	Niederlande	47,6	2,3	69,6
11	Vereinigtes Königreich	46,5	2,2	71,8
12	Taiwan	42,9	2,0	73,8
13	Thailand	39,6	1,9	75,7
14	Singapur	39,0	1,9	77,5
15	Belgien	35,5	1,7	79,2
16	Kanada	32,1	1,5	80,7
17	Griechenland	25,8	1,2	82,0
18	Australien	24,6	1,2	83,1
19	Polen	23,7	1,1	84,3
20	Schweden	19,3	0,9	85,2
	...			
	sonstige Länder [64]	312,4	14,8	100,0
	Welt	2.108,7	100,0	
	Europa	572,0	27,1	
	GUS	28,5	1,4	
	Afrika	10,4	0,5	
	Naher Osten	35,8	1,7	
	Austral-Asien	1.009,7	47,9	
	Nordamerika	397,9	18,9	
	Lateinamerika	54,4	2,6	
	OECD 2010	1.285,6	61,0	
	EU-28	541,7	25,7	

Tabelle 23: Übersicht Erdgas 2014 [Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial	
EUROPA	Albanien	< 0,05	8	2	50	60	52
	Bulgarien	0,3	8	5	575	588	580
	Dänemark	4,6	182	35	950	1.167	985
	Deutschland	10,5	1.020	89	1.860	2.968	1.949
	Frankreich	0,1	229	9	3.984	4.222	3.993
	Griechenland	< 0,05	1	1	10	12	11
	Irland	0,2	56	10	50	116	60
	Italien	6,6	750	49	405	1.203	454
	Kroatien	1,7	72	22	50	144	72
	Malta	–	–	–	10	10	10
	Niederlande	66,3	3.528	818	1.135	5.481	1.953
	Norwegen	108,8	1.985	1.922	2.075	5.982	3.997
	Österreich	1,3	98	11	33	142	44
	Polen	4,6	261	85	1.005	1.351	1.090
	Portugal	–	–	–	40	40	40
	Rumänien	11,2	1.298	110	1.611	3.019	1.721
	Schweden	–	–	–	280	280	280
	Serbien	0,5	33	20	10	63	30
	Slowakei	0,1	26	4	10	40	14
	Slowenien	< 0,05	k. A.	1	10	11	11
	Spanien	< 0,05	12	3	2.425	2.439	2.428
	Tschechische Republik	0,4	15	4	130	149	134
	Türkei	0,5	14	6	1.153	1.173	1.159
	Ungarn	1,9	229	10	347	586	357
Vereinigtes Königreich	38,7	2.498	407	1.746	4.651	2.153	
Zypern	–	–	–	250	250	250	
GUS	Armenien	–	–	–	10	10	10
	Aserbaidshan	16,9	561	1.166	1.800	3.527	2.966
	Georgien	< 0,05	3	8	102	113	110
	Kasachstan	32,1	535	1.929	4.180	6.644	6.109
	Kirgisistan	< 0,05	7	6	20	33	26
	Moldau, Republik	–	–	–	20	20	20
	Russland	610,1	21.690	47.768	152.050	221.508	199.818
	Tadschikistan	< 0,05	9	6	20	34	26
	Turkmenistan	69,3	2.563	9.934	15.000	27.497	24.934
	Ukraine	19,6	2.004	952	7.130	10.086	8.082
	Usbekistan	59,3	2.254	1.632	1.400	5.286	3.032
	Weißrussland	0,2	13	3	10	26	13
Ägypten	48,7	824	2.167	10.830	13.821	12.997	
Algerien	79,7	2.307	4.504	26.720	33.531	31.224	

Fortsetzung Tabelle 23
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Angola	0,8	23	275	1.200	1.498	1.475
Äquatorialguinea	6,6	48	109	150	307	259
Äthiopien	–	–	5	100	105	105
Benin	–	–	1	100	101	101
Botsuana	–	–	–	1.840	1.840	1.840
Côte d'Ivoire	2,0	28	16	400	444	416
Eritrea	–	–	–	100	100	100
Gabun	0,4	5	26	600	631	626
Gambia	–	–	–	25	25	25
Ghana	k. A.	k. A.	23	300	323	323
Guinea	–	–	–	200	200	200
Guinea-Bissau	–	–	–	50	50	50
Kamerun	0,5	k. A.	135	200	335	335
Kenia	–	–	–	600	600	600
Kongo, DR	k. A.	k. A.	1	10	11	11
Kongo, Rep.	0,2	k. A.	115	200	315	315
Liberia	–	–	–	200	200	200
Libyen	12,2	307	1.506	4.650	6.463	6.156
Madagaskar	–	–	2	4.700	4.702	4.702
Marokko	0,1	3	1	2.220	2.224	2.221
Mauretanien	k. A.	k. A.	28	200	228	228
Mosambik	3,7	33	127	5.500	5.660	5.627
Namibia	–	–	62	300	362	362
Niger	–	–	–	250	250	250
Nigeria	40,3	490	5.100	3.200	8.790	8.300
Ruanda	–	–	–	50	50	50
São Tomé und Príncipe	–	–	–	100	100	100
Senegal	–	–	2	200	202	202
Seychellen	–	–	–	600	600	600
Sierra Leone	–	–	–	300	300	300
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	6	400	406	406
Südafrika	1,3	42	8	12.620	12.670	12.628
Sudan & Südsudan	k. A.	k. A.	85	250	335	335
Tansania	1,0	k. A.	37	1.500	1.537	1.537
Togo	–	–	–	100	100	100
Tschad	–	–	–	1.450	1.450	1.450
Tunesien	3,3	53	65	750	868	815
Uganda	–	–	5	100	105	105
Westsahara	–	–	–	50	50	50

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle 23
[Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	15,0	280	181	200	661	381
	Irak	7,2	126	3.588	4.000	7.713	7.588
	Iran	172,6	2.380	34.020	10.000	46.400	44.020
	Israel	7,5	31	224	2.000	2.255	2.224
	Jemen	9,6	46	269	500	815	769
	Jordanien	0,2	5	6	350	361	356
	Katar	160,0	1.428	24.528	2.000	27.956	26.528
	Kuwait	16,4	337	1.784	500	2.621	2.284
	Libanon	–	–	–	850	850	850
	Oman	30,9	405	705	3.020	4.130	3.725
	Palästinensische Gebiete	–	–	30	350	380	380
	Saudi-Arabien	108,2	1.791	8.167	24.664	34.622	32.831
	Syrien	4,4	137	285	300	722	585
	V. Arab. Emirate	55,6	1.202	6.091	7.310	14.603	13.401
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	0,1	57	50	400	507	450
	Australien	55,3	1.090	3.738	32.430	37.257	36.168
	Bangladesch	23,6	348	253	800	1.401	1.053
	Brunei	11,9	410	270	200	880	470
	China	132,8	1.507	3.459	67.980	72.946	71.439
	Indien	31,7	761	1.427	7.020	9.208	8.447
	Indonesien	71,8	2.079	2.908	9.980	14.967	12.888
	Japan	2,8	135	21	10	166	31
	Kambodscha	–	–	–	50	50	50
	Korea, Rep.	0,3	k. A.	1	50	51	51
	Laos	–	–	–	10	10	10
	Malaysia	66,4	1.267	2.351	1.900	5.517	4.251
	Mongolei	–	–	–	133	133	133
	Myanmar	14,6	185	283	2.000	2.468	2.283
	Neuseeland	5,3	161	37	353	550	390
	Pakistan	42,0	839	700	4.570	6.108	5.270
	Papua-Neuguinea	0,1	3	151	1.000	1.155	1.151
	Philippinen	3,7	40	80	502	622	582
	Sri Lanka	–	–	–	300	300	300
	Taiwan	0,3	52	3	5	60	8
Thailand	42,1	574	238	740	1.552	978	
Timor-Leste	k. A.	k. A.	88	300	388	388	
Vietnam	10,2	101	617	1.355	2.073	1.972	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.900	3.900	3.900
	Kanada	161,3	5.995	2.030	37.493	45.518	39.523
	Mexiko	44,8	1.615	347	17.770	19.732	18.117
	USA	729,1	34.283	9.769	53.246	97.299	63.016

Fortsetzung Tabelle 23
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	35,4	1.139	328	23.710	25.178	24.038
	Barbados	k. A.	k. A.	2	100	102	102
	Belize	–	–	–	10	10	10
	Bolivien	22,0	262	296	1.620	2.178	1.916
	Brasilien	22,8	289	464	18.446	19.198	18.910
	Chile	0,9	109	40	1.510	1.659	1.550
	Ecuador	0,6	7	6	20	33	26
	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	13,1	257	156	2.282	2.695	2.438
	Kuba	1,1	15	71	400	486	471
	Paraguay	–	–	–	2.420	2.420	2.420
	Peru	12,9	116	414	2.550	3.080	2.964
	Puerto Rico	–	–	–	30	30	30
	Suriname	–	–	–	350	350	350
	Trinidad und Tobago	42,1	630	347	500	1.476	847
Uruguay	–	–	–	828	828	828	
Venezuela	28,6	1.108	5.581	7.130	13.819	12.711	
Welt	3.483,9	109.720	197.841	649.992	957.553	847.833	
LÄNDERGRUPPE	Europa	258,2	12.321	3.622	20.203	36.146	23.825
	GUS	807,6	29.639	63.404	181.742	274.784	245.146
	Afrika	200,9	4.162	14.412	83.325	101.899	97.737
	Naher Osten	587,6	8.167	79.878	56.044	144.089	135.922
	Austral-Asien	515,1	9.608	16.674	132.088	158.370	148.762
	Nordamerika	935,2	41.893	12.146	112.410	166.449	124.556
	Lateinamerika	179,5	3.931	7.705	64.181	75.816	71.886
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	682,3	11.504	95.149	91.394	198.048	186.543
	OPEC-Golf	520,0	7.263	78.177	48.474	133.914	126.651
	OECD 2010	1.251,7	54.321	19.670	166.410	240.400	186.080
	EU-28	148,3	10.280	1.672	16.915	28.868	18.587

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 24: Erdgasressourcen 2014 [Mrd. m³]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		CBM
				Tight Gas	Schiefergas	
1	Russland	152.050	110.000	20.000	9.500	12.550
2	China	67.980	20.000	12.000	25.080	10.900
3	USA	53.246	23.000	8.500	17.276	4.470
4	Kanada	37.493	10.110	7.500	16.230	3.653
5	Australien	32.430	5.400	8.000	12.380	6.650
6	Algerien	26.720	1.200	5.500	20.020	–
7	Saudi-Arabien	24.664	19.000	–	5.664	–
8	Argentinien	23.710	1.000	–	22.710	–
9	Brasilien	18.446	11.500	–	6.940	6
10	Mexiko	17.770	2.300	–	15.440	30
11	Turkmenistan	15.000	15.000	–	–	–
12	Südafrika	12.620	1.000	–	11.050	570
13	Ägypten	10.830	8.000	–	2.830	–
14	Iran	10.000	10.000	–	–	–
15	Indonesien	9.980	5.500	–	1.300	3.180
16	V. Arab. Emirate	7.310	1.500	–	5.810	–
17	Venezuela	7.130	2.400	–	4.730	–
	Ukraine	7.130	500	–	3.630	3.000
19	Indien	7.020	2.000	–	2.720	2.300
20	Mosambik	5.500	5.500	–	–	–
...						
40	Deutschland	1.860	20	90	1.300	450
...						
	sonstige Länder [122]	101.103	65.126	1.182	30.885	3.910
	Welt	649.992	320.056	62.772	215.495	51.669
	Europa	20.203	5.461	312	13.257	1.174
	GUS	181.742	130.880	20.000	13.910	16.952
	Afrika	83.325	35.595	5.500	40.820	1.410
	Naher Osten	56.044	42.250	750	13.044	–
	Austral-Asien	132.088	43.425	20.200	44.700	23.763
	Nordamerika	112.410	39.310	16.000	48.946	8.153
	Lateinamerika	64.181	23.135	10	40.818	218
	OPEC 2009	91.394	46.220	5.500	39.674	–
	OPEC-Golf	48.474	37.000	–	11.474	–
	OECD 2010	166.410	52.151	24.312	74.023	15.924
	EU-28	16.915	3.126	312	12.587	891

– keine Ressourcen bzw. keine Angaben

Tabelle 25: Erdgasreserven 2014 [Mrd. m³]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell ¹	nicht-konventionell ²	
				Schiefergas	CBM
1	Russland	47.768	47.724	–	44
2	Iran	34.020	34.020	–	–
3	Katar	24.528	24.528	–	–
4	Turkmenistan	9.934	9.934	–	–
5	USA	9.769	4.912	4.506	351
6	Saudi-Arabien	8.167	8.167	–	–
7	V. Arab. Emirate	6.091	6.091	–	–
8	Venezuela	5.581	5.581	–	–
9	Nigeria	5.100	5.100	–	–
10	Algerien	4.504	4.504	–	–
11	Australien	3.738	2.633	k. A.	1.105
12	Irak	3.588	3.588	–	–
13	China	3.459	2.828	500	131
14	Indonesien	2.908	2.908	–	–
15	Malaysia	2.351	2.351	–	–
16	Ägypten	2.167	2.167	–	–
17	Kanada	2.030	1.982	k. A.	48
18	Kasachstan	1.929	1.929	–	–
19	Norwegen	1.922	1.922	–	–
20	Kuwait	1.784	1.784	–	–
...					
53	Deutschland	89	89	–	–
...					
	sonstige Länder [83]	16.415	16.314	–	101
	Welt	197.841	191.055	5.006	1.779
	Europa	3.622	3.622	–	–
	GUS	63.404	63.360	–	44
	Afrika	14.412	14.412	–	–
	Naher Osten	79.878	79.878	–	–
	Austral-Asien	16.674	14.838	500	1.337
	Nordamerika	12.146	7.241	4.506	399
	Lateinamerika	7.705	7.705	–	–
	OPEC 2009	95.149	95.149	–	–
	OPEC-Golf	78.177	78.177	–	–
	OECD 2010	19.670	13.660	4.506	1.504
	EU-28	1.672	1.672	–	–

k. A. keine Angaben

– keine Reserven

¹ einschließlich Tight Gas² z. T. Datenstand 2013

Tabelle 26: Erdgasförderung 2009 – 2014

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

Rang	Land/Region	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
									Mrd. m ³
1	USA	593,4	611,0	650,9	681,5	687,2	729,1	20,9	20,9
2	Russland	584,0	610,6	629,5	609,7	627,6	610,1	17,5	38,4
3	Iran	131,2	138,5	151,8	158,2	159,1	172,6	5,0	43,4
4	Kanada	161,4	159,8	160,5	156,5	154,8	161,3	4,6	48,0
5	Katar	89,3	116,7	146,8	157,0	158,5	160,0	4,6	52,6
6	China	82,0	96,8	103,1	110,7	119,3	132,8	3,8	56,4
7	Norwegen	102,7	106,4	101,4	114,8	107,1	108,8	3,1	59,6
8	Saudi-Arabien	77,5	83,9	92,3	95,2	103,0	108,2	3,1	62,7
9	Algerien	81,4	83,9	78,0	81,5	79,6	79,7	2,3	64,9
10	Indonesien	71,9	82,8	91,7	76,7	70,4	71,8	2,1	67,0
11	Turkmenistan	36,4	42,4	59,5	64,4	62,3	69,3	2,0	69,0
12	Malaysia	62,7	63,9	61,8	63,0	69,1	66,4	1,9	70,9
13	Niederlande	73,7	82,9	80,6	80,1	84,5	66,3	1,9	72,8
14	Usbekistan	64,4	64,7	58,8	57,7	58,7	59,3	1,7	74,5
15	V. Arab. Emirate	48,8	51,0	51,7	51,7	56,0	55,6	1,6	76,1
16	Australien	52,6	50,4	45,4	48,8	50,1	55,3	1,6	77,7
17	Ägypten	62,7	61,3	61,3	60,9	56,1	48,7	1,4	79,1
18	Mexiko	48,3	55,3	52,5	47,0	45,8	44,8	1,3	80,4
19	Thailand	30,9	36,3	37,0	41,4	41,8	42,1	1,2	81,6
20	Trinidad und Tobago	40,6	42,4	42,8	42,2	42,8	42,1	1,2	82,8
...									
42	Deutschland	15,5	14,2	13,3	12,1	11,1	10,5	0,3	97,2
...									
	sonstige Länder [69]	530,6	584,7	566,0	577,4	576,1	589,1	16,9	100,0
	Welt	3.042,0	3.239,8	3.336,7	3.388,5	3.421,0	3.483,9	100,0	
	Europa	289,3	299,8	278,2	286,8	276,3	258,2	7,4	
	GUS	758,6	790,3	811,4	795,9	817,1	807,6	23,2	
	Afrika	202,7	214,9	197,6	210,5	202,2	200,9	5,8	
	Naher Osten	407,2	461,0	523,5	541,1	566,8	587,6	16,9	
	Austral-Asien	439,3	486,0	492,1	491,9	492,5	515,1	14,8	
	Nordamerika	803,1	826,1	863,9	885,0	887,8	935,2	26,8	
	Lateinamerika	141,8	161,6	170,1	177,3	178,3	179,5	5,2	
	OPEC 2009	501,4	565,5	611,1	648,2	655,6	682,3	19,6	
	OPEC-Golf	360,4	403,4	460,9	482,5	498,0	520,0	14,9	
	OECD 2010	1.144,5 ¹	1.175,5	1.187,1	1.218,7	1.216,3	1.251,7	35,9	
	EU-28	185,6 ²	192,5 ²	175,6 ²	170,8 ²	168,0	148,3	4,3	

¹ einschließlich Estonia (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)² einschließlich Kroatien (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 27: Erdgasverbrauch 2014

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	759,4	21,8	21,8
2	Russland	452,7	13,0	34,8
3	China	184,5	5,3	40,1
4	Iran	170,2	4,9	45,0
5	Japan	118,2	3,4	48,4
6	Saudi-Arabien	108,2	3,1	51,5
7	Kanada	104,2	3,0	54,5
8	Deutschland	84,7	2,4	56,9
9	Mexiko	72,0	2,1	59,0
10	Vereinigtes Königreich	70,2	2,0	61,0
11	V. Arab. Emirate	67,7	1,9	62,9
12	Italien	56,8	1,6	64,6
13	Thailand	52,7	1,5	66,1
14	Korea, Rep.	51,5	1,5	67,6
15	Indien	50,6	1,5	69,0
16	Usbekistan	48,8	1,4	70,4
17	Türkei	48,6	1,4	71,8
18	Ägypten	48,0	1,4	73,2
19	Argentinien	47,2	1,4	74,5
20	Katar	42,8	1,2	75,8
...				
	sonstige Länder [90]	844,0	24,2	100,0
	Welt	3.483,1	100,0	
	Europa	472,1	13,6	
	GUS	627,1	18,0	
	Afrika	124,5	3,6	
	Naher Osten	468,2	13,4	
	Austral-Asien	684,7	19,7	
	Nordamerika	935,6	26,9	
	Lateinamerika	170,9	4,9	
	OPEC 2009	503,9	14,5	
	OPEC-Golf	416,2	11,9	
	OECD 2010	1.600,8	46,0	
	EU-28	412,8	11,9	

Tabelle 28: Erdgasexport 2014

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russland	181,1	17,9	17,9
2	Katar	123,4	12,2	30,1
3	Norwegen	106,4	10,5	40,6
4	Kanada	78,0	7,7	48,3
5	Niederlande	55,4	5,5	53,8
6	Algerien	44,2	4,4	58,1
7	USA	42,7	4,2	62,4
8	Turkmenistan	41,6	4,1	66,5
9	Malaysia	33,5	3,3	69,8
10	Indonesien	32,1	3,2	73,0
11	Australien	31,6	3,1	76,1
12	Nigeria	25,3	2,5	78,6
13	Deutschland	21,4	2,1	80,7
14	Trinidad und Tobago	19,3	1,9	82,6
15	Bolivien	17,9	1,8	84,4
16	Myanmar	12,7	1,2	85,6
17	Belgien	12,5	1,2	86,9
18	Usbekistan	11,9	1,2	88,0
19	Kasachstan	11,5	1,1	89,2
20	Vereinigtes Königreich	10,6	1,0	90,2
...				
	sonstige Länder [33]	99,1	9,8	100,0
	Welt	1.012,1	100,0	
	Europa	224,5	22,2	
	GUS	254,9	25,2	
	Afrika	85,5	8,4	
	Naher Osten	160,1	15,8	
	Austral-Asien	121,2	12,0	
	Nordamerika	120,8	11,9	
	Lateinamerika	45,0	4,4	
	OPEC 2009	216,9	21,4	
	OPEC-Golf	141,0	13,9	
	OECD 2010	376,6	37,2	
	EU-28	117,5	11,6	

Tabelle 29: Erdgasimport 2014

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Japan	115,4	11,4	11,4
2	Deutschland	96,3	9,5	20,9
3	USA	76,3	7,5	28,4
4	China	58,4	5,8	34,2
5	Italien	51,5	5,1	39,2
6	Korea, Rep.	51,1	5,0	44,3
7	Türkei	48,4	4,8	49,1
8	Vereinigtes Königreich	42,8	4,2	53,3
9	Frankreich	41,2	4,1	57,3
10	Spanien	30,9	3,0	60,4
11	Belgien	28,5	2,8	63,2
12	Mexiko	27,4	2,7	65,9
13	Niederlande	27,4	2,7	68,6
14	Russland	24,2	2,4	71,0
15	Kanada	21,9	2,2	73,1
16	V. Arab. Emirate	20,1	2,0	75,1
17	Ukraine	19,2	1,9	77,0
18	Indien	18,9	1,9	78,9
19	Weißrussland	17,9	1,8	80,7
20	Brasilien	17,3	1,7	82,4
	...			
	sonstige Länder [55]	178,8	17,6	100,0
	Welt	1.014,0	100,0	
	Europa	436,1	43,0	
	GUS	75,2	7,4	
	Afrika	9,2	0,9	
	Naher Osten	34,1	3,4	
	Austral-Asien	297,0	29,3	
	Nordamerika	125,6	12,4	
	Lateinamerika	36,8	3,6	
	OPEC 2009	32,4	3,2	
	OPEC-Golf	30,5	3,0	
	OECD 2010	726,9	71,7	
	EU-28	382,3	37,7	

Tabelle 30: Übersicht Hartkohle 2014 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
EUROPA	Belgien	–	–	4.100	4.100
	Bulgarien	–	192	3.920	4.112
	Deutschland	8,3	21	82.961	82.982
	Frankreich	0,3	–	160	160
	Irland	–	14	26	40
	Italien	0,1	10	600	610
	Montenegro	–	142	195	337
	Niederlande	–	497	2.750	3.247
	Norwegen	1,7	2	90	93
	Polen	73,0	16.203	162.709	178.913
	Portugal	–	3	k. A.	3
	Rumänien	–	11	2.435	2.446
	Schweden	–	1	4	5
	Serbien	0,2	402	453	855
	Slowakei	–	–	19	19
	Slowenien	–	56	39	95
	Spanien	3,9	868	3.363	4.231
	Tschechische Republik	8,3	1.107	15.419	16.526
	Türkei	1,8	380	802	1.182
	Ungarn	–	276	5.075	5.351
Vereinigtes Königreich	11,6	70	186.700	186.770	
GUS	Armenien	–	163	154	317
	Georgien	0,4	201	700	901
	Kasachstan	109,0	25.605	123.090	148.695
	Kirgisistan	0,3	971	27.528	28.499
	Russland	287,0	69.634	2.658.281	2.727.915
	Tadschikistan	0,6	375	3.700	4.075
	Turkmenistan	–	–	800	800
	Ukraine	65,0	32.039	49.006	81.045
	Usbekistan	< 0,05	1.375	9.477	10.852
AFRIKA	Ägypten	0,3	16	166	182
	Algerien	–	59	164	223
	Botsuana	0,8	40	21.200	21.240
	Kongo, DR	0,1	88	900	988
	Madagaskar	–	–	150	150
	Malawi	0,1	2	800	802
	Marokko	–	14	82	96
	Mosambik	6,1	1.792	21.844	23.636
	Namibia	–	–	350	350
	Niger	0,3	–	90	90
	Nigeria	< 0,05	287	1.857	2.144
	Sambia	0,4	45	900	945
	Simbabwe	4,0	502	25.000	25.502
	Südafrika	253,2	9.893	203.667	213.560
	Swasiland	0,2	144	4.500	4.644
	Tansania	0,2	269	1.141	1.410
Uganda	–	–	800	800	
NO	Iran	2,8	1.203	40.000	41.203

Fortsetzung Tabelle 30
[Mt]

Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial	
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	0,7	66	k. A.	66
	Australien	441,3	62.095	1.536.666	1.598.761
	Bangladesch	0,9	293	2.967	3.260
	Bhutan	0,1	k. A.	k. A.	k. A.
	China	3.725,0	124.059	5.338.613	5.462.672
	Indien	612,4	85.562	174.981	260.544
	Indonesien	410,8	17.394	92.431	109.825
	Japan	1,3	340	13.543	13.883
	Korea, DVR	33,0	600	10.000	10.600
	Korea, Rep.	1,7	326	1.360	1.686
	Laos	0,2	4	58	62
	Malaysia	2,5	141	1.068	1.209
	Mongolei	18,1	1.170	39.854	41.024
	Myanmar	0,5	3	248	252
	Nepal	< 0,05	1	7	8
	Neukaledonien	–	2	k. A.	2
	Neuseeland	3,7	825	2.350	3.175
	Pakistan	1,9	207	5.789	5.996
	Philippinen	8,1	211	1.012	1.223
	Taiwan	–	1	101	102
Vietnam	41,7	3.116	3.519	6.635	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	183	200	383
	Kanada	60,5	4.346	183.260	187.606
	Mexiko	14,0	1.160	3.000	4.160
	USA	835,1	222.641	6.457.688	6.680.329
LATEINAMERIKA	Argentinien	0,1	500	300	800
	Bolivien	–	1	k. A.	1
	Brasilien	4,5	1.547	4.665	6.212
	Chile	4,0	1.181	4.135	5.316
	Costa Rica	–	–	17	17
	Kolumbien	88,6	4.881	9.928	14.809
	Peru	0,2	102	1.465	1.567
	Venezuela	2,0	731	5.981	6.712
Welt	7.153,0	698.660	17.713.376	18.412.036	
LÄNDERGRUPPE	Europa	109,2	20.255	471.821	492.077
	GUS	462,2	130.362	2.872.737	3.003.098
	Afrika	265,8	13.150	283.611	296.761
	Naher Osten	2,8	1.203	40.000	41.203
	Austral-Asien	5.304,0	296.417	7.224.568	7.520.985
	Nordamerika	909,6	228.330	6.644.148	6.872.478
	Lateinamerika	99,4	8.943	26.491	35.434
	Antarktis	–	–	150.000	150.000
	WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	4,8	2.279	48.002
OPEC-Golf		2,8	1.203	40.000	41.203
OECD 2010		1.470,6	312.606	8.667.020	8.979.626
EU-28		105,6	19.329	470.281	489.610

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 31: Hartkohleressourcen 2014

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	6.457.688	36,5	36,5
2	China	5.338.613	30,1	66,6
3	Russland ¹	2.658.281	15,0	81,6
4	Australien	1.536.666	8,7	90,3
5	Südafrika	203.667	1,1	91,4
6	Vereinigtes Königreich	186.700	1,1	92,5
7	Kanada	183.260	1,0	93,5
8	Indien	174.981	1,0	94,5
9	Polen	162.709	0,9	95,4
10	Kasachstan	123.090	0,7	96,1
11	Indonesien	92.431	0,5	96,6
12	Deutschland	82.961	0,5	97,1
13	Ukraine ¹	49.006	0,3	97,4
14	Iran	40.000	0,2	97,6
15	Mongolei ¹	39.854	0,2	97,8
16	Kirgisistan	27.528	0,2	98,0
17	Simbabwe	25.000	0,1	98,1
18	Mosambik	21.844	0,1	98,3
19	Botsuana	21.200	0,1	98,4
20	Tschechische Republik ¹	15.419	0,1	98,5
	...			
	sonstige Länder [57]	272.477	1,5	100,0
	Welt	17.713.376	100,0	
	Europa	471.821	2,7	
	GUS	2.872.737	16,2	
	Afrika	283.611	1,6	
	Naher Osten	40.000	0,2	
	Austral-Asien	7.224.568	40,8	
	Nordamerika	6.644.148	37,5	
	Lateinamerika	26.491	0,1	
	Antarktis	150.000	0,8	
	OPEC 2009	48.002	0,3	
	OPEC-Golf	40.000	0,2	
	OECD 2010	8.667.020	48,9	
	EU-28	470.281	2,7	

¹ Hartkohleressourcen umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 32: Hartkohlereserven 2014

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	222.641	31,9	31,9
2	China	124.059	17,8	49,6
3	Indien	85.562	12,2	61,9
4	Russland ¹	69.634	10,0	71,8
5	Australien	62.095	8,9	80,7
6	Ukraine ¹	32.039	4,6	85,3
7	Kasachstan	25.605	3,7	89,0
8	Indonesien	17.394	2,5	91,5
9	Polen	16.203	2,3	93,8
10	Südafrika	9.893	1,4	95,2
11	Kolumbien	4.881	0,7	95,9
12	Kanada	4.346	0,6	96,5
13	Vietnam	3.116	0,4	97,0
14	Mosambik	1.792	0,3	97,2
15	Brasilien	1.547	0,2	97,4
16	Usbekistan	1.375	0,2	97,6
17	Iran	1.203	0,2	97,8
18	Chile	1.181	0,2	98,0
19	Mongolei ¹	1.170	0,2	98,2
20	Mexiko	1.160	0,2	98,3
...				
56	Deutschland ²	21	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [50]	11.743	1,7	100,0
	Welt	698.660	100,0	
	Europa	20.255	2,9	
	GUS	130.362	18,7	
	Afrika	13.150	1,9	
	Naher Osten	1.203	0,2	
	Austral-Asien	296.417	42,4	
	Nordamerika	228.330	32,7	
	Lateinamerika	8.943	1,3	
	OPEC 2009	2.279	0,3	
	OPEC-Golf	1.203	0,2	
	OECD 2010	312.606	44,7	
	EU-28	19.329	2,8	

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 33: Hartkohleförderung 2009 – 2014

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

Rang	Land/Region	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Anteil [%]	
								Mt	Land
1	China	2.930,0	3.115,0	3.383,7	3.505,0	3.823,0	3.725,0	52,1	52,1
2	USA	907,4	918,2	920,4	850,5	823,4	835,1	11,7	63,8
3	Indien	532,0	532,7	539,9	557,7	565,6	612,4	8,6	72,3
4	Australien	348,0	355,4	345,2	374,1	412,3	441,3	6,2	78,5
5	Indonesien	256,2	285,0	364,5	406,3	430,0	410,8	5,7	84,2
6	Russland	232,5	247,9	258,5	276,1	279,0	287,0	4,0	88,2
7	Südafrika	250,5	257,2	252,8	258,6	256,3	253,2	3,5	91,8
8	Kasachstan	95,8	103,6	108,1	112,8	114,6	109,0	1,5	93,3
9	Kolumbien	72,8	74,4	85,8	89,0	85,5	88,6	1,2	94,5
10	Polen	78,1	76,7	76,4	79,8	77,1	73,0	1,0	95,6
11	Ukraine ¹	72,0	75,0	81,7	85,6	83,4	65,0	0,9	96,5
12	Kanada	52,4	57,9	57,4	57,0	59,9	60,5	0,8	97,3
13	Vietnam	44,1	44,8	46,6	42,1	41,0	41,7	0,6	97,9
14	Korea, DVR ²	24,6	24,0	31,5	32,2	31,6	33,0	0,5	98,4
15	Mongolei ¹	8,3	18,3	26,1	23,6	27,0	18,1	0,3	98,6
16	Mexiko	9,5	11,2	21,0	16,3	15,7	14,0	0,2	98,8
17	Vereinigtes Königreich	17,9	18,4	18,6	17,0	12,8	11,6	0,2	99,0
18	Tschechische Republik ¹	10,6	11,2	11,0	10,8	8,6	8,3	0,1	99,1
19	Deutschland	15,0	14,1	13,0	11,6	8,3	8,3	0,1	99,2
20	Philippinen	5,2	7,3	7,6	8,2	7,8	8,1	0,1	99,3
...									
	sonstige Länder [40]	42,7	42,7	39,7	42,8	45,1	48,9	0,7	100,0
	Welt	6.005,6	6.291,1	6.689,3	6.856,9	7.207,9	7.153,0	100,0	
	Europa	139,1	136,5	132,5	131,7	117,6	109,2	1,5	
	GUS	400,8	427,3	449,0	475,7	478,2	462,2	6,5	
	Afrika	253,6	261,7	257,7	267,2	267,7	265,8	3,7	
	Naher Osten	2,2	2,5	2,5	2,8	2,8	2,8	0,0	
	Austral-Asien	4.164,1	4.398,5	4.760,0	4.964,4	5.352,1	5.304,0	74,2	
	Nordamerika	969,3	987,3	998,7	923,8	899,0	909,6	12,7	
	Lateinamerika	76,5	77,3	88,9	91,3	90,5	99,4	1,4	
	OPEC 2009	5,5	5,2	5,1	4,6	5,1	4,8	0,1	
	OPEC-Golf	2,2	2,5	2,5	2,8	2,8	2,8	0,0	
	OECD 2010	1.462,2 ³	1.485,0	1.481,7	1.434,9	1.436,2	1.470,6	20,6	
	EU-28	133,5 ⁴	131,8 ⁴	128,2 ⁴	128,0 ⁴	113,6	105,6	1,5	

¹ Hartkohleförderung beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation² vorläufig³ einschließlich Estonia (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)⁴ einschließlich Kroatien (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 34: Hartkohleverbrauch 2014

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	4.010,3	56,1	56,1
2	Indien	826,4	11,6	67,6
3	USA	757,0	10,6	78,2
4	Japan	189,7	2,7	80,9
5	Südafrika	178,1	2,5	83,4
6	Russland ¹	160,3	2,2	85,6
7	Korea, Rep.	133,4	1,9	87,5
8	Kasachstan	84,8	1,2	88,7
9	Polen	74,4	1,0	89,7
10	Ukraine ¹	74,3	1,0	90,7
11	Taiwan	63,9	0,9	91,6
12	Deutschland	61,8	0,9	92,5
13	Australien	53,9	0,8	93,2
14	Vereinigtes Königreich	48,5	0,7	93,9
15	Vietnam	34,8	0,5	94,4
16	Kanada	34,3	0,5	94,9
17	Türkei	31,8	0,4	95,3
18	Malaysia	26,1	0,4	95,7
19	Brasilien	24,9	0,3	96,0
20	Mexiko	21,3	0,3	96,3
	...			
	sonstige Länder [83]	261,4	3,7	100,0
	Welt	7.151,2	100,0	
	Europa	328,2	4,6	
	GUS	320,6	4,5	
	Afrika	195,4	2,7	
	Naher Osten	17,1	0,2	
	Austral-Asien	5.425,4	75,9	
	Nordamerika	812,6	11,4	
	Lateinamerika	52,0	0,7	
	OPEC 2009	6,0	0,1	
	OPEC-Golf	5,8	0,1	
	OECD 2010	1.537,6	21,5	
	EU-28	293,6	4,1	

¹ Hartkohleverbrauch beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 35: Hartkohleexport 2014

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Indonesien	408,2	30,5	30,5
2	Australien	387,4	28,9	59,4
3	Russland	151,9	11,3	70,7
4	USA	88,3	6,6	77,3
5	Kolumbien	80,1	6,0	83,3
6	Südafrika	76,4	5,7	89,0
7	Kanada	34,0	2,5	91,6
8	Kasachstan	24,4	1,8	93,4
9	Mongolei	19,5	1,5	94,8
10	Korea, DVR	15,6	1,2	96,0
11	Vietnam	9,9	0,7	96,7
12	Polen	9,1	0,7	97,4
13	China	5,7	0,4	97,8
14	Philippinen	5,2	0,4	98,2
15	Ukraine	5,0	0,4	98,6
16	Tschechische Republik	4,3	0,3	98,9
17	Mosambik	3,8	0,3	99,2
18	Venezuela	2,0	0,1	99,4
19	Chile	1,9	0,1	99,5
20	Neuseeland	1,7	0,1	99,6
...				
27	Deutschland	0,2	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [6]	4,8	0,4	100,0
	Welt	1.339,5	100,0	
	Europa	17,1	1,3	
	GUS	181,3	13,5	
	Afrika	80,4	6,0	
	Austral-Asien	854,3	63,8	
	Nordamerika	122,3	9,1	
	Lateinamerika	84,0	6,3	
	OPEC 2009	2,0	0,1	
	OECD 2010	530,5	39,6	
	EU-28	15,5	1,2	

Tabelle 36: Hartkohleimport 2014

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	291,0	21,7	21,7
2	Indien	215,0	16,0	37,7
3	Japan	188,4	14,0	51,7
4	Korea, Rep.	130,8	9,7	61,4
5	Taiwan	65,8	4,9	66,3
6	Deutschland	53,7	4,0	70,3
7	Vereinigtes Königreich	41,8	3,1	73,4
8	Türkei	30,0	2,2	75,7
9	Russland	25,2	1,9	77,5
10	Malaysia	23,6	1,8	79,3
11	Thailand	20,8	1,5	80,8
12	Brasilien	20,4	1,5	82,4
13	Italien	19,9	1,5	83,8
14	Spanien	16,2	1,2	85,0
15	Philippinen	15,2	1,1	86,2
16	Niederlande	14,5	1,1	87,3
17	Ukraine	14,3	1,1	88,3
18	Hongkong	13,9	1,0	89,4
19	Frankreich	13,3	1,0	90,3
20	Israel	10,9	0,8	91,2
	...			
	sonstige Länder [60]	118,7	8,8	100,0
	Welt	1.343,4	100,0	
	Europa	242,1	18,0	
	GUS	39,7	3,0	
	Afrika	10,0	0,7	
	Naher Osten	14,3	1,1	
	Austral-Asien	975,4	72,6	
	Nordamerika	25,3	1,9	
	Lateinamerika	36,6	2,7	
	OPEC 2009	3,2	0,2	
	OPEC-Golf	3,0	0,2	
	OECD 2010	602,7	44,9	
	EU-28	209,6	15,6	

Tabelle 37: Übersicht Weichbraunkohle 2014 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
EUROPA	Albanien	< 0,05	522	205	727
	Bosnien & Herzegowina	6,3	2.264	3.010	5.274
	Bulgarien	31,3	2.174	2.400	4.574
	Deutschland	178,2	36.300	40.500	76.800
	Frankreich	–	k. A.	114	114
	Griechenland	48,0	2.876	3.554	6.430
	Italien	–	7	22	29
	Kosovo	7,2	1.564	9.262	10.826
	Kroatien	–	k. A.	300	300
	Mazedonien	6,5	332	300	632
	Montenegro	1,6	k. A.	k. A.	k. A.
	Österreich	–	–	333	333
	Polen	63,9	5.429	222.458	227.886
	Portugal	–	33	33	66
	Rumänien	23,6	280	9.640	9.920
	Serbien	29,9	7.112	13.074	20.186
	Slowakei	2,2	135	938	1.073
	Slowenien	3,0	315	341	656
	Spanien	–	319	k. A.	319
	Tschechische Republik	38,3	2.604	7.163	9.767
Türkei	60,0	12.466	362	12.828	
Ungarn	9,6	2.633	2.704	5.337	
Vereinigtes Königreich	–	–	1.000	1.000	
GUS	Kasachstan	6,6	k. a.	k. A.	k. A.
	Kirgisistan	1,3	k. A.	k. A.	k. A.
	Russland	70,0	90.730	1.288.894	1.379.623
	Ukraine	0,2	2.336	5.381	7.717
	Usbekistan	4,4	k. A.	k. A.	k. A.
	Weißrussland	–	–	1.500	1.500
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	62,0	44.164	399.267	443.431
	Bangladesch	–	–	3	3
	China	145,0	7.555	325.097	332.652
	Indien	47,2	4.714	37.932	42.645

Fortsetzung Tabelle 37
[Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Indonesien	60,0	8.274	32.365	40.639
	Japan	–	10	1.026	1.036
	Korea, DVR	7,0	k. A.	k. A.	k. A.
	Laos	0,5	499	22	521
	Malaysia	–	39	412	451
	Mongolei	6,3	1.350	119.426	120.776
	Myanmar	< 0,05	3	2	5
	Neuseeland	0,3	6.750	4.600	11.350
	Pakistan	1,2	2.857	176.739	179.596
	Philippinen	–	105	912	1.017
	Thailand	18,0	1.063	826	1.889
	Vietnam	–	244	199.876	200.120
NORD-AMERIKA	Kanada	8,5	2.236	118.270	120.506
	Mexiko	–	51	k. A.	51
	USA	71,8	30.483	1.367.877	1.398.360
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	–	7.300	7.300
	Brasilien	3,4	5.049	12.587	17.636
	Chile	0,2	k. A.	7	7
	Dominikanische Rep.	–	–	84	84
	Ecuador	–	24	k. A.	24
	Haiti	–	–	40	40
	Peru	–	–	100	100
	Welt	1.023,4	285.964	4.418.658	4.704.622
LÄNDERGRUPPE	Europa	509,5	77.365	317.711	395.077
	GUS	82,4	93.065	1.295.775	1.388.840
	Afrika	< 0,05	66	402	468
	Nahe Osten	–	–	–	–
	Austral-Asien	347,5	77.625	1.298.506	1.376.131
	Nordamerika	80,3	32.770	1.486.147	1.518.917
	Lateinamerika	3,6	5.073	20.118	25.191
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	–	81	320	401
	OECD 2010	546,0	146.811	2.170.568	2.317.379
	EU-28	397,9	53.105	291.499	344.604

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

Tabelle 38: Weichbraunkohleressourcen 2014

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	1.367.877	31,0	31,0
2	Russland ¹	1.288.894	29,2	60,1
3	Australien	399.267	9,0	69,2
4	China	325.097	7,4	76,5
5	Polen	222.458	5,0	81,6
6	Vietnam	199.876	4,5	86,1
7	Pakistan	176.739	4,0	90,1
8	Mongolei ¹	119.426	2,7	92,8
9	Kanada	118.270	2,7	95,5
10	Deutschland	40.500	0,9	96,4
11	Indien	37.932	0,9	97,2
12	Indonesien	32.365	0,7	98,0
13	Serbien	13.074	0,3	98,3
14	Brasilien	12.587	0,3	98,5
15	Rumänien	9.640	0,2	98,8
16	Kosovo	9.262	0,2	99,0
17	Argentinien	7.300	0,2	99,1
18	Tschechische Republik ¹	7.163	0,2	99,3
19	Ukraine ¹	5.381	0,1	99,4
20	Neuseeland	4.600	0,1	99,5
	...			
	sonstige Länder [32]	20.951	0,5	100,0
	Welt	4.418.658	100,0	
	Europa	317.711	7,2	
	GUS	1.295.775	29,3	
	Afrika	402	0,0	
	Austral-Asien	1.298.506	29,4	
	Nordamerika	1.486.147	33,6	
	Lateinamerika	20.118	0,5	
	OPEC 2009	320	0,0	
	OECD 2010	2.170.568	49,1	
	EU-28	291.499	6,6	

¹ Weichbraunkohleressourcen enthalten ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 39: Weichbraunkohlereserven 2014

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russland ¹	90.730	31,7	31,7
2	Australien	44.164	15,4	47,2
3	Deutschland	36.300	12,7	59,9
4	USA	30.483	10,7	70,5
5	Türkei	12.466	4,4	74,9
6	Indonesien	8.274	2,9	77,8
7	China	7.555	2,6	80,4
8	Serbien	7.112	2,5	82,9
9	Neuseeland	6.750	2,4	85,3
10	Polen	5.429	1,9	87,2
11	Brasilien	5.049	1,8	88,9
12	Indien	4.714	1,6	90,6
13	Griechenland	2.876	1,0	91,6
14	Pakistan	2.857	1,0	92,6
15	Ungarn	2.633	0,9	93,5
16	Tschechische Republik ¹	2.604	0,9	94,4
17	Ukraine ¹	2.336	0,8	95,2
18	Bosnien & Herzegowina ¹	2.264	0,8	96,0
19	Kanada	2.236	0,8	96,8
20	Bulgarien	2.174	0,8	97,6
	...			
	sonstige Länder [22]	6.960	2,4	100,0
	Welt	285.964	100,0	
	Europa	77.365	27,1	
	GUS	93.065	32,5	
	Afrika	66	0,0	
	Austral-Asien	77.625	27,1	
	Nordamerika	32.770	11,5	
	Lateinamerika	5.073	1,8	
	OPEC 2009	81	0,0	
	OECD 2010	146.811	51,3	
	EU-28	53.105	18,6	

¹ Weichbraunkohlereserven enthalten ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 40: Weichbraunkohleförderung 2009 – 2014

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

Rang	Land/Region	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Anteil [%]	
								Mt	Land
1	Deutschland	169,9	169,4	176,5	185,4	183,0	178,2	17,4	17,4
2	China	115,5	125,3	136,3	145,0	147,0	145,0	14,2	31,6
3	USA	65,8	71,0	73,6	71,6	70,1	71,8	7,0	38,6
4	Russland ¹	68,2	76,0	77,6	77,9	73,0	70,0	6,8	45,4
5	Polen	57,1	56,5	62,8	64,3	65,8	63,9	6,2	51,7
6	Australien	68,3	68,8	66,7	69,1	59,9	62,0	6,1	57,7
7	Türkei	75,6	70,0	71,0	70,0	57,5	60,0	5,9	63,6
8	Indonesien ³	38,2	40,0	51,3	60,0	65,0	60,0	5,9	69,5
9	Griechenland	61,8	53,6	58,4	62,4	54,0	48,0	4,7	74,1
10	Indien	34,1	37,7	42,3	46,5	44,3	47,2	4,6	78,8
11	Tschechische Republik ¹	45,6	43,9	46,8	43,7	40,6	38,3	3,7	82,5
12	Bulgarien ²	27,3	27,1	34,5	31,0	26,5	31,3	3,1	85,6
13	Serbien	38,3	37,8	41,1	38,2	40,3	29,9	2,9	88,5
14	Rumänien ¹	28,4	27,7	32,9	34,1	24,7	23,6	2,3	90,8
15	Thailand	17,6	18,3	21,3	18,1	18,1	18,0	1,8	92,5
16	Ungarn ¹	9,0	9,0	9,5	9,3	9,6	9,6	0,9	93,5
17	Kanada	10,6	10,3	9,7	9,5	9,0	8,5	0,8	94,3
18	Kosovo	7,9	8,0	8,2	8,0	8,2	7,2	0,7	95,0
19	Korea, DVR ³	9,0	7,0	7,6	7,0	7,0	7,0	0,7	95,7
20	Kasachstan	5,1	7,3	8,4	7,7	6,5	6,6	0,6	96,3
...									
	sonstige Länder [17]	44,2	43,5	43,8	42,7	43,6	37,5	3,7	100,0
	Welt	997,1	1.008,0	1.080,4	1.101,5	1.053,6	1.023,4	100,0	
	Europa	547,3	529,4	565,7	569,0	530,9	509,5	49,8	
	GUS	76,9	87,3	90,8	90,6	84,9	82,4	8,1	
	Afrika	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Austral-Asien	290,3	304,1	334,6	353,6	349,6	347,5	34,0	
	Nordamerika	76,3	81,2	83,3	81,1	79,0	80,3	7,8	
	Lateinamerika ⁴	6,2	5,9	6,0	7,1	9,1	3,6	0,4	
	OECD 2010	570,9 ⁵	560,1	582,8	592,7	556,3	546,0	53,3	
	EU-28	405,7 ⁶	394,1 ⁶	428,4 ⁶	436,8 ⁶	410,3	397,9	38,9	

¹ Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen² Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen ab 2014³ vorläufig⁴ 2014er Förderung aufgrund Änderung in der Statistik nicht mit den Vorjahren vergleichbar⁵ einschließlich Estonia (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)⁶ einschließlich Kroatien (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 41: Weichbraunkohleverbrauch 2014

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	178,2	17,4	17,4
2	China	145,0	14,2	31,6
3	USA	71,8	7,0	38,6
4	Russland ¹	70,0	6,8	45,4
5	Polen	63,9	6,2	51,7
6	Australien	62,0	6,1	57,7
7	Türkei	60,0	5,9	63,6
8	Indonesien	60,0	5,9	69,4
9	Griechenland	48,0	4,7	74,1
10	Indien	47,2	4,6	78,7
11	Tschechische Republik ¹	38,3	3,7	82,5
12	Bulgarien ¹	31,3	3,1	85,5
13	Serbien	29,9	2,9	88,5
14	Rumänien ¹	23,6	2,3	90,8
15	Thailand	18,4	1,8	92,5
16	Ungarn ¹	9,6	0,9	93,5
17	Kanada	8,5	0,8	94,3
18	Kosovo	7,2	0,7	95,0
19	Korea, DVR	7,0	0,7	95,7
20	Kasachstan	6,6	0,6	96,3
	...			
	sonstige Länder [17]	37,5	3,7	100,0
	Welt	1.023,8	100,0	
	Europa	509,5	49,8	
	GUS	82,4	8,1	
	Afrika	0,0	0,0	
	Austral-Asien	347,9	34,0	
	Nordamerika	80,3	7,8	
	Lateinamerika	3,6	0,4	
	OECD 2010	546,0	53,3	
	EU-28	398,0	38,9	

¹ Weichbraunkohleverbrauch enthält ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 42: Übersicht Uran 2014 [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	–	24	24	24
	Frankreich	< 0,05	76	–	12	88	12
	Griechenland	–	–	–	13	13	13
	Italien	–	–	5	11	16	16
	Portugal	–	4	5	4	12	9
	Rumänien	0,1	19	–	13	32	13
	Schweden	k. A.	< 0,5	–	10	10	10
	Slowakei	k. A.	–	9	18	26	26
	Slowenien	k. A.	–	2	9	10	10
	Spanien	–	5	–	14	19	14
	Tschechische Republik	0,2	112	–	342	454	342
	Türkei	–	–	7	2	9	9
	Ungarn	–	21	–	27	48	27
GUS	Kasachstan	23,1	246	236	1.407	1.890	1.644
	Russland	3,0	159	12	789	960	801
	Ukraine	0,9	20	50	313	383	364
	Usbekistan	2,4	50	42	74	166	116
AFRIKA	Ägypten	–	–	–	2	2	2
	Algerien	–	–	–	20	20	20
	Botsuana	–	–	–	69	69	69
	Gabun	k. A.	25	–	6	31	6
	Kongo, DR	–	26	–	3	28	3
	Malawi	0,4	4	–	15	19	15
	Mali	–	–	–	13	13	13
	Namibia	3,3	121	–	513	634	513
	Niger	4,1	136	15	455	606	470
	Sambia	–	< 0,5	–	54	54	54
	Simbabwe	–	–	–	26	26	26
	Somalia	–	–	–	8	8	8
	Südafrika	0,6	160	113	448	721	561
	Tansania	–	–	38	20	58	58
	Tschad	–	–	–	2	2	2
Zentralafrikanische Rep.	–	–	–	32	32	32	
NAHER-OSTEN	Iran	–	< 0,5	–	17	17	17
	Jordanien	–	–	–	90	90	90
	Australien	5,0	194	–	1.791	1.985	1.791
	China	1,5	39	94	113	246	207
	Indien	0,4	11	–	205	216	205

Fortsetzung Tabelle 42
[kt]

	Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	Verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Indonesien	–	–	2	32	34	34
	Japan	k. A.	< 0,5	–	7	7	7
	Mongolei	–	1	108	1.444	1.553	1.553
	Pakistan	< 0,05	1	–	–	1	–
	Vietnam	–	–	–	84	84	84
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	271	271	271
	Kanada	9,1	484	275	1.243	2.002	1.518
	Mexiko	k. A.	< 0,5	–	6	6	6
	USA	1,9	374	39	2.564	2.977	2.603
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	3	5	85	92	90
	Brasilien	0,2	4	155	421	580	576
	Chile	–	–	–	4	4	4
	Kolumbien	–	–	–	228	228	228
	Peru	–	–	1	41	43	43
	Welt	56,2	2.513	1.213	13.444	17.170	14.657
LÄNDERGRUPPE	Europa	0,3	457	27	529	1.012	555
	GUS	29,4	474	340	2.585	3.399	2.925
	Afrika	8,3	472	166	1.685	2.323	1.851
	Naher Osten	–	< 0,5	–	107	107	107
	Austral-Asien	6,9	246	204	3.676	4.126	3.880
	Nordamerika	11,1	858	315	4.084	5.256	4.398
	Lateinamerika	0,2	7	162	779	947	940
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	–	< 0,5	–	36	36	36
	OPEC-Golf	–	< 0,5	–	17	17	17
	OECD 2010	16,3	1.489	341	6.377	8.207	6.718
	EU-28	0,3	457	20	527	1.003	547

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

Tabelle 43: Uranressourcen 2014 (>20 kt U) [kt]

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Land/Region	entdeckt		Gesamt	unentdeckt		Gesamt	Anteil [%]	
	RAR 80-260 USD/kg	vermutet <260 USD/kg		prognostiziert <260 USD/kg	spekulativ <260 USD/kg		Land	kumu- liert
1	2	3	4=2+3	5	6	7=4+5+6	8	9
USA	433	k. A.	433	1.273	858	2.564	19,1	19,1
Australien	1.201	590	1.791	k. A.	k. A.	1.791	13,3	32,4
Mongolei	–	33	33	21	1.390	1.444	10,7	43,1
Kasachstan	171	575	746	361	300	1.407	10,5	53,6
Kanada	191	201	393	150	700	1.243	9,2	62,9
Russland	250	427	677	112	k. A.	789	5,9	68,7
Namibia	297	159	456	57	k. A.	513	3,8	72,5
Niger	310	80	390	14	51	455	3,4	75,9
Südafrika	121	217	338	110	k. A.	448	3,3	79,3
Brasilien	–	121	121	300	k. A.	421	3,1	82,4
Tschechische Republik	51	68	119	223	–	342	2,5	84,9
Ukraine	117	54	171	23	120	313	2,3	87,3
Grönland	–	221	221	k. A.	50	271	2,0	89,3
Kolumbien	–	k. A.	–	11	217	228	1,7	91,0
Indien	98	22	120	85	k. A.	205	1,5	92,5
China	26	79	105	4	4	113	0,8	93,3
Jordanien	–	40	40	–	50	90	0,7	94,0
Argentinien	3	11	14	14	56	85	0,6	94,6
Vietnam	1	2	3	81	k. A.	84	0,6	95,3
Usbekistan	18	32	50	25	–	74	0,6	95,8
Botsuana	13	56	69	k. A.	k. A.	69	0,5	96,3
Sambia	10	15	25	30	k. A.	54	0,4	96,7
Peru	–	2	2	20	20	41	0,3	97,0
Indonesien	6	2	9	23	k. A.	32	0,2	97,3
Zentralafrikanische Rep.	32	k. A.	32	k. A.	k. A.	32	0,2	97,5
Ungarn	–	14	14	13	k. A.	27	0,2	97,7
Simbabwe	1	k. A.	1	–	25	26	0,2	97,9
Bulgarien	–	–	–	25	k. A.	25	0,2	98,1
Finnland	2	22	24	–	–	24	0,2	98,3
...								
Deutschland	3	4	7	–	–	7	0,1	99,7

Fortsetzung Tabelle 43
[kt]

Land/Region	entdeckt		Gesamt	unentdeckt		Gesamt	Anteil [%]	
	RAR 80-260 USD/kg	vermutet <260 USD/kg		prognostiziert <260 USD/kg	spekulativ <260 USD/kg		Land	kumu- liert
1	2	3	4=2+3	5	6	7=4+5+6	8	9
Welt	3.453	3.122	6.575	3.014	3.855	13.444	100,0	–
Europa	91	141	232	284	13	529	3,9	–
GUS	555	1.089	1.644	520	420	2.585	19,2	–
Afrika	835	563	1.398	210	76	1.685	12,5	–
Naher Osten	1	43	44	12	50	107	0,8	–
Austral-Asien	1.339	729	2.068	214	1.394	3.676	27,3	–
Nordamerika	627	423	1.050	1.426	1.608	4.084	30,4	–
Lateinamerika	4	134	138	347	293	779	5,8	–
OPEC 2009	21	3	24	12	–	36	0,3	–
OPEC-Golf	1	3	4	12	–	17	0,1	–
OECD 2010	1.924	1.151	3.075	1.684	1.618	6.377	47,4	–
EU-28	91	139	230	284	13	527	3,9	–

k. A. keine Angaben
– keine Ressourcen

Tabelle 44: Uranreserven 2014 (gewinnbar < 80 USD/kg U)

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

Rang	Land/Region	kt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Kanada	275	22,7	22,7
2	Kasachstan	236	19,5	42,2
3	Brasilien	155	12,8	55,0
4	Südafrika	113	9,3	64,3
5	Mongolei	108	8,9	73,2
6	China	94	7,7	80,9
7	Ukraine	50	4,2	85,1
8	Usbekistan	42	3,4	88,5
9	USA	39	3,2	91,8
10	Tansania	38	3,2	94,9
11	Niger	15	1,2	96,1
12	Russland	12	1,0	97,1
13	Slowakei	9	0,7	97,8
14	Türkei	7	0,6	98,4
15	Argentinien	5	0,4	98,8
16	Italien	5	0,4	99,2
17	Portugal	5	0,4	99,6
18	Indonesien	2	0,2	99,7
19	Slowenien	2	0,1	99,9
20	Peru	1	0,1	100,0
	Welt	1.213	100,0	
	Europa	27	2,2	
	GUS	340	28,0	
	Afrika	166	13,7	
	Austral-Asien	204	16,8	
	Nordamerika	315	25,9	
	Lateinamerika	162	13,3	
	OECD 2010	341	28,1	
	EU-28	20	1,6	

Tabelle 45: Uranressourcen 2014 (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	1.167,0	31,1	31,1
2	Kanada	366,8	9,8	40,8
3	Niger	325,0	8,7	49,5
4	Kasachstan	323,6	8,6	58,1
5	Namibia	248,2	6,6	64,7
6	Russland	216,5	5,8	70,5
7	USA	207,4	5,5	76,0
8	Südafrika	175,3	4,7	80,6
9	Brasilien	155,1	4,1	84,8
10	China	120,0	3,2	88,0
11	Mongolei	108,1	2,9	90,8
12	Ukraine	100,1	2,7	93,5
13	Usbekistan	59,4	1,6	95,1
14	Tansania	40,4	1,1	96,2
15	Zentralafrikanische Rep.	32,0	0,9	97,0
16	Botsuana	12,8	0,3	97,4
17	Sambia	9,9	0,3	97,6
18	Slowakei	8,8	0,2	97,9
19	Argentinien	8,6	0,2	98,1
20	Mali	8,5	0,2	98,3
...				
	sonstige Länder [15]	63,3	1,7	100,0
	Welt	3.756,8	100,0	
	Europa	38,8	1,0	
	GUS	699,6	18,6	
	Afrika	865,1	23,0	
	Naher Osten	1,0	0,0	
	Austral-Asien	1.410,1	37,5	
	Nordamerika	577,1	15,4	
	Lateinamerika	165,1	4,4	
	OPEC 2009	1,0	0,0	
	OPEC-Golf	1,0	0,0	
	OECD 2010	1.786,4	47,6	
	EU-28	32,0	0,9	

Tabelle 46: Natururanproduktion 2009 – 2014

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
					kt				
1	Kasachstan	14,0	17,8	19,5	21,3	22,6	23,1	41,1	41,1
2	Kanada	10,2	9,8	9,1	9,0	9,3	9,1	16,2	57,4
3	Australien	8,0	5,9	6,0	7,0	6,4	5,0	8,9	66,3
4	Niger	3,2	4,2	4,4	4,7	4,5	4,1	7,2	73,5
5	Namibia	4,6	4,5	3,3	4,5	4,3	3,3	5,8	79,3
6	Russland	3,6	3,6	3,0	2,9	3,1	3,0	5,3	84,6
7	Usbekistan	2,4	2,4	3,0	2,4	2,4	2,4	4,3	88,9
8	USA	1,5	1,7	1,5	1,6	1,8	1,9	3,4	92,3
9	China	0,8	0,8	1,5	1,5	1,5	1,5	2,7	95,0
10	Ukraine	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	0,9	1,6	96,6
11	Südafrika	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	1,0	97,6
12	Indien	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,7	98,3
13	Malawi	0,1	0,7	0,8	1,1	1,1	0,4	0,7	99,0
14	Brasilien	0,3	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,4	99,4
15	Tschechische Republik	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	99,7
16	Rumänien	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	99,9
17	Pakistan	0,1	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	0,1	99,9
18	Deutschland ¹	-	< 0,05	0,1	0,1	< 0,05	< 0,05	0,1	100,0
19	Frankreich	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0
	Welt	50,8	53,7	54,6	58,4	59,6	56,2	100,0	
	Europa	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,5	
	GUS	20,9	24,6	26,3	27,5	29,2	29,4	52,4	
	Afrika	8,5	9,9	9,0	10,7	10,5	8,3	14,7	
	Austral-Asien	9,1	7,2	7,9	8,9	8,2	6,9	12,3	
	Nordamerika	11,6	11,4	10,7	10,6	11,2	11,1	19,7	
	Lateinamerika	0,3	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,4	
	OECD 2010	19,9 ²	17,6	17,0	17,9	17,8	16,3	29,0	
	EU-28	0,3 ³	0,3 ³	0,4 ³	0,4 ³	0,3	0,3	0,5	

¹ nur im Rahmen der Sanierung von Produktionsstätten als Urankonzentrat² einschließlich Estonia (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)³ einschließlich Kroatien (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 47: Uranverbrauch 2014

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

Rang	Land/Region	kt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	18,82	28,5	28,5
2	Frankreich	9,93	15,1	43,6
3	China	6,30	9,6	53,2
4	Russland	5,46	8,3	61,4
5	Korea, Rep.	5,02	7,6	69,1
6	Ukraine	2,36	3,6	72,6
7	Japan	2,12	3,2	75,9
8	Deutschland	1,89	2,9	78,7
9	Kanada	1,78	2,7	81,4
10	Vereinigtes Königreich	1,74	2,6	84,1
11	Schweden	1,52	2,3	86,4
12	Spanien	1,27	1,9	88,3
13	Taiwan	1,25	1,9	90,2
14	Belgien	1,02	1,5	91,7
15	Indien	0,91	1,4	93,1
16	Tschechische Republik	0,56	0,9	94,0
17	Schweiz	0,52	0,8	94,8
18	Finnland	0,48	0,7	95,5
19	Slowakei	0,39	0,6	96,1
20	Ungarn	0,36	0,5	96,6
...				
	sonstige Länder [11]	2,22	3,4	100,0
	Welt	65,91	100,0	
	Europa	20,41	31,0	
	GUS	7,90	12,0	
	Afrika	0,31	0,5	
	Naher Osten	0,17	0,3	
	Austral-Asien	15,70	23,8	
	Nordamerika	20,88	31,7	
	Lateinamerika	0,54	0,8	
	OPEC 2009	0,17	0,3	
	OPEC-Golf	0,17	0,3	
	OECD 2010	47,93	72,7	
	EU-28	19,89	30,2	

Tabelle 48: Übersicht Geothermie 2014¹

Region		el. Leistung [MW _e]	el. Verbrauch [GWh]	therm. Leistung [MW _{th}]	therm. Verbrauch [GWh]	ges. Leistung [MW]	ges. Verbrauch [GWh]
EUROPA	Albanien	–	–	16	29,9	16,2	29,9
	Belgien	–	–	206	24,0	206,1	24,0
	Bosnien & Herzegowina	–	–	24	70,1	23,9	70,1
	Bulgarien	–	–	93	340,1	93,1	340,1
	Dänemark	–	–	353	1.043,1	353,0	1.043,1
	Deutschland	27	35,0	2.849	5.425,8	2.875,6	5.460,8
	Estland	–	–	63	98,9	63,0	98,9
	Finnland	–	–	1.560	5.000,4	1.560,0	5.000,4
	Frankreich	16	115,0	2.347	4.407,9	2.362,9	4.522,9
	Griechenland	–	–	222	368,5	221,9	368,5
	Irland	–	–	266	344,6	265,5	344,6
	Island	665	5.245,0	2.040	7.422,0	2.705,0	12.667,0
	Italien	916	5.660,0	1.014	2.411,9	1.930,0	8.071,9
	Kroatien	–	–	80	190,2	79,9	190,2
	Lettland	–	–	2	8,8	1,6	8,8
	Litauen	–	–	95	198,0	94,6	198,0
	Mazedonien	–	–	49	167,0	48,7	167,0
	Niederlande	–	–	790	1.785,1	790,0	1.785,1
	Norwegen	–	–	1.300	2.294,6	1.300,0	2.294,6
	Österreich	1	2,2	903	1.816,3	904,6	1.818,5
	Polen	–	–	489	761,9	488,8	761,9
	Portugal	29	196,0	35	132,8	64,2	328,8
	Rumänien	< 0,5	0,4	245	529,3	245,2	529,7
	Schweden	–	–	5.600	14.423,4	5.600,0	14.423,4
	Schweiz	–	–	1.733	3.288,3	1.733,1	3.288,3
	Serbien	–	–	116	500,7	115,6	500,7
	Slowakei	–	–	149	686,1	149,4	686,1
	Slowenien	–	–	153	315,9	152,8	315,9
	Spanien	–	–	64	95,8	64,1	95,8
	Tschechische Republik	–	–	305	497,3	304,5	497,3
	Türkei	397	3.127,0	2.886	12.536,0	3.283,3	15.663,0
Ungarn	–	–	906	2.852,5	905,6	2.852,5	
Vereinigtes Königreich	–	–	284	529,6	283,8	529,6	
GUS	Armenien	–	–	2	6,3	1,5	6,3
	Georgien	–	–	73	193,1	73,4	193,1
	Russland	82	441,0	308	1.706,7	390,2	2.147,7
	Tadschikistan	–	–	3	15,4	2,9	15,4
	Ukraine	–	–	11	33,0	10,9	33,0
	Weißrussland	–	–	5	31,5	4,7	31,5

Fortsetzung Tabelle 48

	Region	el. Leistung [MW _e]	el. Verbrauch [GWh]	therm. Leistung [MW _{th}]	therm. Verbrauch [GWh]	ges. Leistung [MW]	ges. Verbrauch [GWh]
AFRIKA	Ägypten	–	–	7	24,5	6,8	24,5
	Algerien	–	–	55	472,3	54,6	472,3
	Äthiopien	7	10,0	2	11,6	9,5	21,6
	Kenia	594	2.848,0	22	50,7	616,4	2.898,7
	Madagaskar	–	–	3	21,0	2,8	21,0
	Marokko	–	–	5	13,9	5,0	13,9
	Südafrika	–	–	2	10,3	2,3	10,3
	Tunesien	–	–	44	101,1	43,8	101,1
NAHER OSTEN	Iran	–	–	82	306,5	81,5	306,5
	Israel	–	–	82	609,2	82,4	609,2
	Jemen	–	–	1	4,2	1,0	4,2
	Jordanien	–	–	153	427,8	153,3	427,8
	Saudi-Arabien	–	–	44	42,5	44,0	42,5
AUSTRAL-ASIEN	Australien	1	0,5	16	54,0	17,2	54,5
	China	27	150,0	17.870	48.435,0	17.897,0	48.585,0
	Indien	–	–	986	1.195,1	986,0	1.195,1
	Indonesien	1.340	9.600,0	2	11,8	1.342,3	9.611,8
	Japan	519	2.687,0	2.186	7.258,9	2.705,2	9.945,9
	Korea, Rep.	–	–	836	745,2	835,8	745,2
	Mongolei	–	–	20	94,6	20,2	94,6
	Nepal	–	–	3	22,5	3,3	22,5
	Neuseeland	1.005	7.000,0	487	2.394,9	1.492,5	9.394,9
	Pakistan	–	–	1	0,7	0,5	0,7
	Papua-Neuguinea	50	432,0	< 0,5	0,3	50,1	432,3
	Philippinen	1.870	9.646,0	3	11,0	1.873,3	9.657,0
	Taiwan	< 0,5	–	–	–	0,1	–
	Thailand	< 0,5	1,2	129	328,1	128,8	329,3
Vietnam	–	–	31	25,7	31,2	25,7	
NORDAMERIKA	Grönland	–	–	1	5,8	1,0	5,8
	Kanada	–	–	1.467	3.226,7	1.466,8	3.226,7
	Mexiko	1.017	–	–	–	1.017	–
	USA	3.389	18.800	–	–	3.389	18.800
LATEINAMERIKA	Costa Rica	207	–	–	–	207	–
	El Salvador	204	–	–	–	204	–
	Guatemala	48	–	–	–	48	–
	Nicaragua	150	–	–	–	150	–
	Peru	–	–	3	17,0	3,0	17,0
	Venezuela	–	–	1	3,9	0,7	3,9

Fortsetzung Tabelle 48

Region		el. Leistung [MW _e]	el. Verbrauch [GWh]	therm. Leistung [MW _{th}]	therm. Verbrauch [GWh]	ges. Leistung [MW]	ges. Verbrauch [GWh]
Welt		12.636	73.549,3	70.328	163.067,3	82.964,3	236.616,6
LÄNDERGRUPPE	Europa	2.051	14.380,6	27.235	70.596,8	29.286,1	84.977,4
	GUS	82	441,0	402	1.986,0	483,7	2.427,0
	Afrika	601	2.858,0	140	705,3	741,3	3.563,3
	Naher Osten	–	–	362	1.390,1	362,2	1.390,1
	Austral-Asien	4.813	29.516,7	22.571	60.577,9	27.383,4	90.094,6
	Nordamerika	4.467	26.353,0	19.040	25.465,7	23.506,5	51.818,7
	Lateinamerika	622	3.682,0	579	2.345,6	1.201,1	6.027,6
WIPO- GLIEDERUNGEN	OPEC 2009	–	–	186	853,5	186,0	853,5
	OPEC-Golf	–	–	126	348,9	125,5	348,9
	OECD 2010	8.043	46.738,7	49.183	105.142,4	57.226,6	151.881,1
	EU-28	989	6.008,6	19.071	44.288,2	20.060,3	50.296,8

¹ Anlässlich des World Geothermal Congress (WGC) werden alle fünf Jahre länderspezifisch Daten zur geothermischen Nutzung veröffentlicht, wobei die aktuelle Datengrundlage von den einzelnen Ländern zur Verfügung gestellt wird und unterschiedlicher Qualität ist. Die Zahlen des vorliegenden Berichtes beruhen auf dieser derzeit aktuellsten und umfassendsten Datenbasis mit Stand 2014, die für den WGC 2015 veröffentlicht wurde

– keine Daten verfügbar

Tabelle 49: Geothermie – Ressourcen 2014

Region	Theoretisches Potenzial [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

Tabelle 50: Geothermie – elektrisch installierte Leistung 2009 – 2014

Rang	Land/Region	2009	2010	2011	MW		2013	2014	Anteil [%]	
					2012	2014			Land	kumuliert
1	USA	3.093	3.102	3.389	3.442	3.525	3.450	27,3	27,3	
2	Philippinen	1.904	1.904	1.848	1.904	1.917	1.870	14,8	42,1	
3	Indonesien	1.197	1.197	1.341	1.333	1.401	1.340	10,6	52,7	
4	Mexiko	958	887	1.017	1.017	834	1.017	8,0	60,8	
5	Neuseeland	628	792	843	895	971	1.005	8,0	68,7	
6	Italien	843	772	876	876	916	916	7,2	76,0	
7	Island	575	665	660	664	665	665	5,3	81,2	
8	Kenia	167	169	249	249	590	594	4,7	85,9	
9	Japan	536	538	537	537	539	519	4,1	90,0	
10	Türkei	82	114	242	167	368	397	3,1	93,2	
11	Costa Rica	166	166	207	207	208	207	1,6	94,8	
12	El Salvador	204	204	204	204	204	204	1,6	96,4	
13	Nicaragua	88	82	150	150	160	159	1,3	97,7	
14	Russland	82	82	82	82	82	82	0,6	98,3	
15	Guatemala	52	52	48	48	48	52	0,4	98,7	
16	Papua-Neuguinea	56	56	56	56	56	50	0,4	99,1	
17	Portugal	29	30	23	29	29	29	0,2	99,4	
18	China	24	24	27	27	27	27	0,2	99,6	
	Deutschland	7	7	29	24	27	27	0,2	99,8	
20	Frankreich	16	18	17	17	17	16	0,1	99,9	
	...									
	sonstige Länder [6]	10	40	49	11	10	10	0,1	100,0	
	Welt	10.717	10.901	11.893	11.938	12.594	12.636	100,0		
	Europa	1.553	1.608	1.848	1.778	2.024	2.051	16,2		
	GUS	82	82	82	82	82	82	0,6		
	Afrika	174	176	264	257	597	601	4,8		
	Austral-Asien	4.346	4.512	4.653	4.753	4.912	4.813	38,1		
	Nordamerika	4.051	3.988	4.406	4.459	5.100	4.467	35,4		
	Lateinamerika	510	534	639	609	620	622	4,9		
	OECD 2010	6.769 ¹	6.927	7.635	7.670	7.894	8.043	63,7		
	EU-28	896 ²	829 ²	946 ²	947 ²	991	989	7,8		

¹ einschließlich Estonia (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)

² einschließlich Kroatien (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)

QUELLEN

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

Advanced Resources International Inc. – ARI (USA)

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

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. – AGEB

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – AGEE

British Petroleum – BP

British Geological Survey – BGS

Bundesamt für Strahlenschutz – BfS

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – BAFA

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi

Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung – BMZ

Bundesverband Geothermie – GtV

Bureau of Ocean Energy Management – BOEMRE (USA)

Bureau of Resources and Energy Economics – BREE (Australia)

Canadian Society for Unconventional Resources – CSUR

CARBUNION (Spanien)

China Coal Information Institute

China India Limited – CIL

Customs Statistics of Foreign Trade (Russland)

Dart Energy (Vereinigtes Königreich)

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

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

Department of Energy – DOE (Philippinen)

Department of Energy (Südafrika)

Department of Natural Resources and Mines (Australien)

Department of Resources, Energy and Tourism (Australien)

Deutsche Energie-Agentur – dena

Deutsche Rohstoffagentur – DERA

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. – DEBRIV

Deutsches Pelletinstitut – DEPI

Ecopetrol (Kolumbien)

Energy Delta Institute (Niederlande)

Energy Information Administration – EIA
Energy Resources Conservation Board – ERCB (Kanada)
Energistyrelsen – ENS (Dänemark)
Environmental Protection Agency – EPA
Ethiopian Electric Power Corporation – EEP
Euratom Supply Agency, European Commission – ESA
EuroGas Inc. (USA)
European Geothermal Congress – EGC
European Geothermal Energy Council – EGEC (Belgien)
Extractive Industries Transparency Initiative – EITI
ExxonMobil Production Deutschland GmbH – EMPG
Gazprom (Russland)
Geología de Exploración y Síntesis – GESSAL (Spanien)
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)
Grubengas Deutschland e. V. – IVG
IHS McCloskey
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
Kimberly Oil NL – KBO (Frankreich)
KNOC (Korea Republik)
Korea Energy Economics Institute – KEEI
Korea Gas Corporation – KOGAS
KT-Energy LLC (Ukraine)

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie – LBEG
L&M Energy Ltd. – LME (Neuseeland)
Mineral Resources Authority of Mongolia
Ministerio de Energia y Minas (Peru)
Ministério de Minas e Energia (Brasilien)
Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Venezuela)
Ministry of Coal (Indien)
Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy (Frankreich)
Ministry of Economic Development (Neuseeland)
Ministry of Energy of the Russian Federation (Russland)
Ministry of Energy and Coal Mining (Ukraine)
Ministry of Energy and Energy Affairs of Trinidad & Tobago
Ministry of Energy and Mineral Resources of the Republic of Indonesia – ESDM
Ministry of Energy and Mining (Algerien)
Ministry of Energy and Natural Resources (Türkei)
Ministry of Energy Myanmar
Ministry of Energy, Energy Policy and Planning Office – EPPO (Thailand)
Ministry of Energy (Islamische Republik Iran)
Ministry of Energy (Vereinigte Arabische Emirate)
Ministry of Energy, Water and Communications – MEWC (Malaysia)
Minister of Energy and Mineral Resources of Kazakhstan – MEMPK
Ministry of Environment, Wildlife and Tourism Department of Meteorological Services – MEWT (Botsuana)
Ministry of Land and Resources (MLR) (China)
Ministry of Minerals, Energy and Water Resources, Department of Mines (Botsuana)
Ministry of Mines and Energy – MME (Brasilien)
Ministry of Mines, Industry and Energy (Äquatorialguinea)
Ministry of Petroleum and Natural Gas (Indien)
Ministry of Petroleum (Ägypten)
Ministry of Statistics and Programme Implementation – MOSPI (Indien)
Nadra Luganshching LLC (Ukraine)
National Coal and Mineral Industries Holding Corporation – Vinacomin (Vietnam)
National Coal Mining Engineering Technology Research Institute (China)
Natural Gas Europe – NGE
Netherlands Organization for Applied Scientific Research – TNO
Norwegian Petroleum Directorate – NPD
Nuclear Energy Agency – NEA

Oberbergamt des Saarlandes
Office National des Hydrocarbures et des Mines (Marokko)
Oil & Gas Journal
Organisation for Economic, Co-operation and Development – OECD
Oxford Institute for Energy Studies (Vereinigtes Königreich)
Petrobangla (Bangladesch)
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
Research Institute of Petroleum Exploration & Development – PetroChina
Russian Energy Agency – REA
Servicio Geológico Mexicano – SGM
Servicio Nacional de Geología y Minería – Sernageomin (Chile)
South African Oil and Gas Alliance
Statistics Africa
Statistics Bosnia and Herzegovina
Statistics Bulgaria
Statistics Canada
Statistics China
Statistics Croatia
Statistics Czech Republic
Statistics Finland
Statistics Hong Kong
Statistics Israel
Statistics Japan
Statistics Kasachstan
Statistics Kosovo
Statistics Macedonia
Statistics Malaysia
Statistics Montenegro
Statistics Netherlands
Statistics Norway
Statistics Pakistan

Statistics Poland
Statistics Romania
Statistics Russian Federation
Statistics Slovakia
Statistics Slovenia
Statistics Taiwan
Statistics Thailand
Statistics Vietnam
Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. – SdK
Statistisches Bundesamt – Destatis
Tanzania Chamber of Minerals and Energy
The Coal Authority (Vereinigtes Königreich)
TÜRKİYE KÖMÜR İŞLETMELERİ KURUMU – TKİ
Türkiye Taşkömürleri Kurumu – TTK (Türkische Steinkohlegesellschaft)
Turkish Petroleum Corporation
Unión Cuba-Petróleo – CUPET
U.S. Energy Information Administration – EIA
U.S. Environmental Protection Agency - EPA
U.S. Geological Survey – USGS
Universidad Nacional de Colombia
University of Miskolc, Department of Geology and Mineral Resources (Ungarn)
Verein der Kohlenimporteure e.V. – VDKI
World Coal Association
World Energy Council – WEC
World Geothermal Congress – WGC
World Nuclear Association – WNA

GLOSSAR/ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AfDB	African Development Bank
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Sitz: Berlin
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, Sitz: Berlin
Aquifergas	in Grundwasser gelöstes Erdgas
API	American Petroleum Institute; Interessenverband der Erdöl-, Erdgas und petrochemischen Industrie der USA
°API	Maßeinheit für die Dichte der flüssigen Kohlenwasserstoffe; niedrige Gradzahlen entsprechen schwerem Erdöl
ARA	Kurzform für Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen
AU	Afrikanische Union
AUC	African Union Commission
b, bbl	Barrel (Fass); (amerikanische) Volumen-Maßeinheit für Erdöl und Erdölprodukte; <i>s. u. Maßeinheiten</i>
Binary	Über Wärmetauscher wird ein Binärkreislauf erhitzt, dessen Wärmemittel einen niedrigeren Siedepunkt hat als Wasser. Dieses wird verdampft und betreibt eine Turbine
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	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 Übersee-geschäft übliche Transportklausel, entspricht der ‚free on board‘-Klausel zu der der Verkäufer zusätzlich die Kosten der Lieferung, die Versicherung und die Fracht bis zum Bestimmungshafen trägt

CTL	coal to liquid; aus Kohle hergestellte synthetische Kraftstoffe
dena	Deutsche Energie-Agentur; Sitz: Berlin
DFID	UK-Department for International Development
DOE	Department of Energy (Energieministerium der USA)
downstream	Aktivitäten ab Fördersonde wie Aufbereitung, Transport, Verarbeitung, Verkauf
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEPCO	Ethiopian Electricity and Power Company
EGS	enhanced geothermal systems; durch Fracking künstlich erweiterte geothermische Systeme ohne natürliche konvektive Fluide
EIA	U.S. Energy Information Administration
EIB	European Investment Bank
EITI	Extractive Industries Transparency Initiative; internationale Transparenz-Initiative für den Rohstoffsektor
Entölungsgrad	bzw. Ausbeutegrad; prozentuale Menge des gewinnbaren Erdöls aus einer Lagerstätte
EOR	enhanced oil recovery; Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte
Erdgas	<p>natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende, brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung.</p> <p><i>Nasses Erdgas</i> enthält außer Methan auch längerkettige Kohlenwasserstoff-Komponenten.</p> <p><i>Trockenes Erdgas</i> enthält ausschließlich gasförmige Komponenten und besteht überwiegend aus Methan.</p> <p><i>Saures Erdgas</i> oder <i>Sauergas</i> enthält unterschiedliche Mengen an Schwefelwasserstoff (H₂S) im ppm Bereich.</p> <p><i>Konventionelles Erdgas:</i> freies Erdgas und Erdölgas in strukturellen und/oder stratigraphischen Fallen</p> <p><i>Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen</i> (kurz: <i>nicht-konventionelles Erdgas</i>): Aufgrund der Beschaffenheit und den Eigenschaften des Reservoirs strömt das Erdgas zumeist einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu diesen nicht-konventionellen Vorkommen von Erdgas zählen Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas (CBM), Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat</p>

Erdöl	<p>natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen. Die bei der Erdgasförderung anfallenden flüssigen Kohlenwasserstoffe wie Natural Gas Liquids (NGL) und Kondensate werden der Erdölförderung zugerechnet</p> <p><i>Konventionelles Erdöl:</i> Allgemein wird damit ein Erdöl bezeichnet, das aufgrund seiner geringen Viskosität (Zähflüssigkeit) und einer Dichte von weniger als 1g pro cm³ mit relativ einfachen Methoden und kostengünstig gefördert werden kann (Schweröl, Leichtöl, Kondensat)</p> <p><i>Nicht-konventionelles Erdöl:</i> 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
ESA	Euratom Supply Agency – European Commission
EU-AITF	European Union-Africa Infrastructure Trust Fund
EUR	estimated ultimate recovery (→ <i>Gesamtpotenzial</i>)
Felderweiterung	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>Geothermie bezeichnet sowohl die geowissenschaftliche Untersuchung als auch die technische Nutzung der Erdwärme. Diese setzt sich zusammen aus der Ursprungswärme der Erde und aus dem Zerfall von radioaktiven Isotopen im Erdinneren fortlaufend freigesetzten Wärme. Generell wird zwischen der Oberflächennahen Geothermie bis zu 400 Metern und der Tiefen Geothermie ab 400 Metern Tiefe unterschieden. Beide Bereiche werden zu Heizzwecken genutzt (direkte Nutzung), aber nur mit der Tiefen Geothermie kann aufgrund der höheren Temperaturen elektrischer Strom erzeugt werden. Geothermie zählt zu den erneuerbaren Energieträgern.</p> <p><i>Hydrothermale Geothermie</i> die Energie, die die in natürlichen tiefen thermalwasserführenden 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 Mio. t Erdöl oder > 85 Mrd. m ³ Erdgas, Super-Giant: > 680 Mio. t Erdöl oder > 850 Mrd. m ³ Erdgas, Mega-Giant: > 6.800 Mio. t Erdöl oder > 8.500 Mrd. m ³
GRMF	Geothermal Risk Mitigation Facility
Grubengas	Gase die bei der Gewinnung von Kohle freigesetzt werden. Vor allem Methan, Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Stickoxide und teilweise Wasserstoff
GTL	gas to liquid; Herstellung synthetischer Treibstoffe aus Erdgas mittels verschiedener Verfahren, u. a. Fischer-Tropsch-Synthese
GWe	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	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)
J	Joule; <i>s. u.: Maßeinheiten</i>
KenGen	Kenya Electricity Generating Company
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. 1.400 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, 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	Megawatt elektrisch
NEA	Nuclear Energy Agency (Kernenergieagentur); zur OECD gehörend; Sitz: Paris
NGL	natural gas liquids; (→ Kondensat)
NGPL	natural gas plant liquids; Bestandteile des geförderten Erdgases, die in Prozessanlagen separat verflüssigt werden; (→ Kondensat)

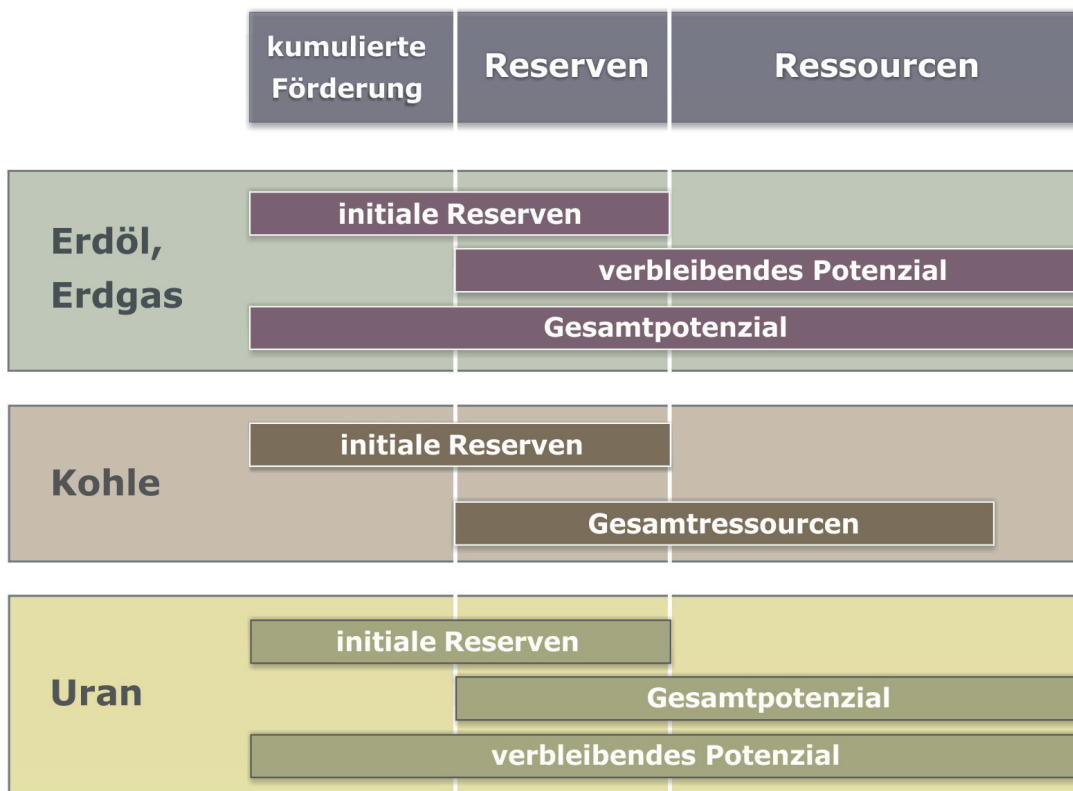
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung), Sitz: Paris; <i>s. u.: Wirtschaftspolitische Gliederungen</i>
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation Erdöl exportierender Länder), Sitz: Wien; <i>s. u.: Wirtschaftspolitische Gliederungen</i>
OPEC-Korbpreis	bildet einen Preisquerschnitt der verschiedenen Rohölqualitäten der OPEC-Mitgliedsstaaten
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; <i>s. u.: Maßeinheiten</i>
Porosität	Porenraum eines Gesteins; Maßeinheit: [%]
Potenzial	Gesamtpotenzial: kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen verblei- bendes Potenzial: Reserven plus Ressourcen
Primärenergie- verbrauch (PEV)	bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energienmenge
REEGLE	Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership
Reingas	normiertes Erdgas mit einem Heizwert von 9,7692 kWh / Nm ³ für Deutschland
Reserven	nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen <i>ursprüngliche Reserven</i> : kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
Reservenzuwachs	reserve growth; (→ <i>Feldeserweiterung</i>)
Ressourcen	nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künf- tig gewinnbare Energierohstoffmengen
RGCU	Regional Geothermal Coordination Unit of the African Union Commission
Rohgas	bei der Förderung gewonnenes, unbehandeltes Erdgas
Schiefergas	Shale Gas; Erdgas aus feinkörnigen Gesteinen (Tonsteinen)
Single Flash	Hydrothermales Fluid >182 °C, das in einem Tank bei Unterdruck verdampft und eine Turbine antreibt
SKE	Steinkohleeinheit; entspricht der Energiemenge, die beim Verbrennen von 1 kg Steinkohle frei wird; <i>s. u.: Umrechnungsfaktoren</i>
SPE	Society of Petroleum Engineers (Vereinigung der Erdöl-Ingenieure)

Tight Gas	Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten
t SKE	Tonne Steinkohleneinheiten (→ <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
UNEP-ARGeo	United Nations Environment Programme – African Rift Geothermal Development Facility
UN-ESA	United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division
upstream	alle Tätigkeitsbereiche bis zum Austritt der Kohlenwasserstoffe aus der Fördersonde; Aufsuchung (exploration), Erschließung (development) und Förderung/Produktion (exploitation/production)
Uran	<p>ist ein natürlicher Bestandteil der Gesteine der Erdkruste. Als Natururan [Unat] (Norm-Uran) wird Uran in der in der Natur vorkommenden Isotopenzusammensetzung U-238 (99,2739 %), U-235 (0,7205 %) und U-234 (0,0056 %) bezeichnet. Für eine wirtschaftliche Gewinnbarkeit muss Uran im Gestein angereichert sein. Von wirtschaftlicher Bedeutung sind derzeit folgende Lagerstättentypen: Diskordanzgebundene, gangförmige Lagerstätte (LS), LS in Sandsteinen, Hydrothermale Ganglagerstätten, LS in Quarzkonglomeraten, proterozoische Konglomerate, Brekzienkomplex-LS, Intragranitische und meta-somatische LS</p> <p>Uran aus nicht-konventionellen Vorkommen (kurz: <i>nicht-konventionelles Uran</i>): Uranressourcen, bei dem Uran ausschließlich untergeordnet als Beiprodukt gewonnen werden könnte. Hierzu zählt Uran in Phosphaten, Nicht-Metallen, Karbonaten, Schwarzschiefern (black shales) und in Ligniten. Auch im Meerwasser befinden sich rund 3 ppb (3 µg/l) gelöstes Uran, welches (theoretisch) gewonnen werden könnte</p>
ursprüngliche Reserven	kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
USAID	United States Agency for International Development
USD	US-Dollar; Währung der Vereinigten Staaten
USGS	United States Geological Survey (Geologischer Dienst der Vereinigten Staaten)
VDKi	Verein der Kohlenimporteure e.V.; Sitz: Hamburg

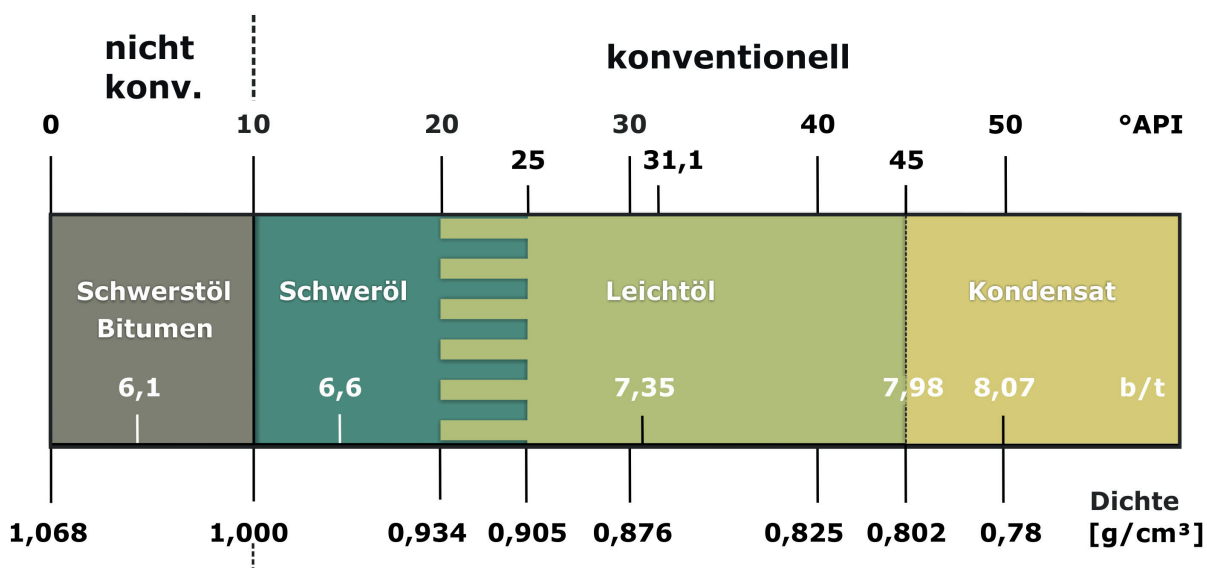
WEC	World Energy Council (Welt-Energie-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Energy Congress (Welt-Energie-Kongress)
Weichbraunkohle	Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg
WGC	World Geothermal Congress; findet alle fünf Jahre statt. Für fünf Tage findet ein Austausch zu geothermischen Fragen zwischen weltweiten Vertretern aus Wissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft statt. Eine umfangreiche Datenerhebung wird im Vorfeld zur aktuellen Lage sowohl der Oberflächen-nahen als auch der Tiefen Geothermie auf nationaler Ebene erhoben und auf dem Kongress vorgestellt
WNA	World Nuclear Association; Sitz: London
WPC	World Petroleum Council (Welt-Erdöl-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Petroleum Congress (Welt-Erdöl-Kongress)
WTI	West Texas Intermediate, bildet für den amerikanischen Markt den Referenzpreis

DEFINITIONEN

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen



Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte

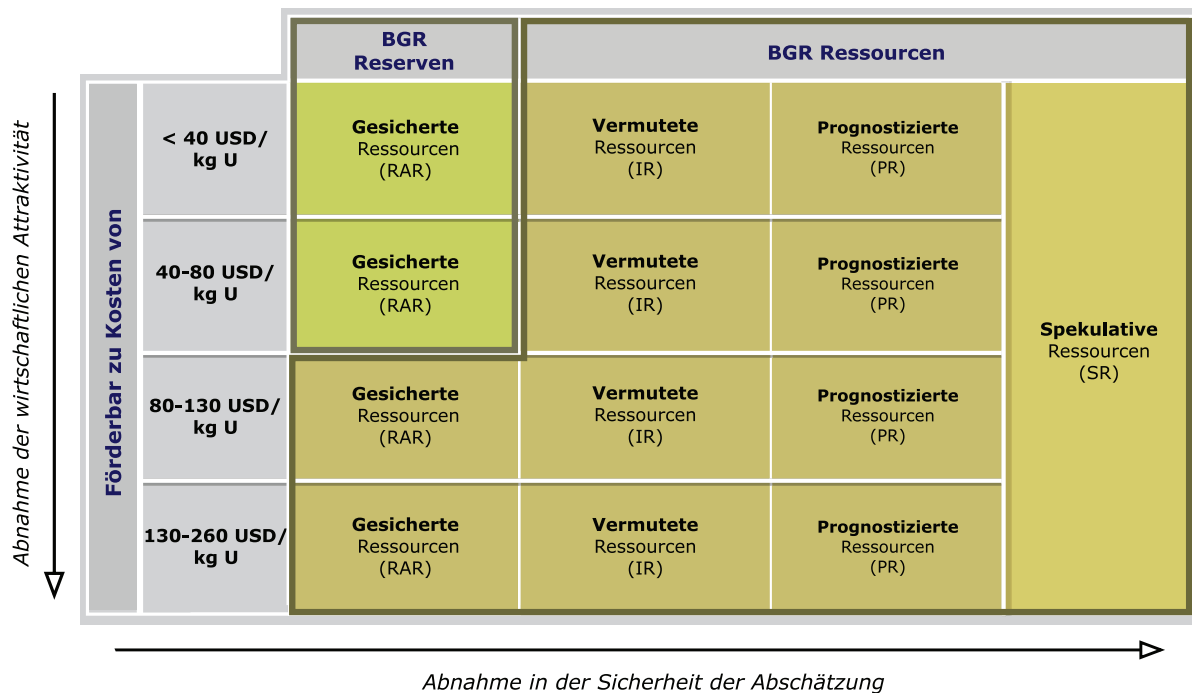


Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

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

Darstellung der Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

(verändert nach IAEA und OECD 2014)



LÄNDERGRUPPEN

Europa

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

GUS

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

Afrika

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

Naher Osten

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

Austral-Asien

„Austral“-Anteil:

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

„Asien“-Anteil:

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

Nordamerika

Grönland, Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

Lateinamerika (Mittel- und Südamerika ohne Mexiko)

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

WIRTSCHAFTSPOLITISCHE GLIEDERUNGEN Stand:2014**Europäische Union**

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

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

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

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

IAEA (International Atomic Energy Agency; 162 Länder)

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

NAFTA (North American Free Trade Agreement)

Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

OECD 2010 (Organization for Economic Co-operation and Development; 34 Länder)

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

OPEC 2009 (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 12 Länder)

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

OPEC-Golf Irak, Iran (Islamische Republik), Katar, Kuwait, Saudi-Arabien, Vereinigte Arabische Emirate

MASSEINHEITEN

b, bbl	barrel, Fass	1 bbl = 158,984 Liter
cf	Kubikfuß	1 cf = 0,02832 m ³
J	Joule	1 J = 0,2388 cal = 1 Ws
kJ	Kilojoule	1 kJ = 10 ³ J
MJ	Megajoule	1 MJ = 10 ⁶ J
GJ	Gigajoule	1 GJ = 10 ⁹ J = 278 kWh = 0,0341 t SKE
TJ	Terajoule	1 TJ = 10 ¹² J = 278 x 10 ³ kWh = 34,1 t SKE
PJ	Petajoule	1 PJ = 10 ¹⁵ J = 278 x 10 ⁶ kWh = 34,1 x 10 ³ t SKE
EJ	Exajoule	1 EJ = 10 ¹⁸ J = 278 x 10 ⁹ kWh = 34,1 x 10 ⁶ t SKE
m ³	Kubikmeter	
Nm ³	Norm-Kubikmeter	Gasmenge in 1 m ³ bei 0° C und 1.013 mbar [auch m ³ (Vn) abgekürzt]
Mio. m ³	Millionen Kubikmeter	1 Mio. m ³ = 10 ⁶ m ³
Mrd. m ³	Milliarden Kubikmeter	1 Mrd. m ³ = 10 ⁹ m ³
Bill. m ³	Billionen Kubikmeter	1 Bill. m ³ = 10 ¹² m ³
lb	pound, Pfund	1 lb = 453,59237 Gramm
t	Tonne	1 t = 10 ³ kg
t / a	metrische Tonne(n) pro Jahr	
toe	Tonnen Öl-Äquivalent (= tons of oil equivalent)	
kt	Kilotonne	1 kt = 10 ³ t
Mt	Megatonne	1 Mt = 10 ⁶ t = 1 Mio. t
Gt	Gigatonne	1 Gt = 10 ⁹ t = 1 Mrd. t
Tt	Teratonne	1 Tt = 10 ¹² t
W	Watt	1 W = 1 J/s = 1 kg m ² /s ³
MW _e	Megawatt elektrisch	1 MW = 10 ⁶ W
MW _{th}	Megawatt thermisch	1 MW = 10 ⁶ W
Wh	Wattstunde	1Wh = 3,6 kW = 3,6 kJ

UMRECHNUNGSFAKTOREN

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

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Die in der Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) veröffentlichten Inhalte dienen ausschließlich der Information. Trotz größter Sorgfalt übernimmt die BGR keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der bereitgestellten Informationen. 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>

